Daniel Barbosa

SISTEMA HÍBRIDO INTELIGENTE PARA O MONITORAMENTO E PROTEÇÃO DE TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA

Tese apresentada à Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, como parte dos requisitos para obtenção do título de Doutor em Ciências, Programa de Engenharia Elétrica

Área de Concentração: Sistemas Elétricos de Potência
Orientador: Prof. Tit. Denis Vinicius Coury
Co-orientador: Prof. Dr. Mário Oleskovicz

São Carlos
2010

AUTORIZO A REPRODUÇÃO E DIVULGAÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO, POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

Ficha catalográfica preparada pela Seção de Tratamento
da Informação do Serviço de Biblioteca – EESC/USP

B238s

Barbosa, Daniel
Sistema híbrido inteligente para o monitoramento e proteção de transformadores de potência / Daniel Barbosa ; orientador Denis Vinicius Coury, co-orientador Mário Oleskovicz. -- São Carlos, 2010.

Tese (Doutorado-Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e Área de Concentração em Sistemas Elétricos de Potência) -- Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, 2010.

1. Transformadores e reatores. 2. Sistemas elétricos de potência. 3. Análise de ondaletas. 4. Transformadores de potência. 5. Proteção diferencial. 6. Monitoramento de transformadores. 7. *Alternative Transients Program* (ATP). 8. Sistemas inteligentes. 9. Transformada de Clarke. I. Título.

FOLHA DE JULGAMENTO

Candidato(a): Engenheiro **DANIEL BARBOSA.**

Tese defendida e julgada em 15.10.2010 perante a Comissão Julgadora:

APROVADO

Prof. Titular **DENIS VINICIUS COURY – (Orientador)**
(Escola de Engenharia de São Carlos/USP)

APROVADO

Prof. Dr. **MARIO OLESKOVICZ – (Co-orientador)**
(Escola de Engenharia de São Carlos/USP)

APROVADO

Prof. Dr. **FERNANDO AUGUSTO MOREIRA**
(Universidade Federal da Bahia/UFBA)

APROVADO

Prof. Dr. **GIOVANNI MANASSERO JUNIOR**
(Escola Politécnica/USP)

APROVADO

Prof. Dr. **MANOEL FIRMINO DE MEDEIROS JÚNIOR**
(Universidade Federal do Rio Grande do Norte/UFRN)

Prof. Titular **GERALDO ROBERTO MARTINS DA COSTA**
Coordenador do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e
Presidente da Comissão de Pós-Graduação

Dedicatória

Aos meus pais, Wilson e Angélica, e minha irmã, Daniela, por todo o incentivo. A Ava, pelo amor e carinho.

Agradecimentos

A Deus pela minha vida e família.

Ao professor Denis Vinicius Coury, pela orientação, por ter-me dado voto de confiança para que eu realizasse o doutorado e também pela atenção concedida.

Ao professor Mário Oleskovicz, pela co-orientação, apoio em todos os momentos e, em especial, pela amizade.

Ao professor José Carlos de Melo Vieira Júnior, pelo apoio, incentivo e amizade em todos os momentos.

Aos amigos e colegas da pós-graduação e em especial a Ricardo (KDO), Renato (Monaro), Marcel, Rubens (Garça), Athila, Diego, Sérgio (Cavalinho), Lucas, Etienne, Patrick, Artur, Marcelo, Janison e Wesley, dentre outros, pela amizade e auxílios valiosos.

Aos amigos Ulisses Chemin Netto (Mancebo), Gerson Gibelli (Bufa fria) e Ricardo A. S. Fernandes (Gordo) pelo estímulo, apoio e dedicação.

Ao amigo Hermes M. G. C. Branco ("deus") pelas dificuldades e, principalmente, pelas conquistas compartilhadas neste trabalho.

Aos meus familiares pelo apoio ao longo do período de elaboração deste trabalho.

Aos amigos de São Carlos, em especial Naja, Maria do Carmo, Katherina, Eugênia e Melissa pela companhia e momentos de alegria.

A todos os professores e funcionários do Departamento de Engenharia Elétrica, da Escola de Engenharia de São Carlos (EESC) - Universidade de São Paulo (USP), que de algum modo colaboraram durante a minha permanência nesta universidade.

Ao Laboratório de Sistemas de Energia Elétrica - LSEE, pela acomodação e equipamentos disponibilizados no desenvolvimento desse trabalho.

À FAPESP (Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo) pela concessão da bolsa de doutorado e pelo apoio financeiro para a realização desta pesquisa.

"A mente que se abre a uma nova ideia jamais voltará ao seu tamanho original."

(Albert Einstein)

Sumário

Resumo **xv**

Abstract **xvii**

Lista de Figuras **xix**

Lista de Tabelas **xxv**

Lista de Abreviaturas e Siglas **xxvii**

1 Introdução **1**

1.1 Contribuições da pesquisa 3

1.2 Estrutura do trabalho 4

2 Revisão bibliográfica **7**

3 Sistemas Inteligentes e a Transformada *Wavelet* **25**

3.1 Redes Neurais Artificiais 25

3.1.1 Arquitetura da Rede 28

3.1.2 Processo de Aprendizagem ou Treinamento 29

3.2 Lógica *fuzzy* 30

3.2.1 Sistemas *Fuzzy* 33

3.2.1.1 Fuzzificação 34

3.2.1.2 Base do Conhecimento 34

3.2.1.3 Inferência 35

3.2.1.4 Defuzzificação 36

3.3 Algoritmos Genéticos 37

3.3.1 Terminologia 39

3.3.2 Representação dos Parâmetros 41

3.3.3 Função de Avaliação 42

3.3.4 Seleção dos Pais 43
3.3.5 Operadores Genéticos 43
3.3.6 Critério de Parada 44
3.3.7 Diferenças entre os AGs e os Métodos de Otimização Tradicionais 45
3.4 Transformada *Wavelet* 45
3.4.1 Funções *Wavelets* 46
3.4.2 A Transformada *Wavelet* Contínua 48
3.4.3 A Transformada *Wavelet* Discreta 49
3.4.4 Implementação da Transformada *Wavelet* Discreta por Banco de Filtros . 51
3.4.5 A Transformada *Wavelet Packet* 52
3.5 Considerações sobre os sistemas inteligentes e a transformada *Wavelet* 53

4 A Proteção Diferencial dos Transformadores de Potência 55
4.1 Proteção Diferencial 56
4.1.1 Corrente de Energização - *Inrush* 60
4.1.2 sobreexcitação do transformador 63
4.1.3 Saturação dos transformadores de corrente 64
4.1.4 Remoção de faltas próximas ao transformador 65
4.1.5 Energização solidária 66
4.2 Considerações sobre a proteção diferencial 69

5 O Sistema Elétrico Analisado 71
5.1 O gerador síncrono 72
5.1.1 O sistema de aterramento do gerador síncrono 75
5.1.2 O regulador de velocidade 77
5.1.3 O regulador de tensão 80
5.2 Os transformadores de potência 82
5.2.1 A divisão dos enrolamentos 85
5.2.2 O transformador do MIT 87
5.3 Os transdutores 88
5.3.1 Os transformadores de potencial 88
5.3.2 Os transformadores de corrente 91
5.4 A modelagem das linhas de transmissão 92
5.4.1 A rotina JMARTI e o arquivo de entrada para o *software* ATP 95
5.5 As cargas conectadas ao sistema elétrico simulado 97
5.5.1 Os dados referentes às cargas conectadas em estrela (**Y**) e em delta (Δ) . 97

5.5.2 O motor de indução trifásico 99
5.6 Considerações sobre o sistema elétrico analisado 100

6 Algoritmo para o monitoramento e a proteção de transformadores de força 103
6.1 A aquisição dos dados 104
6.1.1 O filtro *anti-aliasing* 105
6.1.2 O conversor analógico digital 107
6.1.3 A correção de *tap* 109
6.1.4 A compensação da corrente de sequência zero 110
6.1.5 A correção do grupo vetorial 111
6.1.6 O janelamento 112
6.1.7 A detecção e a correção da saturação de TC 113
6.1.7.1 RNA detectora 114
6.1.7.2 RNA corretora 115
6.2 Os sistemas de proteção 116
6.2.1 A técnica de proteção utilizando os componentes harmônicos 117
6.2.1.1 A normalização 117
6.2.1.2 A estimação harmônica 118
6.2.1.2.1 A representação da modelagem harmônica para o AG . 120
6.2.1.2.2 O cálculo do espectro de frequência 122
6.2.1.3 A seleção dos harmônicos 123
6.2.1.4 O cálculo do fluxo magnético 124
6.2.1.5 O sistema *Fuzzy* 125
6.2.1.5.1 A fuzzificação 126
6.2.1.5.2 A inferência 127
6.2.1.5.3 A defuzzificação 128
6.2.1.6 A tomada de decisão 129
6.2.2 A técnica de proteção utilizando as componentes de Clarke 130
6.2.2.1 Pré-processamento: Transformada de Clarke 130
6.2.2.2 O sistema *fuzzy* 132
6.3 O sistema de monitoramento 134
6.3.1 A análise harmônica 135
6.3.2 O sistema *fuzzy* 137
6.3.3 A classificação do evento 139
6.4 Considerações sobre as técnicas desenvolvidas 140

7 A Implementação Computacional e a Interface Gráfica 141

7.1 A implementação computacional e multiplataforma 141

7.1.1 Processamento paralelo 144

7.2 Interface gráfica 145

7.2.1 Ferramentas de construção da interface 145

7.2.2 Implementação da interface 147

7.2.2.1 Mensagens de erro 149

7.3 Considerações sobre a implementação computacional e a interface gráfica 150

8 Resultados dos Algoritmos Híbridos para Transformadores de Potência 151

8.1 Ensaio laboratorial 153

8.2 As faltas internas 154

8.2.1 Os defeitos fase-terra internos ao transformador 154

8.2.2 Os defeitos internos entre espiras da mesma fase do transformador 157

8.3 A sobreexcitação 159

8.4 A energização 161

8.5 A energização sob defeito 163

8.6 A saturação de TC 167

8.7 As oscilografias reais 169

8.8 Considerações finais 171

9 Conclusões 173

9.1 Considerações sobre os algoritmos propostos 173

9.1.1 O ProtAGH 174

9.1.2 O Prot-$\alpha\beta 0$ 175

9.1.3 O sistema de monitoramento 176

9.1.4 A implementação computacional e a interface gráfica 176

9.1.5 A saturação de TC 177

9.2 A continuidade da pesquisa 177

Referências Bibliográficas 179

A A compensação da corrente diferencial para relés numéricos 195

B Divulgação do Trabalho 199

C O arquivo fonte da simulação no ATP 203

Resumo

BARBOSA, D. **Sistema Híbrido Inteligente para o Monitoramento e Proteção de Transformadores de Potência**. 232 f. Tese (Doutorado) - Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2010.

Este trabalho apresenta um conjunto de métodos para a proteção e o monitoramento de transformadores de potência baseado em sistemas inteligentes e na aplicação das transformadas de Clarke e *Wavelet*. A abordagem inteligente utilizada permite analisar a condição operativa dos transformadores de potência e detectar a ocorrência de defeito interno, distinguindo-a de outras situações de operação, como, a energização, a energização solidária, a saturação dos transformadores de corrente e a sobreexcitação. As tomadas de decisão das técnicas desenvolvidas são realizadas pela lógica *fuzzy* após o pré-processamento dos sinais de entrada por meio de diversos métodos, os quais variam de acordo com o algoritmo que esta sendo executado. Os algoritmos propostos foram testados por meio de simulações realizadas através do *software Alternative Transients Program* (ATP). É importante salientar que nas simulações do ATP foram modelados diversos equipamentos que constituem o sistema elétrico de potência, incluindo um gerador síncrono com regulação de velocidade, linhas de transmissão com variação em frequência, transformadores de potência com suas respectivas curvas de saturação, transformadores de potencial e de corrente. Estas modelagens tiveram por objetivo gerar dados das distintas situações de operação para a verificação e análise da metodologia proposta. Os resultados da pesquisa mostram a aplicabilidade dos algoritmos propostos na proteção e no monitoramento dos transformadores de potência, mesmo nas condições mais adversas, como na ocorrência da saturação dos transformadores de corrente, uma vez que os sinais de entrada distorcidos pela saturação são corrigidos por uma rede neural artificial. Os resultados apresentados comparam as respostas obtidas pelas técnicas propostas em relação às saídas de um relé comercial, habilitado à proteção diferencial percentual.

Palavras–Chave: Transformadores de potência, proteção diferencial, sistema elétrico de potência, monitoramento de transformadores, *Alternative Transients Program* (ATP), sistemas inteligentes, transformada *wavelet*, transformada de Clarke.

Abstract

BARBOSA, D. **Hybrid Intelligent System for Monitoring and Protection of Power Transformers**. 232 f. Thesis (Doctorate Degree) - Engineering School of São Carlos, University of São Paulo, São Paulo, 2010.

This work presents a set of methods for protecting and monitoring power transformers based on intelligent systems and the application of Clarke and Wavelet transforms. The intelligent approach allowed us to analyze the operating condition of power transformers and it discriminates between an internal fault and different operating conditions, as energization, sympathetic inrush, saturation of current transformers and overexcitation. Decision making is performed by fuzzy logic after the preprocessing of the input signals through various methods, varying according to which algorithm is running. It is important to point out that in the simulations using ATP many different power system equipment had been modeled, including a synchronous generator with speed regulation, transmission lines with variation in frequency, power transformers with their saturation curves, potential transformers and current transformers. The objective of these tests was to generate data for distinct situations for the verification and the analysis of the proposed methodologies. The results of the research show the applicability of the algorithms considered in protection and monitoring of power transformers, even in adverse conditions, such as saturation of current transformers, since the input signals are distorted by CT saturation corrected by artificial neural network. The results are compared to the ones presented by a commercial percentage differential relay.

Keywords: Power Transformer, Differential Protection, Electrical Power System, Monitoring of Power Transformers, Alternative Transients Program (ATP), Intelligent Systems, Clarke Transform, Wavelet Transform.

Lista de Figuras

3.1 Os dois tipos de neurônios. 26

3.2 Funções de ativação. 27

3.3 Rede Neural Artificial. 28

3.4 Funções de pertinência. 33

3.5 Conjuntos de funções de pertinência da lógica *fuzzy*. 33

3.6 Diagrama de um sistema *fuzzy*. 34

3.7 Exemplo de um Sistema *Fuzzy*. 38

3.8 Estrutura geral dos algoritmos genéticos. 39

3.9 Diagrama que posiciona o AG como técnica de busca. 40

3.10 Aplicabilidade em Problemas x Eficiência de Resolução dos Métodos. 40

3.11 Dilatação de uma *wavelet*. 46

3.12 Translação de uma *wavelet*. 47

3.13 Formas básicas de algumas funções *wavelets*. 48

3.14 A decomposição de um sinal pela TW. 52

3.15 Árvore de coeficientes quando da aplicação da TWP até o terceiro nível. 53

4.1 A proteção diferencial para transformadores. 57

4.2 Análise da circulação de corrente. 57

4.3 Curva característica da proteção diferencial. 59

4.4 Forma de onda típica da corrente de energização. 61

4.5 Caso de máxima corrente de energização. 61

4.6 Formas de onda da tensão e da corrente para uma sobreexcitação de 150%. . . . 63

4.7 Componentes harmônicos da saturação de TC. 65

4.8 Forma de onda do secundário do TC com 75% de fluxo remanescente. 65

4.9 Formas de onda da corrente do secundário do TC e seu conteúdo harmônico. . . . 66

4.10 Sistema com energização solidária. 67

4.11 Envoltória das correntes de energização do transformador TR2A. 68

4.12 Conteúdo harmônico das correntes logo após a energização do TR2A. 68

5.1 Modelo do sistema elétrico utilizado dispondo do *software* ATP. 71

5.2 Modelagem do gerador síncrono via o software ATP. 74

5.3 Esquema com as malhas de controle do SEP. 75

5.4 Esquema do regulador com queda de velocidade. 77

5.5 Função de transferência do regulador de velocidade. 78

5.6 Diagrama de Bode da função de transferência do regulador de velocidade. 79

5.7 Diagrama básico do funcionamento do sistema simulado. 79

5.8 Modelagem da malha de controle de frequência no ATP. 80

5.9 Diagrama de blocos de um sistema de regulação de tensão. 81

5.10 Função de transferência do regulador de tensão. 81

5.11 Modelagem da malha de controle de tensão no ATP. 82

5.12 Modelo do transformador monofásico elevador empregado via ATP. 83

5.13 Detalhes das conexões dos enrolamentos. 83

5.14 Arquivo de entrada do modelo do transformador com as divisões dos enrolamentos. 84

5.15 Curva de saturação dos transformadores. 85

5.16 Arquivo de entrada da rotina SATURATION. 85

5.17 Modelagem do enrolamento para aplicação de faltas internas. 86

5.18 Correntes do transformador TR2E sob falta AG. 87

5.19 Tensões do transformador TR2E sob falta AG 87

5.20 Arquivo de entrada do ATP para o TP. 89

5.21 Esquema do transformador de potencial capacitivo. 90

5.22 Arquivo de entrada do ATP para o TPC. 90

5.23 Formas de onda do TPC para o sistema em regime. 91

5.24 Esquema de conexão dos TCs. 92

5.25 Curva de saturação (VxI) dos transformadores de corrente. 92

5.26 Arquivo de entrada do ATP para o TC com relação de 2000:5. 93

5.27 Silhueta de torre da linha de 138kV. 94

5.28 Transposição de uma linha de transmissão qualquer. 95

5.29 Representação do modelo por parâmetros distribuídos. 95

5.30 Variação do módulo da impedância característica da LT em função da frequência. 96

5.31 Arquivo de entrada da rotina JMARTI. 96

5.32 Parte do arquivo de saída da rotina JMARTI. 97

5.33 Arquivo de entrada do motor de indução trifásico. 100

5.34 Arquivo de entrada do compressor. 101

6.1 Fluxograma do sistema híbrido proposto. 104

6.2 Diagrama da aquisição de dados. 105

6.3 Ilustração do fenômeno de *aliasing*. 106

6.4 Formas de onda ilustrando o processo de digitalização. 108

6.5 A aquisição de dados realizada de forma janelada. 113

6.6 Fluxograma da detecção e correção da saturação de TC. 113

6.7 Topologia da RNA detectora. 115

6.8 Resposta da RNA detectora para um dos padrões de validação. 115

6.9 Topologia da RNA corretora utilizada. 116

6.10 Padrão de validação reconstruído pela RNA. 116

6.11 Diagrama do sistema de proteção ProtAGH desenvolvido. 118

6.12 Fluxograma da normalização dos dados. 118

6.13 Diagrama do fluxo de informações durante a normalização dos dados. 118

6.14 Diagrama da estimação de harmônicos. 119

6.15 Representação do erro ($e[]$) a ser minimizado. 121

6.16 Estrutura geral do GOOAL. 123

6.17 Fluxograma da seleção dos componentes harmônicos. 124

6.18 Comportamento do fluxo em função da corrente diferencial. 125

6.19 Diagrama do sistema *Fuzzy* utilizado. 125

6.20 Funções de pertinência das variáveis de entrada. 127

6.21 Função de pertinência da variável de saída. 127

6.22 Hierarquia das principais classes do FisPro. 129

6.23 Fluxograma da tomada de decisão do algoritmo ProtAGH. 129

6.24 Diagrama do sistema do Prot-$\alpha\beta$0. 130

6.25 Diferencial das componentes α-β-0 em várias condições operativas. 132

6.26 Diagrama do sistema *fuzzy* usado no Prot-$\alpha\beta$0. 133

6.27 Funções de pertinência das variáveis linguísticas. 134

6.28 Fluxograma básico do algoritmo proposto. 135

6.29 Árvore de decomposição da TWP de nível 5. 136

6.30 Estrutura do sistema *fuzzy* utilizado no monitoramento. 138

6.31 Funções de pertinência das variáveis linguísticas de entrada. 138

6.32 Funções de pertinência dos eventos a serem classificados. 138

6.33 Resumo das regras de inferência *fuzzy* adotadas no monitoramento. 139

6.34 Diagrama do classificador de eventos. 140

7.1 Diagrama de classes para carregamento do arquivo COMTRADE. 143

7.2 Classe base de controle das *threads*. 144

7.3 Diagrama de estados de uma *thread*. 145

7.4 Ferramentas de desenvolvimento para a biblioteca Qt. 146

7.5 Interface gráfica desenvolvida. 147

7.6 Caixas de diálogo utilizadas na interface. 148

7.7 Resultados dos algoritmos desenvolvidos apresentados pela interface gráfica. . . . 148

7.8 Exemplo do relatório texto gerado com suas opções. 149

7.9 Erro: arquivo de entrada deve ser escolhido. 149

7.10 Erro: executar os algoritmos antes de efetuar esta operação. 149

8.1 Esquema laboratorial desenvolvido. 152

8.2 Saídas *fuzzy* para FAT à 5% do enrolamento secundário. 155

8.3 Saída do relé 87T para FAT à 5% do enrolamento secundário. 155

8.4 Formas de onda da corrente para FAT à 5% do enrolamento secundário. 156

8.5 Saídas *fuzzy* para defeito à 10% e 5% do enrolamento secundário. 158

8.6 Saída do relé 87T para defeito à 10% e 5% do enrolamento secundário. 158

8.7 Correntes do transformador para uma sobreexcitação de 150%. 159

8.8 Saída dos algoritmos desenvolvidos para uma sobreexcitação de 150%. 160

8.9 Canais digitais do relé comercial para uma sobreexcitação de 150%. 160

8.10 Correntes do transformador durante a energização de TR2E. 161

8.11 Saída dos algoritmos propostos durante a energização de TR2E. 161

8.12 Saída do relé 87T durante a energização de TR2E. 162

8.13 Correntes do transformador durante a energização solidária de TR3E. 163

8.14 Saída dos algoritmos propostos durante a energização solidária de TR3E. 163

8.15 Correntes do transformador durante a energização com defeito AT à 10%. 164

8.16 Saídas *fuzzy* durante a energização com defeito AT à 10%. 164

8.17 Saída do relé 87T durante a energização com defeito AT à 10%. 165

8.18 Saída do relé 87T durante a energização com defeito AT à 5%. 165

8.19 Saídas *fuzzy* durante a energização com defeito AT à 5%. 166

8.20 Correntes do transformador durante a energização com defeito AT à 5%. 166

8.21 Correntes do transformador durante um defeito AT externo com saturação de TC. 168

8.22 Correntes corrigidas do transformador durante um defeito AT externo. 168

8.23 Saídas *fuzzy* durante um defeito AT externo com saturação de TC. 169

8.24 Saída do relé 87T durante um defeito AT externo com saturação de TC. 169

8.25 Correntes de um transformador real durante a energização. 170

8.26 Saídas *fuzzy* durante a energização de um transformador real. 170

8.27 Saída do relé 87T durante a energização em um transformador real. 171

8.28 Saída do relé 87T durante um defeito interno em um transformador real. 171

8.29 Correntes de um transformador real durante um defeito interno. 172

8.30 Saída do Prot-$\alpha\beta 0$ durante um defeito interno de um transformador real. 172

Lista de Tabelas

3.1 Relação entre a linguagem natural e o AG. 41

3.2 Faixas de frequência da aplicação da TWP ilustrada na Figura 3.15. 53

4.1 Conteúdo harmônico dos sinais de corrente e tensão da figura 4.6. 64

5.1 Dados do gerador síncrono utilizado na simulação. 72

5.2 Capacitâncias naturais dos componentes de instalação. 77

5.3 Parâmetros do regulador de velocidade. 78

5.4 Dados de tensão e corrente para a rotina SATURATION. 84

5.5 Divisão do enrolamento secundário (Y) para aplicação de faltas internas. 86

5.6 Divisão do enrolamento primário (Δ) para aplicação de faltas internas. 86

5.7 Dados do transformador do MIT utilizado na simulação. 88

5.8 Dados de tensão e corrente para a rotina SATURATION do TP classe 13,8kV. . . 89

5.9 Dados dos TCs utilizados. 92

5.10 Dados das cargas em estrela utilizadas nas simulações. 98

5.11 Dados das cargas em delta utilizadas nas simulações. 98

5.12 Dados do MIT utilizado na simulação. 99

5.13 Dados do compressor utilizado na simulação. 100

6.1 Resumo das regras de inferência *fuzzy* adotadas. 128

6.2 Resumo das regras *fuzzy* utilizadas no Prot-$\alpha\beta 0$ 133

6.3 Faixas de frequência da TWP nível 5 à cada janela de dados. 136

8.1 Ajustes do relé comercial diferencial. 154

8.2 Resumo estatístico dos testes para defeitos internos à terra. 156

8.3 Resumo estatístico dos testes para defeitos internos bifásicos à terra. 157

8.4 Resumo estatístico dos testes para defeitos internos entre espiras. 159

8.5 Resumo estatístico dos testes para energizações sob defeitos internos. 167

A.1 Compensação da corrente diferencial. 195

Lista de Abreviaturas e Siglas

ABNT Associação Brasileira de Normas Técnicas

AC Corrente Alternada

AG Algoritmo Genético

ANFIS *Adaptive Neuro-Fuzzy Inference System*

AMR Análise Multiresolução

ANSI *American National Standards Institute*

API *Application Programming Interface*

ATP *Alternative Transients Program*

AVR *Automatic Voltage Regulator*

CAD Conversor Analógico Digital

CC Corrente Contínua

COMTRADE *Common Format for Transient Data Exchange*

FisPro *Fuzzy Inference System Professional*

GOOAL *Genetic Object Oriented ALgorithm*

GUI *Graphical User Interface*

HMI *Human Machine Interface*

LF Lógica *Fuzzy*

LSB *Least Significant Bit*

LSEE Laboratório de Sistemas de Energia Elétrica

IIR *Infinite Impulse Response*

ISO *International Organization for Standardization*

MATLAB *Matrix Laboratory*

MIA-INRA Departamento de Matemática e Informática Aplicada do Instituto Nacional de Pesquisa Agronômica Francês

MIT Motor de Indução Trifásico

MLP *Multi-Layer Perceptron*

MVR *Manual Voltage Regulator*

POO Programação Orientada por Objetos

POSIX *Portable Operating System Interface*

Prot-$\alpha\beta 0$ Algoritmo de Proteção para Transformadores de Potência utilizando as Componentes *Alpha*, *Beta* e Zero

ProtAGH Algoritmo de Proteção para Transformadores de Potência baseado em Algoritmo Genético e Harmônicos

PSCAD/EMTDC *Power Systems Computer Aided Design/Electromagnetic Transients including DC*

PSEP Proteção de Sistemas Elétricos de Potência

PSO *Particle Swarm Optimization*

QEE Qualidade da Energia Elétrica

RMS *Root Mean Square*

RNA Rede Neural Artificial

RTDS *Real Time Digital Simulator*

SEP Sistema Elétrico de Potência

SF Sistema *Fuzzy*

TACS *Transient Analysis of Control Systems*

TC Transformador de Corrente

TCSC *Thyristor Controlled Serie Capacitor*

TP Transformador de Potencial

TPC Transformador de Potencial Capacitivo

TF Transformada de Fourier

TDF Transformada Discreta de Fourier

TDH Transformada Discreta de Hartley

FFT *Fast Fourier Transform*

TW Transformada *Wavelet*

TWD Transformada *Wavelet* Discreta

TWC Transformada *Wavelet* Contínua

TWCI Transformada *Wavelet* Contínua Inversa

TWP Transformada *Wavelet Packet*

Capítulo 1

Introdução

O avanço tecnológico contínuo e a crescente necessidade de uma maior oferta de energia elétrica têm impulsionado uma expansão progressiva do Sistema Elétrico de Potência (SEP), desde os primórdios de sua criação nos Estados Unidos em 1885 até os dias atuais (Stevenson, 1986). Tal sistema é composto basicamente de três grandes grupos: a geração, a transmissão e a distribuição de energia elétrica, os quais são planejados e operados de maneira a proporcionar os melhores padrões de qualidade no fornecimento e suprir a demanda de energia elétrica aos seus consumidores.

É importante salientar que a ampliação permanente do SEP traz uma série de novos desafios à engenharia, já que seus reflexos repercutem diretamente nos padrões de qualidade, de confiabilidade e de continuidade de fornecimento da energia elétrica. Assim, observa-se a necessidade do sucessivo aperfeiçoamento das técnicas e procedimentos que regem a operação, a manutenção e a expansão da rede elétrica.

Como fato, tem-se que a ocorrência de surtos ou situações transitórias são frequentemente observadas ao longo do SEP, podendo provocar o funcionamento anormal do mesmo, seja pela ocorrência de algum tipo de falta ou por manobras de equipamentos conectados à rede. Essas condições de operação são indesejáveis e podem oferecer riscos a equipamentos e usuários que se beneficiam do SEP. Deste modo, justifica-se o emprego de sistemas de proteção que possam evitar ou minimizar o impacto de tais problemas sobre o SEP como um todo.

Dentre os diversos equipamentos que constituem o SEP, destacam-se os transformadores de potência que, devido à sua importância para o funcionamento da rede elétrica, necessitam de cuidados especiais, sejam estes referentes à manutenção, à operação e/ou à proteção. Desta

forma, vários métodos foram desenvolvidos e estão em constante avaliação a fim de garantir uma operação normal deste equipamento, evitando, assim, que este continue em funcionamento em situações adversas e indesejáveis.

No caso dos transformadores de potência existem diversas filosofias para a sua proteção. Os principais métodos e ou filosofias são baseadas na utilização de fusíveis, relés de sobrecorrente, relés diferenciais, relés de pressão, monitoramento efetivo da temperatura dos enrolamentos e análise química dos gases presentes no óleo isolante (Horowitz e Phadke, 1996).

Embora exista uma quantidade razoável de técnicas e procedimentos para a proteção deste equipamento, conforme supracitado, a filosofia mais aplicada e aprimorada para a proteção primária desses elementos é pelo uso de relés diferenciais. Tal filosofia de proteção baseia-se no princípio da comparação entre as correntes primárias e secundárias, em função de patamares pré-estabelecidos que, quando ultrapassados, indicam que o equipamento deve ser retirado de operação. Todavia, tal procedimento possui certas limitações na aplicação em transformadores de potência, uma vez que determinadas condições normais de operação destes equipamentos possuem características semelhantes à de situações indesejadas.

Dentre as prováveis fontes de imprecisão a que a filosofia de proteção diferencial estará sujeita, tem-se: as correntes de energização (*inrush*), a sobreexcitação, as faltas externas combinadas com a saturação do Transformador de Corrente (TC) na medição, o erro provocado pela relação de transformação do equipamento protegido e a condição de *"sympathetic inrush"*. Tais situações, quando evidenciadas, provocarão um desbalanceamento considerável entre as correntes primárias e secundárias, podendo causar uma atuação incorreta do relé (Kasztenny *et al.*, 1997). Logo, a distinção dentre faltas internas das demais situações acima mencionadas é uma das principais dificuldades encontradas na proteção diferencial em transformadores.

Contudo, alguns critérios podem ser utilizados para mitigar esses problemas. Os principais são os baseados na característica diferencial aprimorada com as restrições de segunda e quinta harmônicas. É importante salientar que além dos possíveis atrasos que os métodos de filtragem possam proporcionar para a obtenção das componentes harmônicas, as situações de faltas internas enfrentadas, também podem conter componentes de segunda harmônica, o que também provocaria um provável erro no processamento da informação (Pihler *et al.*, 1997).

Como um exemplo prático de outra situação difícil de ser caracterizada, coloca-se que, a maioria dos relés diferenciais comerciais não protegem os transformadores para situações de faltas internas caracterizadas a menos de 15% do enrolamento, ou seja, os fabricantes informam

que para sistemas onde tais condições são favoráveis, deve-se habilitar a função denominada como *terra restrita*. Tal função tem a propriedade de verificar a corrente de neutro, aumentando a complexidade na parametrização do sistema de proteção associado, uma vez que o ajuste dessa função varia consideravelmente entre uma aplicação e outra.

Dos apontamentos encontrados, observa-se que o uso de ferramentas inteligentes, como Rede Neural Artificial (RNA) e Lógica *Fuzzy* (LF), associadas à Transformada *Wavelet* (TW) vem sendo estudadas e utilizadas como alternativa para contornar tais problemas. Tais métodos promovem uma melhora significativa na seletividade, na sensibilidade e na operação dos relés diferenciais, evidenciando possíveis soluções para alguns dos problemas citados (Kaiavathi *et al.*, 2005).

Neste contexto, esta pesquisa propõe desenvolver um sistema híbrido para proteção e para o monitoramento das diversas situações de operação dos transformadores de potência. Desta forma, os algoritmos propostos proporcionarão uma proteção mais eficaz e um melhor acompanhamento do funcionamento destes equipamentos, permitindo análises mais abrangentes e confiáveis. É importante destacar que, para a obtenção deste objetivo, será utilizado um conjunto de técnicas inteligentes, como RNA, Algoritmo Genético (AG) e LF, bem como de outras abordagens, como pela TW, Transformada de Fourier (TF) e a Transformada de Clarke. Além dos algoritmos, foi desenvolvida uma interface gráfica com o intuito de propiciar uma interação mais amigável entre os usuários e os algoritmos, já que esta permite a observação dos resultados de forma simples e direta.

1.1 Contribuições da pesquisa

Ao realizar a revisão bibliográfica sobre o tema abordado nessa pesquisa, verificou-se alguns pontos coincidentes com trabalhos existentes. Dentre esses pontos, destaca-se a utilização isolada de técnicas inteligentes e da TW para a proteção de transformadores de potência, estando essas associadas ou não a Transformada Discreta de Fourier (TDF). Outro ponto comum é a utilização da TW para uma classificação, mesmo que de maneira simples, da condição operativa que o equipamento protegido está submetido.

Somando-se à literatura correlata, este trabalho apresenta em um único sistema para transformadores de força, a associação de métodos para atender aos algoritmos de proteção e de monitoramento de forma integrada. Desta forma, tais técnicas e as suas integrações em uma

plataforma única constituem as principais contribuições desta pesquisa, podendo ser listada da seguinte forma:

- Elaboração de um algoritmo híbrido cooperativo utilizando AG (na estimação dos componentes harmônicos) e LF (na tomada de decisão), capaz de detectar situações operativas danosas aos transformadores de potência, uma vez que não foram encontrados relatos da aplicação AG nesse tipo de proteção;

- Utilização da Transformada de Clarke para a proteção de transformadores de potência. É importante salientar que a aplicação desta técnica na proteção de transformadores de potência é original, pois além da alteração da referência no cálculo da transformada, esta não utiliza a estimação de componentes harmônicos em nenhuma parte do processo de decisão, o quea torna diferente da maioria das metodologias propostas anteriormente;

- Desenvolvimento de um algoritmo de monitoramento que classifique as várias condições operativas do equipamento protegido, não somente as situações de energização e de defeito interno. Assim, o monitoramento proposto possui uma maior abrangência, em relação a outros trabalhos, quanto ao número de condições observáveis.

1.2 Estrutura do trabalho

No seu conjunto, este trabalho contém oito capítulos, além da introdução.

Na "Introdução", estão apresentados a contextualização e a justificativa da pesquisa, o problema e os objetivos do trabalho, além da sua estrutura. No capítulo 2, cujo título é "Revisão bibliográfica", é feita uma abordagem acerca da evolução do tema durante os anos, trazendo as várias definições e métodos propostos por diversos pesquisadores. No capítulo 3, intitulado "Sistemas Inteligentes e a Transformada *Wavelet*", descreve-se as características das técnicas utilizadas e a teoria básica sobre o assunto abordado. As descrições do funcionamento e da aplicabilidade da proteção diferencial em transformadores de potência são apresentados no capítulo 4. A modelagem do sistema elétrico de potência utilizado, bem como as considerações referentes às variações nas simulações dos defeitos aplicados nos transformadores de potência, é apresentada no capítulo 5. No capítulo 6 é apresentado em detalhes o algoritmo proposto, incluindo todas as etapas implementadas em linguagem "C++", desde a aquisição dos dados nos secundários dos transdutores até a saída obtida pelo método. A interface gráfica desenvolvida para uma melhor

interação entre o usuário final e os métodos propostos é apresentada no capítulo 7. O capítulo 8 traz os resultados obtidos, assim como uma análise destacando as principais características da abordagem. No capítulo 9 são apresentadas as considerações finais e as recomendações para a continuidade da pesquisa.

Capítulo 2

Revisão bibliográfica

Este levantamento bibliográfico apresenta alguns dos trabalhos em destaque sobre a temática desse projeto de pesquisa, sendo que este foi continuamente revisado e ampliado durante o desenvolvimento das atividades.

Os pesquisadores Marshall e Langguth (1929) foram uns dos precursores no estudo dos erros provocados pela excitação anormal do Transformador de Corrente (TC) nas medidas obtidas no seu secundário, além de indicarem estratégias a serem utilizadas para minimizar estes erros. Para a obtenção das conclusões, os autores modelaram matematicamente e ensaiaram um TC para diferentes condições de operação, proporcionando resultados com um forte embasamento teórico.

O trabalho apresentado pelos autores Wentz e Sonnemann (1940) apresenta uma análise sobre a aplicação de TCs em conjunto com relés de proteção de alta velocidade, cujo enfoque principal é o aparecimento da componente de Corrente Contínua (CC) nas correntes transitórias. O problema enfatizado no texto é a escolha do esquema de proteção diferencial frente a eficácia dos TCs existentes, uma vez que o desempenho destes equipamentos estava distante da perfeição. Nesse sentido, é discutida uma solução para esse problema e são apresentados novos métodos de aproximação para o cálculo e correção deste fenômeno. Os resultados foram interpretados matematicamente em função da operação do relé em conjunto com testes laboratoriais.

Hayward (1941a) apresenta um trabalho que explica o funcionamento dos relés eletromecânicos com restrição harmônica e a vantagem de sua aplicação, uma vez que estes conseguem prevenir a atuação indevida do sistema de proteção durante a energização dos transformadores. O artigo traz os diagramas esquemáticos dos circuitos internos do relé HDD11 da *General Electric*,

bem como a explicação de como este equipamento trata a informação do conteúdo harmônico. Os testes, ajustes e ensaios de desempenho do equipamento supracitado são apresentados, assim como um guia para a seleção dos TCs.

Hayward (1941b) mostra um estudo sobre os danos provocados pelas correntes de energização prolongada devido à presença de transformadores em paralelo nos relés diferenciais, sendo estes ainda eletromecânicos. As conclusões do artigo foram baseadas em testes laboratoriais de transformadores trifásicos e em análises matemáticas que proporcionaram observações importantes, como:

- A pouca interferência da indutância da linha de transmissão na duração das correntes de energização, proporcionando contudo, uma redução na amplitude da mesma;
- Uma aplicação insatisfatória dos relés diferenciais de alta velocidade que se utilizam de relés auxiliares operados por tensão para prevenir a atuação em situações de energização em transformadores operando em paralelo;
- A ineficiência dos relés de sobrecorrente ou indutivos percentuais diferenciais utilizados na proteção diferencial de transformadores de potência quando aplicados em transformadores em paralelo, devido a alta amplitude da corrente;
- As configurações temporizadas necessárias para prevenir a atuação indevida em situações na qual a corrente de magnetização possui uma longa duração.

As ocorrências de transitórios no Sistema Elétrico de Potência (SEP) provenientes da corrente de energização de transformadores de potência são analisadas pelos pesquisadores Blume *et al.* (1944), pois em casos extremos, as correntes de energização se assemelham a correntes de curto-circuito e provocam os mais variados distúrbios na rede elétrica associada. Assim, os autores apresentam os fatores que determinam a significância da corrente de energização do ponto de vista da operação do SEP e os métodos para reduzir a amplitude dessa corrente e/ou atenuar os seus efeitos.

Novos procedimentos computacionais para a proteção diferencial de transformadores de potência, baseados em correntes diferenciais e restrições por fluxo magnético, são apresentados em Phadke e Thorp (1983). A metodologia proposta pelos autores é baseada em limiares de atuação, isto é, após o cálculo do fluxo magnético, verifica-se em qual intervalo este valor está compreendido e, a depender deste, o sistema de proteção retira o equipamento de operação. É importante

salientar que os testes foram reproduzidos em laboratório e que os resultados obtidos confirmam a robustez dessa metodologia na detecção de faltas internas em transformadores. Outro fator a ser evidenciado é o baixo esforço computacional requerido pelo algoritmo, mesmo em situações que o equipamento a ser protegido possui múltiplos enrolamentos.

Fakruddin *et al.* (1984) desenvolveram um algoritmo para proteção diferencial de transformadores que utiliza funções *Haar* para extrair o segundo e o quinto componente harmônico dos sinais provenientes dos sinais transitórios do SEP. Tais componentes são utilizados para calcular a corrente diferencial que será comparada com limiares pré-estabelecidos. O algoritmo apresentou resultados satisfatórios nas situações analisadas, comprovando a aplicabilidade deste tipo de função em sistemas de proteção.

Os autores Rahman e Jeyasurya (1988) apresentam um estudo comparativo entre vários algoritmos para a proteção diferencial de transformadores de potência, incluindo uma descrição da base matemática utilizada. A comparação é realizada em função da velocidade de resposta, do esforço computacional e da capacidade de distinção entre situações de energização e faltas internas no transformador. Como resultado do estudo têm-se gráficos e tabelas que ilustram o desempenho de cada técnica observada.

Verma e Kakoti (1990) propõem em seu trabalho um algoritmo para a proteção de grandes transformadores de potência através de relés digitais utilizando restrições harmônicas de segunda e quinta ordem baseadas na Transformada Discreta de Hartley (TDH). Assim como na técnica clássica através da TDF, os autores utilizam limiares de discriminação entre situações de falta e condições normais de operação, os quais foram obtidos empiricamente pela observação de diversos transformadores com variados carregamentos. Os autores afirmam que com os limiares estabelecidos, o relé opera em 17,5 *ms*, tanto para faltas internas quanto para energizações. Apesar da preocupação dos autores com o número de iterações necessárias para o cálculo dos coeficientes do filtro, utilizados para a estimação dos componentes harmônicos, bem como o tempo gasto para a discriminação da condição faltosa, estes afirmam que o método é computacionalmente simples, sendo implementado em um microprocessador de 16 *bits* com sucesso.

Seguindo na mesma linha de pesquisa do trabalho anterior, os autores Verma e Basha (1990) apresentam um esquema microprocessado abrangente para relés de proteção de transformadores. O desenvolvimento do relé utilizou um microprocessador de 8 *bits*, no qual foram implementadas diversas funções de proteção para transformadores, incluindo as proteções diferencial e de sobrecorrente. O artigo apresenta diversos diagramas com as implementações realizadas, bem como

uma descrição do *hardware* utilizado e o seu respectivo diagrama de bloco. Os testes realizados em laboratório demonstraram que o equipamento desenvolvido tem alta eficiência, demonstrando a viabilidade na sua aplicação, principalmente devido ao baixo custo associado.

Heydeman e van der Sluis (1993) demonstram uma proposta de relé de corrente diferencial para transformadores baseada na relação entre o fluxo magnético e a corrente. Nessa técnica, são necessárias as tensões e as correntes primárias e secundárias, as quais são utilizadas para o cálculo do fluxo interno do transformador. Após esse cálculo, verifica-se o seu comportamento e, a depender deste, o sistema de proteção atua indicando a presença de falta interna ao equipamento. Este trabalho apresenta resultados satisfatórios nas diversas condições observadas.

Os pesquisadores Wiszniewski e Kasztenny (1993) foram um dos precursores no estudo de algoritmos baseados em LF para a proteção de transformadores de potência. Esses autores evidenciam as vantagens na aplicação desse tipo de ferramenta matemática para tratar as informações coletadas com incertezas, principalmente aquelas que possam provocar uma atuação indevida do relé, pelo aparecimento de correntes diferenciais indesejadas.

Basha e Raman (1993) desenvolveram um algoritmo para a proteção diferencial de transformadores de potência que utiliza filtro do tipo *Infinite Impulse Response* (IIR) juntamente com um verificador de corrente unidirecional. O filtro digital foi desenvolvido usando os procedimentos padrões das aproximações analógicas, transformação bilinear e transformação analógica para digital. No projeto do filtro analógico utilizou-se a aproximação de *Butterworth* para filtro passa-baixa, e, a partir deste, projetou-se o filtro digital aplicado na técnica proposta. Este sistema fornece uma discriminação completa entre as diversas situações de operação, incluindo energização, sobreexcitação e faltas internas. Os pesquisadores observaram, nos testes realizados, que o algoritmo detectou as situações de falta em menos de um ciclo, ilustrando a robustez e velocidade da técnica proposta.

A utilização frequente de transformadores trifásicos em sistemas industriais, bem como as características das correntes de energização, oferecem informações importantes à operação e proteção dos SEPs. Neste sentido, Yeh *et al.* (1994) apresentam um novo método para analisar os componentes harmônicos gerados na energização em equipamentos com diversos tipos de estrutura, de conexões do enrolamento e condições de carga. Após várias análises, os pesquisadores concluíram que os principais harmônicos podem ser suprimidos com o incremento de carga e do fator de potência. Eles afirmam que a proposta pode ser aplicada na investigação de problemas causados pelas correntes de energização em transformadores trifásicos.

Wiszniewski e Kasztenny (1995) expõem um esquema para a proteção primária de transformadores de potência aplicando um algoritmo de múltiplos critérios baseados em LF. A estrutura do algoritmo apresentado pelos autores é composta pela aquisição das correntes trifásicas primária e secundária dos transformadores, além da tensão secundária do equipamento. Desta forma, após a obtenção das informações, os sinais são submetidos a critérios computacionais que os relacionam e, posteriormente, os direcionam a um sistema de proteção baseado na LF, resultando em uma detecção rápida da condição a qual o equipamento está submetido.

Lifeng *et al.* (1995) relataram um novo sistema para o desenvolvimento da proteção de transformadores de potência utilizando LF. O *software* desenvolvido pelos autores busca escolher os melhores ajustes a serem inseridos nas parametrizações dos relés de proteção diferencial, assim como selecionar o dispositivo de proteção que será aplicado para a configuração estudada. Os autores evidenciam que o objetivo principal do sistema é servir de ferramenta para o estudo e desenvolvimento da filosofia de proteção a ser utilizada.

Os pesquisadores Bronzeado e Yacamini (1995) apresentam um estudo sobre a interação transitória entre transformadores de potência, estejam estes conectados em paralelo e/ou cascata. As análises realizadas indicam que o paralelismo destes equipamentos provoca um prolongamento da corrente de energização associada com um aumento das correntes de magnetização podendo causar sobretensões harmônicas de longa duração, provocando sérios problemas para a operação do SEP.

Bronzeado *et al.* (1996) mostram em seu trabalho uma análise do conteúdo harmônico das correntes de magnetização durante a energização solidária e das sobretensões associadas a esta. Os autores evidenciam a importância de se considerar as características de saturação durante os estudos de energização, já que estas alteram significativamente as amplitudes das correntes e tensões durante a ocorrência de transitórios. Os resultados obtidos ilustram que, durante a energização solidária, os componentes harmônicos pares possuem um decaimento relativamente rápido, enquanto as ímpares são incrementadas e se mantêm por um longo período de tempo, podendo alterar significativamente o conteúdo harmônico das sobretensões temporárias.

Kasztenny *et al.* (1997) apresentam uma proposta de um relé de proteção adaptativo para transformadores de potência utilizando LF. Tal técnica busca elevar significativamente a sensibilidade e seletividade do sistema de proteção associado ao equipamento a ser protegido, permitindo uma rápida resposta de atuação frente situações adversas. Os autores salientam que todos os resultados foram validados através de simulações provenientes do *software Alternative Transients*

Program (ATP), nas quais o algoritmo apresentou robustez e tempo de decisão em torno de meio ciclo.

Pihler *et al.* (1997) desenvolveram um método para a proteção de transformadores de potência utilizando Rede Neural Artificial (RNA). A sistemática proposta é composta basicamente de duas etapas. A primeira parte da técnica é responsável pela reconstrução dos sinais provenientes dos TCs quando estes estão saturados, sendo a segunda capaz de indicar se a situação indesejável observada é provocada por falta interna ou pela energização do equipamento protegido. Os resultados apresentados pelos autores evidenciam vantagens importantes do método em relação as técnicas tradicionais, incluindo, por exemplo, o não comprometimento do sistema de proteção quando os sinais fornecidos pelos TCs estão distorcidos devido a sua saturação.

Preocupados com a má operação dos relés devido à saturação dos TCs, os autores Yu *et al.* (1999) propõem em seu trabalho uma RNA para corrigir as distorções nas formas de onda dos secundários destes dispositivos. Inicialmente, a RNA foi desenvolvida dispondo do *software Matrix Laboratory* (MATLAB) e treinada utilizando simulações do *software* ATP. Posteriormente, esta foi implementada em um processador digital de sinais (DSP) para que testes mais precisos fossem realizados. Tais ensaios foram realizados através de um simulador em tempo real de sistemas elétricos de potência, o que permitiu a observação do comportamento do algoritmo proposto de forma muito semelhante a aplicações reais. Os autores concluíram que os resultados obtidos foram satisfatórios, já que a RNA conseguiu reconstituir os sinais distorcidos com sucesso, além de produzir saídas estimadas amostra a amostra, o que possibilita a sua utilização diretamente pelos algoritmos e equipamentos de proteção.

Apesar dos inúmeros métodos para a detecção da energização desenvolvidos, estes, na sua maioria, utilizam indicadores ou limiares fixos, que muitas vezes comprometem a sua eficiência. Assim, os pesquisadores Ma e Shi (2000) propõem um novo método baseado nos Modelos Escondidos de *Markov* para efetuar tal distinção. Os pesquisadores ilustram que a técnica é capaz de classificar as energizações e as faltas com considerável tolerância a ruídos, o que torna viável a aplicação da técnica.

Mao e Aggarwal (2001) apresentam uma nova técnica que combina a TW e a RNA para discriminar com precisão as situações de energização dos defeitos internos nos transformadores de potência. Tal metodologia utiliza a TW para decompor as correntes diferenciais em uma série de componentes *Wavelet*, que será utilizada para calcular os espectros de energia utilizados na RNA. Assim, a RNA fica responsável pela distinção entre os fenômenos apresentados. Após

a realização de 200 simulações, os autores concluíram que a metodologia é robusta, pode ser utilizada em vários tipos de transformadores e possui um desempenho de aproximadamente 99% de acerto para os casos observados.

O aumento excessivo de componentes harmônicos na rede elétrica, devido em grande parte ao uso da eletrônica de potência, causa uma preocupação crescente nos estudiosos de Qualidade da Energia Elétrica (QEE), uma vez que as distorções decorrentes desse aumento, sobrepostas às formas de ondas, comprometem o funcionamento normal do sistema elétrico e a qualidade de fornecimento da energia elétrica. Diante destes fatos, Macedo *et al.* (2002) buscaram novas alternativas que estimassem a frequência, mesmo na presença de altos índices de distorções harmônicas. Nesses estudos, os autores desenvolveram uma técnica baseada em AGs que identifica qual o nível de cada componente harmônico no sinal analisado. Os resultados apresentam vantagens em relação ao método de *Fourier*, o que evidencia a sua aplicabilidade.

Embora uma grande quantidade de dados seja gerada quando uma falta sensibiliza a proteção do transformador, estas são imprecisas em relação à localização e ao tipo de defeito ocorrido. Neste sentido, os pesquisadores Babnik e Gubina (2002) apresentaram duas propostas capazes de identificar o tipo e localizar a falta baseando-se na análise dos sinais obtidos através dos relés de proteção. Ambas as metodologias utilizam métodos estatísticos para a classificação, sendo estes a Teoria de *Bayes* e a norma no espaço de *Banach*. Segundo os estudiosos, os métodos identificaram corretamente a maioria dos casos testados, o que possibilita uma rápida compreensão da ocorrência, reduzindo o tempo de parada do transformador, bem como os custos envolvidos por seu desligamento.

O componente de segundo harmônico é geralmente utilizada para bloquear a operação de relés diferenciais para proteção de transformadores de potência quando há situações de energização. Todavia, o cálculo desta componente é realizado com a TDF, que em alguns casos não permite uma conclusão efetiva. Desta forma, os autores Zhang *et al.* (2002) abordam um novo método para identificar a energização de transformadores utilizando a relação entre a potência espectral das componentes fundamental e de segunda ordem, cuja avaliação é realizada através de um processo auto–regressivo. Os resultados obtidos mostram que o algoritmo é eficiente na discriminação entre energização e diferentes tipos de faltas internas com ou sem linhas de transmissão acopladas ao equipamento.

Os autores Zhang *et al.* (2002) apresentam um novo método de discriminação entre energização e faltas internas baseada na extração da *dead angle* da corrente diferencial através da Trans-

formada Janelada de *Fourier*. Os efeitos de saturação dos TCs são considerados e os resultados foram obtidos com um protótipo em um modelo dinâmico do SEP. Segundo os pesquisadores, as principais vantagens são: robustez às distorções harmônicas, exigências computacionais mínimas e insensibilidade à saturação do TC.

Shin *et al.* (2003) trazem uma nova arquitetura de LF aplicada à proteção de transformadores, uma vez que a extração da componente de segunda harmônica para a caracterização de determinadas situações de operação é, muitas vezes, comprometida pela melhora do núcleo magnético destes equipamentos. Desta forma, os autores propõem um algoritmo baseado em LF que utiliza a curva derivativa do fluxo promovido pela corrente diferencial. Ou seja, identifica-se qual o fluxo magnético proporcionado pelas correntes diferenciais e se verifica o seu comportamento perante as condições de operação. Os resultados mostram uma alta eficiência do algoritmo nas várias situações simuladas através do *software* ATP, incluindo a prevenção da má operação em caso de energizações com baixa componente de segunda harmônica.

Seguindo a linha de desenvolvimento de algoritmos inteligentes para a proteção de transformadores, Segatto *et al.* (2003) trazem uma técnica que associa a lógica diferenciável a RNAs. Tal artifício é utilizado para distinguir situações de faltas internas de correntes de *inrush*, que surgem durante a energização do transformador, o que propicia uma maior confiabilidade do SEP a este associado. Os resultados obtidos pelo algoritmo mostram a eficácia e confiabilidade do mesmo nos diversos testes que foi submetido.

A TW é uma ferramenta computacional eficiente e está sendo bastante utilizada no Sistema Elétrico de Potência (SEP) para a determinação de fenômenos nas mais variadas áreas de pesquisas. Acompanhando essa tendência, o pesquisador Youssef (2003) apresenta uma técnica baseada na TW que consegue distinguir entre correntes ocasionadas por faltas internas das de energização em transformadores em menos de meio ciclo, ou seja, em aproximadamente 8 ms após a inserção do defeito. Para validar e testar a proposta, foram utilizadas simulações provenientes da utilização dos *softwares* ATP e MATLAB. As análises dos resultados mostraram que cada situação operativa possui uma assinatura característica, o que possibilita a sua identificação com alta confiabilidade.

Tag Eldin (2003) mostra um algoritmo baseado em TW e LF capaz de discriminar fenômenos transitórios em transformadores de potência, os quais incluem: faltas internas, faltas externas e correntes de energização. Como em outros sistemas propostos já apresentados, a TW é utilizada para extrair as características dos sinais de corrente de ambos os lados do equipamento, e a LF é

aplicada na ponderação dos dados de entrada e na determinação do tipo de fenômeno observado. Os testes realizados mostram que o método fornece alta sensibilidade de operação e estabilidade, além de possuir um tempo de operação que não excede 3/4 de ciclo, isto é, 15 ms para um sistema com frequência fundamental de 50Hz.

Na tentativa de mitigar os efeitos nocivos da saturação de TCs no sistema de proteção, os autores Kang *et al.* (2004) apresentaram um algoritmo capaz de compensar a distorção na corrente secundária destes equipamentos causadas tanto pela saturação quanto pelo campo magnético remanescente quando removido. A técnica estima o fluxo magnético no núcleo e, através deste, compensa a corrente secundária, tornando-a igual à corrente primária. Os resultados de diversos testes indicam que o algoritmo proposto pode compensar adequadamente a corrente secundária mesmo que esta apresente severas distorções, além de não apresentar defeitos quando há fluxo remanescente do núcleo.

A utilização da TW e dos mecanismos de inferência *fuzzy* possibilita a análise de transitórios com uma pequena janela de dados e o mapeamento de configurações complexas e não-lineares dos sistemas elétricos de potência, o que fornece uma excelente ferramenta para relés digitais de alta velocidade. Assim, Youssef (2004) propõe um método para classificação em tempo real de correntes de energização em transformadores de potência utilizando Sistema *Fuzzy* (SF) com um estágio de pré-processamento baseado em TW. A técnica utiliza componentes de baixa frequência geradas durante a energização, que por sua vez são extraídas com a TW. Os dados de teste foram gerados através de simulações com o *software* EMTP, que posteriormente foram utilizados no *software* MATLAB para verificar o desempenho, esforço computacional e confiabilidade. Segundo os autores, os resultados mostraram que a ferramenta é eficiente, rápida e viável para a aplicação em relés digitais.

Ainda preocupados com os efeitos provocados pela saturação dos TCs, os pesquisadores Kang *et al.* (2004) propõem um algoritmo para a detecção deste fenômeno utilizando a terceira função diferença, que localiza os pontos de inflexão das correntes secundárias do TC. Os efeitos do fluxo remanescente no núcleo, da indutância de magnetização e dos diferentes tipos de defeito no desempenho do algoritmo proposto são discutidos no trabalho apresentado. Os resultados apresentados ilustram que, para as diferentes situações operativas, o algoritmo foi capaz de indicar corretamente o início e o fim de cada período de saturação.

Díaz *et al.* (2004), em seu trabalho, faz uma comparação entre duas técnicas para a proteção de transformadores de potência. As metodologias abordadas são baseadas em medições de

corrente de sequência zero no enrolamento delta, e em análises espectrais das assimetrias das correntes diferenciais utilizando o plano de *Park*. Com respeito à última técnica, os autores evidenciam que esta foi justificada utilizando os componentes simétricos. Os resultados apresentados são satisfatórios, principalmente os obtidos pela técnica de *Park*, uma vez que esta apresentou alta velocidade, robustez e simplicidade na formulação.

A complexidade no diagnóstico e no reparo de transformadores de potência despertaram os pesquisadores Katsigiannis *et al.* (2004) a desenvolver um algoritmo capaz de diagnosticar e estimar o tempo de reparo automaticamente através das Redes de *Petri*. Os principais tipos de faltas foram considerados, incluindo sobrecarga, curtos-circuitos e falha no isolamento. Como resultado, os autores apresentam a duração aproximada de reparo em função do tipo de defeito detectado.

Pan *et al.* (2004) apresentam um algoritmo de compensação capaz de converter as formas de onda distorcidas de corrente provenientes de TCs saturados em formas de onda compensadas em tempo real. O sistema proposto é capaz de processar rapidamente a informação contida nos sinais de corrente e desta forma fornecer sinais de saída compensados em amostra por amostra, permitindo que os equipamentos de proteção apenas observem os sinais sem distorções. Segundo os autores, outras características importantes da técnica são: independência dos parâmetros e características dos TCs, bem como das cargas conectadas ao secundário dos mesmos, fácil implementação para aplicações em tempo real e a inexistência de erros acumulativos provenientes das estimações. Os resultados apresentados mostram que o método é eficiente para os diversos casos testados, independente da condição de falta e das características do TC.

Seguindo o mesmo objetivo do trabalho supracitado, os autores Zadeh e Pasand (2004) apresentaram uma topologia de RNA especializada em reconstituir os sinais distorcidos de corrente pela saturação dos TCs. O esquema proposto foi submetido a diversas situações de falta com diferentes níveis de distorções para evidenciar a robustez da utilização de RNAs nesse tipo de problema. Os pesquisadores destacam que uma contribuição do trabalho é o estudo da influência de diversos fatores na eficiência da RNA, dentre os quais destacam-se o fluxo remanescente, o momento de ocorrência do curto-circuito e a constante de tempo (X/R).

Sengül *et al.* (2005) trazem um estudo sobre a formação de correntes diferenciais indesejadas pelo fenômeno *sympathetic inrush*. Os autores enfatizam que apesar da característica semelhante a uma energização, este fenômeno não possui componente de segunda harmônica suficiente para que haja bloqueio. Desta maneira, o sistema de proteção poderá atuar indevidamente, retirando

o equipamento do sistema. É evidenciado ainda que a amplitude da corrente depende do ângulo da tensão no momento da energização, das propriedades do núcleo magnético e do fluxo residual.

Os autores Kaiavathi *et al.* (2005) apresentam em seu trabalho, uma comparação entre dois algoritmos para a proteção diferencial de transformadores. O primeiro utiliza Lógica *Fuzzy* (LF) e suas variáveis linguísticas para a determinação da condição de operação do dispositivo, enquanto o segundo utiliza RNAs para esta função. Após o treinamento da RNA e da aplicação dos casos a serem analisados, os autores concluíram que apesar da LF necessitar de menos tempo de desenvolvimento, bem como de menos amostras para a sua aplicação, a RNA apresentou melhores resultados na detecção de faltas internas.

Gajic *et al.* (2005) expuseram um novo algoritmo de proteção diferencial que discrimina dentre faltas internas e externas utilizando componentes simétricos (principalmente o componente de corrente de sequência zero). A distinção do tipo de falta observada é realizada através da comparação direcional dos fasores, que representam as correntes de sequência zero provenientes de ambos os lados do transformador protegido, em um plano complexo. Os autores observaram que a técnica proposta possui velocidade, segurança e sensibilidade superiores à proteção diferencial tradicional.

Devido a amplitude e a natureza não senoidal das correntes de energização em transformadores, os autores Sedighi e Haghifam (2005) propõem um método de detecção de correntes de *inrush* em transformadores de distribuição baseado em TW. Tal técnica permite a distinção da corrente de energização de outras situações transitórias, como: o chaveamento de cargas, o chaveamento de capacitores e faltas fase terra. Os resultados das simulações mostraram que o método proposto é viável na detecção de corrente frente a vários tipos de fenômenos transitórios.

Díaz *et al.* (2005) apresentam em seu trabalho uma técnica para a proteção diferencial de transformadores baseada na análise do espaço vetorial (componentes de Clarke) do sinal diferencial e sua forma característica no Plano de *Park*. A representação das correntes diferenciais, após a análise espacial no Plano de *Park*, permite determinar qual a condição de operação do equipamento, visto que que cada uma das situações possui características bem definidas. Desta forma, os autores afirmam que o algoritmo proposto é robusto, simples e eficiente, mesmo para transformadores com enrolamentos em delta, já que o modo terrestre da decomposição de Clarke utilizada será nula.

Muitas técnicas de proteção diferencial para transformadores de potência utilizam restrições harmônicas para discriminar diferentes condições de operação, incluindo energização e sobreexci-

tação. Nesse sentido, os pesquisadores Arrieta *et al.* (2005) estudaram a influência do *Thyristor Controlled Serie Capacitor* (TCSC) no comportamento da proteção diferencial, uma vez que estes dispositivos alteram as características dos sinais observados pelos relés de proteção. Após a realização dos estudos, os autores concluíram que os TCSCs diminuem a margem de segurança dos dispositivos de proteção, e que a influência dos TCSCs deve ser considerada no ajuste da proteção diferencial, uma vez que há uma redução da componente de segunda harmônica nas correntes em análise.

A principal regra da proteção diferencial é operar rapidamente enviando o sinal de abertura do disjuntor (*trip*) durante a ocorrência de um defeito, bloqueando tal ação nas demais situações operativas. Todavia, os pesquisadores Geethanjali *et al.* (2005) propõem a classificação dos fenômenos transitórios que ocorrem nos transformadores de potência, possibilitando a discriminação de diferentes condições de operação, como: energização, regime, saturação de TC, sobreexcitação e faltas internas. Desta forma, os autores apresentam um algoritmo baseado em TW em conjunto com RNA capaz de extrair as informações das correntes diferenciais e através delas determinar qual situação está sendo observada. Para verificar a confiabilidade do sistema proposto, foram realizados vários testes, que mostraram a sua alta eficiência.

Faiz e Lotfi-Fard (2006) propõem em seu trabalho uma nova metodologia para a proteção diferencial de transformadores utilizando coeficientes da TW. Os autores salientam duas vantagens principais do método proposto: a discriminação entre falta interna e corrente de energização em um quarto de ciclo após o distúrbio e a independência de limiares de atuação. Os resultados apresentados mostram velocidade e precisão na detecção e discriminação do fenômeno.

O aprimoramento contínuo dos estudos sobre transformadores de potência levaram os pesquisadores Sengül *et al.* (2006) a observar novos fenômenos provenientes da energização destes equipamentos, dentre os quais se destacam o afundamento e o restabelecimento de tensão. Além desta análise, os mesmos desenvolveram uma técnica utilizando RNA para identificar condições de falta e de operação normal contidos nesses novos fenômenos. Os autores relatam que os resultados encontrados apresentaram uma precisão média de 98% de acerto, e que os efeitos da recuperação de tensão após o afundamento foram considerados. Uma importante vantagem elucidada é o tempo de atuação do relé, que em meio ciclo ou menos conseguiu detectar a falha no transformador.

A saturação de TCs é uma preocupação constante para os engenheiros de proteção, principalmente porque partes dos SEPs podem ser desconectadas erroneamente devido a este fenômeno.

Assim, os estudiosos El-Amin e Al-Abbas (2006) apresentaram em seu trabalho, um estudo sobre os impactos da saturação de TC nos relés de sobrecorrente e verificaram a atuação das funções de sobrecorrente instantânea e temporizada para assegurar a coordenação com outros dispositivos de proteção. Após a realização de várias simulações com ATP, os autores propuseram algumas recomendações para a seleção de TC de proteção de modo a minimizar os efeitos da saturação do TC.

Gangadharan *et al.* (2007) apresentam em seu trabalho, um estudo sobre os fatores que influenciam e contribuem para o dimensionamento dos TCs para relés numéricos de proteção. Os autores evidenciam que o mau dimensionamento destes equipamentos pode provocar erros na estimação de fasores, além de comprometer os algoritmos de proteção a estes associados. Desta forma, o conhecimento sobre o funcionamento e a utilização correta de TCs melhoram e evitam muitas operações indevidas do sistema de proteção.

Os pesquisadores Kang *et al.* (2007) expõem, através de seu trabalho, um relé de proteção de transformadores baseado nas tensões induzidas nos enrolamentos primários e secundários do transformador. Os autores enfatizam que o método pode ser aplicado em equipamentos $Y-Y$ ou $Y-\Delta$ com núcleos de diferentes características, possibilitando a detecção da falta e a identificação das fases envolvidas na mesma. Além dos testes realizados para a comprovação da eficiência e robustez da técnica proposta, a mesma foi implementada em um processador digital de sinais para demonstrar a sua viabilidade. Segundo os autores, o algoritmo proposto não necessita de dados de histerese do transformador e é mais rápido que as técnicas tradicionais baseadas em restrições harmônicas ou relés de bloqueio diferencial.

Os autores Monsef e Lotfifard (2007) apresentam um novo esquema de proteção diferencial que utiliza a TW em conjunto com o *Adaptive Neuro-Fuzzy Inference System* (ANFIS) para fazer a distinção entre faltas internas das situações de energizações. O método proposto se baseia na diferença das amplitudes dos coeficientes da TW em faixas de frequência específicas geradas pelas condições de operação estudadas, que depois são apresentadas ao ANFIS para a determinação da situação de operação. Desta forma, os pesquisadores afirmam que os resultados confirmaram a eficiência e a segurança do algoritmo apresentado.

Os TCs são utilizados com propósitos de proteção e medição, tornando-se equipamentos indispensáveis no controle, na proteção e no monitoramento dos SEPs. Todavia, a representação das formas de ondas nos secundários dos TCs podem não representar fielmente os sinais originais obtido no lado primário, já que estes equipamentos estão sujeitos a saturação, que por sua

vez distorce os sinais observados. Nesse contexto, os pesquisadores El-Naggar e Gilany (2007) expõem um filtro dinâmico baseado na minimização do valor do erro absoluto de modo a compensar os sinais distorcidos obtidos no primário dos TCs, independentemente das características e dos parâmetros destes equipamentos, bem como do carregamento a estes associados. Após testes abrangentes, os autores verificaram que o erro máximo obtido pela técnica é inferior a 1%, mesmo quando há saturação severa do TC.

Shao *et al.* (2007) apresentam em seu trabalho uma pesquisa sobre a interação solidária entre transformadores, na qual foi desenvolvido um modelo matemático que permite a análise do mecanismo que proporciona a origem do fenômeno entre dois transformadores em cascata e ou paralelo. A investigação evidencia que os sistemas de proteção diferencial para transformadores de potência são influenciados e podem operar indevidamente, uma vez que os bloqueios da restrição harmônica podem ser erroneamente sensibilizados.

Valsan e Swarup (2008) alvitram um novo método para a proteção de transformadores utilizando a TW, o qual é constituído por duas partes principais: a detecção do distúrbio utilizando os detalhes de altas frequências dos sinais de tensão, e a discriminação da falta usando a potência direcional dos sinais de tensão e corrente. Segundo os autores, a lógica é determinística, eficiente computacionalmente, rápida e segura, permitindo uma atuação do relé em aproximadamente 1/3 de ciclo. A técnica usa sinais direcionais e pode ser aplicada em equipamentos com variação de *tap*, resistência de aterramento e saturação de TCs. Os resultados não apresentaram influência do tipo de conexão do transformador, da resistência de falta nem da saturação dos TCs, evidenciando a robustez e confiabilidade do algoritmo.

Seo e Kim (2008) mostram uma análise sobre os efeitos das correntes de energização dos transformadores de potência sobre a QEE, na qual um estudo de caso é apresentado para a obtenção das conclusões. Os autores concentram o trabalho nos afundamentos de tensão provocados pela conexão de transformadores de potência no SEP. Através de diversas simulações computacionais os mesmos observaram que uma variedade de fatores afeta a severidade destes fenômenos, sendo evidenciadas algumas condições de operação, como: o ângulo de conexão do transformador na rede, uma vez que este influência no fluxo remanescente; a impedância da linha entre o transformador e a barra observada e a severidade do afundamento, que depende da variação de carga.

Zhang *et al.* (2008) propuseram um algoritmo para o diagnóstico do tipo de falta no isolamento de transformadores de potência baseado em sistemas *fuzzy*, cujas funções de pertinência

das variáveis de entrada e saída foram ajustadas através da utilização de um AG. Os autores afirmam que o uso do AG proporcionou uma melhora significativa no ganho de desempenho quando comparado a metodologia tradicional. É importante salientar que as variáveis de entrada são as concentrações de gases presentes no óleo isolante.

Torres *et al.* (2008) apresentam um novo algoritmo para a proteção de transformadores de potência que utiliza as medições de tensão e corrente para o cálculo da impedância aparente. Assim, como na proteção de linhas de transmissão, o algoritmo verifica se a impedância observada está dentro da faixa a ser protegida ou não. Os autores afirmam que nos testes realizados, o algoritmo foi capaz de detectar faltas em até 95% do enrolamento do transformador, enquanto a proteção diferencial operou erroneamente em algumas situações de falta do tipo fase terra, onde a qual não observou o defeito apresentado.

A eficiência da proteção diferencial e os fatores que a influenciam são de grande interesse dos pesquisadores e engenheiros. De modo a melhorar a compreensão sobre estes fenômenos, Han *et al.* (2008) apresentam em seu trabalho uma análise dos efeitos do fluxo passante da energização nos TCs, especialmente em transformadores de potência e em suas proteções diferenciais. Esse fluxo pode causar energização solidária do tipo série e provocar uma forte saturação no secundário do TC, ocasionando a má operação de relés com restrições de 2º harmônico. Além da análise do problema encontrado, os autores propõem um critério que utiliza o 2º e 3º harmônicos para ampliar a confiabilidade da tradicional restrição de segunda harmônica. O novo critério foi testado através de simulações que comprovaram sua viabilidade e sua facilidade de implementação.

A utilização de transformadores em paralelo é uma prática comum de operação, uma vez que tal procedimento aumenta a confiabilidade do sistema elétrico associado. Todavia, ao conectar um transformador sem carga no sistema, com outro equipamento já em operação, o sistema poderá ser conduzido a uma situação de energização solidária e, eventualmente, provocar uma má operação dos relés de proteção, além de uma provável sobretensão harmônica. Nesse contexto, os autores Wang *et al.* (2008) apresentaram um estudo sobre os fatores que influenciam a corrente de energização simpática, no qual diversos parâmetros foram avaliados, entre eles: o ângulo de energização, resistência do sistema, carga do transformador, a presença de capacitores *shunts* e fluxo residual.

Para evitar a abertura desnecessária do disjuntor (*trip*) devido a corrente de energização, a componente de segunda harmônica é comumente usada para bloquear a operação dos relés de

proteção em transformadores de potência. Entretanto, com os avanços na fabricação dos núcleos de aço, a quantidade da componente de segunda harmônica tem diminuindo, dificultando o monitoramento dos equipamentos pelas técnicas tradicionais de proteção diferencial. Assim, os autores Megahed *et al.* (2008) propuseram um algoritmo que utiliza o espectro de energia das componentes de baixa frequência extraídas através da Transformada *Wavelet* Discreta (TWD). O esquema proposto foi testado utilizando o *software Power Systems Computer Aided Design/Electromagnetic Transients including DC* (PSCAD/EMTDC), por simulações de faltas internas. Os resultados mostraram que o algoritmo proposto respondeu bem a todos os tipos de falta e com um tempo médio de atuação inferior a um ciclo após a inserção do defeito.

Os pesquisadores Tripathy *et al.* (2006, 2007a,b, 2008a,b) apresentam uma série de trabalhos baseados em RNAs, sistemas neuro-*fuzzy* e *Particle Swarm Optimization* (PSO) para a proteção de transformadores de potência. Todas as variações dos algoritmos apresentados possuem alta confiabilidade, permitindo distinguir corretamente as faltas internas de outras condições operativas, sendo estas: faltas externas, corrente de magnetização, energização solidária e sobreexcitação. Nos trabalhos são apresentadas diversas análises de desempenho e de seleção de topologia, além de comparações dos resultados obtidos pelos vários métodos. A viabilidade e eficiência das técnicas são testadas através de simulações pelos *softwares* PSCAD/EMTDC e MATLAB, que permitiram a demonstração da robustez dos esquemas apresentados.

Vazquez *et al.* (2008) propõem uma metodologia para a proteção diferencial de transformadores baseada no reconhecimento de padrões da corrente diferencial obtida como o fasor resultante da soma das correntes secundárias dos TCs. A técnica usa a análise da componente principal para pré-processar os dados provenientes do sistema elétrico de potência de modo a eliminar a informação redundante e melhorar o padrão escondido na corrente diferencial, o que permite a discriminação entre as faltas internas do equipamento e as condições de energização e sobreexcitação. Os resultados mostraram a viabilidade e confiabilidade do algoritmo para a proteção diferencial de transformadores, já que os dados de teste foram obtidos através de simulações do PSCAD/EMTDC.

Os pesquisadores Satish e Sahoo (2009) apresentam um estudo experimental para a localização de faltas nos enrolamentos dos transformadores, no qual defeitos em diferentes posições ao longo do enrolamento podem ser localizados com uma razoável precisão. O método utiliza dados registrados nos terminais de entrada do equipamento para sintetizar um circuito equivalente dos enrolamentos, que é comparado com um circuito de referência, ausente de defeito. Essa compa-

ração permite verificar a localização, a severidade e a natureza da falta. Embora os resultados apresentados demonstrem a viabilidade do método, este possui a desvantagem de que, a cada conjunto de medidas realizadas, um novo circuito equivalente deve ser sintetizado.

Os autores Ha *et al.* (2009) apresentam um novo princípio para a proteção de transformadores de potência baseado na equação de balanço do fluxo *linkage*. Tal metodologia utiliza o método de estimação de parâmetros em janela variável para determinar com precisão os parâmetros do sistema observado e, a partir destes, verificar prováveis defeitos no equipamento protegido. Embora os pesquisadores evidenciem que o algoritmo necessita de um grande esforço computacional para a realização dos cálculos, eles salientam que a proposta conseguiu identificar faltas até 5% do enrolamento e que a mesma é imune aos efeitos da saturação do núcleo.

Wiszniewski *et al.* (2009) apresentam três novos algoritmos para a detecção de faltas internas entre espiras nos transformadores de potência. As técnicas apresentadas utilizam o sinal de tensão proporcional à corrente de defeito, além da tensão de sequência zero e da corrente proveniente do TC do lado delta do transformador, sendo esta última informação adicionada em apenas alguns algoritmos. As técnicas foram testadas utilizando simulações do ATP e apresentaram resultados satisfatórios, principalmente por não evidenciarem atrasos em condições de energização, situação esta comumente observada em métodos que utilizam restrições harmônicas.

Hunt (2009) mostra um estudo de caso e uma análise sobre o impacto dos erros dos TCs nos relés de proteção. Tal estudo analisa e explica três situações reais nas quais ocorreram falhas no sistema de proteção devido a erros nos TCs, bem como apresenta recomendações de como selecionar corretamente estes equipamentos.

