



**UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ  
INSTITUTO DE TECNOLOGIA  
FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**RAIDSON JENNER NEGREIROS DE ALENCAR**

**IDENTIFICAÇÃO DE CORRENTES DE *INRUSH* NA PROTEÇÃO  
DIFERENCIAL DE TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA ATRAVÉS DO  
GRADIENTE DA CORRENTE DIFERENCIAL E DE MAPAS AUTO-  
ORGANIZÁVEIS**

**TD 06/2013**

**UFPA/ITEC/FEE/PPGEE  
CAMPUS UNIVERSITÁRIO DO GUAMÁ  
BELÉM-PARÁ-BRASIL  
2013**

**UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ  
INSTITUTO DE TECNOLOGIA  
FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**IDENTIFICAÇÃO DE CORRENTES DE *INRUSH* NA PROTEÇÃO DIFERENCIAL DE  
TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA ATRAVÉS DO GRADIENTE DA CORRENTE  
DIFERENCIAL E DE MAPAS AUTO-ORGANIZÁVEIS**

RAIDSON JENNER NEGREIROS DE ALENCAR

Tese de Doutorado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Pará, como parte dos requisitos para a obtenção do grau de Doutor em Engenharia Elétrica.

Área de Concentração: Sistemas de Energia Elétrica  
Orientador: Prof. Dr. Ubiratan Holanda Bezerra

UFPA/ITEC/FEE/PPGEE  
CAMPUS UNIVERSITÁRIO DO GUAMÁ  
BELÉM-PARÁ-BRASIL  
2013

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP)  
Sistema de Bibliotecas da UFPA

---

Alencar, Raidson Jenner Negreiros de, 1971-

Identificação de Correntes de Inrush na Proteção Diferencial de Transformadores de Potência através do Gradiente da Corrente Diferencial e de Mapas Auto-organizáveis / Raidson Jenner Negreiros de Alencar. – 2013.

Orientador, Ubiratan Holanda Bezerra

Tese (Doutorado) – Universidade Federal do Pará, Instituto de Tecnologia, Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, Belém, 2013.

1. Transformadores Elétricos – Proteção.
2. Sistemas de Energia Elétrica - Proteção. 3. Transitórios (Eletricidade)

CDD 22. ed. 621.314

---

**UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ  
INSTITUTO DE TECNOLOGIA  
FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**IDENTIFICAÇÃO DE CORRENTES DE *INRUSH* NA PROTEÇÃO DIFERENCIAL DE  
TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA ATRAVÉS DO GRADIENTE DA CORRENTE  
DIFERENCIAL E DE MAPAS AUTO-ORGANIZÁVEIS**

Esta tese foi julgada adequada pelo colegiado do programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica do Instituto de Tecnologia da Universidade Federal do Pará, para obtenção do grau de Doutor em Engenharia Elétrica, área de concentração Sistemas de Energia, sendo aprovada em sua forma final pela banca examinadora.

Prof. Dr. Ubiratan Holanda Bezerra (UFPA)

Orientador

  
Prof. Dr. Ghendy Cardoso Júnior (UFPA)  
Membro

Prof. Dr. João Paulo Abreu Vieira (UFPA)

Membro

  
Prof. Dr. Eduardo Tannus Tuma (UFPA)  
Membro

Prof. Dr. Raimundo Nonato das Mercês Machado (IFPA)

Membro

VISTO:

Prof. Dr. Evaldo Gonçalves Pelaes  
Coordenador do PPGEE

PORQUE O SENHOR DÁ A SABEDORIA; DA SUA BOCA É QUE VEM O CONHECIMENTO  
E O ENTENDIMENTO.

*Bíblia Sagrada - Provérbios 2.6*

Eu agradeço ao Senhor Deus por ter me capacitado e ter me concedido a graça de  
realizar este trabalho

## DEDICATÓRIAS

Eu dedico este trabalho à minha família, em especial à minha esposa Quézia, que foi com quem partilhei todas as aflições, dúvidas e descobertas ao longo do desenvolvimento dessa tese. Obrigado meu amor por toda compreensão, apoio e dedicação, essa vitória também é sua. Aos meus filhos Mateus, Ester e Sara que são a inspiração e a força propulsora para continuar a caminhada e à minha mãe Raimunda, que foi a minha primeira professora, me ensinando os primeiros passos nessa caminhada, essa vitória também é dela.

## **AGRADECIMENTOS**

- Ao Prof. Dr. Ubiratan Holanda Bezerra, pela amizade, pela confiança e por toda dedicação dispensada na orientação deste trabalho;
  
- Aos professores da Coordenação de Eletrotécnica do Instituto Federal do Pará (IFPA) – Campus Belém, pelo apoio, pela confiança e principalmente pela oportunidade concedida ao possibilitar-me a liberação necessária para a realização deste trabalho;
  
- A todos os professores, colegas e funcionários do PPGEE que de alguma forma contribuíram para a concretização desta pesquisa;
  
- Ao meu pai Olson Alencar (in memoriam) e aos meus irmãos Olson Junior e Áurea Christina pelo apoio incondicional e pelo incentivo constante.
  
- A todos que contribuíram direta ou indiretamente para a conclusão deste trabalho.

## SUMÁRIO

DEDICATÓRIAS .....	VI
AGRADECIMENTOS .....	VII
SUMÁRIO .....	VIII
LISTA DE FIGURAS .....	XII
LISTA DE TABELAS .....	XV
RESUMO .....	XVI
ABSTRACT .....	XVII
CAPÍTULO 1 .....	1
INTRODUÇÃO E OBJETIVOS .....	1
<b>1.1 – INTRODUÇÃO .....</b>	<b>1</b>
<b>1.2 – OBJETIVO DO TRABALHO .....</b>	<b>2</b>
<b>1.3 – CONTRIBUIÇÃO DA TESE .....</b>	<b>3</b>
<b>1.4 – PESQUISA BIBLIOGRÁFICA .....</b>	<b>3</b>
<b>1.5 – ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO .....</b>	<b>17</b>
CAPÍTULO 2 .....	19
PROTEÇÃO DIFERENCIAL DE TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA .....	19
<b>2.1 – INTRODUÇÃO .....</b>	<b>19</b>
2.1.1 – Classificação dos Relés .....	19
2.1.2 – Princípios da Proteção por Relés .....	21
2.1.2.1 - Confiabilidade, Disponibilidade e Segurança .....	21
2.1.2.2 – Seletividade e Zonas de Proteção dos Relés .....	21
<b>2.2 – PROTEÇÃO DIFERENCIAL DE TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA .....</b>	<b>22</b>
2.2.1 – Fatores que Afetam a Proteção Diferencial .....	26
2.2.1.1 – Correntes de Inrush .....	27
2.2.1.2 - Sobre-excitação do Transformador de Potência .....	32
2.2.1.3 – Saturação dos Transformadores de Corrente (TC) .....	32



2.2.2 – Proteção Diferencial Percentual para Transformadores de Potência .....	33
<b>2.3 – CONCLUSÃO .....</b>	<b>35</b>
<b>CAPÍTULO 3.....</b>	<b>36</b>
O MÉTODO DO GRADIENTE DA CORRENTE DIFERENCIAL.....	36
<b>3.1 – INTRODUÇÃO.....</b>	<b>36</b>
<b>3.2 – O VETOR GRADIENTE .....</b>	<b>37</b>
<b>3.3 – O GRADIENTE DA CORRENTE DIFERENCIAL.....</b>	<b>38</b>
<b>3.4 – DIFERENCIAÇÃO NUMÉRICA DA CORRENTE DIFERENCIAL .....</b>	<b>41</b>
3.4.1 – Forward-difference .....	42
3.4.2 – Backward-difference .....	42
3.4.3 – Central-difference.....	42
<b>3.5 – O RECONHECIMENTO DA FORMA DE ONDA .....</b>	<b>43</b>
<b>3.6 – ESTRUTURA GERAL DO ALGORITMO.....</b>	<b>47</b>
3.6.1 – Filtragem <i>Anti-aliasing</i> .....	47
3.6.2 – Conversão A/D .....	50
3.6.3 – Correção da Defasagem Angular .....	52
3.6.4 – Compensação da Componente de Sequência Zero.....	53
<b>3.7 – CONCLUSÃO .....</b>	<b>54</b>
<b>CAPÍTULO 4.....</b>	<b>55</b>
UMA ABORDAGEM CONEXIONISTA AO PROBLEMA DA PROTEÇÃO DIFERENCIAL DE TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA .....	55
<b>4.1 – INTRODUÇÃO.....</b>	<b>55</b>
<b>4.2 – PRINCÍPIOS DE REDES NEURAIS ARTIFICIAIS .....</b>	<b>56</b>
4.2.1 – O Neurônio Artificial .....	56
4.2.2 – Arquitetura das RNA.....	57
4.2.2.1 – Redes Multicamadas Diretas .....	57
4.2.2.2 – Redes Recorrentes .....	58
4.2.2.3 – Redes de Mapeamento Auto-organizável.....	59
4.2.3 – Treinamento das Redes Neurais Artificiais.....	60
4.2.3.1 – Treinamento Supervisionado .....	60
4.2.3.2 – Treinamento Não supervisionado.....	61
<b>4.3 – MAPAS AUTO-ORGANIZÁVEIS DE KOHONEN.....</b>	<b>61</b>

4.3.1 – Processo Competitivo.....	62
4.3.2 – Processo Cooperativo.....	64
4.3.3 – Processo Adaptativo.....	65
<b>4.4 – APLICAÇÃO DE MAPAS AUTO-ORGANIZÁVEIS NA PROTEÇÃO DIFERENCIAL</b> .....	<b>66</b>
4.4.1 – Metodologia Proposta.....	66
4.4.1.1 – Definição do Padrão de Treinamento da Rede Neural .....	67
4.4.1.2 – Definição da Topologia da Rede Neural .....	69
<b>4.5 – CONCLUSÃO .....</b>	<b>71</b>
 CAPÍTULO 5.....	 72
TESTES E RESULTADOS OBTIDOS.....	72
<b>5.1 – INTRODUÇÃO .....</b>	<b>72</b>
<b>5.2 – O SISTEMA ELÉTRICO ANALISADO .....</b>	<b>72</b>
5.2.1 – O Gerador Síncrono.....	73
5.2.2 – Os Transformadores de Corrente .....	73
5.2.3 – O Transformador de Potência.....	74
5.2.4 – A Linha de Subtransmissão.....	76
5.2.5 – Dados de Carga .....	77
<b>5.3 – RESULTADOS OBTIDOS PELOS MÉTODOS PROPOSTOS .....</b>	<b>77</b>
5.3.1 – Caso 1: Energização do Transformador .....	81
5.3.2 – Caso 2: Energização Solidária .....	82
5.3.3 – Caso 3: Energização sob falta interna.....	83
5.3.4 – Caso 4: Curto-circuito Monofásico .....	86
5.3.5 – Caso 5: Curto-circuito bifásico.....	88
5.3.6 – Caso 6: Curto-circuito Trifásico .....	90
5.3.7 – Caso 7: Curto-circuito intraespira.....	92
5.3.8 – Manobras Diversas .....	94
<b>5.4 – ANÁLISE COMPARATIVA DOS MÉTODOS PROPOSTOS COM O MÉTODO</b> <b>TRADICIONAL.....</b>	<b>95</b>
<b>5.5 – TESTE DE RUÍDOS.....</b>	<b>98</b>
<b>5.6 – CONCLUSÃO .....</b>	<b>101</b>
 CAPÍTULO 6.....	 102
CONCLUSÕES E PROPOSTAS PARA TRABALHOS FUTUROS .....	102
<b>6.1 - CONCLUSÕES.....</b>	<b>102</b>

<b>6.2 – PROPOSTAS PARA TRABALHOS FUTUROS .....</b>	<b>103</b>
<b>ANEXOS .....</b>	<b>105</b>
<b>ANEXO 1 – CARTÃO DE ENTRADA DE DADOS PARA SIMULAÇÃO NO ATP .....</b>	<b>105</b>
<b>ANEXO 2 – DIVULGAÇÃO DO TRABALHO.....</b>	<b>112</b>
<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....</b>	<b>113</b>

## LISTA DE FIGURAS

### CAPÍTULO 2

Figura 2.1 – Zonas de Proteção de um Sistema de Potência - Adaptado de <i>Elmore (2004)</i>	22
Figura 2.2 – Esquema de Proteção Diferencial	24
Figura 2.3 – Curva Característica de um Relé Diferencial	26
Figura 2.4 – Forma de onda típica da Corrente de Inrush	27
Figura 2.5 – Formação da Corrente de Inrush a partir da Curva de Saturação - Adaptado de <i>Wu (2009)</i>	29
Figura 2.6 – Energização Solidária em Transformadores em Paralelo – Adaptado de <i>Kulkarni (2004)</i>	31
Figura 2.7 – Correntes Resultantes da Energização Solidária	31

### CAPÍTULO 3

Figura 3.1 - Superfície formada pela Corrente Diferencial, variando-se $\phi$ e mantendo-se fixo $\beta$	40
Figura 3.2 – Reta tangente à curva da Corrente Diferencial	41
Figura 3.3 – Aparência típica da corrente de Inrush	43
Figura 3.4 – (a) Comportamento do gradiente em curto-circuito (b) Comportamento do gradiente em energização (inrush) (c) Ângulo do gradiente durante o curto-circuito (d) Ângulo do gradiente durante a energização (e) Desvio padrão do ângulo durante um curto-circuito (f) Desvio padrão do ângulo durante a energização	45
Figura 3.5 – Estrutura Geral do Algoritmo	49
Figura 3.6 – Ilustração do Fenômeno da Sobreposição de Espectros (Adaptado de <i>Smith, 1999</i> )	50

### CAPÍTULO 4

Figura 4.1 – Modelo Não-linear de um Neurônio Artificial	56
Figura 4.2 – Exemplo de Rede Multicamadas Direta	58
Figura 4.3 – Exemplo de Rede Recorrente	59
Figura 4.4 – Exemplo de uma Rede SOM	60
Figura 4.5 – Função de Vizinhança Gaussiana	64

Figura 4.6 - (a) Comportamento do gradiente em curto-circuito (b) Comportamento do gradiente em energização ( <i>inrush</i> ) (c) Ângulo do gradiente durante o curto-circuito (d) Ângulo do gradiente durante a energização (e) Desvio Padrão do ângulo durante um curto-circuito (f) Desvio Padrão do ângulo durante a energização	68
Figura 4.7 – Topologia (a) Hexagonal e (b) Retangular	69
Figura 4.8 – Estrutura Geral do Algoritmo Neural	70
<b>CAPÍTULO 5</b>	
Figura 5.1 – Sistema Exemplo	72
Figura 5.2 – Modelo do transformador monofásico utilizado	74
Figura 5.3 – Curva de saturação do transformador de potência	75
Figura 5.4 – Diagrama da divisão dos enrolamentos particionados	76
Figura 5.5 – Mapeamentos fornecidos pela Rede Neural de Kohonen	80
Figura 5.6 – Corrente de magnetização para as fases ABC	81
Figura 5.7 – Corrente de energização solidária em T1	83
Figura 5.8 – Corrente de fase e diferencial durante a energização sob falta	84
Figura 5.9 – Resposta do algoritmo para a energização sob falta (Método do Gradiente)	85
Figura 5.10 – Resposta do algoritmo para a energização sob falta (Método Neural)	85
Figura 5.11 – Corrente de fase e diferencial na ocorrência do curto-circuito monofásico	86
Figura 5.12 – Resposta do algoritmo para curto-circuito monofásico (Método do Gradiente)	87
Figura 5.13 – Resposta do algoritmo para curto-circuito monofásico (Método Neural)	87
Figura 5.14 – Corrente de fase e diferencial na ocorrência do curto-circuito bifásico	88
Figura 5.15 – Resposta do algoritmo para curto-circuito bifásico (Método do Gradiente)	89
Figura 5.16 – Resposta do algoritmo para curto-circuito bifásico (Método Neural)	89
Figura 5.17 - Corrente de fase e diferencial na ocorrência do curto-circuito trifásico	90
Figura 5.18 - Resposta do algoritmo para curto-circuito trifásico (Método do Gradiente)	91
Figura 5.19 - Resposta do algoritmo para curto-circuito trifásico (Método Neural)	91
Figura 5.20 - Corrente de fase e diferencial na ocorrência do curto-circuito intraespira	92

Figura 5.21 - Resposta do algoritmo no bloqueio do curto-circuito intraespira (Método do Gradiente)	93
Figura 5.22 - Resposta do algoritmo no bloqueio do curto-circuito intraespira (Método Neural)	93
Figura 5.23 – Correntes de fase e diferencial para a sucessão de manobras	95
Figura 5.24 – Comportamento das correntes para ruído branco em: (a) 1%, (b) 5% e (c) 10%	100

**LISTA DE TABELAS****CAPÍTULO 5**

Tabela 5.1 – Dados da Divisão dos Enrolamentos do Primário ( $\Delta$ )	75
Tabela 5.2 – Dados da Divisão dos Enrolamentos do Secundário (Y)	75
Tabela 5.3 – Dados da Linha de Subtransmissão	76
Tabela 5.4 – Resumo dos resultados obtidos pelos métodos propostos e pelo método tradicional para energização e energização sob falta	97
Tabela 5.5 – Resumo dos resultados obtidos pelos métodos propostos e pelo método tradicional para simulação de faltas internas	98
Tabela 5.6 – Resumo dos resultados obtidos no teste de ruídos	99

## RESUMO

A principal dificuldade encontrada na proteção diferencial de transformadores de potência é a correta distinção entre as correntes de *inrush* e as correntes de faltas internas. Tradicionalmente os relés diferenciais executam esta tarefa utilizando a técnica de restrição por harmônicos baseada na premissa de que as correntes de *inrush* possuem alta concentração de componentes harmônicas de segunda ordem, contudo essa técnica nem sempre é eficaz. O presente trabalho tem como objetivo apresentar a proposta de duas novas metodologias capazes de realizar a identificação e distinção entre as correntes de *inrush* das correntes de faltas internas na proteção diferencial de transformadores de potência através de metodologias que não dependem do conteúdo de harmônicos do sinal da corrente diferencial. A primeira metodologia proposta, denominada de método do gradiente da corrente diferencial, é baseada no comportamento do vetor gradiente, obtido através da diferenciação numérica do sinal da corrente diferencial. O critério de distinção utilizado é baseado no desvio padrão do ângulo do vetor gradiente que apresenta comportamento diferenciado para correntes de *inrush* e correntes de curto-circuito. A segunda metodologia proposta é baseada na capacidade de reconhecimento e classificação de padrões das redes neurais de Mapeamento Auto-organizável de Kohonen. Como padrão de entrada e de treinamento da rede neural é utilizado um vetor contendo quatro níveis do espectro do desvio padrão do ângulo do vetor gradiente da corrente diferencial nas três fases do transformador de potência. A eficácia dos métodos foi testada através da simulação de diversas situações de faltas internas e correntes de *inrush*, incluindo situações de “*Sympathetic Inrush*”, em um transformador de potência usando o software EMTP/ATP e através da implementação do algoritmo em MATLAB®, apresentando resultados altamente promissores.

Palavras-chave: Proteção diferencial, Gradiente da corrente diferencial, Corrente de *inrush*, Transformadores de potência, Redes neurais auto-organizáveis.



## ABSTRACT

In differential protection of transformers, the main difficulty is to distinguish between the *inrush* currents and the internal short circuit currents. Traditionally, differential relays perform this task using the technique of harmonic restraint based on the assumption that the *inrush* currents have high concentrations of second-order harmonic components; however, this technique is not always effective. This work aims to present the proposals of two new methodologies capable of performing the identification and distinction of *inrush* currents from internal fault currents in differential power transformers protection using methods that do not depend on the harmonic content of the differential current signal. The first proposed method, called differential current gradient is based on the behavior of the gradient vector, obtained by numerical differentiation of the differential current signal. The applied criterion is based on the standard deviation of the gradient vector angle that presents different behavior to *inrush* currents and short circuit currents. The second proposed methodology is based on the ability of recognition and pattern classification of Kohonen Self-organizing Maps neural networks. As input signal and neural network training pattern is used a vector containing four levels of the spectrum of the gradient vector angle standard deviation of the differential current in the three phases of the power transformer. The effectiveness of these methods was tested by simulating situations of internal faults and *inrush* currents, including "Sympathetic Inrush" in a power transformer using the software EMTP / ATP and by implementing the algorithm in MATLAB ®, featuring highly promising results.

Keywords: Differential protection, Gradient current vector, Inrush current, Power transformers, Self-organizing neural networks.

# CAPÍTULO 1

## INTRODUÇÃO E OBJETIVOS

### 1.1 - INTRODUÇÃO

Os transformadores de potência são equipamentos essenciais para que os Sistemas Elétricos de Potência (SEP) desempenhem suas funções adequadamente. Esses equipamentos interligam níveis diferentes de tensão, permitindo o atendimento das diversas cargas conectadas ao sistema elétrico, dentro dos requisitos de confiabilidade, qualidade e continuidade do atendimento exigidos. Em função dessa importância desempenhada pelos transformadores de potência, faz-se necessário o desenvolvimento e implantação de um sistema adequado de proteção, capaz de identificar e retirar de serviço o equipamento o mais rapidamente possível, caso seja detectada a ocorrência de um curto-circuito, de forma a eliminar ou minimizar os danos materiais. Basicamente existem três esquemas de proteção disponíveis aos transformadores de potência: A proteção por relés de sobrecorrente, a proteção contra súbita pressão através de relés Buchholz e a proteção diferencial. A proteção diferencial é o principal esquema de proteção para transformadores de potência, com potências superiores a 10 MVA e baseia-se na comparação entre as correntes primária e secundária do equipamento (corrente diferencial) e que, através de características percentuais, definem se o equipamento deve ou não ser retirado de operação. A proteção diferencial apresenta algumas dificuldades, tendo em vista que certas situações de operação podem ocasionar o surgimento de correntes diferenciais significativas, potencialmente capazes de provocar a ativação do relé diferencial e conseqüentemente a retirada de operação do transformador mesmo sem que haja a ocorrência de curtos-circuitos internos no transformador. Tais situações ocorrem principalmente quando o enrolamento primário do equipamento apresenta correntes transitórias de magnetização. Tais correntes podem surgir pela energização inicial do equipamento (correntes de

*inrush*), pela energização de transformadores em paralelo ou pela ocorrência de quaisquer outras situações que provoquem a ocorrência de correntes semelhantes a essas anteriormente citadas, tais como a sobre-excitação do transformador de potência ou, seja pela saturação dos transformadores de corrente.

Os relés comercialmente disponíveis na atualidade utilizam a técnica de restrição por harmônicos, tendo em vista que as correntes diferenciais provenientes de situações de *inrush* são ricas em componentes harmônicas de segunda e quinta ordens, enquanto que as correntes de curto-circuito apresentam-se com baixo percentual dessas componentes e maiores concentrações da componente fundamental (*Horowitz, 2008*). No entanto essa metodologia nem sempre é eficaz, tendo em vista que as correntes de magnetização podem se apresentar com pouco conteúdo de componentes harmônicas e as correntes de curto-circuito podem conter altos percentuais dessas componentes (*Sidhu, 1992 e Liu, 1992*). Sendo assim, a perfeita distinção entre as faltas internas e as situações acima relatadas constitui-se na principal dificuldade encontrada na proteção diferencial.

Diversas metodologias têm sido propostas nos últimos anos, com o objetivo de contornar essa dificuldade. Técnicas baseadas na Transformada *Wavelet* (WT), Redes Neurais Artificiais (RNA), Lógica *Fuzzy*, Morfologia Matemática, Técnicas Híbridas, dentre outras, têm demonstrado excelentes resultados.

## **1.2 – OBJETIVO DO TRABALHO**

Mediante o exposto, este trabalho propõe duas novas metodologias baseadas no gradiente da corrente diferencial de modo a prover a correta distinção entre as correntes de *inrush* e as correntes devidas à faltas internas. Uma completa investigação do fenômeno foi realizada através da realização da simulação de diversas situações de magnetização, energização sob falta, faltas internas, bem como de energização de transformadores em paralelo para testar o desempenho do algoritmo proposto.

### 1.3 – CONTRIBUIÇÃO DA TESE

O presente trabalho apresenta duas propostas de contribuição metodológica para a distinção entre as correntes de *inrush* e as correntes devidas à faltas internas:

- Utilização de técnicas baseadas no gradiente da corrente diferencial, como critério de reconhecimento da forma de onda da corrente diferencial;
- Utilização de técnicas inteligentes baseadas em redes neurais artificiais (RNA), através de mapeamento auto-organizável de Kohonen, em conjunto com o método do gradiente da corrente diferencial para detecção de correntes de *inrush* e bloqueio do relé diferencial em situações de magnetização;

A proposição dessas duas metodologias que não são baseadas no conteúdo de harmônicos de qualquer ordem é, portanto, a principal contribuição desse trabalho, não sendo encontrados, até então, trabalhos similares na literatura técnica da área.

### 1.4 – PESQUISA BIBLIOGRÁFICA

Apresenta-se um levantamento bibliográfico com as principais publicações referentes à temática deste trabalho. Não se pretende esgotar completamente as publicações, mas mostrar aquelas consideradas mais relevantes para o trabalho desenvolvido nos últimos anos.

*Sharp e Glassburn (1958)* apresentam um dos primeiros trabalhos que propõe a utilização do critério das componentes harmônicas de segunda ordem como parâmetro para distinção entre as correntes de *inrush* e as faltas internas, tendo em vista que as correntes de *inrush* apresentam significativos percentuais dessas componentes em oposição às correntes de curto-circuito, que não apresentam essa característica. Formas de onda de correntes diferenciais foram analisadas em relação ao seu conteúdo harmônico de segunda ordem e a magnitude dessa componente em relação à componente fundamental é usada como critério para restrição dos relés diferenciais.

*Sykes e Morrison (1971)* propõem uma metodologia baseada no critério de restrição por harmônicos através do projeto de filtros digitais (*band pass filtering*). O objetivo do trabalho é

demonstrar a aplicabilidade do método a computadores digitais. O trabalho descreve tanto o projeto quanto as respostas apresentadas por estes filtros.

Em 1988 *Rahman e Jeyasurya (1988)* apresentam um estudo comparativo dos algoritmos utilizados para proteção diferencial de transformadores de potência. Os critérios utilizados no estudo comparativo são a velocidade de resposta, esforço computacional e capacidade de distinção entre as correntes de *inrush* e as faltas internas. Métodos baseados no ajuste de curvas, transformadas retangulares e transformadas de Fourier são exemplos de métodos analisados.

Da mesma forma, *Habib e Marín (1988)* apresentam uma análise comparativa de vários algoritmos disponíveis para proteção diferencial de transformadores de potência trifásicos. A análise comparativa dos algoritmos analisados seguiu os seguintes passos: 1) Uma análise qualitativa para triagem inicial; 2) Aplicação de uma avaliação quantitativa ao subconjunto selecionado na etapa anterior. Esta análise quantitativa consistiu no cálculo de dois índices:  $O_t$ , que leva em consideração a otimização do tempo de execução do algoritmo e  $R_f$ , que leva em consideração o seu desempenho.

*Nagpal et al (1995)* propõem uma metodologia baseada em Redes Neurais Artificiais (RNA) do tipo *feedforward*, treinada através do algoritmo *back-propagation*. O método proposto baseia-se no fato de que a corrente de *inrush* apresenta significativo conteúdo de harmônicos. A rede neural treinada deverá ser capaz de discriminar as correntes de *inrush* das demais correntes baseada nesse fato. Os resultados apresentados demonstraram que a rede neural apresenta potencial de utilização para a tarefa apresentando desempenho satisfatório.

*Wilkinson e Cox (1996)* introduzem a ideia básica de utilização da Transformada *Wavelet* (WT) na análise de transitórios em sistemas de potência. O artigo conclui que as transformadas *wavelet* apresentam algumas vantagens sobre os métodos tradicionais baseados na análise de Fourier. O trabalho finaliza sugerindo futuras investigações e desenvolvimentos da aplicação da análise *wavelet* no estudo de transitórios em sistemas de potência.

*Kasztenny et al (1997)* apresentam uma proposta baseada em lógica fuzzy para proteção diferencial de transformadores trifásicos. O método propõe a utilização de doze critérios para a estabilização do relé, bem como propõe sua integração por meio de métodos de tomada de decisão multiobjetivo. O esquema de proteção proposto possui diversos coeficientes e funções internas que necessitam de ajustes pré-instalação. O artigo conclui destacando que o método proposto demonstrou significativo ganho, tanto de sensibilidade quanto de seletividade quando comparado com os métodos tradicionais.

*Kasztenny et al (1999)* propõem a utilização de Redes Neurais Artificiais para a proteção de transformadores de potência. O trabalho enfatiza a seleção da rede apropriada nas etapas de pré e pós-processamento do algoritmo. Cerca de trinta arquiteturas diferentes são testadas: A arquitetura simples baseada no *perceptron*, redes de bases radiais e ainda *Learning Vector Quantization (LVQ)* são exemplos de arquiteturas utilizadas. Uma análise comparativa das arquiteturas é realizada resultando na proposta de um conjunto de classificadores neurais que apresentaram resultados mais satisfatórios.

*Morante e Nicoletti (1999)* propõem uma metodologia baseada em transformadas *wavelet* para proteção diferencial de transformadores de potência. O trabalho apresenta um esquema de detecção de correntes de *inrush* e de correntes de curto-circuito baseado na caracterização do sinal de corrente através da distribuição dos níveis de energia no domínio tempo x frequência. Para tal, uma função discriminante é proposta, baseada na decomposição *wavelet* do sinal e utilizada para a distinção entre correntes de *inrush* e correntes de falta.

*Mao e Aggarwal (2001)* apresentam uma metodologia híbrida baseada em transformadas *wavelet* e redes neurais artificiais para a distinção de correntes de *inrush* e faltas internas em transformadores de potência. A técnica proposta consiste inicialmente na decomposição do sinal de corrente em uma série de coeficientes *wavelet*. Em seguida a energia espectral de um conjunto pré-selecionado de coeficientes é calculada e utilizada como padrão de treinamento para a rede neural que efetuará a classificação dos mesmos quanto à ocorrência em questão. Os autores concluem o

artigo demonstrando que a técnica sugerida apresentou aproximadamente 99% de precisão nos testes realizados.

*Segatto et al (2003)* propõem a utilização de redes neurais artificiais do tipo *feedforward* para distinção entre as correntes de *inrush* e as faltas internas. A técnica consiste no cálculo da corrente diferencial e posterior classificação da mesma através da rede neural. Os resultados apresentados demonstraram a viabilidade e eficácia do método diante de situações de energização e de faltas internas.

Os trabalhos de *Zadeh e Pasand (2004)* e *Mortazavi e Zadeh (2004)* também propõem, em seus artigos, uma técnica para proteção diferencial de transformadores de potência baseada em transformadas *wavelet* e redes neurais artificiais. A técnica consiste em uma análise preliminar dos sinais de corrente através da transformada *wavelet*, que efetuará a extração da característica utilizada no treinamento da rede neural, que será posteriormente utilizada como classificador de padrões. O trabalho apresenta os resultados de um extensivo conjunto de simulações realizadas que, segundo os autores, demonstrou excelente desempenho e habilidade para distinção de correntes de *inrush* e faltas internas em transformadores de potência.

*Lu et al (2005)* propõem uma metodologia baseada em redes neurais multicamadas *feedforward* para detecção de condições de *inrush* e de faltas internas em transformadores de potência. O método usa como padrão de treinamento da rede neural diversos critérios de restrição, dentre eles, critério de tensão no transformador de potência e o status dos disjuntores. Segundo os autores, os testes realizados demonstraram vantagens quando comparados com o método tradicional baseado em restrição por harmônicos.

*Rebizant et al (2007)* apresentam uma metodologia baseada em redes neurais artificiais para bloqueio do relé diferencial em situações de *inrush*. O trabalho descreve três diferentes versões do esquema proposto, sendo que, segundo os autores, o esquema mais eficiente combina a rede neural, alimentada pelas correntes nos terminais do transformador com os tradicionais critérios de restrição baseados nas componentes harmônicas de segunda ordem, tornando, dessa forma, o algoritmo

proposto um classificador híbrido. A seleção da melhor topologia de RNA a ser utilizada foi baseada em algoritmos genéticos e os dados utilizados para simulação foram obtidos através de simulações realizadas através do software EMTP-ATP.

O trabalho de *Delshad e Fani (2007)* apresenta uma nova metodologia para proteção diferencial de transformadores de potência baseado em técnicas *Neuro-Fuzzy*. O algoritmo proposto leva em consideração a relação entre a componente harmônica de segunda ordem com a componente fundamental e também o defasamento angular entre essas duas componentes. Através do cálculo desses dois parâmetros, o algoritmo de proteção se propõe a operar em menos de um ciclo de processamento, após a ocorrência de uma falta. Outra vantagem relatada pelos autores é que o algoritmo proposto não necessita de fixação de limiares para operação, tornando sua utilização mais simplificada tanto para correntes de magnetização quanto para magnetização sob falta. O sistema *Neuro-Fuzzy* foi treinado através de simulações do sistema de potência submetido a diferentes condições de falta e chaveamento demonstrando resultados promissores.

*Nosseir et al (2008)* propõem uma metodologia para identificação de faltas internas e correntes de *inrush* em transformadores de potência baseados em redes neurais artificiais e nas características de magnetização do transformador de potência. O método calcula a integral da tensão em um intervalo de tempo predeterminado, que equivale ao fluxo magnético no núcleo do transformador e em seguida calcula a densidade de fluxo através da relação entre o fluxo magnético e a corrente. Caso essa relação se mantenha aproximadamente constante nesse intervalo de tempo, supõe-se que o transformador esteja saturado e a corrente é suposta uma situação de *inrush*. Quando a situação se tratar de uma falta interna, a densidade de fluxo magnético não será constante, mas se comportará de forma similar ao gráfico de *Lissajous*. Uma rede neural *feedforward* é utilizada para identificar o tipo de curva.

*Rahmati e Pasand (2008)* apresentam uma nova metodologia para proteção diferencial de transformadores baseada em reconhecimento da forma de onda da corrente diferencial. A técnica consiste na extração de características da corrente diferencial através da transformada *wavelet*. A



lógica é baseada na diferença de tempo necessária para alcance da amplitude máxima do sinal na banda de frequência de 312.5 - 625 Hz, o que equivale ao coeficiente de detalhe D4. Essa diferença de tempo decorre do fato de que as correntes de *inrush* apresentam, no momento do chaveamento, valor instantâneo da declividade relativamente reduzido, bem como reduzida taxa de variação dessa declividade, o que resulta num lento incremento de seu valor. Por outro lado no caso da ocorrência de um curto-circuito, esta declividade inicial é elevada e decresce rapidamente devido a sua elevada taxa de variação. O trabalho apresenta diversas simulações de casos de faltas internas bem como situações de *inrush* e, segundo os autores, apresentou resultados capazes de identificar faltas internas em até 5 ms.

*Ozgonenel et al (2008)* propõem uma nova metodologia baseada na transformada wavelet para proteção diferencial de transformadores de potência contra faltas internas. O algoritmo é baseado no cálculo da potência instantânea *wavelet* utilizando os valores instantâneos da tensão e corrente do segundo nível da sub-banda de alta frequência da decomposição *wavelet packet* baseada na “Árvore Wavelet de Mallat”. No algoritmo, é calculada a potência *wavelet* nas três fases do transformador de potência e então esse valor é comparado com um limiar previamente definido. Diversos cenários foram simulados com o intuito de testar a metodologia proposta, incluindo faltas entre espiras, intraespiras e entre espiras e a terra. Os autores destacam que a técnica não apresenta muita complexidade de implementação computacional e é capaz de detectar condições de falta interna em até 0,5 ms.

*Megahed et al (2008)* apresentam um esquema baseado na transformada *wavelet* discreta para proteção diferencial de transformadores de potência. A técnica baseia-se no cálculo da energia espectral das componentes de baixa frequência do sinal da corrente diferencial. Cinco níveis de decomposição *wavelet* utilizando a *wavelet* mãe db2 são utilizados, sendo que a energia espectral é calculada apenas para os coeficientes da aproximação (A) e dos detalhes cinco (d5) e quatro (d4). O critério utilizado é baseado na variação da energia espectral entre dois pontos da corrente diferencial, defasados de meio ciclo um do outro. Caso essa variação se mantenha inferior a um

determinado limiar por certo número consecutivo de amostras o algoritmo irá emitir o sinal de ativação do relé para a desconexão do transformador. Os autores destacam que os resultados da simulação indicam que o algoritmo responde positivamente para todos os tipos de faltas internas testados incluindo situações de *inrush*.

*Tripathy et al (2008)* propõem uma técnica baseada em redes neurais probabilísticas de bases radiais para distinção de correntes de *inrush* e faltas internas em transformadores de potência. A técnica lança mão da diferença entre as formas de onda de correntes das duas situações. O trabalho desenvolve um estudo comparativo entre o desempenho das redes neurais probabilísticas e as redes probabilísticas de bases radiais, concluindo que as redes de bases radiais são mais precisas para desempenhar a tarefa de classificação da corrente diferencial. Testes realizados com base em simulações obtidas através do software PSCAD/EMTDC indicam a eficácia do método.

*Lu et al (2009)* propõem uma metodologia para identificação de correntes de *inrush* em transformadores de potência baseada em morfologia matemática. A técnica decompõe o sinal de corrente em níveis multiresolução baseado nos operadores de síntese e análise da morfologia matemática. Os autores destacam que o algoritmo é capaz de identificar correntes de *inrush*, mesmo com baixo percentual de componentes de segunda ordem e faltas internas com elevados percentuais dessa componente. No esquema proposto, operadores morfológicos fundamentais (erosão e dilatação) são projetados para decompor a corrente diferencial em uma série de componentes que serão utilizados na identificação das correntes de *inrush*. Os resultados experimentais demonstram a habilidade do esquema para identificação de correntes de *inrush* e faltas internas na proteção de transformadores de potência.

*Tripathy e Ala (2009)* apresentam uma metodologia de proteção diferencial baseada em redes neurais com funções de bases radiais ótimas. As redes de bases radiais são executadas pela utilização da técnica denominada “*Particle Swarm Optimization*” (PSO). O artigo apresenta uma comparação da metodologia proposta com as redes neurais tradicionais *feedforward* e, segundo os

autores, apresentando habilidade de classificação e generalização superior às redes neurais tradicionais.

*Oliveira e Bretas (2009)* apresentam uma metodologia de proteção diferencial de transformadores trifásicos baseada na transformada discreta *wavelet*. A transformada *wavelet* é aplicada à corrente diferencial para extração das características transitórias da corrente. O algoritmo é baseado em dois blocos de processamento denominados “Detecção do Distúrbio” e “Discriminação do Distúrbio”. A detecção do distúrbio é realizada através da característica diferencial percentual da corrente diferencial. Caso o distúrbio seja detectado, o processamento avança com o intuito de identificar se o mesmo se trata de uma situação de curto-circuito. Um índice de discriminação baseado no coeficiente de detalhe  $d1$  é calculado e comparado a um limiar previamente ajustado por um número pré-definido de janelas de dados. Caso a condição previamente ajustada seja superada, o relé identificará a ocorrência de uma falta interna. Testes realizados mostraram o bom desempenho da metodologia proposta.

*Zendejdel et al (2009)* propõem o desenvolvimento de um índice de compressão baseado na transformada discreta *wavelet* para proteção diferencial de transformadores de potência. O índice proposto é baseado na caracterização das correntes de *inrush* e faltas internas pela distribuição de suas energias no domínio tempo-frequência. Um índice de retenção de energia (RE) é calculado e um limiar apropriado é fixado. A indicação de extrapolação desse limiar será usada para definir a situação em questão. O artigo apresenta os resultados da simulação de diversos casos indicando a viabilidade da técnica. Os autores destacam o tempo de detecção inferior a 20 ms e a simplicidade de implementação da técnica proposta.

*Ala et al (2009)* propõem uma metodologia para distinção entre faltas internas e correntes de *inrush* baseada na análise da aparência do sinal da corrente diferencial quando representado no plano de Park. O método define um vetor  $I_p$ , que é calculado pela diferença dos vetores de Park da corrente diferencial do primário e secundário. O vetor  $I_p$  é uma função das componentes simétricas de sequência positiva e negativa. A representação do vetor  $I_p$  no plano de Park é simétrica para

faltas internas e assimétrica para correntes de *inrush*. Esta característica é utilizada para caracterização da corrente diferencial nos transformadores de potência. O desempenho do método é testado e sua eficiência comprovada.

*Du et al (2009)* propõem um algoritmo para proteção diferencial de transformadores de potência baseado na relação da magnitude e do ângulo de fase das correntes nos dois lados do transformador e propõem a formação de uma região de restrição no plano complexo para retenção do relé diferencial. Uma região ideal é apresentada através do princípio do produto escalar. O algoritmo define valores de restrição na magnitude e no ângulo de fase respectivamente, levando em consideração os erros devidos à saturação dos TCs. Os resultados apresentados, segundo os autores, demonstram maior sensibilidade à faltas internas e maior imunidade à operação em faltas externas com saturação dos TC quando comparado com as metodologias tradicionais de restrição por harmônicos.

O trabalho de *Darwish e Lehtonen (2009)* apresenta uma nova metodologia para proteção diferencial de transformadores de potência baseada em critério combinado de bloqueio no espectro potência-corrente. O critério combinado é baseado na análise individualizada da componente harmônica da corrente de segunda ordem, potência diferencial e bloqueio de espectro de potência. O método foi testado em um transformador Y/Y, 220/70 KV, 120 MVA, 50 Hz. Mais de 2000 casos foram testados e examinados sendo verificada a identificação correta de todas as situações de faltas internas testadas.

*Jazebi et al (2010)* apresentam uma metodologia para proteção diferencial de transformadores de potência baseado em “*Gaussian Mixture Models*” (GMM). O artigo classifica GMM como um poderoso classificador de padrões probabilístico que é treinado com características extraídas pela transformada discreta *wavelet*. Os dados de treinamento são armazenados usando o algoritmo de agrupamento *k-means*. Os autores destacam que o algoritmo proposto não depende da fixação de limiares para operação com resposta fornecida em cerca de um quarto de ciclo. O desempenho do método é demonstrado pela simulação de diferentes situações de faltas internas e

chaveamentos em um transformador de potência no software PSCAD/EMTDC. Situações de magnetização e energização solidária foram também simuladas e investigadas. Os resultados apresentados demonstraram a eficácia da técnica tanto em situações de *inrush* quanto na presença de faltas internas.

*Saleh e Rahman (2010)* apresentam uma técnica de proteção diferencial de transformadores de potência trifásicos utilizando a ferramenta da transformada *wavelet packet*. No método proposto, o sinal da corrente diferencial é decomposto através da transformada *wavelet packet* e a componente da sub-banda do segundo nível de alta frequência é utilizada como processamento para o relé diferencial. O método foi testado em transformadores de potência com diferentes configurações de aterramento e de carga e os resultados experimentais demonstraram que o método não é afetado significativamente pelos tipos de aterramento ou de carga e ainda por situações de saturação dos TCs.

*Gaouda e Salama (2010)* propõem uma técnica baseada em transformada *wavelet* para monitoração de transitórios não estacionários com o intuito de distinguir as correntes de *inrush* das faltas internas. A técnica é baseada no cálculo da relação entre a magnitude da energia do sinal entre os coeficientes do quarto nível de resolução e a resolução de referência. Um pequeno conjunto de coeficientes de máximo local, que melhor representa o sinal da energia é usado com o objetivo de classificar os diversos casos. Os autores destacam que o método não necessita que os sinais sejam reconstruídos e que somente um coeficiente de cada nível de resolução será usado para detectar e medir variações não estacionárias nas situações de TIC (*Transformer Inrush Current*) e TIF (*Transformer Internal Fault*). Para tanto, quatro estágios de processamento são realizados: 1- Estágio de pré-processamento; 2- Estágio de processamento dos dados; 3- Estágio de extração das características; 4- Estágio de medição e classificação. O método foi testado e comparado com a técnica baseada na análise de Fourier mostrando resultados eficientes.

*Jin et al (2010)* apresentam uma técnica para proteção diferencial de transformadores de potência baseado no método da diferença de tempo. Dois instantes são fundamentais na execução

desse método. O primeiro é o instante de detecção da situação anormal ( $T_1$ ) e o segundo é o instante em que a corrente diferencial ultrapassa um determinado limiar ( $T_2$ ). A diferença de tempo ( $T_2 - T_1$ ) é calculada e comparada com um limiar previamente fixado. Caso essa diferença de tempo seja inferior a esse limiar, uma situação de falta é detectada e o relé diferencial ativado. O artigo apresenta os resultados de estudos realizados em um transformador com configuração Y/ $\Delta$ , 154/13 kV, com simulações através do software EMTP. Segundo os autores, os resultados demonstraram que o método é imune a situações de *inrush*, sobre-excitação e faltas externas.

O trabalho de *Gu et al (2010)* apresenta uma técnica para bloqueio do relé diferencial na proteção de transformadores de potência quando ocorre a saturação dos transformadores de corrente (TCs) em virtude de faltas externas. No método, uma nova forma de onda de corrente é obtida através de transformações simétricas e então suas características são extraídas através de gradiente morfológico. Em suma a técnica é baseada na análise multiresolução da morfologia matemática. O artigo destaca a capacidade de identificação de situações de faltas internas e de situações com acentuada saturação dos TCs de forma eficiente e segura. Resultados de simulações utilizando o software MATLAB são apresentados demonstrando a eficiência do método.

*Hooshyar et al (2010)* apresentam um algoritmo para identificação de correntes de *inrush* em transformadores de potência pela análise do sinal médio de potência diferencial. As propriedades de distinção são obtidas do sinal diferencial de potência pelo cálculo da frequência instantânea. O método é baseado no cálculo da frequência instantânea do sinal diferencial de potência. A potência diferencial é obtida pela soma dos valores instantâneos de corrente e tensão durante meio ciclo. A partir do cálculo da frequência instantânea nas três fases do transformador, o valor médio é calculado e comparado com um limiar previamente fixado. No artigo em questão os autores utilizaram o limiar de frequência de 40 Hz. Caso esse limiar seja ultrapassado uma situação de *inrush* é detectada, caso contrário, trata-se de uma falta interna. A eficiência do método foi testada através da simulação de diversas situações de operação com o software PSCAD/EMTDC demonstrando velocidade e robustez.

*Rahmati (2010)* propõe uma técnica adaptativa para proteção diferencial de transformadores de potência em condições de saturação dos transformadores de corrente (TCs). Através da transformada *wavelet*, usada para extração das características da corrente diferencial sob condições de saturação do TC, a banda de frequência de 2,5 a 5 kHz, correspondente ao coeficiente de detalhe  $d1$  é usada para cálculo do coeficiente *wavelet* (WI) usado para detecção de situações de saturação dos transformadores de corrente. A habilidade do método foi testada através da simulação de várias situações operativas em um sistema de potência típico demonstrando resultados satisfatórios.

*Jazebi et al (2011)* propõem uma nova metodologia para proteção diferencial de transformadores de potência usando uma combinação da técnica denominada “*Support Vector Machine*” (SVM) e a teoria das transformadas *wavelet*. A técnica tem por objetivo distinguir as situações transitórias de correntes de *inrush* e faltas internas. A técnica PSO (*Particle Swarm Optimization*) é utilizada para sintonizar os parâmetros da SVM no desenvolvimento do algoritmo. O método realiza basicamente as seguintes tarefas: extração de características, seleção de estratégias e avaliação. As transformadas *wavelet* são usadas para extração das características e a estratégia *k-means clustering* é aplicada ao conjunto de dados para redução dos esforços computacionais de treinamento. Segundo os autores, o método pode identificar rapidamente, em menos de um quarto de ciclo. Os resultados dos testes mostraram a eficiência do método para realizar a tarefa estabelecida.

O trabalho de *Eldin e Refaey (2011)* propõe uma metodologia para proteção diferencial de transformadores de potência baseado em reconhecimento da forma de onda de critérios extraídos da corrente diferencial instantânea. A transformada discreta *wavelet* é aplicada à corrente diferencial e o critério de diagnóstico usado é a relação entre os desvios médios absolutos (MAD) dos coeficientes de detalhe  $d4$  e  $d3$ . O desempenho da técnica proposta foi avaliado para diferentes tipos de faltas internas e externas demonstrando boa capacidade de identificação de correntes de diferentes naturezas nos transformadores de potência.

*Samantaray e Dash (2011)* propõem uma nova metodologia para distinção de correntes de *inrush* e faltas internas na proteção diferencial de transformadores de potência usando a técnica da “Árvore de Decisão” (*Decision Tree - DT*). A corrente diferencial de um ciclo de amostra para correntes de *inrush* e faltas internas são usadas como padrão de entrada com alvos de saída 0 (zero) para *inrush* e 1 (um) para falta interna. A DT é treinada com diversos parâmetros de operação do sistema de potência. O artigo apresenta os resultados de testes realizados com o método proposto em um sistema modelo e os resultados indicam que a técnica proposta apresenta eficiência na realização da tarefa de distinção das correntes de *inrush* e faltas internas na proteção de transformadores de potência.

*Barbosa et al (2011)* apresentam uma metodologia para proteção diferencial de transformadores de potência baseado na lógica nebulosa. O método se propõe a realizar a tarefa de identificação de situações transitórias tais como energização, energização solidária e sobre-excitação na proteção diferencial distinguindo-as das faltas internas. A técnica consiste na elaboração de regras de fuzzificação baseadas nas seguintes variáveis: Corrente de Operação ( $I_{op}$ ), componentes harmônicas de segunda e quinta ordem e fluxo estimado no núcleo do transformador utilizando funções de pertinência tipo trapezoidal. Estas funções de pertinência irão indicar se as quatro variáveis estão com valor “Alto” ou “Baixo” o que indicará se o equipamento sob proteção está em condição normal ou em defeito. Os autores destacam que para todas as situações operativas analisadas não foram detectados erros no processamento do método proposto.

*Rahmati e Pasand (2012)* propõem uma nova metodologia para distinção de faltas internas de correntes de *inrush* e saturação dos transformadores de corrente usando transformada *wavelet*. A técnica é baseada no reconhecimento de padrão da corrente diferencial usando componentes de alta frequência gerados pelo distúrbio. As componentes de alta frequência da corrente diferencial são extraídas através da transformada *wavelet*. A frequência de amostragem do sinal foi de 10 kHz e a decomposição das componentes *wavelet* foi realizada em um coeficiente de aproximação A7 e sete componentes de detalhe D1-D7, sendo que a componente utilizada no algoritmo foi a componente



D2. A técnica consiste do cálculo de um coeficiente ( $C_r$ ) obtido pela relação entre o valor de pico máximo do coeficiente D2 ( $Max_p$ ) o tempo desse pico ( $t_p$ ). Para situações de falta interna, o valor de  $C_r$  é muito maior que o valor para correntes de *inrush*. Comparando-se então o valor de  $C_r$  com um limiar previamente estabelecido, define-se então a ação a ser tomada pelo relé diferencial. Os resultados apresentados demonstraram a eficiência do método para as diversas situações testadas.

*Oliveira e Cardoso (2012a)* propõem uma abordagem inovadora à proteção diferencial de transformadores de potência através da aplicação da transformada de Park ao sinal diferencial de potência produzido pelas correntes primárias e secundárias do transformador. O método é baseado no cálculo da razão entre as médias aritméticas dos valores instantâneos das potências reativas e ativas do sinal de potência. Os autores destacam que o método não depende do conteúdo harmônico da corrente diferencial e que o defasamento de corrente existente em função das mudanças de TAP são minimizados. Resultados experimentais são apresentados demonstrando sucesso da metodologia na distinção de correntes de *inrush* e faltas internas.

*Oliveira e Cardoso (2012b)* propõem uma metodologia diferenciada cuja estratégia é baseada na análise do conteúdo espectral do módulo do vetor de Park. A decisão de atuação do esquema de proteção irá depender da análise de dois sinais vetoriais: A componente de 100 Hz do módulo do vetor de corrente diferencial de Park e do nível DC do módulo do vetor, que detecta faltas trifásicas internas. O método igualmente não é baseado na componente harmônica de segunda ordem da corrente diferencial e os resultados mostraram-se confiáveis demonstrando sensibilidade adequada para identificação de faltas internas, inclusive na presença de saturação dos TC.

*Huang et al (2012)* apresentam uma metodologia que combina o circuito equivalente e o circuito magnético do transformador para identificação de faltas na energização do transformador de potência. Os parâmetros do modelo *Jiles-Atherton* são estimados com base na corrente de *inrush* para obtenção dos coeficientes de correlação que irão representar a condição do transformador. O método proposto é baseado no comportamento de dois conjuntos preestabelecidos de coeficientes de correlação que em situações normais de operação do transformador possuem comportamentos

diferenciados do que os obtidos em situações de curto-circuito. O artigo destaca que o método proposto pode identificar com precisão um transformador em curto-circuito.

*Hooshyar et al (2012)* apresentam uma metodologia em que o sinal diferencial de potência é processado e suas características intrínsecas são utilizadas para identificação das correntes de *inrush* nos transformadores de potência. O método é baseado no fato de que a forma de onda do sinal de potência nas situações de *inrush* e de faltas internas são completamente diferentes. Usando características no domínio do tempo, duas técnicas de reconhecimento de forma de onda são propostas. A técnica é baseada no cálculo do grau de similaridade entre a forma de onda de potência e um sinal senoidal. Os autores destacam que as técnicas propostas são eficientes para identificação de todas as situações de curto-circuito e de correntes de *inrush*.

## **1.5 – ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO**

O presente trabalho encontra-se organizado da seguinte forma: No capítulo 2 é introduzido à temática da proteção digital de sistemas elétricos, com ênfase à proteção diferencial de transformadores de potência. Os conceitos fundamentais da proteção diferencial são apresentados, bem como são abordados os principais fatores que afetam esse tipo de proteção, possibilitando a ocorrência de erros de atuação no esquema diferencial.

No Capítulo 3 é apresentado o método denominado de método do gradiente da corrente diferencial. São apresentados os conceitos matemáticos básicos de gradiente de uma função bem como sua aplicação ao sinal de corrente diferencial através das técnicas conhecidas de diferenciação numérica. É apresentada nesse capítulo, também, a estrutura geral do algoritmo proposto com breve descrição dos módulos de processamento utilizados.

No Capítulo 4 é feita uma introdução aos conhecimentos de Redes Neurais Artificiais, com especial atenção às redes de Mapeamento Auto-organizável de Kohonen e sua aplicação à proteção diferencial através do reconhecimento da forma de onda da corrente diferencial.

Os resultados dos testes utilizando os métodos propostos são apresentados no Capítulo 5, com destaque para as comparações realizadas com o método tradicional da restrição por harmônicos.

Por fim, no Capítulo 6 são apresentadas as conclusões finais do trabalho, bem como as propostas para desenvolvimentos futuros e continuidade da pesquisa.

# CAPÍTULO 2

## PROTEÇÃO DIFERENCIAL DE TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA

### 2.1 – INTRODUÇÃO

O “*Institute of Electrical and Electronic Engineers*” (IEEE) define um relé como: “um dispositivo elétrico que é designado para responder a condições de entrada de uma forma preestabelecida após certas condições específicas serem satisfeitas devido a alterações abruptas no sistema elétrico a ele associado” (*IEEE Std. C37.91, 2008*). As entradas são normalmente dados elétricos (tensão e corrente), no entanto muitas vezes podem ser dados térmicos ou mecânicos ou ainda uma combinação deles. Adicionalmente classificam-se relés de proteção como sendo dispositivos eletromecânicos, eletrônicos ou digitais que são conectados aos sistemas de potência com o intuito de detectar condições inesperadas ou intoleráveis dentro de uma área específica. Eles são, de fato, uma segurança ativa, designados para manter um alto grau de continuidade de serviço e limitação de danos aos equipamentos e operadores.

A principal função de um sistema de proteção por relés é proteger o sistema de potência dos efeitos danosos de uma falta. Uma falta em um componente do sistema de potência (Barra, Transformador, Linha de transmissão etc.), na maioria das vezes um curto-circuito, deve ser isolado rapidamente sob risco de causar instabilidades no sistema ou mesmo desligamentos pela ação de outros dispositivos automáticos de proteção.

#### 2.1.1 – Classificação dos Relés

Os relés podem ser divididos em seis categorias funcionais (*Elmore, 2004*):

1. **Relés de Proteção.** Detectam situações anormais ou defeituosas em elementos do sistema de potência ou outras situações perigosas. Normalmente estes relés acionam

um ou mais disjuntores de potência, mas podem também ser usados para acionamento de alarmes.

2. **Relés de Monitoramento.** Acompanham as condições do sistema de potência ou no sistema de proteção. Estes relés incluem detectores de falta, unidades de alarme, verificadores de sincronismo. Condições que não exijam a abertura de disjuntores durante a situação anormal podem ser verificadas pelos relés de monitoração.
3. **Relés de Religamento.** Estabelecem uma sequência de religação dos disjuntores operados pelos relés de proteção.
4. **Relés de Regulação.** São ativados quando um parâmetro de operação ultrapassa seu valor predeterminado.
5. **Relés Auxiliares.** Operam em resposta à operação ou fechamento do circuito de operação para auxiliar outro relé ou dispositivo. Estes incluem contadores de tempo, relés multiplicadores de contato, relés de isolamento etc.
6. **Relés de Sincronismo.** Utilizados na interconexão de duas seções do sistema de potência.

Muitos relés modernos possuem diversas variantes destas funções. Em adição a estas categorias funcionais, os relés podem ser classificados pelo tipo de dado de entrada (*Input*), princípios de operação, e características de desempenho, de acordo com o padrão ANSI/IEEE Standard C37.90, ou seja:

**Entradas:** Corrente, Tensão, Potência, Frequência, Temperatura, Pressão, Fluxo e Vibração.

**Princípios de Operação:** Balanço de Corrente, Percentual, Multirestrição, Produto, Estado sólido, Estáticos, Microprocessados, Eletromecânicos, Térmicos.

**Características de Desempenho:** Diferencial, Distância, Sobrecorrente Direcional, Tempo inverso, Tempo definido, Subtensão, Sobretensão, Terra ou Fase, Alta ou baixa velocidade, Piloto.

## **2.1.2 – Princípios da Proteção por Relés**

A principal função de um relé de proteção é remover imediatamente de serviço algum elemento do sistema de potência que esteja operando de forma anormal (*Horowitz 2008*). Em geral, os relés não impedem que um determinado equipamento entre em curto-circuito: eles operam após a detecção da falta. Seu objetivo é limitar ao máximo os danos aos equipamentos, riscos ao pessoal de operação, reduzir o stress nos outros equipamentos e, acima de tudo, remover o equipamento em falta do sistema de potência tão rápido quanto possível de forma que a estabilidade e integridade do sistema remanescente sejam mantidas.

### **2.1.2.1 - Confiabilidade, Disponibilidade e Segurança**

Confiabilidade é geralmente entendida como sendo a medida do grau de certeza que um determinado equipamento responderá conforme planejado. Relés, em contraste com muitos outros equipamentos possuem duas alternativas em que podem ser classificados como não confiáveis: Eles podem não operar quando isso era esperado ou podem operar quando não deveriam fazê-lo. Disponibilidade é definida como sendo a medida da certeza de que o relé irá operar corretamente para todas as faltas para as quais eles são designados para operar. Segurança é definida como sendo a grau de certeza de que o relé não irá falhar para nenhuma falta.

### **2.1.2.2 – Seletividade e Zonas de Proteção dos Relés**

A propriedade de segurança dos relés, que é definida como sendo a exigência de que ele não deverá operar para faltas que ele não foi designado para operar é definido em termos de regiões do sistema de potência – denominadas zonas de proteção – para a qual um determinado relé ou sistema de proteção é responsável. O relé será considerado seguro se operar apenas para faltas dentro de sua zona de proteção. Geralmente os relés recebem como entrada, informações de Transformadores de Corrente (TC). As zonas de proteção são delimitadas por estes equipamentos. É através do TC que o relé recebe informações de dentro de sua zona de proteção. Enquanto os relés são utilizados para

detectar as faltas dentro da zona de proteção, os disjuntores são responsáveis por isolar as faltas através da desconexão dos equipamentos dentro da zona de proteção.

O sistema de Potência é dividido nas seguintes zonas de proteção, conforme Figura 2.1, a seguir:

- Geradores (1)
- Barras (2)
- Transformadores (3)
- Linhas de Transmissão (4)
- Motores (5)

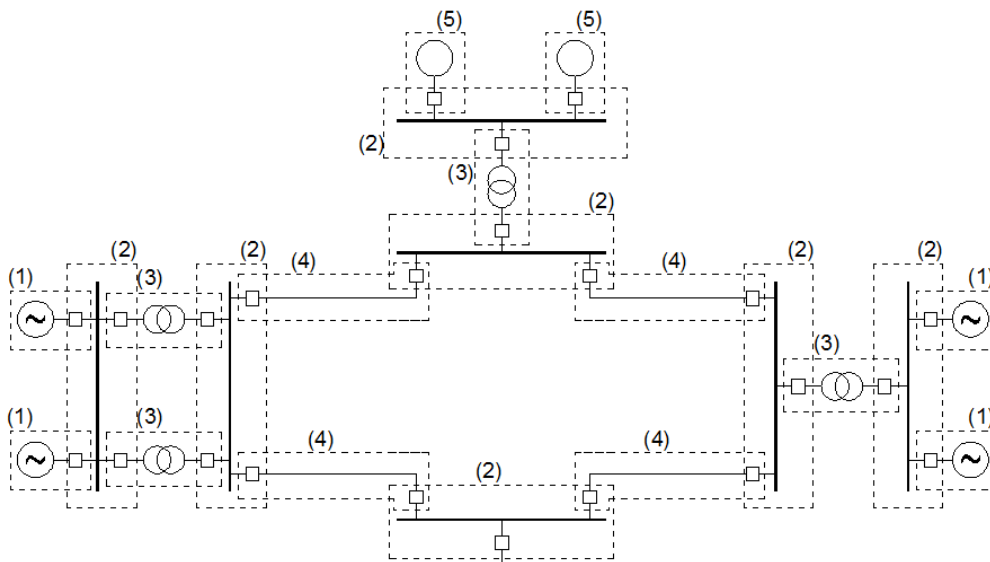


Figura 2.1 – Zonas de Proteção de um Sistema de Potência - Adaptado de *Elmore (2004)*

## 2.2 – PROTEÇÃO DIFERENCIAL DE TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA

Os transformadores de potência são equipamentos de fundamental importância para os Sistemas Elétricos de Potência (SEP), tendo em vista que interligam os diversos níveis de tensão do sistema, possibilitando o atendimento das cargas nas suas mais variadas configurações. Em função de sua importância na operação dos SEP, o transformador de potência necessita que seja projetado

um sistema de proteção eficiente, que garanta a confiabilidade e a segurança necessárias para que os requisitos de continuidade e qualidade dos serviços sejam garantidos.

Três diferentes esquemas de proteção são comumente utilizados nos transformadores de potência: Proteção contra sobrecorrente, proteção diferencial e proteção contra acúmulo de gás no interior do tanque do transformador. Basicamente, a escolha do esquema de proteção a ser utilizado dependerá da importância e da potência do transformador. Transformadores com potências inferiores a 2,5 MVA, normalmente são protegidos apenas por fusíveis de ação rápida. Transformadores com potências compreendidas entre 2,5 e 5,0 MVA também podem utilizar fusíveis para proteção contra sobrecorrentes, no entanto, é mais desejável que para essas potências sejam utilizados relés de sobrecorrente de ação instantânea e temporizada. Entre 5,0 e 10,0 MVA utilizam-se relés de sobrecorrente com unidades instantânea e temporizada em uma única unidade, tendo em vista a sensibilidade necessária para efetuar a coordenação com os relés de sobrecorrente localizados no lado de alta tensão do transformador (*Horowitz, 2008*). Para transformadores com potência superiores a 10 MVA é altamente recomendável a utilização do esquema de proteção diferencial percentual, sendo que, o esquema de restrição por harmônicos é o mais amplamente utilizado. Recomenda-se também a utilização de relés Buchholz para monitoramento do aumento da pressão interna dos tanques dos transformadores, devido a formação de gás proveniente de faltas internas e pequenas descargas insipientes entre espiras, insensíveis ao relé diferencial. Mesmo em transformadores de alta potência, a proteção por relé de sobrecorrente ainda é desejável, pois, nesse caso, esses relés realizariam a função de proteção de retaguarda para faltas externas à zona de proteção do relé diferencial, tendo em vista que esse tipo de relé opera seletivamente apenas para faltas internas.

A filosofia de proteção diferencial, tema central desse trabalho, baseia-se no pressuposto de que, em situações normais de operação, as correntes que circulam no secundário dos transformadores de corrente (TC) localizados nos lados primário e secundário do transformador de



potência serão aproximadamente iguais. A diferença entre essas correntes é denominada de Corrente Diferencial ( $I_D$ ). Na prática, uma pequena corrente diferencial é esperada, no entanto, essa corrente não é suficientemente significativa para sensibilizar o relé diferencial. Essa situação também é verificada quando ocorre uma falta externa à zona de proteção do relé diferencial, que é definida pelos TCs localizados nos lados primário e secundário do transformador de potência. A Figura 2.2, a seguir, ilustra um esquema de proteção diferencial percentual de um transformador monofásico de dois enrolamentos, sendo BR – Bobina de Restrição e BO – Bobina de Operação. Verifica-se, que para faltas localizadas dentro da zona de proteção do relé diferencial (faltas internas), o equilíbrio diferencial não é mantido, e uma corrente diferencial significativa é formada, indicando a potencial operação do relé. O cálculo da corrente diferencial será dado por:

$$I_D = I_{2p} - I_{2s} \quad (2.1)$$

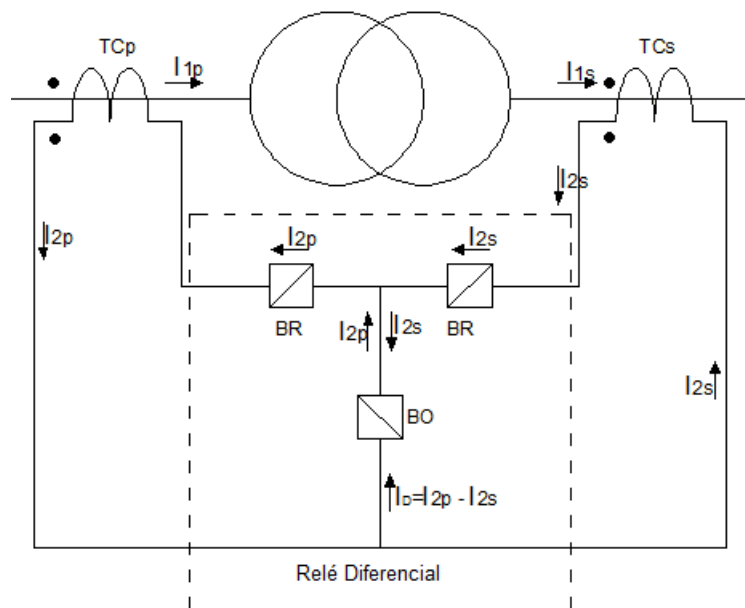


Figura 2.2 – Esquema de Proteção Diferencial

Muitas situações práticas são verificadas que podem causar o surgimento de pequenas correntes diferenciais em situações de operação normal: A dificuldade de se obter um perfeito acoplamento entre os TCs dos lados primário e secundário, a necessidade de ajuste do Tap do

transformador de potência ou mesmo os erros de medição dos TCs são exemplos dessa situação. Estas três situações precisam ser levadas em consideração na operação do relé diferencial para transformadores de potência. Essa previsão é feita nos relés diferenciais percentuais, através da necessidade de que a corrente diferencial exceda um percentual previamente ajustado de uma corrente de restrição ( $I_R$ ), para operação, de acordo com a relação:

$$I_D \geq KI_R \quad (2.2)$$

Onde  $K$  é a característica diferencial percentual do relé. Valores típicos de  $K$  variam na faixa de 15% a 40%. O relé diferencial será sensibilizado, então, quando a corrente diferencial exceder um percentual previamente ajustado da corrente de restrição.

Existem diferentes alternativas para o cálculo da corrente de restrição ( $I_R$ ), de acordo com as equações a seguir (*Harlow, 2004*):

$$I_R = k|\vec{I}_{2p} - \vec{I}_{2s}| \quad (2.3)$$

$$I_R = k(|\vec{I}_{2p}| + |\vec{I}_{2s}|) \quad (2.4)$$

Onde  $k$  é um fator de compensação, normalmente dado por 1.0 ou 0.5. Usualmente utiliza-se a relação:

$$I_R = \frac{(\vec{I}_{2p} + \vec{I}_{2s})}{2} \quad (2.5)$$

A característica diferencial percentual, matematicamente demonstrada na equação (2.2) pode ser representada graficamente pela figura 2.3, a seguir:

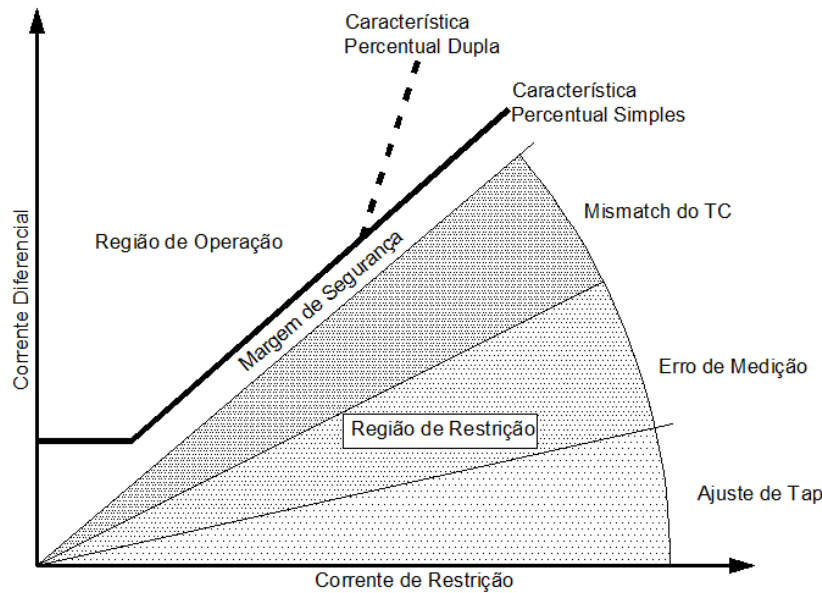


Figura 2.3 – Curva Característica de um Relé Diferencial

### 2.2.1 – Fatores que Afetam a Proteção Diferencial

Durante a operação normal do relé diferencial percentual, uma pequena corrente diferencial é esperada, no entanto, esta corrente não é suficiente para a sensibilização do relé. No entanto, tendo em vista as características elétricas e magnéticas tanto do transformador de potência, quanto dos TCs, certas situações de operação podem ocasionar o surgimento de correntes diferenciais significativas, capazes de sensibilizar o relé diferencial, provocando sua operação indevida, mesmo em situações em que não haja nenhuma falta no SEP sob sua proteção. As situações mais comuns em que isso se verifica são nos casos em que haja a ocorrência de correntes de magnetização no enrolamento primário do transformador de potência (Correntes de *Inrush*), na sobre-excitação do transformador de potência ou na saturação dos TCs. Essas falsas correntes diferenciais, pelo fato de serem potencialmente capazes de provocar a ativação do relé diferencial e a consequente desconexão do transformador de potência, deverão ser identificadas e bloqueadas, pois desconexões indevidas podem causar sérios prejuízos às cargas conectadas ao SEP em função de desligamentos desnecessários. A seguir, serão analisadas essas situações individualmente e de forma mais detalhada.

### 2.2.1.1 – Correntes de Inrush

As correntes de *inrush* são correntes transitórias que ocorrem nos enrolamentos do transformador de potência quando este é energizado. A corrente de *inrush* é observada quando a magnitude e polaridade do fluxo residual no núcleo do transformador não coincidem com a polaridade e magnitude do fluxo instantâneo de regime. A figura 2.4, ilustra a forma de onda típica da corrente de magnetização *inrush*.