Gonzalez *et al.* (2009) trazem uma descrição do sistema de proteção por comparação direcional para transformadores, linhas de transmissão e barras. Tal método pode ser usado como proteção principal ou como de retaguarda da proteção diferencial. Os autores evidenciaram que as principais vantagens desse sistema são a utilização de poucos parâmetros de parametrização, a alta confiabilidade e a segurança. Apesar desse esquema de proteção empregar apenas as correntes de defeito para eliminar a influência da carga e para aumentar a sensibilidade para faltas internas, ele utiliza as direções das correntes de fase juntamente com a TDF e o método dos mínimos quadrados para minimizar o efeito da saturação dos TCs. Testes realizados com o *Real Time Digital Simulator* (RTDS) mostraram a viabilidade da técnica, mesmo sob condições muito desfavoráveis.

Os autores Guzman *et al.* (2009) apresentam uma revisão geral sobre os elementos de proteção

que detectam os defeitos rapidamente em transformadores de potência e que evitam desconexões desnecessárias destes equipamentos. O trabalho traz, ainda, uma visão geral do elemento diferencial que combina segurança e velocidade de tomada de decisão em conjunto com a análise do elemento diferencial de sequência negativa, que permite uma maior sensibilidade na detecção de faltas entre espiras quando o transformador está em plena carga. É mostrado ainda, a unidade de sobrecorrente que permite uma coordenação com outros elementos de proteção para diferentes condições operativas e não necessitam de alterações nos ajustes do relé.

Tripathy *et al.* (2010) mostram um novo algoritmo diferencial baseado na rede neural probabilística (PNN) capaz de discriminar entre as correntes de faltas e as correntes de energização dos transformadores de potência. A técnica utilizada tem como objetivo identificar a forma de onda da corrente diferencial independentemente do conteúdo harmônico, já que as técnicas tradicionais falham em situações faltosas com alto conteúdo de segundo harmônico. Segundo os autores, os resultados demonstram a confiabilidade do método nos diversos testes realizados, inclusive em diferentes tipos de transformadores. Todavia, é importante salientar que os resultados demonstraram que o desempenho da técnica é afetada significativamente pelo fator de suavização ótimo da PNN, tornando a sua correta determinação primordial na sua aplicação.

Este capítulo apresentou um panorama geral sobre algumas das principais abordagens propostas para o monitoramento e a proteção de transformadores de potência, considerando as diversas técnicas existentes. Todavia, observa-se a existência de determinadas limitações que sob certas condições operativas podem retirar indevidamente o equipamento protegido do sistema elétrico ao qual este está associado.

Um fato importante a ser observado é que os trabalhos que abordam a aplicação de técnicas inteligentes e a Transformada *Wavelet* (TW) para solução desses problemas, baseiam-se na capacidade que estas ferramentas possuem em mapear os relacionamentos existentes entre as entradas e saídas de processos não-lineares, e em indicar a existência de eventuais descontinuidades nos sinais de entrada. Desta forma, a aplicação destas ferramentas na proteção e no monitoramento de transformadores de potência é atrativa, já que as condições operativas nos transformadores de potência possuem características particulares e os transitórios decorrentes das situações de defeitos são facilmente identificados. Para uma melhor compreensão sobre essas potencialidades e os seus princípios conceituais e de funcionamento, é apresentado a seguir o capítulo 3 com uma explanação resumida sobre as técnicas inteligentes e a Transformada *Wavelet* (TW).

Capítulo 3

Sistemas Inteligentes e a Transformada *Wavelet*

As técnicas inteligentes são ferramentas computacionais que buscam otimizar seus resultados aplicando alguma característica inerente ao funcionamento dos mecanismos biológicos, sejam o processamento paralelo, a evolução natural e ou o tratamento de informações subjetivas.

Já a Transformada *Wavelet* (TW) é uma ferramenta computacional bastante utilizada pelos pesquisadores em diversas áreas do conhecimento, como: engenharia, física, matemática, computação gráfica e processamento digital de sinais. Neste âmbito, a TW se apresenta como uma alternativa aos métodos bem difundidos, entre os quais destaca-se a Transformada de Fourier (TF).

A seguir é apresentado um breve resumo dos três principais sistemas inteligentes (Rede Neural Artificial (RNA), Algoritmo Genético (AG) e Lógica *Fuzzy* (LF)) e da TW, técnicas que serão contempladas no desenvolver deste trabalho.

3.1 Redes Neurais Artificiais

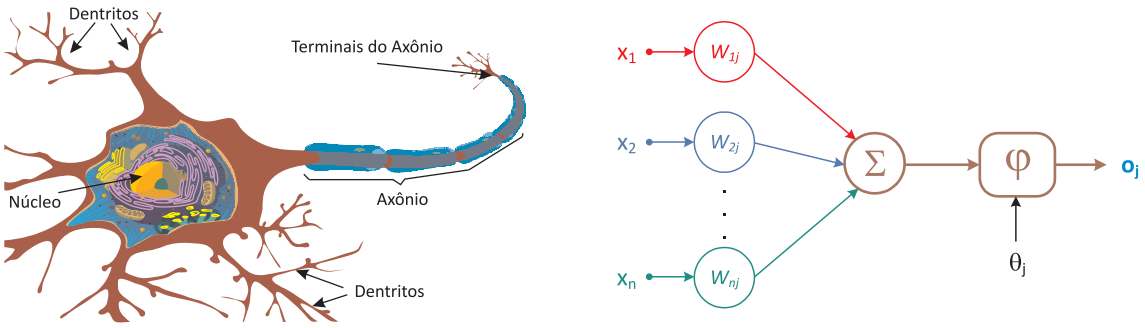
As RNAs são técnicas computacionais que apresentam um modelo matemático inspirado na estrutura neural de organismos inteligentes e que possuem a capacidade de manter e adquirir conhecimento através da experiência. Essas metodologias também podem ser definidas como um conjunto de unidades de processamento (neurônios) que são interligados por um grande número de conexões ou sinapses.

Uma RNA é composta por várias unidades de processamento que, geralmente, são conectadas por canais de comunicação associados a determinados pesos. As unidades fazem operações apenas sobre seus dados locais, cujas entradas são recebidas pelas suas conexões. O comportamento inteligente de uma RNA vem das interações entre as unidades de processamento da rede.

A operação de uma unidade de processamento pode ser resumida nas seguintes etapas:

1. Sinais são apresentados à entrada;
2. Cada sinal é multiplicado por um peso, que indica a sua influência na saída da unidade;
3. Calcula-se a soma ponderada dos sinais de entrada para produzir um nível de atividade; e
4. Se este nível de atividade exceder a um determinado limiar, a unidade produz uma determinada resposta de saída.

O modelo do neurônio artificial procura ser similar ao neurônio biológico, apresentando funções e arquitetura cognitiva parecidas, apesar de serem constituídos de materiais diferentes (Rao, 1995). Da constituição distinta resulta um artificial, implementado por meio de componentes eletrônicos ou via *software*, e outro orgânico. A figura 3.1 ilustra os dois tipos de neurônios, o artificial e o biológico.



a) Neurônio biológico. b) Neurônio artificial.

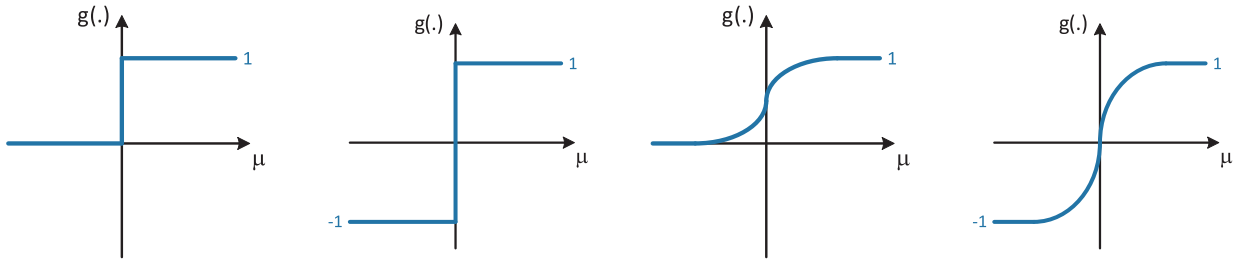
Figura 3.1: Os dois tipos de neurônios.

O neurônio artificial, apresentado pela figura 3.1b, é caracterizado pelo número de entradas $(x_1, x_2, \cdots, x_n)$, pelos ganhos (pesos) associados às entradas $(w_1, w_2, \cdots, w_n)$ e pela saída (y). Esta modelagem é a representação de um discriminador linear, cuja representação é fornecida pela seguinte expressão (Dillon e Niebur, 1996; Kovács, 1996):

$$y = g\left(\sum_{n}^{k=1} w_k x_k - \theta\right) = g\left(\mu\right) \tag{3.1}$$

na qual k é o número da entrada, w_k é o ganho da entrada k (peso), θ é o limiar de ativação, x_k é a entrada e $g(\cdot)$ é a função de ativação do neurônio. Essa função de ativação pode ser considerada como a função de transferência do neurônio (Dillon e Niebur, 1996), na qual o conjunto de entradas é processado e transformado em estado de ativação.

Existem várias funções de ativação que podem ser utilizadas nas mais diversas aplicações. A figura 3.2 ilustra as funções mais utilizadas (Haykin, 1994).



a) Degrau. b) Sinal. c) Logística. d) Hiperbólica.

Figura 3.2: Funções de ativação.

Por questões históricas, é importante registrar que o primeiro e mais simples modelo de neurônio artificial apresentado foi desenvolvido pelos autores *McCulloch* e *Pitts* em 1943. Este era caracterizado por um dispositivo binário cuja saída poderia ser um pulso, ou não pulso. Já as várias entradas tinham ganho arbitrário e poderiam ser excitatórias ou inibitórias. A saída do neurônio era calculada através da soma ponderada das entradas com os respectivos ganhos como fatores de ponderação, positivos nos casos excitatórios, e negativos, nos casos inibitórios. Desta forma, se o resultado fosse maior que um determinado limiar, a saída do neurônio era pulso, e caso contrário, era não pulso (Kovács, 1996).

As RNAs são sistemas paralelamente distribuídos, compostos de simples neurônios como unidades de processamento da informação, dispostos em uma ou mais camadas. Da disposição entre as camadas resulta um grande número de conexões com pesos associados entre os neurônios. Estes pesos codificam o conhecimento de uma RNA e são usados para definir a influência de cada entrada recebida por um neurônio na sua saída (Rao, 1995).

É factível observar que um grande número de tarefas complexas, que um ser humano pode realizar com aparente facilidade, não é realizado tão facilmente por computadores que usam métodos tradicionais. Contudo, espera-se que estas tarefas sejam mais bem executadas por computadores cujas estruturas e operações de processamentos sejam similares àquelas encontradas no cérebro humano.

3.1.1 Arquitetura da Rede

São muitas as variantes de uma RNA. Combinando-as, é possível mudar a arquitetura conforme a necessidade da aplicação. Definir a arquitetura de uma RNA consiste em determinar sua organização estrutural contemplando o número de camadas da rede, números de neurônios em cada camada, tipos de conexões entre os neurônios e a topologia da rede. Sua arquitetura é estabelecida conforme a necessidade da aplicação. Basicamente, outros ítens que compõem uma RNA e, portanto, sujeitos as modificações são a função de transferência e o algoritmo de aprendizado.

Normalmente, as redes neurais são estruturadas em camadas, contendo um ou mais neurônios. Todas elas possuem camada de entrada, que recebem os sinais de entrada, e camada de saída, que armazena o resultado final da rede (figura 3.3). As camadas intermediárias (ou camadas ocultas) localizam-se entre estas duas.

Quanto ao tipo de conexão as redes podem ser *feedforward* (acíclica) ou recorrentes (cíclica). A recorrente se diferencia da acíclica por possuir pelo menos realimentação (*feedback*), pelo qual a saída de um neurônio de uma camada i é utilizada como entrada de um neurônio da camada de ordem menor ou igual a i (Rao, 1995; Haykin, 1994).

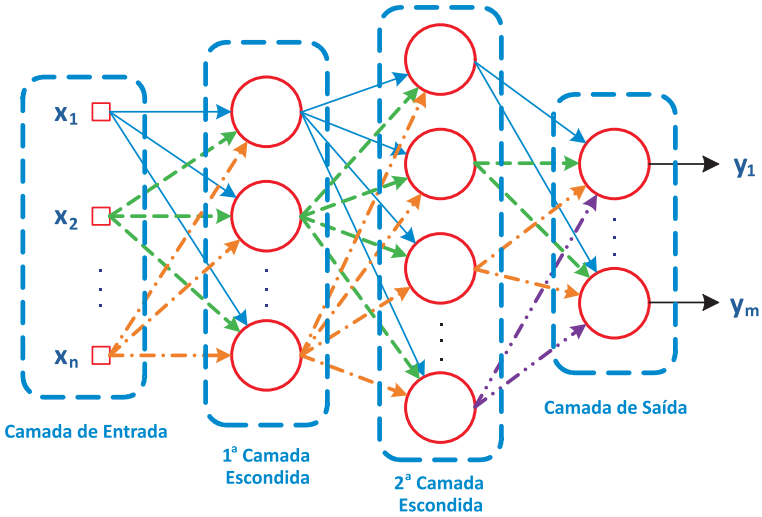


Figura 3.3: Rede Neural Artificial.
Fonte: Rao (1995).

As redes podem ser completamente conectadas, quando todos os neurônios estão conectados entre si, ou fracamente conectadas, quando pelo menos dois neurônios não apresentam ligações entre si.

3.1.2 Processo de Aprendizagem ou Treinamento

O treinamento consiste essencialmente na modificação sistemática dos pesos das interconexões entre as unidades neurais. Como o conhecimento associado a RNA é armazenado nas interconexões, esse processo de ajuste provoca uma alteração no nível de conhecimento da rede. Por isso, o aprendizado pode ser caracterizado como o ajuste automático dos pesos (Δw) em função da informação presente na RNA e de cada valor de entrada fornecido. Normalmente, são utilizadas duas abordagens para definir como será efetuado o ajuste (Dillon e Niebur, 1996):

a. Treinamento baseado nas semelhanças dos padrões de entrada; e

b. Treinamento que minimiza o erro entre os valores desejados e os obtidos atualmente pela rede.

Uma definição mais clara do processo de aprendizagem é apresentado em Haykin (1994): *"Treinamento ou aprendizagem é o processo pelo qual os parâmetros livres da rede neural são adaptados através de um processo contínuo de estímulo pelo ambiente no qual a rede está envolvida. O tipo de aprendizagem é determinado pela maneira em que a alteração dos parâmetros é realizada".*

A RNA é caracterizada por sua arquitetura, pelo seu algoritmo de processamento e processo de treinamento. A arquitetura especifica como os neurônios estão conectados. O algoritmo de processamento informa o comportamento da RNA frente a um dado conjunto de entradas, uma vez que esta possui um determinado conjunto de pesos. Já o processo de aprendizagem determina como a RNA vai adaptar seus pesos sinápticos para todo o conjunto de treinamento.

É importante conhecer três conceitos básicos do processo de treinamento:

1. Algoritmo de treinamento: conjunto de procedimentos utilizados para ajustar os parâmetros das redes neurais, de maneira que possam realizar determinada função;

2. Número de épocas: número de vezes que todos os padrões (exemplos) serão apresentados às redes neurais, a fim de que se faça a atualização dos pesos; e

3. Taxa de aprendizado: controla a intensidade das alterações dos pesos, pois uma alta taxa de aprendizado acelera o processo, embora esta possa reduzir a capacidade de generalização da RNA.

Uma distinção primária entre diferentes tipos de RNA é em função do tipo de treinamento realizado. Especificamente, pode-se considerar dois tipos de processos de aprendizagem (da Silva *et al.*, 2010): o supervisionado e o não supervisionado.

O processo supervisionado consiste na situação na qual a rede necessita de um conjunto de amostras ou padrões, de modo que a cada padrão de entrada seja associado um respectivo padrão de saída. Assim, os valores de saída são utilizados para corrigir iterativamente os pesos associados até que a RNA responda corretamente aquele conjunto de entrada. Já no treinamento não supervisionado, embora o conjunto de entrada seja conhecido, não há uma saída específica ao estímulo das entradas. Desta forma, a tarefa da RNA é agrupar os conjuntos de treinamento em *clusters*, baseados em algum conceito de similaridade. Entretanto, quando um novo estímulo é apresentado à rede, esta analisa se pode colocá-lo em *clusters* já existentes ou se deve criar um novo agrupamento.

É cabível salientar que existem vários métodos de treinamento supervisionado e não supervisionado, mas todos concordam que o processo só deve ser finalizado quando a RNA conseguir fornecer uma solução generalizada para o problema.

As RNAs são capazes de resolver, basicamente, problemas de aproximação, predição, classificação, categorização e otimização. Há diversas aplicações em sistemas elétricos de potência como a estimação eficiente de grandezas elétricas em função de outras variáveis, aplicações em problemas envolvendo despacho de potência, identificação e localização de faltas em sistemas de distribuição/transmissão, classificação de transitórios referentes à QEE e previsão de cargas em diversos horizontes de planejamento, entre outros.

3.2 Lógica *fuzzy*

Os Sistemas *Fuzzy* (SFs) podem ser definidos como um conjunto de ferramentas computacionais que buscam tratar as informações qualitativas e incertas, ou seja, tratam dos dados de forma aproximada e não exata, assim como o cérebro humano. Todavia o tratamento matemático requerido para a execução de tais procedimentos é complexo e muitas das vezes não proporciona resultados satisfatórios (Siler e Buckley, 2004).

Pelos apontamentos encontrados, observa-se que a utilização da LF tornou-se uma alternativa para a solução de problemas de controle e modelagem de sistemas, já que o desenvolvimento de métodos e algoritmos de modelagem e controle de processos permitiu a redução da complexidade

de projeto e implementação (Spatti, 2007).

De acordo com Yager e Zadeh (1992), algumas características essenciais da LF são:

a. O raciocínio exato é visto como um caso particular do raciocínio aproximado;

b. Qualquer coisa é uma questão de grau;

c. Qualquer lógica pode ser fuzzificada;

d. O conhecimento é interpretado como uma coleção de informações qualitativas ou, equivalentemente, a restrição *fuzzy* como uma coleção de variáveis; e

e. Inferência é visto como o processo de propagação de restrições qualitativas.

Diferentemente da lógica clássica, que apenas considera a inclusão ou não de determinados dados em um conjunto (binário), a LF permite que um elemento pertença a mais de um conjunto com diferentes graus de pertinência no intervalo entre 0 e 1. Desta forma, o mapeamento de expressões denominadas qualitativas como "maior" e "menor" são tratadas. As principais diferenças entre as duas lógicas podem ser resumidas nos tópicos abaixo (Yager e Zadeh, 1992):

- Verdade: em sistemas lógicos bivalentes, a verdade pode assumir apenas dois valores, verdadeiro ou falso. Em sistemas de múltiplos valores, a verdade pode ser um elemento de um conjunto finito, de um intervalo como [0,1], ou uma álgebra booleana. Na LF, o valor verdade da preposição pode ser um subconjunto *fuzzy* de qualquer conjunto particularmente ordenado, embora este assuma normalmente um subconjunto entre [0,1], ou um ponto nesse intervalo.

- Atributos: em sistemas lógicos bivalentes, os atributos são *crisp*, por exemplo, mortal, nunca, sempre, etc. Na LF, os atributos são *fuzzy*, por exemplo, alto, baixo, doente, etc. É factível notar que a maioria dos atributos em linguagem natural são mais *fuzzy* do que *crisp*.

- Modificadores de atributos: nos sistemas clássicos, o único modificador largamente utilizado é a negação, enquanto que na LF, existe uma variedade de modificadores que podem ser utilizados, como muito, mais ou menos, pouco, extremamente, etc. Desta forma, os modificadores de atributo são essenciais na geração dos valores das variáveis linguísticas, ou seja, eles ajudam a formar a base do SF.

- Quantificadores: classicamente existem somente dois quantificadores, o universal e o existencial. A LF admite uma maior gama de quantificadores, como por exemplo, pouco, severo, mais, muito mais, frequentemente, etc. É importante salientar que na LF, o quantificador nebuloso é interpretado como um número *fuzzy* ou uma proporção *fuzzy*.

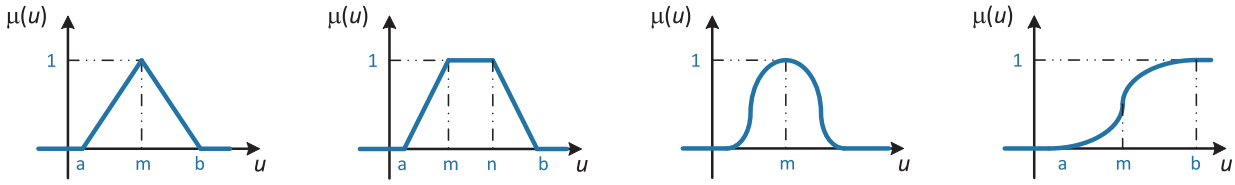
- Probabilidades: no sistema clássico, a probabilidade é um valor numérico ou um intervalo. Já na LF, existe a opção do emprego de variáveis linguísticas. Ou seja, a probabilidade é observada com um número *fuzzy* e pode ser manipulado através da aritmética *fuzzy*.

As variáveis utilizadas em *Fuzzy* são chamadas de linguísticas por não terem valores precisos. Cada variável linguística tem um universo de discurso com diversos termos linguísticos que representam os conjuntos *fuzzy* da mesma. Uma melhor interpretação sobre as variáveis linguísticas foi exposta por Zadeh (1975): "No recuo da precisão em fase da complexidade avassaladora, é natural para explorar o uso do que pode ser chamado de variáveis linguísticas, ou seja, variáveis cujos valores não são números, mas palavras ou frases em uma linguagem natural ou artificial. A motivação para o uso de palavras ou frases em vez de números é que as características lingüísticas são, em geral, menos específicas do que os numéricos".

Seja u o nome de uma variável linguística (por exemplo, associada a temperatura). Valores numéricos da variável linguística u são denominados de x, sendo $x \in U$. Algumas vezes x e u são utilizados indiferentemente, especialmente quando a variável linguística é uma letra, como em algumas aplicações de engenharia. A variável linguística normalmente é decomposta em um conjunto de termos, $T(u)$, que cobrem todo o universo de discurso (domínio) (Mendel, 1995).

Cada variável linguística é atribuída a uma função que mapeia o seu valor ou grau de pertinência no intervalo de [0,1], considerando o seu domínio. Essa função de mapeamento é conhecida como função de pertinência. Existem diversos tipos de funções de pertinência, mas os tipos mais utilizados são a triangular, trapezoidal, gaussiana e sigmoidal ou logística. Recentemente, as funções de pertinência estão sendo escolhidas pelos usuários de forma arbitrária, baseado apenas na experiência do mesmo (Mendel, 1995). A figura 3.4 ilustra algumas das principais funções de pertinência utilizadas.

É importante salientar que o mapeamento do universo de discurso é realizado através do conjunto de funções de pertinência, as quais representam os diferentes graus de inclusão de uma determinada variável. Cada função de pertinência recebe o nome de termo linguístico, uma vez que esta permitirá o mapeamento de um evento qualitativo, descrito através de linguagem



a) Triangular. b) Trapezoidal. c) Gaussiana. d) Logística.

Figura 3.4: Funções de pertinência.

natural. A figura 3.5 ilustra um conjunto de funções de pertinência da lógica *fuzzy*.

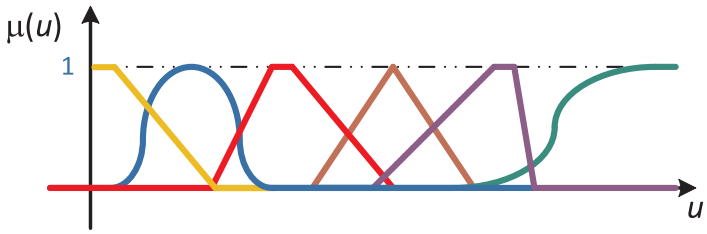


Figura 3.5: Conjuntos de funções de pertinência da lógica *fuzzy*.

O principal ponto que deve ser observado na figura 3.5 é o fato que na LF um elemento pode residir em mais de um conjunto com diferentes graus de similaridade, condição que não acontece na teoria clássica.

3.2.1 Sistemas *Fuzzy*

Diversos métodos para o desenvolvimento de SF estão sendo propostos durante os últimos anos. O projeto de controladores ou sistemas *fuzzy* deve identificar os principais parâmetros e determina um conjunto de termos que está com o correto nível de granulosidade para descrever os valores de cada variável linguística. Por exemplo, um conjunto de termos que incluam valores linguísticos como {*pequeno, médio e grande*} talvez não seja satisfatório em alguns domínios, e desta forma seja requerida a utilização de um conjunto com cinco termos como {*muito pequeno, pequeno, médio, grande e muito grande*} (Yager e Zadeh, 1992).

A seleção dos tipos das variáveis *fuzzy* afeta diretamente o tipo de raciocínio que será delineado pelas regras que utilizam essas variáveis. Após a definição dos valores dos principais parâmetros do SF, a base de conhecimento é desenvolvida usando as variáveis de controle e os valores que estas podem assumir. Se a base de conhecimento for o conjunto de regras, mais de uma regra será necessária para a seleção do método de decisão.

A figura 3.6 ilustra uma arquitetura para o SF. As entradas e saídas são a interface entre o

controlador e o sistema que está sendo controlado. Observa-se que o SF é composto basicamente por quatro módulos (Yager e Zadeh, 1992): a fuzzificação, a base de conhecimento (que inclui o conjunto de regras), a inferência e a defuzzificação.

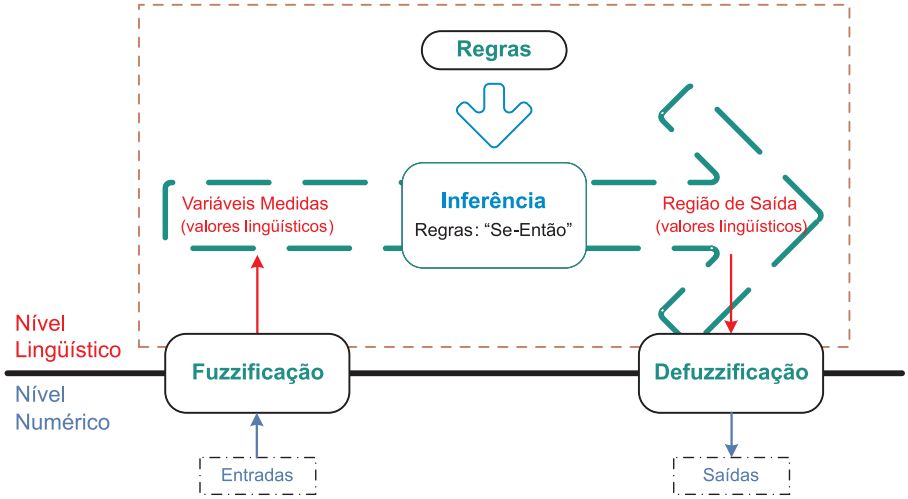


Figura 3.6: Diagrama de um sistema *fuzzy*.

3.2.1.1 Fuzzificação

A fuzzificação é o processo de codificação dos valores obtidos das entradas em termos de rótulos linguísticos, ou em variáveis linguísticas, utilizadas pela base de regras. Segundo Mendel (1995), "fuzzificar é mapear um ponto *crisp*, $x = col(x_1, \cdots, x_n) \in U$, em um conjunto *fuzzy*, $A^* \in U$".

3.2.1.2 Base do Conhecimento

O projeto da base do conhecimento do SF é divido basicamente em duas etapas principais. Na primeira, o conjunto de variáveis linguísticas deve ser selecionado para descrever os valores dos principais parâmetros de controle do processo. Tantos os parâmetros de entrada, quanto os de saída, devem ser definidos linguisticamente nessa etapa através de conjuntos de termos. A seleção do nível de granularidade do conjunto de termos para as variáveis de entrada, ou para variáveis de saída, possuem funções importantes na suavidade do controle, permitindo uma varredura contínua do domínio sem grandes saltos. A segunda, o controle da base de conhecimento deve ser desenvolvida para que seja usada a descrição linguística dos principais parâmetros (Yager e Zadeh, 1992). Sugeno (1985) sugere quatro métodos para a definição das regras:

a. Conhecimento e experiência do especialista;

b. Modelagem das ações de controle do operador;

c. Modelagem do processo;

d. Auto Organização.

O método mais utilizado para a definição das regras é o baseado na experiência do especialista, ou seja, é necessário o conhecimento profissional do especialista sobre o assunto ao qual se deseja controlar. A base da regra *fuzzy* consiste em uma coleção de regras **SE-ENTÃO** que podem ser expressas como (Mendel, 1995):

$$R^{(l)}\text{: } \textbf{SE } u_1 \text{ é } F_1^l \textbf{ E } u_2 \text{ é } F_2^l \textbf{ E}$$
$$\cdots\ u_n \text{ é } F_n^l, \textbf{ ENTÃO } \nu \text{ é } G^l$$

sendo $l = 1, 2, \cdots$, F_2^l e G^l conjuntos *fuzzy* em $U_i \subset R$ e $V \subset R$, respectivamente (R denota conjunto de números reais), $\vec{u} = [u_1, \cdots, u_n]^T \in U_1 \text{x} \cdots \text{x} U_n$, e $\nu \in V$. $\vec{u}$ e ν são variáveis linguísticas e seus valores numéricos são $\vec{x} \in U$ e $y \in V$, respectivamente.

3.2.1.3 Inferência

O processo de inferência é utilizado para combinar as regras *fuzzy* do tipo **SE-ENTÃO** provenientes da base de conhecimento com o mapeamento dos conjuntos *fuzzy* de entrada para os conjuntos *fuzzy* de saída (Mendel, 1995). Assim, cada regra é interpretada como uma implicação *fuzzy*, e o resultado obtido a partir das regras que foram previamente definidas tem o objetivo de decidir qual a ação de controle que deverá ser tomada.

Para uma melhor compreensão do problema, considere um SF formado por duas entradas e uma saída, cujas variáveis linguísticas de entrada , X e Y, são compostas respectivamente por conjuntos *fuzzy* $\{A_1, A_2, \cdots, A_n\}$ e $\{B_1, B_2, \cdots, B_n\}$. A variável de saída, Z, é especificada no conjunto de termos $\{C_1, C_2, \cdots, C_n\}$. Logo, tem-se as seguintes regras:

$$R^{(1)}\text{: } \textbf{SE } X \text{ é } A_1 \textbf{ E } Y \text{ é } B_1 \textbf{ ENTÃO } Z \text{ é } C_1$$

$$R^{(2)}\text{: } \textbf{SE } X \text{ é } A_2 \textbf{ E } Y \text{ é } B_2 \textbf{ ENTÃO } Z \text{ é } C_2$$

$$\cdots$$

$$R^{(n)}\text{: } \textbf{SE } X \text{ é } A_n \textbf{ E } Y \text{ é } B_n \textbf{ ENTÃO } Z \text{ é } C_n$$

Agora, se forem apresentadas duas entradas x_0 e y_0 para as variáveis *fuzzy* X e Y, seus valores verdadeiros serão representados por $\mu_{A_1}(x_0)$ e $\mu_{B_1}(y_0)$ para a regra 1 ($R^{(1)}$), na qual μ_{A_1} representa a função de pertinência de A_1. Similarmente para a regra 2 ($R^{(2)}$), tem-se $\mu_{A_2}(x_0)$ e $\mu_{B_2}(y_0)$ como os valores verdadeiros. Desta forma, a influência ou "força" da regra 1 pode ser calculada como (Yager e Zadeh, 1992):

$$\alpha_1 = \mu_{A_1}(x_0) \wedge \mu_{B_1}(y_0)$$

na qual $\wedge$ refere-se ao operador mínimo. Similarmente para a regra 2, tem-se:

$$\alpha_2 = \mu_{A_2}(x_0) \wedge \mu_{B_2}(y_0)$$

As saídas para as regras 1 e 2 podem ser calculadas respectivamente de acordo com suas influências (Yager e Zadeh, 1992):

$$\mu_{C_1'}(\omega) = \alpha_1 \wedge \mu_{C_1}(\omega)$$

$$\mu_{C_2'}(\omega) = \alpha_2 \wedge \mu_{C_2}(\omega)$$

na qual ω é o intervalo de valores que a saída pode assumir. Após definidas as contribuições de cada entrada com sua respectiva regra, faz-se o processo de inferência que representa o resultado das contribuições de todas as entradas. Esse processo pode ser exemplificado abaixo:

$$\mu_C(\omega) = \mu_{C_1'}(\omega) \vee \mu_{C_2'}(\omega) = [\alpha_1 \wedge \mu_{C_1}(\omega)] \vee [\alpha_2 \wedge \mu_{C_2}(\omega)]$$

sendo $\mu_C(\omega)$ o ponto da função de pertinência para a combinação de todas as regras ativas. Os operadores $\wedge$ e $\vee$ são definidos como funções de *mínimo* e *máximo*, respectivamente. Maiores informações sobre os operadores e suas aplicações podem ser encontradas em Yager e Zadeh (1992) e em Cox (1994).

3.2.1.4 Defuzzificação

A defuzzificação é a operação necessária para uma resposta não *fuzzy* que melhor representa a função de pertinência da ação de controle *fuzzy* inferida. Várias metodologias tem sido propostas

na literatura, dentre as quais pode-se citar (Yager e Zadeh (1992)):

a. Método de defuzzificação de Tsukamoto: se as funções de pertinência utilizadas forem monótonas, então a ação de controle pode ser calculada por:

$$Z = \frac{\sum_{i=1}^{n} \omega_i x_i}{\sum_{i=1}^{n} \omega_i}$$

na qual n é o número de regras ativas (ω_i) e x_i é quantia da ação de controle recomendada pela regra i.

b. Método do centro de área: assumindo que a ação de controle recomendada pela função de pertinência resultante do processo de inferência seja uma região, o centro de área calcula o centro de gravidade da ação de controle. Sendo o universo de discurso discreto, tem-se:

$$Z = \frac{\sum_{j=1}^{q} z_i \mu_C(z_j)}{\sum_{j=1}^{q} \mu_C(z_j)}$$

sendo q o número de discretizações realizadas no universo de discurso da saída, z_j é a contribuição da saída de controle no nível de quantização j e $\mu_C(z_j)$ representa o seu valor de pertinência em C.

A figura 3.7 ilustra um exemplo de sistema *fuzzy*, no qual é apresentado as regras, o processo de inferência e a *defuzzificação*.

Existe uma diversidade de aplicações que utilizam os SFs tanto para controle do processo, quanto para a tomada de decisões, nas quais o caráter qualitativo é evidenciado.

Pelo apresentado, o presente projeto aplicará esta metodologia como um ponderador qualitativo das diversas variáveis de entrada, com o objetivo de proporcionar um algoritmo diferencial robusto e confiável frente ao aparecimento das correntes diferenciais, uma vez que estas podem não determinar a existência efetiva de faltas internas.

3.3 Algoritmos Genéticos

Métodos baseado em inteligência artificial, como os AGs, vêm recebendo atenção, denotando robustez na busca estocástica aplicada a problemas de otimização, com evidências da sua aplicação em diversos problemas (Goldberg, 1989; El-Naggar e Youssef, 2000). A figura 3.8 apresenta uma estrutura geral dos AGs.

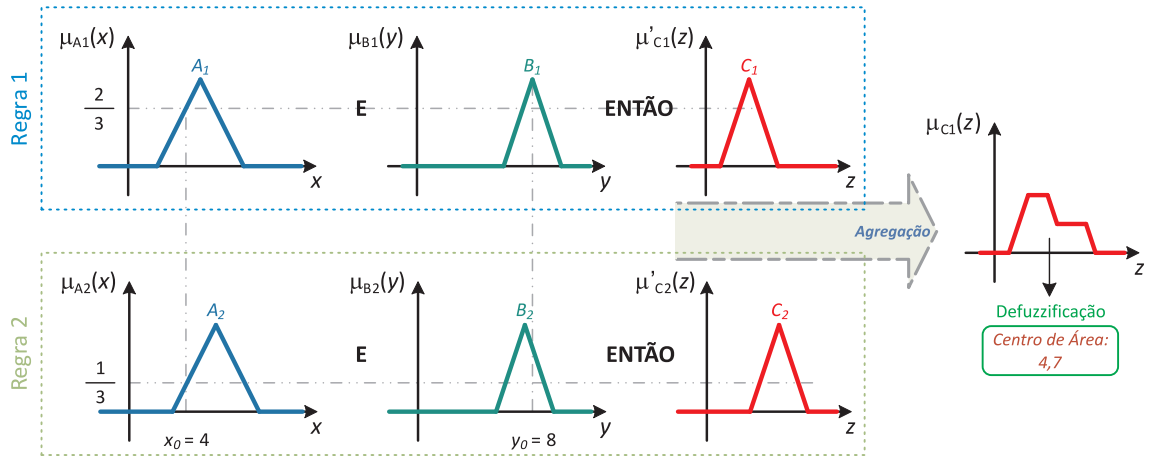


Figura 3.7: Exemplo de um Sistema *Fuzzy*.

Os AGs são algoritmos evolucionários de busca baseados nos mecanismos da seleção e genética natural. Eles pertencem às classes dos algoritmos probabilísticos que utilizam procedimentos randômicos na busca por soluções ótimas ou próximas destas por um paradigma baseado na evolução natural. A figura 3.9 apresenta o posicionamento dos algoritmos genéticos no diagrama das técnicas de busca.

Em se tratando de problemas complexos, nem sempre métodos de busca, como o condicional, encontram realmente a melhor solução. Existem métodos variados, e cada um deles é mais adequado a uma determinada classe de problemas. Um procedimento para escolha do método consiste, por exemplo, em avaliar o comportamento do algoritmo de otimização sob estudos de simulação, verificando-se, principalmente, a característica de atingir mais vezes a solução global por número de execuções. Essa é uma medida de potencialidade dos algoritmos (Oliveira, 2008).

Representando de forma abstrata no eixo das abscissas todos os problemas cujas soluções podem ser obtidas por algoritmos de otimização, e no eixo das ordenadas suas respectivas eficiências, pode-se determinar curvas indicativas da Aplicabilidade x Eficiência dos métodos disponíveis, conforme a figura 3.10 (Silva, 2001). Através deste recurso, pode-se distinguir três tipos extremos de métodos ilustrados a seguir (Linden, 2006):

a. Método 1: Pouco eficientes para a totalidade dos problemas existentes.

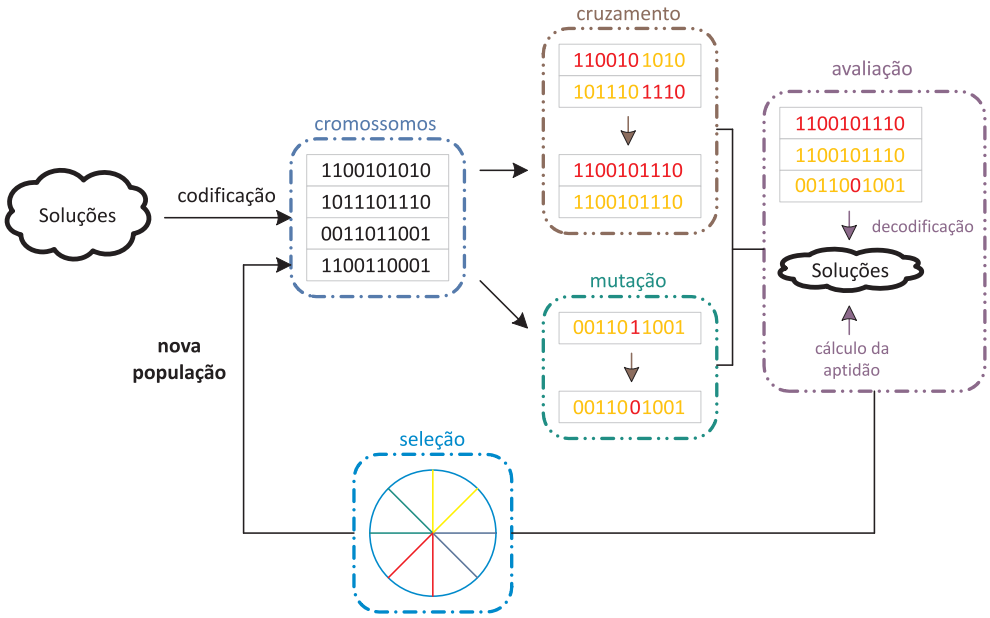


Figura 3.8: Estrutura geral dos algoritmos genéticos.
Fonte: Gen e Cheng (1997).

b. Método 2: Altamente eficiente para uma pequena faixa de problemas. Entretanto, pouco eficiente ou não aplicável para a maior parte deles.

c. Método 3: Razoavelmente eficiente para a totalidade dos problemas existentes.

Dentro deste contexto, os AGs se aproximariam da terceira classe de métodos, não sendo mais eficiente que aqueles projetados especificamente para determinado problema. Contudo, perturbações no problema original trariam poucos, ou quase nenhum, prejuízo aos AGs, mas possivelmente, a inutilidade de outros métodos (Silva, 2001; Linden, 2006).

3.3.1 Terminologia

O AG é uma ferramenta computacional baseada nos princípios da genética e por isso muitos dos termos biológicos são utilizados de forma análoga com a biologia (Mitchell, 1996). As principais definições relacionadas com os AGs são (Silva, 2001; Mitchell, 1996):

a. *Cromossomo*: representação da estrutura de dados que codifica uma solução para um problema, ou seja, um indivíduo no espaço de busca;

b. *Gene*: parâmetro codificado no cromossomo, ou seja, um elemento do vetor que representa o indivíduo;

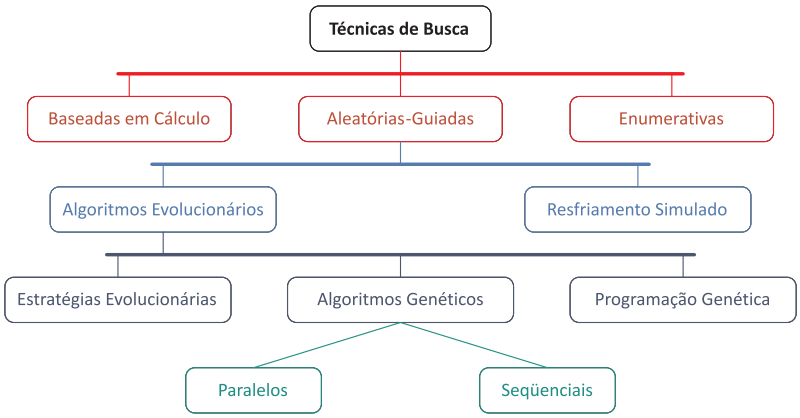


Figura 3.9: Diagrama que posiciona o AG como técnica de busca.
Fonte: Linden (2006).

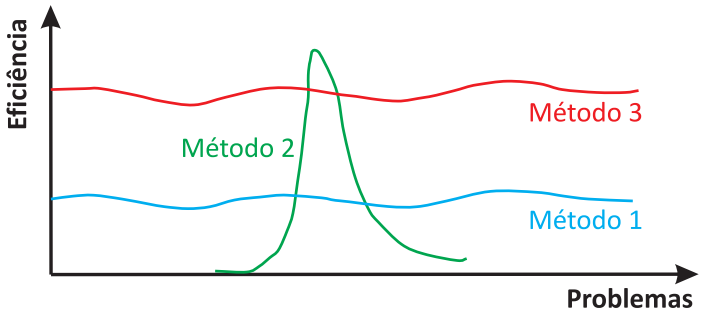


Figura 3.10: Aplicabilidade em Problemas x Eficiência de Resolução dos Métodos.
Fonte: Silva (2001).

c. *Indivíduo*: um indivíduo é formado pelo cromossomo e seu valor de ajuste, que é representado pelo valor da função objetivo obtida para este indivíduo;

d. *Genótipo*: representa a informação contida no indivíduo;

e. *Fenótipo*: representa o objeto, estrutura ou organismo construído a partir das informações do genótipo, ou seja, a decodificação do indivíduo;

f. *Alelo*: indica quais valores que o gene pode assumir;

g. *População*: conjunto de cromossomos ou soluções;

h. *Geração*: número de iterações que o AG executa;

i. *Operações Genéticas*: operações de atualização que o AG realiza sobre cada um dos cromossomos;

j. *Espaço de Busca* ou *Região Factível*: é o conjunto, o espaço ou a região que compreende as soluções possíveis ou viáveis do problema a ser otimizado;

k. *Função Objetivo*: é a função que se quer otimizar. Ela contém a informação numérica do desempenho de cada cromossomo na população, ou seja, o quanto o indivíduo é apto para determinado ambiente.

A tabela 3.1 mostra a relação entre as terminologias da linguagem natural em relação aos AGs.

Tabela 3.1: Relação entre a linguagem natural e o AG.

Descrição	**AG**
cromossomo	indivíduo, *string*, cromossomo
alelo	valor
locus	posição
genótipo	estrutura
fenótipo	conjunto de parâmetros

Fonte: Linden (2006).

3.3.2 Representação dos Parâmetros

O funcionamento do AG é fundamentado no processamento das populações de cromossomos, ou seja, na manipulação das prováveis soluções e como estas evoluem a cada geração. Desta forma, a codificação ou a maneira da representação do problema é fundamental para que o algoritmo consiga estimar com sucesso um resultado factível e com o desempenho desejado.

Nesse sentido, diversas formas de representação são propostas pela literatura, cujas características particulares de cada representação traz aspectos positivos e negativos de acordo com a natureza do problema a ser solucionado. Logo, segundo Koza (1994), ao optar por uma representação é necessário avaliar características como:

1. Completude: determina se é possível representar todos os fenótipos possíveis, ou seja, verificar se todas as soluções podem ser decodificadas;

2. Coerência: indica se, a partir do esquema de representação, é possível gerar um genótipo que codifique um fenótipo não pertencente ao espectro de soluções do problema;

3. Simplicidade: representa o grau de complexidade dos atos de codificação e decodificação das soluções;

4. Localidade: pequenas alterações no genótipo acarretam pequenas alterações em seu fenótipo correspondente.

Dentre as diversas formas de representação dos AGs, é possível destacar (Vargas, 2005; Haupt e Haupt, 2004; Linden, 2006):

- Binária ou tradicional: representação que usa as variáveis codificadas em *strings* binárias. O tamanho da *string* depende da precisão requerida pelo problema;

- Real ou contínua: representação caracterizada pela utilização de números reais na formação do cromossomo, ou seja, a codificação é realizada com ponto flutuante. Outras características interessantes desta representação, é a geração de cromossomos menores e a melhor compreensão natural pelo ser humano quando comparada a uma cadeia de *bits*;

- Inteira: representação formada por uma sequência de inteiros para a constituição do cromossomo;

- Híbrida: representação que não se enquadra em nenhuma das anteriores, uma vez que seu cromossomo é constituído por mais de um tipo de representação. É factível observar que não há limitações quanto a utilização de múltiplas representações simultâneas.

3.3.3 Função de Avaliação

A função de avaliação, ou função objetivo, ou função de custo, é o método utilizado pelos AGs para determinar a qualidade do indivíduo como solução do problema sob análise (Linden, 2006). Tal função pode ser uma função matemática, um experimento ou um jogo com o objetivo de modificar o valor da saída de modo desejado satisfazendo os valores de entrada (Haupt e Haupt, 2004).

Todavia, a função objetivo em alguns problemas pode ser bastante complexa, demandando um alto custo computacional. Por exemplo, há problemas em que, para avaliar um cromossomo é necessária uma simulação completa do processo, o que pode chegar a consumir horas (Silva, 2001). Preocupados com o tempo necessário de processamento, os autores Haupt e Haupt (2004) fornecem algumas sugestões para lidar com tais funções objetivo, propondo cuidados a serem tomados para não avaliar cromossomos idênticos mais de uma vez, reutilizando deste modo a avaliação feita anteriormente e aumentando o desempenho do AG como um todo.

3.3.4 Seleção dos Pais

O método de seleção de pais deve simular o mecanismo de seleção natural que atua sobre as espécies biológicas, em que os pais mais capazes geram mais filhos, ao mesmo tempo que os pais menos aptos também podem gerar descendentes. Desta forma, os indivíduos com função de custo alta são privilegiados, sem que os menos aptos sejam descartados completamente (Linden, 2006). Tal procedimento é adotado pois até os indivíduos com péssima avaliação podem conter características genéticas importantes para a solução do problema.

O critério de seleção faz com que, a cada geração, o conjunto inicial de indivíduos gere indivíduos mais aptos, permitindo que a população evolua e o resultado desejado esteja mais próximo de ser alcançado. Assim, a escolha dos reprodutores impacta diretamente nos resultados obtidos pelo AG.

Para a obtenção dos melhores reprodutores, de acordo com as características que cada problema necessita, foram desenvolvidos diversos métodos de seleção, os quais se destacam (Linden, 2006): método da roleta, seleção por torneio, método de amostragem estocástica uniforme, seleção local, seleção truncada e seleção por *ranking*.

3.3.5 Operadores Genéticos

Os operadores genéticos são os responsáveis pela evolução da qualidade das soluções durante a execução do AG. São necessários para que a população se diversifique e mantenha a característica da adaptação adquirida pelas gerações anteriores, estendendo a busca até chegar a um resultado satisfatório (Vargas, 2005). Alguns dos operadores são descritos abaixo (Koza, 1994; Vargas, 2005):

a. *Reprodução*: é o operador para a programação genética básica da seleção natural de *Darwin* e da sobrevivência do mais forte. Esse operador é assexuado e opera somente em um pai, produzindo apenas um filho a cada geração.

b. *Cruzamento*: também conhecido como "crossover", é o operador que proporciona uma variedade na população pela produção de descendentes formados por partes dos pais, ou seja, os filhos possuem características genéticas dos seus antecedentes. Este é considerado o operador genético predominante, por isso é aplicado com certa probabilidade dada por uma taxa de cruzamento ($0,6 \leq P_c \leq 0,99$), sendo maior que a taxa de mutação. Quanto

maior for essa taxa, mais rapidamente novas estruturas serão introduzidas na população. Todavia, se a inserção for demasiada ou insuficiente, uma instabilidade pode ser gerada no processo de convergência, uma vez que boas aptidões poderão ser retiradas antes que a capacidade da seleção possa criar melhores estruturas, ou pode provocar uma estagnação no processo, respectivamente.

c. *Mutação*: é o operador que introduz alterações aleatórias nas estruturas da população. Esse operador traz o benefício de reintroduzir diversidade na população, o que proporciona uma prevenção da convergência prematura. Os procedimentos de mutação dependem da forma de representação escolhida, explorando as características dos problemas. A mutação opera sobre os indivíduos resultantes do processo de cruzamento com uma probabilidade pré-determinada efetuando algum tipo de alteração em sua estrutura. Geralmente a probabilidade é bem pequena para não fazer do processo uma busca cega.

3.3.6 Critério de Parada

Os critérios de parada determinam o fim do processo iterativo. Existem algumas maneiras de terminar o processamento de um AG, dentre os quais, pode-se citar (Koza, 1994; Goldberg, 1989):

a. Tempo de processamento;

b. Número de Gerações;

c. Chegada a um determinado valor previamente definido para a função objetivo;

d. Convergência (95 % dos genes iguais entre os indivíduos).

Adotar o critério de convergência pode ser arriscado em alguns casos. Podem ocorrer situações em que os indivíduos demorem um tempo relativamente grande para convergirem. O tempo pode ser abstrato, pois em um mesmo intervalo de tempo, máquinas diferentes podem realizar diferentes processamentos. O número de gerações, na maioria dos casos é a melhor escolha para terminar o processamento de um AG, pois independe da máquina e torna o critério de término mais realístico (Vargas, 2005).

3.3.7 Diferenças entre os Algoritmos Genéticos e os Métodos de Otimização Tradicionais

Visto um exemplo do uso de AGs, pode-se apontar algumas diferenças em relação às técnicas tradicionais (Goldberg, 1989; Mitchell, 1996):

a. Os AGs trabalham com um conjunto de parâmetros codificados e não com os próprios parâmetros;

b. Os AGs buscam a solução ótima em vários pontos da região factível e não em apenas um ponto;

c. Os AGs utilizam diretamente a informação da função objetivo sem a necessidade de derivadas ou outras técnicas conhecidas;

d. Os AGs utilizam regras de transição probabilística ao invés de regras determinísticas.

3.4 Transformada *Wavelet*

A Transformada *Wavelet* (TW) é vista por muitos pesquisadores como uma nova forma de representar funções, uma técnica de analisar sinais no tempo e na frequência, ou até mesmo como um novo assunto matemático (Chui, 1992b). A TW é uma ferramenta computacional versátil com um rico conteúdo matemático e com grande potencial para aplicações, sendo bastante utilizada na análise de sinais, uma vez que as "*Wavelets* são uma extensão da análise de Fourier" (Hubbard, 1996).

Historicamente, o conceito de ondaletas ou *wavelets* começou a se desenvolver em torno da década de 1980. O novo conceito pode ser visto como a síntese de várias idéias originadas em diferentes áreas do conhecimento, incluindo: matemática, física e engenharia. Em 1982, o engenheiro francês *Jean Morlet* descobriu a idéia da TW, fornecendo uma nova ferramenta matemática para a análise de ondas sísmicas. No método de *Morlet*, o sinal é constituído de diferentes características no tempo e na frequência, embora suas componentes de alta frequência devam possuir um tempo de duração menor que as componentes de baixa frequência. Para obter bons resultados (ou resolução) no tempo para transitórios de alta frequência, e boa resolução na frequência para componentes de baixa frequência, o pesquisador francês introduziu a idéia de que as *wavelets* são uma família de funções construídas a partir de dilatações e translações de

uma função simples conhecida como *wavelet* mãe (Debnath, 2002). Neste contexto, essa seção apresenta um breve resumo sobre a teoria básica da TW em algumas de suas perspectivas de aplicações.

3.4.1 Funções *Wavelets*

As funções *wavelets* são definidas como (Debnath, 2002):

$$\Psi_{a,b}(t) = \frac{1}{\sqrt{|a|}}\Psi\left(\frac{t-b}{a}\right) \tag{3.2}$$

na qual: a é um número real conhecido como parâmetro de dimensionamento que determina o grau de compressão ou escala, e b é um número real chamado de coeficiente de translação que indica a localização temporal da *wavelet*. Se $|a| < 1$, a *wavelet* está comprimida (contraída), ou seja, o suporte está menor no domínio do tempo que a *wavelet* mãe e corresponde principalmente para altas frequências. Por outro lado, se $|a| > 1$, a função $\Psi_{a,b}(t)$ está dilatada com uma largura maior no tempo, o que corresponde a baixas frequências. Já o parâmetro b proporciona a varredura do sinal a ser analisado. Desta maneira, as *wavelets* se adaptam na largura do tempo para suas frequências, possibilitando que as análises dos sinais sejam realizadas no tempo e na frequência. Por estas manipulações transforma-se um sinal de entrada em uma outra forma de onda, com desdobramentos no tempo e em escalas (níveis) (Branco, 2009).

As figuras 3.11 e 3.12 apresentam os procedimentos de dilatação e translação às funções base Gaussiana e *Hat* Mexicana, respectivamente.

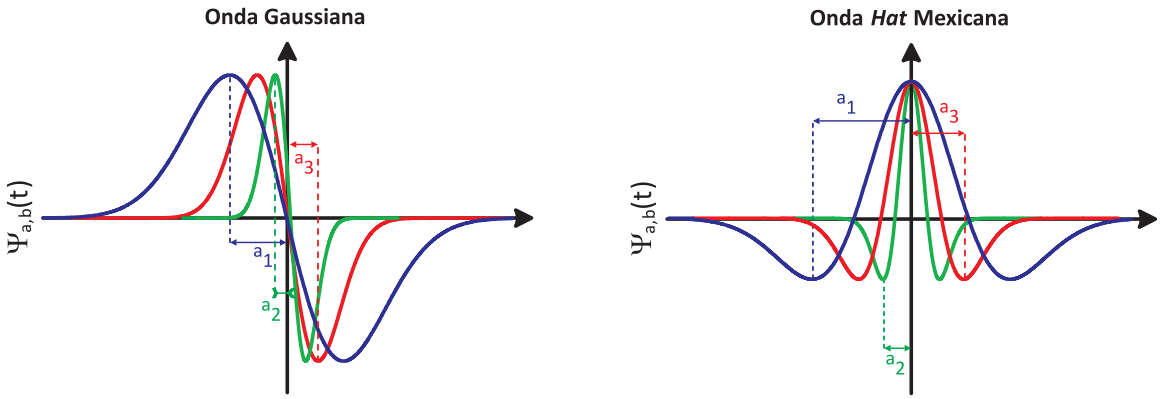


Figura 3.11: Dilatação de uma *wavelet*.

Fonte: Branco (2009).

O termo *wavelet*, como supracitado, denomina uma família de funções simples através das

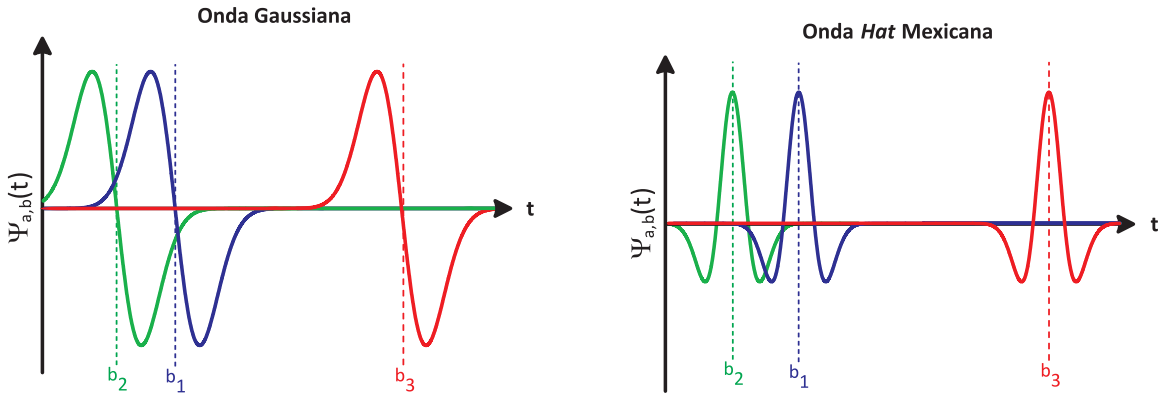


Figura 3.12: Translação de uma *wavelet*.

Fonte: Branco (2009).

operações de translação e dilatação. Tais famílias são utilizadas de modo a facilitar o estudo de certas operações integrais, o que proporciona uma vasta gama de aplicações, como: processamento de sinais e a solução numérica de integrais e equações diferenciais parciais (Chui, 1992a). Desta forma, a utilização de uma família de funções em uma determinada aplicação depende da natureza do sinal e dos requisitos de análises que se deseja alcançar (Addison, 2002). A figura 3.13 ilustra alguns exemplos de *wavelets* mães.

Embora as famílias sejam formadas por funções simples, nem toda função pode ser utilizada na composição destas, uma vez que certas condições matemáticas devem ser satisfeitas (Addison, 2002):

1. A *wavelet* tem que ser absolutamente integrável:

$$\int_{-\infty}^{+\infty} \Psi(t)\, dt < \infty. \tag{3.3}$$

2. Embora na prática, as funções *wavelets* sejam normalizadas para que sua energia seja unitária, estas podem possuir quaisquer energia, desde que seja finita e preservada pela análise.

$$E = \int_{-\infty}^{+\infty} |\Psi(t)|^2\, dt < \infty. \tag{3.4}$$

3. A condição de admissibilidade deve ser respeitada, conforme equação a seguir:

$$C_g = \int_{0}^{\infty} \frac{|\Psi(F)|^2}{f}\, df < \infty, \tag{3.5}$$

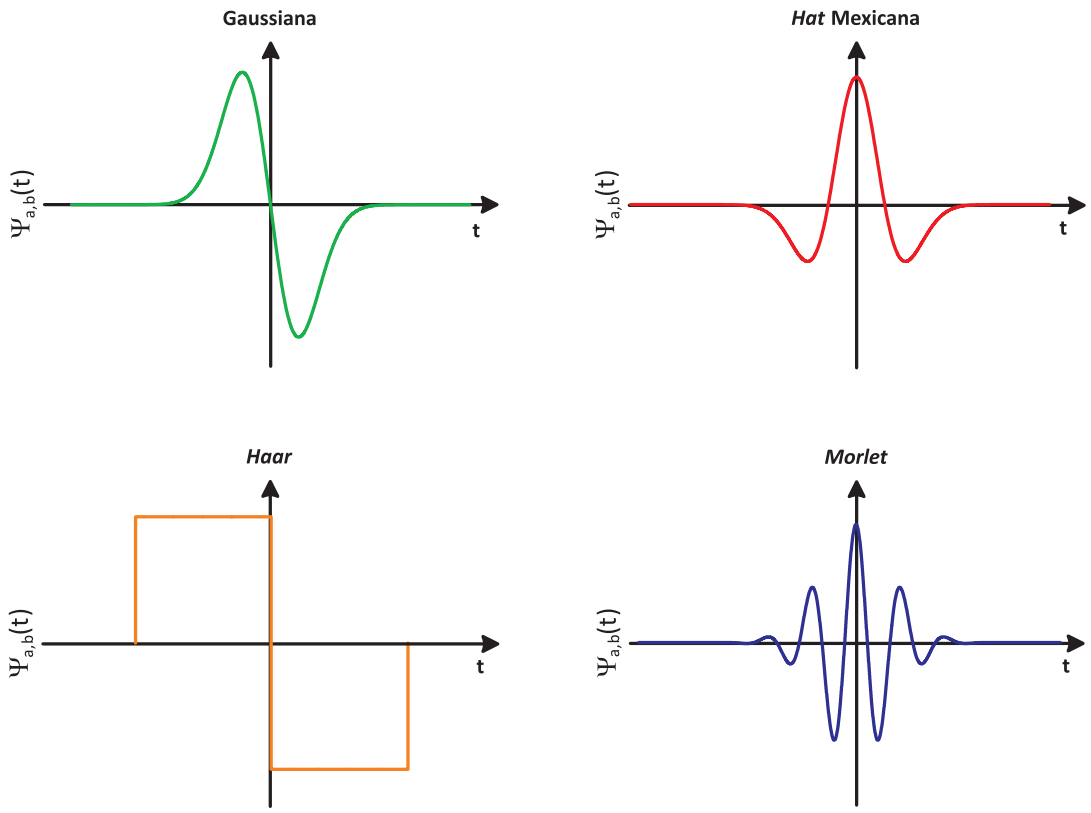


Figura 3.13: Formas básicas de algumas funções *wavelets*.
Fonte: Adaptado de Addison (2002).

na qual $\Psi(F)$ é a Transformada de *Fourier* de $\Psi(t)$.

4. As *wavelets* complexas não possuem componentes de frequência negativa.

3.4.2 A Transformada *Wavelet* Contínua

Após a escolha da função *wavelet* base, pode-se realizar uma transformação do sinal a ser analisado em função da base, utilizando intervalos dos coeficientes a e b. Assim, a Transformada *Wavelet* (TW) de um sinal contínuo em respeito a função *wavelet* é definida por (Addison, 2002):

$$T(a,b) = w(a) \int_{-\infty}^{+\infty} x(t)\Psi^* \left(\frac{t-b}{a}\right) dt \tag{3.6}$$

na qual $w(a)$ é a função de peso, geralmente definida como $\frac{1}{\sqrt{a}}$, em razão da conservação da energia do sinal, e $*$ é o conjugado da função *wavelet* utilizada. Desta forma, a TW pode ser observada como uma correlação cruzada do sinal com um conjunto de *wavelets* com as mais variadas larguras (dilatadas ou contraídas) transladadas ao longo do sinal. A TW com $w(a) =$

$\frac{1}{\sqrt{a}}$ é conhecida como Transformada *Wavelet* Contínua (TWC).

Embora a TWC seja linear como a TF, esta não é uma transformada simples, mas quaisquer transformações podem ser obtidas a partir da equação 3.6. De modo análogo à TW, a TWC possui uma transformada inversa, sendo esta definida como (Debnath, 2002):

$$x(t) = C_g^{-1} \int_{-\infty}^{\infty} \int_{0}^{\infty} T(a,b) \Psi_{a,b}(t) (a^{-2} da) db \tag{3.7}$$

na qual C_g é a condição de admissibilidade supracitada. Todavia, a Transformada *Wavelet* Contínua Inversa (TWCI) apenas permite que o sinal original seja recuperado se a TW for integrável em todas as escalas e localidades, ou seja, para quaisquer que sejam a e b (Addison, 2002).

3.4.3 A Transformada *Wavelet* Discreta

A função *wavelet* foi definida continuamente em relação aos parâmetros de escala (a) e de dilatação (b), o que torna sua aplicação limitada em sistemas reais. Assim, de modo a proporcionar uma gama maior de aplicações práticas envolvendo algoritmos numéricos, a *wavelet* contínua foi discretizada em uma grade de pontos. Para isso, a *wavelet* mãe Ψ pode ser definida como (Debnath, 2002):

$$\Psi_{m,n}(t) = \frac{1}{\sqrt{a_0^m}} \Psi \left(\frac{t - n b_0 a_0^m}{a_0^m} \right). \tag{3.8}$$

sendo: m e n, os parâmetros inteiros que controlam a dilatação e translação, respectivamente; a_0 e b_0, as constantes de passo da dilatação e o parâmetro de localização.

Desta forma, a TW de um sinal contínuo, $x(t)$, usando os valores discretizados das *Wavelets* é:

$$T_{m,n} = \int_{-\infty}^{+\infty} x(t) \frac{1}{\sqrt{a_0^{m/2}}} \Psi \left(\frac{a_0^{-m} t - n b_0}{a} \right) \, dt \tag{3.9}$$

ou, na forma compacta, como:

$$T_{m,n} = \int_{-\infty}^{+\infty} x(t) \Psi_{m,n}(t) \, dt. \tag{3.10}$$

Uma outra possibilidade, é definir a TWD na forma de produto interno, como na equação (3.11) (Branco, 2009).

$$T_{m,n} = \langle x.\Psi_{m,n} \rangle. \tag{3.11}$$

Os valores de saída da TWD caracterizam as altas frequências, que muitas vezes representam ruídos presentes no sinal e são conhecidos como coeficientes de detalhe (D) da TW.

As *wavelets* discretas são associadas às funções conhecidas como escalas, que por sua vez fornecem uma versão suavizada do sinal original, sendo também chamada como *wavelet* pai (Addison, 2002). A convolução da função escala com um sinal produz os coeficientes de aproximação (A) da TWD. As equações 3.12 e 3.13 mostram como são calculadas as funções escalas e os coeficientes de aproximação, respectivamente.

$$\Psi_{m,n}(t) = 2^{-m/2}\Phi(2^{-m}t - n), \tag{3.12}$$

$$A_{m,n} = \int_{-\infty}^{+\infty} x(t)\Phi_{m,n}(t)\ dt. \tag{3.13}$$

Um sinal original de entrada, $x(t)$, pode ser representado pela combinação dos seus coeficientes de aproximação com os seus coeficientes de detalhe, como segue:

$$x_m(t) = \sum_{n=-\infty}^{\infty} A_{m,n}\Phi_{m,n}(t) \tag{3.14}$$

$$d_m(t) = \sum_{n=-\infty}^{\infty} D_{m,n}\Psi_{m,n}(t) \tag{3.15}$$

$$x(t) = x_{m_0}(t) + \sum_{m=-\infty}^{m_0} d_m(t) \tag{3.16}$$

nas quais $x_m(t)$, é uma versão suavizada do sinal original reconstruído a partir de sua aproximação de nível m, m_0 é uma escala arbitrária e $d_m(t)$ é a aplicação da TWD inversa ao detalhe de nível m.

A partir da equação 3.16, é possível obter a seguinte expressão (Addison, 2002):

$$x_{m-1}(t) = x_m(t) + d_m(t) \tag{3.17}$$

Observando a equação anterior, verifica-se que se o detalhe do sinal em uma escala arbitrária m for adicionado a aproximação na mesma escala supracitada, obtém-se a aproximação do sinal em uma escala anterior $m - 1$. Tal processo de obtenção sucessiva de aproximações e detalhes do sinal original consiste no algoritmo de Análise Multiresolução (AMR) (Addison, 2002).

A interpretação do resultado da aplicação das funções Φ e Ψ em um sinal de entrada leva à conclusão de que estas funções representam um filtro passa-altas e um passa-baixas, respectivamente (Addison, 2002).

Outra observação pertinente a se fazer é que, na prática, os sinais de entrada $x(t)$ para as funções Φ e Ψ, são sinais discretizados no tempo. Assim, o tamanho N do vetor com o sinal de entrada discretizado deve ser uma potência de 2, dada por $N = 2^M$ (Addison, 2002). Desta forma, o número de níveis que pode ser obtido em uma AMR está compreendido em $0 < m < M$ (Branco, 2009).

3.4.4 Implementação da Transformada *Wavelet* Discreta por Banco de Filtros

A TW é uma técnica que recentemente vem sendo bastante utilizada em SEPs, pois com esta ferramenta é possível precisamente detectar o início de uma descontinuidade no sinal quando existente, referenciando-o ao domínio do tempo, além de possibilitar uma boa extração das características do mesmo. A aplicação da TW em SEP é feita por meio de uma implementação de banco de filtros, uma vez que do ponto de vista prático, a TWD é um processo de filtragem digital no domínio do tempo, via convolução discreta, acompanhada do operador *downsampling* (reamostragem) por 2 (Jensen e la Cour Harbo, 2000).

A figura 3.14 ilustra vários níveis de decomposição de um sinal pelo emprego da TWD, nos quais o sinal é filtrado sucessivamente por filtros passa-baixas (h) e passa-altas (g), considerando-se o operador *downsampling* na saída de cada filtro. As saídas dos filtros passa-baixas e dos filtros passa-altas representam a aproximação e o detalhe do sinal original, respectivamente. Deste processo resulta a decomposição do sinal em diferentes níveis, sendo que em cada nível a faixa de frequência é dividida ao meio. A obtenção destes sucessivos níveis de decomposição do sinal resulta no processo referenciado como AMR (Addison, 2002).

Cabe frisar que o filtro passa-baixa sempre fornecerá a aproximação do sinal, pois desempenha

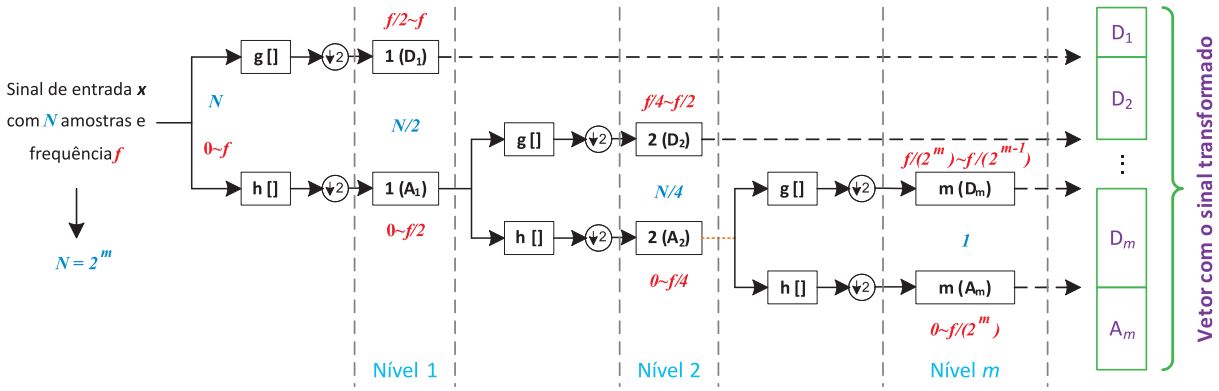


Figura 3.14: A decomposição de um sinal pela TW.

o papel da função Φ, enquanto que o filtro passa-alta tem a mesma função de Ψ, portanto, fornecerá o detalhe do sinal original. O sinal resultante da filtragem é dado pela concatenação da aproximação com os detalhes, assim como apresentado anteriormente.

Como supracitado, a TWD de um sinal não é única, uma vez que depende do filtro passa-baixa e do filtro passa-alta utilizados. Sendo assim, um parâmetro chave para trabalhar com a TW é a escolha da *wavelet* mãe que será empregada. A literatura aponta, por exemplo, que a família *Daubechies* geralmente é uma boa escolha para a maioria das situações presenciadas em um SEP, pois, geralmente, melhor identificam os fenômenos com decaimentos e oscilações rápidas, além de transitórios, características típicas destes eventos (Baran e Kim, 2006). Verifica-se também que *wavelets* com suporte menor (filtros com poucos coeficientes) são ideais para localizar fenômenos no tempo. Já fenômenos com variações mais lentas, como afundamentos e elevações de tensão, podem ser melhor identificados por *wavelets* com maior quantidade de coeficientes (Branco, 2009).

3.4.5 A Transformada *Wavelet Packet*

A Transformada *Wavelet Packet* (TWP) discreta consiste em uma generalização da TW, na qual os filtros são aplicados sempre à aproximação do sinal e ao detalhe, resultando no desenvolvimento completo da árvore de coeficientes (Jensen e la Cour Harbo, 2000), como ilustrado na figura 3.15. Tal abordagem resulta em uma melhor resolução no domínio da frequência, possibilitando uma melhor extração das características desejadas na aplicação, sendo por este motivo adotada neste trabalho. A tabela 3.2 exemplifica como ocorre a divisão da frequência quando da aplicação da TWP.

A referência Branco (2009) mostra como utilizar a energia das amostras de cada uma das

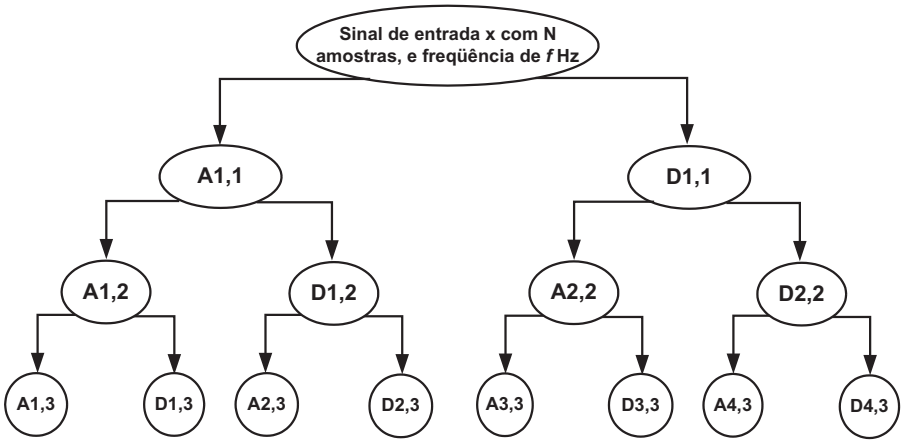


Figura 3.15: Árvore de coeficientes quando da aplicação da TWP até o terceiro nível.

Tabela 3.2: Faixas de frequência da aplicação da TWP ilustrada na Figura 3.15.

Folha	**Nº amostras**	**Faixa de frequência (Hz)**
Sinal de entrada	N	$0 \sim$ f
$A_{1,1}$	N/2	$0 \sim$ f/2
$D_{1,1}$	N/2	f/2 $\sim$ f
$A_{1,2}$	N/4	$0 \sim$ f/4
$D_{1,2}$	N/4	f/4 $\sim$ 2f/4
$A_{2,2}$	N/4	2f/4 $\sim$ 3f/4
$D_{2,2}$	N/4	3f/4 $\sim$ f
$A_{1,3}$	N/8	$0 \sim$ f/8
$D_{1,3}$	N/8	f/8 $\sim$ 2f/8
$A_{2,3}$	N/8	2f/8 $\sim$ 3f/8
$D_{2,3}$	N/8	3f/8 $\sim$ 4f/8
$A_{3,3}$	N/8	4f/8 $\sim$ 5f/8
$D_{3,3}$	N/8	5f/8 $\sim$ 6f/8
$A_{4,3}$	N/8	6f/8 $\sim$ 7f/8
$D_{4,3}$	N/8	7f/8 $\sim$ f

faixas de frequência para se obter os valores harmônicos presentes em um sinal. Cabe adiantar que um procedimento semelhante ao adotado pelas referências citadas foi adotado para a estimação dos componentes harmônicos presentes nos sinais durante os eventos transitórios aos quais um transformador pode estar submetido.

3.5 Considerações sobre os sistemas inteligentes e a transformada *Wavelet*

No decorrer deste capítulo foi apresentada uma breve explanação sobre as técnicas inteligentes e a TW, denotando-se as suas principais propriedades e princípios de funcionamento. Dentre suas

principais características, está a referência aos aspectos naturais encontrados na formulação das mesmas e a capacidade incipiente para o tratamento de sinais tipicamente não lineares.

Assim, diante do conhecimento das possibilidades de aplicação dos métodos expostos neste capítulo, apresenta-se o capítulo 4 em que a proteção diferencial de transformadores é explorada nos seus diversos aspectos, incluindo suas particularidades e as dificuldades encontradas para a execução de um sistema de proteção diferencial eficiente e confiável, permitindo desta forma entender a busca constante por melhorias, conforme apresentado no capítulo 2.