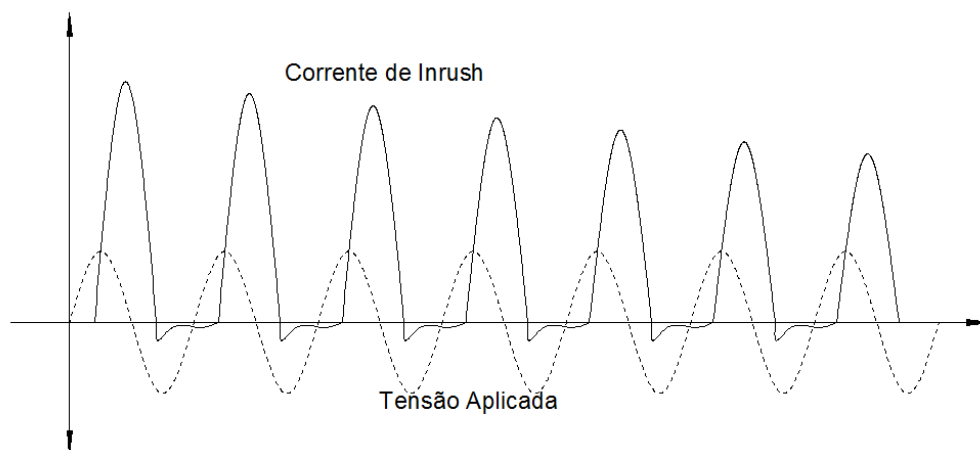


Figura 2.4 – Forma de onda típica da Corrente de *Inrush*

Quando um transformador de potência é desenergizado, certa quantidade de fluxo residual permanece no núcleo, devido às características magnéticas do material que o constitui. Dependendo do tipo de aço do núcleo, o fluxo remanescente poderá ser na faixa de 50% a 90% do fluxo de operação normal. Quando o transformador é novamente energizado, o fluxo produzido pela fonte de tensão se sobrepõe ao fluxo remanescente. A fim de manter o nível de fluxo existente, o transformador poderá solicitar uma corrente, que poderá ser superior ao nível de corrente de plena carga, ocasionando a saturação do núcleo de aço, produzindo a corrente de *inrush*. Dependendo do tipo de material e do projeto do transformador, essa corrente poderá alcançar de 3,5 a 30 vezes o valor de pico da corrente de plena carga (Harlow, 2004).

Conforme mostrado na figura 2.4, a forma de onda da corrente de *inrush* possui características típicas, apresentando semelhanças à forma de onda senoidal, diferenciando-se dessa pela ausência de um dos semiciclos positivos ou negativos. A energização do enrolamento primário do transformador é a principal causa do surgimento das correntes de *inrush*, no entanto, uma gama de outros eventos pode causar o aparecimento dessas correntes tais como a energização de um transformador em paralelo provocando o fenômeno denominado de “energização solidária” (*sympathetic inrush*) (Kulkarni, 2004), a eliminação de faltas externas, porém próxima ao transformador, provocando a necessidade de restabelecimento dos níveis de tensão são exemplos a serem destacados.

Tendo em vista a característica absolutamente aleatória do fluxo remanescente no núcleo de aço do transformador, torna-se praticamente impossível prever com exatidão a magnitude e a forma de onda da corrente de *inrush*, no entanto, algumas características estão presentes em praticamente todas as situações, as quais estão listadas a seguir:

- a) Alta componente DC, que decai lentamente e de forma exponencial, com constante de tempo elevada;
- b) Composta por pulsos unipolares ou bipolares separados por intervalos com valores muito baixos de corrente;
- c) Os valores de pico dos pulsos decaem lentamente, de forma exponencial, acompanhando o comportamento da componente DC;
- d) O conteúdo harmônico de segunda ordem (120 Hz) inicialmente com baixa magnitude, aumenta à medida que o valor de pico da corrente decai;

A figura 2.5 ilustra o processo de formação da corrente de *inrush*.

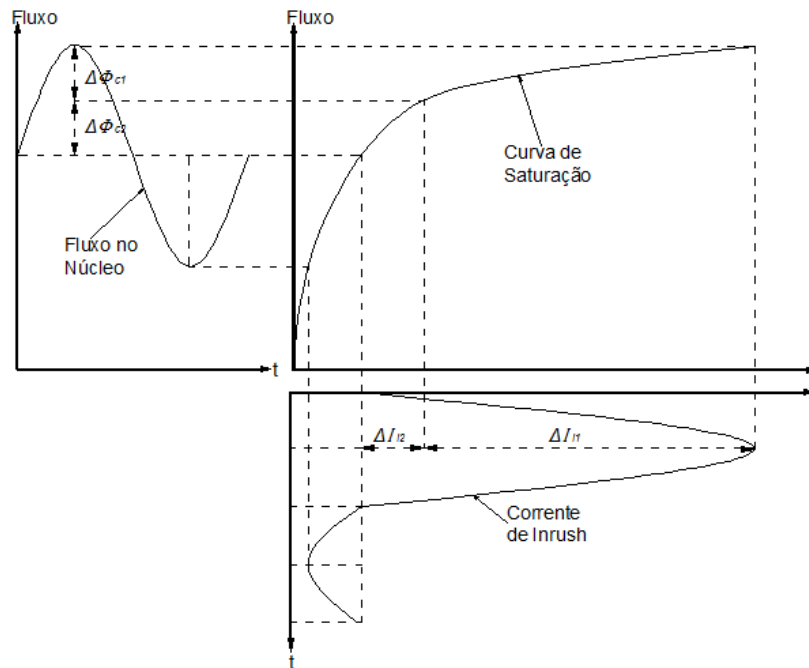


Figura 2.5 – Formação da Corrente de *Inrush* a partir da Curva de Saturação - Adaptado de Wu (2009)

Considerando que o transformador em questão tenha sido previamente desenergizado, existe uma grande possibilidade de que haja um fluxo residual  $\phi_R$  no núcleo. Se o fluxo residual tiver polaridade positiva, o máximo fluxo requerido será então de  $(2\phi + \phi_R)$ , ocasionando em um alto valor de pico para a corrente de *inrush*. Caso o fluxo residual seja negativo, o máximo fluxo requerido será então de  $(2\phi - \phi_R)$ , o que resultará em um valor de pico reduzido para a corrente de *inrush*.

Outro fator que influencia significativamente a amplitude da corrente de *inrush* é o ângulo ( $\beta$ ), ou instante de chaveamento da fonte de tensão. A contribuição desse fator será máxima quando o ângulo de chaveamento coincidir com a passagem do ponto zero da onda de tensão ( $\beta = 0^\circ$ ), e será mínima no valor de pico da onda de tensão ( $\beta = 90^\circ$ ).

Uma característica das correntes de *inrush* que merece destaque é a forte presença de conteúdos harmônicos, com destaque para a componente de segunda ordem (120 Hz) cujo conteúdo pode chegar a valores em torno de 15% a 35% da componente fundamental (60 Hz) (Patterson,

2000). Esta característica da corrente de *inrush* é largamente utilizada atualmente nos relés diferenciais comerciais, para o bloqueio do relé de atuações indevidas. (Horowitz, 2008).

Uma situação particular de corrente de *inrush* é a denominada “*sympathetic inrush*”, ou energização solidária, que ocorre quando um transformador de potência é energizado, quando este está conectado em paralelo a outro transformador já previamente energizado (Kulkarni, 2004). Baseando-se na figura 2.6, considerando que o transformador  $T_1$  já esteja previamente energizado, porém com o disjuntor do enrolamento secundário ainda aberto. Quando o transformador  $T_2$  é energizado, com o fechamento do disjuntor primário, uma corrente de magnetização *inrush* fluirá pelo enrolamento primário de  $T_2$  que será suprida pela geração através da linha de transmissão. A corrente de *inrush* possui uma componente DC, que é atenuada ao longo do tempo, produzindo, no entanto, uma queda de tensão na linha de transmissão. Esta queda de tensão produzida pela componente DC forçará o transformador já energizado a produzir fluxo de magnetização com sentido oposto ao fluxo do transformador que está sendo energizado, que originará uma corrente de magnetização no transformador  $T_1$ . Um exemplo das formas de onda das correntes em questão está mostrado na figura 2.7.

Apesar de a magnitude da corrente de energização solidária ser, em geral, inferior à magnitude da corrente de *inrush*, essa corrente poderá influenciar significativamente na operação do relé diferencial, constituindo-se em um potencial fator de geração de desligamentos indevidos, devendo, as mesmas, serem consideradas na configuração da proteção diferencial.

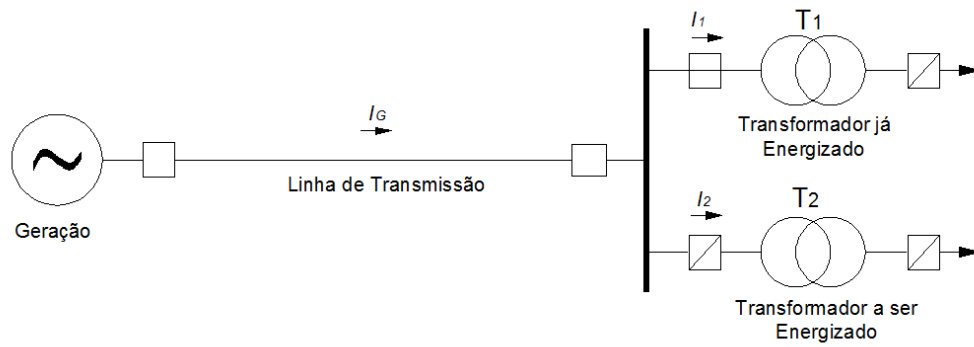


Figura 2.6 – Energização Solidária em Transformadores em Paralelo – Adaptado de Kulkarni

(2004)

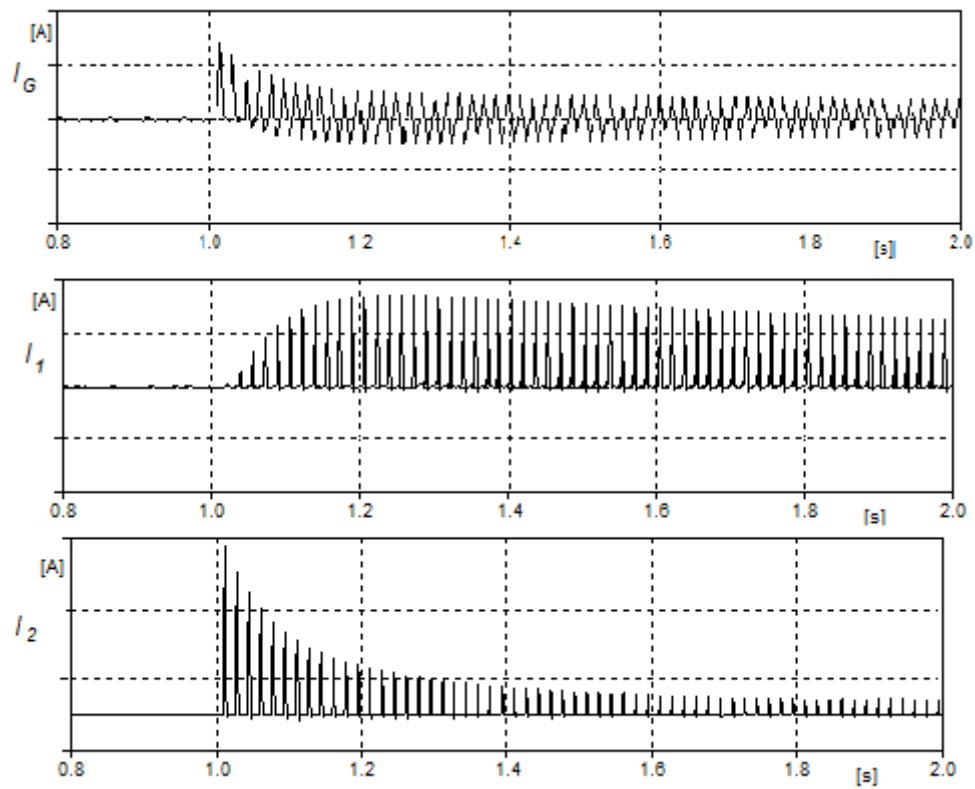


Figura 2.7 – Correntes Resultantes da Energização Solidária



### **2.2.1.2 - Sobre-excitação do Transformador de Potência**

Algumas situações de operação dos SEP tais como a rejeição de carga ou a ocorrência de alguma contingência, podem provocar a surgimento de sobretensões de regime permanente nos transformadores de potência conectados a esse sistema. Sabe-se que as sobretensões costumam provocar uma proporcional elevação no fluxo do núcleo do transformador, podendo levá-lo à saturação. Outras situações que provoquem sobretensões ou subfrequências também são capazes de levar o transformador à saturação, tendo em vista que o fluxo magnético no núcleo do transformador é diretamente proporcional à tensão aplicada e inversamente proporcional à frequência do sistema (*Harlow, 2004*).

Tendo em vista que as correntes resultantes da sobre-excitação do transformador de potência podem causar o surgimento de correntes diferenciais significativas, passíveis de sensibilizar o relé diferencial, essas correntes tornam-se importantes variáveis a serem considerados na proteção diferencial, devendo ser buscados mecanismos capazes de bloquear a atuação do relé diferencial diante da presença desse tipo de corrente no transformador de potência.

É fato que as correntes de sobre-excitação são ricas em conteúdos harmônicos, sendo predominantes as componentes ímpares. Valores percentuais típicos para essas componentes são de 26% para a componente de terceira ordem (180 Hz), 11% para a de quinta ordem (300 Hz) e 4% para a de sétima ordem (420 Hz) (*Blackburn, 2006*).

### **2.2.1.3 - Saturação dos Transformadores de Corrente (TC)**

Faltas externas que apresentem grandes magnitudes podem provocar a saturação dos TCs instalados nos terminais primário e secundário do transformador de potência, resultando em formas de onda parcialmente deformadas no secundário desses transformadores. A corrente diferencial, que será calculada com base nessas formas de onda saturadas, poderá apresentar valores significativos capazes de sensibilizar o relé diferencial, provocando a desconexão indevida do transformador de

potência, ainda que a falta seja externa. Tendo em vista esse inconveniente, torna-se importante a previsão de uma forma de bloqueio de correntes diferenciais provenientes da saturação dos TCs. Uma característica importante dessa corrente é a significativa presença de componentes harmônicas de terceira e quinta ordem (*Harlow, 2004*).

### 2.2.2 – Proteção Diferencial Percentual para Transformadores de Potência

Os relés diferenciais comerciais atualmente empregados na proteção de transformadores utilizam como parâmetro para restrição e bloqueio de falsas correntes diferenciais o critério de restrição por harmônicos. *Sonnemann et al (1958)* estabelecem que o percentual mínimo de componentes harmônicas de segunda ordem, comparado com a componente fundamental em uma corrente de *inrush* está na faixa de 16% a 17%, no entanto, modernos transformadores são produzidos com níveis muito reduzidos de percentuais harmônicos de segunda ordem, chegando a percentual na ordem de 7% da componente fundamental (*Patterson, 2000*). Valores típicos de ajuste percentual estão na faixa de 15% a 35%.

Tradicionalmente, os algoritmos utilizados nos relés diferenciais comerciais executam a decomposição do sinal de corrente através da Transformada Rápida de Fourier (FFT), obtendo-se, dessa forma, as componentes harmônicas da corrente diferencial. Após o cálculo da razão entre as componentes harmônicas de segunda, terceira ou quinta ordem e a componente fundamental, o algoritmo realiza a lógica de processamento e toma a decisão, com base no percentual calculado, como indicado a seguir:

$$\frac{|I_{2H}|}{|I_{Op}|} > I_{BL}^{2H} \quad (2.6)$$

Onde  $I_{2H}$  é a componente de segunda ordem da corrente diferencial,  $I_{Op}$  é a componente fundamental da corrente diferencial e  $I_{BL}^{2H}$  é o limiar estabelecido para bloqueio do relé para correntes de *inrush*.

Outra possibilidade também empregada atualmente é a consideração das componentes de terceira e quinta ordem, encontradas principalmente nos casos de sobre-excitação e de saturação dos TCs. Nesse caso também deverá ser calculada a razão entre essas componentes e a componente fundamental, ou seja:

$$\frac{|I_{3H}|}{|I_{Op}|} > I_{BL}^{3H} \quad (2.7)$$

$$\frac{|I_{5H}|}{|I_{Op}|} > I_{BL}^{5H} \quad (2.8)$$

Onde  $I_{3H}$  e  $I_{5H}$  são as componentes harmônicas de terceira e quinta ordem respectivamente e  $I_{BL}^{3H}$  e  $I_{BL}^{5H}$  são os limiares de bloqueio para terceiro e quinto harmônicos, respectivamente.

Existem diversas formas de execução do algoritmo de restrição por harmônicos nos relés diferenciais, dentre eles destacam-se (*Patterson, 2000*):

- a) **Método Simples por Fase:** Neste método, a equação 2.6 será aplicada separadamente à corrente diferencial nas três fases, sendo que o algoritmo de restrição será processado de forma paralela e independente. Caso pelo menos em uma das fases for detectado um percentual superior ao limiar estabelecido, o algoritmo bloqueará a operação do relé somente para aquela fase. Inversamente, se pelo menos uma fase possuir percentual de harmônicos inferior ao limite pré-estabelecido, o relé atuará desligando o disjuntor.
- b) **Método de Bloqueio em Cruz:** Neste método, a restrição em pelo menos uma das fases inibirá a atuação do relé para as demais. Do ponto de vista de desligamentos indevidos, este método é mais seguro, pois uma fase com baixa proporção de harmônicos de segunda ordem poderá ser bloqueada por outra fase que possua percentual elevado dessa componente, no entanto, caso na energização, uma das fases esteja em curto-circuito, o relé só detectará essa situação quando a falta se propagar para as demais fases. Uma alternativa a esse método é a adaptação denominada de “dois de três” onde o bloqueio da

operação do relé diferencial se dará com pelo menos duas fases com nível elevado de componentes de segunda ordem.

- c) **Método de Bloqueio pela Média Percentual:** Nesse método o bloqueio do relé diferencial se dará pela média do percentual de componentes harmônicas de segunda ordem nas três fases da corrente diferencial, através da equação a seguir:

$$I_{2H} = \frac{1}{3} \left( \frac{|I_{2HA}|}{|I_{OpA}|} + \frac{|I_{2HB}|}{|I_{OpB}|} + \frac{|I_{2HC}|}{|I_{OpC}|} \right) \quad (2.9)$$

Independentemente do método utilizado, percebe-se certa fragilidade em todas as execuções da técnica de restrição por harmônicos. Sabe-se que correntes de *inrush* podem conter pequenos percentuais de componentes de segunda ordem, o que poderia causar um desligamento indevido do transformador, causando prejuízos às cargas ligadas ao SEP. Por outro lado, correntes de falta podem conter percentuais elevados dessas componentes, fato que poderia causar o bloqueio do relé diferencial em situações de falta, com correntes nessa situação.

Durante os últimos anos, diversas propostas de métodos têm sido apresentadas, com o intuito de contornar esta dificuldade. Técnicas baseadas na Transformada *Wavelet*, Redes Neurais, Morfologia Matemática e Lógica Nebulosa são exemplo a serem destacados.

## 2.3 - CONCLUSÃO

Este capítulo apresentou as considerações iniciais a respeito da proteção de Sistemas Elétricos de Potência. O assunto relativo à proteção através de relés foi introduzido com ênfase na proteção de transformadores de potência, mais especificamente a proteção diferencial. Foi mostrado o fundamento da proteção de transformadores através de relés diferenciais, os principais motivos do surgimento de falsas correntes diferenciais bem como os principais fatores que influenciam nesse tipo de proteção.

# CAPÍTULO 3

## O MÉTODO DO GRADIENTE DA CORRENTE DIFERENCIAL

### 3.1 - INTRODUÇÃO

Nos capítulos anteriores ficou caracterizado que as correntes de *inrush* ou *sympathetic inrush*, podem apresentar amplitudes significativas, capazes de sensibilizar os relés diferenciais e, conseqüentemente, provocar o desligamento indesejável do transformador de potência. Ainda que essas correntes provoquem o surgimento de correntes diferenciais significativas, na realidade nenhum curto-circuito está presente no SEP. Tendo em vista que essas correntes percorrem apenas os enrolamentos primários do transformador, provocando assim, um desequilíbrio diferencial, essa situação transmite ao relé a falsa informação de estado faltoso. A correta distinção entre as correntes de *inrush* e as faltas internas ao transformador constitui-se, portanto, em um grande desafio a ser vencido. Como citado também no capítulo anterior, os relés diferenciais comerciais utilizam, para resolver essa problemática, a técnica de restrição por harmônicos, que em certas situações não apresenta resultados satisfatórios. Trata-se de um método que é baseado na magnitude das componentes harmônicas de segunda, terceira ou quinta ordens em relação à magnitude da componente fundamental. Basicamente esta técnica falha, pelo aspecto de que, em certas situações operativas, as correntes de *inrush* possuem percentuais reduzidos dessas componentes, bem como as correntes de curto-circuito podem apresentar elevados percentuais de componentes harmônicas (Sidhu, 1992 e Liu, 1992). Surge, portanto a necessidade do desenvolvimento de métodos que não sejam dependentes das componentes harmônicas da corrente diferencial.

O método proposto neste capítulo, doravante denominado de Método do Gradiente, é fundamentado no fato de que as correntes de *inrush* apresentam formas de onda com características bastante peculiares, conforme tratado no capítulo anterior. Trata-se, portanto, de um método de reconhecimento de forma de onda. O correto reconhecimento da forma de onda em questão indicará se o transformador encontra-se ou não em curto-circuito.

### 3.2 – O VETOR GRADIENTE

Seja  $f$  uma função de duas variáveis  $x$  e  $y$ . Se  $f'_x(x, y)$  e  $f'_y(x, y)$ , as derivadas de primeira ordem da função  $f$  em função das variáveis  $x$  e  $y$  existirem, então o vetor gradiente de  $f$ , denotado por  $\nabla f$ , será dado por (Leithold, 1994 e Attenborough, 2003):

$$\nabla f = \frac{\partial f}{\partial x} \vec{i} + \frac{\partial f}{\partial y} \vec{j} \quad (3.1)$$

Onde:

$\vec{i}$  e  $\vec{j}$  - Vetores unitários na direção dos eixos ortogonais  $x$  e  $y$ , respectivamente.

$\frac{\partial f}{\partial x}$  - Derivada de primeira ordem da função  $f$  em função de  $x$ .

$\frac{\partial f}{\partial y}$  - Derivada de primeira ordem da função  $f$  em função de  $y$ .

O vetor gradiente representa a taxa de variação da função  $f$  na direção dos vetores unitários  $\vec{i}$  e  $\vec{j}$ , aponta para a direção da taxa de variação máxima e tangencia a superfície de  $f$  no ponto em análise. Em coordenadas polares, calcula-se o módulo do gradiente da função  $f$ , através da equação:

$$\|\nabla f\| = \sqrt{\left(\frac{\partial f}{\partial x}\right)^2 + \left(\frac{\partial f}{\partial y}\right)^2} \quad (3.2)$$

Por outro lado, em relação aos eixos ortogonais, o vetor gradiente faz os seguintes ângulos, em radianos:

$$\theta_{\vec{i}} = \tan^{-1} \left( \frac{\partial f}{\partial x} \right) \quad (3.3)$$

$$\theta_{\vec{j}} = \tan^{-1} \left( \frac{\partial f}{\partial y} \right) \quad (3.4)$$

De uma forma geral pode-se calcular a taxa de variação da função  $f$  em qualquer direção, bastando para isso calcular a derivada direcional da função em análise em relação a um vetor unitário  $\mathbf{U}$ , definido por:

$$\mathbf{U} = \cos \varphi \vec{i} + \sin \varphi \vec{j} \quad (3.5)$$

Sendo  $\varphi$  a direção desejada. A derivada direcional seria então dada por:

$$D_{\mathbf{U}}^{f(x,y)} = \mathbf{U} \cdot \nabla f \quad (3.6)$$

Da relação (3.6), na medida em que  $\mathbf{U}$  e  $\nabla f$  são vetores,  $D_{\mathbf{U}}^{f(x,y)}$  poderá ser calculado através da relação:

$$D_{\mathbf{U}}^{f(x,y)} = \|\mathbf{U}\| \cdot \|\nabla f\| \cos \alpha \quad (3.7)$$

Onde  $\alpha = (\theta - \varphi)$ . Percebe-se de (3.7) que  $D_{\mathbf{U}}^{f(x,y)}$  será máxima quando  $\cos \alpha = 1$ , ou seja, quando  $\mathbf{U}$  e  $\nabla f$  estiverem apontando para a mesma direção, recaindo-se na situação particular em que  $D_{\mathbf{U}}^{f(x,y)} = \nabla f$ , que é a situação em que se apresenta a máxima taxa de variação da função.

### 3.3 - O GRADIENTE DA CORRENTE DIFERENCIAL

A corrente diferencial pode ser considerada como uma função dependente de, pelo menos, três variáveis: o tempo ( $\mathbf{t}$ ), o ângulo de chaveamento da fonte de tensão ( $\beta$ ) e o magnetismo residual no núcleo do transformador ( $\phi$ ). Aplicando-se os conceitos do gradiente à corrente diferencial, tem-se então, o gradiente da corrente diferencial, dado por:

$$\nabla I_D = \frac{\partial I_D}{\partial t} \vec{i} + \frac{\partial I_D}{\partial \phi} \vec{j} + \frac{\partial I_D}{\partial \beta} \vec{k} \quad (3.8)$$

Sendo:

$\vec{i}$ ,  $\vec{j}$  e  $\vec{k}$  - Vetores unitários na direção dos eixos ortogonais  $t$ ,  $\phi$  e  $\beta$ , respectivamente;

$\frac{\partial I_D}{\partial t}$  - Derivada de primeira ordem da corrente diferencial em relação ao tempo;

$\frac{\partial I_D}{\partial \phi}$  - Derivada de primeira ordem da corrente diferencial em relação ao magnetismo residual;

$\frac{\partial I_D}{\partial \beta}$  - Derivada de primeira ordem da corrente diferencial em relação ao ângulo de incidência da tensão.

A figura 3.1 ilustra a superfície formada por um ciclo da corrente de *inrush* quando se mantém fixo  $\beta$  e varia-se  $\phi$ .

O módulo do gradiente da corrente diferencial será dado por:

$$\|\nabla I_D\| = \sqrt{\left(\frac{\partial I_D}{\partial t}\right)^2 + \left(\frac{\partial I_D}{\partial \phi}\right)^2 + \left(\frac{\partial I_D}{\partial \beta}\right)^2} \quad (3.9)$$

Os ângulos formados pelo gradiente  $\nabla I_D$  com cada eixo ortogonal e com os vetores unitários  $\vec{i}$ ,  $\vec{j}$  e  $\vec{k}$  serão dados, em radianos, respectivamente por:

$$\theta_{\vec{i}} = \tan^{-1} \left( \frac{\partial I_D}{\partial t} \right) \quad (3.10)$$

$$\theta_{\vec{j}} = \tan^{-1} \left( \frac{\partial I_D}{\partial \phi} \right) \quad (3.11)$$

$$\theta_{\vec{k}} = \tan^{-1} \left( \frac{\partial I_D}{\partial \beta} \right) \quad (3.12)$$



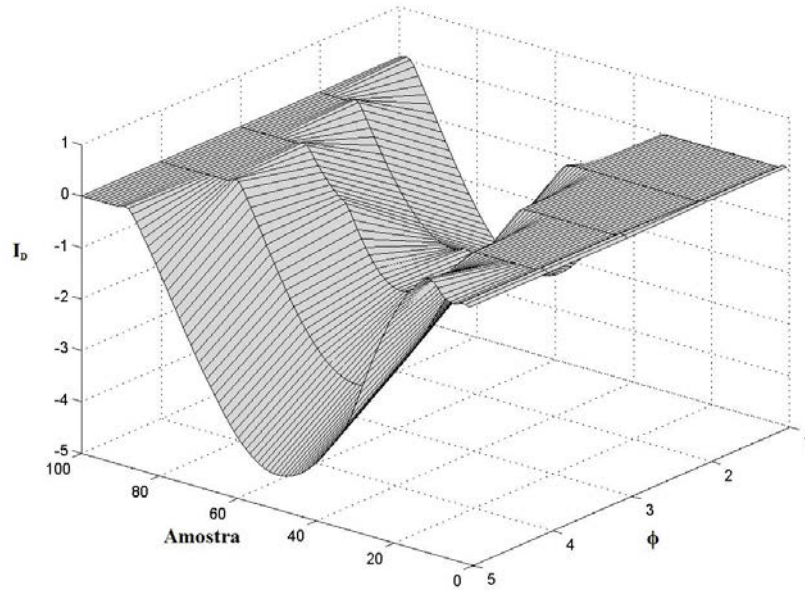


Figura 3.1 - Superfície formada pela Corrente Diferencial, variando-se  $\phi$  e mantendo-se fixo  $\beta$

Como foi visto no capítulo anterior, o comportamento da corrente diferencial em função das grandezas  $\beta$  e  $\phi$  é imprevisível tendo em vista a característica aleatória dessas grandezas. Aliado a esse fato, o comportamento da corrente diferencial que varia com o tempo  $t$  é perfeitamente conhecido, tendo em vista que os valores de corrente no primário e secundário do transformador de potência são disponibilizados na oscilografia do relé diferencial. Sendo assim, pode-se tomar como parâmetro para estudo apenas a componente da corrente diferencial que varia em função do tempo, ou seja, apenas a componente ortogonal pertencente ao eixo  $\vec{i}$ . Sendo assim, a equação 3.8 fica reduzida a:

$$\nabla I_D = \frac{\partial I_D}{\partial t} \vec{i} \quad (\text{A/s}) \quad (3.13)$$

O ângulo do vetor gradiente em relação ao vetor unitário  $\vec{i}$ , será dado por:

$$\theta_{\vec{i}} = \tan^{-1} \left( \frac{\partial I_D}{\partial t} \right) \quad (\text{Rad}) \quad (3.14)$$

De posse dessas equações será possível calcular o módulo e ângulo do vetor gradiente da corrente diferencial nas três fases do transformador de potência.

### 3.4 – DIFERENCIAÇÃO NUMÉRICA DA CORRENTE DIFERENCIAL

A corrente diferencial  $I_D$  não é uma função algébrica, logo, o cálculo da derivada parcial  $\frac{\partial I_D}{\partial t}$  não pode ser feito através das técnicas de derivação algébrica tradicionais. O cálculo dessa derivada deverá ser realizado através de técnicas de derivação numérica conforme indicado a seguir.

Conceitualmente a derivada de uma grandeza corresponde à taxa de variação dessa grandeza em relação a uma variável independente, quando essa variável tende a um valor muito pequeno. Graficamente, esse conceito pode ser mais bem compreendido analisando-se a figura 3.2.

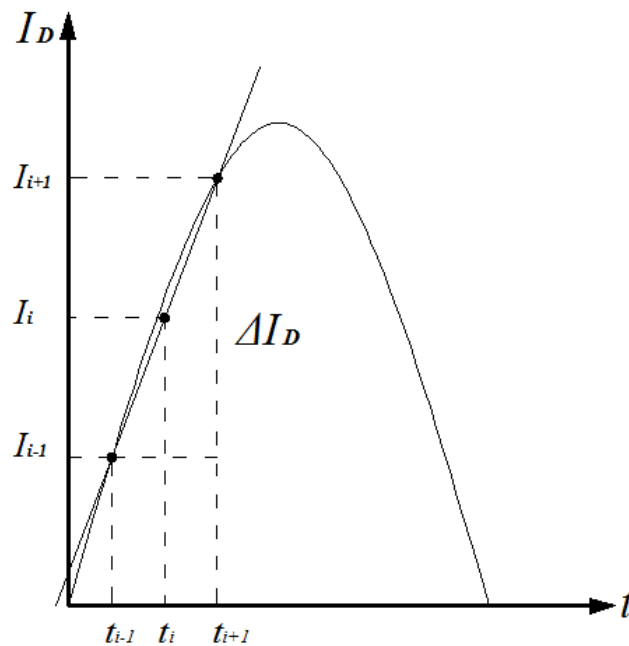


Figura 3.2 – Reta tangente à curva da Corrente Diferencial

Denominando-se  $\delta_D$  à taxa de variação instantânea da corrente diferencial, aplicando-se o conceito matemático à derivada parcial  $\frac{\partial I_D}{\partial t}$ , calcula-se então:

$$\|\nabla I_D\| = \delta_D = \left| \frac{\partial I_D}{\partial t} \right| = \lim_{\Delta t \rightarrow 0} \left| \frac{\Delta I_D}{\Delta t} \right| \quad (3.15)$$

O módulo, e consequentemente, o ângulo do vetor gradiente ( $\|\nabla I_D\|$  e  $\theta_I$ ) serão obtidos através da derivada de primeira ordem da corrente diferencial, que será calculada utilizando-se as técnicas de diferenciação numérica denominadas *forward-difference*, *backward-difference* e *central-difference* (Hoffman, 2001), como descrito a seguir:

### 3.4.1 – Forward-difference

Considerando que os intervalos de dados são igualmente espaçados e conhecidos ( $\Delta t$ ), dados pelo intervalo de amostragem do relé diferencial, essa técnica utiliza como incremento de corrente o ponto imediatamente posterior ao ponto em análise. Matematicamente tem-se:

$$\delta_D = \frac{\partial I_D}{\partial t} = \frac{(I_{i+1} - I_i)}{\Delta t} \quad (3.16)$$

Essa relação será utilizada para o cálculo da derivada de primeira ordem do primeiro ponto da janela de dados, tendo em vista que, nessa situação, o ponto  $I_{i-1}$  não existirá.

### 3.4.2 – Backward-difference

Essa técnica utiliza o ponto imediatamente anterior ao ponto de análise para o cálculo do incremento de corrente. Será utilizada para o cálculo da derivada de primeira ordem do último ponto da janela de dados, tendo em vista que, nessa situação, não existe pontos posteriores. Matematicamente tem-se:

$$\delta_D = \frac{\partial I_D}{\partial t} = \frac{(I_i - I_{i-1})}{\Delta t} \quad (3.17)$$

### 3.4.3 – Central-difference

A técnica denominada *central-difference* utilizará os pontos anterior e posterior ao ponto em análise. Será utilizada para o cálculo da derivada de primeira ordem dos pontos intermediários da janela de dados. Matematicamente tem-se:

$$\delta_D = \frac{\partial I_D}{\partial t} = \frac{(I_{i+1} - I_{i-1})}{2.\Delta t} \quad (3.18)$$

### 3.5 – O RECONHECIMENTO DA FORMA DE ONDA

A corrente de *inrush*, conforme detalhado no capítulo anterior, apresenta uma forma de onda com características bastante particulares, geralmente com disposição assimétrica em relação ao eixo dos tempos, com apenas um semiciclo e com lenta atenuação do sinal, em virtude da componente DC, conforme ilustrado na figura 3.3.

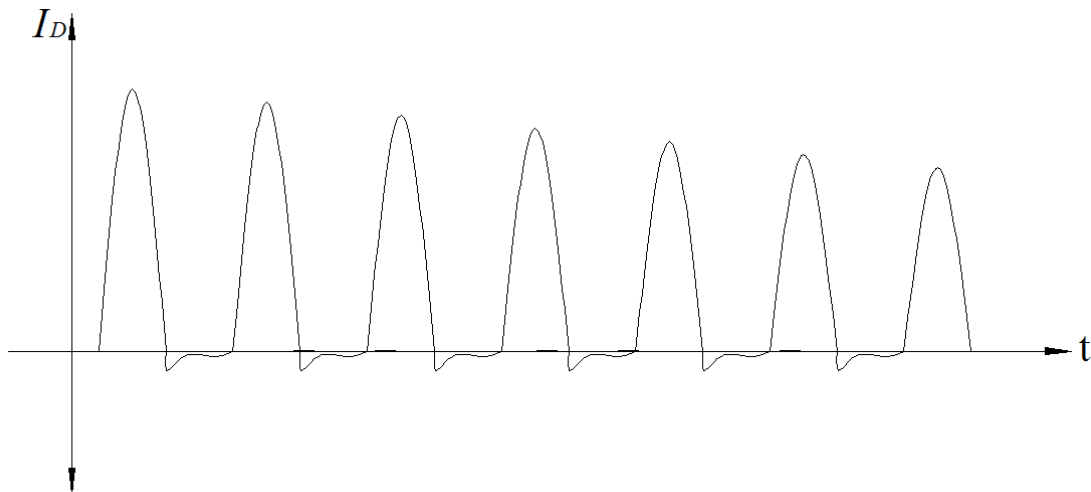


Figura 3.3 – Aparência típica da corrente de *Inrush*

A utilização do gradiente da corrente diferencial para a correta distinção entre as correntes de curto-circuito e as correntes de *inrush* na proteção diferencial se dará inicialmente calculando-se, ponto a ponto, ao longo de toda a janela de dados, para as três fases A-B-C, o módulo e o ângulo do vetor gradiente do sinal da corrente diferencial, conforme equações a seguir:

$$\|\nabla_D\| = \begin{bmatrix} \|\nabla_D^A\| \\ \|\nabla_D^B\| \\ \|\nabla_D^C\| \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \left| \frac{\partial I_D^A}{\partial T} \right| \\ \left| \frac{\partial I_D^B}{\partial T} \right| \\ \left| \frac{\partial I_D^C}{\partial T} \right| \end{bmatrix} \quad (3.19)$$

$$\theta_i = \begin{bmatrix} \theta_i^A \\ \theta_i^B \\ \theta_i^C \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \tan^{-1} \left( \left| \frac{\partial I_D^A}{\partial T} \right| \right) \\ \tan^{-1} \left( \left| \frac{\partial I_D^B}{\partial T} \right| \right) \\ \tan^{-1} \left( \left| \frac{\partial I_D^C}{\partial T} \right| \right) \end{bmatrix} \quad (3.20)$$

Onde  $\|\nabla_D^A\|$ ,  $\|\nabla_D^B\|$ ,  $\|\nabla_D^C\|$ ,  $\theta_i^A$ ,  $\theta_i^B$  e  $\theta_i^C$  são os módulos e ângulos do gradiente da corrente diferencial nas fases A, B e C respectivamente.

Percebe-se que durante a ocorrência de curtos-circuitos, o módulo e o ângulo do vetor gradiente da corrente diferencial apresenta valores elevados e conseqüentemente, o valor absoluto dos ângulos serão próximos de  $90^\circ$  na quase totalidade dos pontos da janela de dados, indicando que o vetor gradiente apresenta-se quase perpendicular ao eixo dos tempos durante todo esse intervalo, conforme figura 3.4(a). Nas correntes de *inrush* essa situação não ocorre, tendo em vista que, em função da assimetria dessa corrente em relação ao eixo dos tempos, devido aos semiciclos ausentes,  $\|\nabla_D\|$  e  $\theta_i$  apresentem valores reduzidos ou, às vezes, quase nulos, com vetor gradiente quase paralelo ao eixo dos tempos. Essa situação é indicada na figura 3.4(b).

Analisando-se ainda as figuras 3.4(c) e 3.4(d) observa-se que durante a ocorrência do curto-circuito, o valor absoluto do ângulo do vetor gradiente permanece próximo de  $90^\circ$  durante boa parte do intervalo de tempo, exceto nos pontos de máximo e mínimo da corrente diferencial. Por outro lado, no caso da ocorrência de correntes de *inrush*, percebe-se que durante boa parte do intervalo de tempo, o valor absoluto do ângulo do vetor gradiente permanece próximo de zero. Essa situação faz com que o desvio padrão do ângulo do vetor gradiente seja reduzido para as correntes de curto-circuito e elevado para as correntes de *inrush*. Essa situação é indicada nas figuras 3.4(e) e 3.4(f).

O comportamento do vetor gradiente, traduzido através da variação do seu ângulo com a referência horizontal será, então, utilizado para a identificação das correntes de *inrush* na proteção diferencial de transformadores de potência.

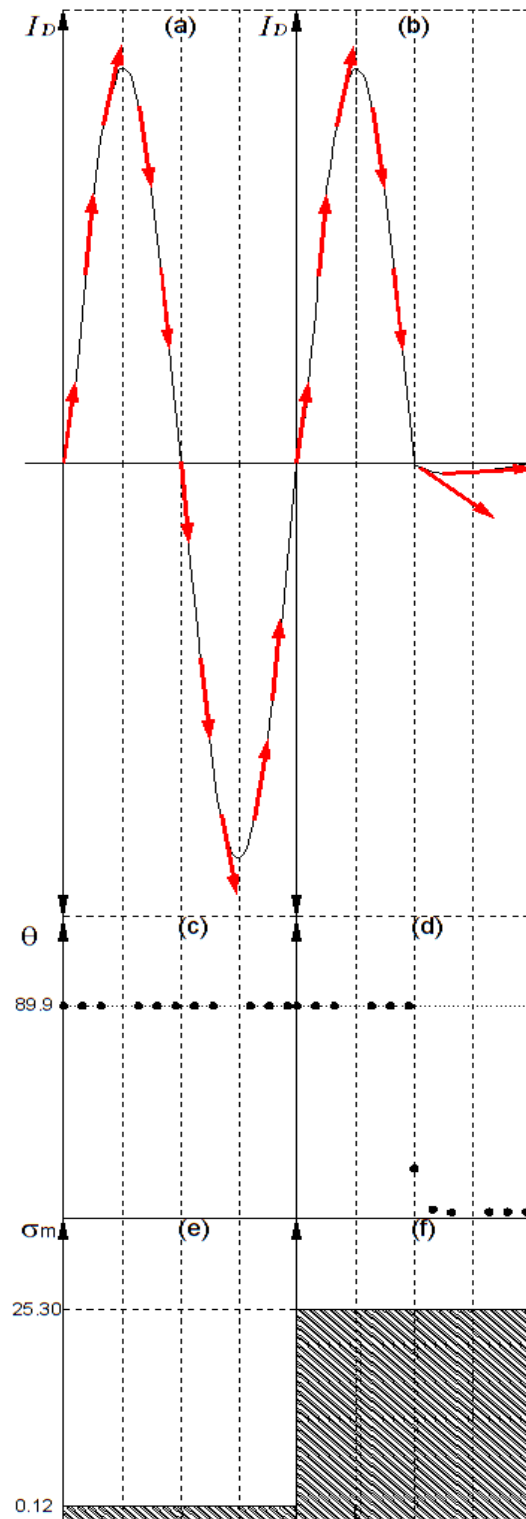


Figura 3.4 – (a) Comportamento do gradiente em curto-circuito (b) Comportamento do gradiente em energização (*inrush*) (c) Ângulo do gradiente durante o curto-circuito (d) Ângulo do gradiente durante a energização (e) Desvio padrão do ângulo durante um curto-circuito (f) Desvio padrão do ângulo durante a energização.

Existem várias alternativas que podem ser utilizadas para extrair o comportamento do vetor gradiente baseado na variação do seu ângulo. Duas delas consideram-se as mais indicadas, por serem parâmetros para medidas de dispersão de dados numéricos dispostos ordenadamente, que são: o desvio padrão ( $\sigma$ ) e o desvio médio absoluto ( $\mu$ ) (Dowdy *at all*, 2004). O desvio padrão é a medida de dispersão mais utilizada e baseia-se no cálculo do desvio em torno da média aritmética. Trata-se de uma medida de dispersão bastante estável e é calculada com base na equação:

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (X_i - \bar{X})^2}{n}} \quad (3.21)$$

Por outro lado, o desvio médio absoluto ( $\mu$ ) é considerado, em alguns trabalhos científicos (Eldin *et al*, 2011) como uma medida de dispersão mais robusta, tendo em vista que é mais imune a influencia de pontos muito fora da média. É obtido pela média aritmética dos valores absolutos do desvio, de acordo com a equação:

$$\mu = \frac{\sum_{i=1}^n |X_i - \bar{X}|}{n} \quad (3.22)$$

Neste trabalho será usado o desvio padrão como índice de variação angular. A estratégia utilizada será, então, a fixação de um limiar de variação ao ângulo do vetor gradiente a partir do qual será tomada a decisão de abertura ou bloqueio do disjuntor em função do tipo de ocorrência detectada pelo algoritmo. Este limiar a ser fixado será denominado de *limiar de variação angular* e será representado por  $\beta_S^{ABC}$ . O ajuste desse limiar será, portanto, o ponto crítico do algoritmo. Um ajuste muito elevado de  $\beta_S^{ABC}$  tornará o relé extremamente sensível, podendo ocorrer a ativação do relé e consequentemente a abertura do disjuntor em situações de energização. Por outro lado, valores muito reduzidos de  $\beta_S^{ABC}$  tornarão o relé pouco sensível, podendo ocorrer o bloqueio do mesmo em situações de curto-circuito. Ambas as situações relatadas anteriormente são indesejáveis na operação do relé diferencial. Percebe-se, portanto, que o ajuste do limiar de variação angular do relé ( $\beta_S^{ABC}$ ) será um parâmetro de sensibilidade importante a ser definido e influenciará decisivamente na eficácia do algoritmo.

### 3.6 – ESTRUTURA GERAL DO ALGORITMO

A estrutura geral do algoritmo proposto é mostrada esquematicamente na figura 3.5. A aquisição dos dados de corrente no primário e secundário é contínua e realizada através dos TCs instalados nos enrolamentos primário e secundário do transformador de potência. Admitindo-se os dados provenientes da etapa de simulação realizada anteriormente, como sendo dados analógicos obtidos pelo relé, esses dados de corrente serão submetidos a uma etapa de pré-processamento. A etapa de pré-processamento consiste de quatro sub-rotinas, a saber: aplicação de Filtro Anti-aliasing; Conversão A/D; Correção da Defasagem Angular e Compensação da Componente de Sequência Zero.

#### 3.6.1 – Filtragem *Anti-aliasing*

Muito embora os sinais de corrente obtidos dos TCs instalados nos enrolamentos primário e secundário do transformador de potência sejam constituídos, na sua maior parcela, por componentes na frequência fundamental (60 Hz), alguns fatores podem ocasionar o surgimento de componentes indesejáveis de alta frequência no sinal obtido. Essas componentes espúrias são potencialmente capazes de provocar distúrbios na aquisição dos dados, ocasionando erros na digitalização dos mesmos. Dentre os possíveis distúrbios, destaca-se o fenômeno denominado de sobreposição de espectros, ou *Aliasing*. Esse fenômeno está estreitamente relacionado com o teorema de amostragem de Nyquist que estabelece que a frequência de amostragem mínima para que um sinal seja perfeitamente reconstruído deve ser superior ao dobro da maior frequência do sinal, ou seja:

$$f_s > 2 \cdot f_M \quad (3.23)$$

Onde  $f_s$  é a frequência de amostragem e  $f_M$  é a máxima frequência contida no sinal.

Dessa forma, componentes indesejáveis de altas frequências no sinal a ser digitalizado podem ocasionar a sobreposição de espectros, ou efeito *aliasing*, que ocasionalmente podem



provocar erros de digitalização e conseqüentemente erros de processamento do algoritmo. A figura 3.6 ilustra o fenômeno da sobreposição de espectro.

Para evitar que tais fenômenos ocorram na operação dos relés digitais, usa-se filtros passa-baixas com frequência de corte apropriada, sendo que os mais comuns são os do tipo *Butterworth* de segunda ordem que satisfazem os requisitos dos relés digitais (Coury, 2007). Teoricamente filtros de ordem superior poderiam ser utilizados, fornecendo resultados mais precisos, no entanto, esses filtros introduziriam no processamento atrasos de tempo desnecessários.

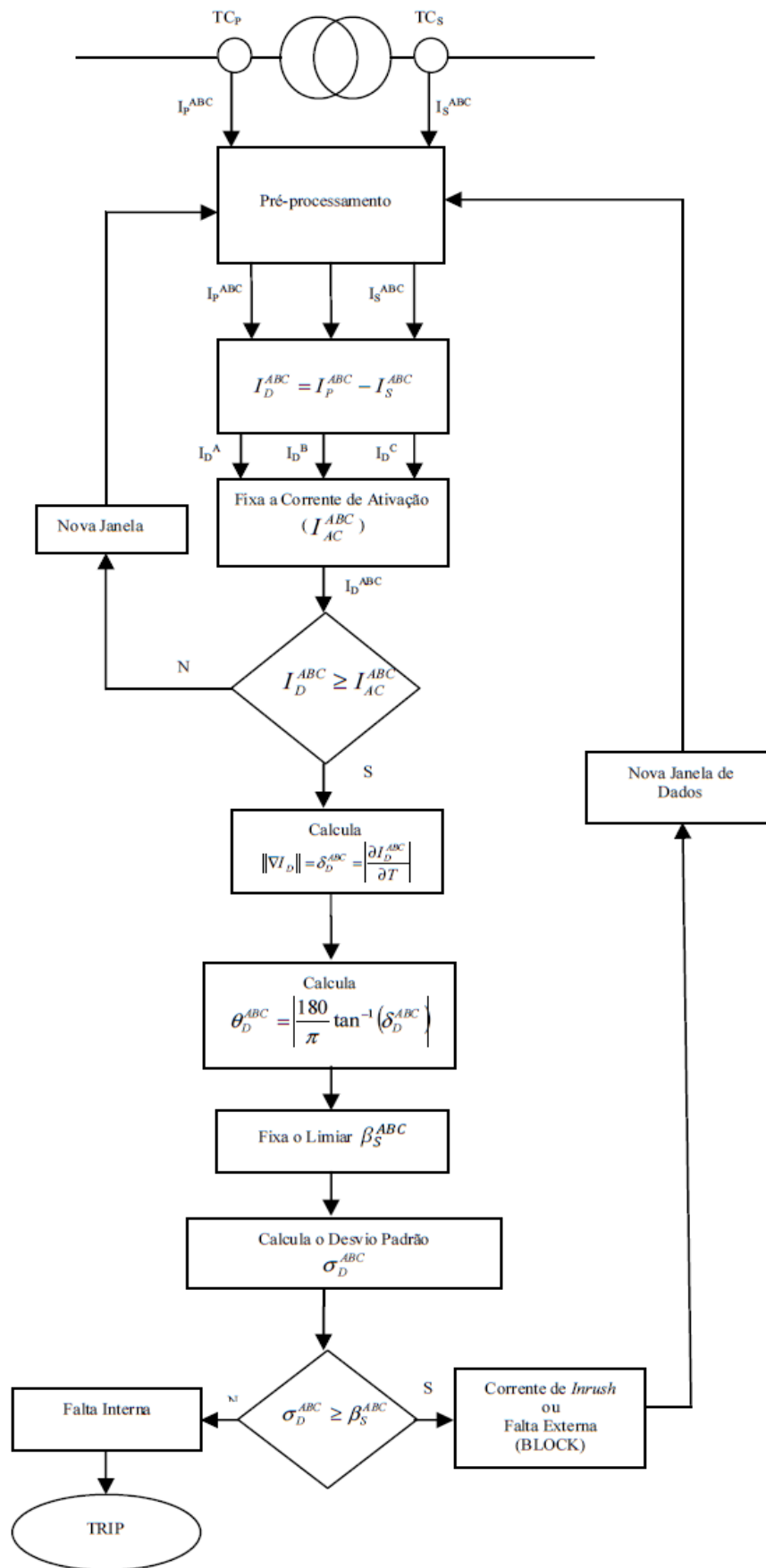


Figura 3.5 – Estrutura Geral do Algoritmo

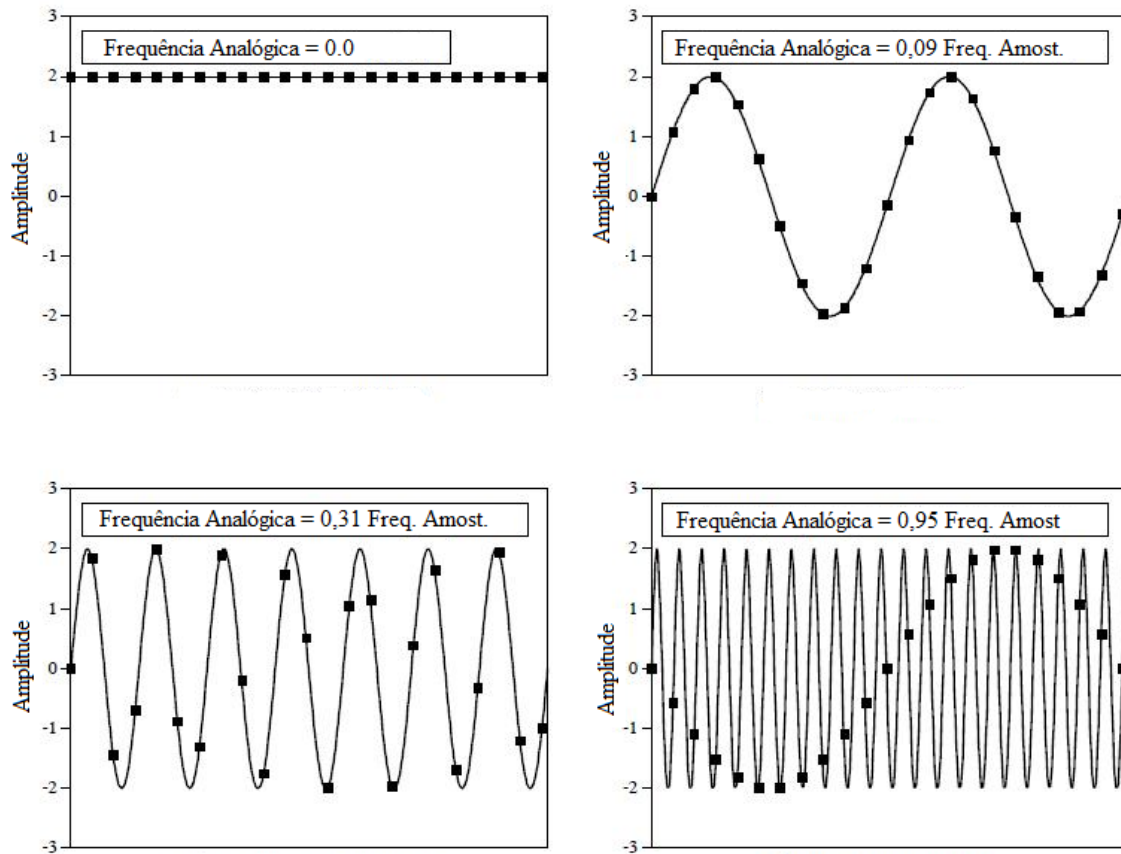


Figura 3.6 – Ilustração do Fenômeno da Sobreposição de Espectros

(Adaptado de *Smith, 1999*).

Neste trabalho foi usado um filtro *Butterworth* de segunda ordem com frequência de corte de 480 Hz, fornecendo resultados satisfatórios. O filtro *anti-aliasing* será aplicado aos sinais de corrente provenientes dos TCs de ambos os lados do transformador de potência.

### 3.6.2 – Conversão A/D

Os sinais de tensão e correntes processados pelos relés digitais não são analógicos, como a maioria dos sinais existentes na natureza. A arquitetura dos relés microprocessados exige que os dados a serem processados sejam digitalizados, sendo assim, a interface entre o mundo real e o mundo digital é desempenhada pelos conversores Analógico-Digitais (A/D) ou Digital-Analógicos (D/A). Basicamente um conversor A/D é composto por dois estágios: *Amostragem* e *Quantização*.

A amostragem do sinal de corrente consiste na multiplicação do sinal analógico por um trem de impulsos periódico com intervalo de amostragem  $T_s$ . A frequência de amostragem será dada por  $F_s = \frac{1}{T_s}$ . Neste trabalho foi adotado um intervalo de amostragem  $T_s = 0.2 \text{ ms}$  o que equivale a uma frequência de amostragem  $F_s = 5 \text{ kHz}$ . Segundo o teorema de Nyquist, com base nessa frequência, componentes harmônicas com frequências inferiores a 2500 Hz seriam detectados.

Da mesma forma como o processo de amostragem é de fundamental importância na conversão A/D, o processo de quantização também se constitui em uma etapa fundamental para a perfeita digitalização do sinal, tendo em vista que os sistemas computacionais utilizam um número limitado de bits para representar números. Os conversores modernos dispõem de 16 Bits para representação do sinal amostrado, o que representa  $2^{16} = 65536$  intervalos de quantização. Uma informação importante a ser considerada no processo de quantização é a estimativa do intervalo de amplitude do sinal  $[Y_{Min}, Y_{Max}]$ , onde  $Y_{Min}$  e  $Y_{Max}$  são as amplitudes máxima e mínima assumidas pelo sinal a ser digitalizado. A amplitude do sinal amostrado e o número de bits do quantizador definirão outro parâmetro importante do processo, que é a resolução ou também denominado de *Last Significant Bit* (LSB), que representa a menor distinção ou alteração no valor amostrado ou ainda o *step* de quantização, dado por:

$$\Delta = \frac{Y_{Max} - Y_{Min}}{2^b} \quad (3.24)$$

Onde  $b$  é o número de bits do quantizador.

Para a situação particular em que  $Y_{Max} = |Y_{Min}|$ , deve-se levar em consideração a necessidade de reserva de um nível de quantização para a saída zero. Nesse caso usa-se:

$$\Delta = \frac{2 \cdot Y_{Max}}{(2^b - 1)} \quad (3.25)$$

Percebe-se de (3.24) e (3.25) que quanto maior for o número de bits do quantizador, menor será o intervalo de quantização, e conseqüentemente, menor será o erro de quantização, que para um

quantizador ideal assumirá, no máximo, valor igual à metade do intervalo de quantização (Corry, 2007). Neste trabalho adotou-se um quantizador de 16 bits, tendo em vista que essa é a configuração disponível nos quantizadores mais modernos.

### 3.6.3 – Correção da Defasagem Angular

Nos transformadores de potência com enrolamentos em configuração  $\Delta/Y$  ou  $Y/\Delta$  as correntes primária e secundária não estão em fase. As configurações supracitadas dos enrolamentos naturalmente provocam um defasamento angular entre essas correntes. Esse defasamento angular pode provocar o surgimento de correntes diferenciais indesejáveis, logo, precisa ser compensado. Tradicionalmente os esquemas de proteção diferencial solucionam esse problema através da conexão dos transformadores de corrente no primário e secundário do transformador de potência em configurações apropriadas de forma a compensar a defasagem. Nos relés digitais diferenciais, essa compensação não precisa ser feita através dos TCs. Tendo em vista a facilidade de execução matemática da compensação, ela é realizada numericamente através do algoritmo de proteção. A referência (IEEE Std. C37.91, 2008) mostra a forma correta de compensação, de acordo com a configuração dos enrolamentos do transformador. Dessa forma a corrente compensada é obtida através da relação:

$$[I'_{ABC}] = [M_D][I_{ABC}] \quad (3.26)$$

$$\begin{bmatrix} I'_A \\ I'_B \\ I'_C \end{bmatrix} = \frac{1}{\sqrt{3}} \begin{bmatrix} 1 & 0 & -1 \\ -1 & 1 & 0 \\ 0 & -1 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_A \\ I_B \\ I_C \end{bmatrix} \quad (3.27)$$

Onde  $I_A$ ,  $I_B$  e  $I_C$  são as correntes provenientes dos TCs a serem compensadas e  $I'_A$ ,  $I'_B$  e  $I'_C$  são as correntes provenientes dos TCs já compensadas. Vale salientar que a compensação do defasamento angular referido neste tópico será aplicada apenas nos enrolamentos ligados em  $\Delta$ , ou seja, especificamente para o caso em estudo, no enrolamento primário do transformador. A matriz

$M_D$  utilizada na relação (3.26) foi escolhida tendo em vista que o transformador utilizado nos testes do algoritmo apresenta defasamento angular de  $30^\circ$ .

### 3.6.4 – Compensação da Componente de Sequência Zero

Os enrolamentos do transformador de potência conectados em  $\Delta$  possuem a capacidade natural de filtrar as componentes de sequência zero das correntes, no caso da ocorrência de faltas assimétricas que envolvam a terra, mantendo-as circulando internamente no  $\Delta$  do enrolamento. Essa característica pode provocar o acionamento incorreto da proteção diferencial, tendo em vista que nos enrolamentos em Y isso não ocorre, podendo, assim, surgir um desequilíbrio diferencial nas correntes do transformador capazes de sensibilizar o relé provocando o desligamento do disjuntor. Dessa forma, a compensação da componente simétrica de sequência zero ( $I_0$ ) será realizada no enrolamento em Y, através da seguinte relação (*IEEE Std. C37.91, 2008*):

$$\begin{bmatrix} I'_A \\ I'_B \\ I'_C \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I_A - I_0 \\ I_B - I_0 \\ I_C - I_0 \end{bmatrix} \quad (3.28)$$

Como  $I_0 = \frac{1}{3}(I_A + I_B + I_C)$ , substituindo-se em (3.28), tem-se:

$$\begin{bmatrix} I'_A \\ I'_B \\ I'_C \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I_A - \frac{1}{3}(I_A + I_B + I_C) \\ I_B - \frac{1}{3}(I_A + I_B + I_C) \\ I_C - \frac{1}{3}(I_A + I_B + I_C) \end{bmatrix} \quad (3.29)$$

Desenvolvendo-se a relação (3.29), tem-se:

$$\begin{bmatrix} I'_A \\ I'_B \\ I'_C \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_A \\ I_B \\ I_C \end{bmatrix} \quad (3.30)$$

Onde  $I'_A$ ,  $I'_B$  e  $I'_C$  são as correntes provenientes do enrolamento em Y, já com a componente de sequência zero compensada. Especificamente para o caso do sistema elétrico em estudo, a

compensação da componente de sequência zero será realizada apenas no enrolamento secundário do transformador de potência.

Após a execução da etapa de pré-processamento, são calculadas as correntes diferencial e de restrição nas três fases e em seguida o algoritmo irá verificar a extrapolação da declividade percentual previamente ajustada para o relé diferencial. Caso isso seja verificado, o algoritmo irá dar continuidade ao processamento, com o cálculo do gradiente da corrente diferencial (módulo e ângulo) para cada ponto da janela de dados. Em seguida é calculada a variação do ângulo do gradiente através do desvio padrão ( $\sigma_D^{ABC}$ ) nas três fases. Tendo o limiar de variação angular ( $\beta_S^{ABC}$ ) já previamente sido ajustado, será feita a verificação da extrapolação desse limiar por  $\sigma_D^{ABC}$ . Caso o limiar seja ultrapassado, o diagnóstico de corrente de *inrush* será emitido e o relé será bloqueado. Caso o desvio calculado seja inferior ao limiar ajustado, o diagnóstico de corrente de curto-circuito interno será emitido através de um *trip* que provocará a abertura do disjuntor e desconexão do transformador.

### 3.7 – CONCLUSÃO

O presente capítulo apresentou a fundamentação teórica bem como a proposta de algoritmo de proteção diferencial de transformadores de potência através do gradiente da corrente diferencial. Foi feita uma breve recapitulação do gradiente de uma função e o conceito foi aplicado às funções numéricas através da diferenciação numérica. Foi apresentada a técnica de reconhecimento da forma de onda utilizada bem como foi feita uma breve descrição da estrutura do algoritmo proposto.

# CAPÍTULO 4

## UMA ABORDAGEM CONEXIONISTA AO PROBLEMA DA PROTEÇÃO DIFERENCIAL DE TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA

### 4.1 – INTRODUÇÃO

A utilização de técnicas computacionais baseadas em inteligência artificial (*IA*) como ferramenta de automação de processos tem ganhado bastante popularidade nas últimas décadas. Dentre as possíveis ferramentas de *IA* disponíveis, notadamente na área de Engenharia Elétrica, destacam-se as Redes Neurais Artificiais (*RNA*).

As *RNA* são sistemas matemáticos baseados em unidades de processamento denominados “neurônios”, cujos modelos foram desenvolvidos com base nos princípios de funcionamento do neurônio biológico. Esses neurônios artificiais são interconectados entre si através de conexões, ou sinapses, associadas a pesos específicos, formando redes de neurônios artificiais projetadas para realizar determinadas tarefas, tais como reconhecimento de padrões, classificação e generalização.

O presente capítulo trata das principais características das *RNA*, em especial das redes *SOM* (*Self-organizing Maps*), também conhecidas como Redes de Kohonen, bem como sua potencial aplicação na identificação de correntes de *inrush* e de faltas internas em transformadores de potência.



## 4.2 – PRINCÍPIOS DE REDES NEURAIS ARTIFICIAIS

### 4.2.1 – O Neurônio Artificial

As RNA são sistemas de processamento paralelo distribuído composto por unidades menores denominadas de “neurônio artificial”, dispostos em uma ou mais camadas interligadas através de uma rede de conexões sinápticas associadas a pesos que possuem a capacidade de armazenar conhecimento através de processos de aprendizagem denominados de treinamento (Haykin, 1999). Os neurônios artificiais são representados graficamente pelo diagrama de blocos da figura 4.1.

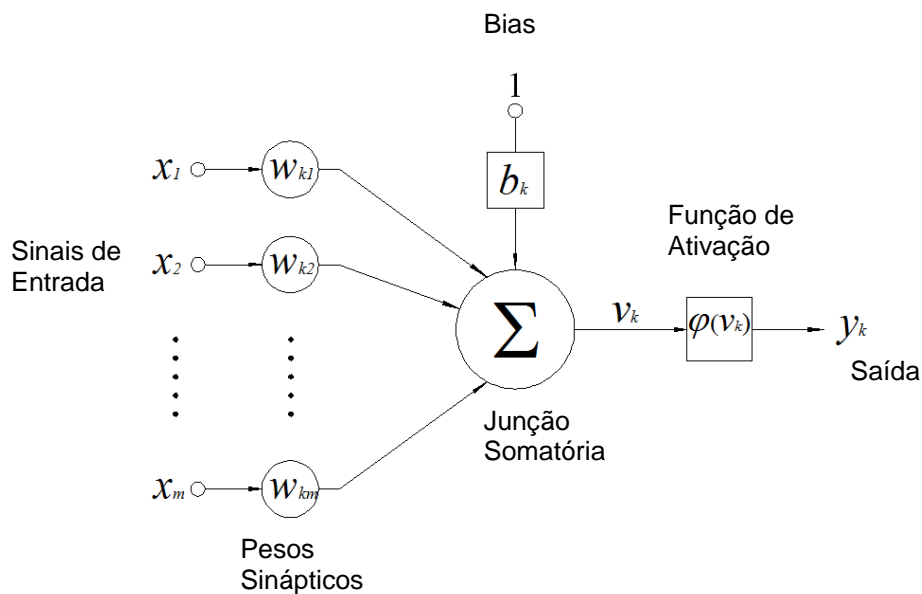


Figura 4.1 – Modelo Não-linear de um Neurônio Artificial

Em termos matemáticos, a resposta de um dado neurônio  $k$  pode ser definida pelas seguintes equações:

$$v_k = \sum_{i=1}^m w_{ki} \cdot x_i + b_k \quad (4.1)$$

$$y_k = \varphi(v_k) = \varphi\left(\sum_{i=1}^m w_{ki} \cdot x_i + b_k\right) \quad (4.2)$$

Onde:

$x_1, x_2, \dots, x_m$  – Sinais de entrada do neurônio

$w_{k1}, w_{k2}, \dots, w_{km}$  – Pesos sinápticos do neurônio  $k$

$v_k$  - Entrada líquida de  $\varphi(\cdot)$

$\varphi(\cdot)$  - Função de ativação do neurônio

$b_k$  – Bias, ou polarização, do neurônio  $k$ . O bias possui o efeito de incrementar ou reduzir a entrada da função de ativação, dependendo se for positivo ou negativo, respectivamente.

$y_k$  - Saída do Neurônio  $k$

#### 4.2.2 – Arquitetura das RNA

A arquitetura de uma RNA é definida pela forma que os neurônios estão interconectados entre si. Por sua vez, este aspecto está intimamente ligado com o algoritmo de aprendizagem utilizado para treinar a rede. Basicamente podem-se destacar três tipos de arquiteturas utilizadas em RNA.

##### 4.2.2.1 – Redes Multicamadas Diretas

São redes organizadas em camadas de neurônios contendo, pelo menos, duas camadas, a camada de entrada, que recebe os sinais de entrada da rede neural e a camada de saída que projeta os sinais de saída da RNA. Camadas intermediárias, ou escondidas, localizadas entre a camada de entrada e a de saída podem ser observadas. Nesse tipo de estrutura, o fluxo do sinal de informação sempre será no sentido da camada de entrada para a camada de saída. A figura 4.2 ilustra esse tipo de arquitetura.

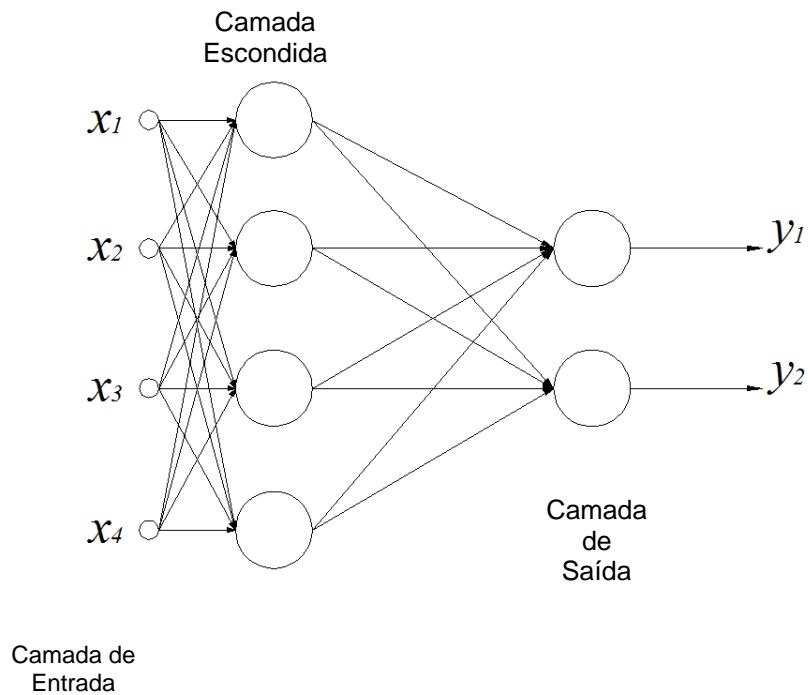


Figura 4.2 – Exemplo de Rede Multicamadas Direta

As redes diretas multicamadas são também denominadas de redes *feedforward* ou de redes acíclicas, pois nesse tipo de rede as saídas dos neurônios da *i-ésima* camada não poderão servir de entrada para neurônios de camadas anteriores, ou pertencentes à camada *i*.

#### 4.2.2.2 – Redes Recorrentes

As redes recorrentes diferem das redes diretas pelo fato de apresentarem pelo menos um ramo de realimentação. São também denominadas de redes cíclicas, pois nesse caso, a saída de um neurônio da *i-ésima* camada será usada como entrada de neurônios de camadas anteriores ou iguais a *i*. A figura 4.3 ilustra esse tipo de rede.

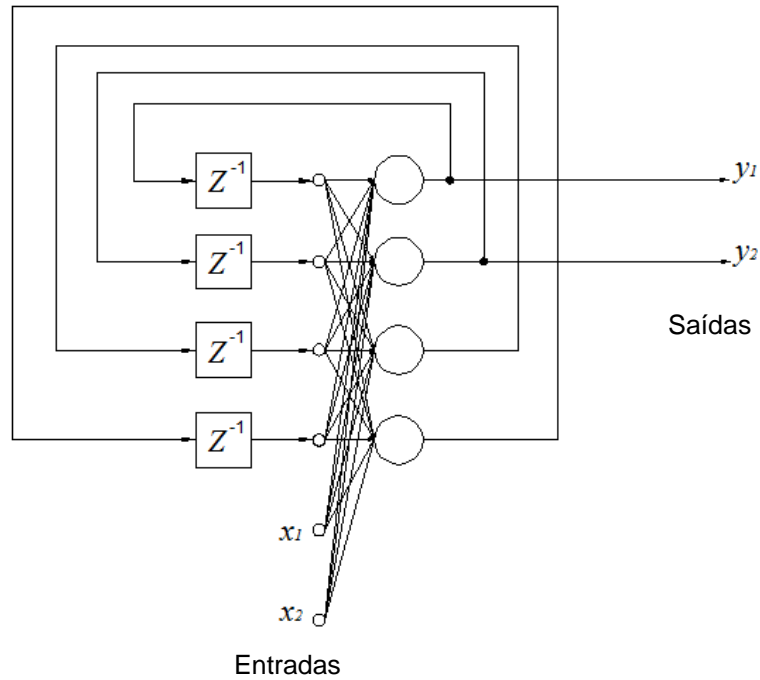


Figura 4.3 – Exemplo de Rede Recorrente

#### 4.2.2.3 – Redes de Mapeamento Auto-organizável

As redes de mapeamento auto-organizável, ou redes SOM (*Self-organizing Maps*), são redes que apresentam na camada de saída uma estrutura de neurônios, normalmente bidimensional, onde os padrões de entrada são mapeados através da identificação dos neurônios mais ativados por esses padrões. Este capítulo tratará com mais detalhes das redes SOM. A figura 4.4 ilustra uma rede SOM com “m” neurônios na camada de entrada e uma superfície bidimensional de saída com 5x5 neurônios com topologia hexagonal.