Capítulo 4

A Proteção Diferencial dos Transformadores de Potência

Os transformadores de potência são equipamentos essenciais na operação e na confiabilidade do SEP, uma vez que estes são responsáveis por alterar os níveis de tensões das redes elétricas permitindo a interligação de diversas regiões geográficas. Devido a sua importância, diversas técnicas de proteção foram desenvolvidas, as quais podem ser classificadas em dois grupos (Heathcote, 2007): a proteção contra os efeitos de faltas que ocorrem em qualquer parte do sistema e a proteção contra faltas internas.

Os sistemas de proteção contra distúrbios externos ao transformador tem por objetivo evitar que os efeitos provoquem algum tipo de desgaste no equipamento, sejam estes mecânicos ou elétricos. Estes distúrbios podem ser agrupados em três segmentos:

1. os curtos-circuitos;
2. as sobretensões, distúrbios de alta frequência incluindo as descargas atmosféricas;
3. a ferrorressonância.

Embora os efeitos destes distúrbios sejam extremamente danosos ao transformador e o estudo dos respectivos sistemas de proteção requeiram atenção, não será contemplada esta gama de segmentos neste trabalho, mas maiores informações podem ser encontradas em Heathcote (2007).

Quando uma falta interna ocorre, imediatamente o transformador deve ser desconectado, tanto para diminuir a extensão dos danos quanto para preservar o SEP como um todo. Existem

três tipos principais de sistemas de proteção que são utilizados para a detecção destas faltas: a proteção de sobrecorrente para as correntes de fase, proteção diferencial para as correntes diferenciais e o acumulador de gás ou relé de súbita pressão para faltas internas com produção de arco elétrico (Harlow, 2007).

A proteção de sobrecorrente com fusíveis ou relés de proteção promove o primeiro tipo de proteção contra faltas em transformadores, podendo ser aplicada em equipamentos de pequena capacidade como proteção primária e/ou como proteção de retaguarda para relés diferenciais, ou de pressão em transformadores maiores. O princípio diferencial para a proteção de transformadores foi introduzido pela conexão do relé de sobrecorrente de tempo inverso em paralelo com os secundários dos TCs. Sendo assim, os TCs são ligados de tal forma que a saída para o relé seja a diferença entre a corrente de entrada e a corrente de saída. Este tipo de proteção é comumente utilizado em transformadores de aproximadamente 10MVA e acima, já que excelentes resultados são providos por esta metodologia, proporcionando uma maior segurança, principalmente para situações de faltas externas (Harlow, 2007; ABNT NBR 8926, 1985).

Embora existam diversas técnicas para a proteção de transformadores de potência, o foco primordial deste trabalho é o estudo e a análise da proteção diferencial percentual com restrição por um ou mais harmônicos além da restrição pelas correntes de entrada e saída, conforme definido pela norma NBR8929 da Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT) (ABNT NBR 8926, 1985).

4.1 Proteção Diferencial

Os relés diferenciais possuem uma grande variedade de tipos, dependendo do equipamento que eles protegem. O princípio de funcionamento destes equipamentos é a diferença fasorial entre as correntes que entram e saem do equipamento que excede um limiar pré-estabelecido (Mason, 1962). A figura 4.1 ilustra o esquema simplificado da proteção diferencial com o esquema de conexão dos TCs acoplados em série aos ramos primário e secundário. Nesta, $N_p : N_s$ é a relação de transformação entre o primário e o secundário do transformador protegido, B_{R1} e B_{R2} são as bobinas de restrição, B_O é bobina de operação do relé e V_p e V_s são as tensões primária e secundária.

É factível observar que a operação deste tipo de relé está vinculada à zona abrangida pelos TCs dos dois lados do equipamento protegido, o que reduz a probabilidade de desligamento indevido

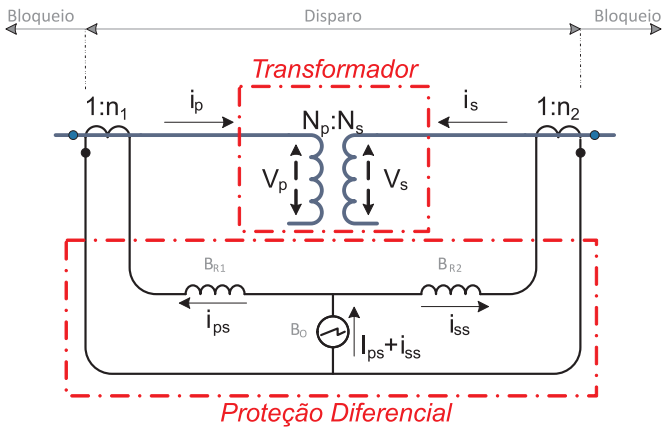
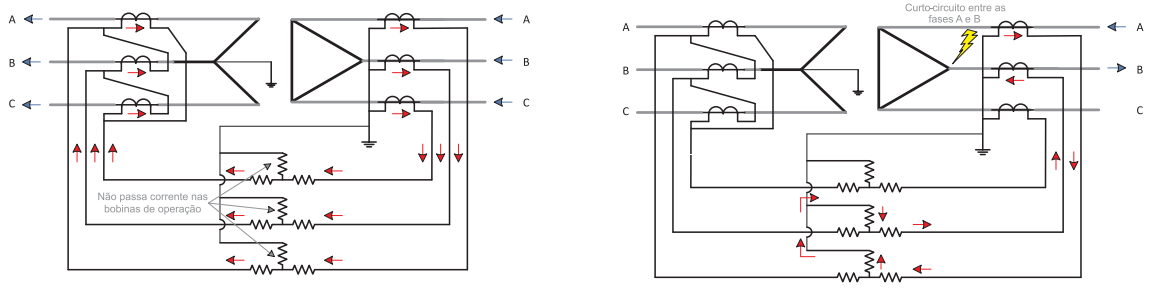


Figura 4.1: A proteção diferencial para transformadores.

Fonte: Adaptado de Segatto (2005).

na ocorrência de faltas externas. Tal robustez é concebida pelo monitoramento constante das correntes provenientes dos secundários dos TCs que ao se somarem fasorialmente não produzirão corrente diferencial suficiente para sensibilizar o sistema de proteção, uma vez que as correntes passantes no primário e no secundário do transformador serão as mesmas. Todavia, se existir uma fuga de corrente na região protegida, como na ocorrência de um defeito, a soma fasorial não será nula, o que poderá sensibilizar o relé e, consequentemente, isolar o transformador do SEP.

O funcionamento do relé diferencial pode ser melhor compreendido se for analisada a circulação de corrente conforme ilustra a figura 4.2. Nesta, os fluxos de corrente trifásico são apresentados para as faltas internas e para a situação normal de operação.



a) Situação normal de operação.

b) Situação de falta interna.

Figura 4.2: Análise da circulação de corrente.

Fonte: Adaptado de Araújo *et al.* (2005).

Observa-se que na figura 4.2a, a corrente que entra na zona de proteção diferencial tem que ser a mesma que sai, caso contrário, o sistema de proteção deverá atuar. A figura 4.2b apresenta a circulação de corrente quando ocorre um defeito entre as fases no transformador. Verifica-se que há a circulação de corrente pelas bobinas de operação do relé nas fases A e B, o que provocará

a retirada do transformador de serviço (Araújo *et al.*, 2005).

A forma mais utilizada do relé diferencial é o tipo diferencial percentual, que apesar de seguir essencialmente a mesma filosofia já apresentada, possui um circuito diferencial que adiciona maior robustez à sensibilização por pequenas correntes diferenciais, uma vez que as bobinas de retenção permitem uma variação nos limiares de atuação (Mason, 1962; Segatto, 2005).

Desta forma, o relé diferencial percentual compara as correntes de restrição com as correntes de operação. A corrente diferencial pode ser obtida pela soma fasorial das correntes que entram no elemento protegido, conforme a equação 4.1 a seguir (Harlow, 2007):

$$I_{dif} = |\vec{i}_{ps} + \vec{i}_{ss}|. \tag{4.1}$$

na qual I_{dif} é a corrente diferencial.

Observa-se que I_{dif} é proporcional a corrente de falta interna e aproximadamente zero para quaisquer outras condições de operação. Assim, se houver uma situação faltosa no transformador, o relé de proteção será sensibilizado.

As equações 4.2, 4.3 e 4.4 ilustram as diversas alternativas existentes para o cálculo da corrente de restrição.

$$I_{RT} = k|\vec{i}_{ps} - \vec{i}_{ss}|. \tag{4.2}$$

$$I_{RT} = k\left(|\vec{i}_{ps}| + |\vec{i}_{ss}|\right). \tag{4.3}$$

$$I_{RT} = Max\left(|\vec{i}_{ps}|, |\vec{i}_{ss}|\right). \tag{4.4}$$

Nestas, k é o fator de compensação, geralmente tomado como 1 ou 0,5, e $Max(\cdot)$ é o maior valor dentre as variáveis apresentadas. A corrente de restrição possui a função de evitar que o relé atue erroneamente devido ao aparecimento de pequenas correntes diferenciais, uma vez que estas podem surgir em condições normais de operação. Tais imprecisões possuem várias e prováveis fontes de erros, como os das relações de transformação, dos TCs de medição alocados e das mudanças de *tapes* quando evidenciadas.

Os relés de proteção diferencial geram o sinal de disparo ou *trip* quando a corrente diferencial

(I_{dif}) é superior a corrente de restrição percentual (I_{RT}). A equação 4.5 ilustra essa relação.

$$I_{dif} > SLP \cdot I_{RT}. \tag{4.5}$$

sendo que SLP é a inclinação percentual diferencial. Tal parâmetro tem como objetivo fixar uma margem de segurança a partir da qual o relé deverá atuar, uma vez que imprecisões podem ser evidenciadas, conforme supracitado.

A figura 4.3 ilustra uma característica típica de operação do relé diferencial, incluindo as suas zonas de operação e restrição. Alguns ajustes de restrição SLP também são apresentados na figura com o objetivo de acomodar possíveis correntes diferenciais provocadas pelos erros anteriormente citados. A característica consiste de uma linha inclinada (SLP) e uma reta horizontal definindo o limiar mínimo ou de *pickup* de corrente (P_{min}). A região de operação é localizada acima da característica inclinada, conforme a equação 4.5, sendo que a região de restrição localizada abaixo da mesma curva (Harlow, 2007).

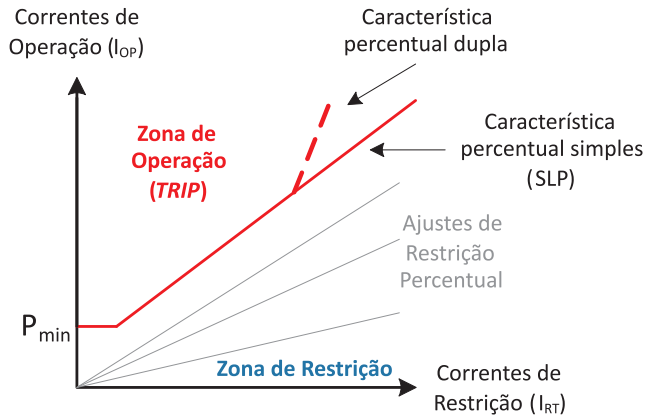


Figura 4.3: Curva característica da proteção diferencial.
Fonte: Harlow (2007).

É importante salientar que o desempenho dos relés diferenciais está vinculado às correntes secundárias dos TCs, uma vez que são estas formas de onda que os dispositivos utilizam para as tomadas de decisão. Assim, quando um TC satura, ou se ambos os TCs saturam em níveis diferentes, falsas correntes de operação aparecem no relé diferencial e podem causar a má operação do relé.

Todavia, não apenas a saturação dos TCs provocam a atuação errônea dos relés diferenciais com restrição harmônica. Nos transformadores, mais especificamente, outras fontes de erro podem ser citadas, como (Harlow, 2007; Sengül *et al.*, 2005):

1. Variação da relação de transformação do transformador de potência devido a mudança de *tap*;
2. Correntes de magnetização criadas pelos transitórios devido à energização;
3. Altas correntes de excitação causadas pela sobreexcitação do transformador;
4. A rejeição de cargas;
5. Correntes de magnetização criadas pelos transitórios devido a energização solidária ou *"Sympathetic Inrush"*.;

Segundo Harlow (2007), o relé diferencial com característica percentual típica com restrição harmônica soluciona os problemas de forma eficiente, enquanto o problema de defasamento angular propiciado pelo transformador delta-estrela é solucionado pela forma da conexão dos TCs ou, numericamente, pelos relés digitais. Todavia, a discriminação entre correntes de falta e correntes provenientes pela energização, sobreexcitação e "*Sympathetic Inrush*" configura o problema mais complexo a ser analisado e avaliado.

4.1.1 Corrente de Energização - *Inrush*

A corrente de energização é um fenômeno que tem influência significativa nos ajustes das proteções do transformador e também no sistema a este associado. A corrente de magnetização ocorre no transformador quando a polaridade e a amplitude do fluxo residual não concordam com a polaridade e amplitude do valor instantâneo do fluxo. Sendo assim, se a forma de onda da tensão correspondesse exatamente a do fluxo no núcleo do equipamento no instante do chaveamento, não haveria transitórios (Harlow, 2007; Kulkarni e Khaparde, 2005). A figura 4.4 ilustra uma forma de onda típica da corrente de energização.

Embora a energização do transformador seja a causa típica das correntes de magnetização, quaisquer transitórios no circuito do transformador de potência podem gerar essas correntes. Assim, pode-se citar algumas outras causas, como por exemplo a recuperação da tensão após a eliminação de uma falta externa, ou após a energização de um transformador operando em paralelo com outro em serviço (Harlow, 2007).

É factível verificar que diversos fatores influenciam a amplitude, a forma e a duração das correntes de energização, o que torna praticamente impossível a sua predição. Porém alguns desses fatores podem ser listados (Kulkarni e Khaparde, 2005; Ribeiro, 1982):

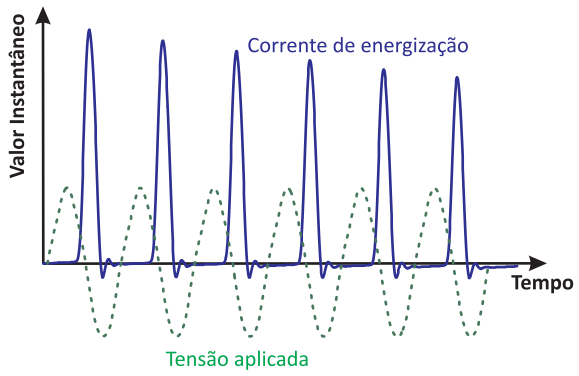


Figura 4.4: Forma de onda típica da corrente de energização.
Fonte: IEEE Std. C37.91 (2008).

a. Ângulo de chaveamento (α)

A amplitude da corrente de magnetização é proporcional ao ângulo de chaveamento do transformador, de modo que a corrente é máxima quando o transformador é ligado no ponto de tensão zero ($\alpha = 0^o$). Se o transformador for conectado no ponto de tensão máxima, a corrente de energização será mínima ($\alpha = 90^o$). A figura 4.5 ilustra o caso de máxima corrente de magnetização.

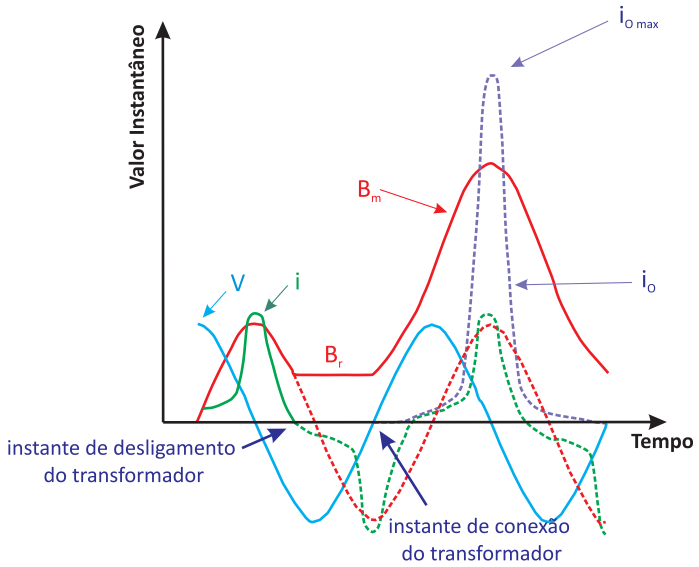


Figura 4.5: Caso de máxima corrente de energização.
Fonte: Kulkarni e Khaparde (2005).

b. Densidade do fluxo residual

A corrente de energização é significativamente agravada pela densidade do fluxo residual. Deste modo, verifica-se que quanto maior for o fluxo residual, maior será a corrente de energização, principalmente se o fluxo residual possuir a mesma polaridade do fluxo principal.

Cabe salientar que o fluxo residual presente no transformador depende das características do material do núcleo e do fator de potência da carga no momento que este foi desconectado da rede elétrica.

c. Nível de tensão da rede

É factível verificar que quanto maior for a tensão a qual o transformador está submetido, maior será o fluxo e, consequentemente, a corrente de magnetização, uma vez que o fluxo (ϕ) é diretamente proporcional a tensão máxima (V_{max}).

d. Resistência série

A resistência do sistema a qual o transformador está inserido têm um efeito predominante na corrente de energização, devido principalmente ao amortecimento fornecido, o que proporciona uma redução na amplitude da corrente inicial de magnetização. Esta característica explica, por exemplo, por que os transformadores próximos às unidades geradoras possuem, geralmente, uma corrente de energização mais longa e com maior amplitude.

e. Nível de saturação do núcleo

É importante lembrar que a corrente de energização inicial (i_o) é diretamente proporcional ao fluxo que circula fora do núcleo magnético, como por exemplo, pelo ar (ϕ_{ar}). Desta forma, quanto mais saturado estiver o ferro presente no núcleo do transformador, maior será a porção do fluxo total que se fechará através do ar, tornando a corrente de energização mais proeminente.

f. Modo de energização do transformador

Segundo Ribeiro (1982), se um transformador for energizado monofasicamente, a corrente de magnetização será inferior quando comparada à da sua conexão através de um disjuntor trifásico. Além disso, a corrente de energização por unidade do lado de tensão mais baixa é menor que o lado de tensão mais alta.

g. Energização sob carga

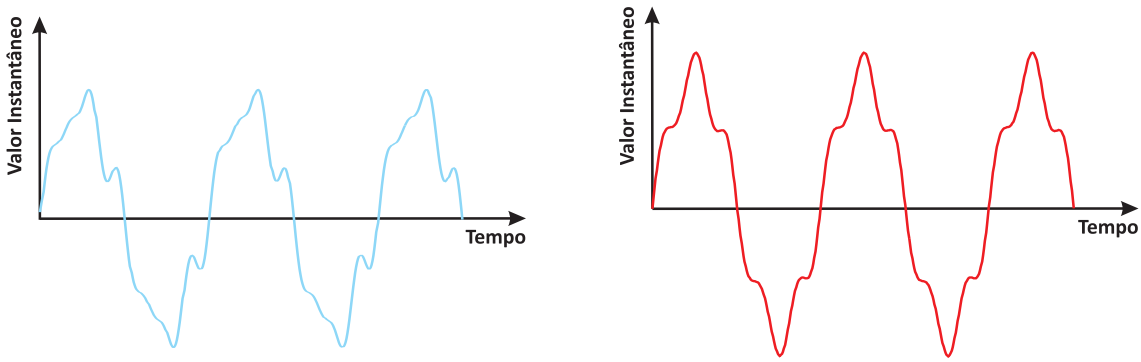
Se o transformador for conectado com carga, os picos da corrente de magnetização serão afetados até certo ponto pelo fator de potência da carga. Quando este é energizado com uma elevada corrente de carga e fator de potência próximo ao unitário, o pico de corrente tende a ser menor, mas se o fator de potência for reduzido, o pico de corrente será maior.

4.1.2 sobreexcitação do transformador

O fluxo interno em um transformador de potência é proporcional à tensão aplicada e inversamente proporcional à frequência operacional. Quando há condições de sobretensões e subfrequências que estão acima dos limites estipulados no projeto do equipamento, o núcleo torna-se saturado, resultando em aquecimento excessivo, ruído, aumento da corrente de magnetização e vibração que podem provocar eventuais danos ao transformador (Blackburn e Domin, 2007; Harlow, 2007).

Embora tal condição operativa possa ocorrer em quaisquer partes do SEP e causar danos ao transformador, é difícil quantificar quais níveis de sobreexcitação podem ser toleradas, o que torna indesejada a atuação da proteção diferencial nestas situações. Assim, uma alternativa de proteção para tais situações é a utilização de relés V/Hz, os quais respondem à variação de tensão em função da frequência (Harlow, 2007).

A sobreexcitação de transformadores de potência é um caso típico de saturação em Corrente Alternada (AC) do núcleo que produz harmônicas ímpares na corrente de excitação. A figura 4.6 mostra a forma de onda da tensão e da corrente da fase "A" obtidos pelo TC e pelo Transformador de Potencial (TP) para uma sobreexcitação de 150% do transformador TR2E do sistema elétrico simulado neste trabalho, conforme apresenta a figura 5.1.



a) Forma de onda da corrente. b) Forma de onda da tensão.

Figura 4.6: Formas de onda da tensão e da corrente para uma sobreexcitação de 150%.

A tabela 4.1 mostra o conteúdo harmônico dos sinais apresentados na figura 4.6. Os harmônicos estão expressos como percentual da componente fundamental. É importante salientar que o terceiro harmônico é o mais adequado para a detecção de condições de sobreexcitação, mas a conexão em delta dos TCs, ou a compensação da conexão em delta pelos filtros dos relés diferenciais retiram esse harmônico, conforme observado na simulação. O quinto harmônico, entretanto,

ainda é um componente confiável que pode ser utilizado na detecção deste fenômeno (Harlow, 2007).

Tabela 4.1: Conteúdo harmônico dos sinais de corrente e tensão da figura 4.6.

Componente (Frequência)	**Percentual da fundamental** **Corrente**	**Tensão**
Fundamental ($60Hz$)	100,00	100,00
Quinto ($300Hz$)	16,30	16,59
Sétimo ($420Hz$)	10,00	2,34

4.1.3 Saturação dos transformadores de corrente

A saturação dos TCs durante as faltas e seus efeitos nos relés de proteção tem recebido considerável atenção dos pesquisadores, uma vez que as correntes registradas podem ser elevadas (Zocholl, 2004). No caso da proteção diferencial de transformadores, o efeito da saturação do TC possui duas situações principais a serem observadas.

Para as faltas externas, o resultado da falsa corrente diferencial pode ser mal interpretado pela filosofia de proteção adotada, ocasionando uma má operação do relé. Em alguns casos, a restrição percentual no relé não permite a atuação errônea do dispositivo.

Já para as faltas internas, os harmônicos resultantes da saturação do TC podem atrasar a operação do relé diferencial, caso este tenha restrição harmônica ou até mesmo bloquear a sua atuação (IEEE Std C37.110, 2007).

As figuras 4.7 e 4.8 ilustram a amplitude das componentes harmônicas em função da corrente de operação para a condição de saturação de TC e a forma de onda típica do secundário do TC com 75% de fluxo remanescente e uma carga conectada ao secundário de $1,6 + j0,7\Omega$, respectivamente (IEEE Std C37.110, 2007).

Segundo Harlow (2007), as principais características da saturação do TC são:

- Os TCs reproduzem satisfatoriamente a corrente do primário para um determinado tempo após o instante de inserção da falta. O tempo de saturação depende de vários fatores, mas normalmente é em torno de 1 ciclo ou mais.

- A saturação mais crítica do TC ocorre devido a componente assimétrica da corrente do primário. Durante o período da corrente contínua, a corrente do secundário pode conter

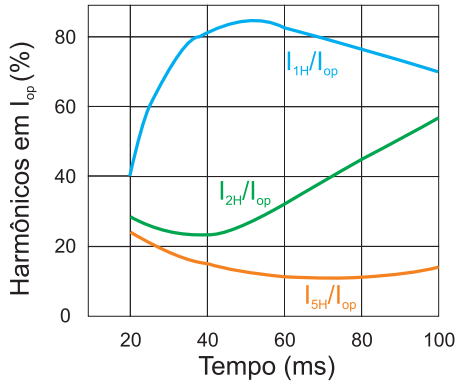


Figura 4.7: Componentes harmônicos da saturação de TC.

Fonte: Mikrut *et al.* (1989).

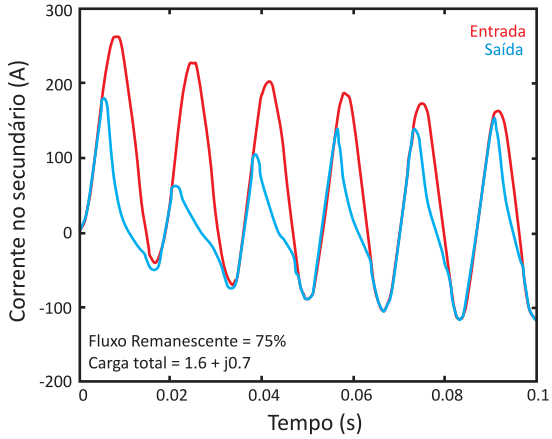


Figura 4.8: Forma de onda do secundário do TC com 75% de fluxo remanescente.

Fonte: IEEE Std C37.110 (2007).

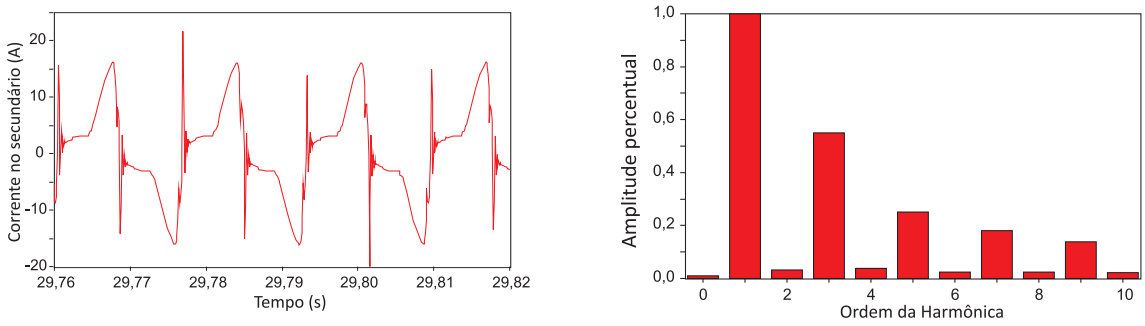
um deslocamento assimétrico, além de componentes harmônicos pares e ímpares.

- Quando a componente assimétrica acaba, o TC possui somente a saturação em corrente alternada, caracterizada pela presença de componentes ímpares na corrente do secundário.

A figura 4.9 mostra a forma de onda da corrente do secundário do TC para uma falta próxima ao transformador TR3A do sistema elétrico simulado neste trabalho, conforme apresenta a figura 5.1. Nesta figura também é apresentado o conteúdo harmônico da corrente saturada do TC, confirmando a presença de harmônicos ímpares.

4.1.4 Remoção de faltas próximas ao transformador

Quando uma falta externa próxima ao transformador é removida pelo sistema de proteção, as condições de operação do núcleo do equipamento são similares as situações de energização e



a) Forma de onda da corrente.

b) Conteúdo harmônico.

Figura 4.9: Formas de onda da corrente do secundário do TC e seu conteúdo harmônico.

também provocam o surgimento da corrente de magnetização. Porém, esta é caracterizada por uma menor amplitude, já que não há fluxo remanescente durante o processo (Horowitz e Phadke, 1996).

Como a tensão aplicada aos enrolamentos passa de um valor de pré-falta para um valor de pós-falta, o fluxo concatenado comporta-se do mesmo modo e, dependendo do instante no qual a falta é removida, há o surgimento de uma componente CC no fluxo e as formas de onda das correntes primárias serão semelhantes às observadas durante a energização (Coury *et al.*, 2007).

4.1.5 Energização solidária

Essa condição de energização solidária ou *sympathetic inrush* é muitas vezes ignorada pela literatura, pois apesar das correntes de energização serem elevadas, estas são calculadas assumindo que o transformador está isolado do sistema, não possuindo outros equipamentos similares conectados. Na prática, porém, os equipamentos são energizados em paralelo com os demais dispositivos, o que pode provocar transitórios e sobretensões apreciáveis nos transformadores próximos, mesmo que estes estejam em operação normal (Sengül *et al.*, 2005; Kulkarni e Khaparde, 2005). A fim de melhor compreender como a energização de um transformador em uma barra afeta as condições de funcionamento dos demais transformadores ligados a esta barra, considere o sistema apresentado pela figura 4.10.

Ao conectar o transformador T2 à rede que já alimenta outros transformadores semelhantes, como o transformador T1, a corrente de energização produzida por esta conexão flui para os demais equipamentos e produz um fluxo CC que se sobrepõe ao fluxo AC normal de magnetização. Tal condição de operação aumenta a densidade de fluxo e proporciona altas correntes de magnetização nos transformadores vizinhos (T1), embora esta corrente solidária seja menor

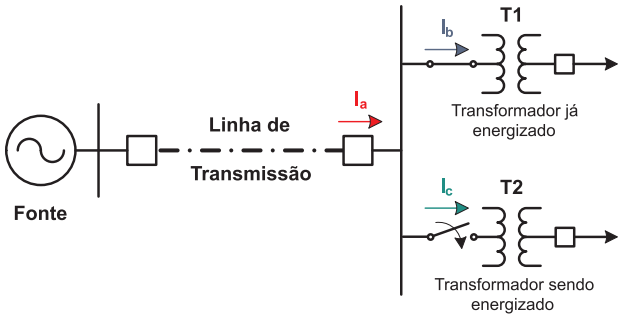


Figura 4.10: Sistema com energização solidária.
Fonte: Kulkarni e Khaparde (2005).

que a própria corrente de energização. Dependendo da amplitude do amortecimento da componente CC, o fenômeno de energização solidária poder elevar o nível de ruído emitido pelos transformadores devido ao aumento da densidade do fluxo no núcleo durante o período transitório (Kulkarni e Khaparde, 2005). É importante enfatizar que esta condição operativa pode provocar um mal funcionamento da proteção associada a este equipamento, já que correntes diferenciais indesejadas podem ser geradas.

Vale comentar que durante a energização solidária, o decaimento das correntes i_b e i_c, conforme figura 4.10, possui substancialmente o mesmo valor médio, mas sinais opostos, visto que a componente CC da corrente solidária do transformador T1 (i_b) irá balancear a componente CC da corrente de energização do transformador T2 (i_c). Nessa condição, a tensão no barramento será simétrica e a mudança do fluxo por ciclo nos transformadores dependerá da queda de tensão na resistência dos enrolamentos de cada equipamento. Essa é uma das razões que proporcionam o prolongamento da corrente de magnetização em SEPs alimentados por grandes transformadores de potência, uma vez que estes, geralmente, possuem pequenos valores de resistência em seus enrolamentos (Bronzeado e Yacamini, 1995).

A figura 4.11 apresenta as envoltórias das correntes de energização solidária do transformador TR3A e a corrente de energização do transformador TR2A, conforme apresenta a figura 5.1. Apenas para efeito comparativo, a corrente de energização do transformador TR2A, sem ser considerada a existência de outros transformadores conectados ao barramento, é apresentada. Desta forma, observa-se que há um atraso considerável no decaimento da corrente de energização quando mais transformadores são conectados em paralelo.

A figura 4.12 mostra o conteúdo harmônico das correntes de energização solidária do transformador TR3A e a corrente de energização do transformador TR2A no momento da conexão deste último ao barramento. Na figura é possível observar o surgimento de uma alta componente

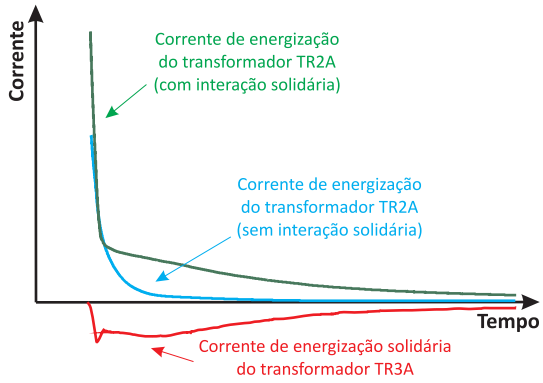


Figura 4.11: Envoltória das correntes de energização do transformador TR2A.

CC no transformador TR3A, contrária à componente CC do transformador TR2A, o que mostra a oposição entre a corrente solidária e a corrente de energização, conforme supracitado.

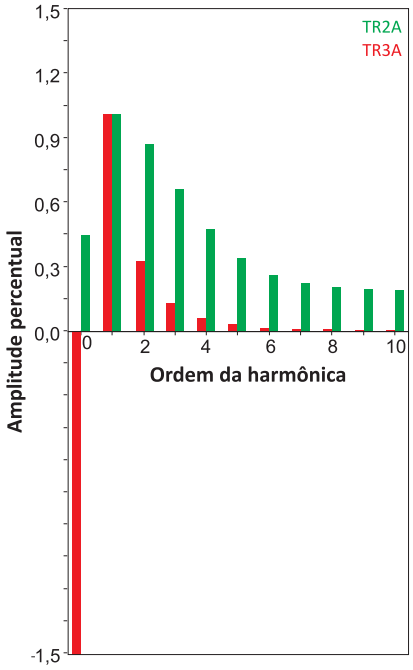


Figura 4.12: Conteúdo harmônico das correntes logo após a energização do TR2A.

É importante enfatizar que a duração e a amplitude das correntes de energização solidária são influenciadas por diversos parâmetros do SEP. Dentre estes parâmetros, podem ser destacados (Wang *et al.*, 2008; Kumbhar e Kulkarni, 2007):

- A resistência série equivalente do sistema elétrico;
- O ângulo de entrada do transformador que está sendo energizado;
- O carregamento do transformador em operação;

- O fluxo residual no transformador que está entrando em operação;
- A existência de capacitor *shunt* no sistema ao qual o paralelismo está sendo utilizado.

Embora todos os fatores supracitados contribuam com o fenômeno, cada um destes o afeta com intensidade diferente e faz com que seus efeitos sejam estudados individualmente para cada situação de operação. Desta forma, não se pode realizar quaisquer generalizações que venham a determinar ajustes precisos para a identificação e solução do problema.

4.2 Considerações sobre a proteção diferencial

Ao longo desse capítulo foram apresentados os aspectos que fazem a proteção diferencial percentual ser a principal metodologia de proteção para transformadores de potência, seja por sua velocidade de atuação durante uma ocorrência, ou por sua confiabilidade. Embora a proteção diferencial possua elementos que se destacam na sua aplicação em transformadores, esta possui uma série de limitações, as quais podem comprometer o funcionamento do sistema elétrico como um todo.

Para uma melhor compreensão destes princípios de funcionamento e das limitações em sua aplicação, apresenta-se o capítulo 5 que mostra todos os elementos do SEP utilizados para estudar e analisar o comportamento dos transformadores de potência, bem como a interação destes com outras máquinas. Assim, pode-se verificar quais os piores aspectos na operação deste tipo de equipamento para a proteção aqui discutida.

Capítulo 5

O Sistema Elétrico Analisado

Para a realização dos testes, com a consequente validação do algoritmo proposto, será utilizado o modelo completo de um SEP, no qual serão incluídos elementos de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. A figura 5.1 mostra um esquema representativo do sistema elétrico considerado, com a designação dos principais nós utilizados nos arquivos de entrada.

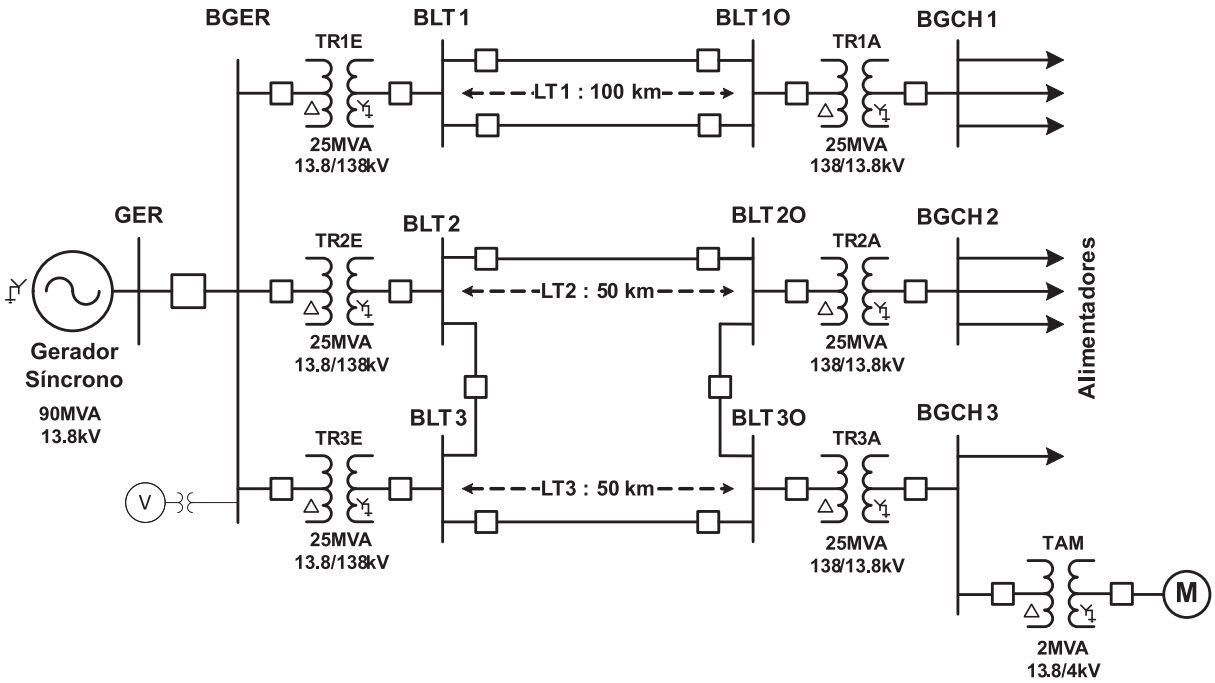


Figura 5.1: Modelo do sistema elétrico utilizado dispondo do *software* ATP.

O sistema elétrico consiste de um gerador síncrono de 13,8kV com potência de 90MVA, conectado em estrela aterrada e ligado ao barramento geral com capacidade de transmissão nominal de 75MVA. No barramento, três transformadores elevadores (13,8/138kV) de 25MVA cada es-

tão conectados e fornecendo energia para três linhas de transmissão (LTs) com comprimentos variando entre 50 e 100 km de extensão. Ao final de cada LT são conectados transformadores abaixadores (138/13,8kV), seguidos de cargas com diferentes potências e fatores de potência, induzindo a uma generalização da aplicação da simulação e dos dados obtidos.

É importante salientar que o SEP apresentado neste capítulo tem o propósito de ser utilizado em outros trabalhos. Desta forma, alguns equipamentos foram modelados detalhadamente, permitindo que este trabalho seja uma referência didática para a aplicação do *software* ATP.

5.1 O gerador síncrono

Os geradores são equipamentos essenciais para o sistema elétrico, pois estes são responsáveis pelo fornecimento da energia elétrica e pela manutenção da potência disponibilizada nos diversos ramos que constituem uma rede elétrica. Na maioria das aplicações de geradores, utilizam-se máquinas síncronas. Em sistemas isolados, um único gerador síncrono supre a potência consumida pelas cargas e age como uma fonte de tensão cuja frequência é determinada pela velocidade da fonte primária de energia ou "sistema motor primário" (Fitzgerald *et al.*, 1975).

Deste modo, adotou-se um sistema que possui apenas um único gerador síncrono na sua topologia, viabilizando as análises do comportamento do mesmo às variações de carga e alterações estruturais da rede elétrica, como por exemplo, quando da saída de uma determinada linha de transmissão.

Para a realização das simulações através do *software* ATP, aplicou-se o modelo de máquina trifásica síncrona dinâmica, cujos parâmetros referentes à modelagem realizada do gerador em estrela aterrado (Yg) são apresentados na tabela 5.1.

Tabela 5.1: Dados do gerador síncrono utilizado na simulação.

Descrição	**Valor (un.)**	**Descrição**	**Valor (un.)**
S	90 (MVA)	N_p	8
V_L	13,8 (kV$_{rms}$)	f	60 (Hz)
IFD	280 (A)	R_a	0,038 (p.u.)
X_l	0,122 (p.u.)	X_o	0,150 (p.u.)
X_d	1,200 (p.u.)	X_q	0,700 (p.u.)
X'_d	0,350 (p.u.)	X''_d	0,250 (p.u.)
X''_q	0,230 (p.u.)	τ'_{do}	6,240 (seg.)
τ''_{do}	0,032 (seg.)	τ''_{qo}	0,060 (seg.)
J	3,333065 (kg–m^2.10^6)		

Fonte: EEUG (1987).

Na tabela 5.1, S é a potência nominal, N_p é o número de pólos, V_L é a tensão nominal de linha, f é a frequência, IFD é a corrente de campo, R_a é a resistência de armadura, X_l é a reatância de dispersão não saturada, X_o é a reatância de sequência zero não saturada, X_d é a reatância síncrona de eixo direto não saturada, X_q é a reatância síncrona de eixo em quadratura não saturada, X'_d é a reatância transitória de eixo direto não saturada, X''_d é a reatância sub-transitória de eixo direto não saturada, X''_q é a reatância sub-transitória de eixo em quadratura não saturada, τ'_{do} é a constante de tempo transitória em vazio de eixo direto, τ''_{do} é a constante de tempo sub-transitória em vazio de eixo direto, τ''_{qo} é a constante de tempo sub-transitória em vazio de eixo em quadratura e J é o momento de inércia.

Vale ressaltar que a aplicação deste modelo de máquina elétrica permite a obtenção de diversos parâmetros de operação, incluindo as correntes de campo, de fase e de armadura, os torques magnético e elétrico e os ângulos mecânicos, dentre outros. Entretanto, a principal variável de saída para este trabalho é o desvio da velocidade mecânica em relação à velocidade síncrona, pois é através desta que a frequência da tensão de saída é encontrada. Desta maneira, a frequência elétrica é fornecida pela equação 5.1, (Fitzgerald *et al.*, 1975).

$$f_{sistema} = \frac{N_p \omega}{2\pi} \tag{5.1}$$

Na equação, $f_{sistema}$ é a frequência da tensão de saída, ω é a velocidade angular da máquina e N_p é o número de pares de pólos. A figura 5.2 ilustra o cartão de entrada para o *software* ATP utilizado para modelar a máquina síncrona trifásica desejada, cujos parâmetros utilizados estão apresentados na tabela 5.1 acima.

A variação constante do estado de equilíbrio carga/geração, conforme supracitado, faz com que haja uma busca contínua pelo restabelecimento do equilíbrio operativo do SEP, ou seja, que as potências gerada e consumida sejam as mesmas. Desta forma, verifica-se a necessidade da implantação de um sistema de controle capaz de corrigir tais oscilações de potência e, assim, manter a condição normal de operação (Vieira Filho, 1984).

Nesse contexto, considerando o sistema apresentado na figura 5.1 em que o gerador síncrono é diretamente influenciado pelas variações de equilíbrio, pode-se considerar que a ação do regulador de velocidade será responsável pela manutenção e busca do equilíbrio entre carga e geração.

É importante salientar que o SEP tem a propriedade de alcançar um novo ponto de equilíbrio, mesmo que este não apresente nenhum tipo de ação reguladora. Tal condição pode ser explicada

```
C < n 1><>< Tensão ><  Freq  >< Angulo >
59GERA    11267.6528  60.        00.0
  GERB
  GERC
TOLERANCES                                                300
PARAMETER FITTING           2.0
C --- Machine ratings
C <><> <N>< SMOTVTP>< SMOVTQ ><  RMVA  ><  RKV   >< AGLINE ><  S1D   >< S2D    > -- Dados da Máq. Síncr.
 1 1     8       1.0       1.0       90.     13.80     280.0
                                                      -1.
C Dados de fabricação
C   RA   ><   XL   ><   XD   ><   XQ   ><   XDD  ><   XQQ  ><  XDDD  ><  XQQQ  > -- Parâmetros Elétricos
     0.038     0.122     1.200     0.700     0.350     0.700     0.250     0.230
C TDOP   ><  TQOP  >< TDOPP  >< TQOPP  ><   XO   ><   RN   ><   XN   ><  XCAN  > -- Parâmetros Elétricos
     6.240               0.032     0.060     0.150
C <      >< EXTRS  ><  HICO  ><  DSR   ><  HSP   ><   DSB  > -- Dados do sistema mecânico
 1         1.00      3.3330650
BLANK CARD ENDING MASS CARDS
C --- Dados de Saída
C GA<  ><    ><    ><    ><    ><    ><    ><    ><    ><    ><    ><    ><    >
C 11
C 21
C 31
C 51
BLANK CARD ENDING OUTPUT REQUEST
71EFD
72STEAM        1
74VELOC        2
  FINISH
```

Figura 5.2: Modelagem do gerador síncrono via o software ATP.

pelo fato de que a carga varia com a frequência, fazendo com que, em geral, o valor absoluto da carga diminua com o decréscimo da frequência. Essa característica inerente do sistema elétrico é conhecida como regulação própria (Vieira Filho, 1984).

Todavia, a utilização da regulação própria para a obtenção do novo ponto de equilíbrio é desaconselhada, uma vez que esta propicia uma grande variação de frequência ao SEP. Desta forma, faz-se necessário a aplicação de sistemas automáticos de controle que garantam o retorno do equilíbrio entre carga e geração durante a operação do SEP, que como comentado, varia dinamicamente em função do tempo.

Por estas razões, os geradores são dotados de mecanismos de regulação de velocidade, para desvios de frequência (velocidade do gerador), e de reguladores de tensão, que são empregados para manter a tensão de saída do gerador constante. É válido salientar que existe uma forte interação entre a potência ativa (P) e a frequência (f), assim como entre a potência reativa (Q) e a tensão (V). Essas relações constituem as duas grandes malhas de controle do SEP: malha de controle de frequência (com auxílio das potências ativas) e a malha de controle de tensão (com auxílio das potências reativas). A figura 5.3 ilustra a ação destas duas malhas de controle em um gerador interligado ao SEP (Vieira Filho, 1984).

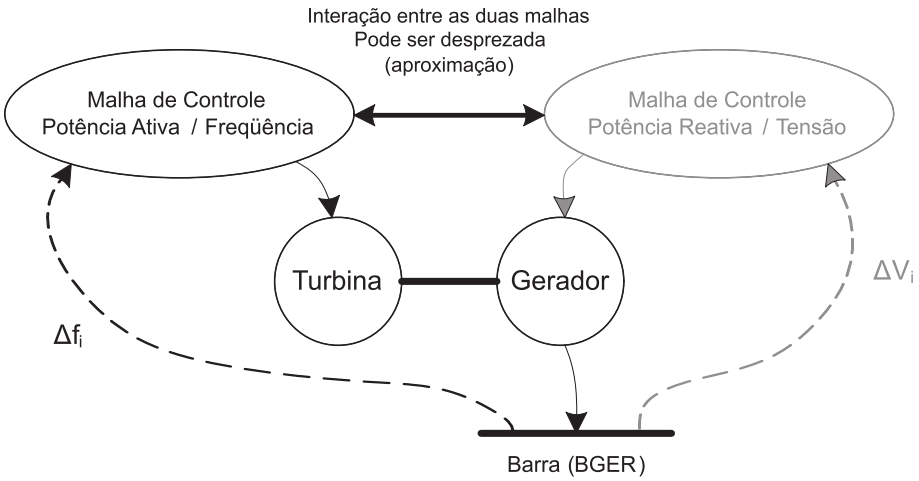


Figura 5.3: Esquema com as malhas de controle do SEP.
Fonte: Adaptado de Vieira Filho (1984).

Nesse trabalho, foram utilizadas as duas malhas de controle (tensão e frequência), proporcionando uma resposta do sistema simulado próxima as condições de operação dos SEPs.

5.1.1 O sistema de aterramento do gerador síncrono

A utilização de aterramento em todos os tipos de geradores síncronos através de algum tipo de impedância é uma prática comum no SEP. O propósito desse procedimento é limitar os estresses mecânicos e danos devidos aos defeitos na máquina, restringir os efeitos das tensões transitórias durante os defeitos, e permitir um meio para a detecção de defeitos internos a terra (IEEE Std. C37.102, 2007).

Os métodos mais utilizados para o aterramento dos geradores podem ser agrupados em seis grupos (Kindermann, 2008):

- Aterramento sólido;
- Aterramento com resistência;
- Aterramento com impedância;
- Aterramento com reatância;
- Aterramento através de transformador de distribuição e;
- Aterramento com capacitor.

O aterramento sólido do neutro do gerador não é geralmente usado, uma vez que tal prática resulta em um alto estresse mecânico e danos excessivos devido a faltas internas ao equipamento. De acordo com IEEE Std C50.13 (2006), o máximo estresse que o gerador normalmente é projetado para resistir está associado com as correntes do defeito trifásico em seus terminais. Todavia, a baixa impedância de sequência zero, inerente à maioria dos geradores síncronos, faz com que a corrente de curto-circuito provocada por um defeito monofásico a terra seja superior àquela observada em defeitos simétricos. Portanto, os geradores são aterrados de forma a limitar o curto-circuito monofásico a patamares iguais, ou inferiores, aos curtos trifásicos (IEEE Std. C37.102, 2007).

Desta forma, o sistema de aterramento escolhido para o desenvolvimento deste trabalho foi o aterramento através de resistência, já que o modelo do ATP utilizado na representação do gerador síncrono não permite a utilização de transformadores no terminal do neutro.

Segundo Kindermann (2008), nesse tipo de aterramento, afim de limitar os transitórios a valores de até 250% dos valores de pico da tensão do gerador síncrono, a seguinte inequação deve ser satisfeita:

$$\frac{X_{co}}{3R_N} \geq 1 \tag{5.2}$$

na qual X_{co} é reatância capacitiva entre o gerador síncrono e o terra e R_N é a resistência de aterramento.

Além da característica anterior, procura-se efetuar um aterramento com uma resistência (R_N) que satisfaça a inequação 5.2 na igualdade, ou seja, $R_N = \frac{X_{co}}{3}$ (Kindermann, 2008).

Todavia, o cálculo da resistência de aterramento por esse método necessita do conhecimento das capacitâncias dos elementos da instalação do gerador síncrono, o que pode inviabilizar a aplicação desta técnica. Neste sentido, utilizamos os dados fornecidos por Kindermann (2008). Embora o gerador apresentado pelo autor não seja o mesmo, tem-se uma potência próxima à esta aplicação. A tabela 5.2 ilustra as capacitâncias dos elementos de instalação do gerador.

Considerando a tabela 5.2 e adotando a inequação 5.2 igual $1,5$ para diminuir as possíveis sobretensões, temos que a resistência de aterramento é fornecida por:

$$R_N = \frac{1}{2\pi f C_0 \cdot 1,5 \cdot 3} = \frac{1}{2\pi \cdot 60 \cdot 0,6\mu \cdot 4,5} \approx 982\Omega \tag{5.3}$$

Tabela 5.2: Capacitâncias naturais dos componentes de instalação.

Componentes	Capacitâncias (μF / fase-terra)
Gerador síncrono	0,300
Transformador	0,080
Transformador auxiliar	0,009
TP	0,001
Pará-raios	0,200
Cabos	0,010

Fonte: Kindermann (2008).

5.1.2 O regulador de velocidade

Além do gerador síncrono propriamente dito, a simulação considerou a influência do regulador de velocidade no controle da máquina, proporcionando uma melhor representação do sistema elétrico estudado. É importante ressaltar que a inclusão do regulador de velocidade permite observações conclusivas sobre o comportamento do gerador às variações de carga e evita a perda de sincronismo durante o comportamento dinâmico do SEP.

Dentre os diversos tipos de reguladores de velocidade encontrados na literatura, optou-se pela aplicação do regulador com queda de velocidade, cujas características de realimentação o tornam rápido e estável, conforme ilustrado na figura 5.4.

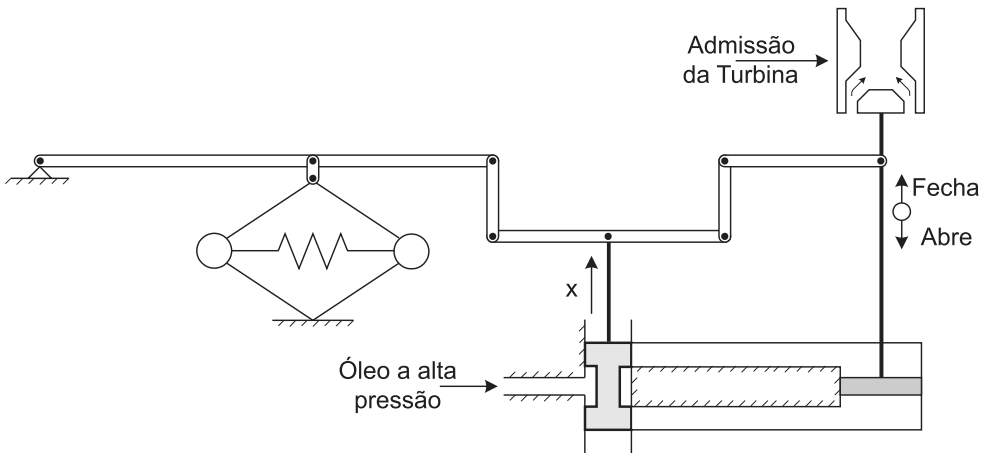


Figura 5.4: Esquema do regulador com queda de velocidade.
Fonte: Vieira Filho (1984).

O comportamento do regulador utilizado pode ser expresso através da função de transferência, apresentada na figura 5.5, na qual a dependência da variação de frequência $\Delta F(s)$ fica evidenciada.

Nesta figura, $\Delta F(s)$ é a variação de frequência, R é a constante de regulação de velocidade em

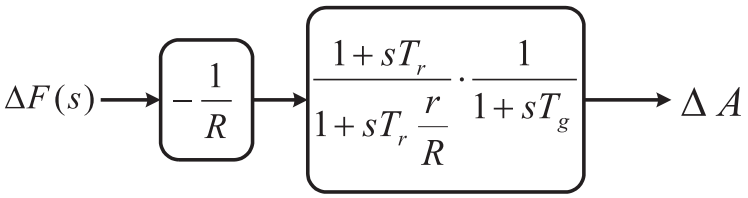


Figura 5.5: Função de transferência do regulador de velocidade.
Fonte: Vieira Filho (1984).

regime permanente (estatismo permanente), T_g é a constante de tempo do regulador de velocidade e ΔA é o acréscimo de potência a ser inserido na turbina do gerador, também conhecido como potência acelerante.

Os parâmetros adotados para o regulador de velocidade são típicos de conjuntos com sistemas hidráulicos e são apresentados na tabela 5.3 (Vieira Filho, 1984).

Tabela 5.3: Parâmetros do regulador de velocidade.

Descrição	**Valor (un.)**
Constante de Tempo (T_g)	0,600 (seg)
Constante de Tempo *Dashpot* (T_r)	0,838 (seg)
Estatismo Transitório (r)	0,279
Estatismo Permanente (R)	0,100
Constante de Inércia do Gerador (M)	1,344 (seg)
Constante de Tempo da Partida da Água (T_W)	0,150 (seg)

Fonte: Vieira Filho (1984).

Segundo Costa (2002), os parâmetros r e T_r do compensador devem ser ajustados para um bom comportamento transitório. Tal ajuste é realizado, em geral, em sistemas isolados e obedecem as equações 5.4 e 5.5, cujos resultados são apresentados na tabela 5.3 acima.

$$r = 2,5\frac{T_W}{M} \tag{5.4}$$

$$T_r = \left[\frac{\frac{r}{R}-1}{0,536\frac{r}{R}} + \sqrt{\left(\frac{\frac{r}{R}-1}{0,536\frac{r}{R}}\right)^2 - \frac{R}{r}}\right] \cdot \frac{T_W}{0,4} \tag{5.5}$$

É importante observar que para garantir a operação satisfatória e estável de várias unidades geradoras interconectadas, o regulador de velocidade possui uma característica de estatismo, cuja finalidade é a distribuição equitativa da carga entre os geradores. O estatismo permanente indica qual o desvio de velocidade necessário para provocar uma variação de 100% na posição do distribuidor ou saída de potência. Para uma turbina hidráulica, um regulador com uma simples

característica de estatismo permanente seria insatisfatório (Paco, 2004).

A resposta em frequência do controlador de velocidade utilizado é ilustrada através do Diagrama de Bode pela figura 5.6. Assim, é possível verificar os atrasos de fase e a degradação da amplitude em função da frequência.

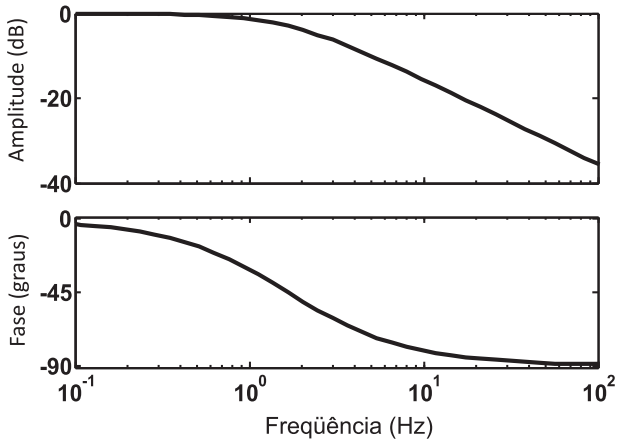


Figura 5.6: Diagrama de Bode da função de transferência do regulador de velocidade.

O diagrama básico do funcionamento do sistema com regulador de velocidade pode ser observado na figura 5.7. Todavia, salientamos que os efeitos da turbina e da ação direta do variador de velocidade ($\Delta\gamma(s)$) não foram considerados nos estudos.

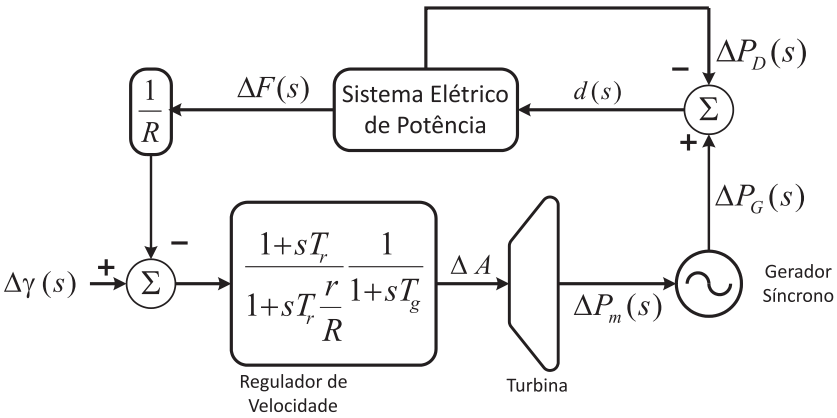


Figura 5.7: Diagrama básico do funcionamento do sistema simulado.

É possível observar, através da figura 5.7, que o regulador de velocidade responde às variações de potência demandada pela carga ($\Delta P_D(s)$), fornecendo ou retirando potência mecânica da turbina do gerador ($\Delta P_m(s)$). Este gerador fornece mais potência nas saídas ($\Delta P_G(s)$), garantindo o balanço energético entre as cargas e o sistema de geração.

A figura 5.8 exibe o cartão de entrada para o *software* ATP da malha de controle de frequência, no qual estão incluídos os cálculos de variação de frequência, ganhos e da função de transferência

do regulador de velocidade.

```
TACS HYBRID
C CARREGANDO A VELOCIDADE DO GERADOR                        < T INIT ><T FIM   >
92VELOC                                                     -1.0000000
77VELOC   94.2477796
C FREQUÊNCIA DE REFERÊNCIA - 60Hz
C <OUT ><><   A    ><    B   ><    C   >                    < T INIT ><T FIM   >
11FSOLL   6.000000E10.000000E00.000000E0                    -1.0000000
C CÁLCULO DA FREQÜÊNCIA ATUAL PELA VELOCIDADE DO GERADOR
88FGERCC  = ((4 * VELOC) / (2 * PI))
C CALCULO DA VARIACAO DA FREQUENCIA - COMPARADOR
88FDELTA  = FSOLL - FGERCC
C GANHO - 1/R
C <NAME><> <IN1 >  <IN2 >  <IN3 >  <IN4 >  <IN5 > <GAIN><F LO><F HI><N LO><N HI>
 0FGANH                   +FDELTA                  10.00
C FUNÇÃO DE TRANSFERÊNCIA DO REGULADOR DE VELOCIDADE COM QUEDA DE VELOCIDADE
C <NAME><> <IN1 >  <IN2 >  <IN3 >  <IN4 >  <IN5 > <GAIN><F LO><F HI><N LO><N HI>
 2CTRL                    +FGANH                   1.000
C   N0   ><   N1   ><   N2   ><   N3   ><   N4   ><   N5   ><   N6   ><   N7   >
C   D0   ><   D1   ><   D2   ><   D3   ><   D4   ><   D5   ><   D6   ><   D7   >
     3.398     4.056
     4.056     11.92    5.689
C CÁLCULO DA POTÊNCIA MÁXIMA
88STEMDE  = CTRL + 1
33STEMDE
C LIMITAÇÃO DA POTÊNCIA DE ENTRADA DO GERADOR
C <NAME><> <IN1 >  <IN2 >  <IN3 >  <IN4 >  <IN5 > <GAIN><F LO><F HI><N LO><N HI>
 0CTRT                    +STEMDE                  1.00  0.50   1.20
C TORQUE MECÂNICO
77STEAM   1.00000
88STEAM   =CTRT
BLANK CARD ENDING TACS DATA
```

Figura 5.8: Modelagem da malha de controle de frequência no ATP.

5.1.3 O regulador de tensão

O regulador de tensão é um componente essencial nos sistemas modernos de excitação, pois é este dispositivo que possui a função de manter a tensão de saída constante, independentemente da variação da carga do SEP. Este equipamento é constituído, geralmente, por sistemas reguladores: o *Automatic Voltage Regulator* (AVR) e o *Manual Voltage Regulator* (MVR), ou regulador DC (Hendricks, 1997; Reimert, 2006). A figura 5.9 apresenta o diagrama de blocos de um sistema de regulação de tensão.

Segundo Boldea (2006), o AVR básico tem um sistema em malha fechada que controla a tensão do gerador a partir de ações executadas no sistema de excitação da máquina, possuindo a tensão como um dos parâmetros de entrada para a realização de tal controle. Desta forma, observa-se que o AVR monitora o nível de tensão proveniente dos TPs localizados nos terminais do gerador e o compara com o limiar previamente configurado pelo operador. Com a variação da carga do gerador, o AVR ajusta a corrente de campo de modo a manter constante a tensão

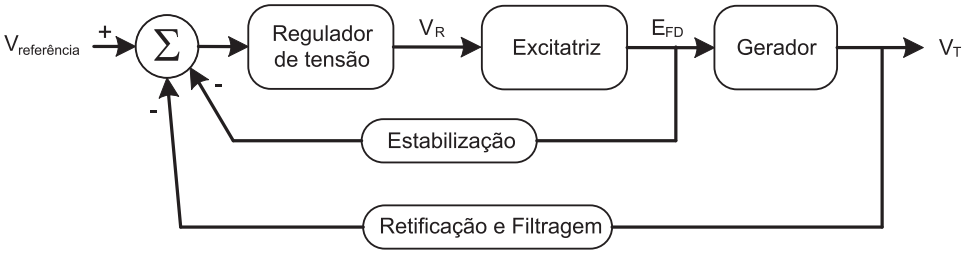


Figura 5.9: Diagrama de blocos de um sistema de regulação de tensão.
Fonte: da Silva Santos (2005).

de saída do gerador e proporcionar a menor variação possível da mesma.

O funcionamento do AVR é um fator importante, e não apenas do ponto de vista do alívio da responsabilidade do operador na manutenção da tensão de saída, já que a velocidade de atuação do mesmo sobre às condições de operação do sistema é fundamental na manutenção da estabilidade do SEP durante e após a ocorrência de distúrbios. Quando uma perturbação, como uma falha, provoca uma redução nos níveis de tensão, há um enfraquecimento na "cola"que mantém os geradores em toda a rede elétrica em sincronismo, o que a depender da gravidade da perturbação pode resultar na perda de sincronismo e em cortes generalizados. Todavia, ao utilizar o AVR, este observa a redução nos níveis de tensão e rapidamente compensa a corrente de campo, causando uma recuperação na tensão de saída e, consequentemente, uma manutenção no sincronismo do sistema (Reimert, 2006).

Existem vários tipos de sistemas de excitação para geradores, os quais podem ser observados na recomendação IEEE 421.5-1992 (IEEE, 1992). Dentre as opções apresentadas na literatura, optou-se pelo tipo IEEE DC1A apresentado na recomendação supracitada, o qual foi simplificado para proporcionar uma maior facilidade na implementação do mesmo no ATP. A figura 5.10 ilustra o controle de tensão utilizado.

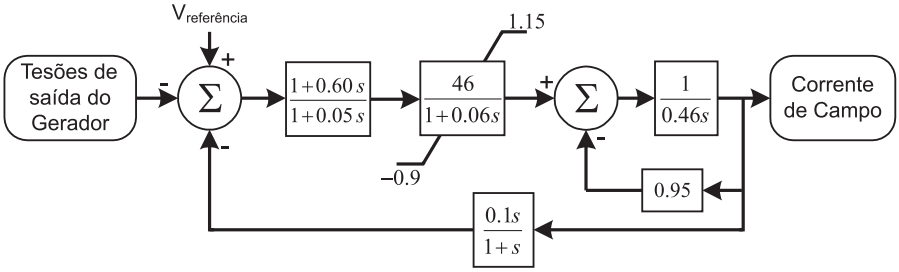


Figura 5.10: Função de transferência do regulador de tensão.
Fonte: Adaptado de IEEE (1992).

Uma observação importante sobre o AVR a ser salientada, é que não foi considerado o efeito

de saturação entre a variação de tensão observada e a corrente e campo fornecida pelo sistema, o que torna o controle modelado mais robusto que os sistemas reais e inviabiliza sua aplicação prática.

A figura 5.11 apresenta o cartão para o *software* ATP da malha de controle da tensão, no qual estão incluídos os ganhos e limitações da função de transferência.

```
C <OUT ><><   A    ><    B   ><    C   >                    < T INIT ><T FIM   >
77EFD     0.985
77VS      0.0
88VGRMS 66+GERA                                  60.000
C SOMATÓRIO 1 - DELTA V E A RETROALIMENTAÇÃO
C <NAME><> <IN1 >  <IN2 >  <IN3 >  <IN4 >  <IN5 > <GAIN><F LO><F HI><N LO><N HI>
 0VS      -VGRMS  -VF     +VREF                    1.000
C <NAME><> <IN1 >  <IN2 >  <IN3 >  <IN4 >  <IN5 > <GAIN><F LO><F HI><N LO><N HI>
 1VR      +VS                                      1.000
C   N0   ><   N1   ><   N2   ><   N3   ><   N4   ><   N5   ><   N6   ><   N7   >
C   D0   ><   D1   ><   D2   ><   D3   ><   D4   ><   D5   ><   D6   ><   D7   >
     1.        0.60
     1.        0.05
C <NAME><> <IN1 >  <IN2 >  <IN3 >  <IN4 >  <IN5 > <GAIN><F LO><F HI><N LO><N HI>
 1VRT     +VR                                      1.000  0     1.15
C   N0   ><   N1   ><   N2   ><   N3   ><   N4   ><   N5   ><   N6   ><   N7   >
C   D0   ><   D1   ><   D2   ><   D3   ><   D4   ><   D5   ><   D6   ><   D7   >
     46
     1        0.06
C SOMATÓRIO 2
C <NAME><> <IN1 >  <IN2 >  <IN3 >  <IN4 >  <IN5 > <GAIN><F LO><F HI><N LO><N HI>
 1EFD     +VRT    -VFE                             1.000
C   N0   ><   N1   ><   N2   ><   N3   ><   N4   ><   N5   ><   N6   ><   N7   >
C   D0   ><   D1   ><   D2   ><   D3   ><   D4   ><   D5   ><   D6   ><   D7   >
     1
     0         0.46
C RETROALIMENTAÇÃO LOCAL
C <NAME><> <IN1 >  <IN2 >  <IN3 >  <IN4 >  <IN5 > <GAIN><F LO><F HI><N LO><N HI>
 0VFE     +EFD                                      0.95
C RETROALIMENTAÇÃO GERAL
C <NAME><> <IN1 >  <IN2 >  <IN3 >  <IN4 >  <IN5 > <GAIN><F LO><F HI><N LO><N HI>
 1VF      +EFD                                     1.000
C   N0   ><   N1   ><   N2   ><   N3   ><   N4   ><   N5   ><   N6   ><   N7   >
C   D0   ><   D1   ><   D2   ><   D3   ><   D4   ><   D5   ><   D6   ><   D7   >
     0         0.1
     1         1.0
C PLOTANDO AS SAÍDAS
```

Figura 5.11: Modelagem da malha de controle de tensão no ATP.

5.2 Os transformadores de potência

Os transformadores de potência desempenham uma função importante no SEP, uma vez que estes são os responsáveis pela interligação dos três principais ramos do SEP (geração, transmissão e distribuição), além de determinar os níveis de tensões desejados, elevando ou diminuindo a tensão da rede ao longo do sistema.

Devido à grande relevância destes equipamentos para a composição do modelo do sistema elétrico utilizado, empregou-se uma modelagem completa via ATP para representar o comportamento destes, incluindo a relação de transformação, curva de saturação e conexões dos enrolamentos delta e estrela. As figuras 5.12 e 5.13 apresentam, respectivamente, o modelo do transformador monofásico empregado e o detalhe das conexões dos enrolamentos, assim como a utilização da curva de saturação magnética do equipamento. Na figura 5.12, é possível observar a representação das resistências (R1 e R2) e indutâncias (L1 e L2), tanto do primário quanto do secundário, respectivamente.

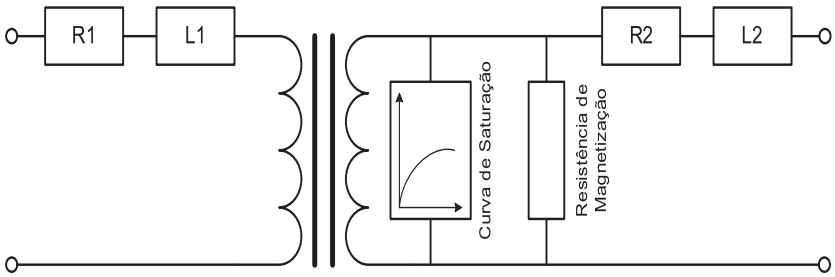


Figura 5.12: Modelo do transformador monofásico elevador empregado via ATP.

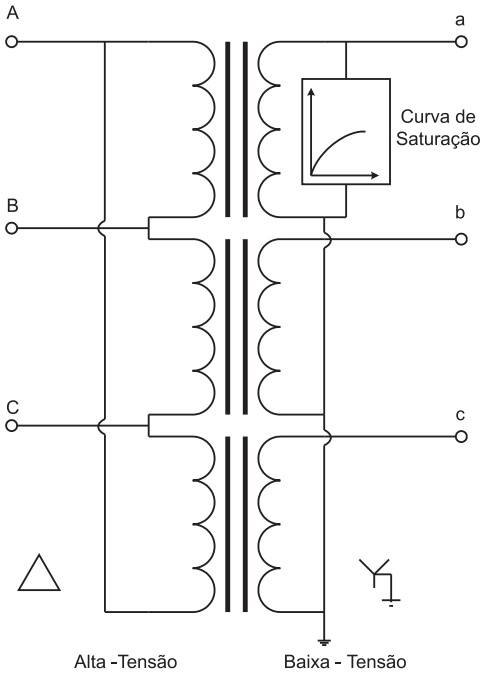


Figura 5.13: Detalhes das conexões dos enrolamentos.

A figura 5.14 apresenta o cartão de entrada para o *software* ATP utilizado para modelar o transformador trifásico apresentado na figura 5.13, bem como as divisões dos enrolamentos. É possível observar que na modelagem do equipamento foi considerada a curva de saturação, efetivando a utilização de todos os parâmetros para uma melhor caracterização do transformador

frente as variações dinâmicas do SEP simulado.

```
C TRANSFORMER><          ><    ><FLUX><BUST><RMAG><                          >F
  TRANSFORMER             0.612346.590TE2A  63000.
  6.12313456E-01  4.65913694E+01
  1.89841040E+00  5.17681882E+01
  1.20371321E+01  5.69450070E+01
  7.45100991E+01  5.95334164E+01
  2.19834461E+02  6.10864621E+01
            9999
C <BUS1><BUS2><          >< R  >< L  ><VRAT><                                >I
C Enrolamento Primário em Delta
 1TE2PA TE2PC             0.0175 1.514  13.8 {    0% - 100% }
C Enrolamento Secundário em Estrela
 2TE2SA N80T2A             .209618.16615.935 {   80% - 100% }
 3N80T2AN50T2A             .314427.24923.902 {   50% -  80% }
 4N50T2AN30T2A             .209618.16615.935 {   30% -  50% }
 5N30T2AN10T2A             .209618.16615.935 {   10% -  30% }
 6N10T2AN05T2A             .05244.54153.9837 {    5% -  10% }
 7N05T2ANEUT2              .05244.54153.9837 {    0% -   5% }
C Segundo tranformador
  TRANSFORMER TE2A                   TE2B
 1TE2PB TE2PA
 2TE2SB N80T2B
 3N80T2BN50T2B
 4N50T2BN30T2B
 5N30T2BN10T2B
 6N10T2BN05T2B
 7N05T2BNEUT2
C Terceiro transformador
  TRANSFORMER TE2A                   TE2C
 1TE2PC TE2PB
 2TE2SC N80T2C
 3N80T2CN50T2C
 4N50T2CN30T2C
 5N30T2CN10T2C
 6N10T2CN05T2C
 7N05T2CNEUT2
```

Figura 5.14: Arquivo de entrada do modelo do transformador com as divisões dos enrolamentos.

A curva de saturação do transformador foi obtida pela utilização da rotina SATURATION (EEUG, 1987), a qual fornece os dados de corrente e de fluxo a partir dos valores de tensão e de corrente do transformador provenientes de ensaios, possibilitando a utilização dessas informações na caracterização do equipamento. A tabela 5.4 fornece os valores de tensão e de corrente (por unidade - p.u.) para a aplicação da rotina SATURATION.

Tabela 5.4: Dados de tensão e corrente para a rotina SATURATION.

Tensão (pu)	**Corrente (p.u. x 10^{-3})**
0,90	0,717
1,00	1,450
1,10	7,978
1,15	41,112
1,18	113,777

Fonte: Bernardes (2006).

Com os valores de tensão e de corrente necessários e o conhecimento da rotina SATURATION, a curva de saturação é calculada ponto a ponto, podendo ser utilizada no arquivo principal da simulação. A figura 5.15 ilustra a curva de saturação calculada para os transformadores de 25MVA.

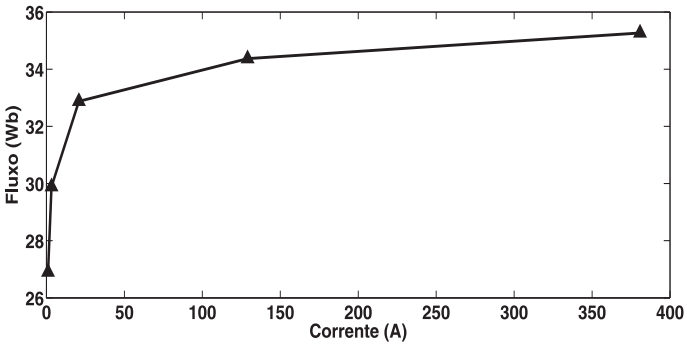


Figura 5.15: Curva de saturação dos transformadores.

A figura 5.16 ilustra o arquivo de entrada da rotina SATURATION para o cálculo da curva de saturação dos transformadores utilizados.

```
BEGIN NEW DATA CASE
$ERASE
SATURATION
C FREQ ><VBASE ><SBASE >       < KTHIRD>
60.0    7.9674338.333333               0
C   IRMS (PU)  ><  VRMS (PU)   >
0.7170000000E-03           0.90
1.45062000000-03           1.00
7.9786000000E-03           1.10
41.112900000E-03           1.15
113.77700000E-03           1.18
            9999
$PUNCH
BLANK LINE
BEGIN NEW DATA CASE
BLANK LINE ENDING ALL CASES
```

Figura 5.16: Arquivo de entrada da rotina SATURATION.

5.2.1 A divisão dos enrolamentos

A modelagem elaborada através do *software* ATP permitiu o estudo e a análise de diversas situações operativas dos transformadores de potência, incluindo a energização, os defeitos internos e externos ao equipamento, a sobreexcitação, saturação de TCs e o fenômeno de *"sympathetic inrush"* (energização solidária).