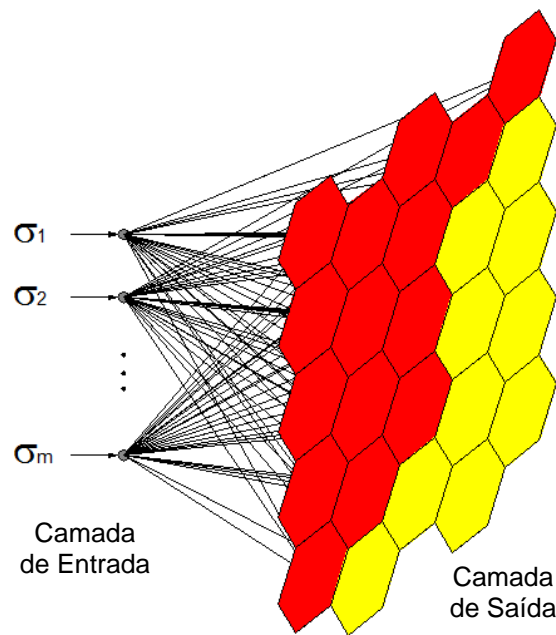


Figura 4.4 – Exemplo de uma Rede SOM

### 4.2.3 – Treinamento das Redes Neurais Artificiais

Todo o conhecimento adquirido pela RNA é transmitido através do ajuste dos pesos das conexões sinápticas dos neurônios que compõem a rede. A transmissão desse conhecimento, processo denominado de treinamento da rede, é realizada através de estratégias de ajuste dos pesos sinápticos que são levadas a efeito através da apresentação à rede de um grande número de padrões de treinamento. O tipo de treinamento é definido pela forma que os ajustes dos pesos sinápticos é realizado. Basicamente existem duas categorias de treinamento: A aprendizagem supervisionada e a aprendizagem não supervisionada.

#### 4.2.3.1 – *Treinamento Supervisionado*

O aprendizado supervisionado é o tipo mais conhecido de treinamento e largamente aplicado na solução dos mais diversos tipos de problemas por redes neurais. É denominado de supervisionado, pois no processo de treinamento é apresentado à rede neural o estímulo de entrada e sua resposta desejada, de tal maneira que o algoritmo de treinamento irá ajustar, de forma iterativa,

os pesos das conexões sinápticas até que o erro obtido seja minimizado e a resposta esperada seja alcançada. O algoritmo mais popular de treinamento supervisionado é denominado de *back-propagation*, ou retropropagação de erros, já que nesse algoritmo, a cada iteração a saída da rede é comparada com a saída desejada e o erro obtido é retropropagado, ajustando os pesos das conexões sinápticas.

#### **4.2.3.2 - Treinamento Não supervisionado**

O aprendizado não supervisionado difere-se do supervisionado basicamente pelo fato de que nesse treinamento só são apresentados à rede neural os estímulos de entrada, não sendo necessário o conhecimento prévio da resposta da rede neural. Mais detalhes sobre esse tipo de treinamento serão apresentados no tópico a seguir.

### **4.3 - MAPAS AUTO-ORGANIZÁVEIS DE KOHONEN**

As redes de mapeamento auto-organizável foram desenvolvidas por Teuvo Kohonen (*Kohonen, 1990*) e apresentam forte inspiração neurofisiológica uma vez que são baseadas no mapa topológico do córtex cerebral biológico, que possui regiões específicas para a execução das diferentes tarefas do corpo humano, tais como visão, audição, tato e controle motor. Essa capacidade faz com que todas as informações relacionadas a essas atividades sejam armazenadas em posições predeterminadas do cérebro e informações relacionadas a elas ocupem posições vizinhas. Neste tipo de rede, os neurônios da camada de saída são arranjados em uma superfície normalmente bidimensional, em posições predefinidas, de tal forma que cada neurônio pertencente a uma determinada região somente poderá ser ativado por estímulos com características similares aos demais neurônios de sua vizinhança, ou *cluster*, assim, neurônios topologicamente próximos tendem a ser mais ativados por estímulos semelhantes.

O tipo de treinamento utilizado nas redes de Kohonen é denominado de aprendizado competitivo, em que os neurônios da camada de saída competem entre si para serem mais ativados.

Para cada estímulo apresentado na entrada da rede é calculado o valor da função discriminante, que fornece o nível de ativação dos neurônios da camada de saída. Aquele neurônio que obtiver o maior valor discriminante será identificado como o neurônio mais ativado e será declarado de neurônio vencedor (*winner*). A partir do momento em que a rede neural consegue estabelecer similaridades nos padrões de entrada, desenvolve-se nela a habilidade de identificar características intrínsecas nos estímulos de entrada agrupando-os em *clusters* na superfície de saída com características similares de tal maneira que, a cada novo estímulo apresentado à rede, esta decidirá se o agrupará em um *cluster* já existente ou se formará um novo no mapa topológico da rede.

Um importante mecanismo utilizado na formação do mapeamento auto-organizável é o processo denominado “resposta lateral”, que define a forma com que os neurônios pertencentes a uma determinada vizinhança do neurônio vencedor serão ativados. Essa ativação pode ter características inibitórias ou de excitação, dependendo da distância do neurônio ativado ao neurônio vencedor.

O algoritmo de mapeamento auto-organizável é basicamente composto por três processos:

- Processo competitivo;
- Processo cooperativo;
- Processo adaptativo.

#### 4.3.1 – Processo Competitivo

Após a inicialização randômica dos pesos sinápticos dos neurônios do mapa topológico de saída, para cada estímulo de entrada da rede neural, os neurônios da camada de saída competem entre si com base no valor de uma função discriminante, para identificação do neurônio vencedor, dessa forma, tem-se:

$$\mathbf{X} = [x_1 \quad x_2 \quad \cdots \quad x_m]^T \quad (4.3)$$

Sendo  $\mathbf{X}$  o vetor de entrada da rede, representando o conjunto de estímulos de entrada e  $m$  o número de neurônios da camada de entrada. O vetor de pesos sinápticos de um neurônio qualquer  $j$  localizado no mapa topológico será dado por:

$$\mathbf{W}_j = [w_{j1} \quad w_{j2} \quad \cdots \quad w_{jm}]^T \quad (4.4)$$

Sendo  $j = 1, 2, 3, \dots, l$ , onde  $l$  é o número de neurônios do mapa topológico de saída.

A melhor combinação de vetores de entrada  $\mathbf{X}$  com relação aos vetores de peso  $\mathbf{W}_j$  é obtida selecionando-se o neurônio com maior valor do produto interno  $\mathbf{W}_j^T \mathbf{X}$ , o que na prática representa a localização do neurônio central da vizinhança de excitação, ou neurônio vencedor. Este critério de melhor combinação de vetores através da maximização do produto interno  $\mathbf{W}_j^T \mathbf{X}$  é matematicamente equivalente à minimização da *Distância Euclidiana* entre os vetores  $\mathbf{X}$  e  $\mathbf{W}_j$  (Haykin, 1999). Sendo assim, identifica-se o neurônio com melhor combinação através da condição:

$$i(\mathbf{X}) = \arg \min_j \|\mathbf{X} - \mathbf{W}_j\| \quad (4.5)$$

Onde  $\|\cdot\|$  representa a norma Euclidiana do vetor argumento. O neurônio que satisfizer a condição representada pela equação (4.5) será denominado de neurônio vencedor para a entrada  $\mathbf{X}$ .

A distância Euclidiana entre o vetor de entrada e os vetores de peso é calculada pela equação:

$$d_i = \sum_{i=0}^{m-1} (x_i(t) - w_{ij}(t))^2 \quad (4.6)$$

Onde  $m$  é o número de neurônios na camada de entrada,  $x_i(t)$  é o estímulo de entrada da rede no tempo  $t$  e  $w_{ij}(t)$  é o vetor de pesos do neurônio  $j$  no tempo  $t$ .



### 4.3.2 – Processo Cooperativo

O neurônio vencedor, localizado no centro da vizinhança de excitação, possui um número definido de neurônios vizinhos, que serão determinados pela função de vizinhança  $h_{j,i}$ . Sendo  $d_{i,j}$  a distância lateral do neurônio vencedor  $i$  ao neurônio  $j$  pertencente à sua vizinhança, pode-se assumir que a função de vizinhança  $h_{j,i}$  é uma função unimodal da distância lateral  $d_{i,j}$  tal que satisfaça os seguintes requisitos:

- A função  $h_{j,i}$  é simétrica em torno do ponto máximo definido por  $d_{i,j} = 0$ ;
- A amplitude de função de vizinhança  $h_{j,i}$  decresce monotonicamente com o aumento da distância lateral  $d_{i,j}$ , decaindo a zero para  $d_{i,j} \rightarrow \infty$ .

Tipicamente utiliza-se, no algoritmo de mapeamento auto-organizável, como função de vizinhança  $h_{j,i}$  a função Gaussiana, que será dada por:

$$h_{j,i} = \exp\left(-\frac{d_{i,j}^2}{2\sigma^2}\right) \quad (4.7)$$

Onde  $\sigma$  é a largura efetiva da função de vizinhança, como mostra a figura 4.5.

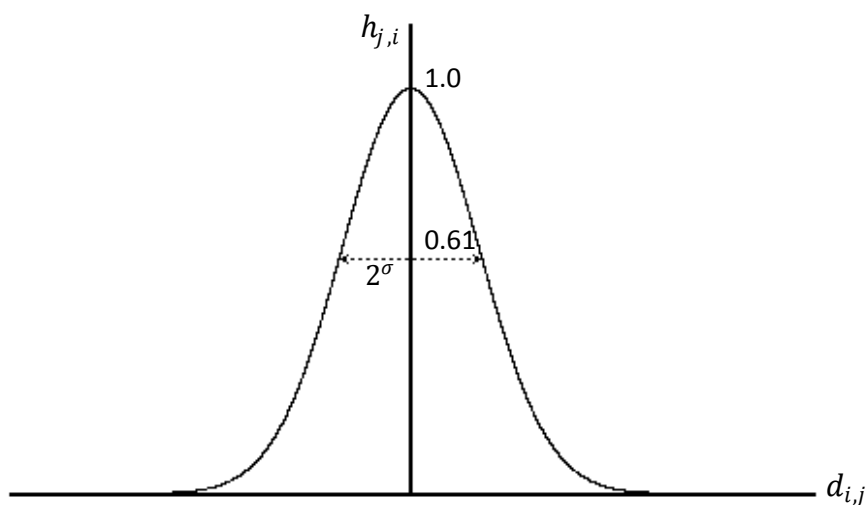


Figura 4.5 – Função de Vizinhança Gaussiana

Outra característica importante da função de vizinhança  $h_{j,i}$ , é que a sua largura efetiva ( $\sigma$ ) também decresce com o tempo. Tipicamente, esse fator é representado por:

$$\sigma(n) = \sigma_0 \exp\left(-\frac{n}{\tau_1}\right) \quad (4.8)$$

Onde  $n = 1, 2, \dots$  é o número de iterações do processo,  $\sigma_0$  é o valor de  $\sigma$  na inicialização do mapeamento e  $\tau_1$  é uma constante de tempo empírica.

#### 4.3.3 - Processo Adaptativo

O processo adaptativo diz respeito à forma de ajuste dos pesos sinápticos das conexões. Para o algoritmo de mapeamento auto-organizável utilizado nesse trabalho será utilizada a relação:

$$w_{ij}(t+1) = w_{ij}(t) + \eta(t, j, i) \cdot (x_i(t) - w_{ij}(t)) \quad (4.9)$$

Onde  $\eta(t, j, i)$  é o parâmetro que representa a taxa de aprendizagem da rede neural. Esta relação será utilizada para todos os neurônios do mapa topológico que estiverem localizados dentro da vizinhança do neurônio vencedor  $i$ . A equação 4.9 tem o efeito de aproximar o vetor de pesos  $w_{ij}$ , do neurônio vencedor na direção do vetor de entrada  $\mathbf{X}$ . Mediante repetidas apresentações dos dados de treinamento da rede neural, os vetores de pesos sinápticos tendem a seguir a distribuição dos vetores de entrada, devido a atualização da função de vizinhança.

A taxa de aprendizagem  $\eta(t, j, i)$  precisa ser variante com o tempo, como indica a equação 4.10. Esse parâmetro deverá iniciar com um valor inicial  $\eta_0$ , decrescendo gradualmente com o tempo. Essa característica poderá ser atendida pela função exponencial:

$$\eta(t, j, i) = \begin{cases} \frac{\eta_0 \exp\left(\frac{-t}{\tau_2}\right)}{(1+d_{i,j})} & , \text{para } j \in h_{j,i} \\ 0 & , \text{para outros} \end{cases} \quad (4.10)$$

Onde  $\tau_0$  é uma constante de tempo empírica.

#### 4.4 – APLICAÇÃO DE MAPAS AUTO-ORGANIZÁVEIS NA PROTEÇÃO DIFERENCIAL

Nos capítulos anteriores ficou estabelecido que o método da restrição por harmônicos nem sempre responde satisfatoriamente para todas as situações, dado que, determinadas condições operativas podem provocar o surgimento de correntes de *inrush* com baixa concentração de componentes harmônicas de segunda ordem (Sidhu *et al*, 1992) bem como correntes de curto-circuito com elevada concentração de componentes harmônicas de segunda e quinta ordens (Liu *et al*, 1992). No capítulo 3 foi proposto um método, denominado de *Método do Gradiente da Corrente Diferencial*, em que um limiar de variação angular  $\beta_S^{ABC}$  foi fixado para o vetor gradiente da corrente diferencial a partir do qual seria tomada a decisão de abertura ou bloqueio do relé. Os resultados dos testes do referido método demonstraram que o mesmo possui a capacidade de identificar corretamente e de forma rápida as ocorrências, mantendo bloqueado o relé nas ocorrências de correntes de magnetização e emitindo comando de abertura do disjuntor no caso da ocorrência de curto-circuito. Caracteriza-se, portanto, como ponto crítico do algoritmo, a melhor escolha e fixação do limiar  $\beta_S^{ABC}$ . Deseja-se, portanto, propor uma metodologia que, além de não ser baseada na concentração de componentes harmônicas da corrente diferencial, também não seja necessária a fixação de limiares.

##### 4.4.1 – Metodologia Proposta

Nos tópicos anteriores ficou claro que as redes auto-organizáveis de Kohonen possuem elevada capacidade de reconhecimento e classificação de padrões, selecionando e agrupando os padrões de entrada em *clusters* com características similares. Baseando-se no fato de que as correntes de *inrush* apresentam formas de onda bastante distinta, quando comparadas com as correntes de curto-circuito, pode-se usar a capacidade de reconhecimento e classificação dos padrões das redes de Kohonen para identificar o tipo de ocorrência de forma segura é confiável. Trata-se, portanto, de um método de reconhecimento de forma de onda.

#### 4.4.1.1 – Definição do Padrão de Treinamento da Rede Neural

Um aspecto importante dessa abordagem diz respeito ao padrão de treinamento que será usado. Esse padrão deverá expressar de forma clara a maior quantidade possível de aspectos que caracterizem a forma de onda da corrente diferencial e que permita diferenciar as ocorrências de curto-circuito e correntes de *inrush*.

Aproveitando-se, portanto, os aspectos discriminantes do gradiente da corrente diferencial, tomando-se como exemplo um ciclo de informação da corrente diferencial ( $I_D$ ), dividindo-se esse ciclo em quatro quartos de ciclo, conforme figura 4.6, pode-se observar o seguinte:

- Para a corrente de curto-circuito, figura 4.6(a), o valor médio do ângulo do gradiente da corrente diferencial quase não varia ao longo do tempo, permanecendo sempre elevado, próximo de  $90^\circ$ . Tomando-se, portanto, o desvio padrão do gradiente em cada quarto de ciclo, percebe-se seu valor reduzido, próximo de  $0^\circ$  em todas as ocorrências, conforme indicam as figuras 4.6(c) e 4.6(e);
- No caso da ocorrência de correntes de magnetização, figura 4.6(b), essa situação não se verifica, pois, em virtude da característica peculiar da forma de onda das correntes de *inrush*, durante os semiciclos ausentes, o valor do desvio padrão do gradiente da corrente diferencial será elevado, conforme indicam as figuras 4.6(d) e 4.6(f).

Tomando-se, portanto, os quatro níveis do desvio padrão do ângulo do gradiente da corrente diferencial dos quatro quartos de ciclo da janela de dados, conforme figura 4.6, para as três fases (ABC), compõem-se o vetor de treinamento que será utilizado como padrão de entrada da rede neural, conforme equação 4.11.

$$\sigma_i = \langle \sigma_1^A \quad \sigma_2^A \quad \sigma_3^A \quad \sigma_4 | \sigma_1^B \quad \sigma_2^B \quad \sigma_3^B \quad \sigma_4 | \sigma_1^C \quad \sigma_2^C \quad \sigma_3^C \quad \sigma_4^C \rangle^T \quad (4.11)$$

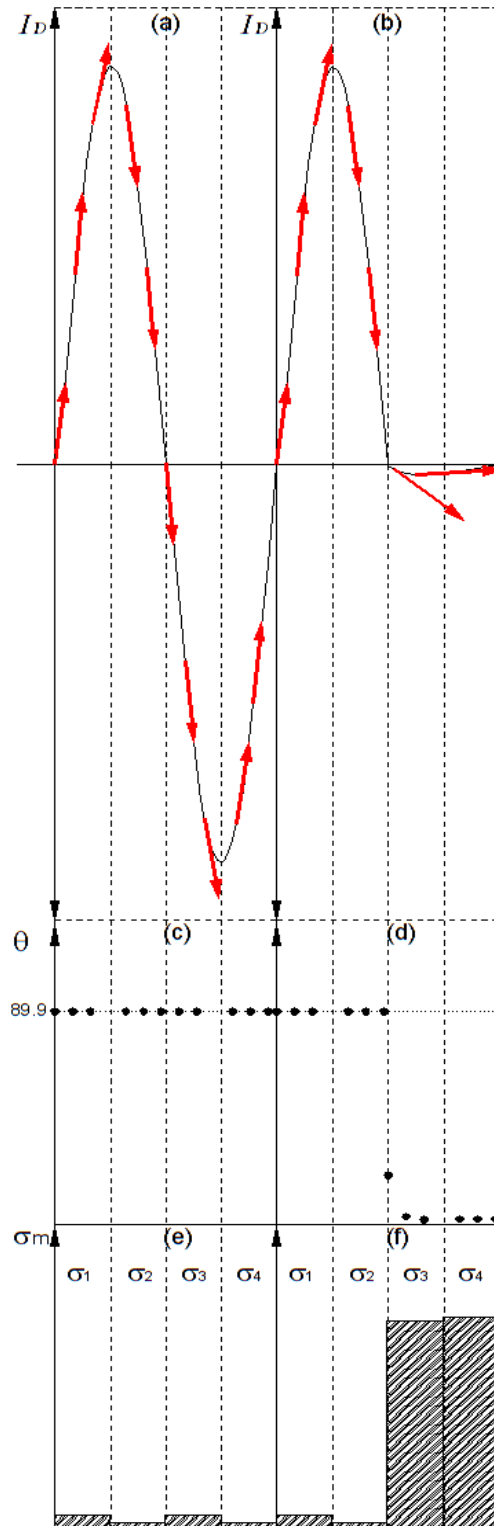


Figura 4.6 - (a) Comportamento do gradiente em curto-circuito (b) Comportamento do gradiente em energização (*inrush*) (c) Ângulo do gradiente durante o curto-circuito (d) Ângulo do gradiente durante a energização (e) Desvio Padrão do ângulo durante um curto-circuito (f) Desvio Padrão do ângulo durante a energização.

#### 4.4.1.2 – Definição da Topologia da Rede Neural

A definição da dimensão do vetor que formará os padrões de treinamento da rede neural já define um aspecto importante da rede de Kohonen que será utilizada, que é a quantidade de neurônios na camada de entrada, que será em número de doze.

Outro aspecto de extrema importância que deverá ser definido é a topologia e a dimensão da camada de saída, que irá compor o *grid* de mapeamento da rede. Topologias quadradas ( $N \times N$ ) são as mais comuns, sendo, no entanto, possível a utilização de topologias retangulares ( $N \times M$ ). A definição desse aspecto é uma variável bastante subjetiva, sendo definida através de tentativas em que se obtenham melhores resultados.

Nesse trabalho ficou definida uma camada de saída quadrada com  $7 \times 7$  neurônios, totalizando 49 neurônios na superfície de mapeamento. Ainda outro aspecto subjetivo que deverá ser definido é a topologia do neurônio que comporá a superfície de mapeamento. Duas soluções são possíveis, a topologia hexagonal e a topologia retangular, ou em *grid*. Na topologia retangular, cada neurônio poderá formar no máximo quatro conexões sinápticas enquanto que na topologia hexagonal até seis conexões sinápticas são possíveis, conforme figura 4.7.

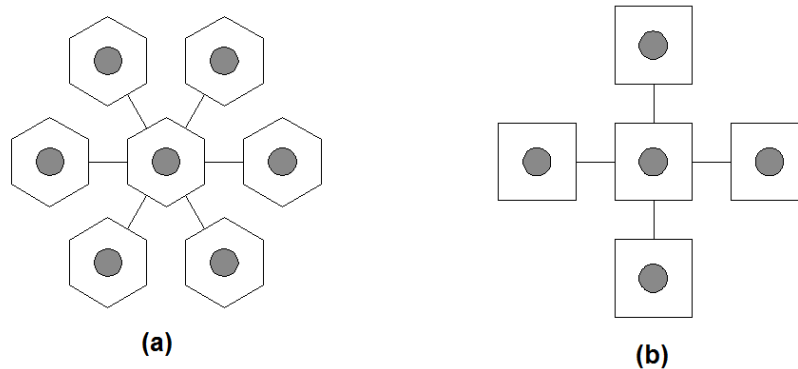


Figura 4.7 – Topologia (a) Hexagonal e (b) Retangular

Os resultados demonstraram que a topologia hexagonal apresenta melhores resultados. A figura 4.8 mostra o fluxograma do algoritmo neural proposto.

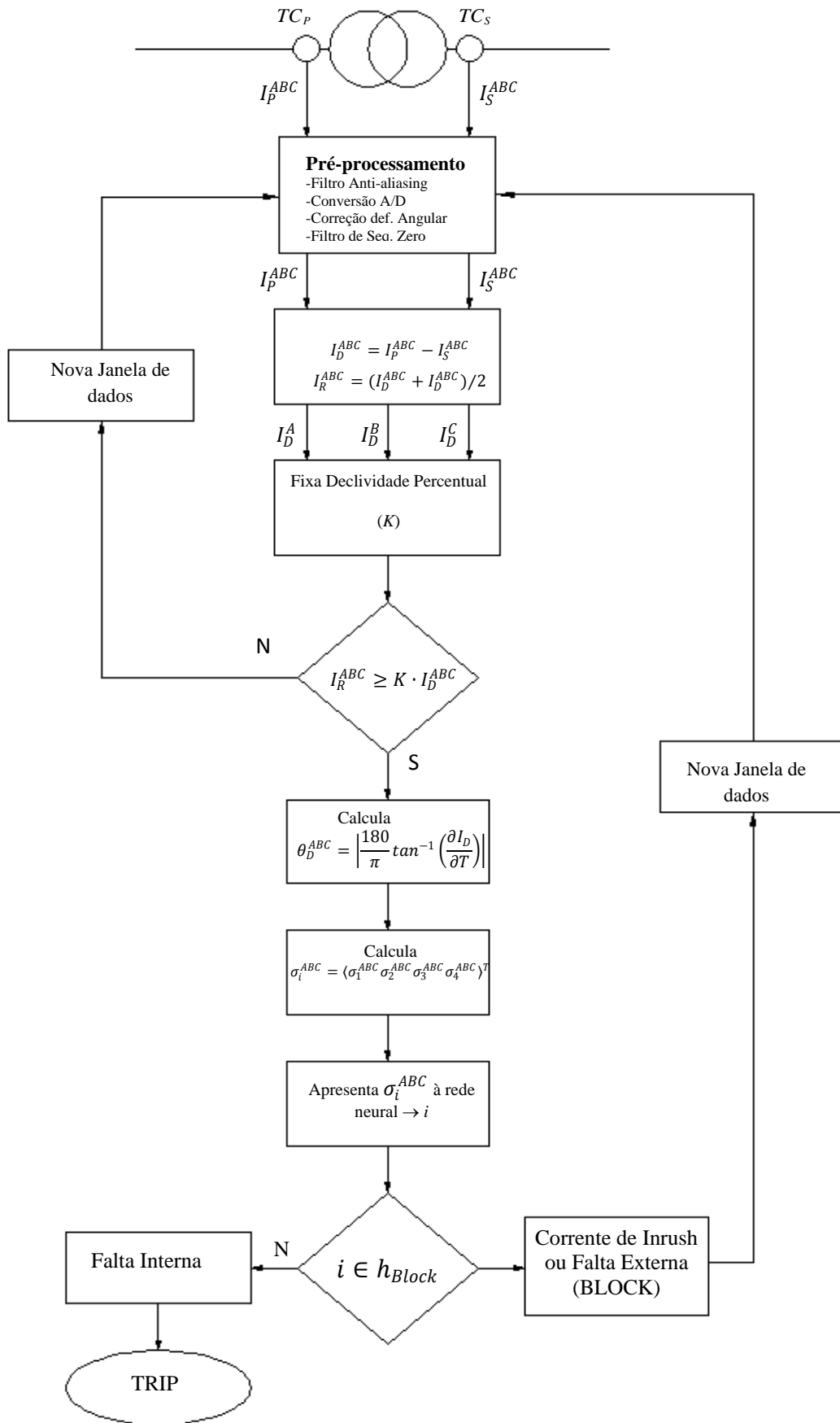


Figura 4.8 – Estrutura Geral do Algoritmo Neural

Nas etapas iniciais de processamento o algoritmo neural é semelhante ao algoritmo proposto do gradiente da corrente diferencial. As correntes nos enrolamentos primário e secundário são obtidas diretamente através dos TC instalados no primário e secundário do transformador de potência, dando início à etapa de pré-processamento dos dados conforme descrito no capítulo anterior. Após serem calculadas as correntes diferenciais e de restrição, é verificada a extrapolação da declividade percentual do relé. Caso isso ocorra, o vetor de entrada da rede neural é calculado, com os quatro níveis do desvio padrão do ângulo do vetor gradiente na janela de dados para as três fases e o mesmo é apresentado à rede neural. Caso o neurônio ativado seja pertencente à região de disparo do relé, o algoritmo irá encerrar seu processamento, fornecendo como resposta a última janela de dados processada, o comportamento do desvio padrão do ângulo do gradiente nas três fases e o tempo necessário para atuação do disjuntor.

#### **4.5 - CONCLUSÃO**

Neste capítulo, foram apresentados os conceitos básicos de redes neurais artificiais, dando ênfase àquelas redes que se utilizam de treinamento não supervisionado, com enfoque especial para as redes de Mapeamento Auto-organizável de Kohonen. Foi feita uma descrição sucinta do algoritmo de mapeamento auto-organizável, bem como foi apresentada a metodologia que se baseia nas redes de Kohonen para reconhecimento da forma de onda da corrente diferencial na proteção diferencial de transformadores de potência.



# CAPÍTULO 5

## TESTES E RESULTADOS OBTIDOS

### 5.1 – INTRODUÇÃO

Com o intuito de verificar a viabilidade técnica dos algoritmos propostos foram realizados exaustivos testes em um sistema elétrico de potência, através do desenvolvimento dos algoritmos em MATLAB<sup>®</sup>, com base em dados gerados experimentalmente através do software EMTP/ATP. Em seguida os resultados obtidos foram comparados com os apresentados pelo método baseado na restrição por harmônicos, o qual doravante será denominado “método tradicional”, cujos resultados encontram-se comentados ao final do presente capítulo.

### 5.2 – O SISTEMA ELÉTRICO ANALISADO

Trata-se de um SEP constituído por uma subestação geradora composta por um gerador síncrono de 13.8 KV, frequência de 60 Hz, potência nominal de 25 MVA, configuração dos enrolamentos em estrela aterrada. Além do gerador, dois transformadores de potência trifásicos idênticos em paralelo de 25 MVA - 13.8/138 KV, configuração Delta/Estrela aterrada, uma linha de subtransmissão, uma carga de 25 MVA, com  $\text{Cos}\phi = 0.92$ .

A figura 5.1 ilustra o diagrama unifilar do sistema exemplo.

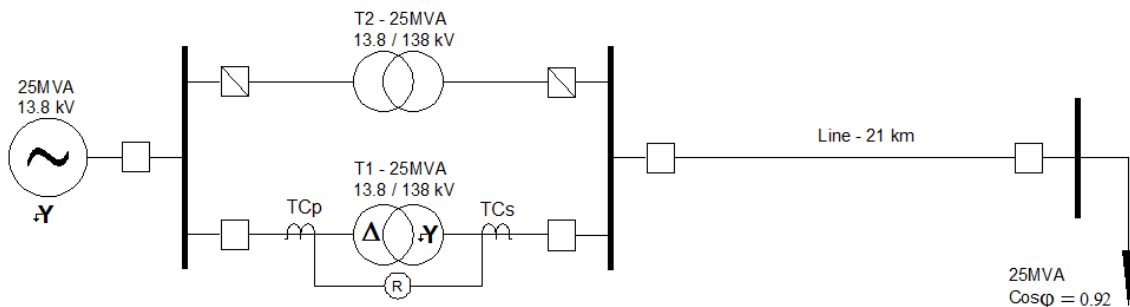


Figura 5.1 – Sistema Exemplo

### 5.2.1 – O Gerador Síncrono

O gerador é o componente do sistema de potência responsável pelo suprimento de energia às cargas conectadas nas barras do sistema elétrico. Em geral, nos sistemas elétricos de potência, o gerador de energia é constituído de uma máquina síncrona trifásica, com fornecimento de energia elétrica em tensão senoidal. A configuração adotada para o gerador do sistema exemplo foi com enrolamentos em estrela (Y) com centro-estrela solidamente aterrado. Como, para os exemplos simulados, não fez parte da análise o estudo do comportamento transitório da tensão e da corrente no gerador síncrono, optou-se por utilizar uma modelagem simplificada, apropriada para simulações em que a fonte de tensão é chaveada já em regime permanente. Em função disso, o modelo utilizado como gerador síncrono foi o *Type 14* do ATP (*Can/Am EMTP User Group, 1987*). A tensão fornecida pelo gerador será de acordo com a equação 5.1:

$$E(t) = E_m \cos(2\pi ft + \varphi) \quad (5.1)$$

Os dados a serem informados no cartão de entrada de dados do ATP são:

$E_m$  – O valor de pico da tensão (Valor de fase).

$f$  - A frequência da fonte de tensão.

$\varphi$  - O defasamento angular, definido pelo tempo de chaveamento da fonte de tensão (TSTART).

Além desses dados, deverá ser informado também: a barra em que a fonte de tensão será conectada, o tipo de fonte (tensão ou corrente) e o instante de tempo em que a fonte será conectada e desligada, TSTART e TSTOP, respectivamente.

### 5.2.2 – Os Transformadores de Corrente

A utilização de transformadores de corrente (TC) se faz necessária tendo em vista que os equipamentos de medição e proteção operam com valores de corrente inferiores aos valores de corrente a plena carga. O modelo de transformador de corrente utilizado no ATP foi o modelo saturável, no entanto sem a definição das curvas de saturação, tendo em vista que não faz parte do

escopo deste trabalho a análise do comportamento da proteção diante da saturação dos TC. Os enrolamentos primários dos TC foram conectados em série com a corrente da carga enquanto que os enrolamentos secundários foram conectados em estrela em ambos os lados do transformador de potência, sendo que a defasagem de  $30^\circ$  será compensada no processamento do algoritmo. Os TC usados foram 2000:5 A nos enrolamentos primários e 125:5 A nos enrolamentos secundários.

### 5.2.3 – O Transformador de Potência

Os transformadores de potência desempenham um papel de fundamental importância na operação dos sistemas elétricos de potência, tendo em vista que são responsáveis pela interface dos diversos níveis de tensão do sistema, permitindo que as mais diversas configurações de carga sejam atendidas.

O modelo de transformador utilizado nas simulações foi o modelo saturável do ATP (*Saturable Transformer*), com definição completa da curva de saturação e com particionamento dos enrolamentos, permitindo a simulação de faltas em porções internas dos mesmos. A figura 5.2 ilustra o modelo do transformador monofásico utilizado na composição do transformador trifásico (*Can/Am EMTP User Group, 1987*).

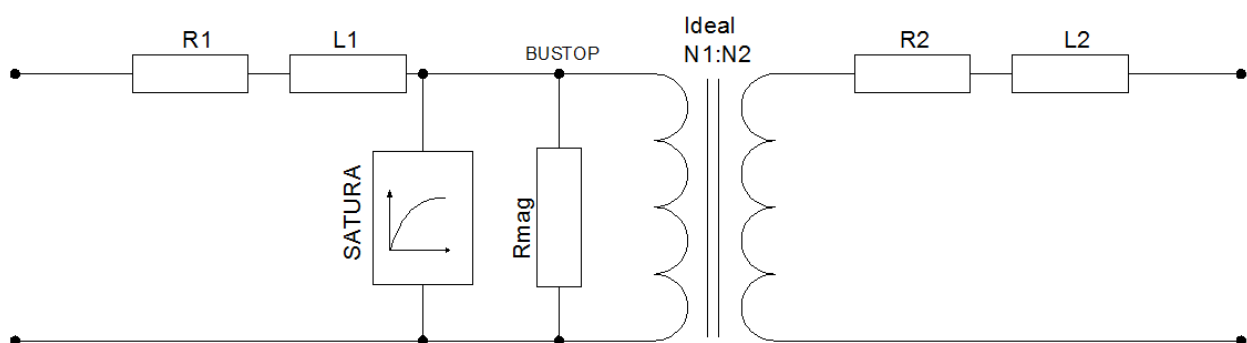


Figura 5.2 – Modelo do transformador monofásico utilizado

A figura 5.3 ilustra a curva de saturação do transformador de potência.

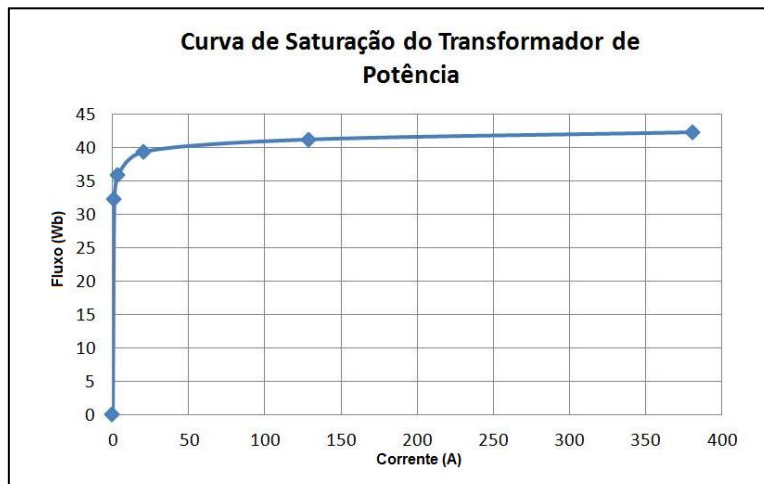


Figura 5.3 – Curva de saturação do transformador de potência

As partições foram realizadas tanto no enrolamento primário quanto no secundário. As possibilidades de simulação de curto-circuito interno localizam-se a 5%, 20%, 60%, 80% e 100% dos enrolamentos tomando-se como referência o ponto de neutro para o enrolamento em estrela e o terminal de fase para o enrolamento em delta. As tabelas 5.1 e 5.2 mostram os dados de resistência, indutância e de tensão dos enrolamentos particionados no primário e secundário respectivamente.

Tabela 5.1 – Dados da Divisão dos Enrolamentos do Primário ( $\Delta$ )

Denominação dos Nós		Porcentagem do Enrolamento	Resistência ( $\Omega$ )	Indutância (mH)	Tensão (V)
Início	Fim				
PA	T051A	05%	0.001	0.144	690.
T051A	T201A	15%	0.003	0.432	2070.
T201A	T601A	40%	0.008	1.15	5520.
T601A	T801A	20%	0.004	0.576	2760.
T801A	PC	20%	0.004	0.576	2760.
PA	PC	100%	0.02	2.878	13800

Tabela 5.2 – Dados da Divisão dos Enrolamentos do Secundário (Y)

Denominação dos Nós		Porcentagem do Enrolamento	Resistência ( $\Omega$ )	Indutância (mH)	Tensão (V)
Início	Fim				
SA	N802A	20%	0.204	18.17	27600
N802A	N602A	20%	0.204	18.17	27600
N602A	N202A	40%	0.408	36.33	55200
N202A	N052A	15%	0.153	13.63	20700
N052A	N	05%	0.051	4.59	6900
SA	N	100%	1.02	123.56	138000

A figura 5.4 ilustra um diagrama esquemático da divisão dos enrolamentos do transformador com a indicação dos nós internos a 5%, 20%, 60%, 80% e 100%.

O transformador utilizado nos testes foi o transformador T1, sendo que o transformador T2 foi conectado apenas na simulação das ocorrências de energização solidária (*Sympathetic Inrush*).

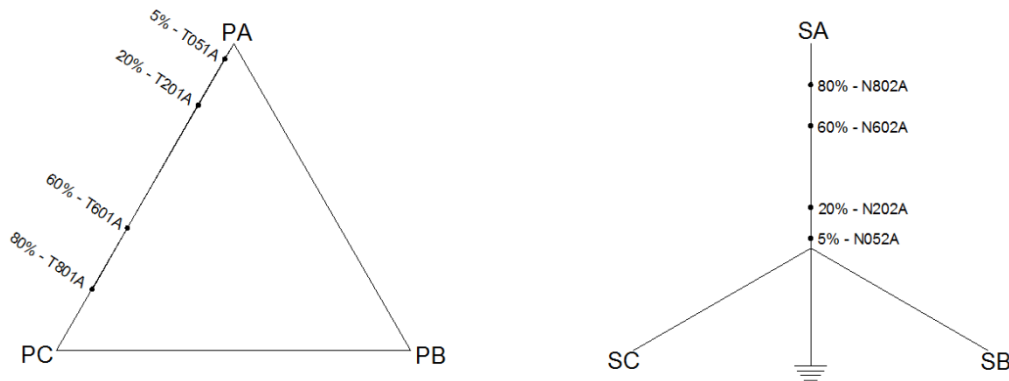


Figura 5.4 – Diagrama da divisão dos enrolamentos particionados

#### 5.2.4 – A Linha de Subtransmissão

O modelo de linha de transmissão utilizada foi trifásica do tipo mutuamente acoplada. Nesse tipo de representação deve-se dispor das matrizes de acoplamento  $[R]$  e  $[L]$  da linha em estudo. Através da transformada de Karrenbauer (*Can/Am EMTP User Group, 1987*) obtêm-se as componentes simétricas de sequência da linha de transmissão. A linha de transmissão utilizada nos testes é uma linha de 138 KV com 21 km de comprimento. Os dados de sequência positiva, negativa e zero da linha de transmissão encontram-se na tabela 5.3.

Tabela 5.3 – Dados da Linha de Subtransmissão

Sequência	R ( $\Omega$ )	L (mH)
Positiva	1.48	11.47
Negativa	1.48	11.47
Zero	3.42	54.52

### 5.2.5 – Dados de Carga

A carga utilizada nos teste foi de 25 MVA com fator de potência  $FP = 0.92$ . A configuração da carga foi em estrela, com centro-estrela aterrado e os dados de resistência e indutância da carga foram  $R = 700.82 \Omega$  e  $L = 791.8 \text{ mH}$ .

O arquivo completo dos cartões de entrada de dados das simulações no ATP consta no anexo 1.

Foram simulados 988 cenários no ATP, os quais foram testados pelos algoritmos propostos.

Dentre os cenários simulados encontram-se os seguintes casos:

- Energização do transformador, incluindo ocorrências de energização solidária;
- Energização do transformador sob falta;
- Faltas internas monofásicas, bifásicas e trifásicas nos enrolamentos primário e secundário;
- Faltas internas monofásicas, bifásicas e trifásicas entre espiras da mesma fase no primário e secundário (curto intraespira).

Os ângulos de incidência da fonte de tensão foram variados na faixa de  $0^\circ - 270^\circ$  e de incidência das faltas na faixa de  $90^\circ - 270^\circ$ .

## 5.3 – RESULTADOS OBTIDOS PELOS MÉTODOS PROPOSTOS

Todos os 988 cenários simulados foram apresentados aos algoritmos propostos. No caso do método do gradiente da corrente diferencial foi utilizado o limiar de variação angular  $\beta_S^{ABC} = 3.0$ . Os resultados obtidos demonstraram que os métodos propostos possuem a capacidade de identificar as correntes de *inrush*, distinguindo-as das correntes de curto-circuito rapidamente, com tempo de atuação muitas vezes inferior a um quarto de ciclo ( $4.2 \text{ ms}$ ). A janela de dados utilizada nas simulações foi de 84 amostras, ou  $16.7 \text{ ms}$ , período de amostragem de  $0.2 \text{ ms}$ . A velocidade de deslocamento da janela de dados foi de um quarto de ciclo, ou seja, após o algoritmo acumular 21

amostras de dados. A frequência de amostragem foi de 5.0 kHz. A fase de referência utilizada foi a fase A.

No caso do método neural, um conjunto de padrões de treinamento foi obtido através da simulação de diversas situações operativas as quais estão incluídas as seguintes situações:

- Energização do transformador, incluindo situações de energização solidária;
- Energização do transformador sob falta;
- Faltas internas monofásicas, bifásicas e trifásicas nos enrolamentos primário e secundário;
- Faltas internas monofásicas, bifásicas e trifásicas entre espiras da mesma fase no primário e secundário.

Um conjunto de 1025 padrões foi gerado e utilizado no treinamento da rede neural de Kohonen. Após a etapa de treinamento, feito o mapeamento dos padrões de treinamento na superfície de saída, obteve-se a configuração topológica mostrada na figura 5.5(a). Como pode ser verificado, dois *clusters* com características distintas foram formados, referentes à região de bloqueio (amarelo) e de disparo do relé (vermelho). Nesse caso o algoritmo realizará o monitoramento da corrente diferencial do transformador de potência mantendo a ativação dos neurônios pertencentes à região de bloqueio enquanto não for detectada nenhuma situação de falta interna. Caso algum neurônio da região de disparo for ativado, a rede neural entenderá que uma falta interna estará ocorrendo enviando comando de abertura do disjuntor.

Como ilustração, inclui-se nesse trabalho 8 cenários, com o intuito de demonstrar o desempenho dos métodos propostos, os quais são:

- Caso 1: Energização do Transformador (*Inrush*);
- Caso 2: Energização Solidária (*Sympathetic Inrush*);
- Caso 3: Energização sob falta interna;
- Caso 4: Curto-circuito monofásico;

- Caso 5: Curto-circuito bifásico;
- Caso 6: Curto-circuito trifásico;
- Caso 7: Curto-circuito intraespira;
- Caso 8: Um conjunto de manobras que provocam o surgimento de *inrush*, *sympathetic inrush* e corrente de carga (Apenas no Método Neural);

Ressalta-se que todos os curtos-circuitos simulados foram realizados a 5% dos enrolamentos por se tratar da porção que apresenta maiores dificuldades de identificação. Vale Salientar que as figuras 5.5(b) a 5.5(i) são referentes aos casos simulados 1-8, respectivamente.

Na apresentação dos resultados dos métodos propostos será obedecida a seguinte ordem de apresentação: Primeiro os resultados obtidos pelo método do Gradiente da corrente diferencial e em seguida os resultados obtidos pelo método neural.



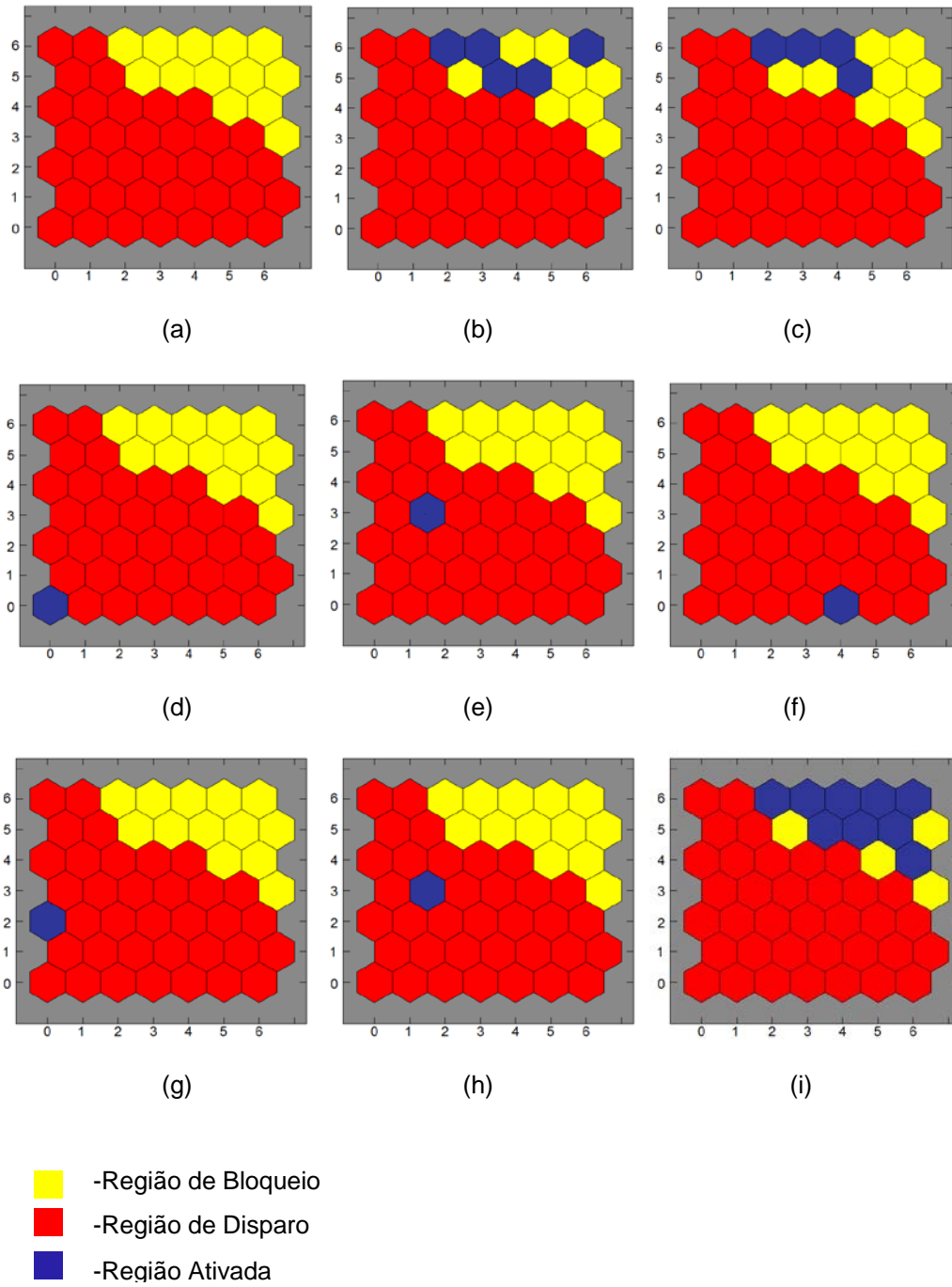


Figura 5.5 – Mapeamentos fornecidos pela Rede Neural de Kohonen

### 5.3.1 – Caso 1: Energização do Transformador

A energização do transformador T1 foi realizada com o transformador sem carga, com o disjuntor secundário aberto e com o transformador T2 desconectado dos barramentos. O ângulo de incidência da fonte de tensão foi de  $0^\circ$ . A energização do transformador pode provocar o surgimento de forte corrente diferencial, decorrente da corrente de *inrush* que circula apenas nos enrolamentos primários do transformador. A magnitude dessa corrente irá variar, dependendo do ângulo de incidência da fonte de tensão e do fluxo residual no núcleo do transformador, caso exista. A figura 5.6 ilustra o comportamento da corrente de magnetização no enrolamento primário das fases A (vermelha), B (verde) e C (azul) bem como a corrente diferencial resultante para o caso simulado.

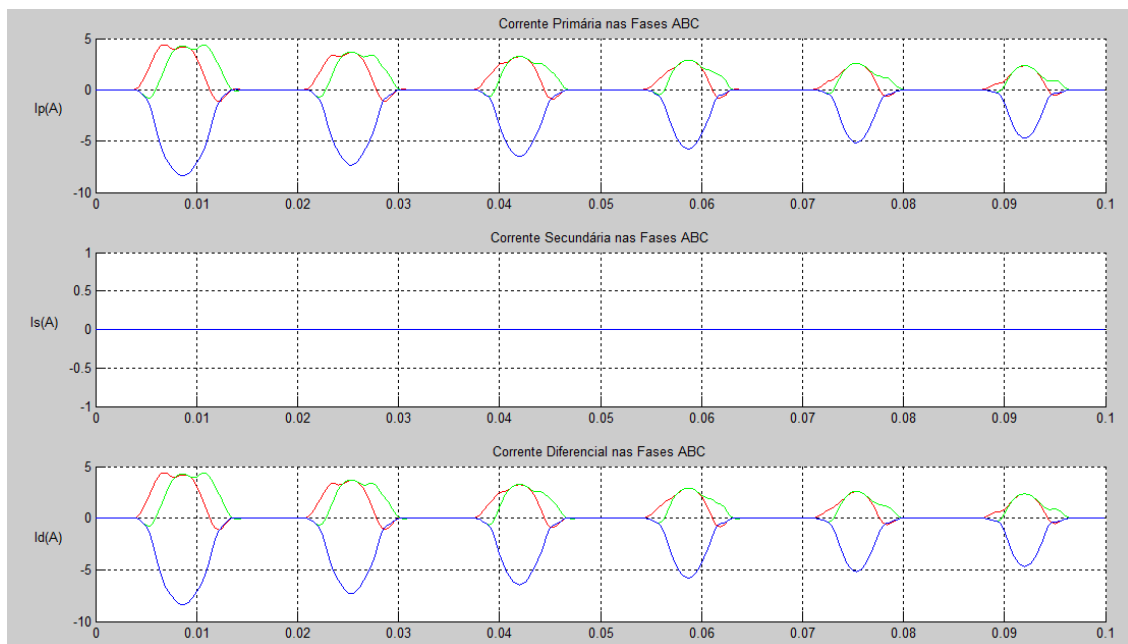


Figura 5.6 – Corrente de magnetização para as fases ABC

Um algoritmo de proteção diferencial eficiente deverá identificar com rapidez a ocorrência e não provocar o desligamento do equipamento. Tanto o método do gradiente quanto o método neural se mostraram eficientes, identificando corretamente a situação de *inrush*, mantendo o relé bloqueado durante todo o período de simulação. A figura 5.5(b) ilustra, em azul, as regiões do mapa

topológico que foram ativadas durante a simulação do método neural. Percebe-se que apenas neurônios pertencentes à região de bloqueio foram ativados, conforme esperado. Sendo assim, durante todo o período de simulação, o algoritmo manteve o relé bloqueado, identificando corretamente a situação de *inrush* mesmo na presença de corrente diferencial significativa e potencialmente capaz de provocar o acionamento do relé.

### 5.3.2 – Caso 2: Energização Solidária

A energização solidária ocorre quando um transformador (T2) é energizado em paralelo com outro transformador (T1) já previamente energizado, estando ambos desconectados da carga. Após a energização do transformador T2, surge no primeiro equipamento (T1) fluxo de magnetização no sentido oposto ao fluxo no transformador T2, provocando o surgimento da corrente de magnetização denominada de “*sympathetic inrush*”. Apesar de a magnitude da corrente de energização solidária ser, em geral, inferior à magnitude da corrente de *inrush*, essa corrente poderá influenciar significativamente na operação do relé diferencial e constituindo-se em um potencial fator de geração de desligamentos indevidos.

No cenário em questão, o transformador T2 é conectado à rede, com ângulo de chaveamento de  $135^\circ$ , após o decaimento quase completo da corrente de magnetização no transformador T1. Após a energização de T2, a corrente de T1 começa a se elevar, ultrapassando amplitude de 4.0 A. A figura 5.7 mostra o comportamento das correntes primária, secundária e diferencial no transformador T1.

Apesar de apresentar valor de pico com amplitude significativa, os métodos propostos identificaram corretamente a situação e mantiveram o relé bloqueado. A figura 5.5(c) mostra as regiões do mapa topológico que foram ativadas durante a simulação através do método neural. Verifica-se que apenas neurônios pertencentes à região de bloqueio foram ativados.

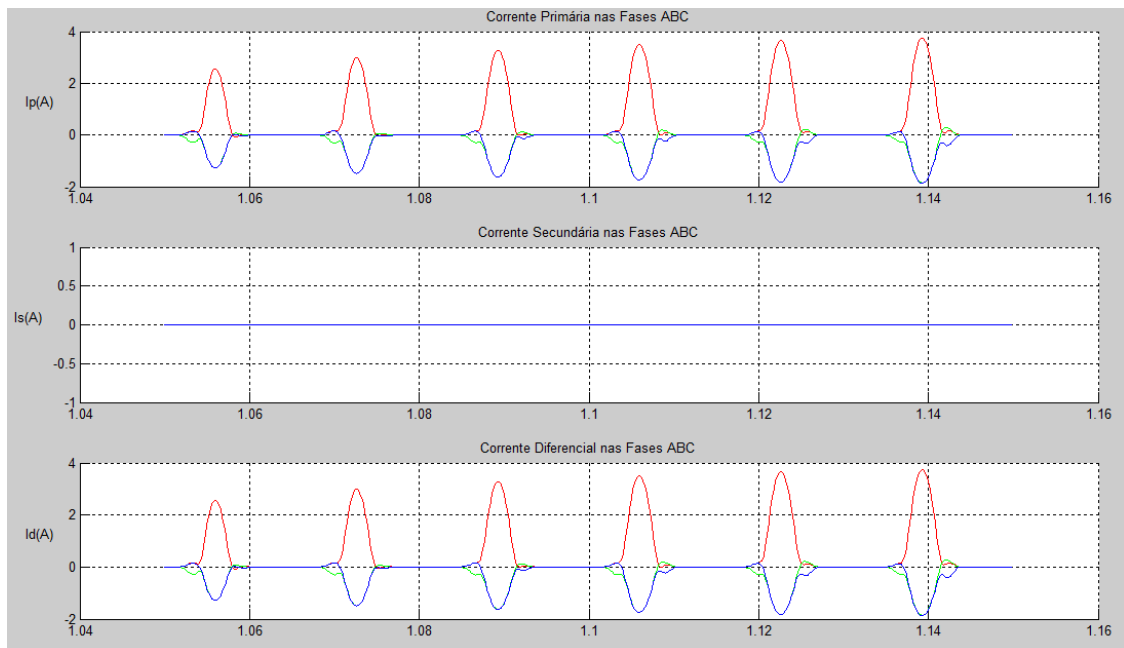


Figura 5.7 – Corrente de energização solidária em T1

### 5.3.3 – Caso 3: Energização sob falta interna

A energização sob falta ocorre quando o transformador que será energizado já apresenta um curto-circuito interno nos seus enrolamentos, resultado de um defeito pré-energização. No momento do chaveamento do transformador, além da presença da corrente de *inrush*, existe também a corrente de curto-circuito, que dependendo da localização da falta, poderá se confundir com a corrente de *inrush*, provocando o bloqueio indevido do relé, no momento em que o mesmo deveria atuar.

Nesse caso específico, trata-se de um curto-circuito monofásico na fase A, localizado a 5% do enrolamento secundário, com configuração em estrela. Trata-se de uma falta muito difícil de ser identificada, tendo em vista a presença da corrente de magnetização e a localização do defeito, muito próximo ao ponto neutro do enrolamento secundário. Vale salientar que os fabricantes de relés comerciais não garantem a identificação desse tipo de falta pelo relé diferencial baseado no critério de restrição por harmônicos, recomendando a utilização de proteção de terra restrita

(Barbosa, 2010). A figura 5.8 ilustra o comportamento das correntes no primário, secundário e diferencial no transformador T1.

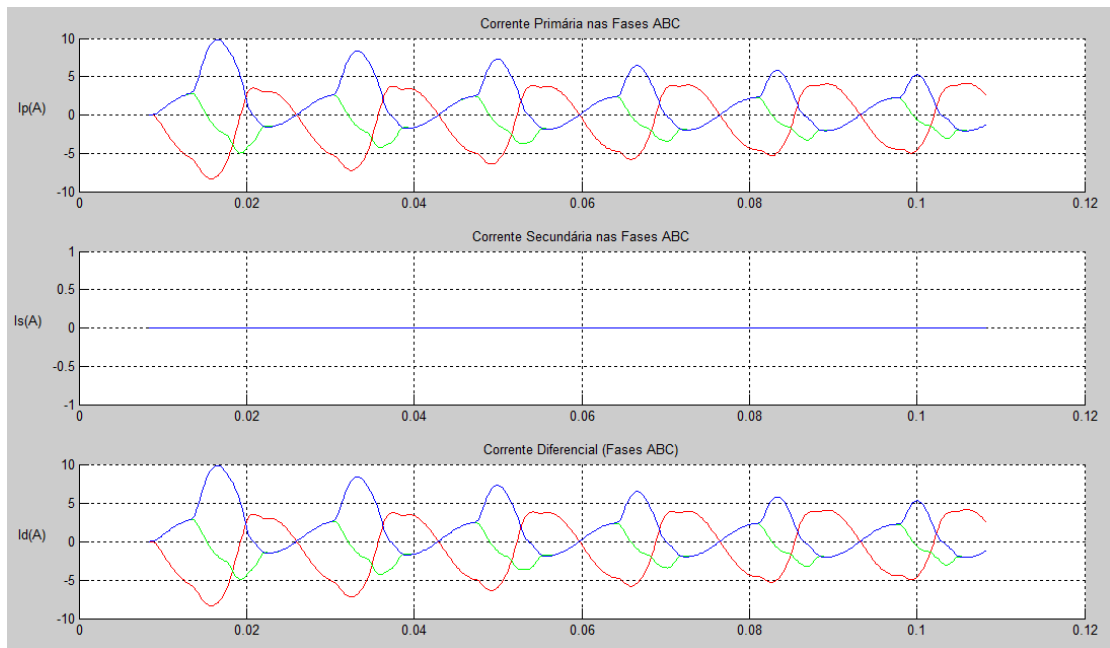


Figura 5.8 – Corrente de fase e diferencial durante a energização sob falta

O método do gradiente identificou corretamente a ocorrência provocando a atuação do relé em tempo de aproximadamente um ciclo após a ocorrência da falta. A figura 5.9 ilustra a resposta do algoritmo após a atuação. A figura mostra a última janela de dados da corrente diferencial e do módulo do vetor gradiente, que foi processada pelo algoritmo. Percebe-se também o comportamento dos ângulos do gradiente, e o desvio padrão nas três fases, com amplitudes inferiores ao limiar de variação angular prefixado  $\beta_S^{ABC} = 3.0$ .

No caso do método neural, o desempenho diante dessa situação também foi satisfatório, conforme esperado, tendo em vista que identificou a existência da falta interna rapidamente, em tempo equivalente a um ciclo de processamento. A figura 5.5(d) ilustra a região do mapa topológico ativada durante a simulação. Percebe-se que o neurônio ativado pertence à região de disparo do relé. A figura 5.10 mostra a resposta do algoritmo para o momento do bloqueio. Vale ressaltar o desvio

padrão do ângulo do gradiente para as três fases com valores inferiores a  $0.6^\circ$  na grande maioria dos intervalos da janela de dados.

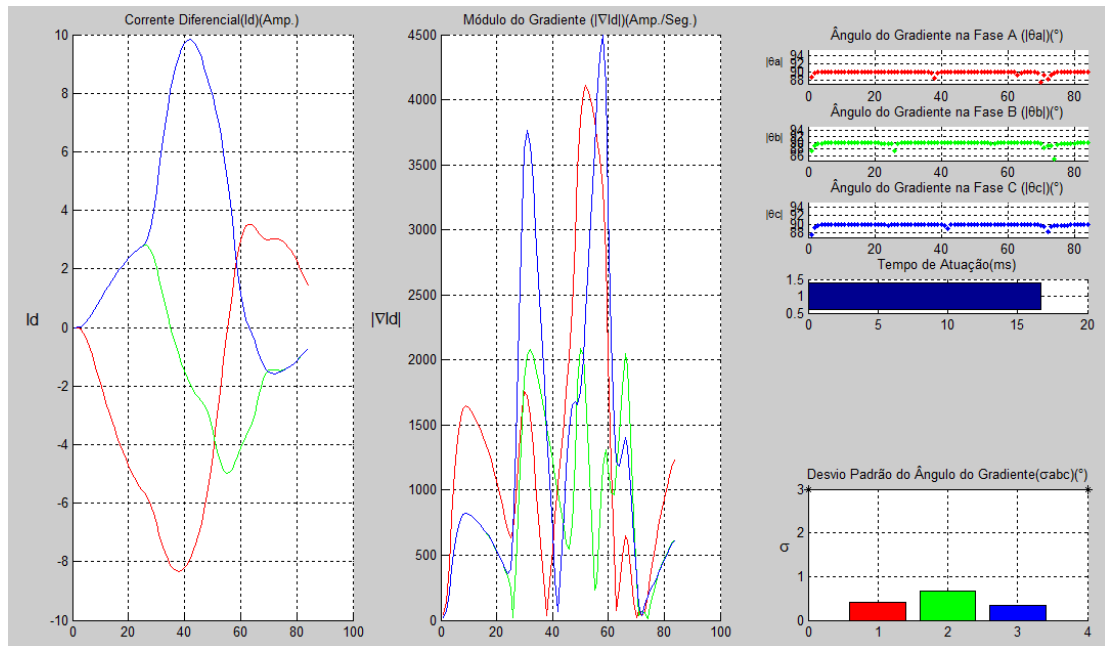


Figura 5.9 – Resposta do algoritmo para a energização sob falta (Método do Gradiente).

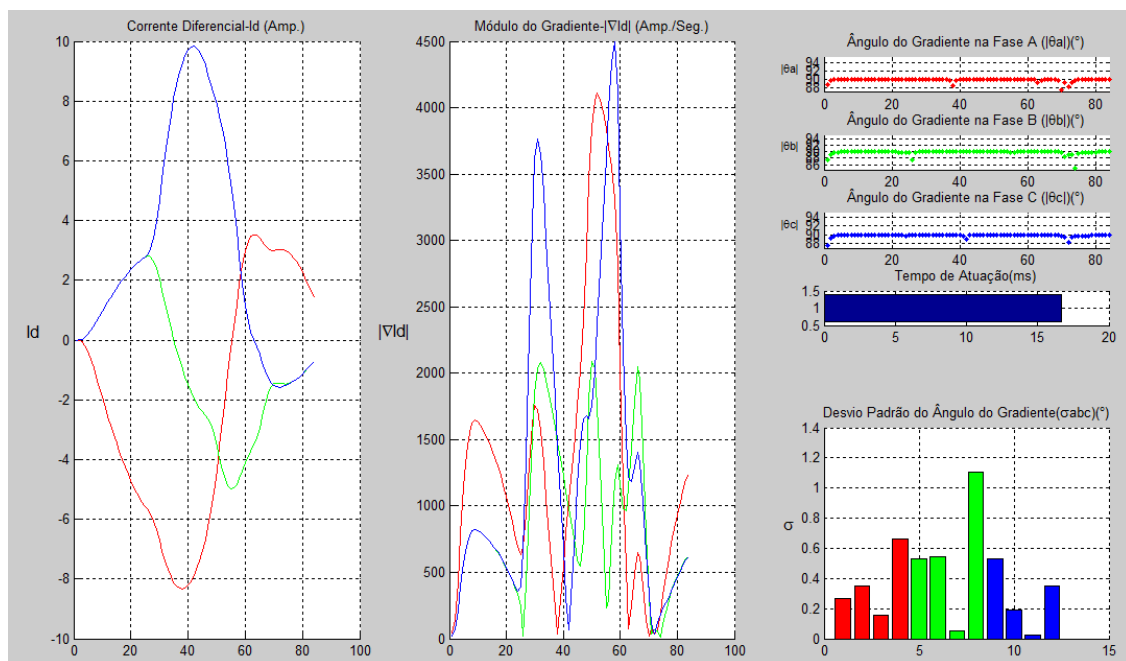


Figura 5.10 – Resposta do algoritmo para a energização sob falta (Método Neural).

### 5.3.4 – Caso 4: Curto-circuito Monofásico

O curto-circuito monofásico foi simulado no secundário da fase B, com ângulo de incidência de  $180^\circ$ , a 5% do ponto neutro dos enrolamentos. A figura 5.11 mostra o comportamento das correntes de fase primária e secundária e da corrente diferencial no transformador T1.

O método do gradiente da corrente diferencial identificou rapidamente a ocorrência com tempo de atuação de  $13.26\text{ ms}$  após a ocorrência da falta. A figura 5.12 mostra a resposta do algoritmo para a ocorrência em questão. Percebe-se o desvio padrão nas fases A e B, com valores inferiores ao limiar de variação angular prefixado. A configuração do algoritmo estabelece que, para atuação, seja necessária a extrapolação do limiar em pelo menos duas das três fases.

Para o método neural, a metodologia proposta identificou corretamente o curto-circuito com tempo de atuação de  $9.06\text{ ms}$  após a ocorrência da falta. A figura 5.5(e) ilustra a região do mapa topológico que foi ativada pela ocorrência. Observa-se que o neurônio ativado (23) pertence à região de disparo do algoritmo. A figura 5.13 ilustra a resposta do algoritmo no momento do disparo do relé, demonstrando a última janela de dados processada.

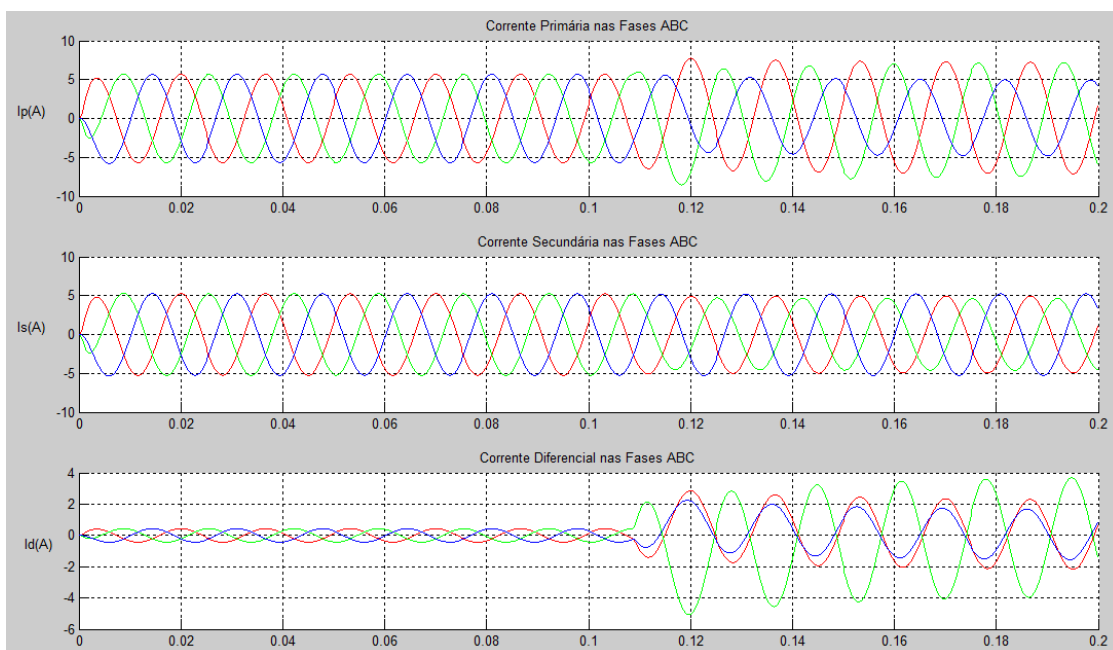


Figura 5.11 – Corrente de fase e diferencial na ocorrência do curto-circuito monofásico

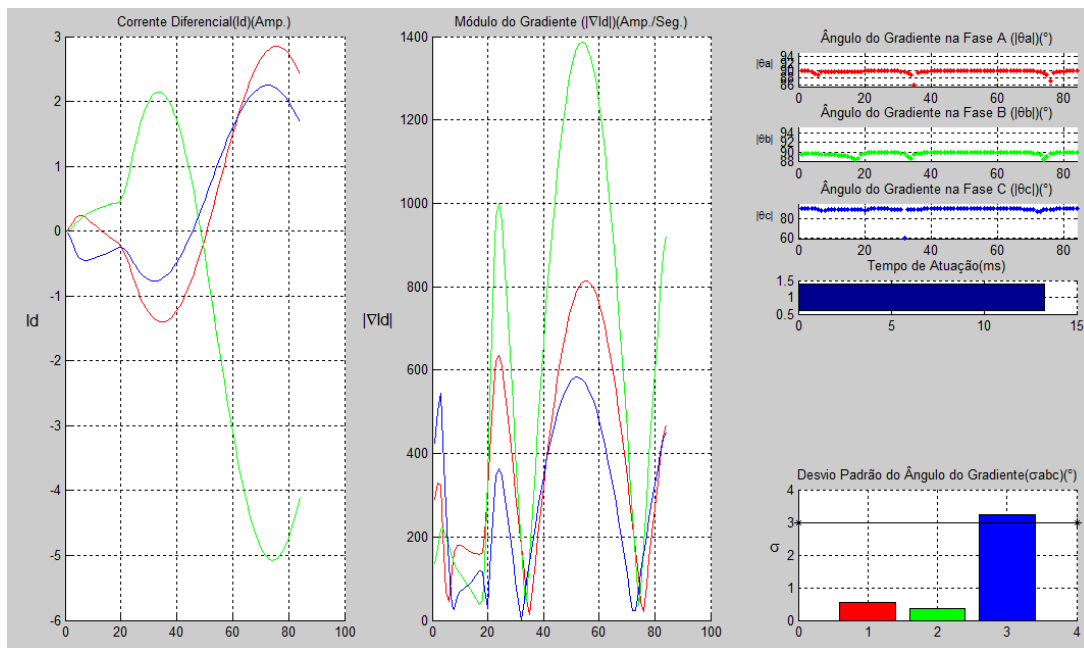


Figura 5.12 – Resposta do algoritmo para curto-circuito monofásico (Método do Gradiente)

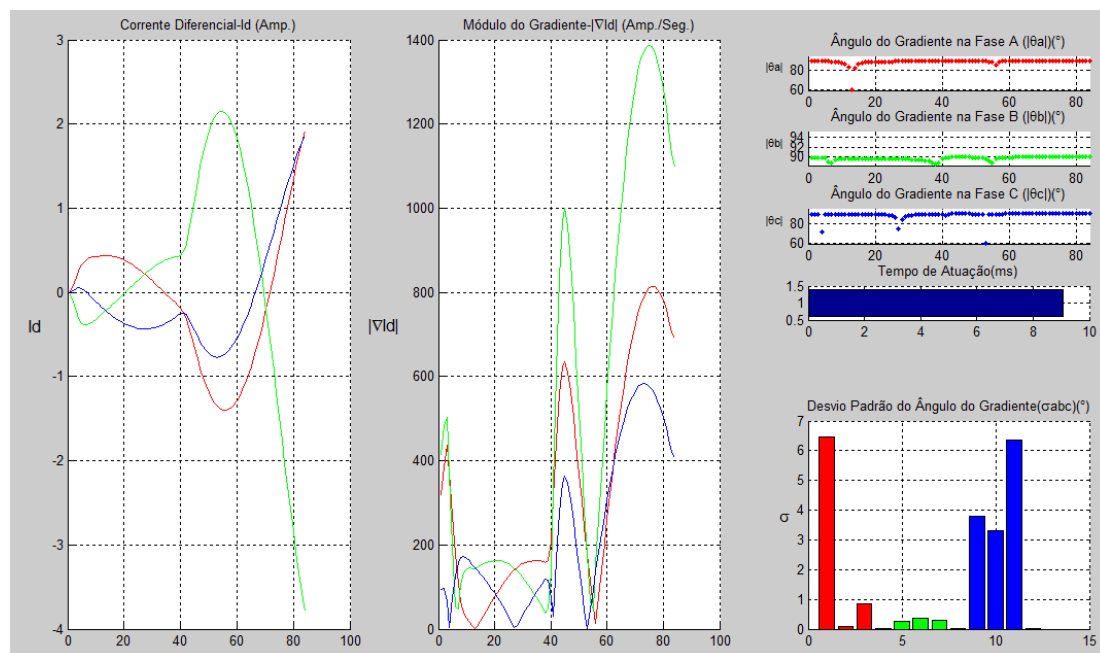


Figura 5.13 – Resposta do algoritmo para curto-circuito monofásico (Método Neural)



### 5.3.5 – Caso 5: Curto-circuito bifásico

O curto-circuito bifásico simulado foi sem contato com a terra, a 5% dos enrolamentos secundários das fases A e C, com ângulo de incidência da falta de  $180^\circ$ . O comportamento das correntes no primário e secundário e da corrente diferencial no transformador em falta encontra-se na figura 5.14.