As simulações de faltas internas nos transformadores de potência foram realizadas através do particionamento dos enrolamentos dos mesmos, tanto do lado primário quanto do lado secundário,

nas três fases constituintes. A divisão foi realizada em porções correspondentes a 80%, 50%, 30%, 10% e 5% do total, cujos valores de resistência, de indutância e de tensão nas diversas partes do enrolamento estão dispostos nas tabelas 5.5 e 5.6.

Tabela 5.5: Divisão do enrolamento secundário (Y) para aplicação de faltas internas.

Denominação dos nós (ATP)	Percentagem do enrolamento primário	Resistência (Ω)	Indutância (mH)	Tensão (kV)
TE2PA-N80E2A	20%	0,003500	0,3028	1,59340
N80E2A-N50E2A	30%	0,005250	0,4542	2,39010
N50E2A-N30E2A	20%	0,003500	0,3028	1,59340
N30E2A-N10E2A	20%	0,003500	0,3028	1,59340
N10E2A-N05E2A	5%	0,000875	0,7570	0,39835
N05E2A-NEUT2	5%	0,000875	0,7570	0,39835

Tabela 5.6: Divisão do enrolamento primário (Δ) para aplicação de faltas internas.

Denominação dos nós (ATP)	Percentagem do enrolamento secundário	Resistência (Ω)	Indutância (mH)	Tensão (kV)
TE2SA-N05T2A	5%	0,0524	4,5415	6,9
N05T2A-N10T2A	5%	0,0524	4,5415	6,9
N10T2A-N30T2A	20%	0,2096	18,166	27,6
N30T2A-N50T2A	20%	0,2096	18,166	27,6
N50T2A-N80T2A	30%	0,3144	27,249	41,4
N80T2A-TE2SC	20%	0,2096	18,166	27,6

A figura 5.17 apresenta o esquemático da divisão dos enrolamentos do transformador de potência utilizado. Observa-se que a segregação nodal do enrolamento é proporcional ao percentual do enrolamento envolvido. Desta forma, a aplicação de um defeito em N80E2A corresponde a uma falta em 80% do enrolamento, em N50E2A corresponde a uma falta em 50% do enrolamento, e assim sucessivamente.

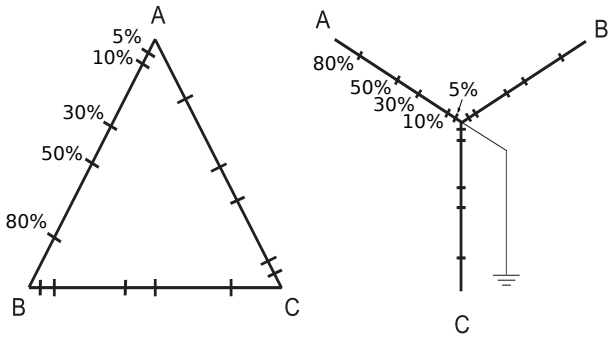
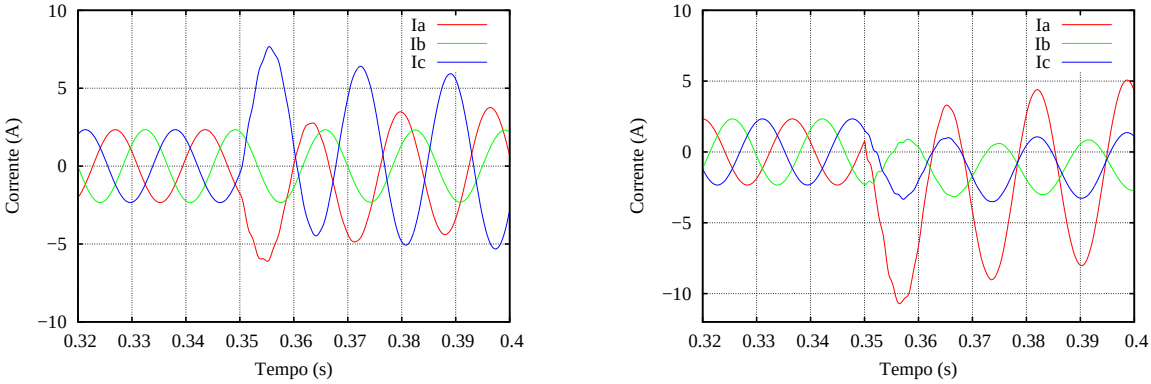


Figura 5.17: Modelagem do enrolamento para aplicação de faltas internas.

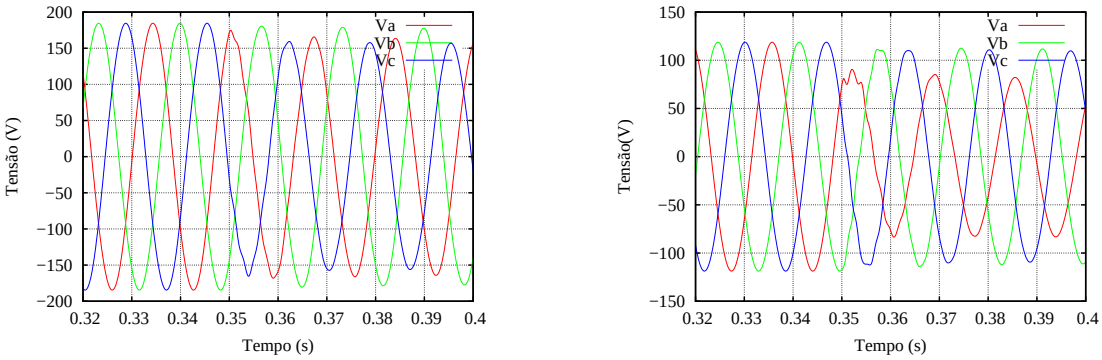
As figuras 5.18 e 5.19 ilustram as respostas obtidas no secundário dos transdutores para o

transformador sob uma condição de falta envolvendo a fase A com conexão a terra (AG), a 80% do enrolamento secundário em estrela e ângulo de incidência de 90 graus. É factível observar que os resultados obtidos são muito próximos aos encontrados na literatura (Monsef e Lotfifard, 2007).



a) Correntes primárias. b) Correntes secundárias.

Figura 5.18: Correntes do transformador TR2E sob falta AG.



a) Tensões primárias. b) Tensões secundárias.

Figura 5.19: Tensões do transformador TR2E sob falta AG

5.2.2 O transformador do Motor de Indução Trifásico (MIT)

De modo análogo aos transformadores de potência elevadores e abaixadores do sistema de transmissão, o transformador do MIT utiliza o mesmo modelo de transformador saturável do *software* ATP, o qual permite a utilização da curva de saturação para uma melhor representação do comportamento do mesmo. A tabela 5.7 apresenta os demais parâmetros do transformador do MIT.

Tabela 5.7: Dados do transformador do MIT utilizado na simulação.

Descrição	**Valor (un.)**
Potência nominal (S)	2 (MVA)
Tensão primária (V_p)	13,8 (kV$_{rms}$)
Tensão secundária (V_s)	4,0 (kV$_{rms}$)
Frequência (f)	60 (Hz)
Perdas em vazio (P_o)	3,390 (kW)
Perdas em curto-circuito (P_c)	12,920 (kW)
Impedância de curto-circuito (P_c)	6,0 (%)

5.3 Os transdutores

A utilização de transdutores se faz necessária devido aos níveis de tensão e correntes associados ao SEP simulado, além de permitir uma representação mais fidedigna das informações obtidas em campo, já que os efeitos introduzidos por tais equipamentos não podem ser desprezados. Desta forma, a modelagem dos TCs e TPs representa uma etapa importante no condicionamento dos sinais de corrente e tensão a serem processados pelo algoritmo de proteção diferencial que foi desenvolvido. Os detalhes sobre a modelagem destes equipamentos são descritos a seguir.

5.3.1 Os transformadores de potencial

Os transformadores de potencial são equipamentos que permitem aos instrumentos de medição e proteção funcionarem adequadamente sem que seja necessário possuir tensão de isolamento de acordo com a da rede à qual estão ligados (Mamede Filho, 2005).

Os transformadores de potencial podem ser classificados basicamente em duas categorias: os TP do tipo indutivo e os TP do tipo capacitivo. Os equipamentos do tipo indutivo são utilizados até a tensão de 138kV, enquanto os do tipo capacitivo são utilizados para tensões iguais ou superiores a 138kV. Neste trabalho foram utilizados os dois tipos, uma vez que o sistema estudado possui pontos de medição nos níveis de 13,8kV e 138kV.

O modelo de TP para a classe de 13,8kV é similar aos dos transformadores de potência, cujas características de saturação podem ser observadas na tabela 5.8. Cabe salientar que embora a norma NBR6855 (ABNT NBR 6855, 1992) padronize a tensão de saída dos TPs em $115V$ e $\frac{115}{\sqrt{3}}$, o dispositivo utilizado fornece a tensão de saída em $120V$. Tal opção se deve pela facilidade na obtenção dos dados e por este nível de tensão ser perfeitamente aceitável pelos relés de proteção comerciais, já que estes suportam tensões de entrada de até $240V$ (GE, 2004).

Tabela 5.8: Dados de tensão e corrente para a rotina SATURATION do TP classe 13,8kV.

Corrente (p.u.)	**Tensão (p.u.)**	**Corrente (p.u.)**	**Tensão (p.u.)**
0,00192	0,083	0,01056	0,750
0,00296	0,167	0,01296	0,833
0,00392	0,250	0,01664	0,917
0,00488	0,333	0,02272	1,000
0,00576	0,417	0,03552	1,083
0,00672	0,500	0,07520	1,167
0,00776	0,583	0,32464	1,250
0,00904	0,667		

Fonte: Kobet (1999).

A figura 5.20 ilustra o arquivo de entrada para o *software* ATP para o modelo do TP classe 13,8kV utilizado no trabalho de acordo com os dados da rotina SATURATION apresentado na tabela 5.8.

```
C TRANSFORMER><          ><    ><FLUX><BUST><RMAG><                          >F
  TRANSFORMER            0.008827.009 PTT3A2.88E6
C <  Corrente  ><     Fluxo    >
  5.65685425E-04  2.24178763E+00
  7.91738900E-04  4.51058474E+00
  1.08961059E-03  6.75237237E+00
  1.36811690E-03  8.99416000E+00
  1.60260804E-03  1.12629571E+01
  1.92189595E-03  1.35047447E+01
  2.25136411E-03  1.57465324E+01
  2.72143978E-03  1.80153295E+01
  3.27089474E-03  2.02571171E+01
  4.36329487E-03  2.24989047E+01
  5.95476411E-03  2.47677019E+01
  8.77820543E-03  2.70094895E+01
  1.52407918E-02  2.92512771E+01
  3.66690375E-02  3.15200742E+01
  1.79771541E-01  3.37618619E+01
            9999
C <BUS1><BUS2><          >< R  >< L  ><VRAT><                              >I
 1TC3PA NTTP3P             417.3         7.2
 2TP3SA NTTP3S             0.085 0.498  0.12
  TRANSFORMER  PTT3A                  PTT3B
 1TC3PB NTTP3P
 2TP3SB NTTP3S
  TRANSFORMER  PTT3A                  PTT3C
 1TC3PC NTTP3P
 2TP3SC NTTP3S
```

Figura 5.20: Arquivo de entrada do ATP para o TP.

Afim de proporcionar uma representação mais realista dos sinais de tensão obtidos do sistema de transmissão, optou-se pela utilização de uma modelagem completa do Transformador de Potencial Capacitivo (TPC) baseado no trabalho de Fernandes Jr *et al.* (2007), no qual são contemplados o divisor capacitivo, o circuito supressor de ferroressonância, além das reatâncias e resistências. Tal representação permite simular condições e respostas do TPC próximas às reais

obtidas em campo. A figura 5.21 apresenta o modelo completo do TPC baseado em modelo real, na qual estão especificadas cada parte do modelo.

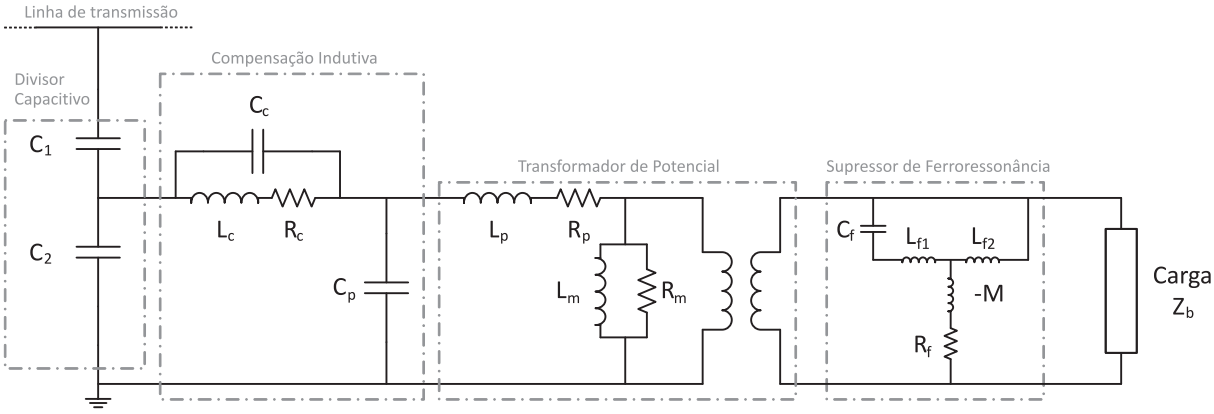


Figura 5.21: Esquema do transformador de potencial capacitivo.
Fonte: Fernandes Jr *et al.* (2007).

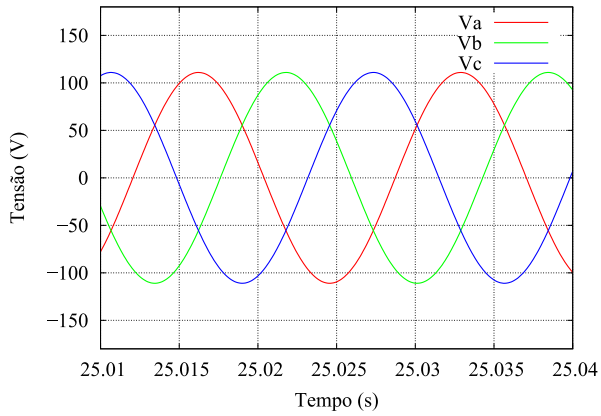
A figura 5.22 ilustra o arquivo de entrada do ATP para o modelo do TPC utilizado no trabalho de acordo com o apresentado na figura 5.21.

```
C ...
C Lf2 { Supressor de Ferroressonância }
  NLTP2AFCTP2A                                  274.34                  0
  NLTP2BFCTP2B                                  274.34                  0
  NLTP2CFCTP2C                                  274.34                  0
C M e Rf
  FCTP2A                              40.        192.7                  0
  FCTP2B                              40.        192.7                  0
  FCTP2C                              40.        192.7                  0
C Cf e Lf1
  NLTP2AFCTP2A                                  649.78          7.53    0
  NLTP2BFCTP2B                                  649.78          7.53    0
  NLTP2CFCTP2C                                  649.78          7.53    0
C C1
C { Divisor Capacitivo }
  TC2PA CTP2A                                                 .00565    0
  TC2PB CTP2B                                                 .00565    0
  TC2PC CTP2C                                                 .00565    0
C ...
C Zb { Carga do TPC }
  NLTP2A                            100.                              0
  NLTP2B                            100.                              0
  NLTP2C                            100.                              0
C ...
C { Transformador Ideal do TPC }
14NMTP2A      1.E-20       60.                                -1.     10.E3
18               60.NLTP2A
C ...
```

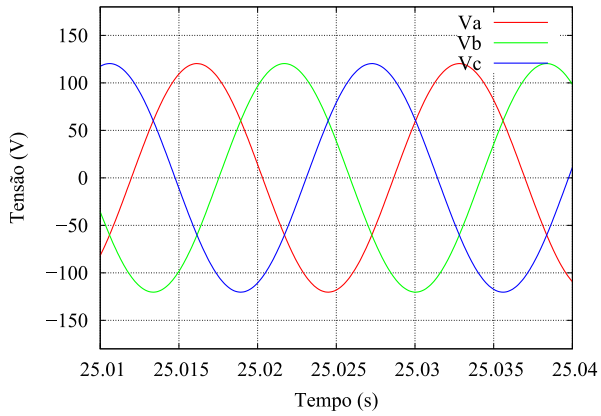
Figura 5.22: Arquivo de entrada do ATP para o TPC.

Executando o arquivo de entrada do ATP similar ao apresentado no Apêndice C, relativo ao funcionamento em regime, obtemos respectivamente as seguintes formas de ondas de tensão do primário (entrada de C1) e do secundário (Zb) do TPC modelado, conforme apresentado na

figura 5.23.



a) Tensões primárias.



b) Tensões secundárias.

Figura 5.23: Formas de onda do TPC para o sistema em regime.

5.3.2 Os transformadores de corrente

Como supracitado, os TCs são equipamentos que permitem aos instrumentos de medição e proteção funcionarem adequadamente sem que seja necessário possuírem correntes nominais de acordo com a corrente de carga do circuito ao qual estão ligados (Mamede Filho, 2005).

A representação dos TCs utilizada no sistema estudado foi a mesma aplicada para os transformadores de potência, que por sua vez se baseou no modelo do transformador saturável incorporado ao *software* ATP (EEUG, 1987). As figuras 5.12 e 5.13 anteriores, ilustram o modelo do transformador empregado.

Embora o modelo utilizado para o TC seja o mesmo do transformador de potência, este foi caracterizado através das ligações dos enrolamentos primários, os quais foram conectados em série. Já os secundários, foram ligados à carga (terminais do relé) em estrela, sendo a compensação da defasagem angular de 30 graus do transformador principal realizada posteriormente pelo algoritmo proposto conforme IEEE Std. C37.91 (2008), uma vez que este possui conexão Δ-Y ou Y-Δ (Heathcote, 2007). A figura 5.24 ilustra como os TCs foram conectados ao sistema simulado.

Neste trabalho foram utilizados TCs com duas relações de transformação, 2000:5 e 200:5, as quais relacionam-se com as classes de 13,8kV e 138kV, respectivamente. Embora, haja diferença entre as relações de transformação, os demais parâmetros destes equipamentos são os mesmos, conforme apresentado na tabela 5.9.

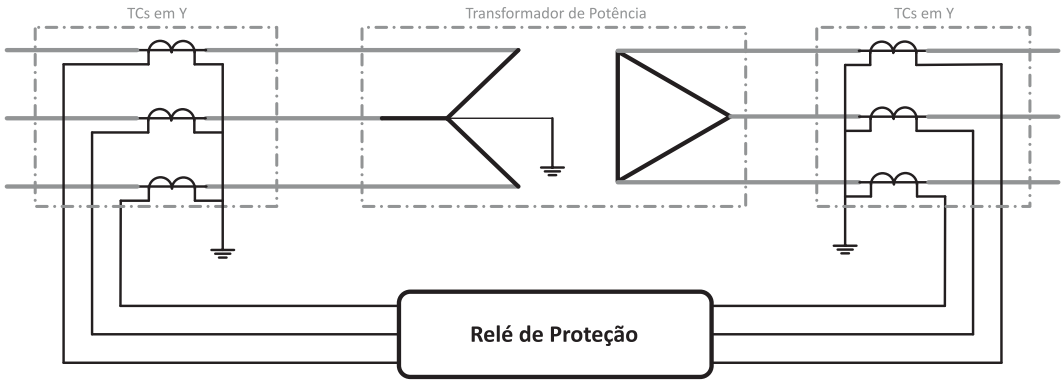


Figura 5.24: Esquema de conexão dos TCs.

Fonte: Adaptado de Araújo *et al.* (2005).

Tabela 5.9: Dados dos TCs utilizados.

Descrição (p.u.)	Valor (un.)
Indutância do primário	$0,1$ (mH)
Resistência do primário	$0,85$ (Ω)
Indutância do secundário	$0,1$ (mH)
Resistência do secundário	10^{-4} (Ω)

Fonte: Bernardes (2006).

As figuras 5.25 e 5.26 ilustram a curva de saturação (VxI) para o modelo do TC com relação de transformação de 2000:5 e o arquivo de entrada do ATP, respectivamente.

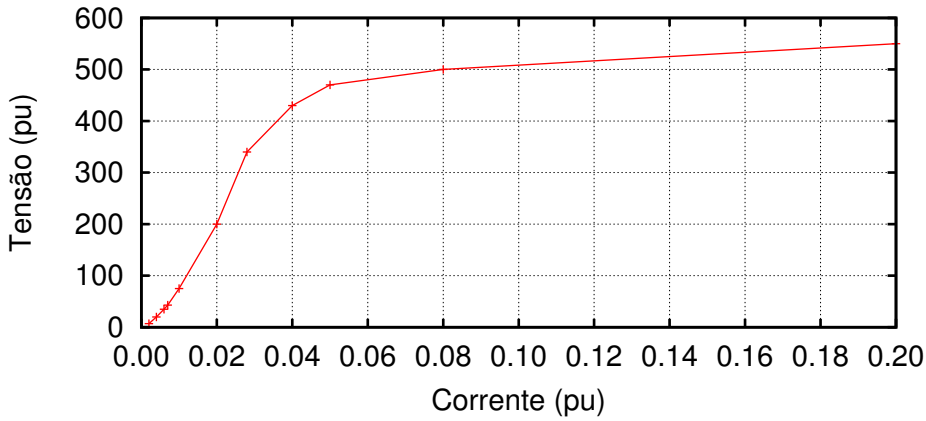


Figura 5.25: Curva de saturação (VxI) dos transformadores de corrente.

Fonte: Bernardes (2006).

5.4 A modelagem das linhas de transmissão

A estrutura da linha de transmissão de 138kV, conforme ilustra a figura 5.27, é uma configuração típica empregada na Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL) no interior paulista

```
C TRANSFORMER><          ><    ><FLUX><BUST><RMAG><                          >F
  TRANSFORMER             2.8E-32.6E-2TC1A
  2.82842712E-03  2.62592259E-02
  5.25107738E-03  7.50263597E-02
  8.05200092E-03  1.31296129E-01
  9.37604273E-03  1.61306673E-01
  1.30507689E-02  2.81348849E-01
  2.69326991E-02  7.50263597E-01
  3.63934345E-02  1.27544811E+00
  6.23407710E-02  1.61306673E+00
  8.51843969E-02  1.76311945E+00
  1.78251034E-01  1.87565899E+00
  4.53547317E-01  2.06322489E+00
            9999
C <BUS1><BUS2><          >< R  >< L  ><VRAT><                                >I
 1TC1SA TC1SC                1.2  .001 2000.
 2TE1PA TC1PA              .0001    .1    5.
C
  TRANSFORMER TC1A                    TC1B
 1TC1SB TC1SA
 2TE1PB TC1PB
C
  TRANSFORMER TC1A                    TC1C
 1TC1SC TC1SB
 2TE1PC TC1PC
```

Figura 5.26: Arquivo de entrada do ATP para o TC com relação de 2000:5.

(Brittes e Ribeiro, 2001).

Com a definição da topologia a ser utilizada na modelagem e simulação do sistema elétrico, fez-se necessário o levantamento dos parâmetros e/ou das características da linha de transmissão, conforme apresentadas a seguir (Brittes e Ribeiro, 2001).

- Condutor de fase: cabo de alumínio com alma de aço (CAA), Linnet, 336.4 MCM
    1. diâmetro externo do condutor: 18,290 mm
    2. resistência em corrente contínua a 50°C: 0,1736 Ω/km
    3. diâmetro da alma de aço: 6,730 mm
- Cabos pára-raios: cabo de aço aluminizado (Alumoweld) EHS 5/16"
    1. raio externo do condutor: 8,700 mm
    2. resistência em corrente contínua: 1,844 Ω/km
- Resistividade do solo
    1. ρ_{solo}: 192,180 Ω.m
- Flecha a meio vão

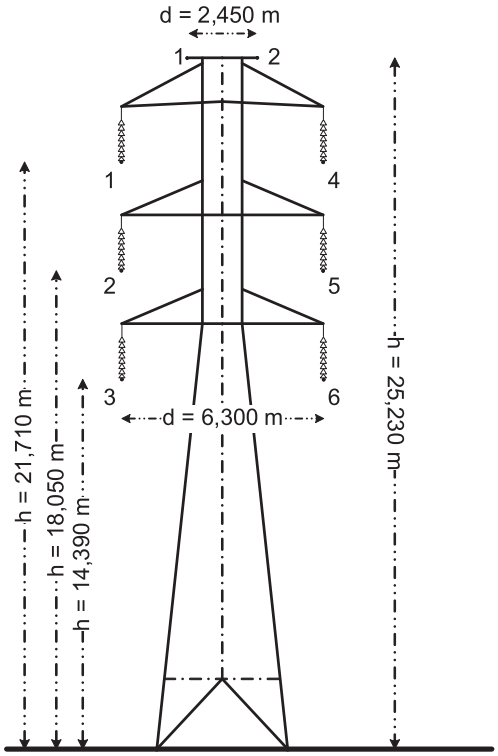


Figura 5.27: Silhueta de torre da linha de 138kV.

1. condutores fase: 6,0 m
2. cabos para-raios: 4,4 m

Para a realização da simulação do sistema dispondo do *software* ATP, algumas considerações foram efetuadas em função das disposições geométricas dos condutores nas torres de transmissão apresentadas na figura 5.27. Este diagrama representa uma torre de transmissão composta por dois circuitos em paralelo, mutuamente acoplados. Dentre as considerações realizadas, decidiu-se por linhas transpostas, uma vez que essa situação compensa os desequilíbrios magnéticos entre os condutores, as estruturas metálicas e o solo sob a linha de transmissão. Segundo Stevenson (1986), os sistemas não transpostos provocam assimetrias indesejáveis entre os condutores, ocasionando uma consequente diferença entre as reatâncias dos mesmos. Dessa forma, aplicou-se a transposição para prevenir tais efeitos sem que estudos adicionais com a linha de transmissão não transposta fossem realizados. A figura 5.28 ilustra a transposição de uma linha de transmissão qualquer.

A modelagem da linha de transmissão foi efetuada considerando-se parâmetros distribuídos e variantes com a frequência, o que possibilita um estudo mais detalhado do comportamento da mesma perante ao dinamismo do SEP. Para tal situação, empregou-se a rotina JMARTI incluída

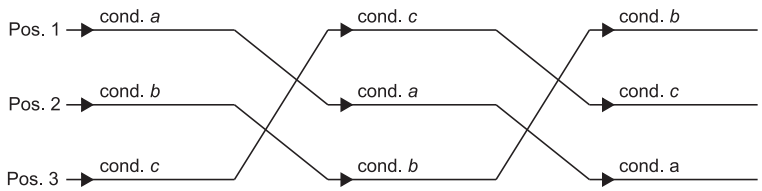


Figura 5.28: Transposição de uma linha de transmissão qualquer.
Fonte: Stevenson (1986).

no *software* ATP, a qual será detalhada no que segue.

Segundo Silva (2003), a garantia de uma solução precisa e exata para os parâmetros de qualquer linha de transmissão se deve à consideração da distribuição uniforme dos parâmetros no decorrer do comprimento da linha, ou seja, não existindo uma concentração destes em um único ponto. A figura 5.29 ilustra um esquema monofásico do modelo de parâmetros distribuídos utilizado pela rotina JMARTI no cálculo da linha de transmissão. Os parâmetros de resistência (**R**), indutância (**L**) e capacitância (**C**) são representados por unidade e em função de pequenos trechos (Δx) da linha de transmissão.

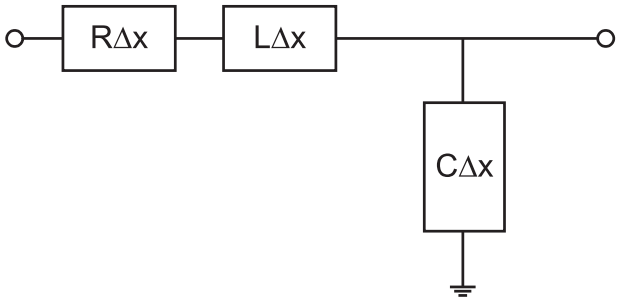


Figura 5.29: Representação do modelo por parâmetros distribuídos.
Fonte: Silva (2003).

5.4.1 A rotina JMARTI e o arquivo de entrada para o *software* ATP

A rotina JMARTI é uma função incorporada ao ATP capaz de gerar um modelo para linhas de transmissão baseado na teoria de ondas viajantes, considerando a variação dos parâmetros desta com a frequência. A variação de frequência dos parâmetros da linha de transmissão utilizada no trabalho é ilustrada na figura 5.30, onde o comportamento dependente da frequência do módulo da impedância característica da linha fica evidenciado.

Nesta rotina são consideradas diversas características do sistema a ser modelado, como por exemplo, a estrutura da torre, o número de condutores por fase, a resistividade do solo, o intervalo de frequência a ser utilizado, a disposição da linha (com ou sem transposição), dentre outros.

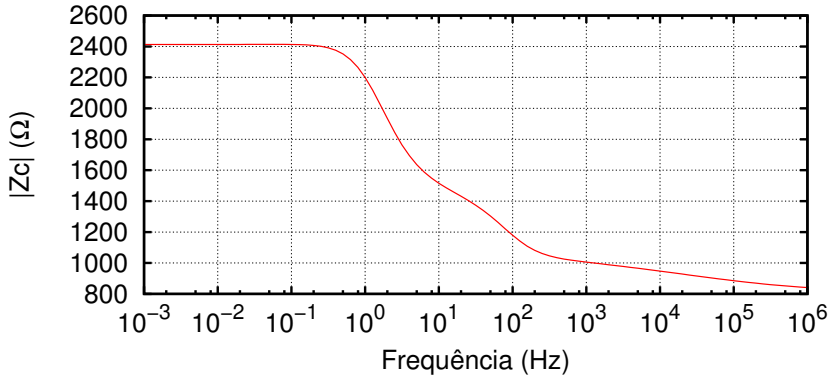


Figura 5.30: Variação do módulo da impedância característica da LT em função da frequência.

Devido à grande flexibilidade proporcionada por esse procedimento, utilizou-se desta rotina para o cálculo dos parâmetros das linhas de transmissão definidas no modelo do sistema elétrico aplicado. O arquivo de entrada da rotina JMARTI para uma das linhas de transmissão empregada é ilustrado pela figura 5.31.

```
BEGIN NEW DATA CASE
JMARTI SETUP, 1.0
$ERASE
C    >  <SEND><REC1><SEND><REC2><SEND><REC3><SEND><REC4><SEND><REC5><SEND><REC6>
BRANCH  LVT2IALVT2OALVT2IBLVT2OBLVT2ICLVT2OCLVT3IALVT3OALVT3IBLVT3OBLVT3ICLVT3OC
LINE CONSTANTS
METRIC
C CONDUTORES DE FASE
C ><SKI><RESIS ><><REACT ><DIAM  ><HORIZ ><VTOWER><VMID  >
  1.3680  .17360 4          1.8290   -3.15  21.710  15.710
  2.3680  .17360 4          1.8290   -3.15  18.050  12.050
C ...
C CONDUTORES DOS CABOS PÁRA-RAIOS
C ><SKI><RESIS ><><REACT ><DIAM  ><HORIZ ><VTOWER><VMID  >
  0 .500  1.844  4         0.87000  -1.225   25.23   20.83
  0 .500  1.844  4         0.87000   1.225   25.23   20.83
BLANK card ending conductorS cards
C RHO  ><  FREQ  >< FCAR   ><              >< DIST >     I <D><P>   <>
  192.18       60.         1                    50.0                 0
  192.18      .001         1                    50.0         9 10    0
BLANK card ending frequency cards
BLANK CARD ENDING LINE CONSTANTS Inbedded USAGE
C      < IDEBUG><IPUNCH><KOUTPR><GMODE >
             1                  .48D-7
C NEXMI><EPSTOL><NORMAX><IECODE>< IFWTA><IFPLOT><IFDAT ><INELIM><AMINA1>
             .30      30       0       1       1       0       0
             .30      30       0       1       1       0       0      .0
BLANK card ending  JMARTI CASE
$PUNCH
BEGIN NEW DATA CASE
BLANK
```

Figura 5.31: Arquivo de entrada da rotina JMARTI.

O principal resultado proveniente da rotina JMARTI é uma tabela com os polos e zeros da função de transferência ajustada para representar a variação da impedância característica com a frequência da linha de transmissão, que incorporados ao arquivo principal de entrada do ATP,

introduzem o modelo da linha com a variação em frequência. A figura 5.32 caracteriza parte do arquivo de saída promovido pela rotina.

```
C Matriz de Saida para a linha entre os pontos LVT2IA e LVT2OA
-1LVT2IALVT2OA                2.  1.00              -2
      10       8.4129364361187015000E+02
  -2.81983880718444740E+03   9.37909411014395480E+03   1.24357236611709550E+03
   8.66153268652812220E+03   9.28247244685243930E+04   4.88738154100957250E+04
   4.19085147020646250E+04   6.58821013974316190E+05   7.38622500701838920E+06
   6.93710666299695670E+07
   1.00952515749622740E+01   9.34209608222511000E+00   1.33835946712654990E+01
   4.76722253666746450E+01   3.78972594336543860E+02   5.07146152181600480E+02
   8.55556115937794520E+02   1.02910148980857230E+04   1.21025445274930620E+05
   1.22293950883081040E+06
      17       2.42493806574969690 00E-05
C . . .
```

Figura 5.32: Parte do arquivo de saída da rotina JMARTI.

5.5 As cargas conectadas ao sistema elétrico simulado

Como supracitado, a variação dinâmica entre a potência gerada e a consumida pelas cargas produz alguns fenômenos no sistema elétrico, entre os quais, destaca-se a variação da frequência. Nesse contexto, e a fim de consolidar a simulação, optou-se pela utilização de um conjunto de cargas com características específicas que serão inseridas à rede elétrica em tempos distintos, com o objetivo de verificar o comportamento dinâmico e a resultante flutuação da frequência. Tal investigação é necessária a fim de obter dados mais realistas para a consolidação dos resultados obtidos através do algoritmo proposto.

As cargas simuladas nesse sistema são compostas por elementos resistivos, indutivos e capacitivos, dimensionados para que o conjunto tenha um fator de potência de $cos(\phi) = 0,92$ indutivo. É importante salientar que a potência total instalada e observada pelo gerador varia de 25 a 110% da potência nominal do mesmo.

5.5.1 Os dados referentes às cargas conectadas em estrela (Y) e em delta (Δ)

Para a caracterização dos dados que serão posteriormente apresentados, foram consideradas as seguintes características elétricas:

a. Tensão de linha ($\mathbf{V}_L$): 13,8 kV_{rms}

b. Fator de potência ($cos(\phi)$): 0,92 indutivo

$$\theta = arccos(0,92) = 23,074^o$$

Para a carga conectada em estrela ($\mathbf{Y}$) temos as seguintes relações (Irwin, 2000):

$$\mathbf{S}_{3\phi} = \sqrt{3}\mathbf{V}_L\mathbf{I}_L$$
$$|\mathbf{Z}_{Y_{1\phi}}| = \frac{\mathbf{V}_L}{\sqrt{3}\mathbf{I}_L} = \frac{\mathbf{V}_L^2}{\mathbf{S}_{3\phi}} \tag{5.6}$$

A tabela 5.10 apresenta os valores de resistência e indutância para as cargas conectadas em estrela, conforme as relações apresentadas na equação 5.6.

Tabela 5.10: Dados das cargas em estrela utilizadas nas simulações.

Potência (MVA)	**Resistência (Ω)**	**Indutância (mH)**
25,00	7,008192	7,919224
15,00	11,68032	13,19871
10,00	17,52048	19,79806
5,00	35,04096	39,59612

Para as cargas conectadas em delta ($\mathbf{\Delta}$), temos as seguintes relações (Irwin, 2000):

$$\mathbf{I}_\Delta = \frac{\mathbf{I}_L}{\sqrt{3}}$$
$$|\mathbf{Z}_{\Delta_{1\phi}}| = \frac{\mathbf{V}_L}{\mathbf{I}_\Delta}$$
$$\mathbf{Z}_{\Delta_{1\phi}} = 3\frac{\mathbf{V}_L^2}{\mathbf{S}_{3\phi}} = 3\mathbf{Z}_{Y_{1\phi}} \tag{5.7}$$

A tabela 5.11 dispõe dos dados das conexões em delta de acordo com a potência nominal da carga.

Tabela 5.11: Dados das cargas em delta utilizadas nas simulações.

Potência (MVA)	**Resistência (Ω)**	**Indutância (mH)**
25,00	21,02458	23,75767
15,00	35,04096	39,59612
10,00	52,56144	59,39418
5,00	105,1229	118,7884

5.5.2 O motor de indução trifásico

Como os motores de indução trifásicos representam aproximadamente 23% de toda energia elétrica consumida no Brasil (Augusto Júnior e Chabu, 2002), avaliamos que a inclusão de um destes equipamentos no sistema simulado seria importante para uma melhor caracterização dos fenômenos observados, já que a presença destes equipamentos no sistema altera a dinâmica e os índices de curto-circuito. Desta forma, verificou-se que o *software* ATP permite a simulação deste tipo de máquina elétrica, tornando viável a inclusão de um modelo representativo.

A modelagem do Motor de Indução Trifásico (MIT) foi realizada com a utilização do cartão *UM19* do *software* ATP (EEUG, 1987), no qual diversos parâmetros elétricos e mecânicos são utilizados (Gibelli, 2009). Os dados inseridos no modelo foram obtidos de ensaios reais de um motor que se encontra em operação junto a uma indústria petroquímica. O mesmo vale para a carga associada a este. A tabela 5.12 apresenta os dados do MIT.

Tabela 5.12: Dados do MIT utilizado na simulação.

Descrição	**Valor (un.)**
Potência nominal (S)	1582 (HP)
Tensão nominal (V_L)	4,0 (kV$_{rms}$)
Frequência (f)	60 (Hz)
Velocidade nominal (n)	1788 (RPM)
Rendimento nominal (η)	94,8 (%)
Fator de Potência (fp)	0,91
Torque nominal (T)	6297 (Nm)
Momento de Inércia do Rotor (GD^2)	167 (kgfm^2)
Tempo de rotor bloqueado (t_{block})	20 (s)

O arquivo de entrada para o *software* ATP referente ao MIT empregado é ilustrado pela figura 5.33.

Além da modelagem do MIT, foi adicionado também a carga associada a este motor, uma vez que o momento de inércia da carga acionada é uma das características fundamentais para o estudo da aplicação do motor elétrico. Tanto o momento do motor como da carga afetam o tempo de aceleração e o comportamento dinâmico do motor (WEG, 2002). É importante salientar que assim como o motor, o compressor industrial conectado a este (a carga) também foi modelado a partir de parâmetros reais, cujas informações são apresentadas na tabela 5.13.

O arquivo de entrada para o *software* ATP referente ao compressor empregado é ilustrado pela figura 5.34. Observa-se que foi usado o módulo *Transient Analysis of Control Systems* (TACS) (EEUG, 1987) para a caracterização da curva de resposta do compressor frente a variação de

```
C Fonte de torque do motor - carga resistente
C < n 1><>< Tensão ><  Freq  ><  FASE  ><   A1   ><        >< TSTART >< TSTOP  >
60TQCFLI-1                                                          -1.
C ...
C  Cartão UM19 do ATP
C        1         2         3         4         5         6         7         8
C 345678901234567890123456789012345678901234567890123456789012345678901234567890
C
19
C Col.2 = 0 Decoupled,  = 1 Autoinitialize -----  Col. 15 =0 Compensation,  =1 Prediction
 0           0             { SI units , direct on line start }
BLANK
C        1         2         3         4         5         6         7         8
C 345678901234567890123456789012345678901234567890123456789012345678901234567890
 3 2 211 IM1          2                            0.1884
               0.097588                               { Lmd }
               0.097588                               { Lmq }
                            BGCHMA            1       { Rs,Ls1 }
0.483767       0.002092     BGCHMB            1
0.483767       0.002092     BGCHMC            1       { all L's in H }
C Enrolamentos do rotor
0.642553       0.002092                       1       { Rr,Lr1 #1}
0.094898       0.004048                       1       { Rr,Lr1 #1}
0.642553       0.002092                       1       { Rr,Lr1 #2}
0.094898       0.004048                       1       { Rr,Lr1 #2}
BLANK ENDING UM
C ...
```

Figura 5.33: Arquivo de entrada do motor de indução trifásico.

Tabela 5.13: Dados do compressor utilizado na simulação.

Descrição	**Valor (un.)**
Momento de inércia referido ao motor (GD^2)	828 (kgfm^2)
Torque nominal (T)	5675 (Nm)

velocidade do motor.

Vale colocar que nas simulações do SEP, o conjunto motor e carga é acionado com partida direta e sob carga. Desta forma, as simulações de faltas nos transformadores, bem como as análises serão realizadas após a estabilização da rede elétrica a esta condição de operação.

5.6 Considerações sobre o sistema elétrico analisado

No decorrer do capítulo foram apresentados em detalhes todos os elementos constituintes do SEP em estudo. A modelagem dos elementos permitiu a caracterização e a análise de diversas condições operativas dos transformadores de potência, bem como dos impactos na proteção diferencial, uma vez que este tipo de proteção busca inicialmente identificar qual a situação atual do equipamento protegido para a sua tomada de decisão.

Assim, após identificar as principais características de funcionamento dos transformadores de

```
C Carregando a velocidade do motor em rad/s
92OMEGM
C Velocidade do motor em RPM
88VMITRP  = ((60 * OMEGM) / (2 * PI))
C Montagem do torque da compressor
C <NAME><> <INPT>  <INPT>  <INPT>
88TQCFL 56+VMITRP
C      X       ><       Y      >
             0.          1350.0
           100.          2950.0
           200.          4500.0
           250.          5050.0
           300.          5225.0
           350.          5325.0
           400.          5375.0
           450.          5400.0
           500.          5425.0
           600.          5437.5
           700.          5450.0
           800.          5475.0
           900.          5500.0
          1000.          5512.5
          1750.          5675.0
          9999.
88REFVEC  = (VMITRP - 1)
C <NAME><> <IN1 >  <IN2 >  <IN3 >  <IN4 >  <IN5 > <GAIN><F LO><F HI><N LO><N HI>
88TQCFLU58+TQCFL                                      1.    1.    0.REFVEC
88TQCFLI  = -TQCFLU
C ...
C Carga mecânica do motor
C <BUS1><BUS2><BUS3><BUS4><    R Ohm     ><      L mH    ><   C micro-F  >
C Inércia da carga - inertia
  IX1                                                            3.00E8
  IM1   TQCFLI                      1.0E-1
C Viscosidade dinâmica
        IM1                           0.18
C ...
C < n 1><>< Tensão ><  Freq  ><  FASE  ><   A1   ><        >< TSTART >< TSTOP  >
60TQCFLI-1                                                          -1.
```

Figura 5.34: Arquivo de entrada do compressor.

potência, as dificuldades de operação da proteção diferencial, as potencialidades de aplicação dos métodos apresentados no capítulo 3 e de verificar os principais trabalhos da área, propõe-se dois novos algoritmos para a proteção, e um para o monitoramento dos transformadores de potência, cujos princípios de operação serão apresentados no capítulo 6.

Capítulo 6

Algoritmo inteligente para o monitoramento e a proteção de transformadores de potência

Os equipamentos microprocessados para a proteção digital de sistemas elétricos de potência utilizam métodos numéricos executados em tempo real. Tais métodos e suas aplicações dependem do tipo de função que a proteção adotada vai desempenhar frente às condições de operação da rede elétrica. Assim, o algoritmo presente nos dispositivos é específico para cada finalidade a ser exercida pela filosofia de proteção adotada (Coury *et al.*, 2007). Nesse sentido, há um aumento expressivo do interesse pelo uso dos sistemas digitais nos esquemas de proteção, desde a aquisição de dados até a sua integração com os sistemas supervisórios.

Com a evolução do relés, diversos métodos numéricos foram propostos e desenvolvidos para a obtenção cada vez mais precisa do comportamento dinâmico do SEP. Desta forma, diversas informações podem ser obtidas sobre o funcionamento do sistema elétrico devido às diversas situações de operação, sejam estas normais ou sobre o efeito de algum distúrbio.

Diante deste contexto, uma das alternativas apresentadas pela literatura para a proteção de transformadores de potência é a utilização da corrente diferencial percentual. Tal técnica apresenta uma precisão alta com um processamento rápido das informações de entrada, possibilitando sua aplicação em relés de proteção (Gajic e Zakonjsek, 2002).

Neste capítulo são apresentados os dois algoritmos inteligentes desenvolvidos para a proteção de transformadores, além da técnica de monitoramento que permitiu avaliar o comportamento

deste tipo de equipamento em tempo real.

Os algoritmos propostos são apresentados e descritos desde a aquisição dos sinais de entrada, das tensões e das correntes, provenientes do sistema elétrico analisado, até a saída ou não do sinal de abertura (*trip*) do disjuntor , evidenciando as estruturas e os componentes de inteligência artificial inerentes à técnica. A apresentação dos algoritmos é exposta em três partes: aquisição dos dados, sistema de proteção e sistema de monitoramento. A figura 6.1 ilustra o fluxograma básico do algoritmo proposto, incluindo os seus módulos constituintes.

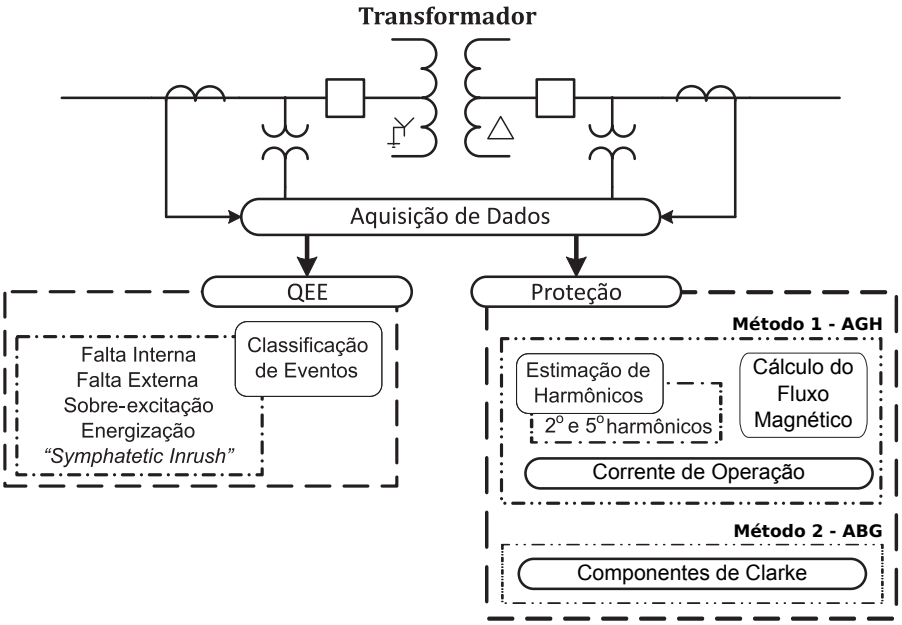


Figura 6.1: Fluxograma do sistema híbrido proposto.

6.1 A aquisição dos dados

Os sinais de tensão e corrente são obtidos via simulações com alta taxa de amostragem de 1 MHz, de modo que os dados discretizados resultantes representem fielmente os sinais analógicos encontrados na rede elétrica. Neste sentido, admite-se estes sinais como sendo os valores de referência para a continuidade dos estudos. A figura 6.2 mostra o diagrama do fluxo da informação na etapa de aquisição de dados.

Este estágio, na realidade, tem o objetivo de simular as diversas etapas da entrada de dados de um relé comercial, no qual evidencia-se a utilização de filtros *anti-alising*, a amostragem simultânea das correntes e das tensões à 1920 Hz, o processo de digitalização através de um Conversor Analógico Digital (CAD), a correção do *tap*, a eliminação ou a compensação da sequência

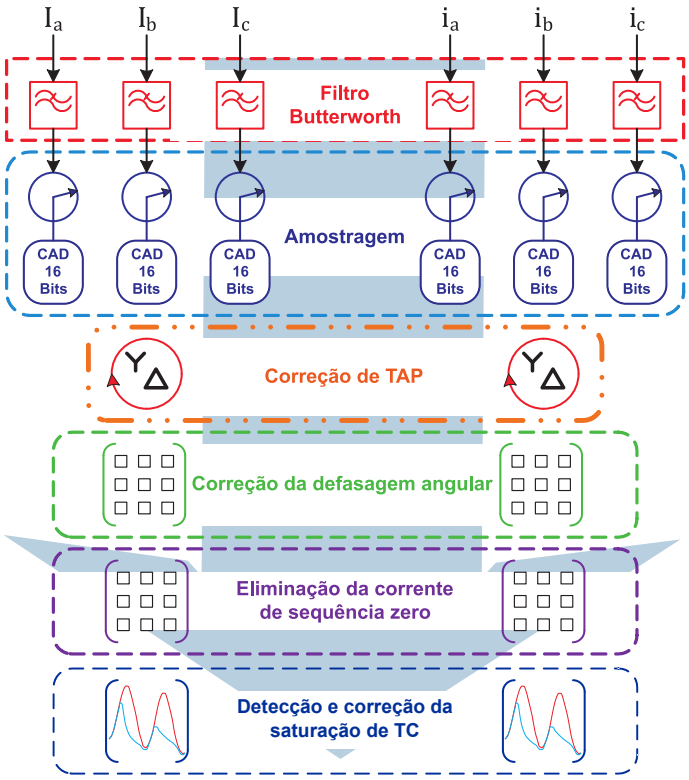


Figura 6.2: Diagrama da aquisição de dados.

zero e a correção do grupo vetorial. A seguir será explanado o funcionamento de cada etapa supracitada.

6.1.1 O filtro *anti-aliasing*

Os sinais de tensão e corrente senoidais utilizados durante o processamento dos relés de proteção são provenientes do SEP, sejam estes obtidos diretamente, ou por meio de transdutores, como os TCs e os TPs. Embora a frequência fundamental de operação destes sinais seja de 60Hz, existe uma série de fatores que promovem o surgimentos de outras frequências. Essas podem provocar distúrbios, como ressonância, e a má representação destes quando digitalizados, isto é, o efeito de sobreposição de espectros ou efeito *aliasing*. Desta forma, a presença de altas frequências podem provocar erros na conversão A/D, o que causa uma corrupção da informação observada pelos equipamentos, com uma provável atuação indevida dos mesmos. A prevenção de tais problemas é realizada através da utilização de filtros analógicos que eliminam as frequências indesejadas antes da conversão analógico-digital dos sinais (Mitra, 1998).

Os filtros analógicos que são utilizados antes dos CADs são conhecidos como filtros *anti-aliasing*, uma vez que sua principal função é evitar a sobreposição espectral. Normalmente, o

filtro *anti-aliasing* é do tipo passa-baixa, sendo a sua a frequência de corte determinada pelo teorema de *Nyquist*, pois um sinal contínuo pode ser corretamente amostrado, somente se as componentes de frequência contidas neste for menor que a metade da frequência de amostragem (Smith, 1999). A figura 6.3 ilustra o fenômeno de *aliasing*.

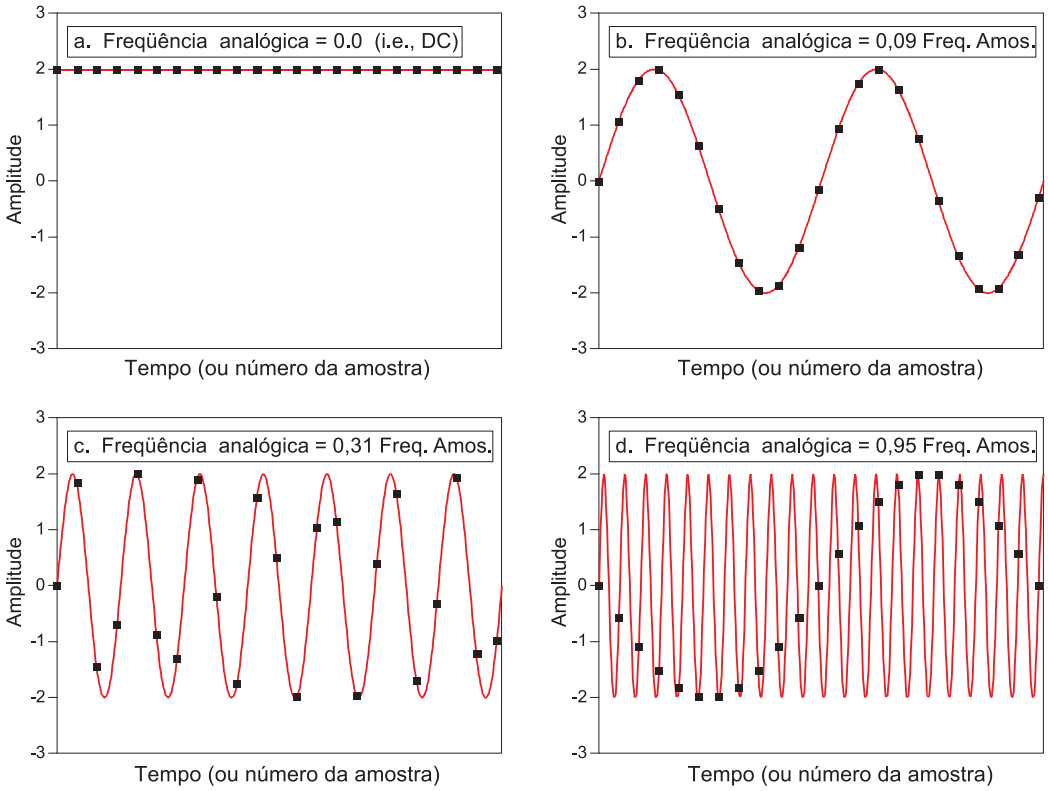


Figura 6.3: Ilustração do fenômeno de *aliasing*.
Fonte: Smith (1999).

Embora existam diversos tipos de aproximações para os filtros analógicos, as mais utilizadas em relés de proteção para a função de *anti-aliasing* são as aproximações de *Chebyshev* e, principalmente, de *Butterworth*. Tal escolha se deve a algumas características deste filtro, como resposta em frequência muito plana, ou seja, sem *ripple* ou ondulações na banda passante, além de sua resposta em frequência se aproximar de zero na banda rejeitada (Coury *et al.*, 2007).

Sabendo-se que a característica de amplitude de um filtro ideal é plana na faixa de passagem, o filtro de *Butterworth* tenta aproximar esta característica através de uma função polinomial no domínio da frequência, de modo que ela seja plana na faixa de passagem (Branco, 2009). Assim, este filtro é caracterizado por uma resposta de amplitude que é plana na faixa de passagem e por uma resposta decrescente na banda de rejeição, acima da frequência de corte. Conforme a ordem do filtro aumenta, a sua resposta de amplitude torna-se mais plana na faixa de passagem e a taxa de atenuação na banda de transição torna-se mais acentuada (Madisetti e Williams, 1998).

Outra característica importante de um filtro é a sua resposta ao degrau, uma vez que esta traz uma série de indicações sobre o seu comportamento transitório, dentre as quais o tempo de subida. Tal propriedade indica o período entre o sinal de entrada e a resposta do filtro, mostrando o retardo provocado pelo filtro no sinal a ser processado. Com isto, é possível verificar os prejuízos que o filtro pode causar ao sinal. Observa-se a influência da ordem do filtro na defasagem e no tempo de resposta do mesmo, evidenciando um parâmetro importante que deve ser utilizado na construção do filtro e levado em conta no momento da escolha daquele que vai ser utilizado em uma determinada aplicação (Branco, 2009).

O comportamento do filtro de *Butterworth* muito se aproxima do comportamento de um filtro passa-baixa ideal, principalmente os de ordem mais elevada. Contudo, muitas vezes, filtros de ordem muito elevada não são aconselháveis devido ao atraso por eles inserido no sinal filtrado (Chen, 1986). Após vários testes observados sobre o sistema em análise, para esta aplicação foi escolhido o filtro *Butterworth* de segunda ordem, com uma frequência de corte de 480 Hz.

6.1.2 O conversor analógico digital

Antes do processamento computacional, os sinais analógicos, contínuos no tempo, necessitam ser digitalizados, ou seja, amostrados e convertidos. Desta forma, a conversão analógico-digital é um passo fundamental para o processamento do sinal, uma vez que as características do CAD influenciam diretamente na fidelidade da representação do sinal analisado (Smith, 1999). A figura 6.4 ilustra o processo de digitalização de um sinal analógico e exemplifica o erro de quantização associado a esta operação.

Dentre os diversos parâmetros a serem especificados no CAD, a taxa amostral é diretamente responsável pela representação digital de um sinal, uma vez que quanto maior a taxa de amostragem melhor será a sua representação (Madisetti e Williams, 1998). A figura 6.3, anteriormente apresentada, ilustra o comportamento do sinal amostrado frente a tal característica.

A saída do CAD com *n-bits* é definida como (Madisetti e Williams, 1998):

$$Q = \frac{A_{sinal}}{FS} = \frac{b_n}{2^n} + \frac{b_{n-1}}{2^{n-1}} + \cdots + \frac{b_1}{2^1}, \tag{6.1}$$

na qual: A_{sinal} é o sinal analógico, FS é o fundo de escala do sinal, b_n é o valor digital 0 ou 1. Como mostra a figura 6.4, cada número digital representa um nível de quantização. A largura da região de quantização é um *Least Significant Bit* (LSB) e a linha da resposta ideal passa no

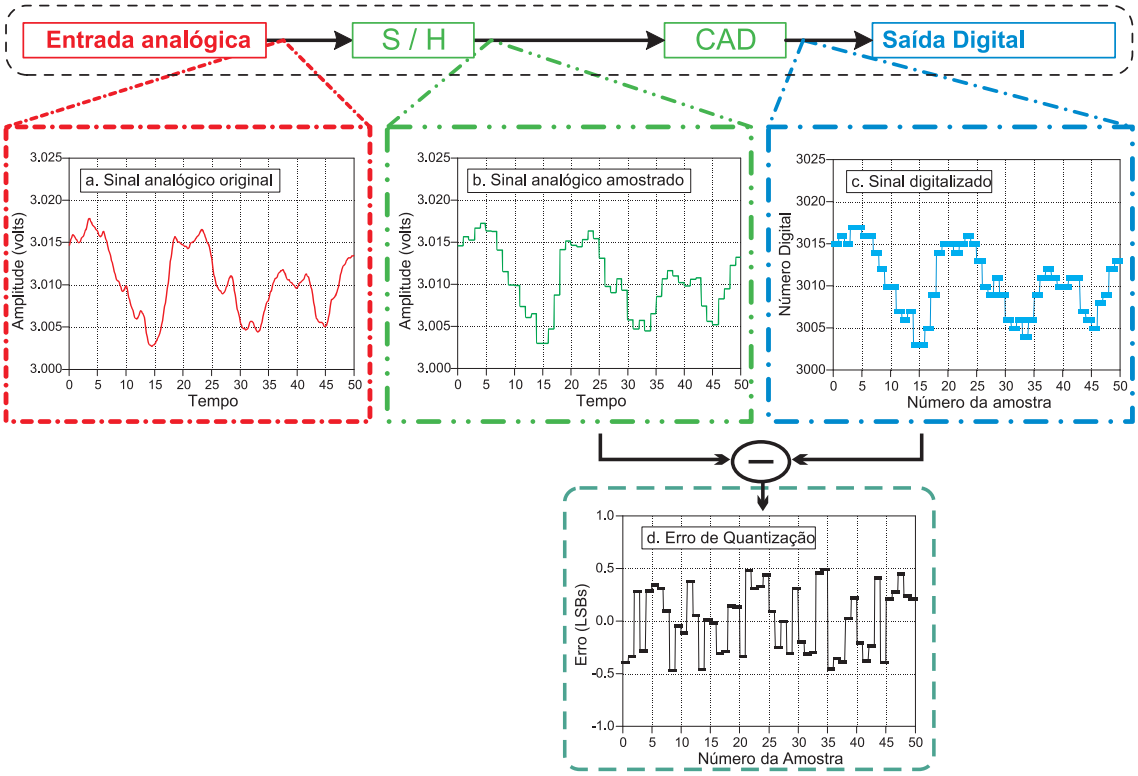


Figura 6.4: Formas de onda ilustrando o processo de digitalização.
Fonte: Adaptado de Smith (1999).

centro de cada uma destas regiões.

A resolução do CAD é definida como a menor distinção de alteração que pode ser produzida pelo sinal analógico no conversor, sendo esta representada por (Madisetti e Williams, 1998):

$$\Delta A_{sinal} = \frac{FS}{2^n}, \tag{6.2}$$

na qual: ΔA_{sinal} é o menor sinal analógico reproduzível para um conversor com n-*bits* para um sinal de fundo de escala FS.

A quantidade de níveis de quantização indica a quantidade de valores que cada amostra do sinal analógico pode assumir em cada instante de tempo, sendo que cada amostra será aproximada para o nível de quantização mais próximo do seu valor original. Fica claro que este processo insere um erro na representação digitalizada do sinal. O erro para um conversor ideal é, no máximo, igual a metade de um nível de quantização (Coury *et al.*, 2007). A medida que se aumenta o número de *bits*, o erro de quantização diminui, fazendo com que a escolha correta deste parâmetro seja de grande importância para a melhor representação do sinal a ser digitalizado (Madisetti e Williams, 1998).

Neste trabalho, a fim de corroborar com as especificações encontradas em equipamentos comerciais, adotou-se a frequência de amostragem de 1920Hz e 16 *bits*. Tais definições, além de permitirem uma melhor caracterização do sinal de entrada, proporcionaram uma melhor resposta das RNAs utilizadas na detecção e na correção da saturação de TC, conforme será apresentado posteriormente.

6.1.3 A correção de *tap*

A correção de *tap* é responsável pela compensação das correntes primárias e secundárias do transformador provenientes dos TCs, ou seja, é o fator que o relé aplica nas correntes de entrada de forma a permitir que estas possam ser diretamente comparadas. Tal procedimento tem o objetivo de eliminar o eventual desequilíbrio das correntes proveniente da diferença das relações dos TCs primários e secundários (Ziegler, 2005).

Para efetuar tal compensação, o algoritmo utiliza as características de cada enrolamento em particular, conforme a equação a seguir (SEL, 2005):

$$TAP_n = \frac{S \cdot 1000}{\sqrt{3}V_{ff_n} \cdot RTC_n} \cdot C_n, \tag{6.3}$$

na qual C_n é uma constante de compensação que vale 1 para os TCs em estrela ou $\sqrt{3}$ para os TCs em delta; S é a potência do transformador em MVA; V_{ff_n} é a tensão fase-fase em kV; RTC_n é a relação de transformação dos TCs e n é o número do enrolamento.

Segundo Elmore (1994), o erro percentual da corrente compensada deve ser sempre verificado para assegurar que os *taps* selecionados sejam adequados e estejam dentro da margem de segurança. Se necessário, o erro pode ser reduzido, alterando-se os valores dos *taps*, ou adicionando TCs auxiliares. O erro percentual (ε_p) pode ser determinado por:

$$\varepsilon_p = \left| \frac{\frac{i_p}{i_s} - \frac{tap_p}{tap_s}}{S} \right| \cdot 100\%, \tag{6.4}$$

sendo i_p e i_s as correntes primárias e secundárias; tap_p e tap_s, os *taps* primários e secundários, respectivamente, e S o menor termo entre $\frac{i_p}{i_s}$ e $\frac{tap_p}{tap_s}$. É factível observar que se o transformador possuir mais de dois enrolamentos, esse procedimento deve ser realizado para todas as combinações possíveis.

6.1.4 A compensação da corrente de sequência zero

A ocorrência de falhas desequilibradas podem provocar o aparecimento de componentes de sequência zero nas formas de onda de corrente que passam pelo transformador. Embora essa componente seja observada em ambos os lados do equipamento, ela só é percebida nas correntes que fluem pelo mesmo lado conectado em estrela, já que o lado conectado em delta tem a característica de concentra-lá em seus enrolamentos, não permitindo a sua circulação nas correntes de linha. Assim, há um desequilíbrio natural das correntes de defeito assimétrico, já que as correntes de sequência zero só são captadas pelos TCs do lado em estrela do transformador protegido (IEEE Std. C37.91, 2008).

O desequilíbrio supracitado das correntes, devido à componente de sequência zero, pode causar erros no processamento dos algoritmos diferenciais, principalmente em defeitos assimétricos no lado estrela. Desta forma, faz-se necessário a compensação da corrente proveniente dos enrolamentos em estrela. Todavia, salienta-se que quatro situações devem ser observadas (IEEE Std. C37.91, 2008):

a. Acomodação das correntes de sequência zero: o usuário deve ter certeza de que a compensação de defasamento angular (Y-Δ) somente será utilizada em enrolamentos em delta, onde a compensação da sequência zero não seja necessária.

b. A remoção das correntes de sequência zero deve ser realizada em todas as fases de entrada. Embora tal procedimento retire a influência da sequência zero nos algoritmos diferenciais, esta reduz a sensibilidade do sistema de proteção para defeitos à terra para um terço.

c. A eliminação das correntes de sequência zero das correntes de entrada com compensação do defasamento angular (Y-Δ). Assim, tem-se a vantagem de permitir situações nas quais existem fontes de sequência zero dentro da zona de proteção sem comprometer o desempenho do algoritmo diferencial.

d. Se o algoritmo de proteção utilizar a compensação do grupo vetorial $\Delta-\Delta$ sem defasamento angular, faz-se uma compensação de sequência zero como se fosse uma conexão Y-Δ.

A compensação de sequência zero é obtida removendo a sua contribuição das correntes circulantes do lado do transformador cujos enrolamentos estão conectados em estrela (IEEE Std. C37.91, 2008). Para tanto, procede-se de acordo com:

$$\begin{bmatrix} I_A^{'} \\ I_B^{'} \\ I_C^{'} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I_A - I_0 \\ I_B - I_0 \\ I_C - I_0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I_A - \frac{1}{3}(I_A + I_B + I_C) \\ I_B - \frac{1}{3}(I_A + I_B + I_C) \\ I_C - \frac{1}{3}(I_A + I_B + I_C) \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} +2 & -1 & -1 \\ -1 & +2 & -1 \\ -1 & -1 & +2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_A \\ I_B \\ I_C \end{bmatrix}, \quad (6.5)$$

na qual I_A, I_B e I_C são as correntes originais capturadas pelos TCs, I_0 é a corrente de sequência zero e $I_A^{'}$, $I_B^{'}$ e $I_C^{'}$ são as correntes compensadas, ou seja, sem a componente de sequência zero.

6.1.5 A correção do grupo vetorial

Os ângulos de fase das correntes de linha dos terminais primários e secundários dos transformadores $Y - \Delta$ e $\Delta - Y$ não são iguais, pois existe um defasamento angular que depende das conexões dos enrolamentos em delta e em estrela. As aplicações que utilizam a proteção diferencial de transformadores necessitam, em muitos casos, de uma correção para este defasamento de modo que possam operar adequadamente. Tradicionalmente, essa compensação é realizada através da conexão adequada dos TCs, mas com o advento dos equipamentos microprocessados, tal procedimento é realizado matematicamente (IEEE Std. C37.91, 2008).

Embora a premissa básica seja a utilização da compensação através dos TCs, existem outros motivos para que os TCs sejam conectados em estrela (Y) independentemente da conexão dos enrolamentos do transformador. Tais razões são (IEEE Std. C37.91, 2008):

- Com os TCs em estrela, as correntes observadas pelos relés de sobrecorrente de fase e de sequência negativa são as mesmas registradas por outros relés do sistema, o que facilita a coordenação;
- A proteção de sobrecorrente residual pode ser usada com TCs conectados em estrela;
- A utilização dos TCs em estrela é conveniente quando os relés desempenham múltiplas funções;
- Cada conjunto de TCs pode ser conectado independentemente para o terra se estes são conectados em estrela;
- Os TCs conectados em delta observam três vezes a carga para um defeito simétrico, enquanto para os TCs em estrela percebem apenas uma vez a carga para a mesma condição. Desta forma, a saturação dos TC é menor quando estes estão conectados em estrela.

Todavia, manter os TCs conectados em delta, com os enrolamentos do transformador em estrela, pode ser mais econômico para uma posterior atualização ou *retrofit*, uma vez que o projeto, o *layout* e o religamento dos equipamentos podem ser bastante onerosos. Porém, se for decidido manter os TCs em estrela para os enrolamentos do transformador em delta, algumas funções presentes nos relés numéricos irão observar as correntes do delta, o que pode comprometer a coordenação destes equipamentos com a de outros presentes no sistema.

Diante dos aspectos supracitados, a compensação fasorial deve ser realizada quando os TCs estão em estrela (primário ou secundário) na presença de um defasamento angular. Para tanto, a compensação é realizada matematicamente, na qual as correntes trifásicas são multiplicadas pela matriz de correção de defasagem. A equação a seguir ilustra como é realizado tal procedimento (IEEE Std. C37.91, 2008):

$$\begin{bmatrix} I_A^{'} \\ I_B^{'} \\ I_C^{'} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} MC \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_A \\ I_B \\ I_C \end{bmatrix}, \tag{6.6}$$

na qual I_A, I_B e I_C são as correntes trifásicas provenientes dos TCs, $I_A^{'}$, $I_B^{'}$ e $I_C^{'}$ são as correntes compensadas após a correção da defasagem e MC é a matriz de compensação para a correção da defasagem, conforme apresentada no Apêndice A.

Após esta operação, as correntes do lado primário e secundário do transformador estarão novamente defasadas de 180 graus, uma vez que a polaridade dos TCs deve ser respeitada (IEEE Std. C37.91, 2008). Essa condição é necessária para que os sinais de corrente sejam apresentados aos algoritmos propostos neste trabalho.

6.1.6 O janelamento

Embora a aquisição dos dados seja contínua, realiza-se a cada instante de tempo (Δt) a coleta de uma nova amostra, sendo a apresentação das informações ao algoritmo realizada de forma janelada, com o tamanho de um ciclo de informação, e com passo fixo de deslocamento de uma amostra. Assim, todas as demais etapas serão desenvolvidas para apenas uma janela de dados, de modo que os algoritmos de proteção e de monitoramento deverão ser completamente executados a cada novo ciclo de processamento. A figura 6.5 ilustra o passo da janela a cada amostra nova.

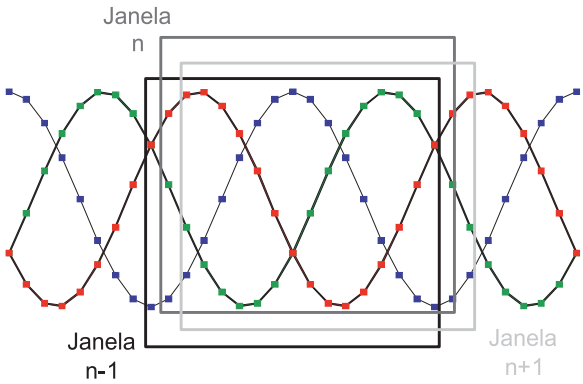


Figura 6.5: A aquisição de dados realizada de forma janelada.

6.1.7 A detecção e a correção da saturação de TC

A saturação de TC, conforme anteriormente comentado, afeta diretamente o desempenho dos algoritmos de proteção, já que tal fenômeno provoca uma deformação na forma de onda monitorada pelos relés. Desta forma, a fim de evitar atuações indevidas e a retirada indesejada do transformador do sistema elétrico, este trabalho utiliza uma etapa para detectar e corrigir a saturação de TCs por meio da utilização de RNAs. Neste sentido, para cada fase processada existe uma RNA associada para a detecção, e outra para a correção quando da existência da situação de saturação de TC. Por esta abordagem, utiliza-se então de seis conjuntos de RNAs operando em paralelo. A figura 6.6 ilustra como o procedimento é realizado.

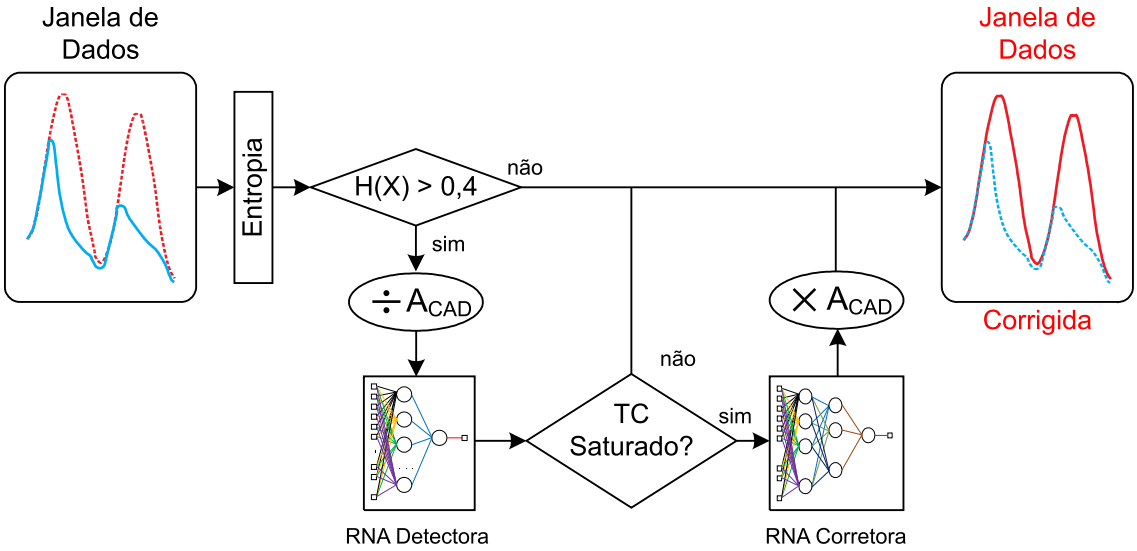


Figura 6.6: Fluxograma da detecção e correção da saturação de TC.

Para a execução desta etapa, por fase, utilizou-se de duas RNAs do tipo *Multi-Layer Perceptron* (MLP) com finalidades distintas (Monaro *et al.*, 2010). A primeira foi usada na detecção da saturação de TC (RNA detectora) e, a segunda, para a correção da forma de onda deformada

pela saturação (RNA corretora). É factível observar na figura 6.6 que a RNA corretora só é solicitada quando há a saturação de TC, o que permite um melhor desempenho dos algoritmos desenvolvidos, evitando a inserção de imprecisões adicionais às formas de onda. Todavia, a fim de diminuir o número de solicitações à RNA detectora, verifica-se a entropia de *Shannon* da janela de dados analisada, conforme a equação abaixo (Shannon, 1948):

$$H(X) = -\sum_{i=0}^{N} p(x_i) log_2 p(x_i) \tag{6.7}$$

na qual N é o número de amostras da janela e $p()$ é a probabilidade de ocorrência da amostra.

Após o cálculo da entropia, se o valor encontrado for superior a 0,4, apresenta-se então às RNAs o padrão normalizado com base na amplitude máxima do CAD (A_{CAD}). Este processo garante que todas as amostras estejam no intervalo de -1 e 1, já que sinais com magnitudes superiores a A_{CAD} estarão saturados. O valor utilizado como limiar de decisão para a entropia foi observado a partir da simulação de diversas condições operativas. Afirma-se que apenas para as situações de saturação de TC e para as de faltas internas com CC este valor será atingido.

6.1.7.1 RNA detectora

A topologia da RNA detectora foi selecionada após a realização de diversos testes com os 23.605 padrões de treinamento, e 9.656 padrões de validação disponíveis. Estes padrões contemplam várias situações operativas dos transformadores de potência, que incluem: energização, energização solidária, saturação de TC, defeitos internos, defeitos externos e sobre-excitação.

Depois da apresentação dos padrões, a topologia que se apresentou mais adequada para o desempenho da função é constituída por três camadas: uma de entrada, uma intermediária e uma de saída. A camada de entrada é responsável por receber as 32 amostras da janela atual, o somatório da janela anterior, cuja função é informar o comportamento do fluxo no TC (Yu *et al.*, 2001) e o valor da entropia de *Shannon*. Já a camada intermediária possui 34 nós, enquanto a camada de saída possui apenas uma saída, a qual indica se o TC está saturado e se existe a necessidade de correção.

A RNA detectora utiliza a função hiperbólica ($\beta = 1$) como função de ativação em todos os neurônios, com exceção do neurônio de saída que utiliza a função logística, uma vez que esta representa melhor o intervalo desejado. Para o treinamento desta, foi utilizado o algoritmo *backpropagation* com fator de *momentum* (α) igual a 0,7 e taxa de aprendizado (η) igual a 0,1.

A figura 6.7 ilustra a RNA detectora utilizada.

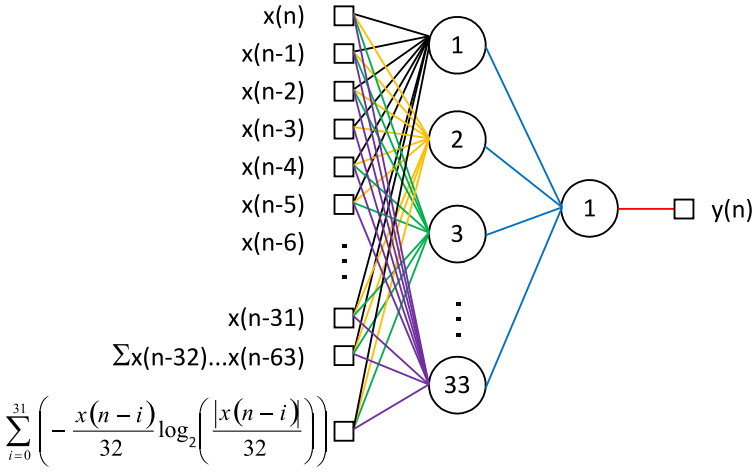


Figura 6.7: Topologia da RNA detectora.