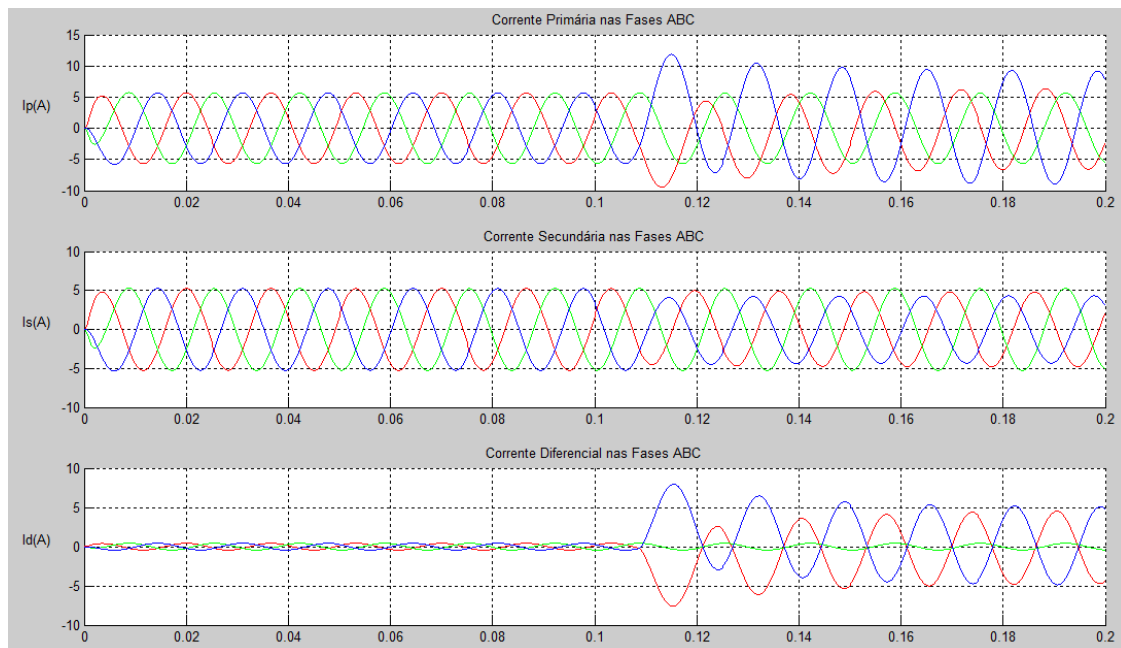


Figura 5.14 – Corrente de fase e diferencial na ocorrência do curto-circuito bifásico

O método do gradiente identificou corretamente a ocorrência com tempo de atuação de  $4.86\text{ ms}$ . A figura 5.15 mostra a resposta do algoritmo para a última janela de dados processada.

No caso do método neural, algoritmo proposto identificou corretamente a ocorrência rapidamente também com tempo de atuação de  $4.86\text{ ms}$ . A figura 5.5(f) demonstra o neurônio ativado na simulação (5), pertencente à região de disparo do relé. A figura 5.16 mostra a resposta do algoritmo ao ser identificada a falta, ilustrando a última janela de dados processada.

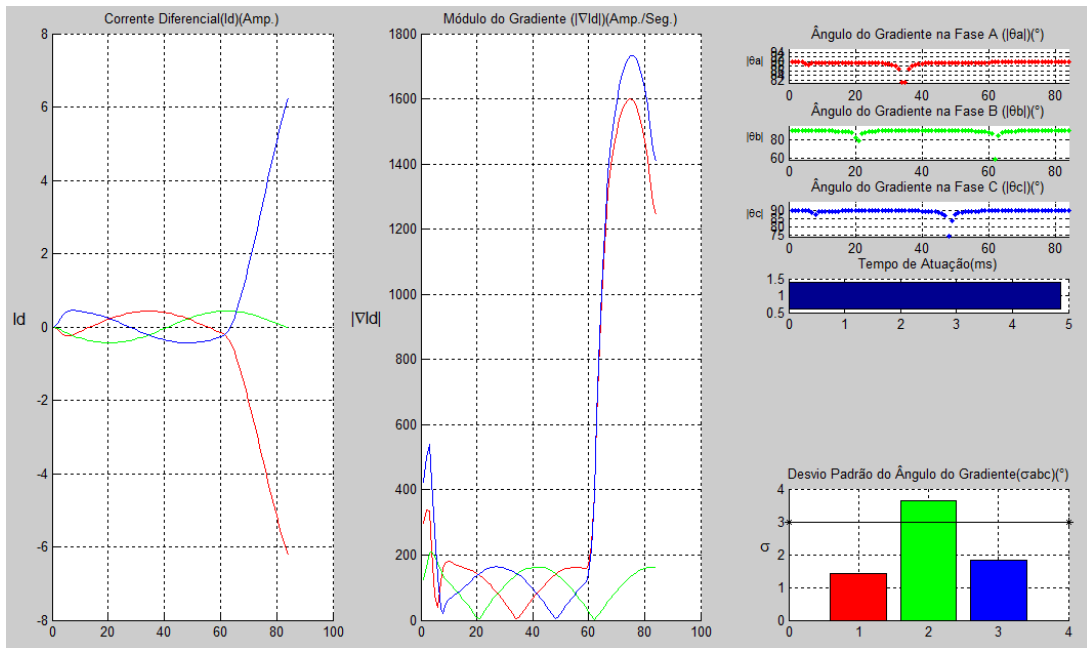


Figura 5.15 – Resposta do algoritmo para curto-circuito bifásico (Método do Gradiente)

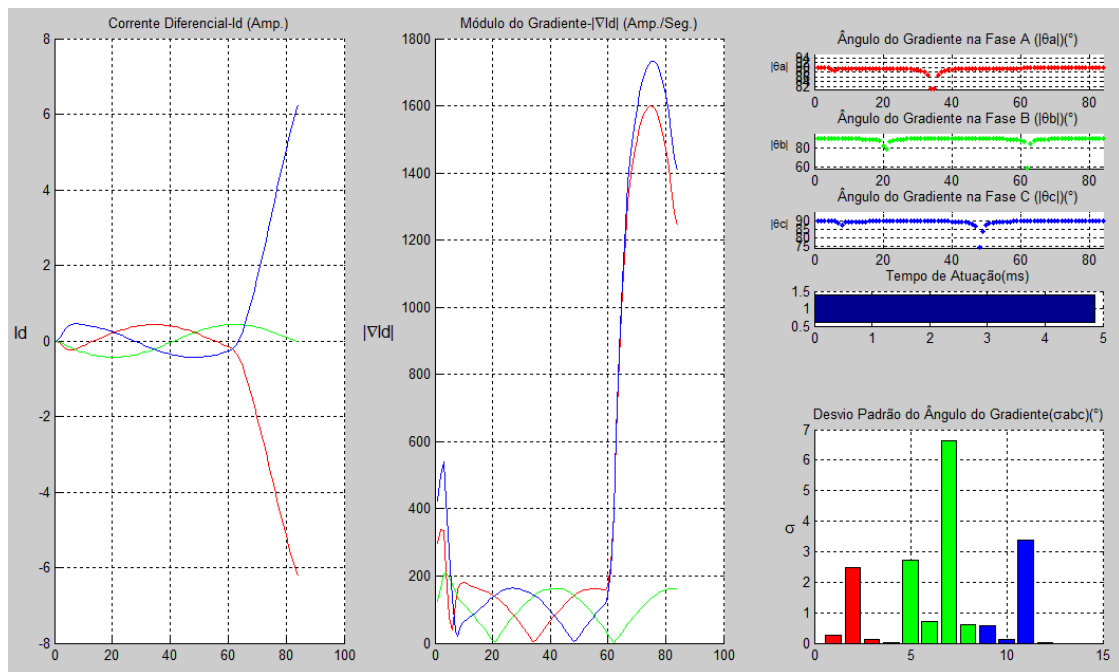


Figura 5.16 – Resposta do algoritmo para curto-circuito bifásico (Método Neural)

### 5.3.6 – Caso 6: Curto-circuito Trifásico

Foi simulado um curto-circuito trifásico a 5% dos enrolamentos das fases ABC com ângulo de incidência de  $135^\circ$ . O curto-circuito trifásico é uma ocorrência bastante danosa para o sistema de potência e precisa ser identificada e eliminada o mais rapidamente possível a fim de evitar maiores danos para o sistema elétrico. A figura 5.17 mostra o comportamento das correntes primária e secundária e da corrente diferencial.

Para o caso simulado, o método do gradiente identificou corretamente a ocorrência da falta em  $6.93\text{ ms}$ . A figura 5.18 mostra a resposta do algoritmo para a ocorrência em questão.

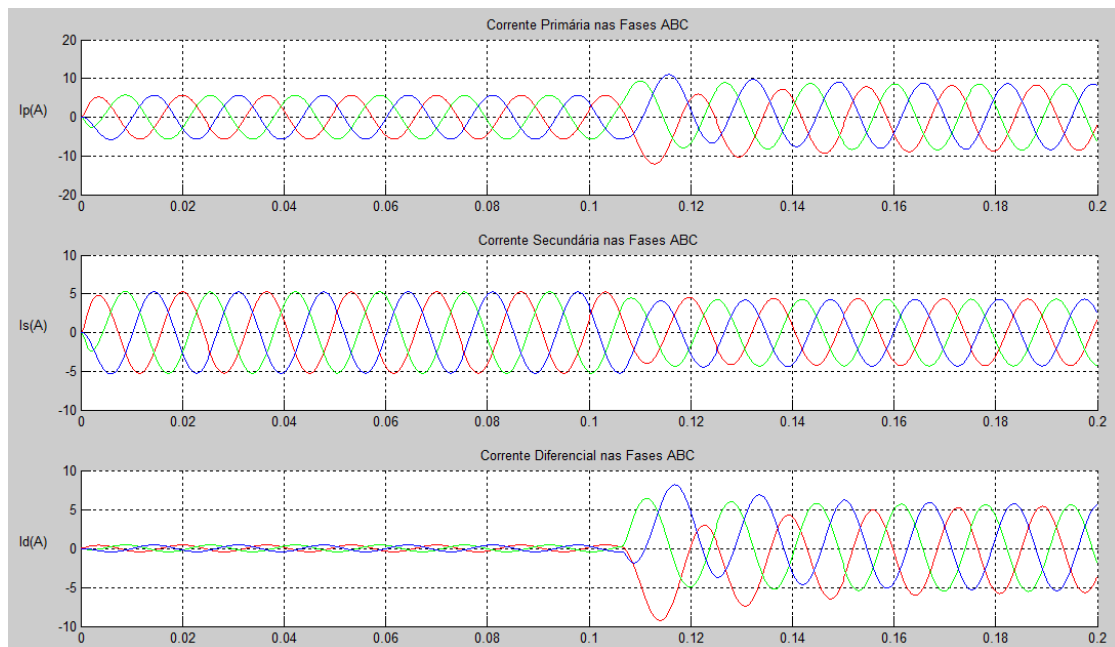


Figura 5.17 - Corrente de fase e diferencial na ocorrência do curto-circuito trifásico

Para o caso do método neural, a figura 5.5(g) mostra o neurônio ativado (15) localizado na região de disparo do mapa topológico, identificando a ocorrência rapidamente com tempo de atuação  $t = 6.93\text{ ms}$ . A figura 5.19 mostra a resposta do algoritmo no momento da atuação para a ocorrência em questão.

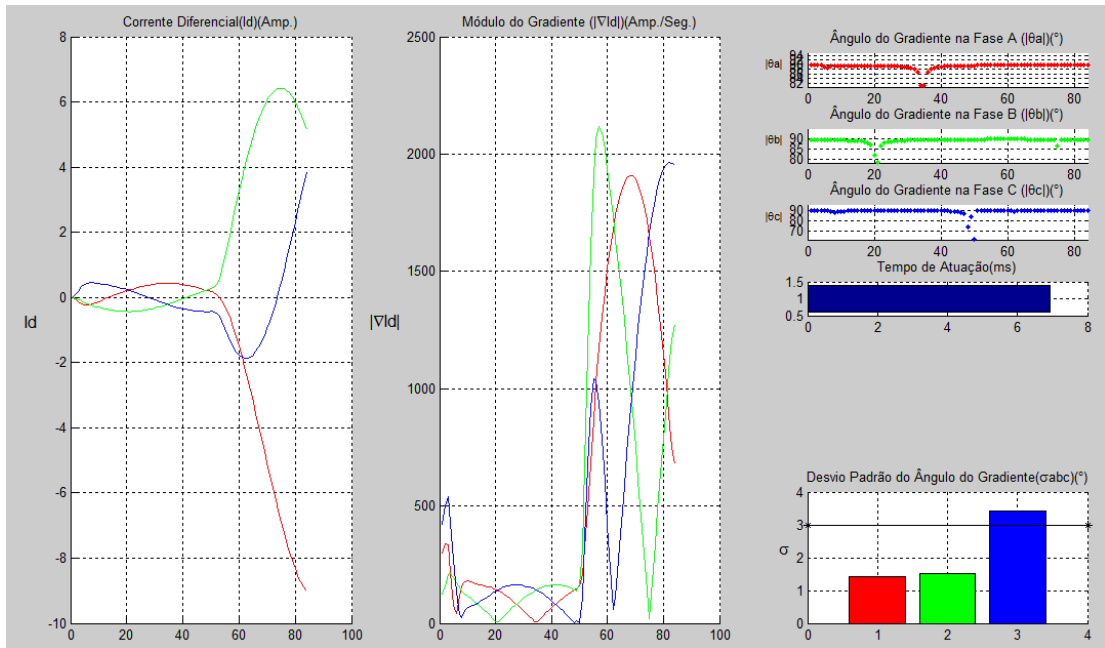


Figura 5.18 - Resposta do algoritmo para curto-circuito trifásico (Método do Gradiente)

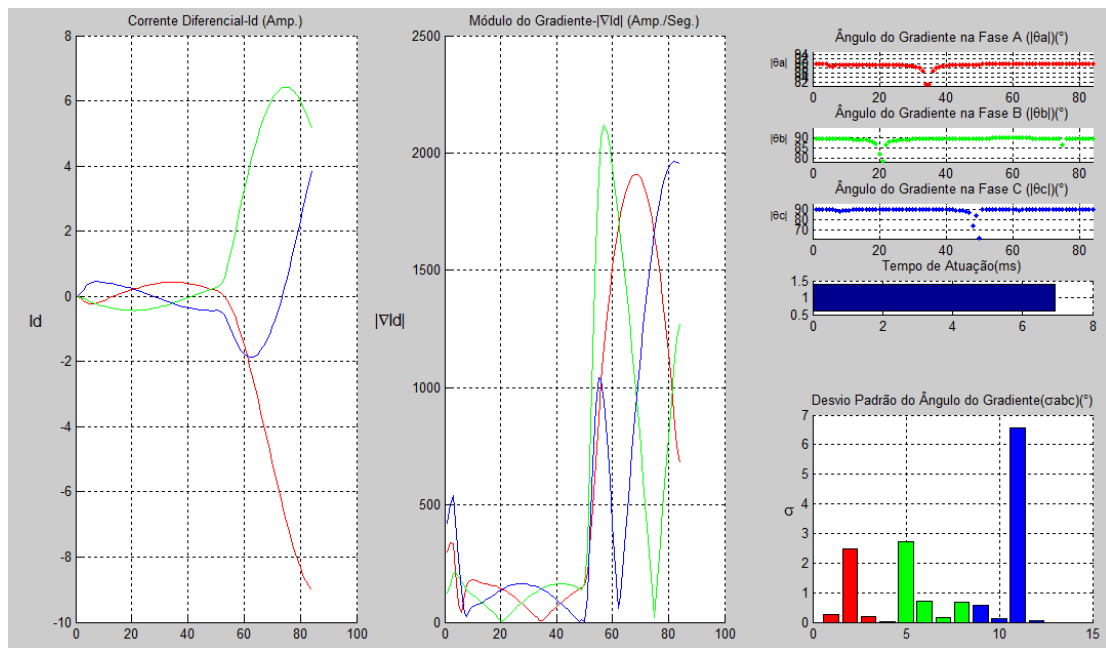


Figura 5.19 - Resposta do algoritmo para curto-circuito trifásico (Método Neural)

### 5.3.7 – Caso 7: Curto-circuito intraespira

Esta ocorrência diz respeito a uma falta interna entre as porções 5% e 20% do mesmo enrolamento do secundário da fase C. A inserção da falta ocorreu em  $t = 0.1$  s com ângulo de  $90^\circ$ . A figura 5.20 mostra o comportamento das correntes no primário e secundário do transformador, bem como a corrente diferencial.

O método do gradiente identificou corretamente a ocorrência com tempo de atuação de  $t = 4.83$  ms. A figura 5.21 mostra a resposta do algoritmo para a ocorrência em questão.

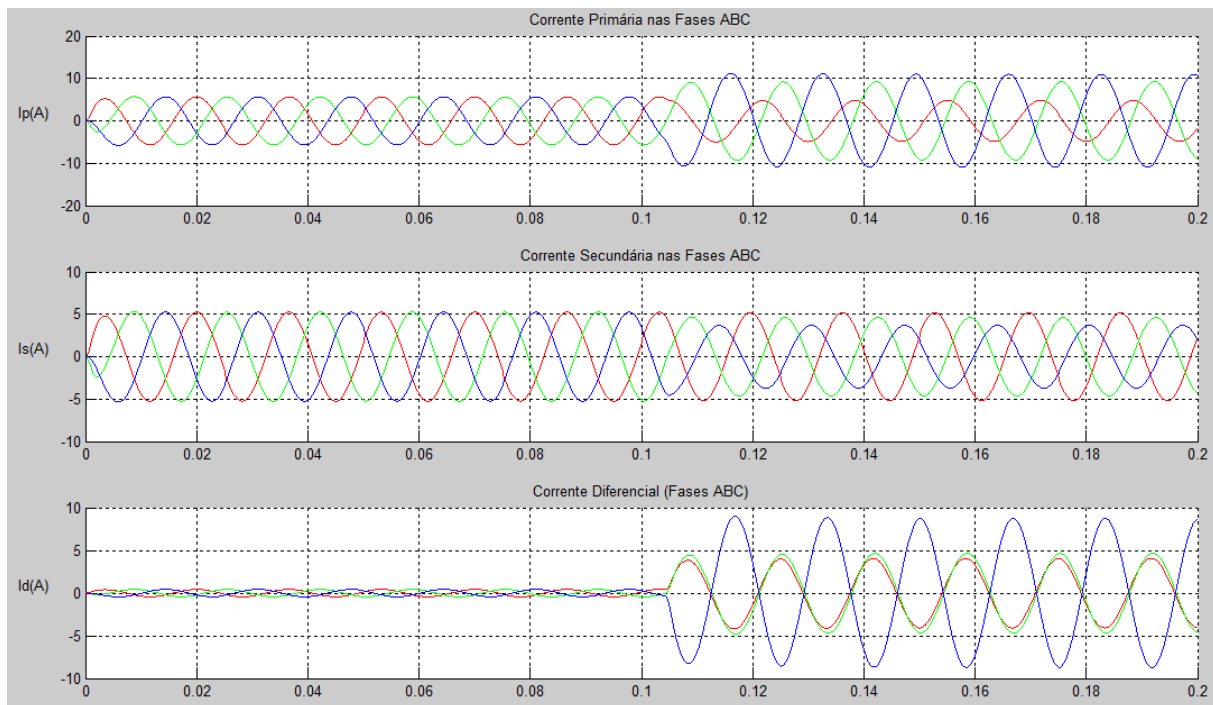


Figura 5.20 - Corrente de fase e diferencial na ocorrência do curto-circuito intraespira

O algoritmo baseado no método neural identificou corretamente a ocorrência com tempo de atuação  $t = 4.83$  ms. A figura 5.5(h) mostra a região no mapa topológico que foi ativada após a ocorrência da falta, localizada dentro da zona de disparo do relé. A resposta do algoritmo no momento da identificação da falta é mostrada na figura 5.22.

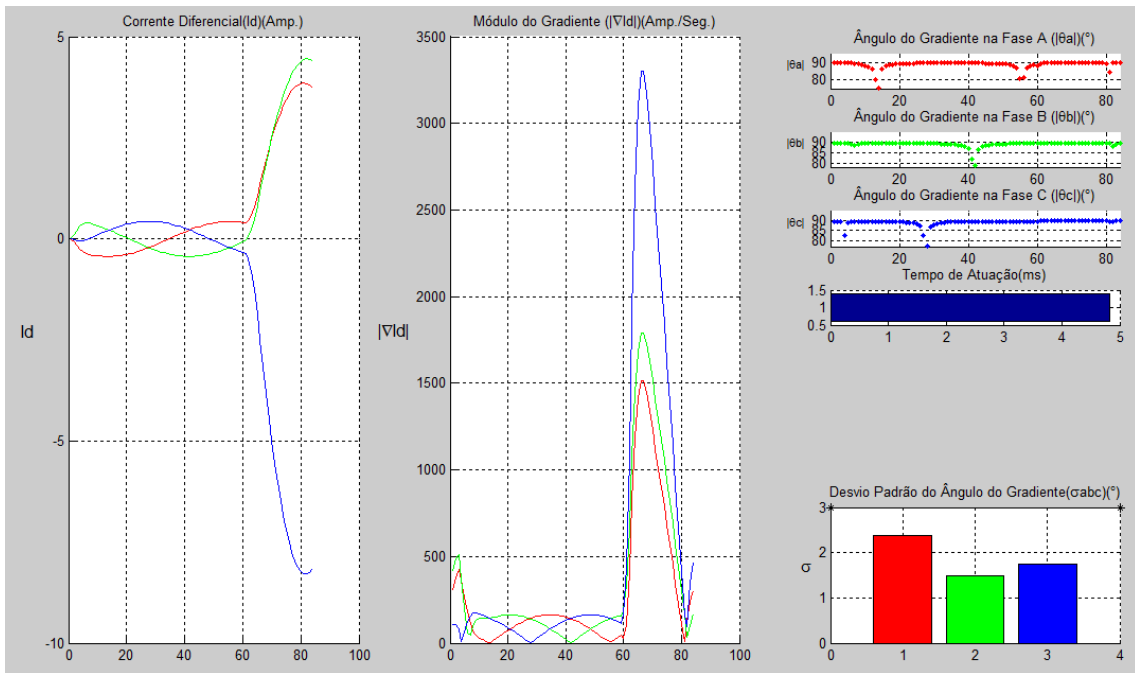


Figura 5.21 - Resposta do algoritmo no bloqueio do curto-circuito intraespira (Método do Gradiente)

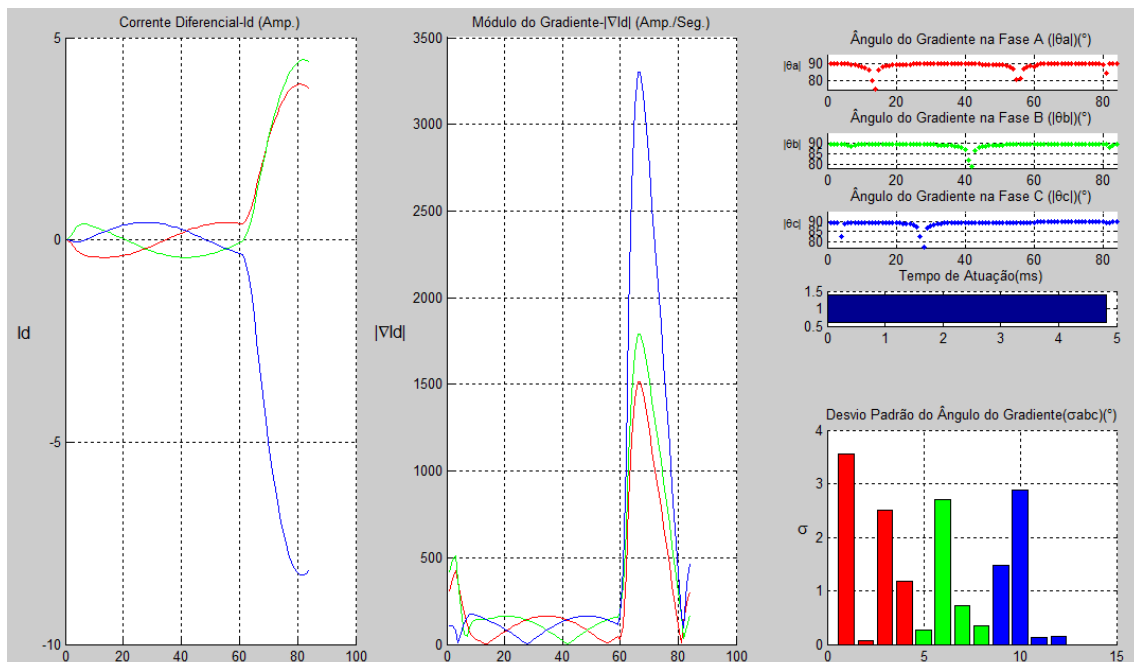


Figura 5.22 - Resposta do algoritmo no bloqueio do curto-circuito intraespira (Método Neural)

### 5.3.8 – Manobras Diversas

As sucessões de manobras realizadas nessa simulação não foram incluídas na fase de treinamento da rede neural, obrigando-a, portanto, a realizar interpolações. Vale ressaltar que o presente caso foi testado apenas para o método neural, tendo em vista que inclui situações não previstas na fase de treinamento da rede. As manobras realizadas seguem ao seguinte roteiro, em ordem de execução:

- a. Fechamento do disjuntor no primário de T1 em  $t = 0\text{ s}$  com energização do transformador (*inrush*);
- b. Fechamento do disjuntor no primário de T2 em  $t = 0.5\text{ s}$  com surgimento de energização solidária em T1 (*Sympathetic inrush*);
- c. Fechamento do disjuntor no secundário de T1 em  $t = 1.0\text{ s}$  com conexão e suprimento de corrente para a carga;
- d. Fechamento do disjuntor no secundário de T2 em  $t = 1.5\text{ s}$  com a divisão das correntes de carga entre os dois transformadores;

A figura 5.23, mostra o comportamento das correntes no primário e secundário e da corrente diferencial durante a sucessão de manobras.

Durante todo o período de simulação, ainda que tenham surgido correntes diferenciais significativas e ainda que os padrões em questão não tenham sido incluídos na etapa de treinamento da rede neural, o algoritmo identificou corretamente as ocorrências mantendo-se bloqueado, como ilustra a figura 5.5(i) indicando a região ativada durante as manobras, mantendo-se sempre dentro da área de bloqueio do relé.

## 5.4 – ANÁLISE COMPARATIVA DOS MÉTODOS PROPOSTOS COM O MÉTODO TRADICIONAL

Cada um dos 988 casos simulados foi apresentado aos algoritmos propostos e, com o intuito de validar as metodologias, foi realizada uma análise comparativa do desempenho obtido, com os resultados do método tradicional da restrição por harmônicos. Os relés diferenciais convencionais utilizam o método baseado na restrição por harmônicos. Para isso, o sinal da corrente diferencial nas três fases é processado através da Transformada Rápida de Fourier (*Fast Fourier Transform – FFT*), com o objetivo de encontrar as componentes harmônicas do sinal. Foi implementado computacionalmente o método denominado “*Second Harmonic-Cross Blocking Restraint Method*”, encontrado nas literaturas (*Patterson, 2000*) e (*Wang, 2008*). A relação entre a componente de segunda ordem e a componente fundamental foi, então, usada como critério para identificação das correntes diferenciais. Tipicamente utiliza-se a razão entre 15% e 35% da componente fundamental para o bloqueio do relé diferencial. No presente trabalho foi utilizada a razão de 20%, que foi a relação com resultados mais favoráveis. Para o método do gradiente da corrente diferencial foi utilizado limiar de variação angular  $\beta_S^{ABC} = 3.0$ .

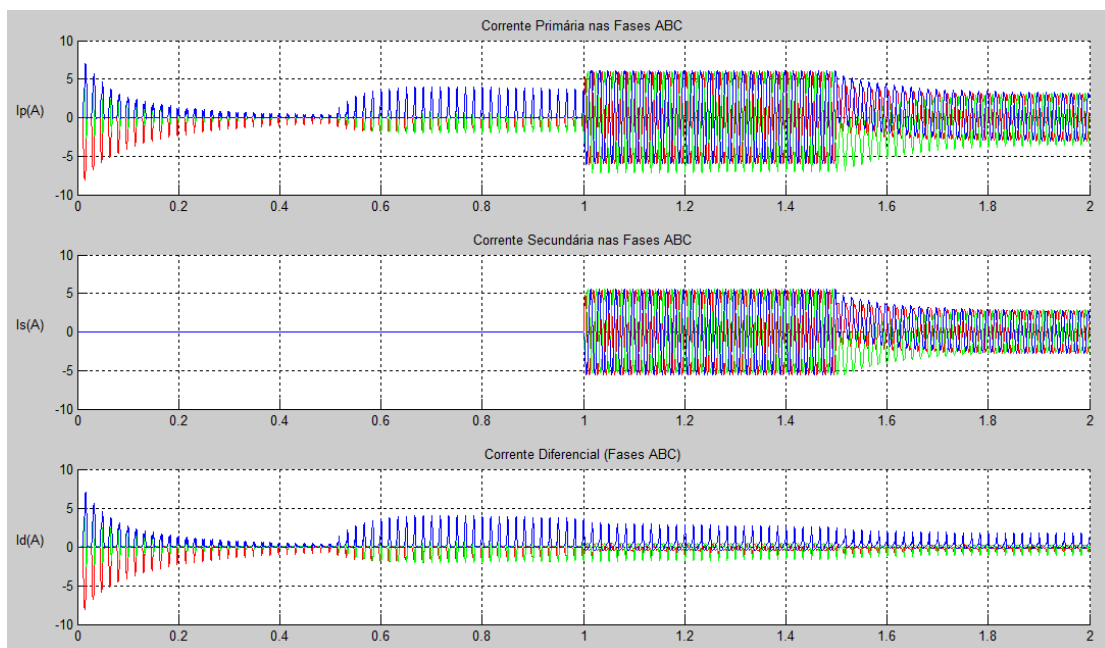


Figura 5.23 – Correntes de fase e diferencial para a sucessão de manobras



Todos os 68 casos de energização e energização solidária foram identificados corretamente pelos métodos propostos, que se mantiveram bloqueado durante todo o período de simulação, demonstrando sua capacidade de identificação de correntes de *inrush* e *sympathetic inrush*. Da mesma forma, no caso da energização sob falta, os métodos propostos identificaram corretamente todas as 200 ocorrências dentro da primeira janela de dados processada, ou seja, 16.6 ms. A tabela 5.4 apresenta o resumo dos resultados obtidos pelos métodos propostos e pelo método tradicional. Por outro lado, o método tradicional apresentou 04 erros de classificação na ocorrência de energização solidária (5.88%) e 05 erros de identificação de energização sob falta (2.5%). Esses 05 erros de identificação de energização sob falta referem-se a curtos-circuitos monofásicos localizados a 5% do enrolamento em Y. Em adição aos 04 erros de classificação de energização solidária e os 05 erros de identificação de energização sob falta, o método tradicional, em algumas ocorrências, apresentou atrasos de tempos muito elevados, como demonstrados na tabela 5.4, que mostra o tempo máximo de atuação de 100.69 ms, o que equivale a mais de 06 ciclos de processamento em 60 Hz. Atrasos dessa magnitude podem ser extremamente danosos ao sistema de potência, podendo causar danos irreversíveis ao equipamento faltoso, instabilidades no sistema elétrico ou desconexões indevidas.

Semelhantemente, para as ocorrências de faltas internas nos enrolamentos do transformador, os métodos propostos identificaram corretamente as 720 ocorrências simuladas com tempo médio de atuação para o método do gradiente de 7.13 ms para faltas no secundário e 7.4 ms para faltas no primário. Já para o método neural o tempo médio de atuação foi de 5.14 ms para ocorrências no enrolamento secundário e de 4.99 ms para ocorrências no enrolamento primário. A tabela 5.5 apresenta o resumo dos resultados obtidos pelos métodos propostos e pelo método tradicional para as faltas simuladas. Por outro lado, o método tradicional apresentou tempo médio de atuação de 16.18 ms para ocorrências no secundário e 18.3 ms para ocorrências no primário. Com base nos resultados obtidos, demonstra-se que os métodos propostos são capazes de realizar rapidamente a distinção entre as correntes de *inrush* e de faltas internas com tempo médio de atuação próximo a

um quarto de ciclo de processamento após a ocorrência da falta para o método neural e próximo a meio ciclo de processamento para o método do gradiente. Em contraste, o método tradicional apresentou, na maioria das ocorrências, tempo de atuação próximo de um ciclo de processamento, muito superiores ao dobro do tempo obtido pelos métodos propostos.

Por fim, comparando-se o desempenho dos métodos propostos entre si, percebe-se que o método neural apresentou respostas mais rápidas do que o método do gradiente. Em média o método neural apresentou tempo de atuação para ocorrências no primário 38,7% mais rápido que o método do gradiente enquanto que para ocorrências no secundário o método neural foi em média 48,3% mais rápido que o método do gradiente.

Tabela 5.4 – Resumo dos resultados obtidos pelos métodos propostos e pelo método tradicional para energização e energização sob falta

Energização e Energização Solidária					
Método	Erros (Un)	Total de Simulações			
		Inrush	Sympathetic Inrush		
Gradiente da Corrente Diferencial	-	36	32		
Mapas Auto-organizáveis	-	36	32		
Restrição por Harmônicos	04	36	32		
Energização sob Curto-Circuito Monofásico					
Método	Tempo de Atuação (ms)			Erros (Un)	Total de Simulações
	Max	Min	Med		
Gradiente da Corrente Diferencial	16.6	16.6	16.6	-	60
Mapas Auto-organizáveis	16.6	16.6	16.6	-	60
Restrição por Harmônicos	100.69	16.6	23.86	05	60
Energização sob Curto-Circuito Bifásico sem Terra					
Método	Tempo de Atuação (ms)			Erros (Un)	Total de Simulações
	Max	Min	Med		
Gradiente da Corrente Diferencial	16.6	16.6	16.6	-	60
Mapas Auto-organizáveis	16.6	16.6	16.6	-	60
Restrição por Harmônicos	25.06	16.6	17.02	-	60
Energização sob Curto-Circuito Bifásico+Terra					
Método	Tempo de Atuação (ms)			Erros (Un)	Total de Simulações
	Max	Min	Med		
Gradiente da Corrente Diferencial	16.6	16.6	16.6	-	60
Mapas Auto-organizáveis	16.6	16.6	16.6	-	60
Restrição por Harmônicos	20.89	16.6	16.74	-	60
Energização sob Curto-Circuito Trifásico					
Método	Tempo de Atuação (ms)			Erros (Un)	Total de Simulações
	Max	Min	Med		
Gradiente da Corrente Diferencial	16.6	16.6	16.6	-	20
Mapas Auto-organizáveis	16.6	16.6	16.6	-	20
Restrição por Harmônicos	16.6	16.6	16.6	-	20

Tabela 5.5 – Resumo dos resultados obtidos pelos métodos propostos e pelo método tradicional para simulação de faltas internas

Curto-Circuito Monofásico										
Método	Secundário					Primário				
	Tempo de Atuação (ms)			Erros (Un)	Total de Simulações	Tempo de Atuação (ms)			Erros (Un)	Total de Simulações
	Max	Min	Med			Max	Min	Med		
Gradiente da Corrente Diferencial	17.49	2.73	7.99	-	75	15.36	2.73	6.93	-	75
Mapas Auto-organizáveis	11.16	2.73	5.81	-	75	9.09	2.73	4.91	-	75
Restrição por Harmônicos	19.56	11.16	15.94	-	75	19.56	15.33	17.17	-	75
Curto-Circuito Bifásico sem Terra (2F)										
Método	Secundário					Primário				
	Tempo de Atuação (ms)			Erros (Un)	Total de Simulações	Tempo de Atuação (ms)			Erros (Un)	Total de Simulações
	Max	Min	Med			Max	Min	Med		
Gradiente da Corrente Diferencial	17.49	2.73	7.71	-	75	15.36	2.73	6.53	-	75
Mapas Auto-organizáveis	11.16	2.73	5.53	-	75	9.06	2.73	4.41	-	75
Restrição por Harmônicos	19.56	11.13	16.45	-	75	23.76	13.26	19.08	-	75
Curto-Circuito Bifásico + Terra (2F+T)										
Método	Secundário					Primário				
	Tempo de Atuação (ms)			Erros (Un)	Total de Simulações	Tempo de Atuação (ms)			Erros (Un)	Total de Simulações
	Max	Min	Med			Max	Min	Med		
Gradiente da Corrente Diferencial	13.29	2.73	6.42	-	75	13.29	4.83	7.66	-	45
Mapas Auto-organizáveis	6.96	2.73	4.52	-	75	4.89	4.83	4.86	-	45
Restrição por Harmônicos	19.56	13.23	16.50	-	75	21.69	17.43	18.77	-	45
Curto-Circuito Trifásico (3F)										
Método	Secundário					Primário				
	Tempo de Atuação (ms)			Erros (Un)	Total de Simulações	Tempo de Atuação (ms)			Erros (Un)	Total de Simulações
	Max	Min	Med			Max	Min	Med		
Gradiente da Corrente Diferencial	13.29	2.73	6.20	-	25	13.29	4.83	7.66	-	15
Mapas Auto-organizáveis	6.96	2.73	4.35	-	25	4.89	4.83	4.86	-	15
Restrição por Harmônicos	17.49	13.23	16.28	-	25	21.69	17.43	18.58	-	15
Curto-Circuito entre Espiras da mesma Fase (Intraespiras)										
Método	Secundário					Primário				
	Tempo de Atuação (ms)			Erros (Un)	Total de Simulações	Tempo de Atuação (ms)			Erros (Un)	Total de Simulações
	Max	Min	Med			Max	Min	Med		
Gradiente da Corrente Diferencial	15.36	2.73	7.32	-	150	27.93	2.73	8.18	-	110
Mapas Auto-organizáveis	9.09	2.73	5.50	-	150	17.49	2.73	5.93	-	110
Restrição por Harmônicos	19.56	7.46	15.73	-	150	23.76	13.23	17.88	-	110

## 5.5 – TESTE DE RUÍDOS

Normalmente os relés digitais mais modernos dispõem de diversos dispositivos utilizados para minimizar a ocorrência de ruídos nos sinais de corrente e tensão processados, tais como transformadores de isolamento, blindagens e filtros. Estes dispositivos tornam os relés digitais bastante imunes a interferências nos sinais processados. Ainda assim, adicionalmente aos testes

realizados, foram incluídos testes com o método do gradiente com a adição de ruído branco nos sinais de correntes. Os testes foram realizados aumentando-se gradativamente a concentração de ruído na faixa de 20 - 10 dB, conforme tabela 5.6.