A topologia escolhida (34-33-1) para a RNA detectora apresentou uma taxa de acerto de 99,09% para os dados de validação utilizados. A figura 6.8 ilustra a resposta da RNA detectora para um dos padrões de validação.

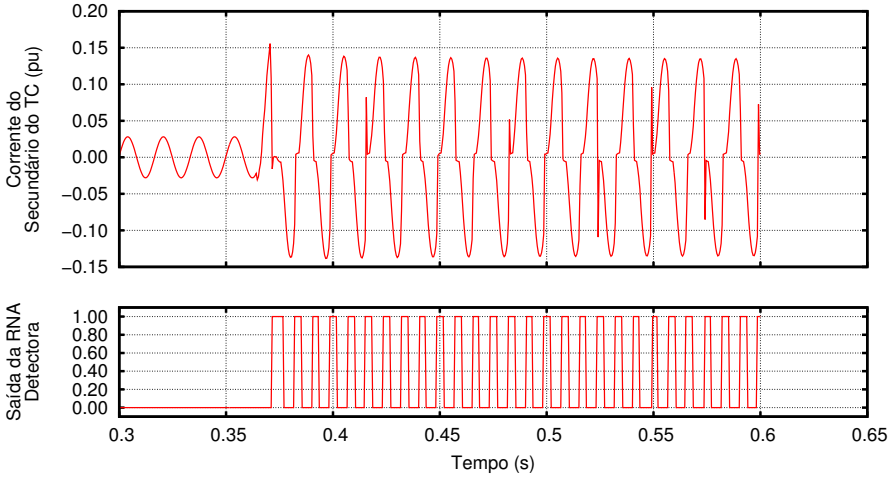


Figura 6.8: Resposta da RNA detectora para um dos padrões de validação.

6.1.7.2 RNA corretora

Da mesma forma que a RNA detectora, a RNA corretora foi escolhida com base em testes realizados com padrões de treinamento e de validação. Estes padrões formam um banco de dados que contempla diversas situações de saturação, com variados graus de distorção da forma de onda, e que concentra 3.454 entradas de treinamento e 1.385 entradas de teste (validação). Além das amostras provenientes da janela de dados, os padrões são constituídos pelo somatório

das amostras da janela antecedente, conforme apresentado na RNA detectora.

A topologia da RNA corretora possui quatro camadas, com a camada de entrada com 34 nós. Todavia, as camadas escondidas possuem 20 e 5 neurônios, respectivamente, e a camada de saída é formada por 1 saída, correspondendo a amostra corrigida. A função de ativação hiperbólica ($\beta = 1$) foi usada em todos os neurônios, assim como o treinamento *backpropagation* com fator de *momentum* (α) igual a 0,8 e taxa de aprendizado (η) igual a 0,01. É importante salientar que a RNA corretora obteve uma taxa de acerto de 87,90%, com um erro médio de 0,047A após a correção. A figura 6.9 ilustra a topologia da RNA corretora utilizada.

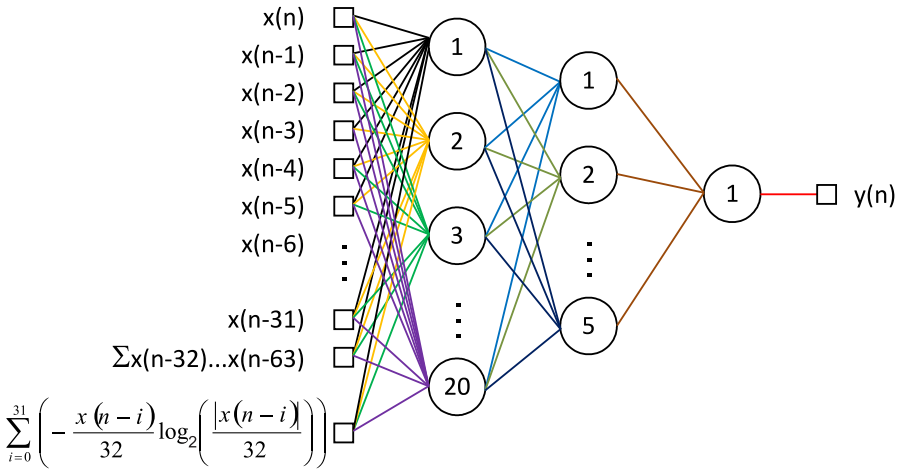


Figura 6.9: Topologia da RNA corretora utilizada.

A figura 6.10 apresenta o resultado proveniente da RNA corretora para um padrão de validação após o treinamento.

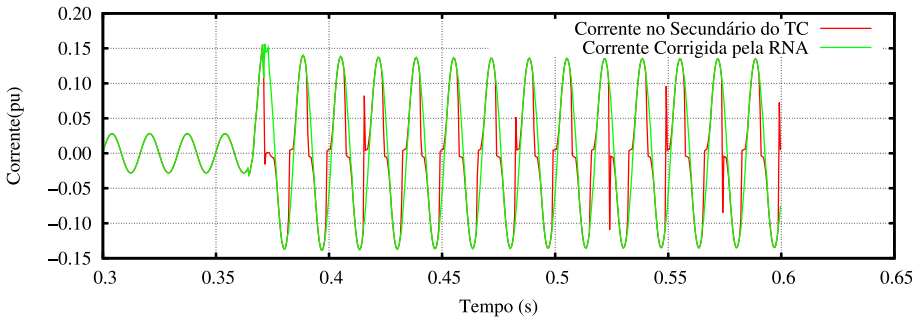


Figura 6.10: Padrão de validação reconstruído pela RNA.

6.2 Os sistemas de proteção

Nesta seção, descreve-se os dois algoritmos híbridos inteligentes capazes de detectar condições operativas danosas aos transformadores de potência. Os métodos propostos utilizam uma série de

técnicas inteligentes com o objetivo de melhorar o desempenho dos algoritmos tradicionalmente aplicados em equipamentos comerciais, uma vez que estes utilizam basicamente a Transformada de Fourier (TF) para a extração das componentes necessárias no desenvolvimento dos cálculos.

As técnicas propostas, além de melhorar o desempenho, possuem o objetivo de ampliar a zona de proteção dos enrolamentos conectados em estrela do transformador de potência, já que muitos dos equipamentos comerciais necessitam de técnicas adicionais, como a proteção de terra restrito, para monitorar defeitos que ocorram abaixo de 15% destes enrolamentos (GE, 2004; SEL, 2005).

Os dois sistemas de proteção propostos são apresentados separadamente, uma vez que estes possuem características intrínsecas de desenvolvimento e de desempenho. O primeiro método baseia-se no conteúdo harmônico presente nos sinais de entrada e na estimativa do fluxo magnético, conforme será apresentado a seguir. A segunda técnica, todavia, utiliza as componentes de Clarke (Clarke, 1941) para determinar se a condição operativa do equipamento protegido é normal ou prejudicial ao mesmo.

6.2.1 A técnica de proteção utilizando os componentes harmônicos

O primeiro algoritmo de proteção desenvolvido utilizou os componentes harmônicos como base do processamento e será chamado neste trabalho de Algoritmo de Proteção para Transformadores de Potência baseado em Algoritmo Genético e Harmônicos (ProtAGH). A figura 6.11 exibe o fluxograma simplificado do algoritmo diferencial ProtAGH, incluindo as suas diversas partes constituintes. Salienta-se que o sistema de proteção é composto por três sistemas monofásicos independentes, o que permite uma análise individual de cada fase envolvida.

6.2.1.1 A normalização

A normalização é o módulo do algoritmo que padroniza os dados obtidos do sistema elétrico monofasicamente, independentemente do nível de tensão ou da potência do transformador analisado, permitindo a aplicação dos métodos de estimação de harmônicos e a futura reconstituição dos sinais provenientes dos TCs, caso estes estejam distorcidos pela saturação dos mesmos. A figura 6.12 ilustra o procedimento de normalização dos dados coletados do SEP, cujas fases são normalizadas individualmente para facilitar a estimativa dos componentes harmônicos por meio dos AGs.

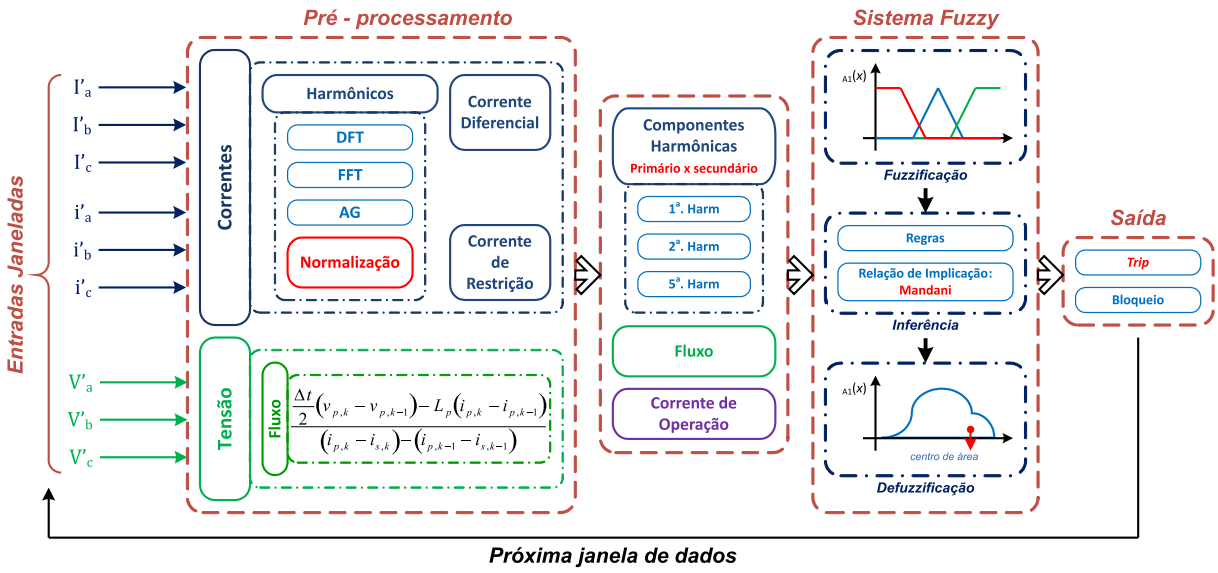


Figura 6.11: Diagrama do sistema de proteção ProtAGH desenvolvido.

Figura 6.12: Fluxograma da normalização dos dados.

Todavia, é importante destacar que a utilização desta etapa não descaracteriza os fenômenos estudados, uma vez que o cálculo da corrente de operação utiliza as correntes compensadas e não as normalizadas, conforme ilustra a figura 6.13.

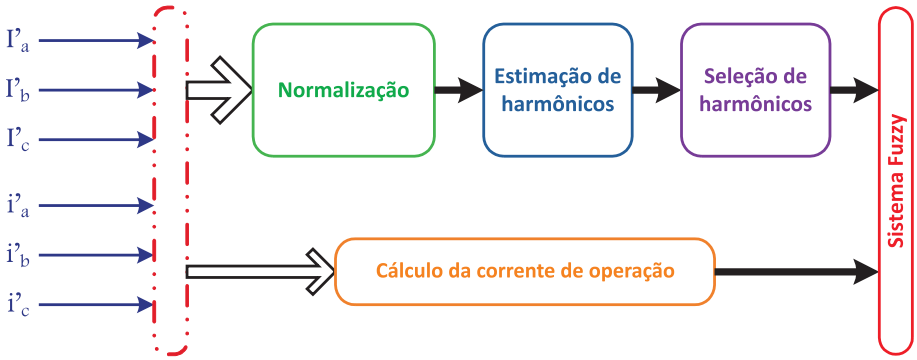


Figura 6.13: Diagrama do fluxo de informações durante a normalização dos dados.

6.2.1.2 A estimação harmônica

O conteúdo harmônico das correntes é utilizado pelo algoritmo desenvolvido como entrada do SF, pois este promove meios de diferenciar os diversos tipos de operação, incluindo: faltas

internas, sobre-excitação e energização. Desta forma, o SF consegue ponderar o perfil harmônico característico de cada condição operativa supracitada e determinar se o sinal de abertura do disjuntor (*trip*) deve ser enviado, ou se o relé deve ser bloqueado por alguma restrição, evitando uma possível atuação indevida (Harlow, 2007).

Devido a grande influência do perfil harmônico das correntes diferenciais no resultado apresentado pelo algoritmo, fez-se necessária a sua correta estimação. Desta forma, a fim de garantir a confiabilidade de tal procedimento, este trabalho utilizou três métodos: *Fast Fourier Transform* (FFT), Transformada Discreta de Fourier (TDF) e o Algoritmo Genético (AG), os quais foram aplicados de maneira singular, ou seja, o algoritmo utilizou apenas uma técnica de cada vez, sendo esta estipulada pelo usuário que irá embarcar os algoritmos em uma determinada plataforma. A figura 6.14 ilustra como a estimação de harmônicos foi realizada.

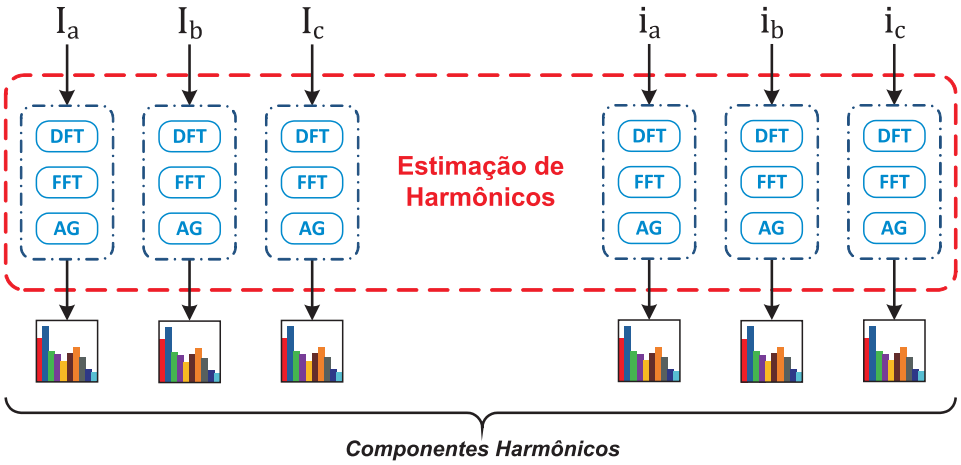


Figura 6.14: Diagrama da estimação de harmônicos.

Conforme observado na figura 6.14, a estimação do conteúdo harmônico foi realizada monofasicamente, tanto nas correntes primárias, quanto nas secundárias, permitindo uma melhor análise das correntes circulantes nos enrolamentos do transformador sob monitoramento.

A estimação dos componentes harmônicos através da *Fast Fourier Transform* (FFT) foi realizada com o auxílio da biblioteca em "C/C++" desenvolvida por Frigo e Johnson (2005), na qual uma série de otimizações na implementação computacional foram realizadas para permitir o máximo de desempenho durante a realização dos cálculos independentemente do processador utilizado.

Embora a FFT apresente uma grande otimização na estimação do espectro do sinal, esta deve ser realizada em um ciclo do sinal, o que implica em uma limitação na redução do tempo de atuação do algoritmo. Diante deste fato, este trabalho utilizou um algoritmo de otimização com

o intuito de melhorar a estimação harmônica, o que deverá proporcionar um melhor desempenho e uma maior velocidade na tomada de decisão, além de melhorar a confiabilidade da estimação, conforme ilustrado por Souza (2008) . É factível salientar que o algoritmo de otimização utilizado foi o AG, uma vez que não foram encontrados registros de sua aplicação em transformadores de potência.

6.2.1.2.1 A representação da modelagem harmônica para o AG

Pela teoria desenvolvida pelo matemático francês *Jean Baptiste Fourier*, um sinal periódico pode ser representado por uma superposição ponderada de senoides complexas com o mesmo período, ou seja, a frequência de cada senoide deve ser um múltiplo inteiro da frequência fundamental do sinal (Haykin e Veen, 2002).

Desta forma, um sinal variante no tempo ($x(t)$) pode ser representado pela equação que segue (Madisetti e Williams, 1998):

$$x(t) = x_0 e^{-\lambda t} + \sum_{i=1}^{N} A_{c,i} cos(i\omega_0 t + \theta_{c,i}) + A_{s,i} sen(i\omega_0 t + \theta_{s,i}), \tag{6.8}$$

na qual x_0 é a componente contínua do sinal; λ é a constante de tempo do sistema, $A_{c,i}$, $A_{s,i}$, $\theta_{c,i}$ e $\theta_{s,i}$ são amplitudes dos cossenos e senos e os ângulos de fase dos i-ésimos harmônicos, respectivamente; ω_0 é a frequência fundamental, em radianos; i é a ordem do componente harmônico evidenciado e N é o número de harmônicas presente no sinal utilizado para representar $x(t)$.

Todavia, embora o sinal seja contínuo no tempo, este deve ser digitalizado para que algoritmos computacionais possam ser empregados. Assim, a representação do sinal amostrado é determinado pela equação 6.9, sendo $e(t_k)$ o erro associado a cada instante de tempo amostrado (t_k) e m o número total de amostras (Souza, 2008).

$$\begin{bmatrix} x(t_1) \\ x(t_2) \\ \vdots \\ x(t_k) \end{bmatrix} = [M] \begin{bmatrix} x_0 \\ A_{c,1} \\ A_{s,1} \\ \vdots \\ A_{c,m} \\ A_{s,m} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} e(t_1) \\ e(t_2) \\ \vdots \\ e(t_k) \end{bmatrix}, \tag{6.9}$$

sendo a matriz de cossenos e senos (M) dada por:

$$[M] = \begin{bmatrix} e^{-\lambda t_1} & cos(\omega_0 t_1 + \theta_{c,1}) & sin(\omega_0 t_1 + \theta_{s,1}) & \cdots & cos(N\omega_0 t_k + \theta_{c,N}) & sin(N\omega_0 t_k + \theta_{s,N}) \\ e^{-\lambda t_2} & cos(\omega_0 t_2 + \theta_{c,1}) & sin(\omega_0 t_2 + \theta_{s,1}) & \cdots & cos(N\omega_0 t_2 + \theta_{c,N}) & sin(N\omega_0 t_2 + \theta_{s,N}) \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ e^{-\lambda t_m} & cos(\omega_0 t_m + \theta_{c,1}) & sin(\omega_0 t_m + \theta_{s,1}) & \cdots & cos(N\omega_0 t_m + \theta_{c,N}) & sin(N\omega_0 t_m + \theta_{s,N}) \end{bmatrix}$$

Na representação fornecida pela equação 6.9, geralmente o número de amostras (m) é superior ao número de parâmetros a ser estimado ($N + 1$). Portanto, para resolver o problema, este trabalho aplicou AGs com o objetivo de minimizar o vetor de erro ($e[]$) e, consequentemente, proporcionar um sinal estimado que seja o mais próximo possível daquele amostrado. A figura 6.15 ilustra o procedimento supracitado.

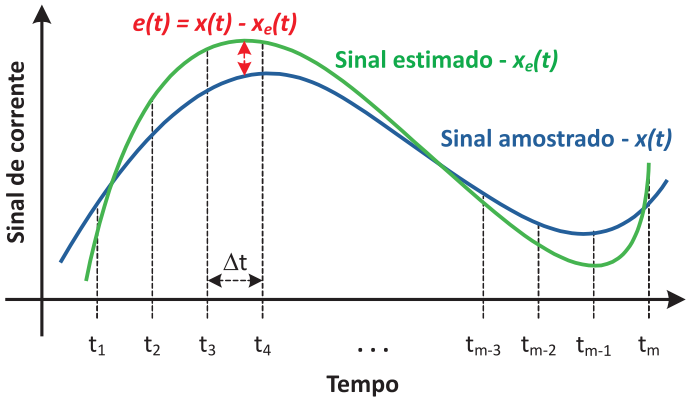


Figura 6.15: Representação do erro ($e[]$) a ser minimizado.
Fonte: Souza (2008).

É importante enfatizar que uma das grandes vantagens da utilização do AG na estimativa dos componentes harmônicos é a não linearização do termo ($e^{-\lambda t}$) que representa o decaimento da componente CC, o que proporciona uma melhor representação do sinal, mesmo em condições de defeito.

Conforme os resultados apresentados por Souza (2008), o AG que apresentou melhor desempenho na estimação dos componentes harmônicos foi a sua representação real, principalmente quando considerada a componente de corrente contínua. Desta forma, este trabalho utilizou o AG real com os seguintes parâmetros: população com 30 indivíduos, método de seleção do tipo roleta com dois indivíduos elitistas, operador de cruzamento do tipo média aritmética real com uma taxa de 90%, operador de mutação Gaussiana com σ igual a 0,05 e taxa de 5%, sendo o critério de parada de 15000 gerações.

Para proporcionar uma melhor estimação dos componentes harmônicos contidos nos sinais,

a função de aptidão do AG escolhida, é fornecida por (Macedo *et al.*, 2002):

$$f_a = \frac{1}{\sqrt{\frac{\sum_{k=1}^{m} e_k^2}{m} + \Delta}}, \tag{6.10}$$

na qual f_a é a função de aptidão do AG, m é o número de amostras do sinal e Δ é uma constante para evitar um provável *overflow* quando o erro for nulo. Neste trabalho esta constante foi definida como sendo 0,00001.

O AG aplicado neste trabalho foi desenvolvido utilizando os conceitos de Programação Orientada por Objetos (POO) em "C++", permitindo que seu código seja eficiente, altamente estruturado, flexível e de fácil reutilização. Cabe colocar que tal aplicativo foi projetado e implementado por Silva Filho (2003) no grupo de pesquisa do Laboratório de Sistemas de Energia Elétrica (LSEE), sendo denominado por *Genetic Object Oriented ALgorithm* (GOOAL). O GOOAL possui característica modular, tornando-se aplicável a qualquer tipo de problema, o que possibilitou desenvolver rotinas específicas e direcionadas aos mais variados problemas. Para o aplicativo, o usuário deve definir a função principal a ser considerada, a qual deverá conter as principais características do problema a ser solucionado.

Embora o GOOAL já esteja implementado em "C++", algumas alterações foram realizadas na estrutura do algoritmo para que este pudesse ser compilado em um ambiente de desenvolvimento mais moderno, considerando a sua execução de forma paralela. Desta forma, conseguiu-se que a estimação harmônica seja realizada em três fases distintas ao mesmo tempo, desde que o processador utilizado possuísse múltiplos núcleos.

A figura 6.16 apresenta a estrutura geral do GOOAL, na qual estão incluídas as diversas classes especialistas. Observa-se que a classe TGOOAL é responsável pelo gerenciamento de toda a execução do AG, ou seja, é ela que verifica a evolução do algoritmo a cada nova geração.

É importante enfatizar que, embora os AGs apresentem um grande esforço computacional, estes podem ser utilizados com sucesso em aplicações em tempo real, conforme apresentam os autores Coury *et al.* (2009), Emam *et al.* (2003) e Oh e Wu (2004).

6.2.1.2.2 O cálculo do espectro de frequência

Segundo Irwin (2000), o espectro de frequência da função $x(t)$, expresso como uma série de *Fourier* (equação 6.8), consiste de dois gráficos contendo as amplitudes e as fases dos harmônicos

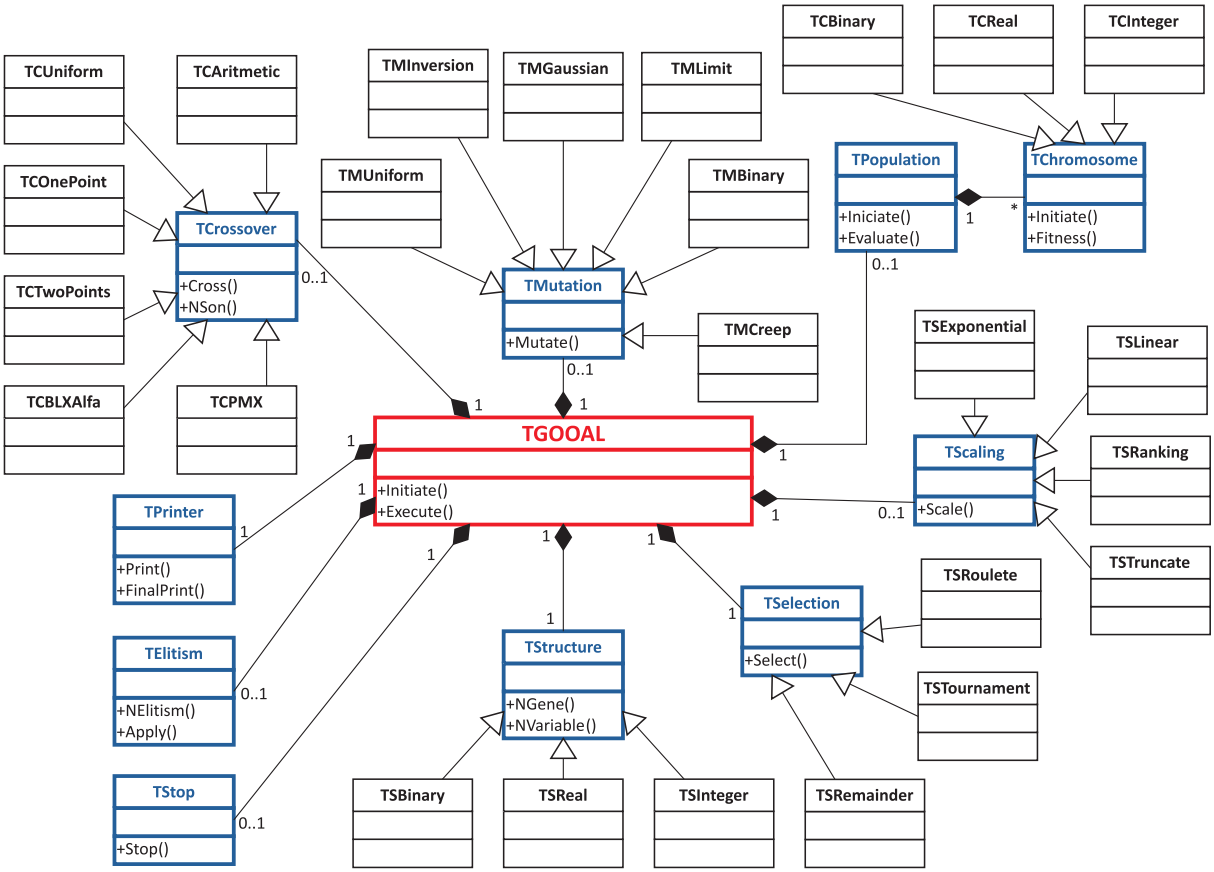


Figura 6.16: Estrutura geral do GOOAL.

Fonte: Silva Filho (2003).

em relação a frequência analisada.

Desta forma, a partir do fato que as funções seno e cosseno que compõem a série trigonométrica de *Fourier* são ortogonais entre si, é possível calcular as amplitudes e as fases de cada componente harmônica utilizando as equações 6.11 e 6.12 (Hayt Jr *et al.*, 2008).

$$D_i = \sqrt{A_{c,i}^2 + A_{s,i}^2} \tag{6.11}$$

$$\theta_i = tg^{-1}\left(\frac{-A_{s,i}}{A_{c,i}}\right) \tag{6.12}$$

6.2.1.3 A seleção dos harmônicos

Após a realização da extração do perfil harmônico das correntes primárias e secundárias, o algoritmo verificou em qual lado do transformador este perfil está mais evidente. Sendo assim,

as componentes foram comparadas em cada fase, e a mais elevada foi utilizada no SF. Afirma-se que esta etapa aumentou a sensibilidade do algoritmo, o que possibilitou uma resposta mais rápida e confiável. A figura 6.17 ilustra a seleção dos harmônicos que foram apresentados ao sistema especialista, sendo CHn a componente harmônica da *n-ésima* ordem e max, a função que retorna o maior valor das entradas.

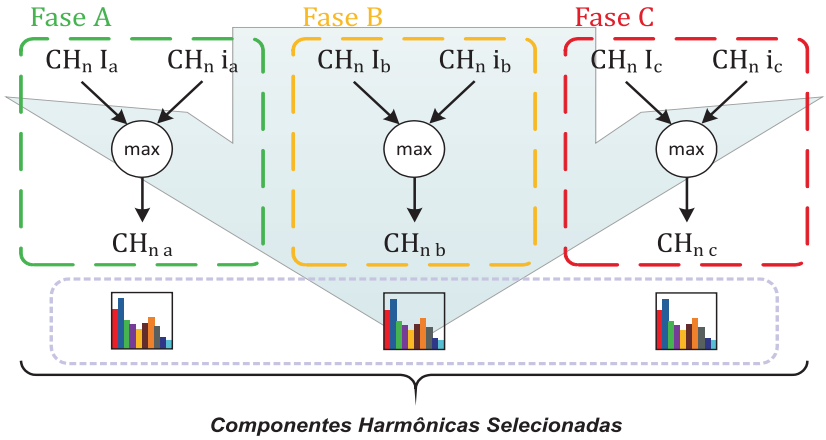


Figura 6.17: Fluxograma da seleção dos componentes harmônicos.

6.2.1.4 O cálculo do fluxo magnético

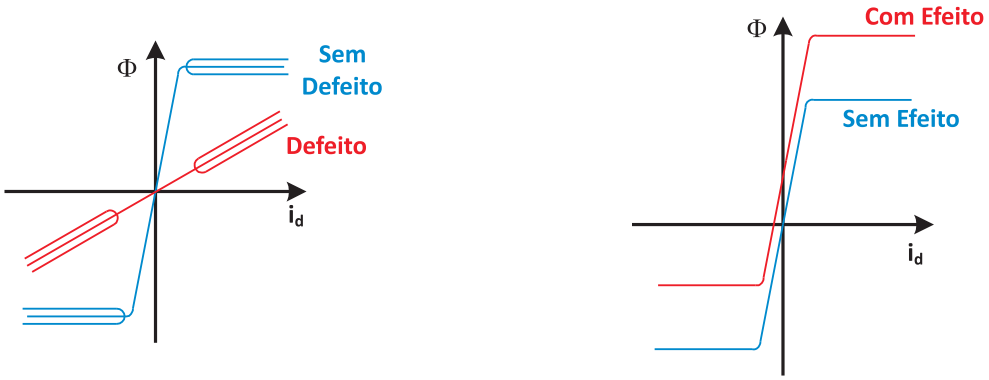
A utilização do fluxo magnético do transformador possibilitou uma melhor discriminação das suas condições operativas (energização e sobre-excitação), uma vez que as tensões nos terminais deste equipamento apresentam severas distorções e os níveis do fluxo durante esses períodos são elevados (Phadke e Thorp, 1983).

Assim, ao ser calculada a corrente diferencial do fluxo magnético, é verificado se o transformador está operando em situação danosa, permitindo determinar se o relé de proteção deve ou não atuar. É importante salientar que a técnica do fluxo diferencial é imune aos efeitos do fluxo remanescente e pode ser calculada por (Phadke e Thorp, 1983; Shin *et al.*, 2003):

$$\left(\frac{d\Phi}{di_d}\right) \approx \frac{\Phi_k - \Phi_{k-1}}{i_{p,k} - i_{p,k-1}} = \frac{\frac{\Delta t}{2}(v_{p,k} - v_{p,k-1}) - L_p(i_{p,k} - i_{p,k-1})}{(i_{p,k} - i_{s,k}) - (i_{p,k-1} - i_{s,k-1})}, \tag{6.13}$$

onde p e s representam o lado primário e secundário do transformador de potência, Δt é o intervalo de amostragem, i_d é a corrente diferencial, L_p é a indutância mútua do enrolamento primário, k é o número da amostra e Φ é o fluxo magnético. A figura 6.18 apresenta a característica de magnetização do circuito aberto para um transformador de potência. Observa-se que

na ocorrência de um defeito interno, a tensão nos terminais do equipamento é muito menor que nas outras condições operativas.



a) Regiões com e sem defeito no plano $\Phi - i_d$. b) Efeito do fluxo remanescente.

Figura 6.18: Comportamento do fluxo em função da corrente diferencial.
Fonte: Phadke e Thorp (1983).

6.2.1.5 O sistema *Fuzzy*

O Sistema *Fuzzy* (SF) é o módulo do algoritmo responsável por ponderar as condições operativas do transformador reportadas pelas entradas, e verificar se este equipamento está sob uma situação de defeito interno. Desta forma, o algoritmo é capaz de discriminar corretamente as diferentes circunstâncias ao qual o transformador pode estar submetido, incluindo: a energização, a energização sob falta interna, a sobre-excitação, a saturação do TC devido a uma falta externa e a energização solidária. A figura 6.19 ilustra o SF implementado.

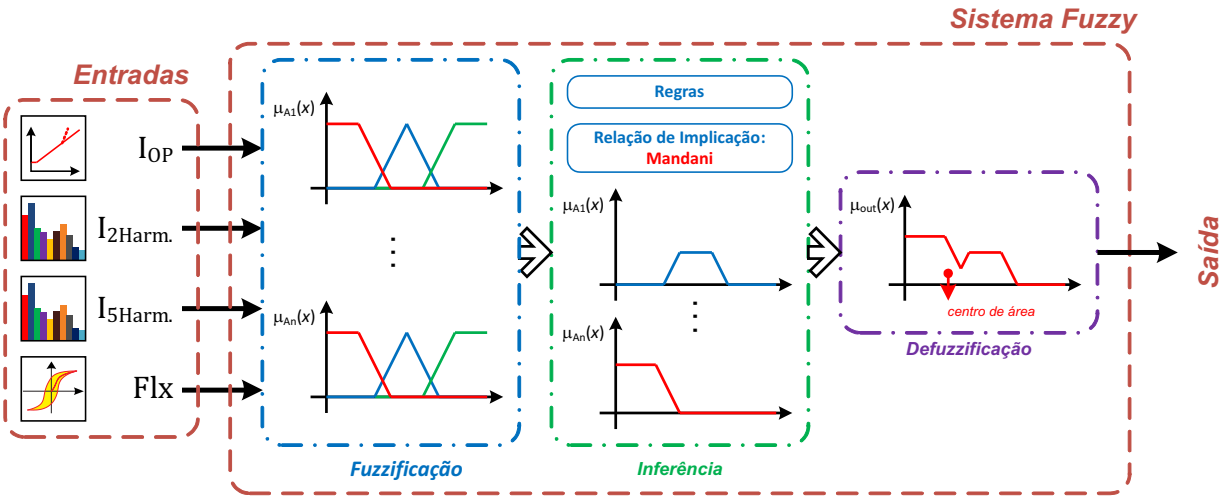


Figura 6.19: Diagrama do sistema *Fuzzy* utilizado.

6.2.1.5.1 A fuzzificação

A fuzzificação compreende a etapa de transformação das variáveis de entrada em conjuntos *fuzzy*, incluindo suas incertezas e suas imprecisões. Verifica-se que a fidelidade à qualidade dos dados de entrada dependem diretamente da escolha dos conjuntos *fuzzy* utilizados na entrada e na saída do sistema especialista (Shin *et al.*, 2003).

É possível observar que a escolha das entradas é essencial para que a lógica *Fuzzy* obtenha o desempenho e o resultado esperado. Desta forma, as entradas de dados foram selecionadas tomando como base a proteção diferencial percentual com restrições harmônicas (Harlow, 2007), na qual a corrente diferencial e os componentes harmônicos de 2ª e 5ª ordem são utilizados. Assim, neste trabalho, utilizaram-se quatro entradas de dados, que são:

1. I_{OP}: A corrente de operação do transformador protegido, ou seja, $I_{OP} = \dfrac{I_{dif}}{I_{RT}}$, sendo I_{dif} a corrente diferencial e I_{RT}, a corrente de restrição;

2. $I_{2Harm.}$ A maior amplitude do 2º harmônico das correntes do primário ou do secundário do transformador;

3. $I_{5Harm.}$: A maior amplitude do 5º harmônico das correntes do primário ou do secundário do transformador;

4. Flx: O fluxo diferencial do transformador, conforme apresentado na equação 6.13.

Após o pré-processamento dos sinais de corrente e tensão, foram definidos os conjuntos *fuzzy* para cada variável de entrada e saída, sendo estes apresentados nas figuras 6.20 e 6.21. É importante salientar que a escolha das funções de pertinência foi realizada de forma empírica por meio de vários testes. Estes testes consistiram na execução do algoritmo nas diversas situações operativas do transformador de potência. Os melhores resultados foram encontrados utilizando as funções de pertinência apresentadas nas referidas figuras.

Como supracitado, as entradas apresentadas exprimem as características básicas para a solução do problema, apesar da incerteza sobre o conteúdo harmônico refletido nas correntes. Contudo, vale comentar que em situações de correntes diferenciais indesejadas e de defeito, as formas de onda distorcidas podem provocar erros na análise de *Fourier* comumente utilizada, causando em consequência, erros na determinação dos parâmetros de entrada. Desta forma, a aplicação do AG é um fator primordial no aumento da confiabilidade do sistema de proteção desenvolvido.

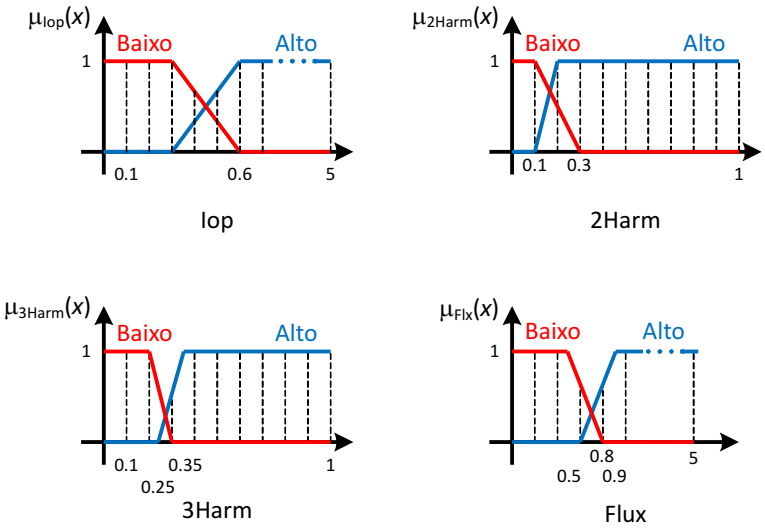


Figura 6.20: Funções de pertinência das variáveis de entrada.

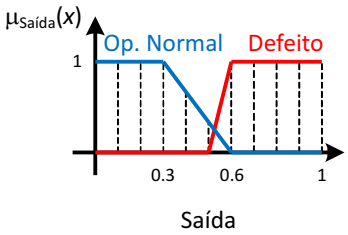


Figura 6.21: Função de pertinência da variável de saída.

6.2.1.5.2 A inferência

O processo de inferência é a parte do SF responsável por processar os dados *fuzzy* de entrada em conjunto com as regras definidas na base de conhecimento, de modo a inferir as ações de saída *fuzzy*, aplicando o operador de implicação.

A base de conhecimento utilizada neste trabalho é composta por 16 regras de inferência, as quais caracterizam o sistema proposto. Essas regras por sua vez, são formadas por duas entradas com uma respectiva saída, o que permite uma análise isolada de cada fenômeno, visto que o perfil de cada situação operativa é singular. A tabela 6.1 apresenta um sumário das regras *fuzzy* utilizadas, na qual as regras dos componentes harmônicos são apresentadas em conjunto.

De modo a exemplificar a aplicação das regras linguísticas para o algoritmo desenvolvido conforme a tabela 6.1, apresenta-se o modelo que segue.

SE o 2° harmônico é *Baixo* **E** o 5° harmônico é *Baixo* **E** a corrente de operação é *Baixa* **E** o fluxo é *Baixo*, **Então** a saída é *Operação Normal*

Tabela 6.1: Resumo das regras de inferência *fuzzy* adotadas.

Regra	2h	5h	Iop	Fluxo	Saída
1	Baixo	Baixo	Baixo	Baixo	Operação Normal
2	Baixo	Baixo	Baixo	Alto	Operação Normal
3	Baixo	Baixo	Alto	Baixo	Defeito
4	Baixo	Baixo	Alto	Alto	Defeito
5	Baixo	Alto	Baixo	Baixo	Operação Normal
6	Baixo	Alto	Baixo	Alto	Operação Normal
7	Baixo	Alto	Alto	Baixo	Operação Normal
8	Baixo	Alto	Alto	Alto	Defeito
9	Alto	Baixo	Baixo	Baixo	Operação Normal
10	Alto	Baixo	Baixo	Alto	Operação Normal
11	Alto	Baixo	Alto	Baixo	Operação Normal
12	Alto	Baixo	Alto	Alto	Defeito
13	Alto	Alto	Baixo	Baixo	Operação Normal
14	Alto	Alto	Baixo	Alto	Operação Normal
15	Alto	Alto	Alto	Baixo	Operação Normal
16	Alto	Alto	Alto	Alto	Operação Normal

No módulo *fuzzy* do sistema de proteção apresentado neste trabalho, aplicou-se o operador MAX-MIN para a composição das inferências, uma vez que este apresenta dois fundamentos essenciais para aplicações em tempo real: baixo esforço computacional e um rápido processamento (Zimmermann, 1996).

6.2.1.5.3 A defuzzificação

A defuzzificação é a etapa do sistema *fuzzy* que informa o resultado ponderado de todas as entradas, isto é, fornece um valor numérico para a saída, o qual será utilizado para determinar a aplicação do sinal de disparo (*trip*) ou de bloqueio do disjuntor.

Dentre as diversas técnicas de defuzzificação disponíveis, este trabalho utilizou o método do centro de massa, pois ele é o método que melhor pondera as entradas apresentadas ao SF. O centro de área foi calculado por (Zimmermann, 1996):

$$CDA = \frac{\sum_{k=1}^{N} \mu_c(V_k)V_k}{\sum_{k=1}^{N} \mu_c(V_k)}, \tag{6.14}$$

na qual N é o número de discretizações do universo de discurso do conjunto resultante das regras ativas (C) e μ é o valor da função de pertinência no ponto desejado.

Vale destacar que para este trabalho, o SF aplicado na proteção do transformador de potência foi baseado na biblioteca conhecida como *Fuzzy Inference System Professional* (FisPro), desenvolvida por Guillaume *et al.* (2002) através da POO na linguagem "C++" e disponibilizada gratuitamente pelo Departamento de Matemática e Informática Aplicada do Instituto Nacional de Pesquisa Agronômica Francês (MIA-INRA). A figura 6.22 apresenta a hierarquia de classes

simplificada da FisPro, cujos blocos representam as principais funções de cada classe, de acordo com a função que esta representa. A classe *RULE*, por exemplo, é responsável pela base de conhecimento do SF. Nesta estão armazenadas as regras e mecanismos de inferência.

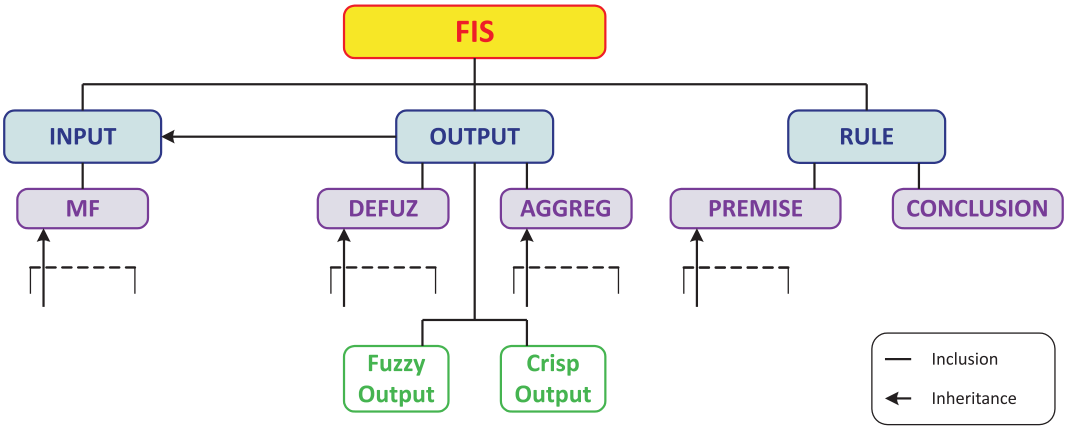


Figura 6.22: Hierarquia das principais classes do FisPro.
Fonte: Guillaume *et al.* (2002).

6.2.1.6 A tomada de decisão

A tomada de decisão é o módulo do sistema de proteção que verifica se o sinal de abertura (*trip*) do disjuntor deve ser enviado ou se este deve ser bloqueado. Tal procedimento é baseado na verificação do valor monofásico de saída do sistema *fuzzy* em relação a um limiar de bloqueio pré-estabelecido, bem como na confirmação desta condição por três vezes consecutivas. Sendo assim, se a saída *fuzzy* for maior que 0,5, um contador (ctr_k) será incrementado e, quando este for superior a 3, com base em três respostas consecutivas, o relé enviará um sinal de abertura para os disjuntores associados, conforme ilustra a Figura 6.23. É importante enfatizar que a tomada de decisão, bem como o contador, são processados monofasicamente.

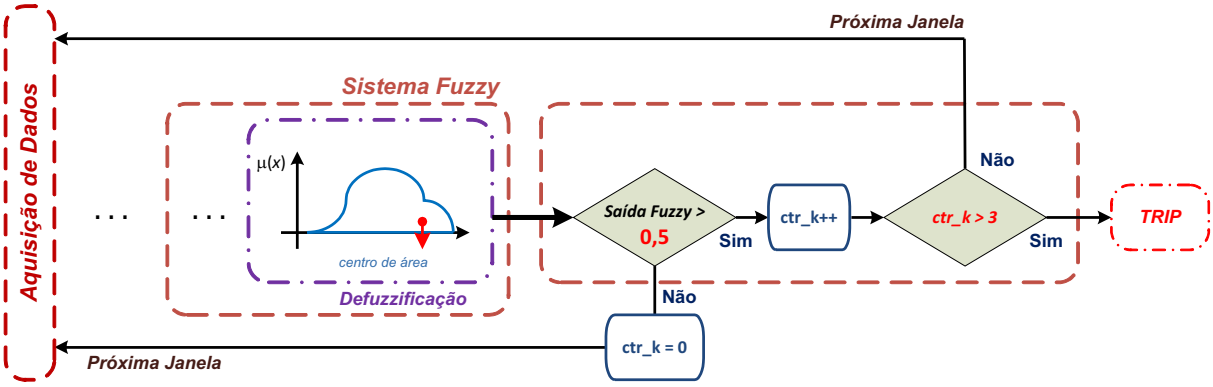


Figura 6.23: Fluxograma da tomada de decisão do algoritmo ProtAGH.

6.2.2 A técnica de proteção utilizando as componentes de Clarke

O segundo sistema de proteção desenvolvido utilizou os modos aéreos e terrestre, provenientes da transformada de Clarke, como pré-processamento para um SF especialista e foi denominado neste trabalho como Algoritmo de Proteção para Transformadores de Potência utilizando as Componentes *Alpha*, *Beta* e Zero (Prot-$\alpha\beta 0$). A figura 6.24 exibe o fluxograma simplificado do algoritmo diferencial Prot-$\alpha\beta 0$, incluindo as suas diversas partes constituintes.

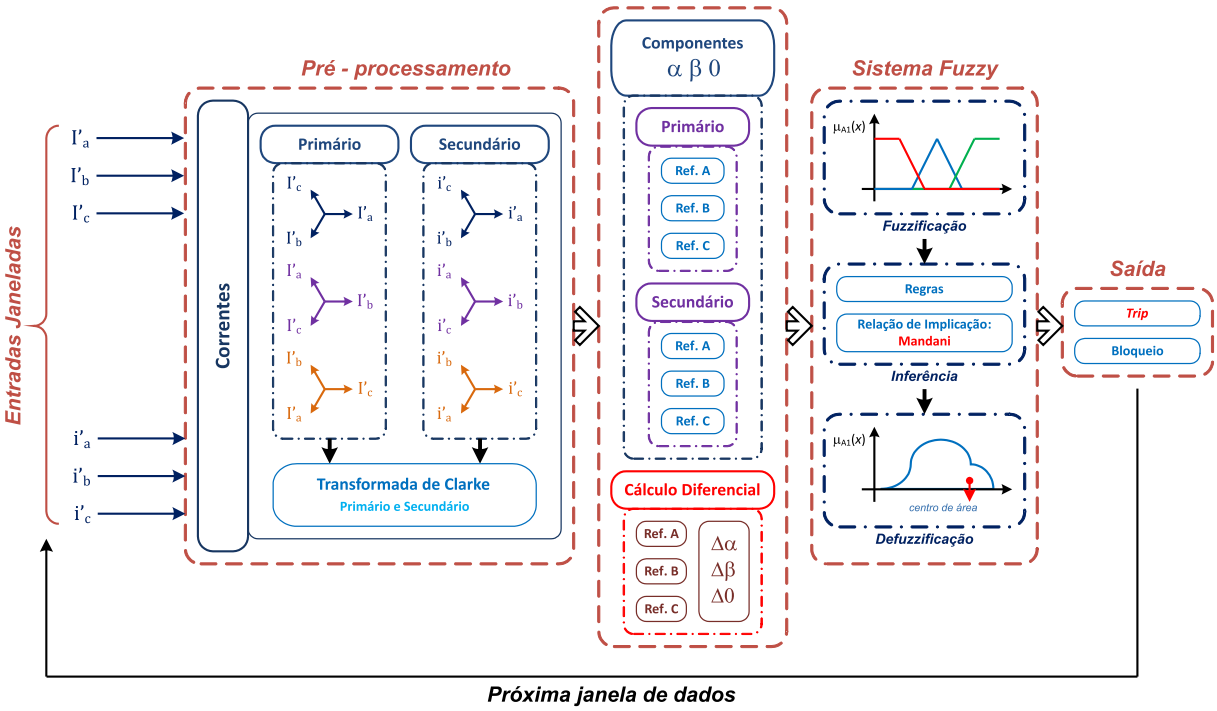


Figura 6.24: Diagrama do sistema do Prot-$\alpha\beta 0$.

6.2.2.1 Pré-processamento: Transformada de Clarke

Após a aquisição de dados, o estágio de pré-processamento é executado para obtenção dos sinais desacoplados que serão apresentados ao SF. Tal pré-processamento é realizado pela aplicação da Transformada de Clarke nas correntes trifásicas provenientes de ambos os lados do transformador protegido. A equação 6.15 ilustra como este procedimento foi realizado (Das, 2002).

$$\begin{bmatrix} I_{\alpha_\rho}(k) \\ I_{\beta_\rho}(k) \\ I_{0_\rho}(k) \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I'_\rho(k) \\ I'_{\rho+120^\circ}(k) \\ I'_{\rho-120^\circ}(k) \end{bmatrix} \tag{6.15}$$

na qual ρ é a fase da corrente de referência e k é o número da amostra do sinal discreto. É importante enfatizar que diferente de outras matrizes de desacoplamento, a Transformada de Clarke pode ser aplicada tanto em valores instantâneos quanto em fasores (Díaz *et al.*, 2005), o que possibilitou uma redução do esforço computacional, já que os fasores não são calculados para o Prot-$\alpha\beta 0$.

A principal função da Transformada de Clarke no algoritmo Prot-$\alpha\beta 0$ é auxiliar no processo de discriminação das condições operativas dos transformadores de potência sem a utilização dos componentes harmônicos, ou seja, eliminando as imprecisões provenientes do processo de estimação. Outro aspecto relevante que deve ser abordado é a alteração da referência dos sinais de entrada para a aplicação da Transformada de Clarke. Esta modificação permite que todas as fases sejam analisadas igualmente, já que a matriz de transformação pondera diferentemente as fases analisadas. Embora o procedimento tenha modificado a fase de referência, este não promoveu modificação na matriz de transformação, pois a sequência de fase é mantida.

Após a estimação de todos os componentes harmônicos, calculou-se as componentes diferenciais $\Delta\alpha$, $\Delta\beta$ e $\Delta 0$ das correntes de entrada, conforme as equações 6.16, 6.17 e 6.18.

$$\Delta\alpha_\rho = \left| \sum_{k=0}^{N} I_{\alpha_\rho}(k) + i_{\alpha_\rho}(k) \right| \tag{6.16}$$

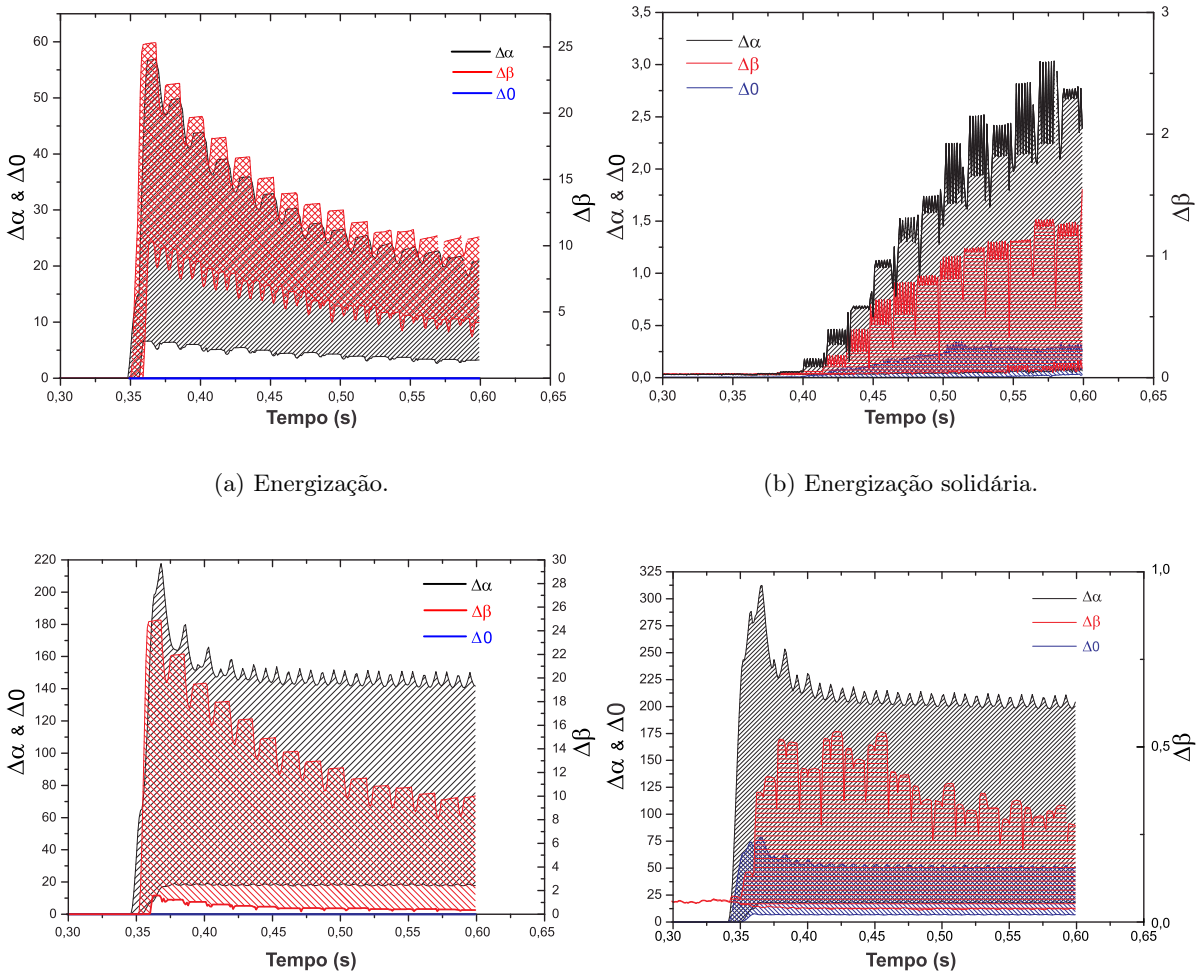
$$\Delta\beta_\rho = \left| \sum_{k=0}^{N} I_{\beta_\rho}(k) + i_{\beta_\rho}(k) \right| \tag{6.17}$$

$$\Delta 0_\rho = \left| \sum_{k=0}^{N} I_{0_\rho}(k) + i_{0_\rho}(k) \right| \tag{6.18}$$

sendo $I_\alpha(k)$, $I_\beta(k)$, $I_0(k)$, $i_\alpha(k)$, $i_\beta(k)$ e $i_0(k)$ as componentes α-β-0 das correntes do primário e secundário do transformador protegido, respectivamente, e N o número de amostras da janela que está sendo analisada.

A figura 6.25 apresenta as componentes diferenciais obtidas pela aplicação da Transformada de Clarke em várias condições de operação do transformador de potência. Os eixos das ordenadas e das abcissas dos gráficos indicam o tempo em segundos e as componentes diferenciais de Clarke de acordo com as equações 6.16, 6.17 e 6.18 após 65 simulações computacionais, respectivamente.

É factível mencionar que as componentes diferenciais $\Delta\alpha$, $\Delta\beta$ e $\Delta 0$ na condição de regime foram aproximadamente nulas, e que o intervalo de variação destas depende de cada situação em específico, conforme ilustra a figura 6.25. Desta forma, os fenômenos observados nos transforma-



(a) Energização.

(b) Energização solidária.

(c) Energização sob defeito interno.

(d) Defeito interno.

Figura 6.25: Diferencial das componentes α-β-0 em várias condições operativas.

dores de potência podem ser discriminados por um SF.

6.2.2.2 O sistema *fuzzy*

O sistema *fuzzy* utilizado no Prot-$\alpha\beta$0 teve como objetivo ponderar as incertezas das componentes diferenciais de Clarke sem a perda de informação durante o processamento, bem como o de determinar a condição de defeito mais rápido e confiável que a técnica convencional utilizada para este propósito, ou seja, a proteção diferencial percentual com restrição harmônica. A figura 6.26 ilustra o SF utilizado no Prot-$\alpha\beta$0.

Após a determinação da diferencial das componentes de Clarke, utilizou-se o processo de fuzzificação para converter cada valor *crisp* obtido em um termo linguístico equivalente associado

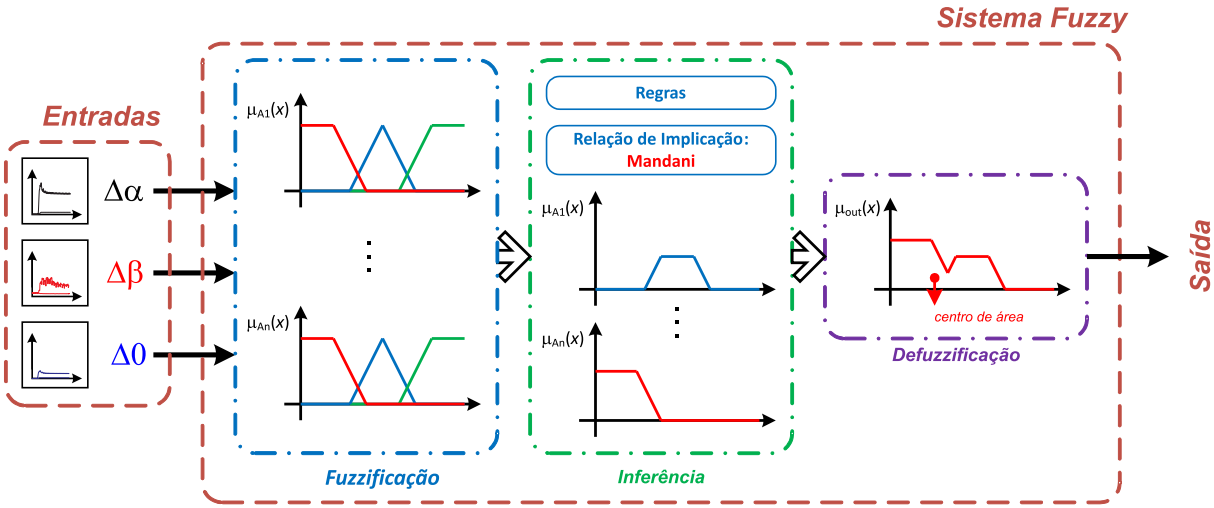


Figura 6.26: Diagrama do sistema *fuzzy* usado no Prot-$\alpha\beta$0.

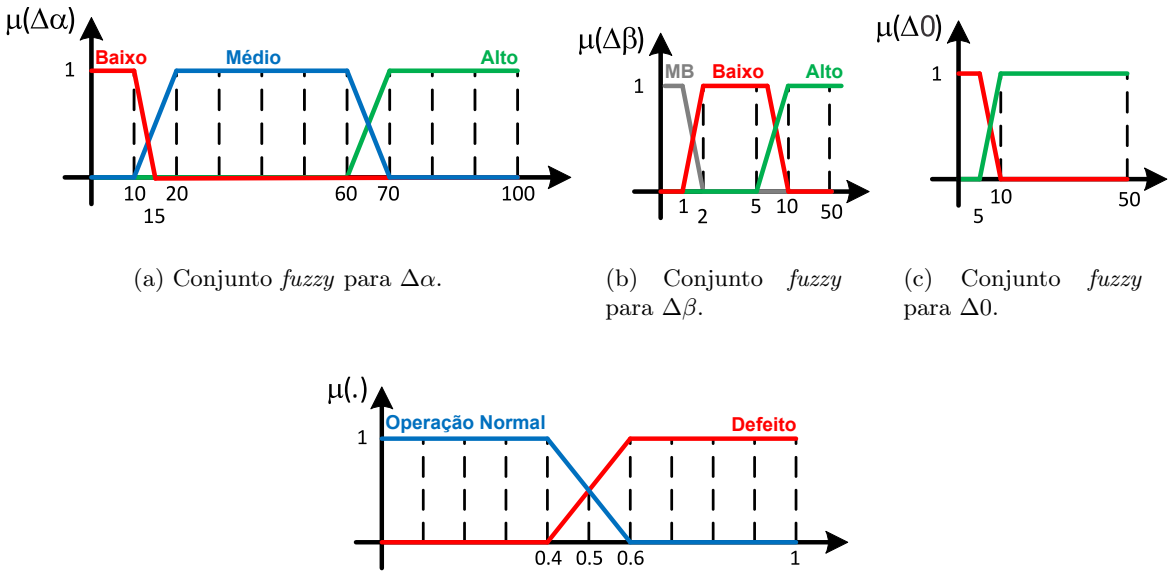
ao grau de pertinência. Assim, as componentes diferencias $\Delta\alpha$, $\Delta\beta$ e Δ0 formaram as entradas do SF do Prot-$\alpha\beta$0. A figura 6.27 apresenta as funções de pertinência das variáveis de entrada e de saída, respectivamente. Cabe comentar que estas funções de pertinência das variáveis de entrada foram determinadas a partir da figura 6.25.

O Prot-$\alpha\beta$0 utilizou 18 regras para identificar dentre as duas condições de operação dos transformadores de potência: operação normal ou de defeito interno. Estas regras foram inferidas através da relação de implicação *Mandani*, e um resumo das quais foram utilizadas neste módulo de proteção, é apresentado na tabela 6.2.

Tabela 6.2: Resumo das regras *fuzzy* utilizadas no Prot-$\alpha\beta$0

Regras	**Entradas**			**Saída**
	$\Delta\alpha$	$\Delta\beta$	Δ0	
1	Alto	Muito Baixo	Baixo	Defeito
2	Alto	Muito Baixo	Alto	Defeito
3	Alto	Baixo	Baixo	Defeito
4	Alto	Baixo	Alto	Defeito
5	Alto	Alto	Baixo	Defeito
6	Alto	Alto	Alto	Defeito
7	Médio	Muito Baixo	Baixo	Defeito
8	Médio	Muito Baixo	Alto	Defeito
9	Médio	Baixo	Baixo	Operação Normal
10	Médio	Baixo	Alto	Defeito
11	Médio	Alto	Baixo	Operação Normal
12	Médio	Alto	Alto	Operação Normal
13	Baixo	Muito Baixo	Baixo	Operação Normal
14	Baixo	Muito Baixo	Alto	Operação Normal
15	Baixo	Baixo	Baixo	Operação Normal
16	Baixo	Baixo	Alto	Operação Normal
17	Baixo	Alto	Baixo	Operação Normal
18	Baixo	Alto	Alto	Operação Normal

A etapa de defuzzificação utilizada no Prot-$\alpha\beta$0 é a mesma que foi apresentada anteriormente no ProtAGH, incluindo a biblioteca em linguagem de programação "C++" aplicada. Para exem-



(a) Conjunto *fuzzy* para $\Delta\alpha$.

(b) Conjunto *fuzzy* para $\Delta\beta$.

(c) Conjunto *fuzzy* para $\Delta 0$.

(d) Conjunto *fuzzy* de saída.

Figura 6.27: Funções de pertinência das variáveis linguísticas.

plificar o resultado da defuzzificação neste algoritmo, observa-se que, na condição de regime, o valor *crisp* obtido é 0,25, enquanto que em situações de defeito interno o valor resultante é 0,72.

Da mesma forma que a etapa de defuzzificação, o módulo de tomada de decisão para esta técnica foi a mesma aplicada no ProtAGH, no qual a tomada de decisão é determinada por um contador, conforme apresenta a figura 6.23.

6.3 O sistema de monitoramento

O sistema de monitoramento para transformadores de potência apresentado nesse tópico tem a finalidade de identificar e classificar os principais distúrbios observados nestes equipamentos. Tal afirmativa corrobora com o fato de que muitos eventos de QEE estão associados com as condições operativas às quais os transformadores estão submetidos, bem como às situações impostas pela QEE. Cita-se como exemplo a sobre-excitação, que pode ocorrer em virtude de sobretensões e/ou sub-frequências do SEP (Zheng *et al.*, 2004; Santoso *et al.*, 2000). Todavia, é importante salientar que as análises de QEE referentes aos fenômenos relacionados às tensões primárias e secundárias dos transformadores de força não fazem parte do contexto deste trabalho.

É importante destacar a escassez da literatura disponível no que tange o monitoramento dos transformadores de potência em função da QEE, o que tornou essa etapa do algoritmo bastante

promissora para futuras aplicações comerciais. A figura 6.28 apresenta o fluxograma simplificado do sistema de monitoramento para transformadores desenvolvido. Tal módulo, assim como na proteção, é monofásico, o que permite a análise das fases de forma independente.

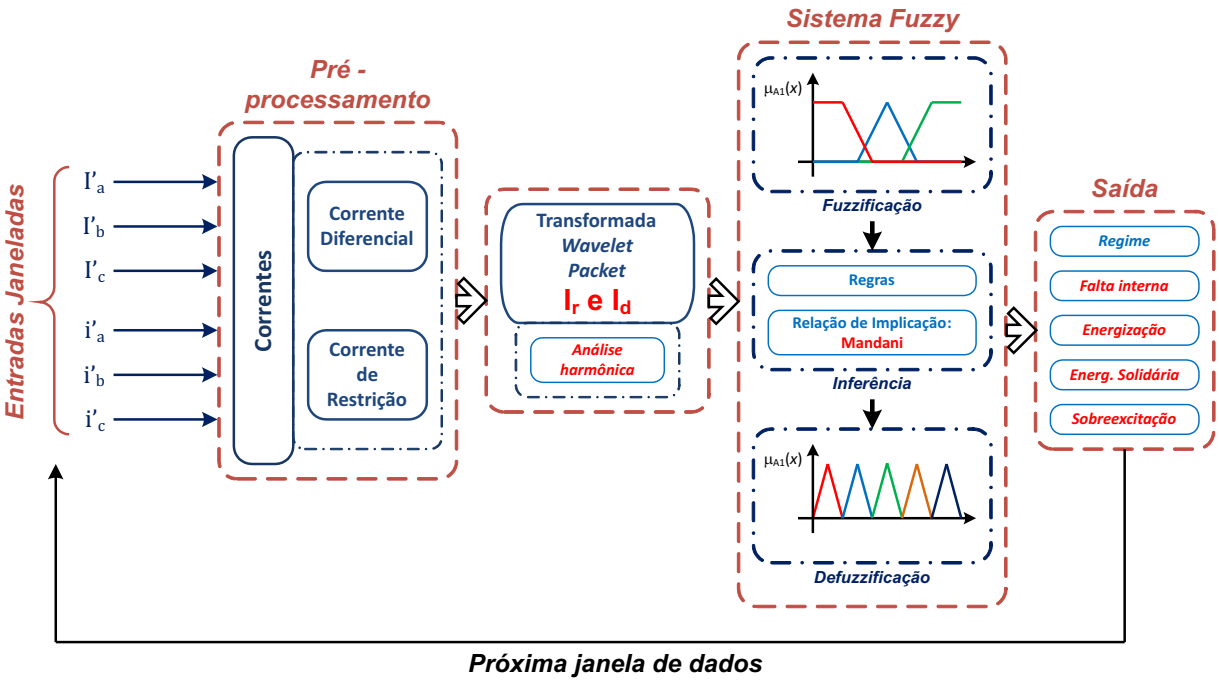


Figura 6.28: Fluxograma básico do algoritmo proposto.

6.3.1 A análise harmônica

Após o condicionamento dos sinais de corrente, conforme apresentado na seção 6.1, as correntes diferenciais (i_d) e de restrição (i_r) foram calculadas como nas equações 4.1 e 4.2. Essas correntes foram processadas pela TWP até o quarto nível, no qual foram obtidos as informações sobre os componentes harmônicos presentes nos sinais (Branco, 2009). É válido salientar que os principais eventos associados aos transformadores de potência são caracterizados até a componente harmônica de quinta ordem, sendo utilizados nessa aplicação os harmônicos de 2^a e 5ª ordem, além da componente fundamental.

A análise harmônica desenvolvida no módulo de monitoramento nesse trabalho utilizou a metodologia apresentada por Barros e Diego (2006), na qual as informações sobre os múltiplos da frequência fundamental de ordem ímpar podem ser extraídos dos sinais do SEP através da TWP. Além da técnica supracitada, o algoritmo utilizou uma adaptação elaborada por Branco (2009) que permitiu a análise dos múltiplos pares da frequência fundamental. É válido ressaltar que a aplicação da TWP requer uma taxa de amostragem do sinal adequada, visto que o nível

de decomposição é função do número de amostras disponíveis.

A figura 6.29 ilustra a aplicação da técnica supracitada em uma janela de dados com 32 amostras, na qual estão destacadas as folhas utilizadas na análise harmônica desenvolvida neste módulo do trabalho. Nesta, observa-se que o nível em destaque contempla as faixas de frequência que caracterizam os eventos a serem classificados.

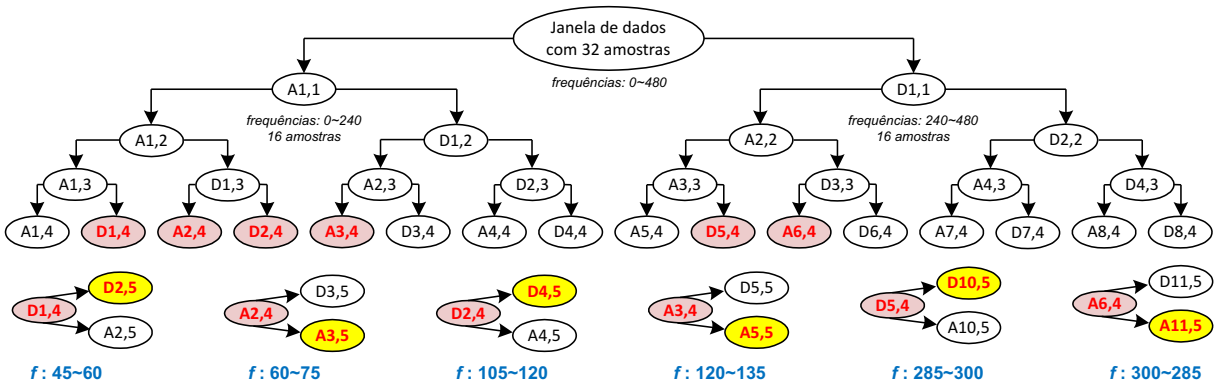


Figura 6.29: Árvore de decomposição da TWP de nível 5.

A tabela 6.3 ilustra as faixas de frequência delimitada pelas folhas da TWD utilizadas na extração do perfil harmônico dos sinais de corrente, bem como a quantidade de amostras por estas apresentadas.

Tabela 6.3: Faixas de frequência da TWP nível 5 à cada janela de dados.

Folha da TWP	**Nº de amostras**	**Faixa de frequência (Hz)**
Sinal Original	32	$0 \sim 480$
$D_{2,5}$	1	$45 \sim 60$
$A_{3,5}$	1	$60 \sim 75$
$D_{4,5}$	1	$105 \sim 120$
$A_{5,5}$	1	$120 \sim 135$
$D_{10,5}$	1	$285 \sim 300$
$A_{11,5}$	1	$300 \sim 315$

Para a obtenção dos componentes harmônicos desejadas através da TWP, conforme as metodologias supracitadas, calcula-se o valor *Root Mean Square* (RMS) das folhas que contenham a frequência desejada. Desta forma, para a estimação da componente fundamental e das harmônicas de 2^a e 5ª ordem, utilizou-se as equações (6.19), (6.20) e (6.21), respectivamente (Branco, 2009).

$$I_{Fund.} = \sqrt{\frac{(D_{2,5})^2 + (A_{3,5})^2}{2}}. \tag{6.19}$$

$$I_{2harm.} = \sqrt{\frac{(D_{4,5})^2 + (A_{5,5})^2}{2}}. \tag{6.20}$$

$$I_{5harm} = \sqrt{\frac{(D_{10,5})^2 + (A_{11,5})^2}{2}}. \tag{6.21}$$

Dentre as várias *wavelets* mães testadas de forma empírica, uma informação importante sobre a técnica destacada é que, embora a *wavelet* mãe *Vaidyanathan24* (Vd24) apresentasse melhores resultados quanto a estimação dos perfis harmônicos dos sinais, este trabalho utilizou a *Daubechies20* (*Db20*) por melhor se adequar ao SF desenvolvido (Branco, 2009; Guido *et al.*, 2009).

6.3.2 O sistema *fuzzy*

Após a obtenção das características dos sinais de entrada através da TWP foram definidas três variáveis de entrada para o SF do módulo de monitoramento. A primeira entrada (I_{drF}) tem o objetivo de informar ao sistema especialista se o transformador monitorado está sob alguma condição operativa que produza correntes diferenciais. Assim, esta variável é definida como:

$$I_{drF_\rho} = \frac{i_{dF_\rho}}{max(i_{rF_A}, i_{rF_B}, i_{rF_C})} \tag{6.22}$$

sendo i_{dF_ρ} e i_{rF_ρ} os valores RMS das componentes fundamentais da corrente diferencial e da corrente de restrição na fase ρ obtidos através da equação (6.19), respectivamente; e $max(\cdot)$ retornando o maior valor dos argumentos.

De forma análoga, obteve-se a segunda (I_{d2}) e a terceira (I_{d5}) entrada a partir da aplicação das equações (6.20) e (6.21) na corrente diferencial (i_d). Tais variáveis permitiram ponderar os perfis harmônicos das correntes do transformador para proporcionar uma melhor distinção dos possíveis fenômenos a este submetidos.

O SF deste módulo teve o objetivo de ponderar as entradas tratadas pela TW e indicar qual a condição operativa do transformador de potência. Dentre as diversas situações, o algoritmo é capaz de discriminar entre: regime permanente (Reg), energização (Ene), energização solidária (EnS), sobre-excitação(Sbe) e falta interna ao transformador protegido (FIn). A figura 6.30 mostra a estrutura do SF utilizado no monitoramento.

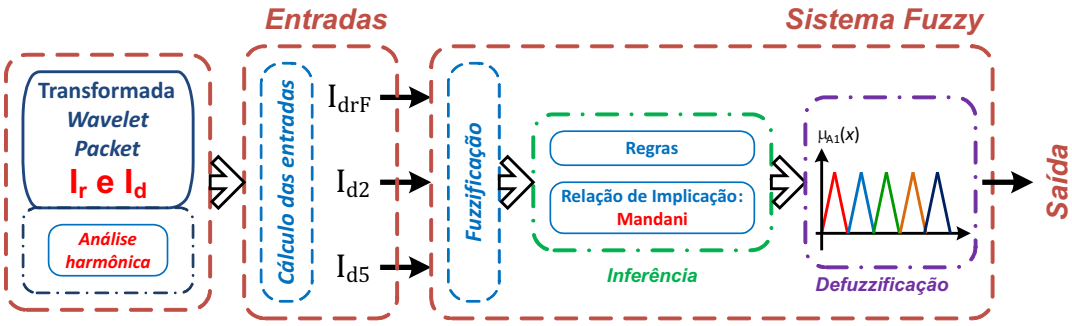


Figura 6.30: Estrutura do sistema *fuzzy* utilizado no monitoramento.

Com a definição das variáveis de entrada e dos eventos de saída, utilizou-se o conhecimento prévio dos conteúdos espectrais geralmente presentes nas diversas situações estudadas para estabelecer a base de conhecimento do SF, na qual incluem as funções de pertinência, as regras e os métodos de inferência. As figuras 6.31 e 6.32 apresentam as funções de pertinência das entradas e da saída do sistema nebuloso.

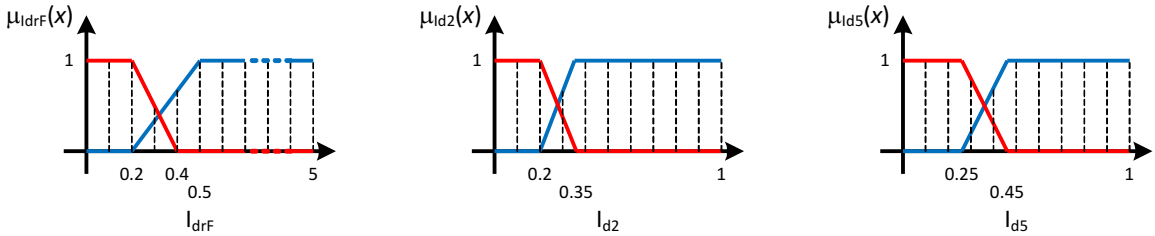


Figura 6.31: Funções de pertinência das variáveis linguísticas de entrada.

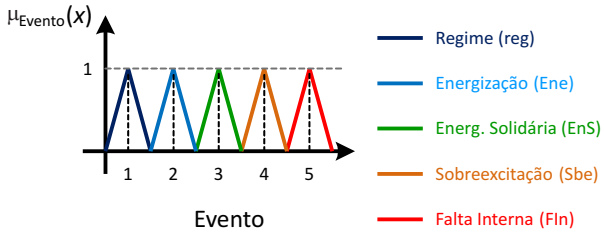


Figura 6.32: Funções de pertinência dos eventos a serem classificados.

É possível observar que cada evento classificado por um termo *fuzzy* específico, é representado por um conjunto *fuzzy* triangular único, ou seja, cada conjunto de entradas foi classificado apenas em uma única saída. A aplicação dessa metodologia na variável de saída permitiu um melhor desempenho do sistema de monitoramento, visto que o esforço computacional requerido para o processo de defuzzificação é menor.

O sistema nebuloso aplicado no monitoramento dos transformadores de potência foi constituído de 8 (oito) regras linguísticas no mesmo formato das apresentadas no sistema de proteção. Assim, as entradas podem ser ponderadas e avaliadas pelo algoritmo, que indica qual a situação

operativa que o equipamento está submetido. A figura 6.33 apresenta um resumo das regras de inferência utilizadas no monitoramento do transformador de potência.

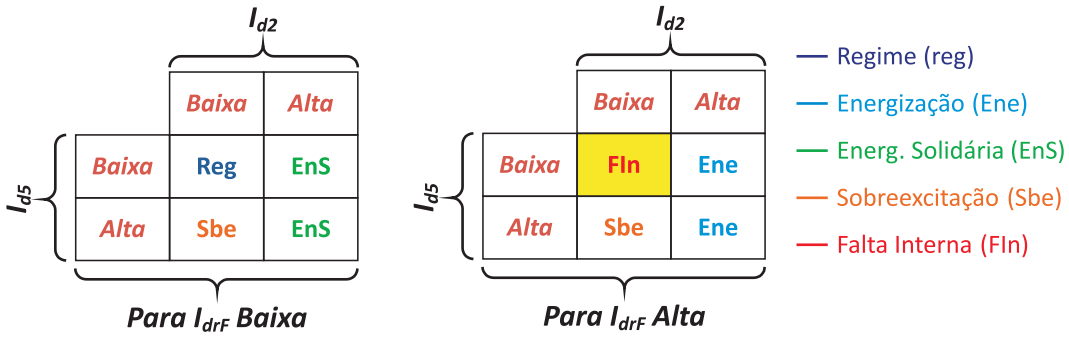


Figura 6.33: Resumo das regras de inferência *fuzzy* adotadas no monitoramento.

Embora o operador para composição das inferências neste sistema especialista seja o mesmo utilizado no sistema de proteção (MAX-MIN), para o procedimento de defuzzificação foi utilizada a técnica do último máximo, isto é, a resposta do algoritmo é fornecida pelo maior valor do domínio com máxima pertinência ao conjunto de saída. Da mesma forma que os sistemas de proteção, o módulo de monitoramento utilizou uma biblioteca em linguagem "C++" FisPro para o sistema *fuzzy* aqui implementado.

6.3.3 A classificação do evento

Esta etapa do algoritmo teve como objetivo principal expandir a classificação obtida pelo SF, permitindo que a energização sob falta também fosse contemplada nos eventos. Desta forma, o algoritmo de monitoramento tornou-se capaz de observar dentre seis eventos: regime permanente (Reg), energização (Ene), energização solidária (EnS), sobre-excitação(Sbe), falta interna ao transformador protegido (FIn) e energização sob falta (EnF).

Para a realização de tal procedimento, verificou-se a saída atual do classificador *fuzzy*. Caso a indicação fosse falta interna (saída 5 do SF), calculou-se a energia do primeiro detalhe (D1,1) da forma de onda do secundário do transformador. Sendo esta zero, o transformador estava com uma falta interna, uma vez que os transformadores de potência foram energizados a vazio. A equação (6.23) apresenta como a energia foi calculada (Hu *et al.*, 2008).

$$Energia = \sum_{n=0}^{N} x_n^2, \tag{6.23}$$

na qual n é o número da amostra do detalhe do sinal.

A figura 6.34 apresenta o fluxograma do classificador de eventos utilizado no sistema de monitoramento.

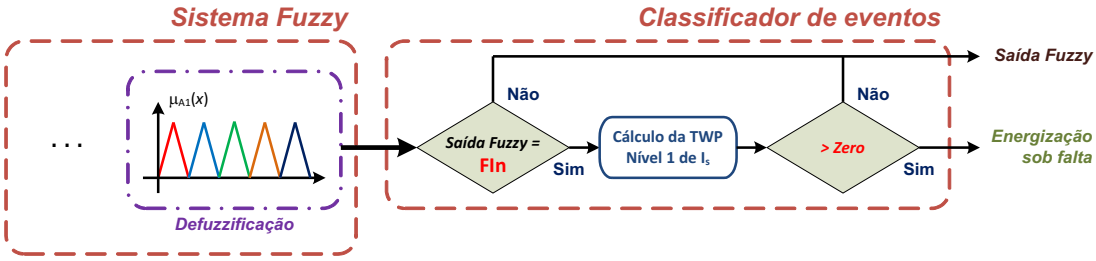


Figura 6.34: Diagrama do classificador de eventos.

6.4 Considerações sobre as técnicas desenvolvidas

Neste capítulo foram apresentadas todas as considerações e procedimentos para a implementação da proteção e monitoramento dos transformadores de potência. Estes incluem as etapas de aquisição de dados, de correção da saturação de TC e os sistemas inteligentes especializados. É importante ressaltar que as análises realizadas foram concebidas por fase, o que proporciona um melhor controle dos algoritmos propostos, bem como uma maior confiabilidade dos mesmos.

Além dos algoritmos, verificou-se a necessidade em desenvolver uma interface para permitir uma melhor interação entre os usuários e o que foi proposto. Esta interface será apresentada no capítulo que segue. Por esta será possível observar todas as facilidades de operação dos métodos apresentados neste capítulo, uma vez que o número de ajustes requeridos para a aplicação destas técnicas é reduzido.

Capítulo 7

A Implementação Computacional e a Interface Gráfica

A implementação computacional dos algoritmos propostos neste trabalho foi realizada por meio de ferramentas computacionais que permitissem a elaboração de todas as etapas apresentadas no capítulo anterior. A escolha dessas ferramentas será abordada neste capítulo, no qual, além de apresentar quais estratégias foram adotadas para realização do trabalho, apresentará também a interface gráfica desenvolvida com o intuito de facilitar a interação entre os usuários e as técnicas apresentadas.

7.1 A implementação computacional e multiplataforma

O desenvolvimento do *software* de análise das condições operativas dos transformadores (TrafoAnalyzer) teve a motivação de conter todas as etapas descritas previamente neste texto, além de permitir que o processamento fosse realizado de forma rápida, confiável e eficiente. Desta forma, dentre as diversas linguagens de programação disponíveis, optou-se pela linguagem de programação "C++", já que esta permite um melhor controle de todas as etapas desenvolvidas, a utilização de bibliotecas com funções específicas já existentes e uma melhor estruturação do código a ser implementado.

O uso de pacotes ou de bibliotecas existentes durante a elaboração do TrafoAnalyzer se justifica pela facilidade de integração dos códigos computacionais já consolidados com os novos métodos, permitindo que uma maior atenção fosse destinadas as técnicas propostas. Desta

forma, necessitou-se da utilização de alguns conceitos de POO, nos quais destacam-se (Bueno, 2003; Sebesta, 2003):

- Abstração: processo de identificação dos objetos e seus relacionamentos;
- Objeto (ou instância): entidade única que reúne atributos e métodos;
- Classe: grupo de objetos com os mesmos atributos, comportamentos e relacionamentos;
- Atributo: propriedades de um objeto que são definidas em uma classe;
- Método: descrição do comportamento ou da ação de um objeto;
- Encapsulamento: ato de esconder os dados contidos nas propriedades de uma classe;
- Herança: mecanismo de compartilhamento automático de métodos e atributos entre duas classes, e;
- Polimorfismo: habilidade pela qual uma única operação ou nome de atributo pode ser definido em mais de uma classe e assumir implementações diferentes em cada uma dessas classes.

Assim, a POO permitiu que as dificuldades de integração dos diversos módulos que constituem o TrafoAnalyzer (capítulo 6) fossem superadas e a implementação computacional obtivesse o desempenho requerido para a proteção e o monitoramento dos transformadores de potência. Outra vantagem adicional é que, em cada uma das etapas, a entrada de dados fosse realizada de forma modular e padronizada, permitindo futuras alterações e melhoramentos sem a necessidade de uma reestruturação total do código já executado.

A figura 7.1 apresenta o diagrama com as classes utilizadas no carregamento do arquivo *Common Format for Transient Data Exchange* (COMTRADE) a ser processado pelos algoritmos, exemplificando a aplicação da POO no Trafoanalyzer.

Além dos conceitos de POO, este trabalho utilizou várias diretrizes de pré-processador para a compilação condicional, cujos objetivos eram restringir as áreas dos arquivos a serem compiladas, permitindo a compilação dos algoritmos em diversas plataformas, incluindo o Microsoft Windows e o Canonical Ubuntu Linux, sem que houvesse perda de desempenho ou de compatibilidade. Assim, para obter tal resultado, o desenvolvimento necessitou de uma série de ajustes quanto a utilização de funções específicas que não são contempladas pela padronização internacional

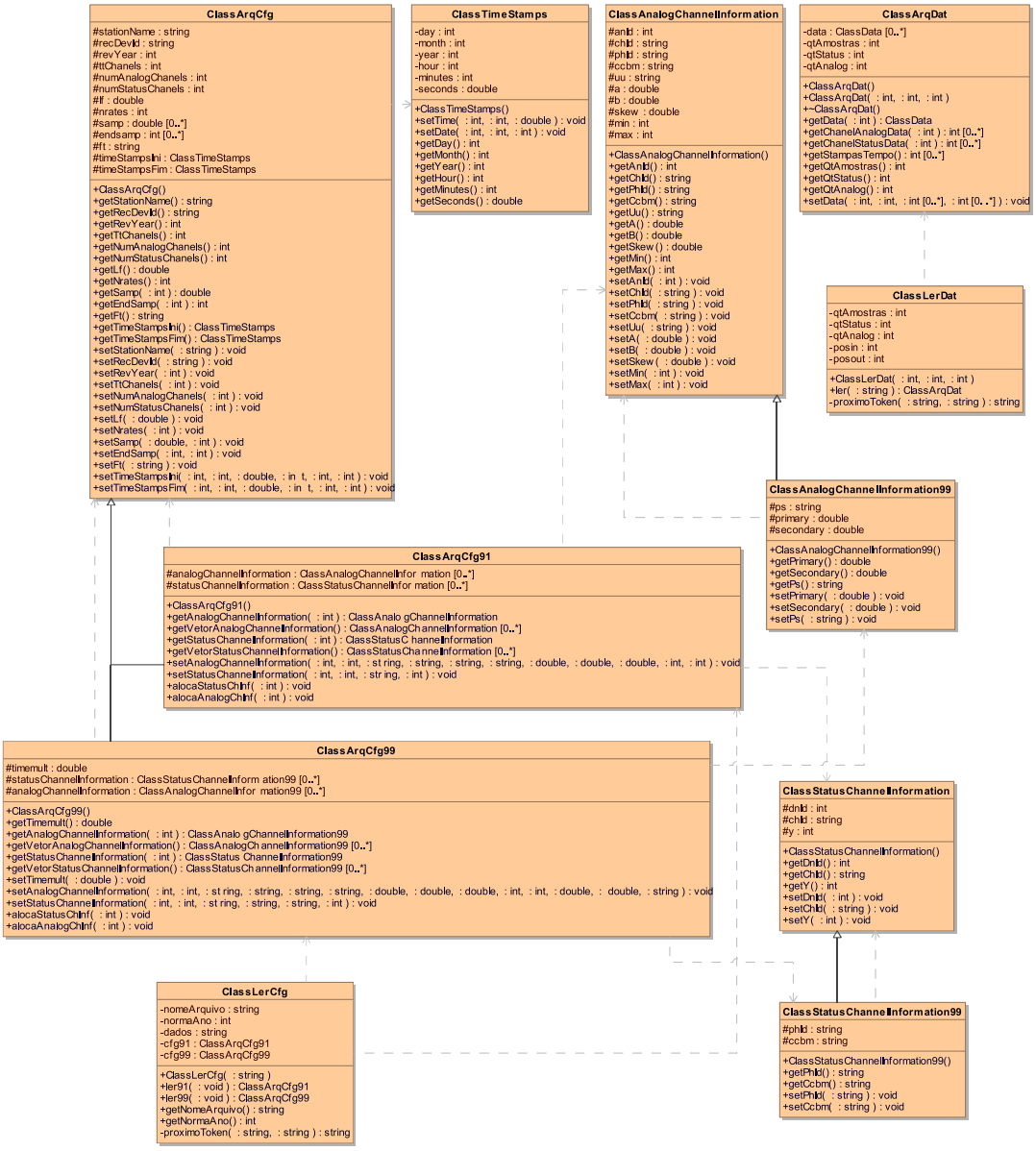


Figura 7.1: Diagrama de classes para carregamento do arquivo COMTRADE.

fornecida pela *International Organization for Standardization* (ISO) (ISO/IEC 14882, 2003), como por exemplo, a utilização de *threads*.

A figura 7.2 ilustra a classe base utilizada para a criação e controle das *threads* durante o processamento dos algoritmos com as diversas diretrizes para a compilação condicional. Nesta é possível observar que a utilização da *Application Programming Interface* (API) do Windows (Horton, 2008) ou da biblioteca *Portable Operating System Interface* (POSIX) (IEEE Std 1003.1, 2008) depende do sistema operacional ao qual o Trafoanalyzer está sendo executado.

```
#ifndef THREAD_H
#define THREAD_H

#if defined(WIN32) || defined(_WIN32) || defined(__WIN32__) || defined(__TOS_WIN__) //MS Windows
  #include <windows.h> // API do Windows
#elif defined(unix) || defined(__unix) || defined(__unix__) || defined(__APPLE__) //Canonial Ubuntu Linux
  #include <pthread.h> // Biblioteca POSIX
#endif

class Thread
{
   public:
      Thread();
      void Close();
      #if defined(WIN32) || defined(_WIN32) || defined(__WIN32__) || defined(__TOS_WIN__)
        HANDLE Start(LPVOID paramArg);
        int GetThreadID();
      #elif defined(unix) || defined(__unix) || defined(__unix__) || defined(__APPLE__)
        pthread_t Start(void * paramArg);
        pthread_t GetThreadID();
      #endif
   protected:
      virtual void Run() = 0;
      Thread *_threadObj;
      #if defined(WIN32) || defined(_WIN32) || defined(__WIN32__) || defined(__TOS_WIN__)
        DWORD threadID;
        LPVOID lpArg;
        HANDLE m_thread;
        static DWORD WINAPI ThreadProc(void* ptr);
        LPVOID Arg() const {return lpArg;}
        void setArg(LPVOID paramArg){lpArg = paramArg;}
      #elif defined(unix) || defined(__unix) || defined(__unix__) || defined(__APPLE__)
        pthread_t threadID;
        pthread_attr_t attr; //Atributos da Thread
        void * lpArg;
        int m_thread;
        static void * ThreadProc(void* ptr);
        void * Arg() const {return lpArg;}
        void setArg(void * paramArg){lpArg = paramArg;}
      #endif
};
#endif // THREAD_H
```

Figura 7.2: Classe base de controle das *threads*.

7.1.1 Processamento paralelo

Outro recurso computacional utilizado no desenvolvimento do TrafoAnalyzer que merece destaque é o processamento paralelo por múltiplas *threads*, ou seja, partes do programa são executados simultaneamente, permitindo um aumento da velocidade de processamento e, consequentemente, no desempenho. Segundo Bueno (2003), as *threads* são múltiplos caminhos de execução que rodam concorrentemente na memória compartilhada e que utiliza os mesmos recursos do *software* principal. A figura 7.3 ilustra os possíveis estados de uma *thread* durante o seu funcionamento.

É factível salientar que a utilização dessa estratégia permitiu a análise simultânea das três fases do transformador trifásico, aproximando a operação encontrada em equipamentos comerciais.

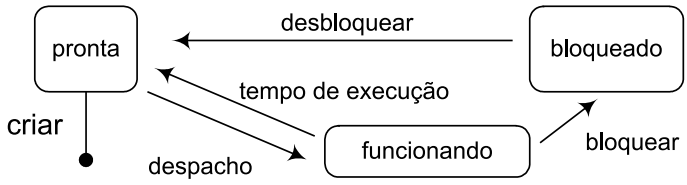


Figura 7.3: Diagrama de estados de uma *thread*.
Fonte: Bueno (2003).

Para tanto, algumas partes específicas do TrafoAnalyzer foram modeladas e implementadas com esse recurso, destacando-se: as execuções dos AGs e dos SFs utilizados, a detecção da saturação de TC pela RNA e a estimação dos componentes harmônicos por meio da TDF.

Embora o TrafoAnalyzer tenha sido desenvolvido utilizando técnicas de processamento paralelo, cabe comentar que os sistemas embarcados atuais (relés de proteção) não possuem tal característica, já que os *hardwares* não disponibilizam tal recurso.

7.2 Interface gráfica

Com o intuito de propiciar uma interação mais amigável entre os usuários e os algoritmos, para o monitoramento e a proteção dos transformadores de potência apresentados no decorrer deste trabalho, foi implementada uma interface gráfica. Além da visualização dos resultados provenientes da execução dos métodos desenvolvidos, a *Graphical User Interface* (GUI) permite que o usuário escolha o arquivo no padrão COMTRADE a ser analisado, altere algumas configurações básicas e observe as formas de ondas que foram processadas. Essa flexibilidade na utilização das ferramentas tem o objetivo de possibilitar um melhor entendimento dos fenômenos observados no equipamento protegido, bem como uma melhor divulgação dos resultados e das informações contidas neste trabalho. A disposição dos recursos disponíveis e detalhes da GUI desenvolvida serão apresentados no decorrer desta seção.

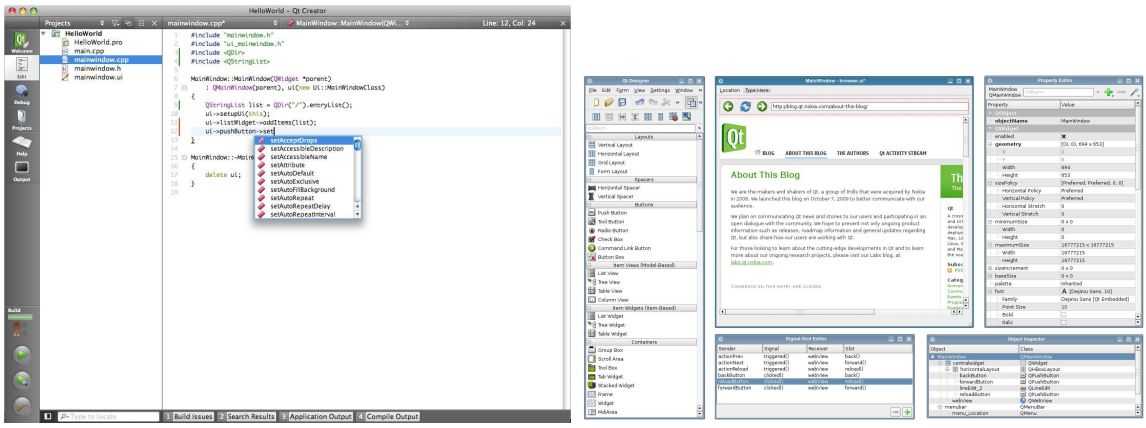
7.2.1 Ferramentas de construção da interface

A necessidade de desenvolver uma GUI amigável para as técnicas implementadas estimulou a busca de bibliotecas e de *frameworks* que auxiliassem na construção e na implementação da interface gráfica. Estas bibliotecas permitiram uma redução no tempo de desenvolvimento, uma vez que sua estrutura já disponibiliza os recursos necessários para caracterização da referida interface. Dentre as principais bibliotecas disponíveis, encontram-se: Qt (Nokia, 2010), GTK

(GTK, 2010), wxWidgets (Smart *et al.*, 2010) e Tcl (Welch *et al.*, 2003). Neste trabalho, optou-se pela utilização da biblioteca Qt, disponibilizada gratuitamente pela empresa Nokia, devido as seguintes caraterísticas:

- Ser multiplataforma, o que permite a portabilidade da aplicação desenvolvida para diversos sistemas operacionais;
- Possuir ferramentas de desenvolvimento, facilitando a implementação e correção dos algoritmos propostos;
- Ser desenvolvida em linguagem de programação "C++", o que permite sua total integração com os algoritmos desenvolvidos;
- Possuir um conjunto completo de classes e métodos prontos para serem utilizados mesmo na programação não gráfica; e
- Possuir vasta documentação sobre sua aplicação.

A figura 7.4 ilustra as duas ferramentas de desenvolvimento utilizadas para a construção da GUI apresentada neste capítulo.



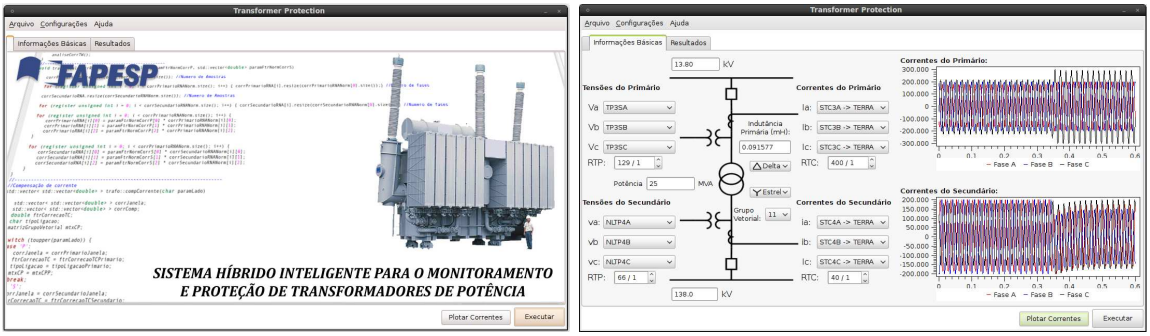
(a) Qt Creator. (b) Qt Designer.

Figura 7.4: Ferramentas de desenvolvimento para a biblioteca Qt.

A biblioteca Qt proporciona um ambiente integrado com diversos elementos visuais (*widgets*) que são combinados para criar interfaces de usuário. Os botões, os *menus*, as barras de rolagem, as caixas de mensagens e as janelas de aplicativos são todos exemplos de *widgets*, os quais fazem com que o usuário se concentre na utilização da aplicação, ao invés de cuidar dos métodos e algoritmos envolvidos na execução de determinadas ações.

7.2.2 Implementação da interface

Após a definição da biblioteca utilizada no desenvolvimento da GUI, definiu-se quais parâmetros seriam necessários para a execução dos algoritmos desenvolvidos e como estes seriam apresentados ao usuário. Desta forma, um levantamento sobre *Human Machine Interface* (HMI) foi realizado e a partir deste, optou-se por utilizar um visual similar ao encontrado em supervisórios. A figura 7.5 ilustra a interface gráfica desenvolvida, bem como as opções de entrada e de visualização dos dados.



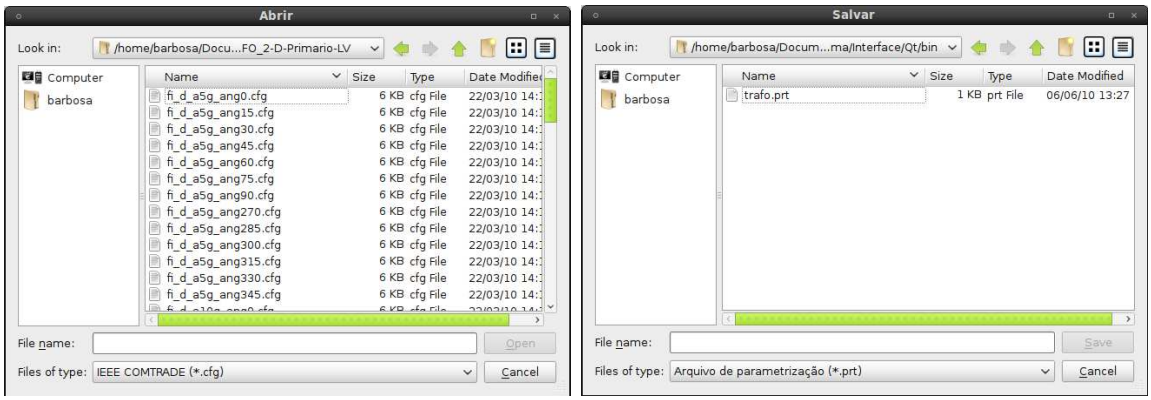
(a) Tela de entrada. (b) Tela de parametrização.

Figura 7.5: Interface gráfica desenvolvida.

É importante salientar que a GUI, apresentada na figura 7.5, proporciona ao usuário algumas facilidades, dentre as quais destacam-se:

1. Caixa de diálogo para a escolha do arquivo COMTRADE a ser analisado;
2. Carregamento automático dos canais analógicos do COMTRADE;
3. Opção para salvar as configurações definidas pelo usuário;
4. Apresentação gráfica dos resultados obtidos pelos algoritmos;
5. Opção para geração de relatório com os resultados obtidos; e
6. Todos os gráficos com *zoom* para melhor análise e visualização.

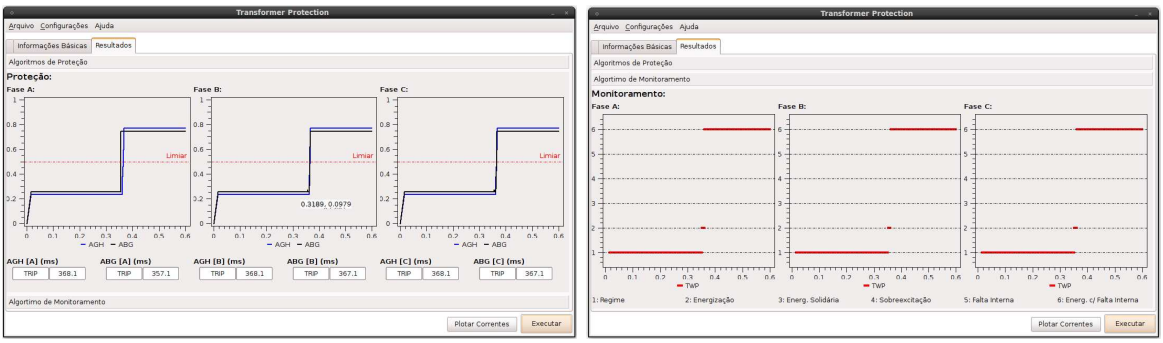
As figuras 7.6(a) e 7.6(b) apresentam as caixas de diálogos utilizadas para carregar o arquivo COMTRADE que será analisado e para salvar a configuração com a parametrização do algoritmo, respectivamente.



(a) Escolhendo o arquivo COMTRADE. (b) Salvando a parametrização dos algoritmos.

Figura 7.6: Caixas de diálogo utilizadas na interface.

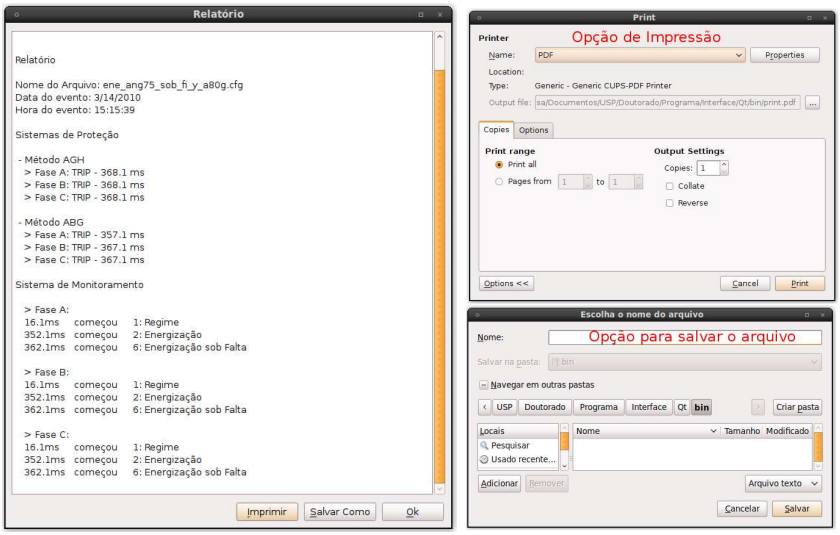
Após o carregamento do arquivo COMTRADE e a configuração dos algoritmos como saída, pode-se visualizar os resultados dos SFs dos sistemas de proteção e do monitoramento, além do instante de envio do sinal de abertura do disjuntor (*trip*), conforme ilustra a figura 7.7.



(a) Sistemas de proteção. (b) Monitoramento.

Figura 7.7: Resultados dos algoritmos desenvolvidos apresentados pela interface gráfica.

Além da visualização dos resultados, o usuário pode salvá-los em um arquivo no formato texto ou imprimí-los a partir das opções dispostas em "Gerar Relatório". O relatório gerado contém as informações das análises referentes aos algoritmos dispostos por fase, como o sinal de *trip* e a condição do transformador protegido. A figura 7.8 apresenta um exemplo de relatório gerado pela interface gráfica desenvolvida para uma energização sob defeito a 80% do enrolamento secundário.



(a) Relatório texto. (b) Opções do relatório.

Figura 7.8: Exemplo do relatório texto gerado com suas opções.

7.2.2.1 Mensagens de erro

É factível comentar que esta interface possui várias mensagens de erro e alerta, que poderão ser exibidas quando o usuário realizar alguma inclusão indevida de parâmetros de entrada e/ou operações fora da sequência. Algumas mensagens implementadas são mostradas e listadas a seguir.

A figura 7.9 ilustra uma mensagem de erro. Neste caso, um arquivo de entrada no padrão COMTRADE deve ser escolhido para sua devida leitura e utilização via interface.

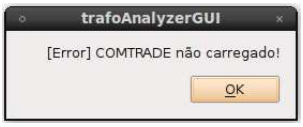


Figura 7.9: Erro: arquivo de entrada deve ser escolhido.

Já na figura 7.10, apresenta-se outra mensagem de erro devido à necessidade de executar os algoritmos antes da geração do relatório.

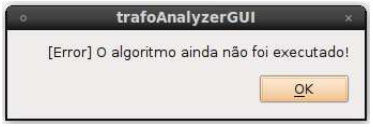


Figura 7.10: Erro: executar os algoritmos antes de efetuar esta operação.

7.3 Considerações sobre a implementação computacional e a interface gráfica

No decorrer deste capítulo foram brevemente apresentados os motivos que levaram a escolha da linguagem de programação "C++" e as estratégias utilizadas para maximizar o desempenho dos algoritmos em suas implementações, as quais incluem a adoção da POO e do processamento paralelo. Conforme apresentado, após a definição dos aspectos de implementação adotados, desenvolveu-se uma interface gráfica por meio da biblioteca Qt, cujas principais características são a disponibilidade multiplataforma e a possibilidade de incluir diversos elementos visuais.

Com o *software* TrafoAnalyzer implementado, e com a verificação dos algoritmos desenvolvidos, foi realizado uma série de testes com as diversas situações operativas dos transformadores de potência, cujos resultados são apresentados no capítulo seguinte. Os resultados, além das respostas obtidas pelos métodos propostos, ilustram também o comportamento de um relé comercial usualmente empregado para a proteção diferencial de transformadores, o que permitirá uma comparação de desempenho entre os mesmos.

Capítulo 8

Resultados dos Algoritmos para o Monitoramento e a Proteção de Transformadores de Potência

Neste capítulo são apresentados os resultados obtidos da aplicação dos algoritmos de proteção e de monitoramento para transformadores de potência em diversas condições operativas.

As metodologias desenvolvidas possuem o objetivo de classificar e avaliar se a situação operativa à qual o equipamento protegido estava submetido é adversa, uma vez que a ocorrência de correntes diferenciais é apenas um indício de uma possível ocorrência de defeito interno, mas não um fator determinante, já que existem situações na qual a corrente diferencial é observada mesmo sem faltas.

Os testes realizados utilizaram dados gerados através das simulações computacionais com o *software* ATP (Etapa A - Figura 8.1), como apresentado no capítulo 5. A figura 8.1 ilustra o fluxograma com a sequência de ações usadas para gerar os resultados apresentados neste capítulo.

Os resultados dos módulos de proteção e de monitoramento serão apresentados conjuntamente, o que permitirá a comparação dos resultados de ambos os algoritmos. Desta forma, o aplicativo deve discernir e informar a que situação operativa o transformador está submetido, seja esta adversa ou não. Assim, os testes foram reunidos em cinco grupos principais, a saber: defeitos internos, faltas externas com saturação de TC, sobreexcitação, energização e energização sob defeito.

Após a obtenção das simulações, os arquivos resultantes foram convertidos para o padrão COMTRADE (IEEE, 1999) e inseridos em um banco de dados. Desse conjunto de dados, quinze casos foram selecionados para cada um dos seis cenários de teste anteriormente apresentados.

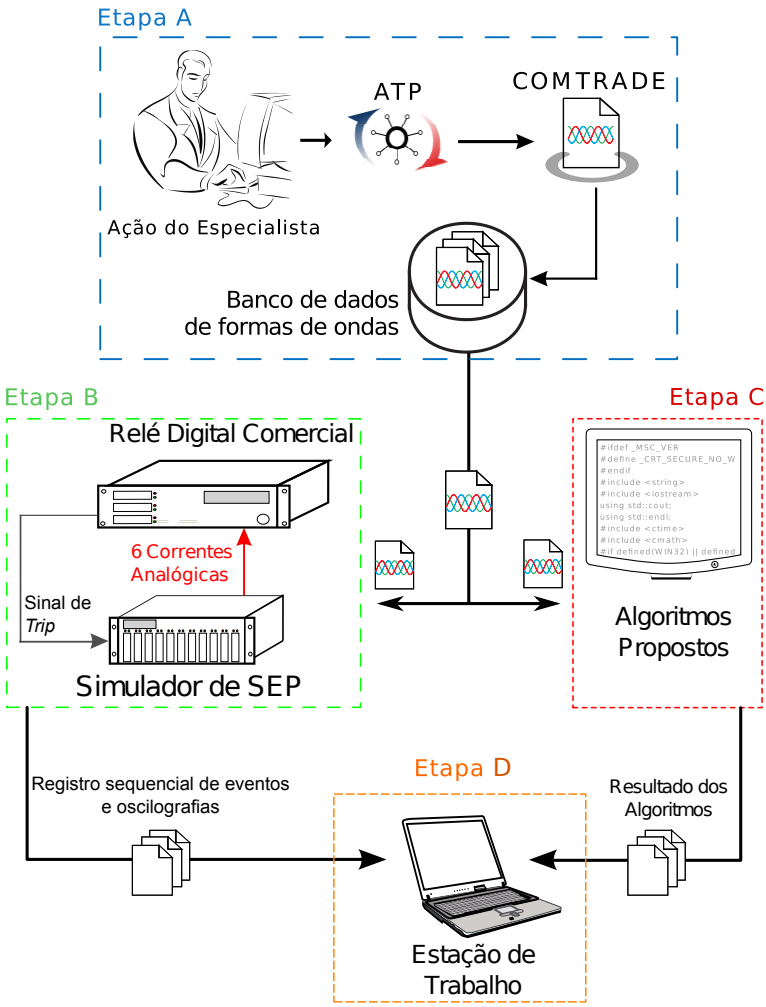


Figura 8.1: Esquema laboratorial desenvolvido.

A escolha dos casos em análise contemplou os ângulos de inserção (do defeito e/ou da energização) à 0, 45 e 90 graus tendo a fase "A" como referência, e as partições dos enrolamentos do transformador a ser protegido em 5%, 10%, 30%, 50% e 80% a partir do neutro para o enrolamento em estrela, e a partir da fase para o enrolamento em delta, formando o conjunto de dados supracitado. Tais definições permitiram a caracterização de vários fenômenos, uma vez que tanto a influência do ângulo de inserção do defeito, quanto a sua localização foram verificados. A Figura 5.17, apresentada anteriormente, ilustra as partições dos enrolamentos para a aplicação de faltas internas.

Para os resultados apresentados neste capítulo, apenas foram considerados as respostas dos

algoritmos e do relé comercial obtidas no período total da simulação, ou seja, *0,60s*. Tal fato, portanto, não considera grandes atrasos na atuação, uma vez que para tempos superiores, sistemas retaguardas de proteção já terão sido sensibilizados.

8.1 Ensaio laboratorial

A Figura 8.1 apresenta a metodologia de trabalho aplicada para o procedimento laboratorial proposto. Este arranjo experimental foi utilizado também para verificar o comportamento operativo da função ANSI 87T disponível em um relé digital comercial, em relação aos diversos eventos simulados a partir do sistema elétrico modelado. A partir destes resultados será possível uma comparação entre o relé comercial e as técnicas propostas.

Os equipamentos utilizados neste procedimento foram um simulador de sistemas elétricos de potência, um relé digital comercial e um microcomputador do tipo IBM PC. Este último foi responsável pela configuração, coleta e análise das informações processadas.

A metodologia de trabalho foi composta, basicamente, por quatro etapas distintas (Bernardes, 2006):

- Etapa A: modelagem e geração dos casos de interesse via aplicação do *sofware* ATP, bem como a formatação das situações de interesse para o padrão COMTRADE;
- Etapa B: importação das situações de interesse pelo dispositivo simulador de sistemas de potência (caixa de teste) com a consequente aplicação dessas situações ao equipamento sob teste (relé comercial);
- Etapa C: aplicação das situações aos algoritmos propostos (os dois de proteção e o de monitoramento); e
- Etapa D: avaliação das respostas decorrentes do relé comercial e dos algoritmos desenvolvidos.

O relé digital com a função ANSI 87T utilizado nos ensaios laboratoriais possui dois *slopes* na característica diferencial percentual, conforme ilustrado pela Figura 4.3 (função de sobrecorrente e esquema de proteção por terra restrito (ANSI 87G)), além dos registros oscilográficos e de eventos. Todavia, a fim de verificar o desempenho apenas da função diferencial, os seguintes ajustes foram utilizados:

Tabela 8.1: Ajustes do relé comercial diferencial.

Parâmetro	**Ajuste (Un.)**	**Parâmetro**	**Ajuste (Un.)**
RTC_p	400:1	RTC_s	40:1
I_{pkp}	0.3 (p.u.)	$I_{d_{inst}}$	8.0 (p.u.)
SLP_1	25 (%)	SLP_2	50 (%)
I_{bl}^{2h}	15 (%)	I_{bl}^{5h}	35 (%)
REF	*off*	I_{inst}	*off*
T_{slp}	3.0 (p.u.)		

Na Tabela 8.1, RTC_p e RTC_s representam a relação de transformação dos TCs do lado primário e secundário do transformador de potência, I_{pkp} é o valor de *Pick-up* (de sensibilização) do elemento diferencial, T_{slp} é o ponto de transição entre os dois *slopes*, I_{bl}^{2h} e I_{bl}^{5h} são as restrições de segunda e quinta harmônica, respectivamente, REF é a proteção de terra restrito, $I_{d_{inst}}$ é o ajuste da corrente diferencial irrestrita, SLP_1 e SLP_2 são os ajustes do primeiro e segundo *slope* e I_{inst} é o ajuste do elemento instantâneo de sobrecorrente.

8.2 As faltas internas

As faltas internas caracterizam uma condição operativa adversa, uma vez que estas provocam a degradação do transformador protegido, bem como riscos a pessoas que estiverem próximos a estes. Desta forma, o algoritmo de monitoramento funciona como uma retaguarda para o sistema de proteção principal, o que proporciona redundância e, consequentemente, maior confiabilidade.

Para tais situações, os algoritmos de proteção devem enviar o sinal de abertura dos disjuntores no menor tempo possível, e o algoritmo de monitoramento deve indicar a ocorrência de defeito interno nas análises sobre TR2E e situação de regime permanente para o transformador TR3E. Para uma melhor análise do comportamento dos algoritmos desenvolvidos, estes eventos foram divididos em duas partes principais: defeitos monofásicos a terra, envolvendo a fase "A" ,e defeitos entre espiras envolvendo a mesma fase.

8.2.1 Os defeitos fase-terra internos ao transformador

A resposta típica dos algoritmos desenvolvidos, para defeitos internos monofásicos a terra, pode ser observada na figura 8.2. Esta figura apresenta a saída *fuzzy* dos três algoritmos para um defeito interno à 5% da fase "A" do enrolamento secundário do transformador TR2E. Para esta ocorrência, o ProtAGH detectou o defeito em aproximadamente *20,10ms* e o Prot-$\alpha\beta$0 indicou-o em *13,10ms*, ilustrando o melhor desempenho dos sistemas de proteção apresentados

neste trabalho, uma vez que faltas no enrolamento estrela próximas ao neutro não são detectadas pelas técnicas tradicionais, conforme ilustra a figura 8.3. É importante salientar que os tempos de atuação apresentados são determinados após as três confirmações consecutivas dos algoritmos de proteção e que os defeitos apresentados neste trabalho são sustentados, ou seja, são mantidos mesmo com a atuação dos algoritmos.

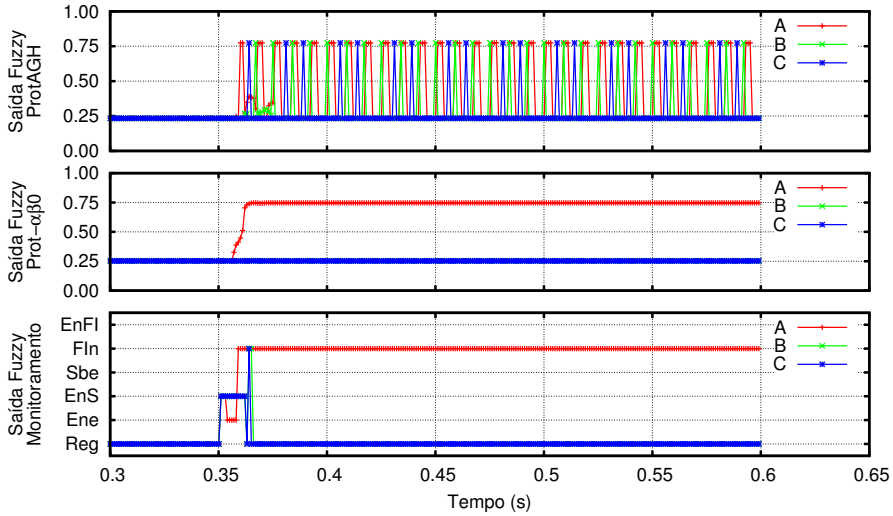


Figura 8.2: Saída dos algoritmos desenvolvidos para um defeito interno à 5% do enrolamento secundário na fase "A".

Os canais digitais com o comportamento do relé comercial utilizado na comparação dos resultados são apresentados na figura 8.3, na qual é factível verificar que nenhum bloqueio ou elemento diferencial foi sensibilizado. Nesta figura, pode ser observado os bloqueios por fase de segundo ($2h\ A$, $2h\ B$ e $2h\ C$) e quinto ($5h\ A$, $5h\ B$ e $5h\ C$) harmônicos e a atuação do equipamento pela corrente diferencial percentual por fase ($IdpA\ OP$, $IdpB\ OP$, $IdpC\ OP$ e $Idp\ OP$).

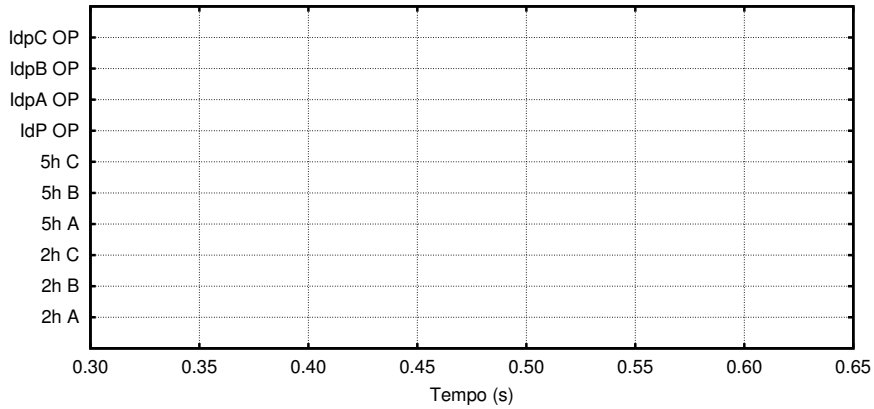


Figura 8.3: Canais digitais do relé comercial para um defeito interno à 5% do enrolamento secundário na fase "A".

A falha da metodologia tradicional pode ser explicada pela existência de apenas uma pequena alteração no comportamento das correntes observadas no transformador protegido. Tal fato pode ser observado na figura 8.4, na qual as amplitudes das correntes no primário e no secundário quase não sofrem alterações, o que implica em uma grande dificuldade na detecção deste.

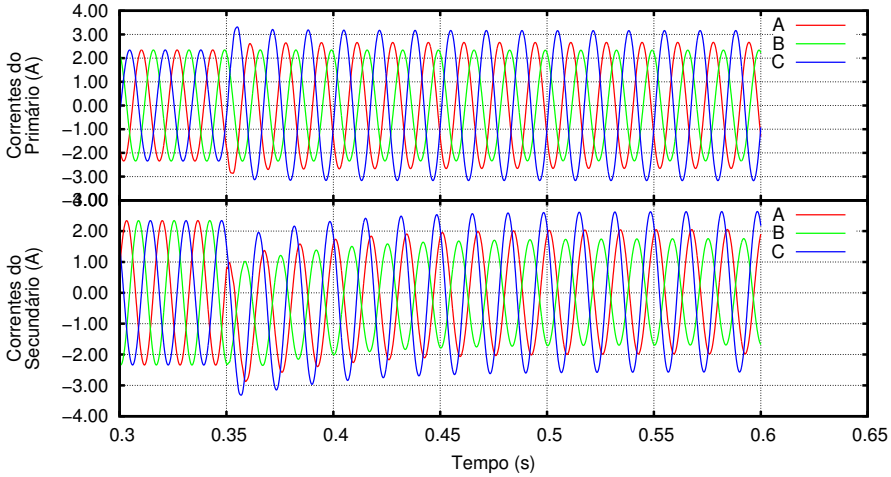


Figura 8.4: Correntes do transformador para um defeito interno à 5% do enrolamento secundário na fase "A".

Além do aumento da cobertura do enrolamento protegido, os algoritmos propostos apresentaram uma maior velocidade na resposta para os defeitos monofásicos internos. A tabela 8.2 apresenta o tempo de operação das técnicas propostas e do relé comercial testado, respectivamente, para todas as situações de defeitos internos fase terra testadas. Os resultados apresentam o tempo de operação máximo (MaxT) e mínimo (MinT), o tempo de operação médio (AvrgT) e o desvio padrão do tempo de operação (DevT) para os casos de testes repetidos (reapresentados) por dez vezes. É importante observar que os erros relativos ao equipamento comercial estão associados a defeitos próximos ao final do enrolamento, ou seja, que afetam menos que 10% do enrolamento estrela.

Tabela 8.2: Resumo estatístico dos testes para defeitos internos à terra.

Tempo de Atuação	**ProtAGH**	**Prot-$\alpha\beta 0$**	**Relé 87T**
AvrgT (ms)	13,57	6,45	24,34
MaxT (ms)	25,66	12,27	27,00
MinT (ms)	7,43	3,27	22,00
DevT (ms)	4,81	2,65	1,34
Erro (%)	0,00	0,00	20,00

Assim como os sistemas de proteção, o algoritmo de monitoramento apontou corretamente a ocorrência de todas as situações avaliadas e com um tempo médio de detecção do defeito de *12,50ms*. Contudo, esta indicação teve sempre um atraso médio de aproximadamente *12ms* em

relação ao instante de inserção do defeito no transformador protegido. Neste pequeno período, as amostras foram classificadas como sobreexcitação ou como energização. Isto não foi considerado como um erro, pois é uma característica das situações de falta interna o aparecimento de componentes harmônicos diferentes da fundamental durante um pequeno intervalo de tempo após o início da situação de defeito.

Os algoritmos também foram avaliados em relação a defeitos internos bifásicos, nos quais os resultados obtidos demonstraram a confiabilidade dos métodos propostos, já que estes verificaram corretamente os eventos com tempos de atuação similares ao obtidos nas faltas internas monofásicas. A tabela 8.3 apresenta o resumo estatístico dos testes realizados.

Tabela 8.3: Resumo estatístico dos testes para defeitos internos bifásicos à terra.

Tempo de Atuação	**ProtAGH**	**Prot-$\alpha\beta 0$**	**Relé 87T**
AvrgT (ms)	11,05	9,01	23,95
MaxT (ms)	18,10	15,27	26,30
MinT (ms)	6,10	6,10	22,10
DevT (ms)	2,95	2,89	1,03
Erro (%)	0,00	0,00	0,00

Uma observação importante sobre as tabelas com os resumos estatísticos dos resultados, é o desvio padrão (DevT) obtido pelo relé comercial, que apresentou o valor mais baixo, ilustrando uma reposta mais uniforme do algoritmo comercial aos desenvolvidos.

8.2.2 Os defeitos internos entre espiras da mesma fase do transformador

Para os defeitos internos entre espiras de uma mesma fase, as metodologias de proteção e de monitoramento propostas atuaram corretamente para todas as situações testadas. As figuras 8.5 e 8.6 ilustram os resultados típicos obtidos pelos algoritmos desenvolvidos e pelo equipamento comercial utilizado para comparação, respectivamente. Após a análise da figura 8.6, verificou-se que houve o o aparecimento do bloqueio de segundo harmônico no equipamento comercial, provocando um eventual atraso no envio do sinal de abertura do disjuntor. É factível verificar que apesar de todas as simulações acabarem em *0,60s*, os canais digitais do relé 87T ainda apresentaram respostas, devido ao transitório provocado pelo fim da simulação. Além disso, verifica-se o aparecimento do bloqueio de 2º harmônico e do surgimento de corrente diferencial na fase "C". Este fato pode ser associado aos enrolamentos Δ-Y do transformador utilizado, uma vez que defeitos na fase "A" do enrolamento secundário em estrela reflete no enrolamento entre as fases "A" e"C" do enrolamento em delta.

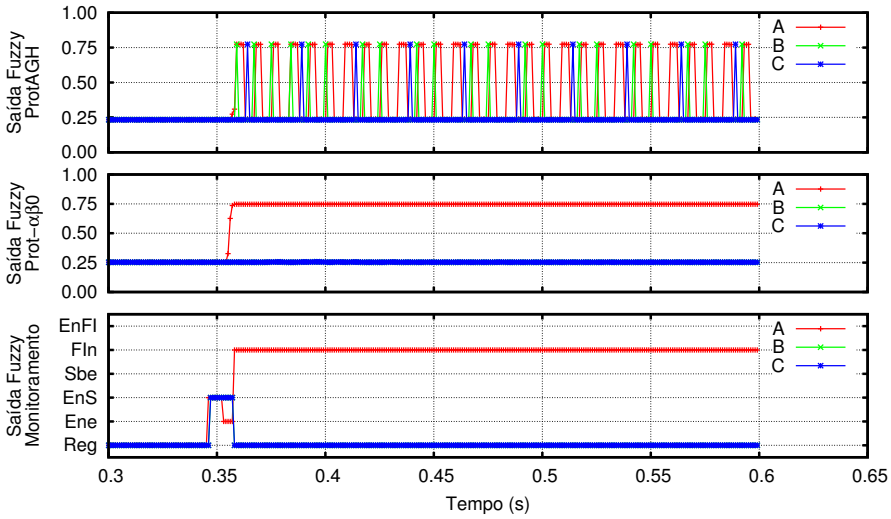


Figura 8.5: Saída dos algoritmos desenvolvidos para um defeito envolvendo as espiras a 10% e 5% do enrolamento secundário da fase "A".

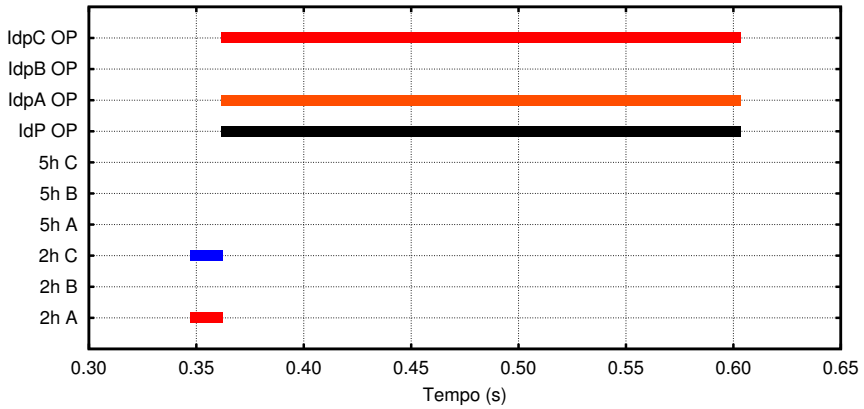


Figura 8.6: Canais digitais do relé comercial para um defeito envolvendo as espiras a 10% e 5% do enrolamento secundário da fase "A".

A partir das figuras supracitadas, apesar da oscilação apresentada pelo ProtAGH, observa-se que as metodologias apresentaram repostas mais rápidas que o relé comercial. Tal fato é confirmado por meio da tabela 8.4, que apresenta o resumo estatístico dos testes realizados para esta situação operativa.

É importante verificar que assim como nas situações de defeitos internos monofásicos para terra, o sistema de monitoramento apresentou um atraso de 12 à 16ms para informar corretamente a situação operativa. Todavia, o atraso apresentado não comprometeu o resultado, já que o período é pequeno e menor que o observado no equipamento comercial.

Tabela 8.4: Resumo estatístico dos testes para defeitos internos entre espiras.

Tempo de Atuação	**ProtAGH**	**Prot-$\alpha\beta 0$**	**Relé 87T**
AvrgT (ms)	12,12	7,12	24,08
MaxT (ms)	18,04	12,27	26,80
MinT (ms)	8,35	4,10	21,30
DevT (ms)	2,44	2,13	1,33
Erro (%)	0,00	0,00	0,00

8.3 A sobreexcitação

Na condição de sobreexcitação, os algoritmos apresentaram suas respostas conforme o esperado. Ou seja, os algoritmos de proteção bloquearam o envio do sinal de abertura do disjuntor, e a técnica de monitoramento classificou corretamente o evento. Todavia, é importante informar que o sistema de monitoramento não conseguiu detectar as sobreexcitações muito próximas das tensões nominais, com tensões inferiores a 125% da nominal. Nessas situações o sistema de monitoramento variou a classificação do evento entre energização solidária, regime e sobreexcitação. Este erro pode ser explicado pela similaridade nas formas de onda das correntes e pela não ocorrência de correntes diferenciais significativas. A figura 8.7 ilustra as formas de onda das correntes do primário e do secundário do transformador protegido sob uma sobreexcitação de 150%.

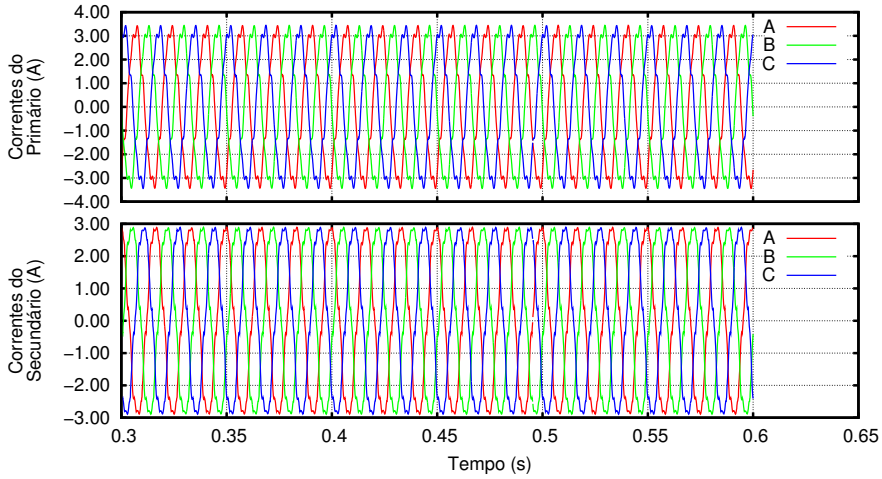


Figura 8.7: Correntes do transformador para uma sobreexcitação de 150%.

As figuras 8.8 e 8.9 ilustram as saídas dos sistemas desenvolvidos e do relé comercial 87T para uma sobreexcitação de 150%, respectivamente. Embora haja a observação de uma oscilação na saída *fuzzy* do ProtAGH, esta não é suficiente para comprometer a confiabilidade desta abordagem, já que existe a necessidade de pelo menos três confirmações sequenciais para a sua atuação e, consequentemente, a retirada do equipamento protegido do sistema de suprimento.

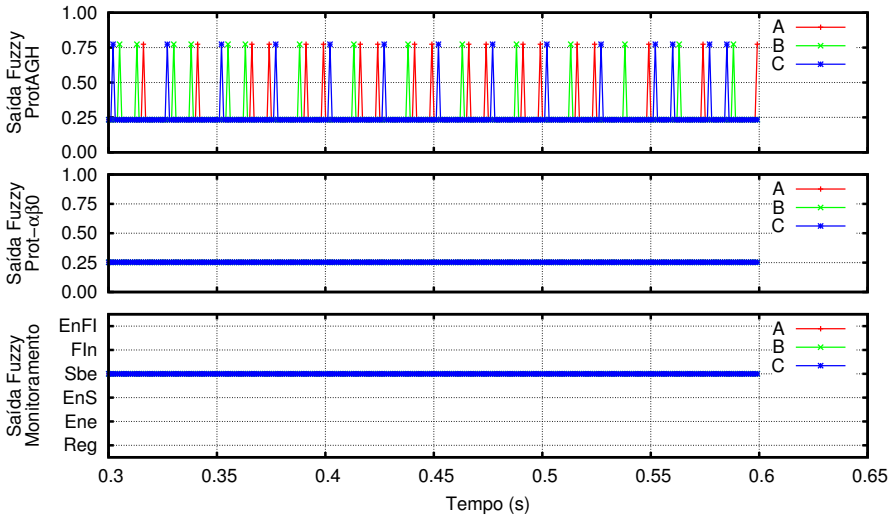


Figura 8.8: Saída dos algoritmos desenvolvidos para uma sobreexcitação de 150%.

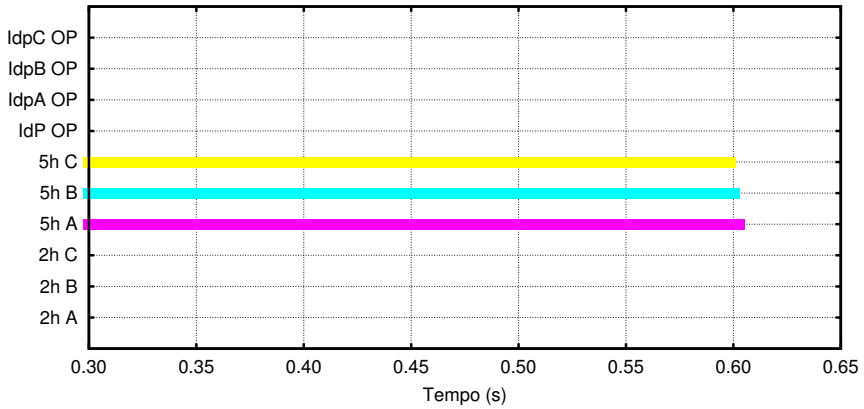


Figura 8.9: Canais digitais do relé comercial para uma sobreexcitação de 150%.

Entretanto, nas condições operativas em que a tensão de alimentação do SEP esteve entre $1,25$ e $1,68pu$ (ou 125% à 168% da nominal), o algoritmo de monitoramento indicou corretamente a sobreexcitação. Nestas situações, a corrente diferencial começou a ser caracterizada e a presença do quinto harmônico no conteúdo espectral foi evidenciado. Outro aspecto relevante a ser salientado é que o respectivo algoritmo necessitou de um ciclo de dados para que a lógica implementada percebesse esta condição operativa, ou seja, uma janela de dados teve que ser completada.

Para todas as condições de sobreexcitação apresentadas ao equipamento comercial, este não apresentou nenhuma ocorrência de sensibilização ou atuação. Como não houve nenhuma atuação nos casos de sobreexcitação, não foi possível a geração da tabela com o resumo estatístico com os tempos de atuação.

8.4 A energização

Para verificar o comportamento dos sistemas híbridos propostos frente às condições de energização simuladas, foram apresentadas quinze situações distintas, cada uma repetida dez vezes. Nestas, os algoritmos de proteção propostos, o de monitoramento e o relé comercial apresentaram respostas condizentes, ou seja, bloqueio para os ProtAGH, Prot-$\alpha\beta 0$ e relé 87T e classificação da energização para o sistema de monitoramento. As figuras 8.10 e 8.11 ilustram as formas de onda nos enrolamentos primários e secundários do transformador TR2E, bem como a saída típica dos algoritmos propostos para a situação de energização do transformador elevador TR2E.

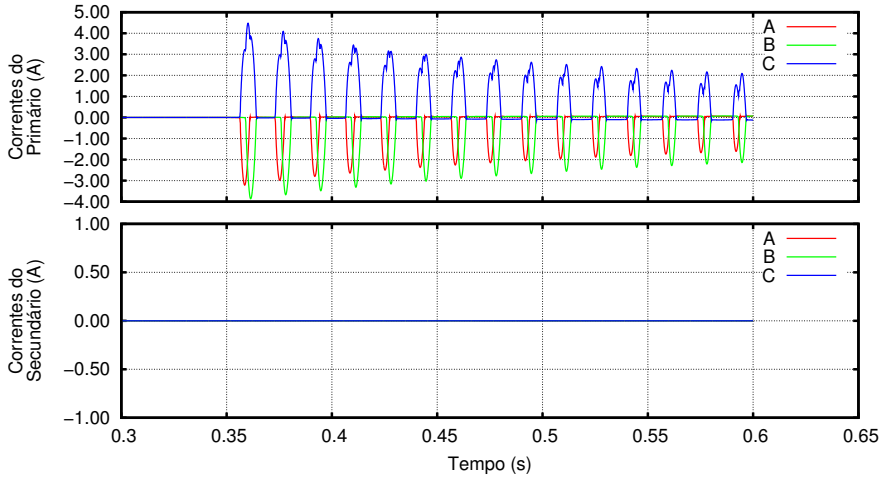


Figura 8.10: Correntes do transformador durante a energização de TR2E com ângulo de 90°.

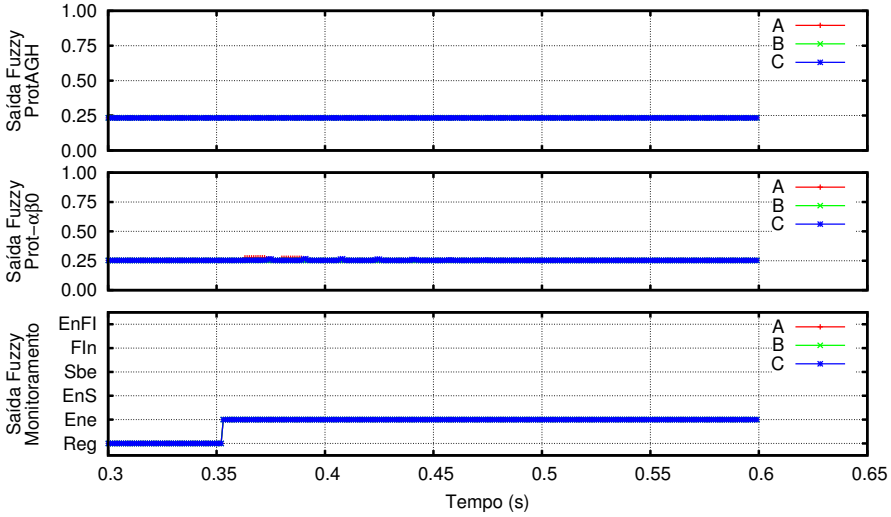


Figura 8.11: Saída dos algoritmos propostos durante a energização de TR2E com ângulo de 90°.

Uma característica importante observada nos testes foi a rápida velocidade de resposta do sistema de monitoramento na detecção e classificação da energização, com um tempo médio de

aproximadamente $12ms$. Salienta-se que após esse período, a técnica observou uma forte corrente diferencial, a qual poderia evidenciar um evento de falta interna, porém com a utilização do sistema *fuzzy* esse falso indicativo foi descartado.

A figura 8.12 apresenta a resposta do relé comercial ensaiado para a energização de TR2E com ângulo de 90°. Observa-se que os bloqueios de segunda harmônica subiram conforme esperado para este tipo de equipamento.

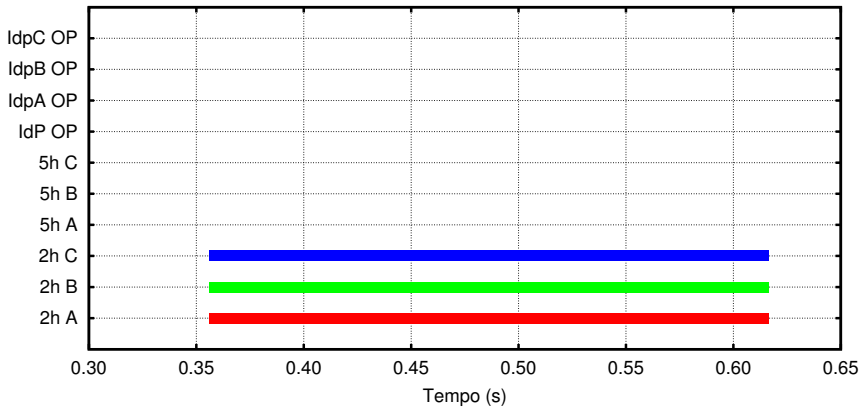


Figura 8.12: Canais digitais do relé comercial durante a energização de TR2E com ângulo de 90°.

Outro ponto a ser destacado do algoritmo de monitoramento é a indicação da presença de energização solidária no transformador protegido, já que tal condição operativa pode provocar uma atuação indevida dos relés de proteção (Barbosa *et al.*, 2009). Neste contexto, tal fenômeno provocou o surgimento de correntes diferenciais no transformador que opera em regime e está conectado na mesma barra do equipamento que está sendo energizado, conforme apresentado na seção 4.1.5. Entretanto, tal condição operativa nem sempre provocou correntes diferenciais significativas, o que dificultou a sua detecção e classificação. Deste modo, o algoritmo de monitoramento não foi capaz de alertar tal situação em todas os testes realizados, principalmente àquelas em que o fluxo magnético na energização foi menor, ou seja, energizações com ângulos próximos de 90° ou 270°.

As figuras 8.13 e 8.14 apresentam as formas de onda observadas pelo transformador TR3E durante a energização de TR2E com ângulo de 90° e as respostas do algoritmo de monitoramento e dos sistemas de proteção, respectivamente. É possível verificar um atraso de $87ms$ na classificação do fenômeno, embora tal fato não tenha comprometido a segurança do equipamento protegido. Além das técnicas propostas, o relé comercial também foi testado, porém este não foi sensibilizado pelos eventos de energização solidária, o que evidenciou sua robustez para estas condições operativas.

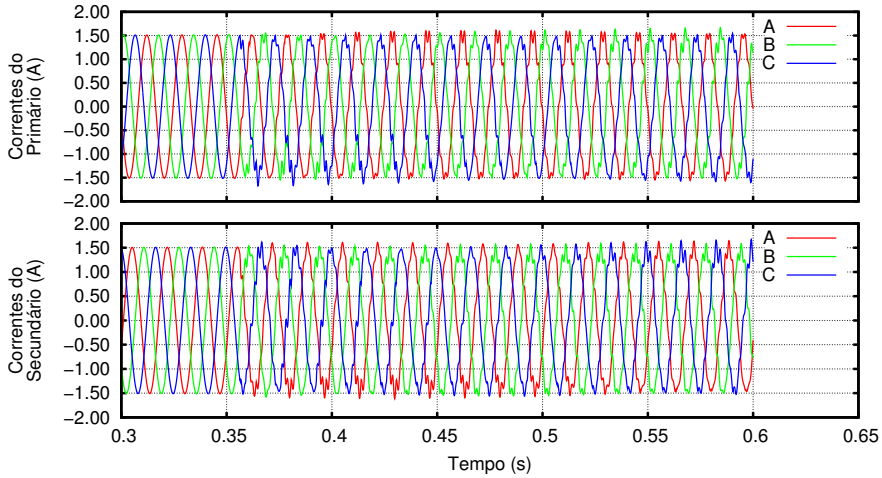


Figura 8.13: Correntes do transformador durante a energização solidária de TR3E.

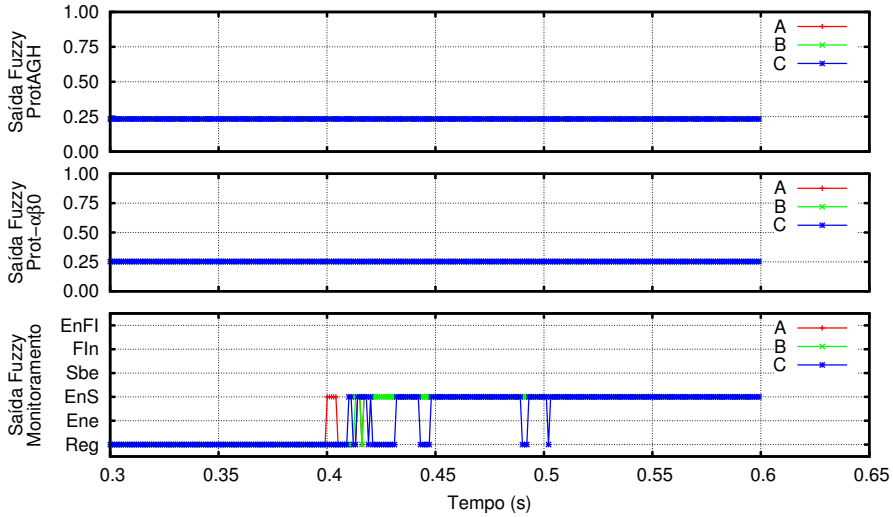


Figura 8.14: Saída dos algoritmos propostos durante a energização solidária de TR3E.

Assim como nos eventos de sobreexcitação, não foram gerados tempos de atuação para confecção da tabela com o resumo estatístico, o que evidenciou a confiabilidade das metodologias propostas.

8.5 A energização sob defeito

A energização sob defeito é a situação operativa em que o transformador é energizado com algum tipo de curto-circuito interno. Tal condição é caracterizada por uma alta corrente diferencial e uma variação do conteúdo harmônico que depende da porção do enrolamento que foi comprometida. Desta forma, a sua classificação e detecção é um desafio para os sistemas de proteção e monitoramento dos transformadores de potência.

A figura 8.15 mostra as formas de onda das correntes em ambos os lados do transformador protegido. As saídas *fuzzy* das técnica propostas e os canais digitais do relé comercial são apresentados para uma situação de energização, com ângulo de incidência à 0 graus na fase "A", sob defeito interno em 10% do enrolamento da fase "A" no lado em estrela do transformador TR2E, conforme ilustra as figuras 8.16 e 8.17.

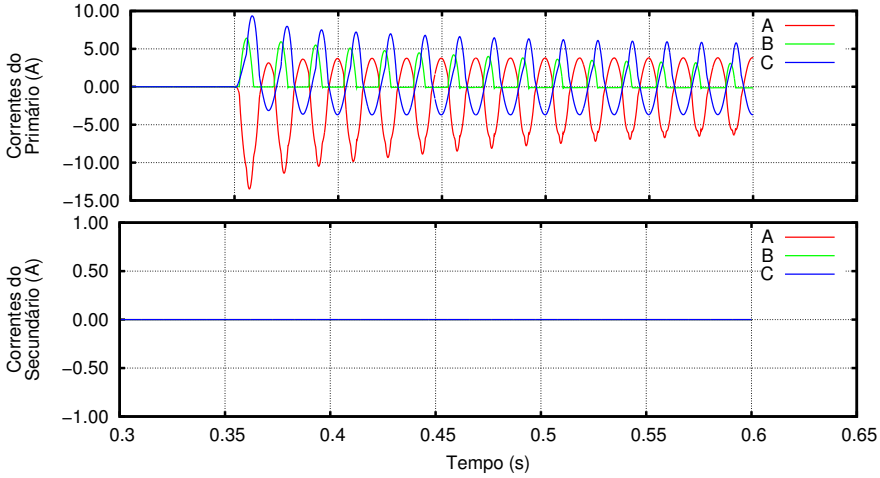


Figura 8.15: Correntes do transformador durante a energização de TR2E sob defeito à 10% da fase "A" no enrolamento estrela.

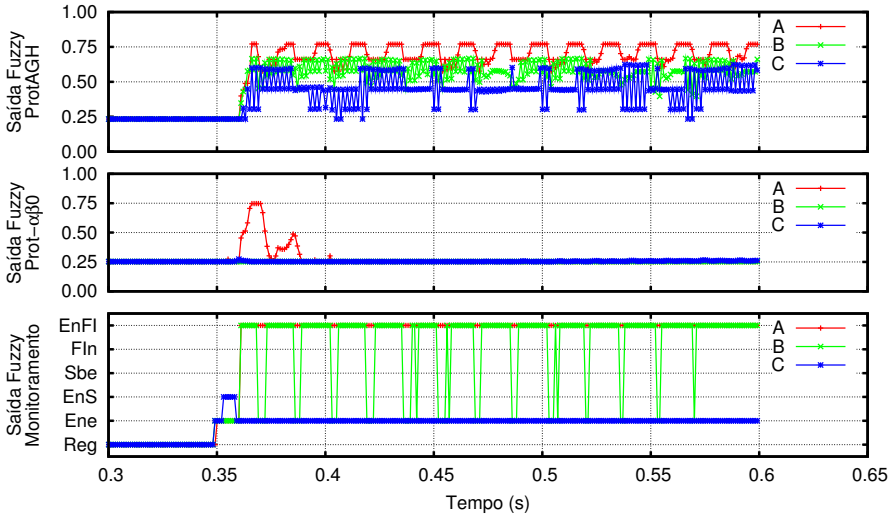


Figura 8.16: Saída dos algoritmos desenvolvidos durante a energização de TR2E sob defeito à 10% da fase "A" no enrolamento estrela.

Pela figura 8.17, observa-se, através dos canais digitais da oscilografia provenientes do relé comercial, um atraso de aproximadamente *210ms* para a sua atuação. Este fato foi provocado pelo bloqueio de segunda harmônica. Tal atraso decorreu da utilização de limiares pré-estabelecidos na comparação dos componentes harmônicos. Contudo, tal tempo de atraso não ocorreu pelo uso dos sistemas *fuzzy* propostos, pois como pôde ser observado na figura 8.16, este permitiu

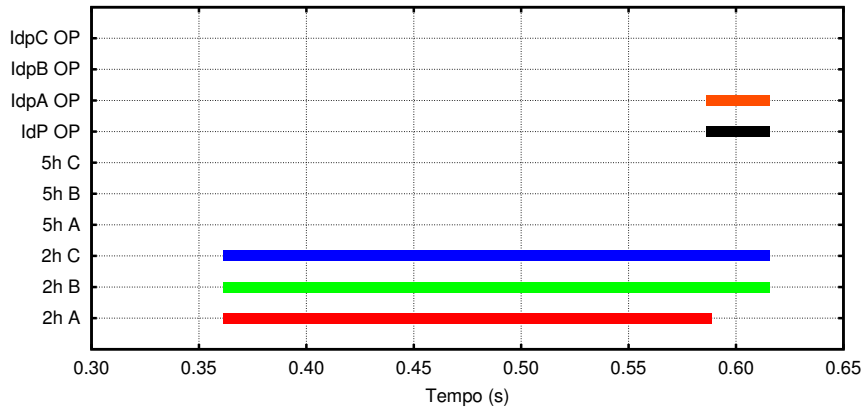


Figura 8.17: Canais digitais do relé comercial durante a energização de TR2E sob defeito à 10% da fase "A" no enrolamento estrela.

uma atuação do ProtAGH em apenas *21,27ms* e do Prot-$\alpha\beta$0 em apenas *10,43ms*.

Da mesma forma que nos defeitos internos à 5% do enrolamento estrela, o relé 87T utilizado não conseguiu detectar os defeitos internos à 5% do enrolamento estrela quando o transformador protegido estava sendo energizado. Este comportamento pode ser explicado pelo fato de que os bloqueios de segundo harmônico estavam habilitados, conforme ilustra a figura 8.18. Entretanto, enfatiza-se que para estas situações de defeitos próximos ao final do enrolamento estrela, o fabricante do equipamento recomenda a utilização da proteção de terra restrito. Contudo, tal função, por sua vez, aumenta a sensibilidade do esquema de proteção, tornando-a susceptível a atuações indevidas (Jalil *et al.*, 2008; Tan e Wei, 2007).

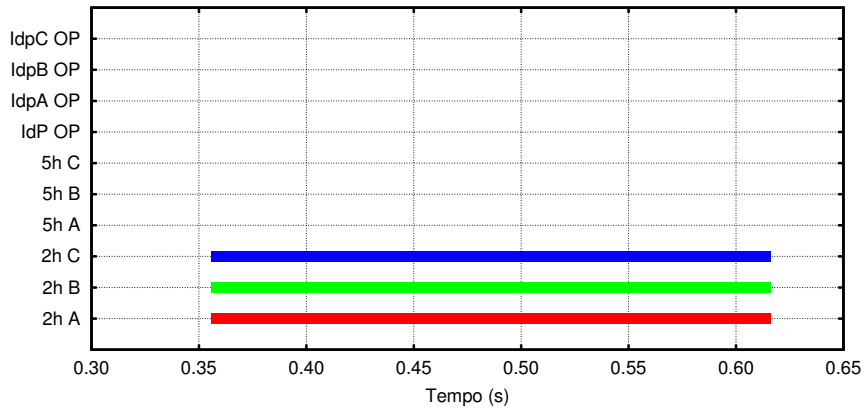


Figura 8.18: Canais digitais do relé comercial durante a energização de TR2E sob defeito à 5% da fase "A" no enrolamento estrela.

Nesse cenário, ressalta-se a robustez e a precisão dos algoritmos ProtAGH e Prot-$\alpha\beta$0 propostos, uma vez que estes detectaram o defeito em aproximadamente *19,10ms* e *95,10ms*, respectivamente, sem a utilização de funções complementares (como o terra restrito), conforme

apresenta a figura 8.19. Ainda nesta figura é possível constatar o comportamento do sistema de monitoramento, que apesar de um atraso na estimativa, conseguiu informar corretamente o evento.

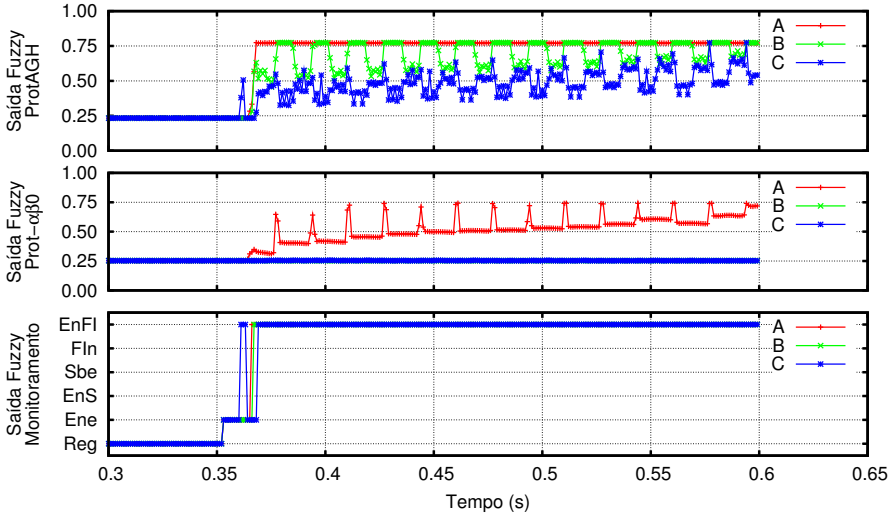


Figura 8.19: Saída dos algoritmos desenvolvidos durante a energização de TR2E sob defeito à 5% da fase "A" no enrolamento estrela.

O atraso na resposta do Prot-$\alpha\beta 0$ e a não atuação do relé comercial pode ser explicado pela pequena deformação nas formas de onda e pela baixa amplitude da corrente de defeito, conforme ilustra a figura 8.20.

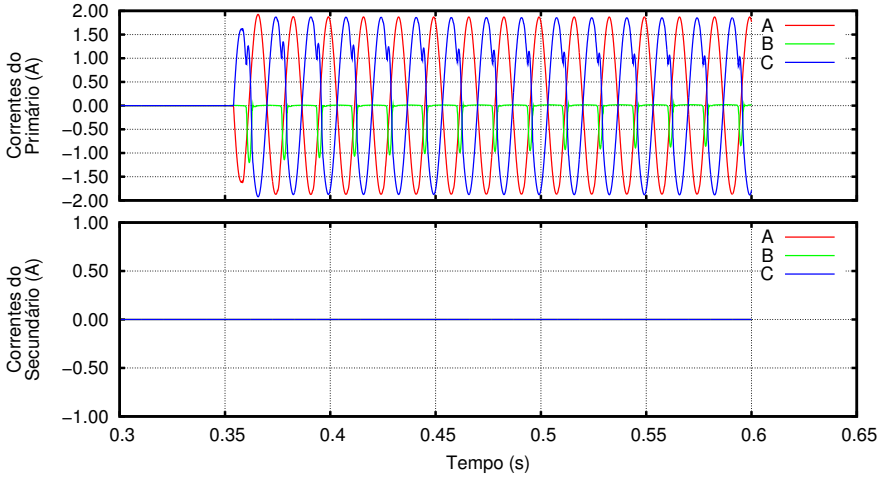


Figura 8.20: Correntes do transformador durante a energização de TR2E sob defeito à 5% da fase "A" no enrolamento estrela.

A tabela 8.5 apresenta um resumo estatístico de todos os testes realizados para energizações sob defeitos internos no transformador TR2E. Os valores encontrados mostram que para estas situações o algoritmo ProtAGH obteve o melhor comportamento, tanto em relação ao Prot-$\alpha\beta 0$ quanto ao equipamento comercial. Todavia, é importante enfatizar que todos os erros obtidos

pelo relé comercial foram em decorrência de eventos com energizações sob defeito à 5% no enrolamento estrela. Já o Prot-$\alpha\beta 0$, não atuou para alguns testes com energizações sob defeito à 5% no enrolamento estrela e à 10% no enrolamento estrela com ângulos próximos à 90°.

Tabela 8.5: Resumo estatístico dos testes para energizações sob defeitos internos.

Tempo de Atuação	**ProtAGH**	**Prot-$\alpha\beta 0$**	**Relé 87T**
AvrgT (ms)	18,57	40,56	42,08
MaxT (ms)	21,87	241,49	240,70
MinT (ms)	15,49	7,74	21,50
DevT (ms)	1,46	71,19	49,75
Erro (%)	0,00	20,00	20,00

O sistema de monitoramento apontou corretamente o evento para todos os casos com energização sob defeito interno, tendo apenas um atraso de um ciclo do início da energização. É factível relembrar que para discriminar dentre estas ocorrências, após a indicação de defeito interno, calculou-se a energia do detalhe de primeira ordem da TW das correntes dos secundários, como apresentado anteriormente.

8.6 A saturação de TC

A saturação de TC é uma das condições operativas que mais comprometem a confiabilidade do sistema de proteção diferencial, uma vez que as formas de onda apresentadas aos algoritmos encontram-se distorcidas e estes entendem tal situação como uma situação de operação indesejada. A figura 8.21 apresenta uma situação na qual ocorreu um defeito externo próximo ao TC de proteção (medição) do lado secundário do transformador de potência e este ficou saturado fortemente.

A figura 8.22 ilustra o comportamento do módulo implementado para a recuperação do sinal distorcido pela saturação de TC por meio da aplicação das RNAs. Observa-se que no momento de inserção do defeito, a saída do algoritmo de correção apresenta um transitório, uma vez que este é o momento no qual a distorção é mais severa. Todavia é importante salientar que embora a recuperação proveniente da RNA corretora melhore sensivelmente as formas de onda apresentadas aos algoritmos, estas possuem algumas pequenas distorções, o que resulta no aparecimento de alguns componentes harmônicos.

A figura 8.23 mostra as saídas *fuzzy* das técnicas propostas para a condição de saturação de TC durante um defeito externo próximo ao secundário do transformador de potência TR2E. É factível observar que os algoritmos de proteção ProtAGH e o de monitoramento apresentam

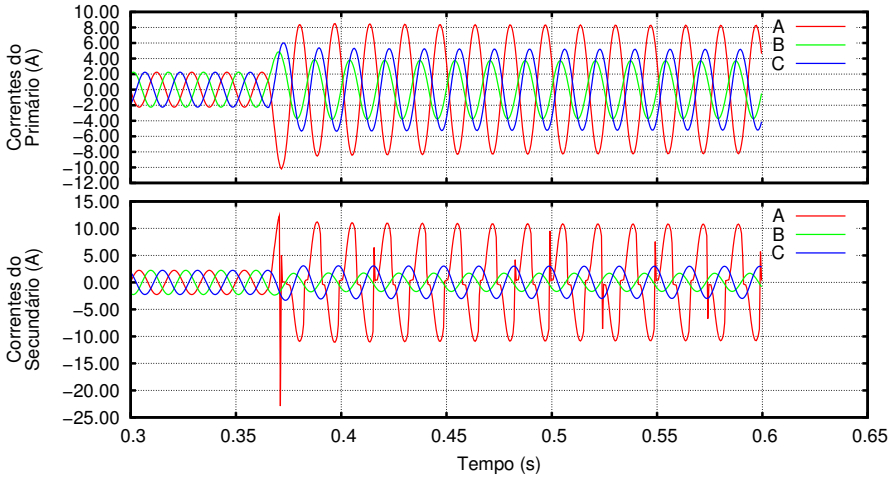


Figura 8.21: Correntes do transformador durante um defeito AT externo à zona de proteção diferencial externo com saturação de TC.

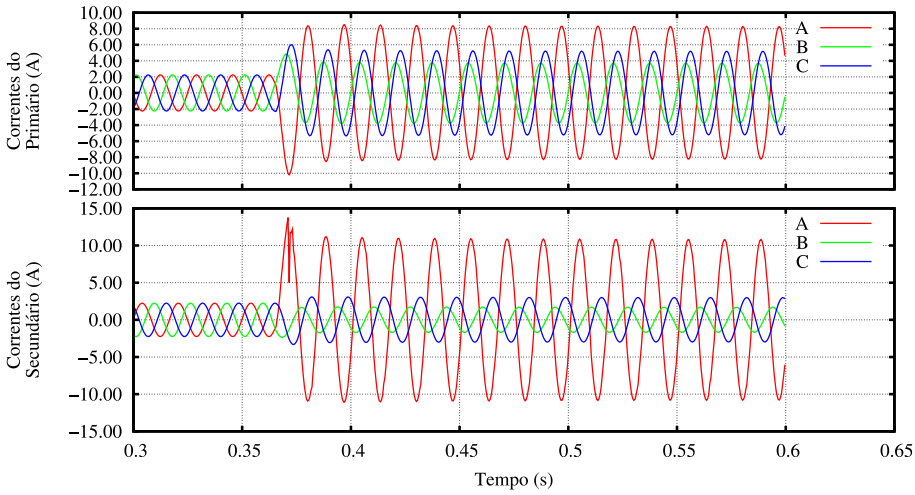


Figura 8.22: Correntes corrigidas do transformador por meio da RNA durante um defeito AT, com saturação de TC, e externo à zona de proteção diferencial externo.

uma oscilação durante a ocorrência deste evento, já que componentes harmônicos são injetados durante a correção da saturação pela RNA, conforme supracitado. Cabe ressaltar que apesar das oscilações observadas no ProtAGH e da sensibilização do Prot-$\alpha\beta 0$, estes bloquearam o envio do sinal de abertura do disjuntor, confirmando a eficiência da utilização da RNA com o próposito de corrigir as formas de onda distorcidas.

A figura 8.24 ilustra o comportamento do relé comercial ensaiado durante a saturação do TC de proteção. Verifica-se que tal equipamento bloqueia as funções de abertura do disjuntor por meio da sensibilização do elemento da componente de quinto harmônico, evitando assim, eventuais atuações indevidas.

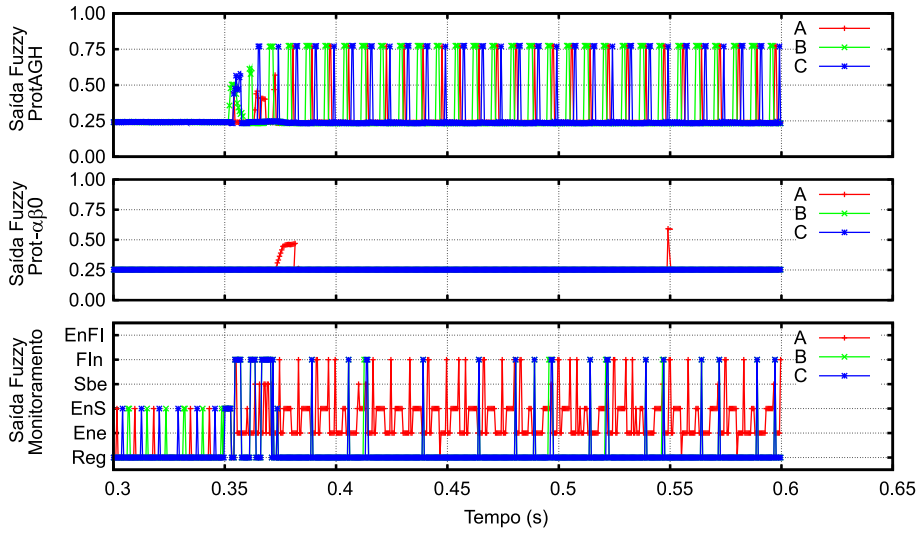


Figura 8.23: Saída dos algoritmos desenvolvidos durante um defeito AT, com saturação de TC, e externo à zona de proteção diferencial.

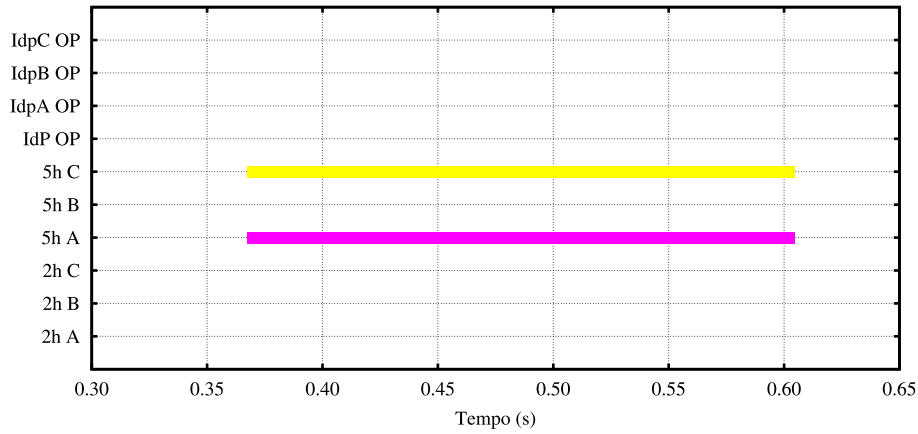


Figura 8.24: Canais digitais do relé comercial durante um defeito AT, com saturação de TC, e externo à zona de proteção diferencial externo.

8.7 As oscilografias reais

Para expandir os testes das técnicas propostas para outros casos que não aqueles simulados, foram apresentados a estes duas oscilografias reais registradas em campo. O primeiro evento foi registado durante a energização de um transformador de força de 150MVA 230/69kV (estrela/estrela). A figura 8.25 apresenta as formas de onda das correntes durante a energização do transformador observado.

É possível observar que apesar de ambas as técnicas se comportarem como o esperado, o algoritmo de monitoramento apresentou uma oscilação durante a estimativa do evento. Este fato pode ter sido causado em virtude da origem da oscilografia utilizada, uma vez que esta foi obtida por um relé comercial 87T em campo, que já se encontrava filtrada. A figura 8.26 apresenta os

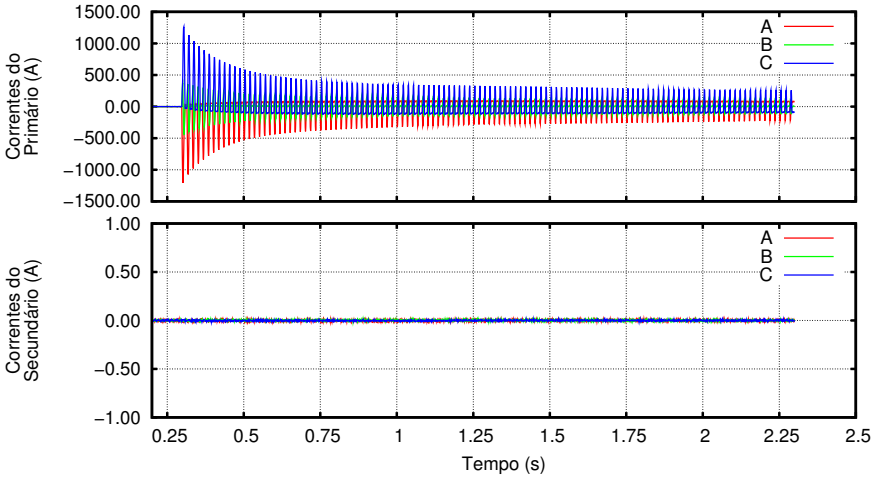


Figura 8.25: Correntes de um transformador real durante a energização.

resultados obtidos pelo sistema de monitoramento e pelo Prot-$\alpha\beta 0$. O ProtAGH não pôde ser utilizado, pois as formas de onda das tensões são requeridas e estas não estavam disponíveis.

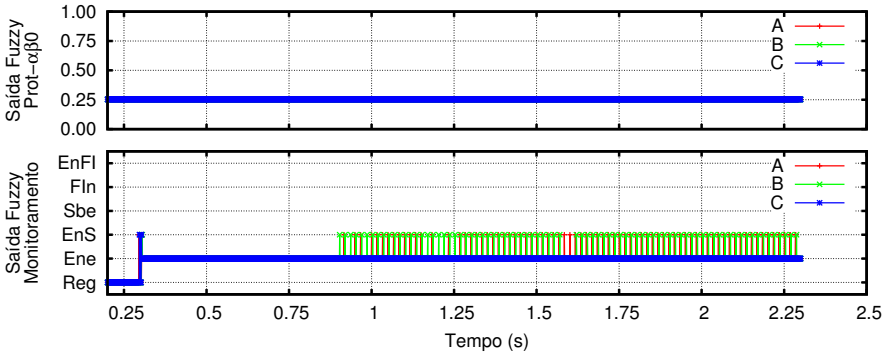


Figura 8.26: Saída dos algoritmos desenvolvidos durante a energização de um transformador real.

A figura 8.27 ilustra os canais digitais do relé comercial que registrou a energização do transformador, na qual se verificou que o mesmo foi sensibilizado durante a ocorrência e partiu os elementos das proteções diferenciais (PART). Todavia, devido às restrições harmônicas habilitadas, o sinal de abertura dos disjuntores foi suprimido.

O segundo evento foi registrado por um equipamento comercial em campo para uma situação de defeito interno. Todavia, as informações referentes ao equipamento protegido não foram disponibilizados, ficando disponível apenas o registro oscilográfico com as formas de onda das correntes e os canais digitais do relé que efetuou a medição. As figuras 8.28 e 8.29 ilustram as formas de onda registradas e os canais digitais do relé 87T, respectivamente.

Através da oscilografia, observou-se que não existiu registro de pré-falta e que esta se encontrava filtrada, o que veio a impossibilitar a utilização do algoritmo de monitoramento e do

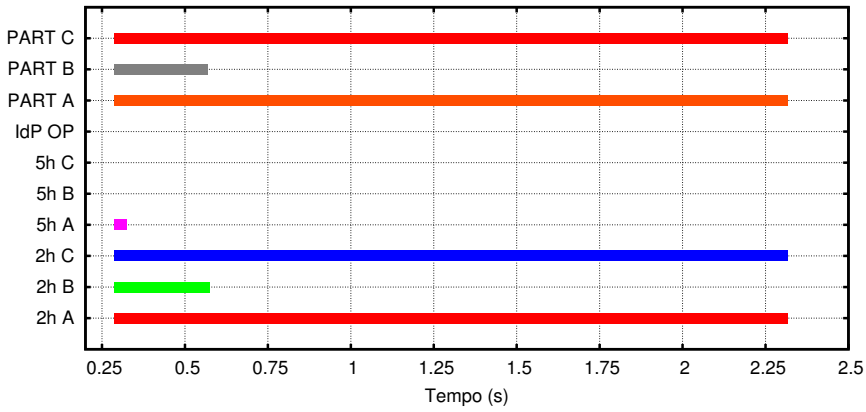


Figura 8.27: Canais digitais do relé comercial em campo durante a energização de um transformador real.

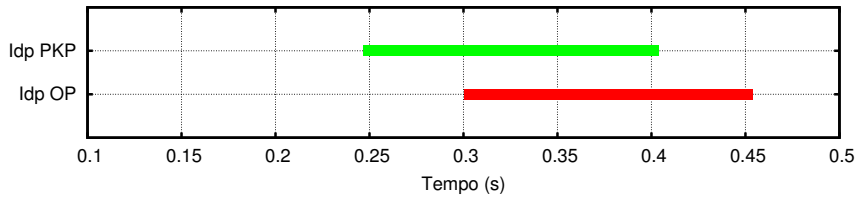


Figura 8.28: Canais digitais do relé comercial em campo durante um defeito interno em um transformador real.

ProtAGH, uma vez que estes utilizam componentes harmônicos nas tomadas de decisão. Entretanto, o Prot-$\alpha\beta 0$ pôde ser plenamente aplicado nesta situação, pois o algoritmo não necessita dos componentes harmônicos para enviar ou bloquear o sinal de abertura do disjuntor. A resposta dessa técnica pode ser observada na figura 8.30.

8.8 Considerações finais

Algumas observações sobre os resultados encontrados são necessárias, já que as figuras apresentadas neste capítulo são referentes às condições operativas mais difíceis de serem detectadas e classificadas. Tal abordagem teve a motivação de apresentar os casos mais significativos, pois nas demais situações avaliadas não foram encontrados resultados divergentes, sejam no tempo de atuação ou em relação à tomada de decisão. Vale ressaltar, que os tempos de atuação médios obtidos para os defeitos internos no enrolamento em delta foram menores que os obtidos em faltas no enrolamento em estrela, já que a tensão de curto-circuito observada nessas situações é mais elevada.

Outra conclusão importante obtida durante a realização dos testes refere-se ao tempo de atuação do ProtAGH quando este utiliza os AGs na etapa da estimação dos componentes harmônicos,

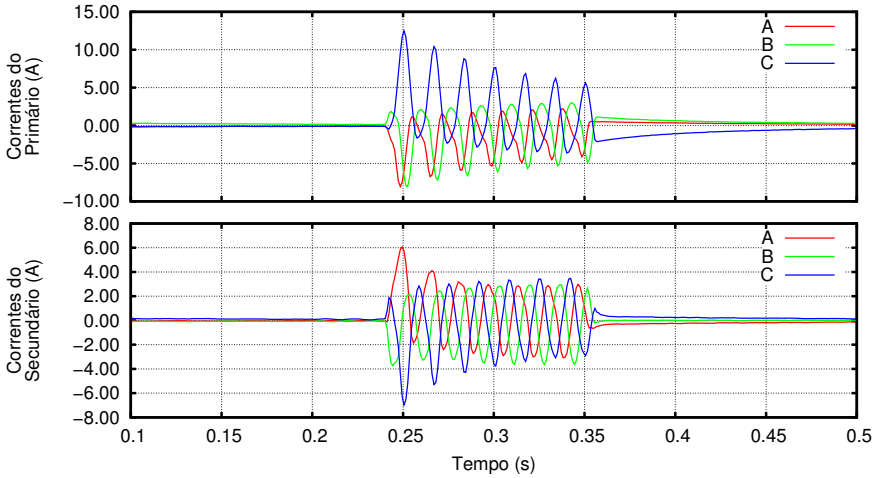


Figura 8.29: Correntes de um transformador real durante um defeito interno.

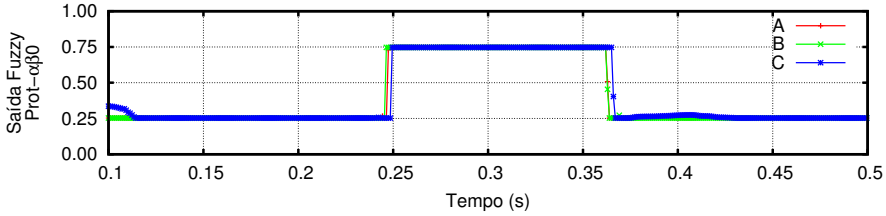


Figura 8.30: Saída do Prot-$\alpha\beta 0$ desenvolvido durante um defeito interno em um transformador real.

pois, embora esta metodologia apresente uma melhor precisão na estimação dos componentes harmônicos (Macedo *et al.*, 2002), nenhuma diferença no tempo de atuação foi verificada. Tal fato pode ser analisado e explicado pela utilização do SF, uma vez que o mesmo consegue ponderar as imprecisões e incertezas das variáveis de entrada, fazendo com que eventuais ganhos no processo de estimação não fossem notados no final do processamento.

Além dos casos apresentados nesta tese, foram realizados testes com o AG na tentativa de reduzir o tamanho da janela de dados empregada. Entretanto, os resultados obtidos não foram satisfatórios, uma vez que os erros encontrados foram similares aos apresentados pela TDF. Estes erros, por sua vez, podem ser interpretados como resultados da modelagem da função de aptidão utilizada neste trabalho, já que esta possui a mesma concepção da TF.

Capítulo 9

Conclusões

Este trabalho apresentou três abordagens: duas delas para a proteção de transformadores de potência e uma para o monitoramento do mesmo, utilizando técnicas inteligentes, a TW e a transformada de Clarke. Os algoritmos propostos permitiram uma melhor percepção do comportamento dos transformadores, uma vez que os algoritmos indicam as condições operativas do equipamento, o que permitiu uma acusação rápida de um possível defeito, tornando-o altamente adequado para a aplicação em sistemas de proteção.

Para a realização deste trabalho foram utilizadas formas de ondas provenientes de simulações computacionais obtidas por meio do *software* ATP, para as quais foram considerados diversos equipamentos que compõem um SEP. Após a aquisição dos dados, das tensões e das correntes trifásicas de ambos os lados do transformador protegido, estes foram submetidos aos algoritmos desenvolvidos a fim de verificar a aplicabilidade dos mesmos, assim como a precisão e confiabilidade dos resultados apresentados.

Dentre as inovações desta pesquisa, é importante destacar o estudo sobre o paralelismo de transformadores de potência, o que permite uma melhor caracterização e análise dos efeitos da energização solidária e suas consequências no funcionamento do SEP.

9.1 Considerações sobre os algoritmos propostos

No contexto apresentado, as análises obtidas através dos resultados permitiram uma melhor compreensão das situações operativas dos transformadores de potência, seja no que tange a qualidade da energia associada à operação do equipamento no sistema, bem como aos dispositivos

de proteção associados ao equipamento. Assim, cabe ressaltar que os algoritmos apresentaram resultados satisfatórios nos testes em todas as abordagens, mantendo o índice de incerteza dentro do esperado.

É factível verificar que os resultados apresentados foram divididos de acordo com cada condição operativa do transformador de potência, incluindo as situações em que os relés de proteção comerciais não conseguem atuar adequadamente. Em cada condição foram apresentados gráficos característicos da resposta típica das técnicas propostas, as formas de onda e a resposta obtida pela função 87T disponível em um relé digital comercial.

Um aspecto importante é que o desenvolvimento de todas as funções foi totalmente realizado em linguagem de programação "C/C++", o que permitiu um melhor controle de todas as etapas e um melhor desempenho, refletido no tempo de execução e na flexibilidade de utilização, uma vez que diretivas de pré-compilação foram utilizadas, permitindo a execução do código em diferentes sistemas operacionais. Além da orientação à objeto disponível na linguagem utilizada, a mesma possibilitou a implementação paralela dos algoritmos por fase, isto é, as fases "A", "B" e "C" foram verificadas simultaneamente.

9.1.1 O ProtAGH

O Algoritmo de Proteção para Transformadores de Potência baseado em Algoritmo Genético e Harmônicos (ProtAGH) obteve o melhor desempenho quando comparado com as demais abordagens e com o relé comercial. Tal afirmação decorre da análise das mais adversas situações consideradas, como, por exemplo, dos defeitos que ficaram próximos ao neutro do enrolamento em estrela, para os quais o tempo médio de processamento foi inferior a um ciclo. É importante salientar que nos testes realizados não foram observadas nenhuma atuação indevida, demonstrando a confiabilidade desta técnica.

Nos testes realizados com dados coletados em campo, verificou-se uma limitação do algoritmo em relação à quantidade de informações necessárias, já que o ProtAGH necessitou das tensões primárias e das correntes do equipamento protegido para a sua execução. Assim, com a ausência das formas de onda da tensão nos arquivos oscilografados em campo, a sua aplicação foi comprometida.

Um aspecto positivo desta metodologia foi a sua modularidade quanto aos métodos de estimação dos componentes harmônicos, ou seja, quaisquer técnicas podem ser usadas sem comprometer

o resultado final do algoritmo. Tal fato foi verificado ao utilizar três diferentes formas de realizar o processo, para as quais o algoritmo apresentou a mesma resposta, seja no bloqueio ou no envio do sinal de abertura do disjuntor, e/ou no tempo de atuação. É importante enfatizar que apesar da estimativa fornecida pelo AG tenha sido superior às obtidas pela TDF, principalmente para a componente CC, não foram observados ganhos quando da sua aplicação, uma vez que o Sistema *Fuzzy* (SF) utilizado conseguiu ponderar eventuais impressões nas variáveis de entrada utilizadas. Desta forma, os resultados do ProtAGH, apresentados no capítulo 8, são da técnica em conjunto com a TDF.

A utilização de AGs na proteção de transformadores de potência é uma inovação do ProtAGH, já que não foram encontrados registros da aplicação desse tipo de algoritmo dispondo da filosofia de proteção diferencial.

9.1.2 O Prot-$\alpha\beta 0$

Assim como o ProtAGH, o Algoritmo de Proteção para Transformadores de Potência utilizando as Componentes *Alpha*, *Beta* e Zero (Prot-$\alpha\beta 0$) apresentou resultados superiores aos obtidos pelo equipamento comercial, principalmente em relação ao tempo de atuação da proteção, cujo tempo médio típico foi de aproximadamente meio ciclo. Da mesma forma que o relé comercial, o Prot-$\alpha\beta 0$ apresentou atuação indevida para os casos com energização com defeito interno à 5% do enrolamento em estrela. Tal fato pode ser explicado pelas formas de onda obtidas nesta condição operativa, já que estas são muito similares às encontradas nas energizações com o transformador sadio.

A principal inovação do Prot-$\alpha\beta 0$ é que esta não utiliza componentes harmônicos na sua concepção, o que a torna rápida e eficiente. Tal fato possibilita que a técnica seja menos susceptível a eventuais erros provocados por harmônicos presentes nos barramentos. É importante frisar que o esforço computacional propiciado por essa técnica é reduzido, favorecendo a sua aplicação em tempo real.

Uma vantagem do Prot-$\alpha\beta 0$ em relação ao ProtAGH e ao relé comercial é a que este algoritmo necessita de uma parametrização simplificada, uma vez que a quantidade de ajustes a serem determinados são menores.

Além dos testes provenientes de arquivos simulados, o desempenho do Prot-$\alpha\beta 0$ foi verificado com duas oscilografias obtidas em campo por meio de relés comerciais. É importante observar que

o tempo de abertura obtido pelo algoritmo proposto foi compatível com os resultados encontrados por meio de simulações, o que validou a sua confiabilidade.

9.1.3 O sistema de monitoramento

O sistema de monitoramento implementado nesse trabalho, apresentou resultados satisfatórios e boa sensibilidade para a maioria das classificações realizadas. Todavia, uma exceção é feita para alguns eventos decorrentes do paralelismo de transformadores, que nem sempre foram detectados e/ou foram classificados com atraso. Após uma análise mais criteriosa desse problema, verificou-se que o ângulo de incidência influencia no grau de severidade em que o transformador operando em paralelo é afetado.

Quanto à classificação das situações operativas, a abordagem proposta mostrou-se eficiente, uma vez que indicou corretamente a grande maioria dos casos testados com um tempo médio de um ciclo desde a sua detecção. Entretanto, alguns testes apresentaram erro na sua classificação, indicando que melhorias e refinamentos nos ajustes são necessários.

Um ponto a ser destacado é a escassez de literatura que trate da classificação da condição operativa, o que torna o sistema de monitoramento aqui proposto uma inovação.

9.1.4 A implementação computacional e a interface gráfica

A implementação computacional teve o objetivo de utilizar técnicas de programação que permitissem a execução dos algoritmos propostos com o máximo de desempenho e de confiabilidade independentemente da plataforma que o algoritmo fosse utilizado, aumentando assim, o número de usuários e de aplicações.

O desenvolvimento da interface gráfica teve como objetivo facilitar a interação do usuário com os algoritmos propostos. Desta forma, uma série de recursos foram implementados para proporcionar uma entrada de dados amistosa e para que os resultados pudessem ser compreendidos sem a necessidade de maiores análises. Assim, a interface forma um ambiente simples em que todas as informações necessárias para a execução das técnicas são solicitadas de modo claro e direto.

Cabe frisar que a formatação das informações de entrada e de saída da interface gráfica evidencia um maior domínio e generalização das técnicas implementadas, cujo principal direcionamento é tornar as aplicações acadêmicas próximas das necessidades reais dos usuários finais.

9.1.5 A saturação de TC

A detecção e a correção da saturação de TC proporcionaram um aumento na confiabilidade dos algoritmos de proteção desenvolvidos, uma vez que estes não atuam incorretamente nestas condições operativas nem bloqueiam o sinal de abertura do disjuntor, conforme observado no relé comercial. Desta forma, se alguma condição de defeito for observada durante o momento de saturação do defeito, as técnicas propostas neste trabalho irão retirar rapidamente o equipamento de operação.

Todavia, essa etapa do processamento fez com que o sistema de monitoramento oscilasse sua resposta, uma vez que a reconstrução da foma de onda pela RNA produz pequenas distorções, que interferem no cálculo dos componentes harmônicos, fazendo com que o algoritmo apresente tal comportamento.

9.2 A continuidade da pesquisa

As sugestões propostas para a continuidade da pesquisa são:

- Ampliar os estudos e as análises da aplicação da Transformada de Clarke em outros sistemas de proteção, como a proteção diferencial de linhas de transmissão;
- Realizar mais testes para uma compreensão mais detalhada do paralelismo de transformadores de potência e os seus impactos no SEP, além da inclusão de cargas não lineares para a observação dos efeitos dos harmônicos nos algoritmos;
- Aplicar outras técnicas de processamento digital de sinais para melhorar os resultados encontrados;
- Estudar a aplicação da Transformada de Fourier Janelada (TFJ) para reduzir o tamanho da janela de dados e aumentar a velocidade de atuação dos algoritmos, uma vez que a estimação dos componentes harmônicos será realizada em menos de um ciclo;
- Implementar novos algoritmos de otimização em substituição do Algoritmo Genético (AG) na estimação dos componentes harmônicos e verificar se há ganhos em desempenho;
- Verificar a viabilidade da implementação das técnicas em sistemas embarcados para aplicações em tempo real; e

- Efetuar mais testes com dados coletados em campo e comparações com outros equipamentos comerciais.

Referências Bibliográficas

ABNT NBR 6855 (1992). Transformador de potential indutivo.

ABNT NBR 8926 (1985). Guia de aplicação de relés para a proteção de transformadores.

Addison, P. S. (2002). *The Illustrated Wavelet Transform Handbook: Introductory Theory and Applications in Science, Engineering, Medicine and Finance*. Institute of Physics Publishing. ISBN 0-7503-0692-0.

Araújo, C. A. S., F. C. de Souza, J. R. R. Cândido, e M. P. Dias (2005). *Proteção de Sistemas Elétricos* (2 ed.). Rio de Janeiro: Editora Interciência. ISBN 85-7193-132-1.

Arrieta, M. Z., J. M. Argüelles, M. S. Benito, B. L. Jaurrieta, e P. I. Otamendi (2005). Influence of a TCSC in the behaviour of a transformer differential protection. *Electric Power Systems Research 74*(1), 139–145.

Augusto Júnior, N. e I. E. Chabu (2002). Motores de alto rendimento - dimensionamento e viabilidade econômica. *Revista Eletricidade Moderna 336*, 109 – 129.

Babnik, T. e F. Gubina (2002). Two approaches to power transformer fault classification based on protection signals. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems 24*(6), 459–468.

Baran, M. E. e J. Kim (2006). A classifier for distribution feeder overcurrent analysis. *IEEE Transactions on Power Delivery 21*(1), 456– 462.

Barbosa, D., U. Chemin Netto, H. M. G. C. Branco, D. V. Coury, e M. Oleskovicz (2009). Impacto do paralelismo na proteção diferencial de transformadores de potência. In *The 8th Latin-American Congress on Electricity Generation and Transmission 2009*, Ubatuba.

Barros, J. e R. I. Diego (2006). Application of the wavelet-packet transform to the estimation

of harmonic groups in current and voltage waveforms. *IEEE Transactions on Power Delivery 21*(1), 533–535.

Basha, A. M. e K. A. Raman (1993). PC based IIR filter algorithm for power transformer relaying. *Electric Power Systems Research 28*(2), 123–127.

Bernardes, A. P. (2006). Esquema completo de proteção diferencial de transformadores para testes em um relé digital. Dissertação de Mestrado, Escola de Engenharia de São Carlos – Universidade de São Paulo, São Carlos.

Blackburn, J. L. e T. J. Domin (2007). *Protective Relaying: Principles and Applications* (3 ed.). Boca Raton, Florida: CRC Press.

Blume, L. F., G. Camilli, S. B. Farnham, e H. A. Peterson (1944). Transformer magnetizing inrush currents and its influence on system operation. *Transactions of the American Institute of Electrical Engineers 63*, 366–375.

Boldea, I. (2006). *Synchronous Generators*. Boca Raton: CRC Press. ISBN 0-8493-5725-X.

Branco, H. M. G. C. (2009). Uma estratégia para a detecção e classificação de transitórios em transformadores de potência pela utilização da transformada *Wavelet* e da lógica *Fuzzy*. Dissertação de Mestrado, Escola de Engenharia de São Carlos - Universidade de São Paulo, São Carlos.

Brittes, J. L. P. e J. E. Ribeiro (2001). Desempenho de linhas de transmissão que utilizam pára-raios de zno. In *I Congresso de Inovação Tecnológica em Energia Elétrica*, Brasília. Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

Bronzeado, H. e R. Yacamini (1995). Phenomenon of sympathetic interaction between transformers caused by inrush transients. *IEE Proceedings on Science, Measurement and Technology, 142*(4), 323–329.

Bronzeado, H. S., P. B. Brogan, e R. Yacamini (1996). Harmonic analysis of transient currents during sympathetic interaction. *IEEE Transactions on Power Systems 11*, 2051 – 2056.

Bueno, A. D. (2003). *Programação Orientada a Objeto com C++ – Aprenda a programar em ambiente multiplataforma com Software Livre*. Novatec.

Chen, W.-K. (1986). *Passive and Active Filters: Theory and Implementations*. John Wiley & Sons Inc. ISBN-13: 978-0471823520.

Chui, C. (1992a). *Wavelet Analysis and its applications: A tutorial in theory and applications*, Volume 2. San Diego: Academic Press, Inc. ISBN: 0-12-174590-2.

Chui, C. K. (1992b). *Wavelet Analysis and its applications: An Introduction to Wavelets*, Volume 1. San Diego: Academic Press, Inc. ISBN: 0-12-174590-2.

Clarke, E. (1941). *Circuit analysis of A-C power systems*, Volume 1. New York: John Wiley & Sons.

Costa, A. S. (2002). Ajuste de parâmetros de reguladores de velocidade de turbinas hidráulicas. Apostila disponível em: http://www.labspot.ufsc.br/ simoes/dincont/rv-hidr.pdf.

Coury, D. V., M. Oleskovicz, A. Delbem, E. V. Simoes, T. V. Silva, J. R. de Carvalho, e D. Barbosa (2009). A genetic based algorithm for frequency relaying using FPGAs. In *Proc. IEEE Power Energy Society General Meeting PES '09*, pp. 1–8.

Coury, D. V., M. Oleskovicz, e R. Giovanini (2007). *Proteção Digital de Sistemas Elétricos de Potência: dos Relés Eletromecânicos aos Microprocessados Inteligentes*. São Carlos: Universidade de São Paulo. ISBN: 978-85-85205-78-2.

Cox, E. (1994). *The Fuzzy Systems Handbook*. Boston: Academic Press, Inc. ISBN: 0-12-194270-8.

da Silva, I. N., D. H. Spatti, e R. Flauzino (2010). *Redes Neurais Artificiais para engenharia e ciências aplicadas*. São Paulo: Artliber Editora Ltda. ISBN: 978-85-88098-53-4.

da Silva Santos, S. (2005). Agregação dinâmica de reguladores de tensão: Modelos 19, 20 e 21 do anatem. Dissertação de Mestrado, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.

Das, J. C. (2002). *Power System Analysis: Short–Circuit Load Flow and Harmonics*. Marcel Dekker, Inc. ISBN: 0-8247-0737-0.

Debnath, L. (2002). *Wavelet transforms & their applications*. Boston: Birkhäuser. ISBN: 0-8176-4204-8.

Dillon, T. S. e D. Niebur (Eds.) (1996). *Neural Networks Applications in Power Systems*. London: CRL Publishing Ltd. ISBN: 0 9527874 0 7.

Díaz, G., P. Arboleya, e J. Gómez-Aleixandre (2004). Park–based and zero sequence–based relaying techniques with application to transformers protection. *IEEE Proceedings Generation, Transmission and Distribution 151*(5), 619–624.

Díaz, G., P. Arboleya, e J. Gómez-Aleixandre (2005). A new transformer differential protection approach on the basis of space-vectors examination. *Electrical Engineering (Archiv fur Elektrotechnik) 87*(3), 129–135.

EEUG (1987). *Alternative Transients Program Rule Book*. LEC.

El-Amin, I. M. e N. H. Al-Abbas (2006). Saturation of current transformers and its impact on digital overcurrent relays. In *IEEE PES Transmission and Distribution Conference*, pp. 1–6.

El-Naggar, K. M. e M. I. Gilany (2007). A discrete dynamic filter for detecting and compensating ct saturation. *Electric Power Systems Research 77*(5–6), 527–533.

El-Naggar, K. M. e H. Youssef (2000). A genetic based algorithm for frequency–relaying applications. *Electric Power Systems Research 55*, 173–178.

Elmore, W. A. (Ed.) (1994). *Protective relaying theory and applications* (1 ed.). New York: ABB Power T&D Company Inc.

Emam, H., M. A. Ashour, H. Fekry, e A. M. Wahdan (2003). Introducing an FPGA based - genetic algorithms in the applications of blind signals separation. *System-on-Chip for Real-Time Applications, International Workshop on 0*, 123.

Faiz, J. e S. Lotfi-Fard (2006). A novel wavelet-based algorithm for discrimination of internal faults from magnetizing inrush currents in power transformers. *IEEE Transactions on Power Delivery 21*(4), 1989–1996.

Fakruddin, D. B., K. Parthasarathy, L. Jenkins, e B. W. Hogg (1984). Application of haar functions for transmission line and transformer differential protection , volume 6, issue 3, , pages. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems 6*(3), 169–180.

Fernandes Jr, D., W. L. A. Neves, e J. C. A. Vasconcelos (2007). Coupling capacitor voltage transformer: A model for electromagnetic transient studies. *Electric Power Systems Research 77*, 125–134.

Fitzgerald, A. E., C. kingsley Jr., e A. Kusko (1975). *Máquinas Elétricas*. São Paulo: Editora McGraw-Hill do Brasil, ltda.

Frigo, M. e S. G. Johnson (2005). The design and implementation of FFTW3. *Proceedings of the IEEE 93*(2), 216–231.

Gajic, Z., I. Brcic, e B. Hillstrom (2005). Advanced power transformer differential protection. In *VIII Seminário Técnico de Proteção e Controle*, Rio de Janeiro.

Gajic, Z. e J. Zakonjsek (2002). Capabilities of modern numerical differential protections. In *Proceedings of the 13th International Conference on Power System Protection*, Bled, Slovenia, pp. 121–134.

Gangadharan, P. K., T. S. Sidhu, e G. J. Finlayson (2007). Current transformer dimensioning for numerical protection relays. *IEEE Transactions on Power Delivery 22*(1), 108–115.

GE (2004). *T60 Transformer Management Relay - UR Series Instruction Manual* (4.2x ed.). Ontario, USA: General Electric.

Geethanjali, M., S. M. R. Slochanal, e R. Bhavani (2005). A novel approach for power transformer protection based upon combined wavelet transform and neural networks (wnn). In *Proc. 7th International Power Engineering Conference IPEC 2005*, pp. 1–1576.

Gen, M. e R. Cheng (1997). *Genetic Algorithms and Engineering Design*. New York: John Wiley & Sons, Inc. ISBN: 0-471-12741-8.

Gibelli, G. B. (2009). Resposta dinâmica dos motores de indução trifásicos a afundamentos de tensão na rede de alimentação. Dissertação de Mestrado, Escola de Engenharia de São Carlos (EESC) da Universidade de São Paulo, São carlos, Brasil.

Goldberg, D. E. (1989). *Genetic algorithms in search, Optimization and Machine Learning*. Addison–Wesley Publishing Company, Inc. ISBN: 0-201- 15767-5.

Gonzalez, R. C., A. F. Valdivieso, e O. E. Bolado (2009). Directional comparison protection for lines, buses, and transformers. In *Proc. 62nd Annual Conference for Protective Relay Engineers*, pp. 513–526.

GTK (2010). *GTK+ Reference Manual*. The GNOME Project.

Guido, R. C., J. C. Pereira, e J. F. W. Slaets (2009). Introduction to the special issue on wavelet-based algorithms and emergent classification techniques in science and engineering. *Journal of Computational and Applied Mathematics 227*(2), 221–222.

Guillaume, S., B. Charnomordic, e J.-L. Lablée (2002). *FisPro: An open source portable software for fuzzy inference systems*. INRA-Cemagref.

Guzman, A., N. Fischer, e C. Labuschagne (2009). Improvements in transformer protection and control. In *Proc. 62nd Annual Conference for Protective Relay Engineers*, pp. 563–579.

Ha, H.-X., Z.-Q. Zhang, Y.-Z. Tan, B. Chen, e Z. Q. Bo (2009). Novel principle of transformer protection based on variable window parameter estimation. In *Progress In Electromagnetics Research Symposium Proceedings*, Moscow, Russia, pp. 1263 – 1269.

Han, Z., S. Liu, S. Gao, e Z. Bo (2008). Flow-through inrush and its effect on transformer differential protection. In *Proc. IET 9th International Conference on Developments in Power System Protection DPSP 2008*, pp. 296–301.

Harlow, J. H. (Ed.) (2007). *Electric Power Transformer Engineering* (2 ed.). Boca Raton: CRC Press.

Haupt, R. L. e S. E. Haupt (2004). *Practical Genetic Algorithm* (2 ed.). John Wiley & Sons, Inc. ISBN:0-471-45565-2.

Haykin, S. (1994). *Neural Networks*. New York: Macmillan College Publishing Company, Inc. ISBN: 0-02-352761-7.

Haykin, S. e B. V. Veen (2002). *Sinais e sistemas*. Bookman Editora. ISBN: 8573077417.

Hayt Jr, W. H., J. E. Kemmerly, e S. M. Durbin (2008). *Análise de Circuitos em engenharia*. São Paulo: McGraw-Hill. ISBN: 978-85-7726-021-8.

Hayward, C. D. (1941a). Harmonic-current-restrained relays for transformer differential protection. *Transactions of the American Institute of Electrical Engineers 60*, 377–382.

Hayward, C. D. (1941b). Prolonged inrush currents with parallel transformers affect differential relaying. *Transactions of the American Institute of Electrical Engineers 60*, 1096–1101.

Heathcote, M. J. (2007). *J& P Transformer Book* (13 ed.). Elsevier Ltd. ISBN-13: 978-0-7506-8164-3.

Hendricks, K. (Ed.) (1997). *Electrical Transmission and Distribution Reference Book* (5 ed.). Raleigh, Noth Carolina: ABB Power T& D Company Inc.

Heydeman, J. e L. van der Sluis (1993). Flux-based current-differential relay for power transformer protection. In *Developments in Power System Protection, 1993., Fifth International Conference on*, pp. 77–80.

Horowitz, S. H. e A. G. Phadke (1996). *Power System Relaying* (2 ed.). Research Studies Press Ltd.

Horton, I. (2008). *Ivor Horton's Beginning Visual C++ 2008*. Indianapolis, Indiana: Wiley Publishing, Inc. ISBN: 978-0-470-22590-5.

Hu, G.-S., F.-F. Zhu, e Z. Ren (2008). Power quality disturbance identification using wavelet packet energy entropy and weighted support vector machines. *Expert Systems with Applications 35*(1-2), 143–149.

Hubbard, B. B. (1996). *The World According to Wavelets: The Story of a Mathematical Technique in the Making*. Wellesley, Massachusetts: A K Peteres, Ltd.

Hunt, R. (2009). Impact of ct errors on protective relays - case studies and analysis. In *Proc. 62nd Annual Conference for Protective Relay Engineers*, pp. 33–62.

IEEE (1992). *IEEE recommended practice for excitation system models for powersystem stability studies (421.5-1992)*. Energy Development and Power Generating Committee of the Power Engineering Society. ISBN: 0-7381-1093-0.

IEEE (1999). Revision: IEEE standard common format for transient data exchange (COMTRADE) for power systems. *IEEE Transactions on Power Delivery 12*, 116–124.

IEEE Std 1003.1 (2008). Ieee standard for information technology- portable operating system interface (posix) base specifications, issue 7.

IEEE Std. C37.102 (2007). IEEE guide for AC generator protection. ISBN: 0-7381-5249-8.

IEEE Std C37.110 (2007). IEEE guide for the application of current transformers used for protective relaying purposes.

IEEE Std. C37.91 (2008). IEEE guide for protecting power transformers. ISBN: 978-0-7381-5389-6.

IEEE Std C50.13 (2006). Ieee standard for cylindrical-rotor 50 hz and 60 hz synchronous generators rated 10 mva and above. ISBN: -7381-4824-5.

Irwin, J. D. (2000). *Análise de circuitos em engenharia* (4 ed.). São Paulo: Pearson Education do Brasil.

ISO/IEC 14882 (2003). Programming language C++.

Jalil, K. J. A., A. H. A. Bakar, W. N. W. Mahadi, F. Hani, e M. Salleh (2008). Performance of restricted earth fault protection scheme in the presence of current transformer remanence. In *2nd IEEE International Conference on Power and Energy (PECon 08)*, Johor Baharu, Malaysia.

Jensen, A. e A. la Cour Harbo (2000). *A Ripples in Mathematics: The Discrete Wavelet Transform.* New York: Springer-Verlag. ISBN: 3-540-41662-5.

Kaiavathi, M. S., B. R. Reddy, e B. P. Singh (2005). Transformer fault diagnosis using fuzzy logic and neural network. In *Annual Report Conference on Electrical Insulation and Dielectric Phenomena*, pp. 486–489.

Kang, Y., B. Lee, e S. Kang (2007). Transformer protection relay based on the induced voltages. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems 29*(4), 281–289.

Kang, Y. C., U. J. Lim, S. H. Kang, e P. A. Crossley (2004). Compensation of the distortion in the secondary current caused by saturation and remanence in a ct. *IEEE Transactions on Power Delivery 19*(4), 1642–1649.

Kang, Y. C., S. H. Ok, S. H. Kang, e P. A. Crossley (2004). Design and evaluation of an algorithm for detecting current transformer saturation. *IEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution 151*(1), 27–35.

Kasztenny, B., E. Rosolowski, M. Saha, e B. Hillstrom (1997). A self-organizing fuzzy logic based protective relay - an application to power transformer protection. *IEEE Transactions on Power Delivery 12*(3), 1119–1127.

Katsigiannis, J. A., P. S. Georgilakis, A. T. Souflaris, e K. P. Valavanis (2004). Diagnosing transformer faults with petri nets. *Lecture Notes in Computer Science 3025*, 420–431.

Kindermann, G. (2008). *Proteção de Sistemas Elétricos de Potência* (1 ed.), Volume 3. Florianópolis: UFSC LabPlan. ISBN: 978-85-90085-37-9.

Kobet, G. L. (1999). An investigation of ferroresonance on transformer 13-kv ungrounded tertiaries using the electromagnetic transients program. In *The 53rd Annual Georgia Tech Protective Relaying Conference*, Atlanta, Georgia.

Kovács, Z. L. (1996). *Redes Neurais Artificiais* (2 ed.). São Paulo: collegium cognitio.

Koza, J. R. (1994). *Genetic Programming: On the programming of computers by means of natural seletion*. Cambridge: MIT Press. ISBN: 0-262-11170-5.

Kulkarni, S. V. e S. A. Khaparde (2005). *Transformer Engineering: Design and Practice*. New York: Marcel Dekker, Inc. ISBN: 0-8247-5653-3.

Kumbhar, G. B. e S. V. Kulkarni (2007). Analysis of sympathetic inrush phenomena in transformers using coupled field-circuit approach. In *IEEE PES General Meeting*, Tampa, USA.

Lifeng, L., G. Zhongde, Y. Qixun, e B. Zhongmin (1995). An expert system for designing the protection system of a power transformer. *Electric Power System Research 35*, 59–64.

Linden, R. (2006). *Algoritmos genéticos: Uma importante ferramenta da inteligência computacional*. São Paulo-SP: Brasport Livros e Multimídia Ltda. ISBN: 85-7452-265-1.

Ma, X. e J. Shi (2000). A new method for discrimination between fault and magnetizing inrush current using hmm. *Electric Power Systems Research 56*(1), 43–49.

Macedo, R. A., D. d. Silva, D. V. Coury, e A. C. P. L. F. d. Carvalho (2002). A new technique based on genetic algorithms for tracking of power system harmonics. In *VII Brazilian Symposium on Neural Networks*, pp. 7–12.

Madisetti, V. K. e D. B. Williams (Eds.) (1998). *Digital Signal Processing Handbook*. CRC Press. ISBN-13: 978-0849385728.

Mamede Filho, J. (2005). *Manual de Equipamentos Elétricos* (3 ed.). Rio de Janeiro: Livros Técnicos e Científicos Editora.

Mao, P. e R. Aggarwal (2001). A novel approach to the classification of the transient phenomena in power transformers using combined wavelet transform and neural network. *IEEE Transactions on Power Delivery 16*(4), 654–660.

Marshall, D. e P. Langguth (1929). Current transformer excitation under transient conditions. *Transactions of the American Institute of Electrical Engineers 48*, 1464–1474.

Mason, C. R. (1962). *The Art & Science of Protective Relaying.* General Electric. Acessado em: 07 de junho de 2006.

Megahed, A. I., A. Ramadan, e W. ElMahdy (2008). Power transformer differential relay using wavelet transform energies. In *Proc. IEEE Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century*, pp. 1–6.

Mendel, J. M. (1995). Fuzzy logic systems for engineering: a tutorial. *Proceedings of the IEEE 83*, 345–377.

Mikrut, M., W. Winkler, e B. Witek (1989). Performance of differential protection for three-winding power transformers during transient ct's saturation. In *Fourth International Conference on Developments in Power Protection, 1989*, pp. 66 – 69.

Mitchell, M. (1996). *An introduction to genetic algorithms.* Cambridge: The MIT Press. ISBN: 0-262-13316-4.

Mitra, S. K. (1998). *Digital Signal Processing* (3 ed.). McGraw Hill. ISBN: 0-07-060109-7.

Monaro, R. M., D. V. Coury, e I. N. D. Silva (2010). Detecção e correção de sinais de transformadores de corrente distorcidos pela saturação através de redes neurais artificiais. In *Congresso Brasileiro de Automática.*

Monsef, H. e S. Lotfifard (2007). Internal fault current identification based on wavelet transform in power transformers. *Electric Power Systems Research 77*(12), 1637–1645.

Nokia (2010). *Qt Reference Documentation.* Nokia Corporation.

Oh, J. e C. Wu (2004). Genetic-algorithm-based real-time task scheduling with multiple goals. *Journal of Systems and Software 71*(3), 245–258.

Oliveira, P. T. (2008). *Aplicação do algorítmo genético no mapeamento de genes epistáticos em cruzamentos controlados.* Tese de Doutorado, Instituto de Matemática e Estatística da Universidade de São Paulo.

Paco, D. F. D. (2004). Agregação dinâmica de turbinas e reguladores de velocidade: Modelos 02, 03 e 05 do anatem. Dissertação de Mestrado, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.

Pan, J., K. Vu, e Y. Hu (2004). An efficient compensation algorithm for current transformer saturation effects. *IEEE Transactions on Power Delivery 19*(4), 1623–1628.

Phadke, A. G. e J. S. Thorp (1983). A new computer-based flux-restrained current-differential relay for power transformer protection. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems PAS-102*(11), 3624–3629.

Pihler, J., B. Grear, e D. Dolinar (1997). Improved operation of power transformer protection using artificial neural network. *IEEE Transactions on Power Delivery 12*(3), 1128–1136.

Rahman, M. e B. Jeyasurya (1988). A state-of-the-art review of transformer protection algorithms. *IEEE Transactions on Power Delivery 3*(2), 534–544.

Rao, V. B. (1995). *C++ Neural Networks and Fuzzy Logic.* M&T Books. ISBN: 978-1558282988.

Reimert, D. (2006). *Protective relaying for power generation systems.* Boca Raton: CRC Press.

Ribeiro, C. F. (1982). *Correntes Transitórias de Energização dos Transformadores.* Curso Especial de Distribuição de Energia Elétrica. Recife: Universidade Federal de Pernambuco - UFPE.

Santoso, S., W. M. Grady, E. J. Powers, J. Lamoree, e S. C. Bhatt (2000). Characterization of distribution power quality events with fourier and wavelet transforms. *Power Delivery, IEEE Transactions on 15*(1), 247–254.

Satish, L. e S. K. Sahoo (2009). Locating faults in a transformer winding: An experimental study. *Electric Power Systems Research 79*(1), 89–97.

Sebesta, R. W. (2003). *Conceitos de Linguagens de Programação.*

Sedighi, A.-R. e M.-R. Haghifam (2005). Detection of inrush current in distribution transformer using wavelet transform. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems 27*(5–6), 361–370.

Segatto, E. C. (2005). *Relé Diferencial para Transformadores de Potência Utilizando Ferramentas Inteligentes.* Tese de Doutorado, Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo.

Segatto, E. C., D. V. Coury, M. C. Tavares, e P. E. G. Campos (2003). Alto desempenho na proteção diferencial de transformadores de potência com a utilização de redes neurais artificiais. *Sba: Controle & Automação Sociedade Brasileira de Automatica 14*, 309–320.

SEL (2005). *SEL-387-0, -5, -6 Relay: Current Differential Overcurrent Relay Data Recorder - Instruction Manual.* Pullman, USA: Schweitzer Engineering Laboratories, Inc.

Sengül, M., B. Alboyaci, S. Öztürk, e H. Cetinkaya (2005). Case study of sympathetic interaction between transformers caused by inrush transients. In *International Conference on Power Systems Transients*, Number IPST05 – 125, Montreal.

Sengül, M., S. Öztürk, H. B. Çetinkaya, e T. Erfidan (2006). New phenemenon on power transformers and fault identification using artificial neural networks. *Artificial Neural Networks – ICANN 2006 4132*, 767–776. ISBN: 978-3-540-38871-5.

Seo, H. e C. Kim (2008). The analysis of power quality effects from the transformer inrush current: A case study of the jeju power system, korea. In *2008 IEEE Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century*, pp. 1–6.

Shannon, C. E. (1948). A mathematical theory of communication. *The Bell System Technical Journal 27*, 379–423.

Shao, D., X. Yin, Z. Zhang, D. Chen, e K. Zhang (2007). Research on sympathetic interaction between transformers. In *Proc. 42nd International Universities Power Engineering Conference UPEC 2007*, pp. 273–276.

Shin, M.-C., C.-W. Park, e J.-H. Kim (2003). Fuzzy logic-based relaying for large power transformer protection. *IEEE Transactions on Power Delivery 18*(3), 718–724.

Siler, W. e J. J. Buckley (2004). *Fuzzy Expert Systems and Fuzzy Reasoning* (1 ed.). Wiley-Interscience. ISBN: 978-0-471-38859-3.

Silva, E. E. d. (2001). Otimização de estruturas de concreto armado utilizando algoritmos genéticos. Dissertação de Mestrado, Escola Politécnica da Universidade de São Paulo.

Silva, M. (2003). Localização de faltas em linhas de transmissão utilizando a teoria de ondas viajantes e transformada wavelet. Dissertação de Mestrado, Escola de Engenharia de São Carlos – Universidade de São Paulo.

Silva Filho, D. d. (2003). *Dimensionamento de usinas hidroelétricas através de técnicas de otimização evolutiva.* Tese de Doutorado, Escola de Engenharia de São Carlos (EESC).

Smart, J., R. Roebling, V. Zeitlin, e R. Dunn (2010). *wxWidgets 2.8.11: A portable C++ and Python GUI toolkit.*

Smith, S. W. (1999). *The Scientist and Engineer's Guide to Digital Signal Processing* (2 ed.). San Diego, California: California Technical Publishing. ISBN: 0-9660176-7-6.

Souza, S. A. d. (2008). *Algoritmos genéticos aplicados à proteção e estimação de harmônicos em sistemas elétricos de potência.* Tese de Doutorado, Escola de Engenharia de São Carlos (EESC), São Carlos.

Spatti, D. H. (2007). Sistema inteligente para controle de relés reguladores de tensão. Dissertação de Mestrado, Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, São Carlos.

Stevenson, W. D. (1986). *Elementos de análise de sistemas de potência* (2 ed.). São Paulo: McGraw-Hill ltda.

Sugeno, M. (1985). An introductory survey of fuzzy control. *Information sciences 36*(1-2), 59–83.

Tag Eldin, E. M. (2003). A new algorithm for the classification of different transient phenomena in power transformers combining wavelet transforms and fuzzy logic. In *Proc. 46th IEEE International Midwest Symposium on Circuits and Systems MWSCAS '03*, Volume 3, pp. 1116–1121.

Tan, J.-C. e H. Wei (2007). A new restricted earth fault protection. In *Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering*, Vancouver, BC, pp. 276 – 279.

Torres, R., A. Osman, e O. Malik (2008). Impedance algorithm for protection of power transformers. In *2008 IEEE Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century*, pp. 1–8.

Tripathy, M., R. P. Maheshwari, e H. K. Verma (2006). Particle swarm optimization based probabilistic neural network for power transformer protection. In *Proc. IEEE International Conference on Industrial Technology ICIT 2006*, pp. 568–573.

Tripathy, M., R. P. Maheshwari, e H. K. Verma (2007a). Application of probabilistic neural network for differential relaying of power transformer. *IET Generation, Transmission Distribution 1*(2), 218–222.

Tripathy, M., R. P. Maheshwari, e H. K. Verma (2007b). Probabilistic neural-network-based protection of power transformer. *IET Electric Power Applications 1*(5), 793–798.

Tripathy, M., R. P. Maheshwari, e H. K. Verma (2008a). Neuro-fuzzy technique for power transformer protection. *Electric Power Components and Systems 36*(3), 299 – 316.

Tripathy, M., R. P. Maheshwari, e H. K. Verma (2008b). Radial basis probabilistic neural network for differential protection of power transformer. *IET Generation, Transmission Distribution 2*(1), 43–52.

Tripathy, M., R. P. Maheshwari, e H. K. Verma (2010). Power transformer differential protection based on optimal probabilistic neural network. *IEEE Transactions on Power Delivery 25*(1), 102–112.

Valsan, S. P. e K. Swarup (2008). Wavelet based transformer protection using high frequency power directional signals. *Electric Power Systems Research 78*(4), 547–558.

Vargas, E. T. (2005). Aplicação de algoritmos genéticos em relés de freqüência. Dissertação de Mestrado, Escola de Engenharia de São Carlos – Universidade de São Paulo.

Vazquez, E., I. I. Mijares, O. L. Chacon, e A. Conde (2008). Transformer differential protection using principal component analysis. *IEEE Transactions on Power Delivery 23*(1), 67–72.

Verma, H. K. e A. M. Basha (1990). Microprocessor-based comprehensive relaying scheme for power transformer protection. *Electric Power Systems Research 19*(2), 115–127.

Verma, H. K. e G. C. Kakoti (1990). Algorithm for harmonic restraint differential relaying based on the discrete hartley transform. *Electric Power Systems Research 18*(2), 125–129.

Vieira Filho, X. (1984). *Operação de Sistemas de Potência com Controle Automático de Geração.* Rio de Janeiro: Editora Campus Ltda.

Wang, Y., X. Yin, D. You, e T. Xu (2008). Analysis on the influencing factors of transformer sympathetic inrush current. In *2008 IEEE Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century*, pp. 1–8.

WEG (2002). Módulo 2 - variação de velocidade. Centro de Treinamento de Clientes.

Welch, B., K. Jones, e J. Hobbs (2003). *Practical Programming in Tcl and Tk* (4 ed.). Prentice Hall. ISBN: 0-13-038560-3.

Wentz, E. e W. K. Sonnemann (1940). Current transformers and relays for high-speed differential protection with particular reference to offset transient current. *Transactions of the American Institute of Electrical Engineers 59*, 481–488.

Wiszniewski, A. e B. Kasztenny (1993). Fuzzy set approach to transformer differential relay. In *Proceedings of of the 1993 Developmentes in Power System Protection Conference*, York, U.K., pp. 169–172.

Wiszniewski, A. e B. Kasztenny (1995). A multi-criteria differential transformer relay based on fuzzy logic. *IEEE Transactions on Power Delivery 10*(4), 1786–1792.

Wiszniewski, A., W. Rebizant, e L. Schiel (2009). New algorithms for power transform inter-turn fault protection. *Electric Power System Research 79*, 1454–1461.

Yager, R. R. e L. A. Zadeh (Eds.) (1992). *An Introduction to Fuzzy Logic Applications in intelligent Systems*. Kluwer Academic Publishers. ISBN:0-7923-919-8.

Yeh, J. C., C. E. Lin, C. L. Huang, e C. L. Cheng (1994). Calculation and harmonic analysis of transient inrush currents in three-phase transformers. *Electric Power Systems Research 30*(2), 93–102.

Youssef, O. A. S. (2003). A wavelet-based technique for discrimination between faults and magnetizing inrush currents in transformers. *IEEE Transactions on Power Delivery 18*(1), 170–176.

Youssef, O. A. S. (2004). Applications of fuzzy-logic-wavelet-based techniques for transformers inrush currents identification and power systems faults classification. In *Proc. IEEE PES Power Systems Conference and Exposition*, pp. 553–559.

Yu, D., J. C. Cummins, Z. Wang, H.-J. Yoon, e L. A. Kojovic (2001). Correction of current transformer distorted secondary currents due to saturation using artificial neural networks. *IEEE Transactions on Power Delivery 16*(2), 189 –194.

Yu, D. C., J. C. Cummins, Z. Wang, H.-J. Yoon, L. A. Kojovic, e D. Stone (1999). Neural network for current transformer saturation correction. In *Proc. IEEE Transmission and Distribution Conference*, Volume 1, pp. 441–446.

Zadeh, H. K. e M. S. Pasand (2004). An ann based algorithm for correction of saturated ct secondary current. In *Proc. 39th International Universities Power Engineering Conference UPEC 2004*, Volume 1, pp. 468–472.

Zadeh, L. A. (1975). The concept of a linguistic variable and its application to approximate reasoning - I. *Information Sciences 8*, 199–249.

Zhang, H., P. Liu, e O. P. Malik (2002). A new scheme for inrush identification in transformer protection. *Electric Power Systems Research 63*(2), 81–86.

Zhang, H., J. F. Wen, P. Liu, e O. P. Malik (2002). Discrimination between fault and magnetizing inrush current in transformers using short-time correlation transform. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems 24*(7), 557–562.

Zhang, Z., K. Fang, e w. Huang (2008). Genetic programming based fuzzy mapping function model for fault diagnosis of power transformers. In *7th World Congress on Intelligent Control and Automation, 2008. WCICA 2008*, pp. 1184–1187.

Zheng, G., X. Yan, H. Li, e D. Liu (2004). Classification of voltage sag based on wavelet transform and wavelet network. In *Machine Learning and Cybernetics, 2004. Proceedings of 2004 International Conference on*, Volume 1, pp. 466–470.

Ziegler, G. (2005). *Numerical Differential Protection - Principles and Applications.* Erlangen: Publicis Corporate Publishing. ISBN: 3-89578-234-3.

Zimmermann, H.-J. (1996). *Fuzzy set theory and its applications* (3 ed.). Norwell: Kluwer Academic Publishers.

Zocholl, S. E. (2004). *Análise e Aplicação de Transformadores de Corrente.* Pullman, WA: Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. ISBN: 85-99717-01-4.

Apêndice A

A compensação da corrente diferencial para relés numéricos

A Tabela A.1 mostra os fatores de compensação da corrente diferencial para relés numéricos para todos os grupos vetoriais (IEEE Std. C37.91, 2008). Tal metodologia visa corrigir o defasamento angular proveniente do tipo de conexão do transformador. A tabela está organizada em cinco colunas, sendo que a primeira coluna lista o número do grupo vetorial e a segunda coluna indica o número de graus da mudança de fase que a matriz de compensação irá compensar.

Tabela A.1: Compensação da corrente diferencial.

GV	**Graus corrigidos**		**Estrela (Y)**	**Delta (Δ)**	**Delta-Delta($\Delta - \Delta$)**
0	ABC, 0 ·30° sh[1]	0°	$1\cdot\begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix}$		$\frac{1}{3}\cdot\begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix}$
	ACB, 0 ·30° csh[2]	0°			
1	ABC, 1 ·30° sh	30°		$\frac{1}{\sqrt{3}}\cdot\begin{bmatrix} 1 & -1 & 0 \\ 0 & 1 & -1 \\ -1 & 0 & 1 \end{bmatrix}$	
	ACB, 1 ·30° csh	330°			

Continua na próxima página

[1]sentido horário.
[2]sentido anti-horário.

Tabela A.1 – continuação da página anterior

GV	Graus corrigidos		Estrela (Y)	Delta (Δ)	Delta-Delta(Δ − Δ)
2	ABC, 2 ·30° sh ACB, 2 ·30° csh	60° 300°	$1\cdot\begin{bmatrix} 0 & 0 & -1 \\ -1 & 0 & 0 \\ 0 & -1 & 0 \end{bmatrix}$		$\frac{1}{3}\cdot\begin{bmatrix} 1 & -2 & 1 \\ 1 & 1 & -2 \\ -2 & 1 & 1 \end{bmatrix}$
3	ABC, 3 ·30° sh ACB, 3 ·30° csh	90° 270°		$\frac{1}{\sqrt{3}}\cdot\begin{bmatrix} 0 & -1 & 1 \\ 1 & 0 & -1 \\ -1 & 1 & 0 \end{bmatrix}$	
4	ABC, 4 ·30° sh ACB, 4 ·30° csh	120° 240°	$1\cdot\begin{bmatrix} 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \\ 1 & 0 & 0 \end{bmatrix}$		$\frac{1}{3}\cdot\begin{bmatrix} -1 & -1 & 2 \\ 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \end{bmatrix}$
5	ABC, 5 ·30° sh ACB, 5 ·30° csh	150° 210°		$\frac{1}{\sqrt{3}}\cdot\begin{bmatrix} -1 & 0 & 1 \\ 1 & -1 & 0 \\ 0 & 1 & -1 \end{bmatrix}$	
6	ABC, 6 ·30° sh ACB, 6 ·30° csh	180° 180°	$1\cdot\begin{bmatrix} -1 & 0 & 0 \\ 0 & -1 & 0 \\ 0 & 0 & -1 \end{bmatrix}$		$\frac{1}{3}\cdot\begin{bmatrix} -2 & 1 & 1 \\ 1 & -2 & 1 \\ 1 & 1 & -2 \end{bmatrix}$
7	ABC, 7 ·30° sh ACB, 7 ·30° csh	210° 150°		$\frac{1}{\sqrt{3}}\cdot\begin{bmatrix} -1 & 1 & 0 \\ 0 & -1 & 1 \\ 1 & 0 & -1 \end{bmatrix}$	
8	ABC, 8 ·30° sh ACB, 8 ·30° csh	240° 120°	$1\cdot\begin{bmatrix} 0 & 0 & 1 \\ 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \end{bmatrix}$		$\frac{1}{3}\cdot\begin{bmatrix} -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \\ 2 & -1 & -1 \end{bmatrix}$

Continua na próxima página

Tabela A.1 – continuação da página anterior

GV	Graus corrigidos		Estrela (Y)	Delta (Δ)	Delta-Delta(Δ – Δ)
9	ABC, 9 ·30° sh	270°		$\frac{1}{\sqrt{3}} \cdot \begin{bmatrix} 0 & 1 & -1 \\ -1 & 0 & 1 \\ 1 & -1 & 0 \end{bmatrix}$	
	ACB, 9 ·30° csh	90°			
10	ABC, 10 ·30° sh	300°	$1 \cdot \begin{bmatrix} 0 & -1 & 0 \\ 0 & 0 & -1 \\ -1 & 0 & 0 \end{bmatrix}$		$\frac{1}{3} \cdot \begin{bmatrix} 1 & 1 & -2 \\ -2 & 1 & 1 \\ 1 & -2 & 1 \end{bmatrix}$
	ACB, 10 ·30° csh	60°			
11	ABC, 11 ·30° sh	330°		$\frac{1}{\sqrt{3}} \cdot \begin{bmatrix} 1 & 0 & -1 \\ -1 & 1 & 0 \\ 0 & -1 & 1 \end{bmatrix}$	
	ACB, 11 ·30° csh	30°			

A representação matricial é a forma mais conveniente de descrever cada configuração. A compensação pode ser realizada de acordo com a equação A.1.

$$\begin{bmatrix} I'_A \\ I'_B \\ I'_C \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Matriz \\ da \\ Tabela \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_A \\ I_B \\ I_C \end{bmatrix}, \tag{A.1}$$

na qual:

- I_A é a corrente da fase A fornecida pelo TC conectado em estrela;
- I_B é a corrente da fase B fornecida pelo TC conectado em estrela;
- I_C é a corrente da fase C fornecida pelo TC conectado em estrela;
- I'_A é a corrente da fase A no circuito diferencial após a compensação do defasamento angular;

- I'_B é a corrente da fase B no circuito diferencial após a compensação do defasamento angular;
- I'_C é a corrente da fase C no circuito diferencial após a compensação do defasamento angular.

Apêndice B

Divulgação do Trabalho

Em relação a divulgação científica deste trabalho, nos foros pertinentes, este apêndice apresenta a relação das publicações realizadas a partir dos resultados registrados nesta tese.

Trabalhos completos publicados em anais de congressos:

[1] BARBOSA, D. ; CHEMIN NETTO, U. ; COURY, D. V. ; OLESKOVICZ, M. . Um Novo Algoritmo para a Proteção Diferencial de Transformadores através da Lógica Nebulosa. In: XVIII Congresso Brasileiro de Automática, 2010, Bonito. Um Novo Algoritmo para a Proteção Diferencial de Transformadores através da Lógica Nebulosa, 2010.

[2] BRANCO, H. M. G. C. ; BARBOSA, D. ; OLESKOVICZ, M. ; COURY, D. V. . A Transformada *Wavelet Packet* e a Lógica *Fuzzy* Aplicadas à Classificação de Transitórios em Transformadores de Potência. In: VIII Conferência Brasileira sobre Qualidade da Energia Elétrica, 2009, Blumenau. VIII Conferência Brasileira sobre Qualidade da Energia Elétrica, 2009. p. P179.

[3] BARBOSA, D. ; CHEMIN NETTO, U. ; BRANCO, H. M. G. C. ; COURY, D. V. ; OLESKOVICZ, M. . Impacto do Paralelismo na Proteção Diferencial de Transformadores de Potência. In: 8th *Latin-American Congress on Electricity Generation and Transmission, 2009, Ubatuba. 8th Latin-American Congress on Electricity Generation and Transmission*, 2009. p. B653.

[4] BARBOSA, D. ; CHEMIN NETTO, U. ; BRANCO, H. M. G. C. ; COURY, D. V. ; OLESKOVICZ, M. . Impacto do Paralelismo na Proteção Diferencial de Transformadores de Potência. In: XX Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica,

2009, Recife. XX Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica. Recife, 2009. p. GPC31.

[5] BRANCO, H. M. G. C. ; BARBOSA, D. ; OLESKOVICZ, M. ; COURY, D. V. . Um Classificador Híbrido para a Análise das Condições de Operação dos Transformadores de Potência. In: XVII Congresso Brasileiro de Automática, 2008, Juiz de Fora. XVII Congresso Brasileiro de Automática, 2008. p. 41018.

[6] BARBOSA, D. ; SILVA, M. ; BERNARDES, A. P. ; COURY, D. V. . Diagnóstico de Faltas em Transformadores de Potência Utilizando Lógica *Fuzzy*. In: VIII Simpósio Brasileiro de Automação Inteligente, 2007, Florianópolis. VIII Simpósio Brasileiro de Automação Inteligente, 2007. p. 30657.

[7] BARBOSA, D. ; SILVA, M. ; BERNARDES, A. P. ; COURY, D. V. ; OLESKOVICZ, M. . Lógica *Fuzzy* aplicada à proteção de transformadores. In: Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos, 2006, Campina Grande. Anais do Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos, 2006. p. 19.

[8] BARBOSA, D. ; SILVA, M. ; BERNARDES, A. P. ; COURY, D. V. ; OLESKOVICZ, M. ; SILVA, I. N. . A Proteção Diferencial de Transformadores de Potência baseada na Lógica *Fuzzy*. In: XIV Congresso Brasileiro de Automática, 2006, Salvador. XIV Congresso Brasileiro de Automática (CBA 2006), 2006. p. 132.

Textos em jornais de notícias/revistas:

[1] BARBOSA, D. ; CHEMIN NETTO, U. ; BRANCO, H. M. G. C. ; COURY, D. V. ; OLESKOVICZ, M. . Impacto do paralelismo na proteção diferencial de transformador de potência. O Setor Elétrico, São Paulo, p. 68 - 73, 01 fev. 2010.

[2] BARBOSA, D. ; BERNARDES, A. P. ; SILVA, M. ; COURY, D. V. ; OLESKOVICZ, M. . Lógica *Fuzzy* Aplicada na Proteção de Transformadores. Revista GTD, São Paulo, p. 16 - 23, 01 jun. 2007.

Artigos completos publicados em periódicos:

[1] BARBOSA, D. ; CHEMIN NETTO, U. ; COURY, D. V. ; OLESKOVICZ, M. . *Power Transformer Differential Protection Based on Clarke's Transform and Fuzzy Systems. IEEE Transactions Power Delivery* (em revisão).

[2] BARBOSA, D. ; CHEMIN NETTO, U. ; COURY, D. V. ; OLESKOVICZ, M. . Lógica Nebulosa aplicada à Proteção Diferencial de Transformadores de Potência. Controle & Automação (submetido).

Apêndice C

O arquivo fonte da simulação no ATP

No que segue, apresenta-se a máscara (arquivo fonte) que serve como entrada para as situações geradas e simuladas dispondo do *software* ATP. Esta máscara ilustra a situação de regime permanente do sistema elétrico simulado, conforme o diagrama unifilar apresentado na figura 5.1.

```
$MONITOR
UM TO TACS
POWER FREQUENCY,  60
  1.0E-4     31.1
  999999        1        1        1        1                        1
TACS HYBRID
90GERA
98FGER   50                  +GERA                    6.00E10.00E0
92VELOC                                                          -1.0000000
77VELOC    94.2477796
11FSOLL    6.000000E10.000000E00.000000E0                        -1.0000000
11VREF     7.967433E30.000000E00.000000E0                        -1.0000000   {1 PU}
88FGERCC  = ((4 * VELOC) / (2 * PI))
88FDELTA  = FSOLL - FGERCC
 0FGANH                      +FDELTA                  10.00
 2CTRL                       +FGANH                   1.000
      3.398      4.056
      4.056      11.92     5.689
 1CTUR                       +CTRL                    1.000
         40          -6
         40           3
88STEMDE  = CTRL + 1
 0CTRT                       +STEMDE                  1.00   0.50    1.20
77STEAM    1.00000
88STEAM    =CTRT
77EFD      0.985
```

```
77VS        0.0
88VGRMS 66+GERA                                        60.000
 0VS        -VGRMS  -VF       +VREF                     1.000
 1VR        +VS                                         1.000
      1.          0.60
      1.          0.05
 1VRT       +VR                                         1.000   0       1.15
      46
      1          0.06
 1EFD       +VRT      -VFE                              1.000
      1
      0          0.46
 0VFE       +EFD                                         0.95
 1VF        +EFD                                        1.000
      0          0.1
      1          1.0
92TQGEN1                                                                  -1.0
98TAVX1 66+TQGEN1                                      6.00E10.00E0
98TAVG1    = -1.0*TAVX1
92OMEGM
88VMITRP   = ((60 * OMEGM) / (2 * PI))
88TQCFL 56+VMITRP
                0.          1350.0
              100.          2950.0
              200.          4500.0
              250.          5050.0
              300.          5225.0
              350.          5325.0
              400.          5375.0
              450.          5400.0
              500.          5425.0
              600.          5437.5
              700.          5450.0
              800.          5475.0
              900.          5500.0
             1000.          5512.5
             1750.          5675.0
             9999.
88REFVEC   = (VMITRP - 1)
88TQCFLU58+TQCFL                                          1.      1.      0.REFVEC
88TQCFLI   = -TQCFLU
BLANK CARD ENDING TACS DATA
-1LT11IALT11OA                  2.   1.00                -2
       16        8.3070582882402500000E+02
   2.12599884479114700E+03   5.39838565159191400E+03   3.18560616599095600E+03
  -2.02617503148984300E+03   1.66208711890397900E+03   6.52004683773527100E+03
   4.08689240607709900E+04   1.06990698212195800E+05   2.41725028292920700E+05
```

```
   1.21598466894138400E+05   1.14394838746427700E+05   1.03333009946743000E+06
   4.20005338424749500E+06   1.23936631270069800E+07   3.73520348636297100E+07
   7.56665549709946500E+07
   6.95016656564441400E+00   1.32694753452363100E+01   9.05430505200374100E+00
   1.38030690522760800E+01   2.32285530876081100E+01   6.94153811452719700E+01
   3.94141072862581600E+02   9.61128979046698400E+02   1.51315088857241700E+03
   2.33278302883066900E+03   4.09183824281674600E+03   3.10244975969482400E+04
   1.28232166923512000E+05   3.93865998860514700E+05   1.22177825184846300E+06
   2.68047183024319400E+06
      16          3.81009304285763000 00E−04
   8.64735878078549400E−02   4.47448047028662400E−01   5.42615574514156200E−01
   1.07507663770650700E+00   7.43526426605289000E+00   4.72098167859630400E+01
   7.95886925147195000E+01   5.17615493458154000E+01   3.36565363602705000E+02
   6.33016378431585900E+03   2.44277511158447700E+03   2.60620332335538800E+05
  −1.12450929417450100E+04   1.25460255427489600E+10  −2.51818789544515800E+10
   1.26355947388114500E+10
   2.99695100928173800E+01   1.49291302912261600E+02   1.89795823972587000E+02
   3.32455375560065800E+02   5.56566960876563100E+02   1.02816636839609000E+03
   1.14547957640104200E+03   1.25931613420549100E+03   4.02834198110401100E+03
   1.99330975033881800E+04   2.29177265663094600E+04   6.47593568280547000E+04
   2.45933625719534400E+05   9.12147066957595800E+04   9.13059214024554200E+04
   9.13972273238578200E+04
−2LT11IBLT11OB                    2.    1.00                  −2
      17          3.92834885440444400 00E+02
   5.71008950457679400E+02   1.20983541088182800E+03   3.05319783644724300E+03
   1.21954376032078400E+03   4.56331868294972400E+03   8.94325378423407900E+03
   2.82419837410749800E+03   1.78605114687125800E+03   1.13901156991455700E+03
   1.49136983799026900E+03   7.54119472907976300E+02   6.93494648143093200E+02
   9.99244513484645300E+02   1.40234499299468900E+03   4.03945767511215500E+04
   5.18186095776506000E+04   1.16079163748034900E+06
   2.49583787030216300E+00   3.99542090957264900E+00   5.18389469398285000E+00
   6.14119111138183500E+00   1.08270537064513000E+01   3.02315292155693500E+01
   5.80959754325031100E+01   8.86280746465046700E+01   1.21007532326889200E+02
   2.00567354202917800E+02   3.29180795196763900E+02   5.79527615377282800E+02
   8.13843406399016200E+02   1.08606329237202000E+03   2.86475787517224800E+04
   3.76844080072321400E+04   8.37946747117936400E+05
      13          3.36284447881606400 00E−04
   6.44867940939869300E−02   2.15330408708051800E−01   5.37696007574245700E−01
   4.00245032186507400E+01   4.58721624914386700E+02   1.70599793442812800E+03
   2.82275483052681400E+04   9.23157625524439200E+04   9.58440492520249200E+05
  −1.23720570952813700E+05   7.31791523776947100E+11  −1.46394928048927200E+12
   7.32156799243553500E+11
   1.13877782546348300E+01   3.83089940915282900E+01   9.67460549442546200E+01
   6.96171099664342900E+03   1.93798638089925000E+04   3.83382532058849900E+04
   2.31457946377422300E+05   4.35967734544476800E+05   1.29314201300133500E+06
   1.44295854721180900E+07   3.58964445288838400E+06   3.59323409734127500E+06
   3.59682733143861900E+06
```

```
−3LT11ICLT11OC                    2.   1.00                 −2
      17        3.9283488544044440000E+02
   5.71008950457679400E+02   1.20983541088182800E+03   3.05319783644724300E+03
   1.21954376032078400E+03   4.56331868294972400E+03   8.94325378423407900E+03
   2.82419837410749800E+03   1.78605114687125800E+03   1.13901156991455700E+03
   1.49136983799026900E+03   7.54119472907976300E+02   6.93494648143093200E+02
   9.99244513484645300E+02   1.40234499299468900E+03   4.03945767511215500E+04
   5.18186095776506000E+04   1.16079163748034900E+06
   2.49583787030216300E+00   3.99542090957264900E+00   5.18389469398285000E+00
   6.14119111138183500E+00   1.08270537064513000E+01   3.02315292155693500E+01
   5.80959754325031100E+01   8.86280746465046700E+01   1.21007532326889200E+02
   2.00567354202917800E+02   3.29180795196763900E+02   5.79527615377282800E+02
   8.13843406399016200E+02   1.08606329237202000E+03   2.86475787517224800E+04
   3.76844080072321400E+04   8.37946747117936400E+05
      13        3.3628444788160640000E−04
   6.44867940939869300E−02   2.15330408708051800E−01   5.37696007574245700E−01
   4.00245032186507400E+01   4.58721624914386700E+02   1.70599793442812800E+03
   2.82275483052681400E+04   9.23157625524439200E+04   9.58440492520249200E+05
  −1.23720570952813700E+05   7.31791523776947100E+11  −1.46394928048927200E+12
   7.32156799243553500E+11
   1.13877782546348300E+01   3.83089940915282900E+01   9.67460549442546200E+01
   6.96171099664342900E+03   1.93798638089925000E+04   3.83382532058849900E+04
   2.31457946377422300E+05   4.35967734544476800E+05   1.29314201300133500E+06
   1.44295854721180900E+07   3.58964445288838400E+06   3.59323409734127500E+06
   3.59682733143861900E+06
−4LT12IALT12OA                    2.   1.00                 −2
      17        3.9283488544044440000E+02
   5.71008950457679400E+02   1.20983541088182800E+03   3.05319783644724300E+03
   1.21954376032078400E+03   4.56331868294972400E+03   8.94325378423407900E+03
   2.82419837410749800E+03   1.78605114687125800E+03   1.13901156991455700E+03
   1.49136983799026900E+03   7.54119472907976300E+02   6.93494648143093200E+02
   9.99244513484645300E+02   1.40234499299468900E+03   4.03945767511215500E+04
   5.18186095776506000E+04   1.16079163748034900E+06
   2.49583787030216300E+00   3.99542090957264900E+00   5.18389469398285000E+00
   6.14119111138183500E+00   1.08270537064513000E+01   3.02315292155693500E+01
   5.80959754325031100E+01   8.86280746465046700E+01   1.21007532326889200E+02
   2.00567354202917800E+02   3.29180795196763900E+02   5.79527615377282800E+02
   8.13843406399016200E+02   1.08606329237202000E+03   2.86475787517224800E+04
   3.76844080072321400E+04   8.37946747117936400E+05
      13        3.3628444788160640000E−04
   6.44867940939869300E−02   2.15330408708051800E−01   5.37696007574245700E−01
   4.00245032186507400E+01   4.58721624914386700E+02   1.70599793442812800E+03
   2.82275483052681400E+04   9.23157625524439200E+04   9.58440492520249200E+05
  −1.23720570952813700E+05   7.31791523776947100E+11  −1.46394928048927200E+12
   7.32156799243553500E+11
   1.13877782546348300E+01   3.83089940915282900E+01   9.67460549442546200E+01
   6.96171099664342900E+03   1.93798638089925000E+04   3.83382532058849900E+04
```

```
   2.31457946377422300E+05   4.35967734544476800E+05   1.29314201300133500E+06
   1.44295854721180900E+07   3.58964445288838400E+06   3.59323409734127500E+06
   3.59682733143861900E+06
−5LT12IBLT12OB                    2.   1.00                  −2
      17          3.92834885440444400 00E+02
   5.71008950457679400E+02   1.20983541088182800E+03   3.05319783644724300E+03
   1.21954376032078400E+03   4.56331868294972400E+03   8.94325378423407900E+03
   2.82419837410749800E+03   1.78605114687125800E+03   1.13901156991455700E+03
   1.49136983799026900E+03   7.54119472907976300E+02   6.93494648143093200E+02
   9.99244513484645300E+02   1.40234499299468900E+03   4.03945767511215500E+04
   5.18186095776506000E+04   1.16079163748034900E+06
   2.49583787030216300E+00   3.99542090957264900E+00   5.18389469398285000E+00
   6.14119111138183500E+00   1.08270537064513000E+01   3.02315292155693500E+01
   5.80959754325031100E+01   8.86280746465046700E+01   1.21007532326889200E+02
   2.00567354202917800E+02   3.29180795196763900E+02   5.79527615377282800E+02
   8.13843406399016200E+02   1.08606329237202000E+03   2.86475787517224800E+04
   3.76844080072321400E+04   8.37946747117936400E+05
      13          3.36284447881606400 00E−04
   6.44867940939869300E−02   2.15330408708051800E−01   5.37696007574245700E−01
   4.00245032186507400E+01   4.58721624914386700E+02   1.70599793442812800E+03
   2.82275483052681400E+04   9.23157625524439200E+04   9.58440492520249200E+05
  −1.23720570952813700E+05   7.31791523776947100E+11  −1.46394928048927200E+12
   7.32156799243553500E+11
   1.13877782546348300E+01   3.83089940915282900E+01   9.67460549442546200E+01
   6.96171099664342900E+03   1.93798638089925000E+04   3.83382532058849900E+04
   2.31457946377422300E+05   4.35967734544476800E+05   1.29314201300133500E+06
   1.44295854721180900E+07   3.58964445288838400E+06   3.59323409734127500E+06
   3.59682733143861900E+06
−6LT12ICLT12OC                    2.   1.00                  −2
      17          3.92834885440444400 00E+02
   5.71008950457679400E+02   1.20983541088182800E+03   3.05319783644724300E+03
   1.21954376032078400E+03   4.56331868294972400E+03   8.94325378423407900E+03
   2.82419837410749800E+03   1.78605114687125800E+03   1.13901156991455700E+03
   1.49136983799026900E+03   7.54119472907976300E+02   6.93494648143093200E+02
   9.99244513484645300E+02   1.40234499299468900E+03   4.03945767511215500E+04
   5.18186095776506000E+04   1.16079163748034900E+06
   2.49583787030216300E+00   3.99542090957264900E+00   5.18389469398285000E+00
   6.14119111138183500E+00   1.08270537064513000E+01   3.02315292155693500E+01
   5.80959754325031100E+01   8.86280746465046700E+01   1.21007532326889200E+02
   2.00567354202917800E+02   3.29180795196763900E+02   5.79527615377282800E+02
   8.13843406399016200E+02   1.08606329237202000E+03   2.86475787517224800E+04
   3.76844080072321400E+04   8.37946747117936400E+05
      13          3.36284447881606400 00E−04
   6.44867940939869300E−02   2.15330408708051800E−01   5.37696007574245700E−01
   4.00245032186507400E+01   4.58721624914386700E+02   1.70599793442812800E+03
   2.82275483052681400E+04   9.23157625524439200E+04   9.58440492520249200E+05
  −1.23720570952813700E+05   7.31791523776947100E+11  −1.46394928048927200E+12
```

```
   7.32156799243553500E+11
   1.13877782546348300E+01   3.83089940915282900E+01   9.67460549442546200E+01
   6.96171099664342900E+03   1.93798638089925000E+04   3.83382532058849900E+04
   2.31457946377422300E+05   4.35967734544476800E+05   1.29314201300133500E+06
   1.44295854721180900E+07   3.58964445288838400E+06   3.59323409734127500E+06
   3.59682733143861900E+06
-1LVT2IALVT2OA                  2.   1.00                 -2
      10        8.41293643611870150 00E+02
  -2.81983880718444740E+03   9.37909411014395480E+03   1.24357236611709550E+03
   8.66153268652812220E+03   9.28247244685243930E+04   4.88738154100957250E+04
   4.19085147020646250E+04   6.58821013974316190E+05   7.38622500701838920E+06
   6.93710666299695670E+07
   1.00952515749622740E+01   9.34209608222511000E+00   1.33835946712654990E+01
   4.76722253666746450E+01   3.78972594336543860E+02   5.07146152181600480E+02
   8.55556115937794520E+02   1.02910148980857230E+04   1.21025445274930620E+05
   1.22293950883081040E+06
      11        1.76848978855346720 00E-04
   6.00280579859822310E-01   2.87898942926048780E+00   5.03391254797612490E+00
   1.05000555948528990E+01   3.30389877846113220E+02   2.98264017107053910E+03
   6.37224327820088640E+03   4.52187853344577740E+04   3.81462927500129560E+05
   1.38432610543955270E+08  -1.38868996543356480E+08
   1.18371650176898920E+02   4.66564247584301370E+02   5.98156489375789650E+02
   5.17830369060736300E+02   7.07514128185301620E+03   2.11032207798508060E+04
   3.11090758373301510E+04   7.11329982774679810E+04   2.18042328887751380E+05
   1.63405406729824080E+05   1.63568812136554130E+05
-2LVT2IBLVT2OB                  2.   1.00                 -2
      12        3.84523914530722150 00E+02
  -4.77521472806632120E+03   9.49898382547022630E+03   5.51832271260342620E+03
   7.47383271372732630E+03   2.79396176384910860E+03   1.74799700192186470E+03
   1.03926881179470730E+03   1.39477196986919830E+03   7.39622752476387400E+02
   7.22732034080272110E+03   4.25653339157162920E+04   6.09834059848980510E+05
   4.79439544186669410E+00   4.38798164440087300E+00   1.10735195212363870E+01
   2.83536441854197640E+01   5.53948574654997690E+01   8.51754574302164680E+01
   1.15008902771538060E+02   1.94030224417773610E+02   3.42746025229069630E+02
   2.73659611067839750E+03   1.58822260307152060E+04   2.28244936807172050E+05
      18        1.67836328831148030 00E-04
   2.31526805328054370E-02   1.04070801939319820E-01   8.79129484944736060E-02
   4.71880525595759440E+00   1.41089512546934980E+01   1.94636069049587980E+01
   2.52639723562371120E+01   3.38965050075239130E+01   3.33376098191370080E+01
   5.08719504466853320E+01   3.39794662165194130E+01   5.07170320275388750E+02
   3.34678484404393020E+03   2.22416250918183070E+04   1.89826591718726650E+05
   1.56420837597710630E+05  -3.66428312459340260E+05   1.85169194321381090E+06
   9.95605914403238050E+00   4.09930248138937970E+01   4.19857178310468840E+01
   2.03824242948215030E+03   6.09139747321049340E+03   8.14657460240930600E+03
   1.04582839959937650E+04   1.24675437447577280E+04   1.55422295998420100E+04
   1.29453264390658880E+04   1.30191577277469610E+04   8.80466485857951050E+04
   8.01942708767567820E+04   2.83791791457767250E+05   9.29591370108530270E+05
```

1.37960724422322450E+06 1.71453437475543840E+07 3.38808245771048360E+06
−3LVT2ICLVT2OC 2. 1.00 −2
12 3.84523914530722150 00E+02
−4.77521472806632120E+03 9.49898382547022630E+03 5.51832271260342620E+03
7.47383271372732630E+03 2.79396176384910860E+03 1.74799700192186470E+03
1.03926881179470730E+03 1.39477196986919830E+03 7.39622752476387400E+02
7.22732034080272110E+03 4.25653339157162920E+04 6.09834059848980510E+05
4.79439544186669410E+00 4.38798164440087300E+00 1.10735195212363870E+01
2.83536441854197640E+01 5.53948574654997690E+01 8.51754574302164680E+01
1.15008902771538060E+02 1.94030224417773610E+02 3.42746025229069630E+02
2.73659611067839750E+03 1.58822260307152060E+04 2.28244936807172050E+05
18 1.67836328831148030 00E−04
2.31526805328054370E−02 1.04070801939319820E−01 8.79129484944736060E−02
4.71880525595759440E+00 1.41089512546934980E+01 1.94636069049587980E+01
2.52639723562371120E+01 3.38965050075239130E+01 3.33376098191370080E+01
5.08719504466853320E+01 3.39794662165194130E+01 5.07170320275388750E+02
3.34678484404393020E+03 2.22416250918183070E+04 1.89826591718726650E+05
1.56420837597710630E+05 −3.66428312459340260E+05 1.85169194321381090E+06
9.95605914403238050E+00 4.09930248138937970E+01 4.19857178310468840E+01
2.03824242948215030E+03 6.09139747321049340E+03 8.14657460240930600E+03
1.04582839959937650E+04 1.24675437447577280E+04 1.55422295998420100E+04
1.29453264390658880E+04 1.30191577277469610E+04 8.80466485857951050E+04
8.01942708767567820E+04 2.83791791457767250E+05 9.29591370108530270E+05
1.37960724422322450E+06 1.71453437475543840E+07 3.38808245771048360E+06
−4LVT3IALVT3OA 2. 1.00 −2
12 3.84523914530722150 00E+02
−4.77521472806632120E+03 9.49898382547022630E+03 5.51832271260342620E+03
7.47383271372732630E+03 2.79396176384910860E+03 1.74799700192186470E+03
1.03926881179470730E+03 1.39477196986919830E+03 7.39622752476387400E+02
7.22732034080272110E+03 4.25653339157162920E+04 6.09834059848980510E+05
4.79439544186669410E+00 4.38798164440087300E+00 1.10735195212363870E+01
2.83536441854197640E+01 5.53948574654997690E+01 8.51754574302164680E+01
1.15008902771538060E+02 1.94030224417773610E+02 3.42746025229069630E+02
2.73659611067839750E+03 1.58822260307152060E+04 2.28244936807172050E+05
18 1.67836328831148030 00E−04
2.31526805328054370E−02 1.04070801939319820E−01 8.79129484944736060E−02
4.71880525595759440E+00 1.41089512546934980E+01 1.94636069049587980E+01
2.52639723562371120E+01 3.38965050075239130E+01 3.33376098191370080E+01
5.08719504466853320E+01 3.39794662165194130E+01 5.07170320275388750E+02
3.34678484404393020E+03 2.22416250918183070E+04 1.89826591718726650E+05
1.56420837597710630E+05 −3.66428312459340260E+05 1.85169194321381090E+06
9.95605914403238050E+00 4.09930248138937970E+01 4.19857178310468840E+01
2.03824242948215030E+03 6.09139747321049340E+03 8.14657460240930600E+03
1.04582839959937650E+04 1.24675437447577280E+04 1.55422295998420100E+04
1.29453264390658880E+04 1.30191577277469610E+04 8.80466485857951050E+04
8.01942708767567820E+04 2.83791791457767250E+05 9.29591370108530270E+05
1.37960724422322450E+06 1.71453437475543840E+07 3.38808245771048360E+06

```
−5LVT3IBLVT3OB                    2.   1.00                −2
      12        3.8452391453072215000E+02
  −4.77521472806632120E+03   9.49898382547022630E+03   5.51832271260342620E+03
   7.47383271372732630E+03   2.79396176384910860E+03   1.74799700192186470E+03
   1.03926881179470730E+03   1.39477196986919830E+03   7.39622752476387400E+02
   7.22732034080272110E+03   4.25653339157162920E+04   6.09834059848980510E+05
   4.79439544186669410E+00   4.38798164440087300E+00   1.10735195212363870E+01
   2.83536441854197640E+01   5.53948574654997690E+01   8.51754574302164680E+01
   1.15008902771538060E+02   1.94030224417773610E+02   3.42746025229069630E+02
   2.73659611067839750E+03   1.58822260307152060E+04   2.28244936807172050E+05
      18        1.6783632883114803000E−04
   2.31526805328054370E−02   1.04070801939319820E−01   8.79129484944736060E−02
   4.71880525595759440E+00   1.41089512546934980E+01   1.94636069049587980E+01
   2.52639723562371120E+01   3.38965050075239130E+01   3.33376098191370080E+01
   5.08719504466853320E+01   3.39794662165194130E+01   5.07170320275388750E+02
   3.34678484404393020E+03   2.22416250918183070E+04   1.89826591718726650E+05
   1.56420837597710630E+05  −3.66428312459340260E+05   1.85169194321381090E+06
   9.95605914403238050E+00   4.09930248138937970E+01   4.19857178310468840E+01
   2.03824242948215030E+03   6.09139747321049340E+03   8.14657460240930600E+03
   1.04582839959937650E+04   1.24675437447577280E+04   1.55422295998420100E+04
   1.29453264390658880E+04   1.30191577277469610E+04   8.80466485857951050E+04
   8.01942708767567820E+04   2.83791791457767250E+05   9.29591370108530270E+05
   1.37960724422322450E+06   1.71453437475543840E+07   3.38808245771048360E+06
−6LVT3ICLVT3OC                    2.   1.00                −2
      12        3.8452391453072215000E+02
  −4.77521472806632120E+03   9.49898382547022630E+03   5.51832271260342620E+03
   7.47383271372732630E+03   2.79396176384910860E+03   1.74799700192186470E+03
   1.03926881179470730E+03   1.39477196986919830E+03   7.39622752476387400E+02
   7.22732034080272110E+03   4.25653339157162920E+04   6.09834059848980510E+05
   4.79439544186669410E+00   4.38798164440087300E+00   1.10735195212363870E+01
   2.83536441854197640E+01   5.53948574654997690E+01   8.51754574302164680E+01
   1.15008902771538060E+02   1.94030224417773610E+02   3.42746025229069630E+02
   2.73659611067839750E+03   1.58822260307152060E+04   2.28244936807172050E+05
      18        1.6783632883114803000E−04
   2.31526805328054370E−02   1.04070801939319820E−01   8.79129484944736060E−02
   4.71880525595759440E+00   1.41089512546934980E+01   1.94636069049587980E+01
   2.52639723562371120E+01   3.38965050075239130E+01   3.33376098191370080E+01
   5.08719504466853320E+01   3.39794662165194130E+01   5.07170320275388750E+02
   3.34678484404393020E+03   2.22416250918183070E+04   1.89826591718726650E+05
   1.56420837597710630E+05  −3.66428312459340260E+05   1.85169194321381090E+06
   9.95605914403238050E+00   4.09930248138937970E+01   4.19857178310468840E+01
   2.03824242948215030E+03   6.09139747321049340E+03   8.14657460240930600E+03
   1.04582839959937650E+04   1.24675437447577280E+04   1.55422295998420100E+04
   1.29453264390658880E+04   1.30191577277469610E+04   8.80466485857951050E+04
   8.01942708767567820E+04   2.83791791457767250E+05   9.29591370108530270E+05
   1.37960724422322450E+06   1.71453437475543840E+07   3.38808245771048360E+06
$VINTAGE,  1
```

```
BGCH1A                    7.008192E+00    7.919224E+00 0.000000000E+00      0
BGCH1B                    7.008192E+00    7.919224E+00 0.000000000E+00      0
BGCH1C                    7.008192E+00    7.919224E+00 0.000000000E+00      0
BGCH2A                    7.008192E+00    7.919224E+00 0.000000000E+00      0
BGCH2B                    7.008192E+00    7.919224E+00 0.000000000E+00      0
BGCH2C                    7.008192E+00    7.919224E+00 0.000000000E+00      0
BGCH3A                    17.52048E+00    19.79806E+00 0.000000000E+00      0
BGCH3B                    17.52048E+00    19.79806E+00 0.000000000E+00      0
BGCH3C                    17.52048E+00    19.79806E+00 0.000000000E+00      0
NEUT1 NN1             1.000000000E-03 0.000000000E+00 0.000000000E+00      1
NN1                   1.
NEUT2 NN2             1.000000000E-03 0.000000000E+00 0.000000000E+00      1
NN2                   1.
NEUT3 NN3             1.000000000E-03 0.000000000E+00 0.000000000E+00      1
NN3                   1.
NEUT4 NN4             1.000000000E-03 0.000000000E+00 0.000000000E+00      0
NN4                   1.
NEUT5 NN5             1.000000000E-03 0.000000000E+00 0.000000000E+00      0
NN5                   1.
NEUT6 NN6             1.000000000E-03 0.000000000E+00 0.000000000E+00      0
NN6                   1.
NEUTM NNM             1.000000000E-03 0.000000000E+00 0.000000000E+00      0
NNM                   1.
NTTC1 NNTC1           1.000000000E-03 0.000000000E+00 0.000000000E+00      0
NNTC1                 1.
NTTC2 NNTC2           1.000000000E-03 0.000000000E+00 0.000000000E+00      0
NNTC2                 1.
NTTC3 NNTC3           1.000000000E-03 0.000000000E+00 0.000000000E+00      0
NNTC3                 1.
NTTC4 NNTC4           1.000000000E-03 0.000000000E+00 0.000000000E+00      0
NNTC4                 1.
NTTC5 NNTC5           1.000000000E-03 0.000000000E+00 0.000000000E+00      0
NNTC5                 1.
NTTC6 NNTC6           1.000000000E-03 0.000000000E+00 0.000000000E+00      0
NNTC6                 1.
NTTC9 NNTC9           1.000000000E-03 0.000000000E+00 0.000000000E+00      0
NNTC9                 1.
NTTC10NNTC10          1.000000000E-03 0.000000000E+00 0.000000000E+00      0
NNTC10                1.
NTTC11NNTC11          1.000000000E-03 0.000000000E+00 0.000000000E+00      0
NNTC11                1.
NTTC12NNTC12          1.000000000E-03 0.000000000E+00 0.000000000E+00      0
NNTC12                1.
NTTP1PNNTP1P          1.000000000E-03 0.000000000E+00 0.000000000E+00      0
NNTP1P                1.
NTTP1SNNTP1S          1.000000000E-03 0.000000000E+00 0.000000000E+00      0
NNTP1S                1.
```

```
 NTTP3PNNTP3P              1.000000000E-03 0.000000000E+00 0.000000000E+00       0
 NNTP3P                    1.
 NTTP3SNNTP3S              1.000000000E-03 0.000000000E+00 0.000000000E+00       0
 NNTP3S                    1.
 NTTP5PNNTP5P              1.000000000E-03 0.000000000E+00 0.000000000E+00       0
 NNTP5P                    1.
 NTTP5SNNTP5S              1.000000000E-03 0.000000000E+00 0.000000000E+00       0
 NNTP5S                    1.
 NTP10PNNP10P              1.000000000E-03 0.000000000E+00 0.000000000E+00       0
 NNP10P                    1.
 NTP10SNNP10S              1.000000000E-03 0.000000000E+00 0.000000000E+00       0
 NNP10S                    1.
 NTP12PNNP12P              1.000000000E-03 0.000000000E+00 0.000000000E+00       0
 NNP12P                    1.
 NTP12SNNP12S              1.000000000E-03 0.000000000E+00 0.000000000E+00       0
 NNP12S                    1.
 IX1                                                                     3.00E8
 IM1    TQCFLI                       1.0E-1
        IM1                            0.18
 TRANSFORMER               0.612346.590TE1A   63000.
 6.12313456E-01   4.65913694E+01
 1.89841040E+00   5.17681882E+01
 1.20371321E+01   5.69450070E+01
 7.45100991E+01   5.95334164E+01
 2.19834461E+02   6.10864621E+01
            9999
1TE1PA  TE1PC              0.0175  1.514   13.8
2TE1SA  NEUT1              1.048091.57779.674
 TRANSFORMER TE1A                     TE1B
1TE1PB  TE1PA
2TE1SB  NEUT1
 TRANSFORMER TE1A                     TE1C
1TE1PC  TE1PB
2TE1SC  NEUT1
 TRANSFORMER               0.612346.590TE2A   63000.
 6.12313456E-01   4.65913694E+01
 1.89841040E+00   5.17681882E+01
 1.20371321E+01   5.69450070E+01
 7.45100991E+01   5.95334164E+01
 2.19834461E+02   6.10864621E+01
            9999
1TE2PA  TE2PC              0.0175  1.514   13.8
2TE2SA  NEUT2              1.048091.57779.674
 TRANSFORMER TE2A                     TE2B
1TE2PB  TE2PA
2TE2SB  NEUT2
 TRANSFORMER TE2A                     TE2C
```

```
1TE2PC TE2PB
2TE2SC NEUT2
 TRANSFORMER              0.612346.590TE3A   63000.
  6.12313456E-01  4.65913694E+01
  1.89841040E+00  5.17681882E+01
  1.20371321E+01  5.69450070E+01
  7.45100991E+01  5.95334164E+01
  2.19834461E+02  6.10864621E+01
            9999
1TE3PA TE3PC               0.0175 1.514   13.8
2TE3SA NEUT3               1.048091.57779.674
 TRANSFORMER TE3A                     TE3B
1TE3PB TE3PA
2TE3SB NEUT3
 TRANSFORMER TE3A                     TE3C
1TE3PC TE3PB
2TE3SC NEUT3
 TRANSFORMER              1.060526.899TA1A   63000.
  1.06055811E+00  2.68995372E+01
  3.28814356E+00  2.98883747E+01
  2.08489263E+01  3.28772122E+01
  1.29055289E+02  3.43716309E+01
  3.80764491E+02  3.52682821E+01
            9999
1TA1SA NEUT4               0.0175 1.5147967.4
2TA1PA TA1PC               1.048091.577138.E3
 TRANSFORMER TA1A                     TA1B
1TA1SB NEUT4
2TA1PB TA1PA
 TRANSFORMER TA1A                     TA1C
1TA1SC NEUT4
2TA1PC TA1PB
 TRANSFORMER              1.060526.899TA2A   63000.
  1.06055811E+00  2.68995372E+01
  3.28814356E+00  2.98883747E+01
  2.08489263E+01  3.28772122E+01
  1.29055289E+02  3.43716309E+01
  3.80764491E+02  3.52682821E+01
            9999
1TA2SA NEUT5               0.0175 1.5147967.4
2TA2PA N05T2A              0.05244.5789 6.9E3
3N05T2AN10T2A              0.05244.5789 6.9E3
4N10T2AN30T2A              0.209618.31527.6E3
5N30T2AN50T2A              0.209618.31527.6E3
6N50T2AN80T2A              0.314427.47441.4E3
7N80T2ATA2PC               0.209618.31527.6E3
 TRANSFORMER TA2A                     TA2B
```

```
1TA2SB NEUT5
2TA2PB N05T2B
3N05T2BN10T2B
4N10T2BN30T2B
5N30T2BN50T2B
6N50T2BN80T2B
7N80T2BTA2PA
 TRANSFORMER TA2A                    TA2C
1TA2SC NEUT5
2TA2PC N05T2C
3N05T2CN10T2C
4N10T2CN30T2C
5N30T2CN50T2C
6N50T2CN80T2C
7N80T2CTA2PB
 TRANSFORMER            1.060526.899TA3A   63000.
 1.06055811E+00  2.68995372E+01
 3.28814356E+00  2.98883747E+01
 2.08489263E+01  3.28772122E+01
 1.29055289E+02  3.43716309E+01
 3.80764491E+02  3.52682821E+01
           9999
1TA3SA NEUT6            0.0175 1.5147967.4
2TA3PA TA3PC            1.048091.577138.E3
 TRANSFORMER TA3A                    TA3B
1TA3SB NEUT6
2TA3PB TA3PA
 TRANSFORMER TA3A                    TA3C
1TA3SC NEUT6
2TA3PC TA3PB
 TRANSFORMER            2.8E-32.6E-2TC1A
 2.82842712E-03  2.62592259E-02
 5.25107738E-03  7.50263597E-02
 8.05200092E-03  1.31296129E-01
 9.37604273E-03  1.61306673E-01
 1.30507689E-02  2.81348849E-01
 2.69326991E-02  7.50263597E-01
 3.63934345E-02  1.27544811E+00
 6.23407710E-02  1.61306673E+00
 8.51843969E-02  1.76311945E+00
 1.78251034E-01  1.87565899E+00
 4.53547317E-01  2.06322489E+00
           9999
1TC1SA NTTC1              1.2  .001 2000.
2TE1PA TC1PA            .0001    .1    5.
 TRANSFORMER TC1A                    TC1B
1TC1SB NTTC1
```

```
2TE1PB TC1PB
 TRANSFORMER TC1A                    TC1C
1TC1SC NTTC1
2TE1PC TC1PC
 TC1SA STC1A              3.00
 TC1SB STC1B              3.00
 TC1SC STC1C              3.00
 TRANSFORMER             2.8E-32.6E-2TC2A
  2.82842712E-03  2.62592259E-02
  5.25107738E-03  7.50263597E-02
  8.05200092E-03  1.31296129E-01
  9.37604273E-03  1.61306673E-01
  1.30507689E-02  2.81348849E-01
  2.69326991E-02  7.50263597E-01
  3.63934345E-02  1.27544811E+00
  6.23407710E-02  1.61306673E+00
  8.51843969E-02  1.76311945E+00
  1.78251034E-01  1.87565899E+00
  4.53547317E-01  2.06322489E+00
            9999
1TC2SA NTTC2              1.2    .001    200.
2TE1SA TC2PA              .0001  .1        5.
 TRANSFORMER TC2A                    TC2B
1TC2SB NTTC2
2TE1SB TC2PB
 TRANSFORMER TC2A                    TC2C
1TC2SC NTTC2
2TE1SC TC2PC
 TC2SA STC2A              3.00
 TC2SB STC2B              3.00
 TC2SC STC2C              3.00
 TRANSFORMER             2.8E-32.6E-2TC3A
  2.82842712E-03  2.62592259E-02
  5.25107738E-03  7.50263597E-02
  8.05200092E-03  1.31296129E-01
  9.37604273E-03  1.61306673E-01
  1.30507689E-02  2.81348849E-01
  2.69326991E-02  7.50263597E-01
  3.63934345E-02  1.27544811E+00
  6.23407710E-02  1.61306673E+00
  8.51843969E-02  1.76311945E+00
  1.78251034E-01  1.87565899E+00
  4.53547317E-01  2.06322489E+00
            9999
1TC3SA NTTC3                1.2   .001  2000.
2TC3YA TC3PA              .0001     .1     5.
 TRANSFORMER TC3A                    TC3B
```

```
1TC3SB NTTC3
2TC3YB TC3PB
 TRANSFORMER TC3A                    TC3C
1TC3SC NTTC3
2TC3YC TC3PC
 TC3SA STC3A              3.00
 TC3SB STC3B              3.00
 TC3SC STC3C              3.00
 TRANSFORMER             2.8E-32.6E-2TC4A
 2.82842712E-03  2.62592259E-02
 5.25107738E-03  7.50263597E-02
 8.05200092E-03  1.31296129E-01
 9.37604273E-03  1.61306673E-01
 1.30507689E-02  2.81348849E-01
 2.69326991E-02  7.50263597E-01
 3.63934345E-02  1.27544811E+00
 6.23407710E-02  1.61306673E+00
 8.51843969E-02  1.76311945E+00
 1.78251034E-01  1.87565899E+00
 4.53547317E-01  2.06322489E+00
           9999
1TC4SA NTTC4              1.2    .001    200.
2TC4YA TC4PA              .0001  .1        5.
 TRANSFORMER TC4A                    TC4B
1TC4SB NTTC4
2TC4YB TC4PB
 TRANSFORMER TC4A                    TC4C
1TC4SC NTTC4
2TC4YC TC4PC
 TC4SA STC4A              3.00
 TC4SB STC4B              3.00
 TC4SC STC4C              3.00
 TRANSFORMER             2.8E-32.6E-2TC5A
 2.82842712E-03  2.62592259E-02
 5.25107738E-03  7.50263597E-02
 8.05200092E-03  1.31296129E-01
 9.37604273E-03  1.61306673E-01
 1.30507689E-02  2.81348849E-01
 2.69326991E-02  7.50263597E-01
 3.63934345E-02  1.27544811E+00
 6.23407710E-02  1.61306673E+00
 8.51843969E-02  1.76311945E+00
 1.78251034E-01  1.87565899E+00
 4.53547317E-01  2.06322489E+00
           9999
1TC5SA NTTC5                1.2   .001  2000.
2TE3PA TC5PA              .0001     .1     5.
```

```
 TRANSFORMER TC5A                        TC5B
1TC5SB NTTC5
2TE3PB TC5PB
 TRANSFORMER TC5A                        TC5C
1TC5SC NTTC5
2TE3PC TC5PC
 TC5SA STC5A                3.00
 TC5SB STC5B                3.00
 TC5SC STC5C                3.00
 TRANSFORMER               2.8E-32.6E-2TC6A
 2.82842712E-03  2.62592259E-02
 5.25107738E-03  7.50263597E-02                                  7.967433E3
 8.05200092E-03  1.31296129E-01
 9.37604273E-03  1.61306673E-01
 1.30507689E-02  2.81348849E-01
 2.69326991E-02  7.50263597E-01
 3.63934345E-02  1.27544811E+00
 6.23407710E-02  1.61306673E+00
 8.51843969E-02  1.76311945E+00
 1.78251034E-01  1.87565899E+00
 4.53547317E-01  2.06322489E+00
            9999
1TC6SA NTTC6                1.2    .001    200.
2TE3SA TC6PA                .0001  .1        5.
 TRANSFORMER TC6A                        TC6B
1TC6SB NTTC6
2TE3SB TC6PB
 TRANSFORMER TC6A                        TC6C
1TC6SC NTTC6
2TE3SC TC6PC
 TC6SA STC6A                3.00
 TC6SB STC6B                3.00
 TC6SC STC6C                3.00
 TRANSFORMER               2.8E-32.6E-2TC9A
 2.82842712E-03  2.62592259E-02
 5.25107738E-03  7.50263597E-02
 8.05200092E-03  1.31296129E-01
 9.37604273E-03  1.61306673E-01
 1.30507689E-02  2.81348849E-01
 2.69326991E-02  7.50263597E-01
 3.63934345E-02  1.27544811E+00
 6.23407710E-02  1.61306673E+00
 8.51843969E-02  1.76311945E+00
 1.78251034E-01  1.87565899E+00
 4.53547317E-01  2.06322489E+00
            9999
1TC9SA NTTC9                1.2    .001    200.
```

```
2TA2PA TC9PA                .0001 .1        5.
 TRANSFORMER TC9A                      TC9B
1TC9SB NTTC9
2TA2PB TC9PB
 TRANSFORMER TC9A                      TC9C
1TC9SC NTTC9
2TA2PC TC9PC
 TC9SA STC9A                3.00
 TC9SB STC9B                3.00
 TC9SC STC9C                3.00
 TRANSFORMER               4.2E-36.0E-2TC10A
 4.24264069E-03  6.00210877E-02
 1.07873642E-02  2.28830397E-01
 2.01140252E-02  5.47692426E-01
 2.75940636E-02  7.65268869E-01
 5.12761747E-02  9.49083450E-01
 1.07894161E-01  1.02035849E+00
 2.69933174E-01  1.06162299E+00
 6.04456480E-01  1.08788222E+00
 1.49507208E+00  1.12164408E+00
 3.04682714E+00  1.14790330E+00
 1.50921202E+01  1.19667044E+00
 3.59800523E+01  1.21167571E+00
            9999
1TC10SANTTC10                0.85  .001  2000.
2TC10YATC10PA               .0001    .1     5.
 TRANSFORMER TC10A                     TC10B
1TC10SBNTTC10
2TC10YBTC10PB
 TRANSFORMER TC10A                     TC10C
1TC10SCNTTC10
2TC10YCTC10PC
 TC10SASTC10A               3.00
 TC10SBSTC10B               3.00
 TC10SCSTC10C               3.00
 TRANSFORMER               2.8E-32.6E-2TC11A
 2.82842712E-03  2.62592259E-02
 5.25107738E-03  7.50263597E-02
 8.05200092E-03  1.31296129E-01
 9.37604273E-03  1.61306673E-01
 1.30507689E-02  2.81348849E-01
 2.69326991E-02  7.50263597E-01
 3.63934345E-02  1.27544811E+00
 6.23407710E-02  1.61306673E+00
 8.51843969E-02  1.76311945E+00
 1.78251034E-01  1.87565899E+00
 4.53547317E-01  2.06322489E+00
```

```
            9999
1TC11SANTTC11                1.2    .001    200.
2TA3PA TC11PA                .0001 .1        5.
 TRANSFORMER TC11A                    TC11B
1TC11SBNTTC11
2TA3PB TC11PB
 TRANSFORMER TC11A                    TC11C
1TC11SCNTTC11
2TA3PC TC11PC
 TC11SASTC11A              3.00
 TC11SBSTC11B              3.00
 TC11SCSTC11C              3.00
 TRANSFORMER              4.2E-36.0E-2TC12A
 4.24264069E-03  6.00210877E-02
 1.07873642E-02  2.28830397E-01
 2.01140252E-02  5.47692426E-01
 2.75940636E-02  7.65268869E-01
 5.12761747E-02  9.49083450E-01
 1.07894161E-01  1.02035849E+00
 2.69933174E-01  1.06162299E+00
 6.04456480E-01  1.08788222E+00
 1.49507208E+00  1.12164408E+00
 3.04682714E+00  1.14790330E+00
 1.50921202E+01  1.19667044E+00
 3.59800523E+01  1.21167571E+00
            9999
1TC12SANTTC12                0.85   .001  2000.
2TC12YATC12PA               .0001     .1     5.
 TRANSFORMER TC12A                    TC12B
1TC12SBNTTC12
2TC12YBTC12PB
 TRANSFORMER TC12A                    TC12C
1TC12SCNTTC12
2TC12YCTC12PC
 TC12SASTC12A             30.00
 TC12SBSTC12B             30.00
 TC12SCSTC12C             30.00
 TRANSFORMER              0.008827.009 PTT1A2.88E6
 5.65685425E-04  2.24178763E+00
 7.91738900E-04  4.51058474E+00
 1.08961059E-03  6.75237237E+00
 1.36811690E-03  8.99416000E+00
 1.60260804E-03  1.12629571E+01
 1.92189595E-03  1.35047447E+01
 2.25136411E-03  1.57465324E+01
 2.72143978E-03  1.80153295E+01
 3.27089474E-03  2.02571171E+01
```

```
 4.36329487E-03  2.24989047E+01
 5.95476411E-03  2.47677019E+01
 8.77820543E-03  2.70094895E+01
 1.52407918E-02  2.92512771E+01
 3.66690375E-02  3.15200742E+01
 1.79771541E-01  3.37618619E+01
           9999
1TC1PA NTTP1P              417.3          7.2
2TP1SA NTTP1S              0.085  0.498   0.12
 TRANSFORMER  PTT1A                   PTT1B
1TC1PB NTTP1P
2TP1SB NTTP1S
 TRANSFORMER  PTT1A                   PTT1C
1TC1PC NTTP1P
2TP1SC NTTP1S
 TP1SA NTTP1S               32.
 TP1SB NTTP1S               32.
 TP1SC NTTP1S               32.
 TRANSFORMER              0.008827.009 PTT3A2.88E6
 5.65685425E-04  2.24178763E+00
 7.91738900E-04  4.51058474E+00
 1.08961059E-03  6.75237237E+00
 1.36811690E-03  8.99416000E+00
 1.60260804E-03  1.12629571E+01
 1.92189595E-03  1.35047447E+01
 2.25136411E-03  1.57465324E+01
 2.72143978E-03  1.80153295E+01
 3.27089474E-03  2.02571171E+01
 4.36329487E-03  2.24989047E+01
 5.95476411E-03  2.47677019E+01
 8.77820543E-03  2.70094895E+01
 1.52407918E-02  2.92512771E+01
 3.66690375E-02  3.15200742E+01
 1.79771541E-01  3.37618619E+01
           9999
1TC3PA NTTP3P              417.3          7.2
2TP3SA NTTP3S              0.085  0.498   0.12
 TRANSFORMER  PTT3A                   PTT3B
1TC3PB NTTP3P
2TP3SB NTTP3S
 TRANSFORMER  PTT3A                   PTT3C
1TC3PC NTTP3P
2TP3SC NTTP3S
 TP3SA NTTP3S               32.
 TP3SB NTTP3S               32.
 TP3SC NTTP3S               32.
 TRANSFORMER              0.008827.009 PTT5A2.88E6
```

```
 5.65685425E-04  2.24178763E+00
 7.91738900E-04  4.51058474E+00
 1.08961059E-03  6.75237237E+00
 1.36811690E-03  8.99416000E+00
 1.60260804E-03  1.12629571E+01
 1.92189595E-03  1.35047447E+01
 2.25136411E-03  1.57465324E+01
 2.72143978E-03  1.80153295E+01
 3.27089474E-03  2.02571171E+01
 4.36329487E-03  2.24989047E+01
 5.95476411E-03  2.47677019E+01
 8.77820543E-03  2.70094895E+01
 1.52407918E-02  2.92512771E+01
 3.66690375E-02  3.15200742E+01
 1.79771541E-01  3.37618619E+01
           9999
1TC5PA NTTP5P              417.3          7.2
2TP5SA NTTP5S              0.085  0.498   0.12
 TRANSFORMER  PTT5A                   PTT5B
1TC5PB NTTP5P
2TP5SB NTTP5S
 TRANSFORMER  PTT5A                   PTT5C
1TC5PC NTTP5P
2TP5SC NTTP5S
 TP5SA NTTP5S               32.
 TP5SB NTTP5S               32.
 TP5SC NTTP5S               32.
 TRANSFORMER              0.008827.009PTT10A2.88E6
 5.65685425E-04  2.24178763E+00
 7.91738900E-04  4.51058474E+00
 1.08961059E-03  6.75237237E+00
 1.36811690E-03  8.99416000E+00
 1.60260804E-03  1.12629571E+01
 1.92189595E-03  1.35047447E+01
 2.25136411E-03  1.57465324E+01
 2.72143978E-03  1.80153295E+01
 3.27089474E-03  2.02571171E+01
 4.36329487E-03  2.24989047E+01
 5.95476411E-03  2.47677019E+01
 8.77820543E-03  2.70094895E+01
 1.52407918E-02  2.92512771E+01
 3.66690375E-02  3.15200742E+01
 1.79771541E-01  3.37618619E+01
           9999
1TC10PANTP10P              417.3          7.2
2TP10SANTP10S              0.085  0.498   0.12
 TRANSFORMER PTT10A                   PTT10B
```

```
 1TC10PBNTP10P
 2TP10SBNTP10S
  TRANSFORMER PTT10A                    PTT10C
 1TC10PCNTP10P
 2TP10SCNTP10S
  TP10SANTP10S              32.
  TP10SBNTP10S              32.
  TP10SCNTP10S              32.
  TRANSFORMER             0.008827.009PTT12A2.88E6
  5.65685425E-04  2.24178763E+00
  7.91738900E-04  4.51058474E+00
  1.08961059E-03  6.75237237E+00
  1.36811690E-03  8.99416000E+00
  1.60260804E-03  1.12629571E+01
  1.92189595E-03  1.35047447E+01
  2.25136411E-03  1.57465324E+01
  2.72143978E-03  1.80153295E+01
  3.27089474E-03  2.02571171E+01
  4.36329487E-03  2.24989047E+01
  5.95476411E-03  2.47677019E+01
  8.77820543E-03  2.70094895E+01
  1.52407918E-02  2.92512771E+01
  3.66690375E-02  3.15200742E+01
  1.79771541E-01  3.37618619E+01
            9999
 1TC12PANTP12P              417.3          7.2
 2TP12SANTP12S              0.085  0.498   0.12
  TRANSFORMER PTT12A                    PTT12B
 1TC12PBNTP12P
 2TP12SBNTP12S
  TRANSFORMER PTT12A                    PTT12C
 1TC12PCNTP12P
 2TP12SCNTP12S
  TP12SANTP12S              32.
  TP12SBNTP12S              32.
  TP12SCNTP12S              32.
$VINTAGE,1
  NLTP2AFCTP2A                                  274.34                    0
  NLTP2BFCTP2B                                  274.34                    0
  NLTP2CFCTP2C                                  274.34                    0
  FCTP2A                              40.        192.7                    0
  FCTP2B                              40.        192.7                    0
  FCTP2C                              40.        192.7                    0
  TC2PA CTP2A                                                  .00565      0
  TC2PB CTP2B                                                  .00565      0
  TC2PC CTP2C                                                  .00565      0
  CTP2A                                                         .0811      0
```

```
  CTP2B                                                  .0811     0
  CTP2C                                                  .0811     0
  NCTP2ANMTP2A                    833.55        2880.             0
  NCTP2BNMTP2B                    833.55        2880.             0
  NCTP2CNMTP2C                    833.55        2880.             0
  CTP2A NCTP2A                                        .00012686   0
  CTP2B NCTP2B                                        .00012686   0
  CTP2C NCTP2C                                        .00012686   0
  NCTP2A                                              .00015144   0
  NCTP2B                                              .00015144   0
  NCTP2C                                              .00015144   0
  CTP2A NCTP2A                      3.25        56550.            0
  CTP2B NCTP2B                      3.25        56550.            0
  CTP2C NCTP2C                      3.25        56550.            0
  NMTP2A                                      1.098E7             0
  NMTP2B                                      1.098E7             0
  NMTP2C                                      1.098E7             0
  NMTP2A                          1.47E6                          0
  NMTP2B                          1.47E6                          0
  NMTP2C                          1.47E6                          0
  NLTP2A                            100.                          0
  NLTP2B                            100.                          0
  NLTP2C                            100.                          0
  NLTP2AFCTP2A                                 649.78       7.53   0
  NLTP2BFCTP2B                                 649.78       7.53   0
  NLTP2CFCTP2C                                 649.78       7.53   0
$VINTAGE,0
$VINTAGE,1
  NLTP4AFCTP4A                                 274.34              0
  NLTP4BFCTP4B                                 274.34              0
  NLTP4CFCTP4C                                 274.34              0
  FCTP4A                             40.        192.7              0
  FCTP4B                             40.        192.7              0
  FCTP4C                             40.        192.7              0
  TC4PA CTP4A                                          .00565      0
  TC4PB CTP4B                                          .00565      0
  TC4PC CTP4C                                          .00565      0
  CTP4A                                                 .0811      0
  CTP4B                                                 .0811      0
  CTP4C                                                 .0811      0
  NCTP4ANMTP4A                    833.55        2880.             0
  NCTP4BNMTP4B                    833.55        2880.             0
  NCTP4CNMTP4C                    833.55        2880.             0
  CTP4A NCTP4A                                        .00012686   0
  CTP4B NCTP4B                                        .00012686   0
  CTP4C NCTP4C                                        .00012686   0
  NCTP4A                                              .00015144   0
```

```
  NCTP4B                                                  .00015144     0
  NCTP4C                                                  .00015144     0
  CTP4A NCTP4A                    3.25          56550.                  0
  CTP4B NCTP4B                    3.25          56550.                  0
  CTP4C NCTP4C                    3.25          56550.                  0
  NMTP4A                                      1.098E7                   0
  NMTP4B                                      1.098E7                   0
  NMTP4C                                      1.098E7                   0
  NMTP4A                        1.47E6                                  0
  NMTP4B                        1.47E6                                  0
  NMTP4C                        1.47E6                                  0
  NLTP4A                          100.                                  0
  NLTP4B                          100.                                  0
  NLTP4C                          100.                                  0
  NLTP4AFCTP4A                                  649.78           7.53   0
  NLTP4BFCTP4B                                  649.78           7.53   0
  NLTP4CFCTP4C                                  649.78           7.53   0
$VINTAGE,0
$VINTAGE,1
  NLTP6AFCTP6A                                  274.34                  0
  NLTP6BFCTP6B                                  274.34                  0
  NLTP6CFCTP6C                                  274.34                  0
  FCTP6A                           40.           192.7                  0
  FCTP6B                           40.           192.7                  0
  FCTP6C                           40.           192.7                  0
  TC6PA CTP6A                                                 .00565     0
  TC6PB CTP6B                                                 .00565     0
  TC6PC CTP6C                                                 .00565     0
  CTP6A                                                        .0811     0
  CTP6B                                                        .0811     0
  CTP6C                                                        .0811     0
  NCTP6ANMTP6A                   833.55          2880.                  0
  NCTP6BNMTP6B                   833.55          2880.                  0
  NCTP6CNMTP6C                   833.55          2880.                  0
  CTP6A NCTP6A                                                .00012686  0
  CTP6B NCTP6B                                                .00012686  0
  CTP6C NCTP6C                                                .00012686  0
  NCTP6A                                                      .00015144  0
  NCTP6B                                                      .00015144  0
  NCTP6C                                                      .00015144  0
  CTP6A NCTP6A                    3.25          56550.                  0
  CTP6B NCTP6B                    3.25          56550.                  0
  CTP6C NCTP6C                    3.25          56550.                  0
  NMTP6A                                      1.098E7                   0
  NMTP6B                                      1.098E7                   0
  NMTP6C                                      1.098E7                   0
  NMTP6A                        1.47E6                                  0
```

```
  NMTP6B                          1.47E6                                0
  NMTP6C                          1.47E6                                0
  NLTP6A                            100.                                0
  NLTP6B                            100.                                0
  NLTP6C                            100.                                0
  NLTP6AFCTP6A                                  649.78          7.53    0
  NLTP6BFCTP6B                                  649.78          7.53    0
  NLTP6CFCTP6C                                  649.78          7.53    0
$VINTAGE,0
$VINTAGE,1
  NLTP9AFCTP9A                                  274.34                  0
  NLTP9BFCTP9B                                  274.34                  0
  NLTP9CFCTP9C                                  274.34                  0
  FCTP9A                             40.         192.7                  0
  FCTP9B                             40.         192.7                  0
  FCTP9C                             40.         192.7                  0
  TC9PA CTP9A                                                 .00565    0
  TC9PB CTP9B                                                 .00565    0
  TC9PC CTP9C                                                 .00565    0
  CTP9A                                                        .0811    0
  CTP9B                                                        .0811    0
  CTP9C                                                        .0811    0
  NCTP9ANMTP9A                     833.55         2880.                0
  NCTP9BNMTP9B                     833.55         2880.                0
  NCTP9CNMTP9C                     833.55         2880.                0
  CTP9A NCTP9A                                            .00012686     0
  CTP9B NCTP9B                                            .00012686     0
  CTP9C NCTP9C                                            .00012686     0
  NCTP9A                                                  .00015144     0
  NCTP9B                                                  .00015144     0
  NCTP9C                                                  .00015144     0
  CTP9A NCTP9A                       3.25        56550.                0
  CTP9B NCTP9B                       3.25        56550.                0
  CTP9C NCTP9C                       3.25        56550.                0
  NMTP9A                                        1.098E7                 0
  NMTP9B                                        1.098E7                 0
  NMTP9C                                        1.098E7                 0
  NMTP9A                          1.47E6                                0
  NMTP9B                          1.47E6                                0
  NMTP9C                          1.47E6                                0
  NLTP9A                            100.                                0
  NLTP9B                            100.                                0
  NLTP9C                            100.                                0
  NLTP9AFCTP9A                                  649.78          7.53    0
  NLTP9BFCTP9B                                  649.78          7.53    0
  NLTP9CFCTP9C                                  649.78          7.53    0
$VINTAGE,0
```

```
$VINTAGE,1
  NLT11AFCT11A                                  274.34                    0
  NLT11BFCT11B                                  274.34                    0
  NLT11CFCT11C                                  274.34                    0
  FCT11A                          40.            192.7                    0
  FCT11B                          40.            192.7                    0
  FCT11C                          40.            192.7                    0
  TC11PACT11A                                                   .00565     0
  TC11PBCT11B                                                   .00565     0
  TC11PCCT11C                                                   .00565     0
  CT11A                                                          .0811     0
  CT11B                                                          .0811     0
  CT11C                                                          .0811     0
  NCT11ANMT11A                   833.55            2880.                  0
  NCT11BNMT11B                   833.55            2880.                  0
  NCT11CNMT11C                   833.55            2880.                  0
  CT11A NCT11A                                                .00012686     0
  CT11B NCT11B                                                .00012686     0
  CT11C NCT11C                                                .00012686     0
  NCT11A                                                      .00015144     0
  NCT11B                                                      .00015144     0
  NCT11C                                                      .00015144     0
  CT11A NCT11A                     3.25           56550.                  0
  CT11B NCT11B                     3.25           56550.                  0
  CT11C NCT11C                     3.25           56550.                  0
  NMT11A                                          1.098E7                  0
  NMT11B                                          1.098E7                  0
  NMT11C                                          1.098E7                  0
  NMT11A                         1.47E6                                   0
  NMT11B                         1.47E6                                   0
  NMT11C                         1.47E6                                   0
  NLT11A                           100.                                   0
  NLT11B                           100.                                   0
  NLT11C                           100.                                   0
  NLT11AFCT11A                                    649.78            7.53   0
  NLT11BFCT11B                                    649.78            7.53   0
  NLT11CFCT11C                                    649.78            7.53   0
$VINTAGE,0
  TRANSFORMER            .022813.7599 TAM-A4719.8
     0.022810802     3.759871305
     0.117054806     5.215305359
     0.400734549     6.670739413
     1.075023565     8.126173466
     1.474375592     8.663297939
     2.450075929     9.581607520
     4.968795394    11.037041574
     7.197382218    11.886044772
```

```
    10.257469547     11.908539633
            9999
 1TAMSA NEUTM              .02584.2386  2.3094
 2TAMPA TAMPC              .922688.519913.8
  TRANSFORMER  TAM-A                    TAM-B
 1TAMSB NEUTM
 2TAMPB TAMPA
  TRANSFORMER  TAM-A                    TAM-C
 1TAMSC NEUTM
 2TAMPC TAMPB
BLANK CARD ENDING BRANCH DATA
  TCGERABGERA  -1.00E+04 1.000E+04 0.000E+00                                  0
  TCGERBBGERB  -1.00E+04 1.000E+04 0.000E+00                                  0
  TCGERCBGERC  -1.00E+04 1.000E+04 0.000E+00                                  0
  BGERA TC1PA  -1.00E+04 1.000E+04 0.000E+00                                  0
  BGERB TC1PB  -1.00E+04 1.000E+04 0.000E+00                                  0
  BGERC TC1PC  -1.00E+04 1.000E+04 0.000E+00                                  0
  BGERA TC3PA  -1.00E+04 1.000E+04 0.000E+00                                  0
  BGERB TC3PB  -1.00E+04 1.000E+04 0.000E+00                                  0
  BGERC TC3PC  -1.00E+04 1.000E+04 0.000E+00                                  0
  TC3YA TE2PA  -1.00E+04 1.000E+04 0.000E+00                                  1
  TC3YB TE2PB  -1.00E+04 1.000E+04 0.000E+00                                  1
  TC3YC TE2PC  -1.00E+04 1.000E+04 0.000E+00                                  1
  BGERA TC5PA  -1.00E+04 1.000E+04 0.000E+00                                  0
  BGERB TC5PB  -1.00E+04 1.000E+04 0.000E+00                                  0
  BGERC TC5PC  -1.00E+04 1.000E+04 0.000E+00                                  0
  TC2PA BLT1A  -1.00E+04 1.000E+04 0.000E+00                                  0
  TC2PB BLT1B  -1.00E+04 1.000E+04 0.000E+00                                  0
  TC2PC BLT1C  -1.00E+04 1.000E+04 0.000E+00                                  0
  TE2SA TC4YA  -1.00E+04 1.000E+04 0.000E+00                                  1
  TE2SB TC4YB  -1.00E+04 1.000E+04 0.000E+00                                  1
  TE2SC TC4YC  -1.00E+04 1.000E+04 0.000E+00                                  1
  TC4PA BLT2A  -1.00E+04 1.000E+04 0.000E+00                                  0
  TC4PB BLT2B  -1.00E+04 1.000E+04 0.000E+00                                  0
  TC4PC BLT2C  -1.00E+04 1.000E+04 0.000E+00                                  0
  TC6PA BLT3A  -1.00E+04 1.000E+04 0.000E+00                                  0
  TC6PB BLT3B  -1.00E+04 1.000E+04 0.000E+00                                  0
  TC6PC BLT3C  -1.00E+04 1.000E+04 0.000E+00                                  0
  BLT1A LT11IA -1.00E+04 1.000E+04 0.000E+00                                  0
  BLT1B LT11IB -1.00E+04 1.000E+04 0.000E+00                                  0
  BLT1C LT11IC -1.00E+04 1.000E+04 0.000E+00                                  0
  BLT1A LT12IA -1.00E+04 1.000E+04 0.000E+00                                  0
  BLT1B LT12IB -1.00E+04 1.000E+04 0.000E+00                                  0
  BLT1C LT12IC -1.00E+04 1.000E+04 0.000E+00                                  0
  BLT2A LVT2IA -1.00E+04 1.000E+04 0.000E+00                                  0
  BLT2B LVT2IB -1.00E+04 1.000E+04 0.000E+00                                  0
  BLT2C LVT2IC -1.00E+04 1.000E+04 0.000E+00                                  0
```

BLT3A LVT3IA	−1.00E+04	1.000E+04	0.000E+00	0
BLT3B LVT3IB	−1.00E+04	1.000E+04	0.000E+00	0
BLT3C LVT3IC	−1.00E+04	1.000E+04	0.000E+00	0
BLT2A BLT3A	−1.00E+04	1.000E+04	0.000E+00	0
BLT2B BLT3B	−1.00E+04	1.000E+04	0.000E+00	0
BLT2C BLT3C	−1.00E+04	1.000E+04	0.000E+00	0
LT11OABLT1OA	−1.00E+04	1.000E+04	0.000E+00	0
LT11OBBLT1OB	−1.00E+04	1.000E+04	0.000E+00	0
LT11OCBLT1OC	−1.00E+04	1.000E+04	0.000E+00	0
LT12OABLT1OA	−1.00E+04	1.000E+04	0.000E+00	0
LT12OBBLT1OB	−1.00E+04	1.000E+04	0.000E+00	0
LT12OCBLT1OC	−1.00E+04	1.000E+04	0.000E+00	0
LVT2OABLT2OA	−1.00E+04	1.000E+04	0.000E+00	0
LVT2OBBLT2OB	−1.00E+04	1.000E+04	0.000E+00	0
LVT2OCBLT2OC	−1.00E+04	1.000E+04	0.000E+00	0
LVT3OABLT3OA	−1.00E+04	1.000E+04	0.000E+00	0
LVT3OBBLT3OB	−1.00E+04	1.000E+04	0.000E+00	0
LVT3OCBLT3OC	−1.00E+04	1.000E+04	0.000E+00	0
BLT2OABLT3OA	−1.00E+04	1.000E+04	0.000E+00	0
BLT2OBBLT3OB	−1.00E+04	1.000E+04	0.000E+00	0
BLT2OCBLT3OC	−1.00E+04	1.000E+04	0.000E+00	0
BLT1OATA1PA	−1.00E+04	1.000E+04	0.000E+00	0
BLT1OBTA1PB	−1.00E+04	1.000E+04	0.000E+00	0
BLT1OCTA1PC	−1.00E+04	1.000E+04	0.000E+00	0
BLT2OATC9PA	−1.00E+04	1.000E+04	0.000E+00	0
BLT2OBTC9PB	−1.00E+04	1.000E+04	0.000E+00	0
BLT2OCTC9PC	−1.00E+04	1.000E+04	0.000E+00	0
BLT3OATC11PA	−1.00E+04	1.000E+04	0.000E+00	0
BLT3OBTC11PB	−1.00E+04	1.000E+04	0.000E+00	0
BLT3OCTC11PC	−1.00E+04	1.000E+04	0.000E+00	0
TA1SA BGCH1A	−1.00E+04	1.000E+04	0.000E+00	0
TA1SB BGCH1B	−1.00E+04	1.000E+04	0.000E+00	0
TA1SC BGCH1C	−1.00E+04	1.000E+04	0.000E+00	0
TA2SA TC10YA	−1.00E+04	1.000E+04	0.000E+00	1
TA2SB TC10YB	−1.00E+04	1.000E+04	0.000E+00	1
TA2SC TC10YC	−1.00E+04	1.000E+04	0.000E+00	1
TC10PABGCH2A	−1.00E+04	1.000E+04	0.000E+00	0
TC10PBBGCH2B	−1.00E+04	1.000E+04	0.000E+00	0
TC10PCBGCH2C	−1.00E+04	1.000E+04	0.000E+00	0
TA3SA TC12YA	−1.00E+04	1.000E+04	0.000E+00	1
TA3SB TC12YB	−1.00E+04	1.000E+04	0.000E+00	1
TA3SC TC12YC	−1.00E+04	1.000E+04	0.000E+00	1
TC12PABGCH3A	−1.00E+04	1.000E+04	0.000E+00	0
TC12PBBGCH3B	−1.00E+04	1.000E+04	0.000E+00	0
TC12PCBGCH3C	−1.00E+04	1.000E+04	0.000E+00	0
BGCH3ATAMPA	−1.00E+04	2.000E+04	0.000E+00	0
BGCH3BTAMPB	−1.00E+04	2.000E+04	0.000E+00	0

BGCH3C	TAMPC	−1.00E+04	2.000E+04	0.000E+00		0
TAMSA	BGCHMA	−1.00E+04	2.000E+04	0.000E+00		0
TAMSB	BGCHMB	−1.00E+04	2.000E+04	0.000E+00		0
TAMSC	BGCHMC	−1.00E+04	2.000E+04	0.000E+00		0
N80E2A		1.00E+04	2.000E+04	0.000E+00		0
N50E2A		1.00E+04	2.000E+04	0.000E+00		0
N30E2A		1.00E+04	2.000E+04	0.000E+00		0
N10E2A		1.00E+04	2.000E+04	0.000E+00		0
N05E2A		1.00E+04	2.000E+04	0.000E+00		0
N80E2A	N80E2B	1.00E+04	2.000E+04	0.000E+00		0
N50E2A	N50E2B	1.00E+04	2.000E+04	0.000E+00		0
N30E2A	N30E2B	1.00E+04	2.000E+04	0.000E+00		0
N10E2A	N10E2B	1.00E+04	2.000E+04	0.000E+00		0
N05E2A	N05E2B	1.00E+04	2.000E+04	0.000E+00		0
N80E2A	N50E2A	1.00E+04	2.000E+04	0.000E+00		0
N50E2A	N30E2A	1.00E+04	2.000E+04	0.000E+00		0
N30E2A	N10E2A	1.00E+04	2.000E+04	0.000E+00		0
N10E2A	N05E2A	1.00E+04	2.000E+04	0.000E+00		0
N50E2A	N10E2A	1.00E+04	2.000E+04	0.000E+00		0
N30E2A	N05E2A	1.00E+04	2.000E+04	0.000E+00		0
IM1	IX1	−1	100.			0
GERA	TCGERA				MEASURING	1
GERB	TCGERB				MEASURING	1
GERC	TCGERC				MEASURING	1
STC1A					MEASURING	1
STC1B					MEASURING	1
STC1C					MEASURING	1
STC2A					MEASURING	1
STC2B					MEASURING	1
STC2C					MEASURING	1
STC3A					MEASURING	1
STC3B					MEASURING	1
STC3C					MEASURING	1
STC4A					MEASURING	1
STC4B					MEASURING	1
STC4C					MEASURING	1
STC5A					MEASURING	1
STC5B					MEASURING	1
STC5C					MEASURING	1
STC6A					MEASURING	1
STC6B					MEASURING	1
STC6C					MEASURING	1
STC9A					MEASURING	1
STC9B					MEASURING	1
STC9C					MEASURING	1
STC10A					MEASURING	1
STC10B					MEASURING	1

```
  STC10C                                                    MEASURING                1
  STC11A                                                    MEASURING                1
  STC11B                                                    MEASURING                1
  STC11C                                                    MEASURING                1
  STC12A                                                    MEASURING                1
  STC12B                                                    MEASURING                1
  STC12C                                                    MEASURING                1
BLANK CARD ENDING SWITCH DATA
60TQCFLI-1                                                                  -1.
14NMTP2A      1.E-20      60.                                               -1.      10.E3
18                60.NLTP2A
14NMTP2B      1.E-20      60.                                               -1.      10.E3
18                60.NLTP2B
14NMTP2C      1.E-20      60.                                               -1.      10.E3
18                60.NLTP2C
14NMTP4A      1.E-20      60.                                               -1.      10.E3
18                60.NLTP4A
14NMTP4B      1.E-20      60.                                               -1.      10.E3
18                60.NLTP4B
14NMTP4C      1.E-20      60.                                               -1.      10.E3
18                60.NLTP4C
14NMTP6A      1.E-20      60.                                               -1.      10.E3
18                60.NLTP6A
14NMTP6B      1.E-20      60.                                               -1.      10.E3
18                60.NLTP6B
14NMTP6C      1.E-20      60.                                               -1.      10.E3
18                60.NLTP6C
14NMTP9A      1.E-20      60.                                               -1.      10.E3
18                60.NLTP9A
14NMTP9B      1.E-20      60.                                               -1.      10.E3
18                60.NLTP9B
14NMTP9C      1.E-20      60.                                               -1.      10.E3
18                60.NLTP9C
14NMT11A      1.E-20      60.                                               -1.      10.E3
18                60.NLT11A
14NMT11B      1.E-20      60.                                               -1.      10.E3
18                60.NLT11B
14NMT11C      1.E-20      60.                                               -1.      10.E3
18                60.NLT11C
19
 0            0                { SI UNITS , DIRECT ON LINE START }
BLANK
 3 2 211 IM1          2                                  0.1884
                0.097588                                  { LMD }
                0.097588                                  { LMQ }
                             BGCHMA            1          { RS,LS1 }
0.483767        0.002092     BGCHMB            1
```

```
0.483767        0.002092    BGCHMC          1       { ALL L'S IN H }
0.642553        0.002092                    1       { RR,LR1 #1}
0.094898        0.004048                    1       { RR,LR1 #1}
0.642553        0.002092                    1       { RR,LR1 #2}
0.094898        0.004048                    1       { RR,LR1 #2}
BLANK ENDING UM
59GERA    11267.6528   60.        00.0
  GERB
  GERC
TOLERANCES                                                  600
PARAMETER FITTING            2.0
 1 1     8       1.0       1.0       90.     13.80     280.0
                                                     -1.
     0.038     0.122     1.200     0.700     0.350     0.700     0.250     0.230
     6.240               0.032     0.060     0.150      982.
 1          1.00       3.3330650
BLANK CARD ENDING MASS CARDS
BLANK CARD ENDING OUTPUT REQUEST
71EFD
72STEAM         1
74VELOC         2
  FINISH
BLANK CARD ENDING SOURCE DATA
  TC1PA TC1PB TC1PC
  TC3PA TC3PB TC3PC
  TC5PA TC5PB TC5PC
  TP10PATP10PBTP10PC
  TP12PATP12PBTP12PC
  TP1SA TP1SB TP1SC
  TP3SA TP3SB TP3SC
  TP5SA TP5SB TP5SC
  TP10SATP10SBTP10SC
  TP12SATP12SBTP12SC
  TC2PA TC2PB TC2PC
  TC4PA TC4PB TC4PC
  TC6PA TC6PB TC6PC
  TC9PA TC9PB TC9PC
  TC11PATC11PBTC11PC
  NLTP2ANLTP2BNLTP2C
  NLTP4ANLTP4BNLTP4C
  NLTP6ANLTP6BNLTP6C
  NLTP9ANLTP9BNLTP9C
  NLT11ANLT11BNLT11C
BLANK CARD ENDING SELECTIVE NODE VOLTAGE OUTPUT REQUEST
  PRINTER PLOT
BLANK CARD ENDING PLOT REQUEST
BEGIN NEW DATA CASE
```

BLANK