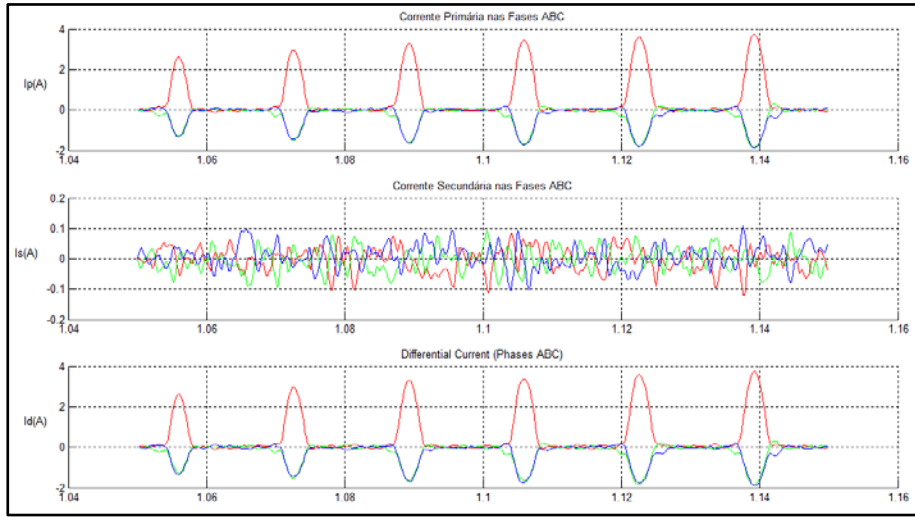
Os resultados demonstraram que a inclusão de ruídos até o percentual citado anteriormente não causou qualquer erro na identificação dos curtos-circuitos testados, demonstrando que o método é imune a ruídos na identificação das faltas internas. Com relação às correntes de *inrush*, até o percentual de 13 dB de ruído o método não apresentou qualquer comportamento errôneo. A partir desse nível até o limite de 10 dB, ocorreram algumas falsas identificações de curto-circuito com desligamentos indevidos. A tabela 5.6 ilustra o resumo dos resultados obtidos.

Tabela 5.6 – Resumo dos resultados obtidos no teste de ruídos

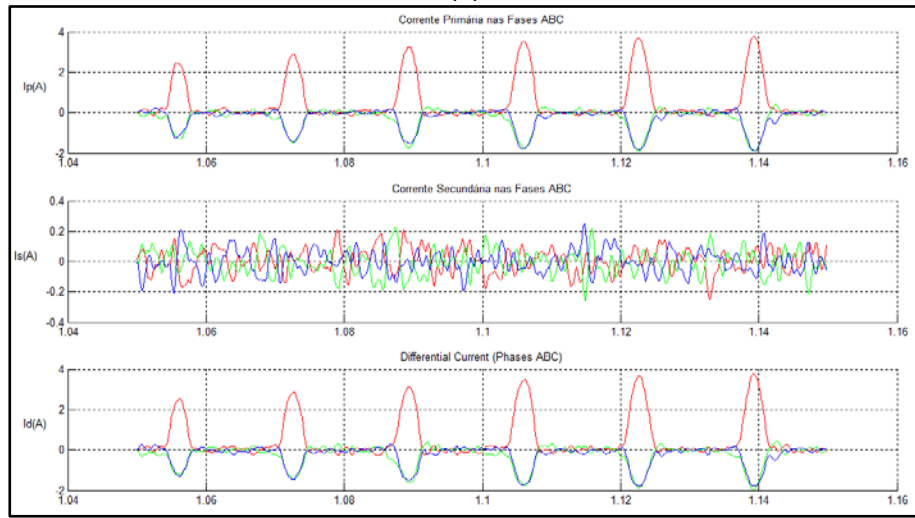
Nível de Ruído (dB)	Erros	Percentual do Total
20	-	0%
16,99	-	0%
15,23	-	0%
13,98	-	0%
13	04	0.4%
12,22	12	1.21%
11,55	10	1.01%
10,97	10	1.01%
10,46	9	0.91%
10	17	1,7%

Como ilustração, as figuras 5.24(a), 5.24(b) e 5.24(c) mostram o comportamento das correntes no primário, secundário e diferencial para um caso particular para 20 dB, 13 dB e 10 dB de ruído branco, respectivamente.

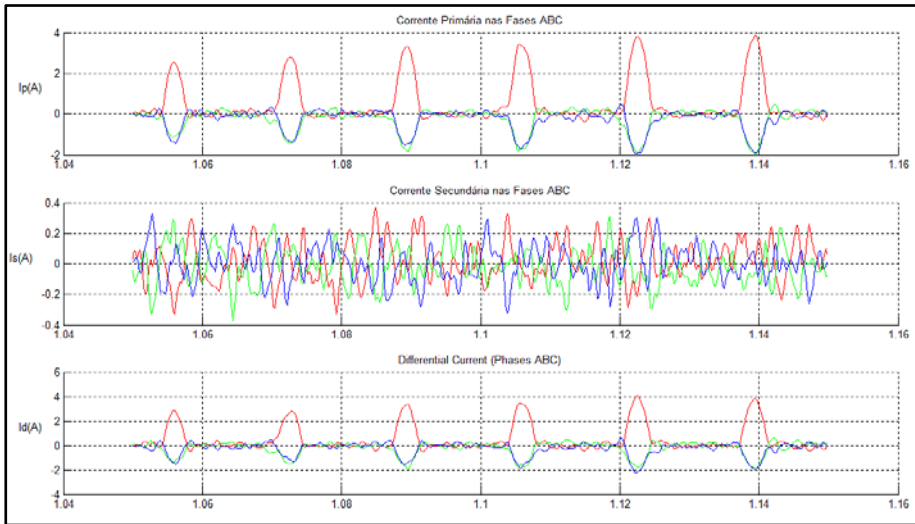
Os testes demonstraram que o método possui significativa imunidade à presença de ruído nos sinais de correntes processados.



(a)



(b)



(c)

Figura 5.24 – Comportamento das correntes para ruído branco em: (a) 20 dB, (b) 13 dB e (c) 10 dB

## 5.6 – CONCLUSÃO

Neste capítulo foram apresentados os resultados obtidos nos testes realizados nos algoritmos de proteção diferencial propostos, que foram executados através do software MATLAB<sup>®</sup>, baseados em simulações realizadas através do software EMTP/ATP. O desempenho dos algoritmos foi avaliado através da simulação de diversas situações de energização do transformador em situação normal e na presença de faltas internas. Os métodos propostos demonstram ser eficientes para identificação de correntes de *inrush* na proteção diferencial de transformadores de potência com tempo de atuação médio inferior aos resultados obtidos pelo método tradicional da restrição por harmônicos.

# CAPÍTULO 6

## CONCLUSÕES E PROPOSTAS PARA TRABALHOS FUTUROS

### 6.1 - CONCLUSÕES

Neste trabalho ficou estabelecido que na proteção diferencial de transformadores de potência existe a possibilidade de atuação indevida do relé diferencial, tendo em vista que certas situações de energização podem ocasionar o surgimento de correntes diferenciais significativas que potencialmente são capazes de provocar a atuação do relé e desconexão do transformador sem que haja a ocorrência de faltas internas. Ficou também definido que os relés diferenciais convencionais utilizam a técnica de restrição por harmônicos, tendo em vista que as correntes diferenciais provenientes de situações de *inrush*, em geral, são ricas em componentes harmônicas de segunda ordem, enquanto que as correntes de curto-circuito apresentam-se com baixos percentuais dessa componente e maior concentração da componente fundamental. No entanto, sabe-se que essa metodologia nem sempre é eficaz, tendo em vista que as correntes de *inrush* podem apresentar-se com baixos percentuais de harmônicos enquanto que as correntes de curto-circuito podem conter harmônicos de todas as ordens. Outra situação verificada na metodologia tradicional é que no caso da ocorrência de energização sob falta interna em parcelas iniciais dos enrolamentos (5% a 10%) a detecção da falta nem sempre é realizada, e quando é; só ocorre depois do decurso de um intervalo de tempo muito grande, pois nesse caso a detecção acontece quando a corrente de *inrush* já sofreu um amortecimento bastante significativo. Isso faz com que a metodologia da restrição por harmônicos seja muito lenta em determinadas situações.

Este trabalho apresentou a proposta de dois métodos para a distinção das correntes de *inrush* das correntes de curto-circuito na proteção diferencial de transformadores de potência. Os

algoritmos propostos são baseados no comportamento do ângulo do vetor gradiente, gerado através da diferenciação numérica do sinal da corrente diferencial. O primeiro método apresentado utiliza como critério de distinção o cálculo do desvio padrão do ângulo do gradiente para as três fases da corrente diferencial e a fixação de um limiar de variação para esse desvio. Por outro lado, o segundo método proposto utiliza-se da capacidade de classificação e reconhecimento de padrões das redes neurais de Mapeamento Auto-organizável de Kohonen para realizar o reconhecimento da forma de onda da corrente diferencial.

Com o intuito de verificar a viabilidade técnica dos algoritmos propostos foram realizados exaustivos testes em um sistema elétrico de potência, através do desenvolvimento dos algoritmos em MATLAB<sup>®</sup>, com base em dados gerados experimentalmente através do software EMTP/ATP. Foram simulados 988 cenários no ATP, os quais foram testados pelos algoritmos propostos. Os cenários simulados foram: Energização do transformador, incluindo ocorrências de energização solidária, energização do transformador sob falta; faltas internas monofásicas, bifásicas e trifásicas nos enrolamentos primário e secundário, faltas internas monofásicas, bifásicas e trifásicas entre espiras da mesma fase no primário e secundário (curto intraespira).

Os resultados obtidos demonstram ser eficientes para identificação de correntes de *inrush* na proteção diferencial de transformadores de potência com tempo de atuação médio inferior aos resultados obtidos pelo método tradicional da restrição por harmônicos.

## 6.2 – PROPOSTAS PARA TRABALHOS FUTUROS

Como sugestão para pesquisas futuras pode-se citar:

- Utilização do desvio médio absoluto como índice de variação angular do vetor gradiente da corrente diferencial;
- Estudar a aplicabilidade das metodologias propostas para a ocorrência de saturação dos transformadores de corrente;



- Avaliar o desempenho do método para outros tipos de redes neurais;
- Estudar a aplicabilidade de outras técnicas de inteligência computacional ao algoritmo, tais como lógica *fuzzy* ou “árvore de decisão”;
- Ampliar os testes através da utilização de dados de oscilografias reais coletados em campo e a comparação com um relé comercial.

# ANEXOS

## ANEXO 1 – CARTÃO DE ENTRADA DE DADOS PARA SIMULAÇÃO NO ATP

BEGIN NEW DATA CASE

```

C
+++++
+
C + DESENVOLVIDO POR RAIDSON JENNER N. DE ALENCAR - ALENCAR, R J N
C + SISTEMA DE PROTEÇÃO DIFERENCIAL DE TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA
C + ÚLTIMA ATUALIZAÇÃO: 12/03/2012
C + SISTEMA COMPLETO COM PRIMÁRIO E SECUNDÁRIO PARTICIONADO
c + PARA SIMULAÇÃO DE CURTOS-CIRCUITOS NO PRIMÁRIO E SECUNDÁRIO
C
+++++
+
C dT >> Tmax >> Xopt >> Copt >> Epsiln>
.0002 2
 1 1 1 1 1 0 0 1 0
C 1 2 3 4 5 6 7 8
C 3456789012345678901234567890123456789012345678901234567890
/BRANCH
C <n1><n2><ref1><ref2><R><L><C>
C <n1><n2><ref1><ref2><R><A><B><Leng><><>0
C
C TRANSFORMADORES DE CORRENTE DO PRIMÁRIO
TRANSFORMER TX0001 1.E5 0
9999
1PLA PA .0001 .1 5.
2TCP1 .85 .1 2.E3
TRANSFORMER TX0002 1.E5 0
9999
1PLB PB .0001 .1 5.
2TCP2 .85 .1 2.E3
TRANSFORMER TX0003 1.E5 0
9999
1PLC PC .0001 .1 5.
2TCP3 .85 .1 2.E3
C
C IMPEDÂNCIAS E RESISTÊNCIAS DO GERADOR
GA GRA .5 1. 0
GB GRB .5 1. 0
GC GRC .5 1. 0
GA GRA .5 0
GB GRB .5 0
GC GRC .5 0
C
C TRANSFORMADORES DE CORRENTE DO SECUNDÁRIO
TRANSFORMER TX0004 1.E5 0
9999
1SA SLA .0001 .1 5.
2TCS1 .85 .1 125.
TRANSFORMER TX0005 1.E5 0
    
```

9999  
 1SB SLB .0001 .1 5.  
 2TCS2 .85 .1 125.  
 TRANSFORMER TX0006 1.E5 0  
 9999  
 1SC SLC .0001 .1 5.  
 2TCS3 .85 .1 125.  
 C  
 C RESISTÊNCIAS DE SAÍDA DOS TCS - SECUNDÁRIO  
 TCS1 S1 100. 0  
 TCS2 S2 100. 0  
 TCS3 S3 100. 0  
 SN 100. 0  
 C  
 C LINHA DE TRANSMISSÃO  
 51L1A L2A 71.86 1145.  
 52L1B L2B 31.01 241.  
 53L1C L2C  
 C < n1 >< n2 ><ref1><ref2>< R >< L >< C >  
 C CARGAS EM ESTRELA  
 L2A 700.82 791.8 0  
 L2B 700.82 791.8 0  
 L2C 700.82 791.8 0  
 C  
 C RESISTÊNCIAS DE SAÍDA DOS TCS - PRIMÁRIO  
 TCP1 P1 100. 0  
 TCP2 P2 100. 0  
 TCP3 P3 100. 0  
 PN 100. 0  
 C  
 C CAPACITÂNCIAS PRIMÁRIAS E SECUNDÁRIAS NO TRAFÓ DE POTÊNCIA  
 C PA .0009 0  
 C PB .0009 0  
 C PC .0009 0  
 C SA .0009 0  
 C SB .0009 0  
 C SC .0009 0  
 C  
 C  
 C < n1 >< n2 ><ref1><ref2>< R >< L >< C >  
 C < n1 >< n2 ><ref1><ref2>< R >< A >< B ><Leng><><>0  
 C 1 2 3 4 5 6 7 8  
 C 34567890123456789012345678901234567890123456789012345678901234567890  
 C TRANSFORMADOR DE POTÊNCIA TRIFÁSICO 25 MVA/13.8/138 KV  
 C PRIMEIRO TRANSFORMADOR  
 TRANSFORMER 1.061 32.28TA 1.E5 0  
 C I >< Flux >  
 C 9999  
 1.061 32.282  
 3.268 35.869  
 20.843 39.455  
 129.04 41.25  
 380.69 42.32  
 9999  
 C ENROLAMENTO PRIMÁRIO EM DELTA - PARTICIONADO

1PA T051A .001 .144 690.  
 2T051A T201A .003 .432 2070.  
 3T201A T601A .008 1.15 5520.  
 4T601A T801A .004 .576 2760.  
 5T801A PC .004 .576 2760.  
 C ENROLAMENTO SECUNDÁRIO EM Y - PARTICIONADO  
 6SA N802A .204 18.1727600.  
 7N802A N602A .204 18.1727600.  
 8N602A N202A .408 36.3355200.  
 9N202A N052A .153 13.6320700.  
 10N052A .051 4.592 6900.  
 C SEGUNDO TRANSFORMADOR  
 TRANSFORMER TA TB 0  
 C ENROLAMENTO PRIMÁRIO EM DELTA - PARTICIONADO  
 1PB T051B  
 2T051B T201B  
 3T201B T601B  
 4T601B T801B  
 5T801B PA  
 C ENROLAMENTO SECUNDÁRIO EM Y - PARTICIONADO  
 6SB N802B  
 7N802B N602B  
 8N602B N202B  
 9N202B N052B  
 10N052B  
 C TERCEIRO TRANSFORMADOR  
 TRANSFORMER TA TC 0  
 C ENROLAMENTO PRIMÁRIO EM DELTA - PARTICIONADO  
 1PC T051C  
 2T051C T201C  
 3T201C T601C  
 4T601C T801C  
 5T801C PB  
 C ENROLAMENTO SECUNDÁRIO EM Y - PARTICIONADO  
 6SC N802C  
 7N802C N602C  
 8N602C N202C  
 9N202C N052C  
 10N052C  
 C  
 C  
 /SWITCH  
 C < n 1>< n 2>< Tclose >< Top/Tde >< Ie >< Vf/CLOP >< type >  
 C CHAVES DE SECCIONAMENTO CONTROLADAS POR TEMPO  
 C CHAVES PRIMÁRIAS - DISJUNTOR  
 GRA PLA .00 2. 0  
 GRB PLB .00 2. 0  
 GRC PLC .00 2. 0  
 C MEDIDORES DE CORRENTE - SECUNDÁRIO  
 S1 SN MEASURING 1  
 S2 SN MEASURING 1  
 S3 SN MEASURING 1  
 C CHAVES SECUNDÁRIAS - DISJUNTOR  
 SLA LTA .0 2. 0  
 SLB LIB .0 2. 0

SLC	LTC	.0	2.	0
C MEDIDORES DE CORRENTE - PRIMÁRIO				
P1	PN		MEASURING	1
P2	PN		MEASURING	1
P3	PN		MEASURING	1
C SIMULAÇÃO DE CURTOS-CIRCUITOS				
C CURTOS-CIRCUITOS MONOFÁSICOS PARA A TERRA NO PRIMÁRIO				
C FASE A				
T051A		2.	2.	
T201A		2.	2.	
T601A		2.	2.	
T801A		2.	2.	
PA		2.	2.	
C FASE B				
T051B		2.	2.	
T201B		2.	2.	
T601B		2.	2.	
T801B		2.	2.	
PB		2.	2.	
C FASE C				
T051C		2.	2.	
T201C		2.	2.	
T601C		2.	2.	
T801C		2.	2.	
PC		2.	2.	
C CURTOS-CIRCUITOS MONOFÁSICOS PARA A TERRA NO SECUNDÁRIO				
C FASE A				
N052A		1.	2.	
N202A		2.	2.	
N602A		2.	2.	
N802A		2.	2.	
SA		2.	2.	
C FASE B				
N052B		2.	2.	
N202B		2.	2.	
N602B		2.	2.	
N802B		2.	2.	
SB		2.	2.	
C FASE C				
N052C		2.	2.	
N202C		2.	2.	
N602C		2.	2.	
N802C		2.	2.	
SC		2.	2.	
C CURTOS-CIRCUITOS BIFÁSICOS SEM TERRA NO PRIMÁRIO				
C FASES A-B				
T051A	T051B	2.	2.	
T201A	T201B	2.	2.	
T601A	T601B	2.	2.	
T801A	T801B	2.	2.	
PA	PB	2.	2.	
C FASES A-C				
T051A	T051C	2.	2.	
T201A	T201C	2.	2.	
T601A	T601C	2.	2.	

T801A T801C	2.	2.
PA PC	2.	2.
C FASES B-C		
T051B T051C	2.	2.
T201B T201C	2.	2.
T601B T601C	2.	2.
T801B T801C	2.	2.
PB PC	2.	2.

#### C CURTOS-CIRCUITOS BIFÁSICOS SEM TERRA NO SECUNDÁRIO

##### C FASES A-B

N052A N052B	2.	2. {5%}
N202A N202B	2.	2. {20%}
N602A N602B	2.	2. {60%}
N802A N802B	2.	2. {80%}
SA SB	2.	2. {100%}

##### C FASES A-C

N052A N052C	2.	2. {5%}
N202A N202C	2.	2. {20%}
N602A N602C	2.	2. {60%}
N802A N802C	2.	2. {80%}
SA SC	2.	2. {100%}

##### C FASES B-C

N052B N052C	2.	2. {5%}
N202B N202C	2.	2. {20%}
N602B N602C	2.	2. {60%}
N802B N802C	2.	2. {80%}
SB SC	2.	2. {100%}

#### C CURTOS-CIRCUITOS INTRAESPIRAS NO PRIMÁRIO

##### C FASE A

T051A T201A	2.	2. {20%}
T051A T601A	2.	2. {60%}
T051A T801A	2.	2. {80%}
T051A PA	2.	2. {100%}
T201A T601A	2.	2. {60%}
T201A T801A	2.	2. {80%}
T201A PA	2.	2. {100%}
T601A T801A	2.	2. {80%}
T601A PA	2.	2. {100%}
T801A PA	2.	2. {100%}

##### C FASE B

T051B T201B	2.	2. {20%}
T051B T601B	2.	2. {60%}
T051B T801B	2.	2. {80%}
T051B PB	2.	2. {100%}
T201B T601B	2.	2. {60%}
T201B T801B	2.	2. {80%}
T201B PB	2.	2. {100%}
T601B T801B	2.	2. {80%}
T601B PB	2.	2. {100%}
T801B PB	2.	2. {100%}

##### C FASE C

T051C T201C	2.	2. {20%}
T051C T601C	2.	2. {60%}
T051C T801C	2.	2. {80%}
T051C PC	2.	2. {100%}

T201C T601C	2.	2. {60%}
T201C T801C	2.	2. {80%}
T201C PC	2.	2. {100%}
T601C T801C	2.	2. {80%}
T601C PC	2.	2. {100%}
T801C PC	2.	2. {100%}

## C CURTOS-CIRCUITOS INTRAESPIRAS NO SECUNDÁRIO

## C FASE A

N052A N202A	2.	2. {20%}
N052A N602A	2.	2. {60%}
N052A N802A	2.	2. {80%}
N052A SA	2.	2. {100%}
N202A N602A	2.	2. {60%}
N202A N802A	2.	2. {80%}
N202A SA	2.	2. {100%}
N602A N802A	2.	2. {80%}
N602A SA	2.	2. {100%}
N802A SA	2.	2. {100%}

## C FASE B

N052B N202B	2.	2. {20%}
N052B N602B	2.	2. {60%}
N052B N802B	2.	2. {80%}
N052B SB	2.	2. {100%}
N202B N602B	2.	2. {60%}
N202B N802B	2.	2. {80%}
N202B SB	2.	2. {100%}
N602B N802B	2.	2. {80%}
N602B SB	2.	2. {100%}
N802B SB	2.	2. {100%}

## C FASE C

N052C N202C	2.	2. {20%}
N052C N602C	2.	2. {60%}
N052C N802C	2.	2. {80%}
N052C SC	2.	2. {100%}
N202C N602C	2.	2. {60%}
N202C N802C	2.	2. {80%}
N202C SC	2.	2. {100%}
N602C N802C	2.	2. {80%}
N602C SC	2.	2. {100%}
N802C SC	2.	2. {100%}

## C CURTOS-CIRCUITOS EXTERNOS NO SECUNDÁRIO

C < n 1 > < n 2 > < Tclose > < Top/Tde > < Ie > < Vf/CLOP > < type >

## C NO INÍCIO DA LINHA

L1A	1	2.
L1B	2.	2.
L1C	2.	2.
L1A L1B	2.	2. {Falta Bifásica sem Terra}
L1A L1C	2.	2. {Falta Bifásica sem Terra}
L1B L1C	2.	2. {Falta Bifásica sem Terra}

## C NO FINAL DA LINHA

L2A	2.	2.
L2B	2.	2.
L2C	2.	2.
L2A L2B	2.	2. {Falta Bifásica sem Terra}
L2A L2C	2.	2. {Falta Bifásica sem Terra}

```

L2B L2C 2. 2. {Falta Bifásica sem Terra}
/SOURCE
C < n 1><>< Ampl. >< Freq. ><Phase/T0>< A1 >< T1 >< TSTART >< TSTOP >
C GERADOR TRIFÁSICO 13.8 KV
14GA 7000 60. 2.
14GB 7000 60. -120. 2.
14GC 7000 60. -240. 2.
/OUTPUT
BLANK BRANCH
BLANK SWITCH
BLANK SOURCE
BLANK OUTPUT
BLANK PLOT
BEGIN NEW DATA CASE
BLANK

```



## ANEXO 2 - DIVULGAÇÃO DO TRABALHO

Apresenta-se a seguir a relação de publicações realizadas com base nos resultados obtidos através dos métodos propostos neste trabalho.

- [1] Alencar, R. J. N. e Bezerra, U. H. Power Transformer Differential Protection Through Gradient of the Differential Current. *Journal of Control, Automation and Electrical Systems*. Brazilian Society for Automatics - SBA. Volume 24, Issue 1 (2013), Page 162-173.
- [2] Alencar, R. J. N. e Bezerra, U. H. *Inrush* Current Identification in Power Transformer Differential Protection through Self-Organizing Maps. IEEE PES Conference on Innovative Smart Grid Technologies, ISGT-LA 2013, São Paulo, Brasil, 2013.
- [3] Alencar, R. J. N. e Bezerra, U. H. A New Method to Identify Inrush Currents in Power Transformers Protection Based on the Differential Current Gradient. *IEEE Transactions on Power Delivery*. Submetido para avaliação.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Ala, S., Tripathy, M. e Singh, A. K. (2009).* Identification of Internal Faults in Power Transformer Using Symmetrical Components and Park's Plots, Third International Conference on Power Systems, Kharagpur, INDIA December 27-29, Paper No: 315, 2009.
- Attenborough, M. (2003).* Mathematics for Electrical Engineering and Computing. Ed. Newnes, 2003
- Barbosa, D. (2010)* Sistema Híbrido Inteligente para o Monitoramento e Proteção de Transformadores de Potência. Tese de Doutorado, EESC, USP, 2010
- Barbosa, D., Coury, D. V., Netto, U. C. e Oleskovicz, M. (2011).* Lógica Nebulosa Aplicada à Proteção Diferencial de Transformadores de Potência, Controle & Automação/Vol.22 no.5/Setembro e Outubro 2011.
- Blackburn, J. L. and Domin, T. J. (2007)* – Protective Relaying – Principles and Applications – 3<sup>a</sup> Ed. - 2007 by Taylor & Francis Group, LLC.
- Canadian/American EMTP User Group (1987). Alternative Transients Program Rule Book. 1987-1995.
- Coury, D. V., Oleskovicz, M e Giovanini, R. (2007).* Proteção Digital de Sistemas Elétricos de Potência: dos Relés Eletromecânicos aos Microprocessados Inteligentes, São Carlos: EESC – USP, 2007
- Darwish, H. e Lehtonen, M. (2009).* Current Differential Relay with a Power-Current Spectrum Blocking for Transformer Protection, IEEE Bucharest Power Tech Conference, June 28th - July 2nd, Bucharest, Romania, 2009.

- Delshad, M. e Fani, B. (2007). A New Method for Discriminating Between Internal Faults and Inrush Current Conditions in Power Transformers Based on Neuro-Fuzzy, International Conference on Power Engineering, Energy and Electrical Devices, POWERENG 2007, April 12-14, 2007, Setubal, Portugal*
- Dowdy, S., Wearden, S. e Chilko, D. (2004). Statistics for Research, by John Wiley & Sons, Inc., Hoboken, New Jersey, Third Edition, 2004.*
- Du, J., Lu, Y., Zhu, G. e Yang, Y. (2009). A New Scalar Product Restraint Transformer Differential Protection Algorithm, 8 th International Conference on Advances in Power System Control, Operation and Management, Pg 1-7, 2009.*
- Eldin, A. A. H. e Refaey, M. A. (2011). A Novel Algorithm for Discrimination Between Inrush Current and Internal Faults in Power Transformer Differential Protection Based on Discrete Wavelet Transform, Electric Power Systems Research, Vol 81, January 2011, Pg 19-24.*
- Elmore, W. A. (2004) – Protective Relaying – Theory and Applications, 2ª Ed. – Published by Marcel Dekker, Inc., 2004*
- Gaouda, A. M. e Salama, M. M. A. (2010). DSP Wavelet-Based Tool for Monitoring Transformer Inrush Currents and Internal Faults, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 25, No 3, July 2010.*
- Gu, J., Zheng, T. e Huang, S. F. (2010). A New Algorithm Based on the Morphological Gradient for Avoiding Mal-operation of Transformer Differential Protection, IEEE Power and Energy Society General Meeting, 25-29 July, 2010*
- Habib, M. e Marín, M. A. (1988). A Comparative Analysis of Digital Relaying Algorithms for the Differential Protection of Three Phase Transformers, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 3, No. 3, August 1988.*

- Harlow, J. H. (2004)*. Electric Power Transformer Engineering, by CRC Press LLC, 2004.
- Hoffman, J. D. (2001)* Numerical Methods for Engineers and Scientists, 2. Ed. 2001 by Marcel Dekker, Inc.
- Hooshyar, A., Afsharnia, S., Sanaye-Pasand, M. e Ebrahimi, B. M. (2010). A New Algorithm to Identify Magnetizing Inrush Conditions Based on Instantaneous Frequency of Differential Power Signal, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 25, No. 4, October 2010
- Hooshyar, A., Afsharnia, S., Sanaye-Pasand, M., Davarpanah, M. e Ebrahimi, B. M. (2012). Time-Domain Analysis of Differential Power Signal to Detect Magnetizing Inrush in Power Transformers, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 27, No. 3, July 2012.
- Horowitz, S. H. and Phadke, A. G. (2008)*- Power System Relaying, 3<sup>a</sup> Ed. – 2008 John Wiley & Sons Ltd.
- Huang, S. R., Chen, H. T., Wu, C. C., Guan, C. Y. e Cheng, C. (2012)* Distinguishing Internal Winding Faults From Inrush Currents in Power Transformers Using Jiles-Atherton Model Parameters Based on Correlation Coefficient. IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 27, No. 2, April 2012.
- IEEE Std C37.91™- (2008)*. IEEE Guide for Protecting Power Transformers, 2008.
- Jazebi, S., Vahidi, B. e Jannati, M. (2011)*. A Novel Application of Wavelet Based SVM to Transient Phenomena Identification of Power Transformers, Energy Conversion and Management, Vol 52, February 2011, 1354 – 1363.
- Jazebi, S., Vahidi, B., Hosseinian, S. H. e Faiz, J. (2009)*. Magnetizing Inrush Current Identification Using Wavelet Based Gaussian Mixture Models, Simulation Modelling Practice and Theory, Vol 17 (2009) 991–1010.
- Jin, E. S., Xia, G. W., Bo, W. Z. Q. e Hossenlopp, L. (2010)*. Study on the Current Differential

Protection of Transformer Based on the Time Difference Method, Proceedings of the International Conference on Modelling, Identification and Control, Okayama, Japan, 17-19 July, 2010

Kasztenny, B., Rosolowski, E. e Lukowicz, M. (1999). Multi-objctive Optimization of a Neural Network based Differential Relay for Power Tranformers, IEEE Transmission and Distribution Conference, 11-16 April, Vol. 2, 476-481, 1999.

*Kasztenny, B., Rosolowski, E., Saha, M. M. e Hillstrom, B. (1997). A Self-organizing Fuzzy Logic Based Protective Relay – An Application to Power Transformer Protection, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 12, No. 3, July 1997.*

*Kulkarni, S. V. e Khaparde, S. A. (2004). Transformer Engineering Design and Practice, by Marcel Dekker, Inc., 2004.*

*Leithold, L. (1994). O Cálculo com Geometria Analítica, Vol 1, 3ª Ed., Ed. Harbra Ltda, 2004.*

*Liu, P., Malik, O. P., Chen, D., Hope, G. S. e Guo, Y. (1992). Improved Operation od Differential Protection of Power Transformers for Internal Faults. IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 7, No. 4, October 1992.*

*Lu, Y. P., Lai, L. L. e Hua, L. D. (2005). New Artificial Neural Network Based Magnetizing Inrush Detection in Digital Differential Protection for Large Transformer, Proceedings of Fourth International Conference on Machine Learning and Cybernetics, Guangzhou, 18-21 August, 2005.*

*Lu, Z., Tang, W., Ji, T. Y. e Wu, Q. H. (2009). A Morphological Scheme for Inrush Identification in Transformer Protection, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 24, No. 2, April 2009.*

- Mao, P. L. e Aggarwal, R. K. (2001).* A New Approach to the Classification of the Transient Phenomena in Power Transformer Using Combined Wavelet Transform and Neural Networks, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 16, No. 4, October 2001.
- Megahed, A. I., Ramadan, A. e El-Mahdy, W. (2008).* Power Transformer Differential Relay Using Wavelet Transform Energies. Power and Energy Society General Meeting, 20-24 July 2008.
- Morante, M. G. e Nicoletti, D. W. (1999).* A Wavelet-based Differential Transformer Protection, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 14, No. 4, October 1999.
- Mortazavi, H. e Zadeh, H. K. (2004).* A new Inrush Restrain Algorithm for Transformer Differential Relays using Wavelet Transform, 2004 International Conference on Power System Technology – POWERCON 2004, Singapore, 21-24 November 2004
- Nagpal, M., Sachdev, M. S., Ning, K e Wedephol, L. M. (1995).* Using a Neural Network for Transformer Protection, Proceedings of EMPD 95, International Conference on Energy Management and Power Delivery, 21-23 November 1995.
- Nosseir, A., Attia, A. S., Tahoona, F. e Osman, N. M. (2008).* A fast and Reliable Transformer Protection System Based on the Transformer Magnetizing Characteristics and Artificial Neural Networks, 12<sup>th</sup> International Middle-East Power System Conference, MEPCON 2008, 12-15 March 2008.
- Oliveira, L. M. R. e Cardoso, A. J. M. (2012a).* Application of Park's Power Components to the Differential Protection of Three-phase Transformers. Electric Power Systems Research, Vol 83 – 2012, Pg 203 – 211.
- Oliveira, L. M. R. e Cardoso, A. J. M. (2012b).* Extended Park's vector approach-based

differential protection of three-phase power transformers. IET Electric Power Applications, 2012, Vol. 6, Iss. 8, pp. 463–472

*Oliveira, M. O. e Bretas, A. S. (2009).* Application of Discrete Wavelet Transform for Differential Protection of Power Transformers. IEEE Bucharest Power Tech Conference, 28 June – 02 July, 2009

*Ozgonenel, O., Khan, M. A. e Rahman, M. A (2008).* Wavelet Power Based Transformer Internal Fault Protection Algorithm, 9 th International Conference on Developments in Power System Protection, Pg 280-284, 2008.

*Patterson, R. W., McCannon, W. P. e Kobet, G. L. (2000).* A Consideration of Inrush Restraint Methods in Transformer Differential Relays, 54th Annual Georgia Tech Protective Relaying Conference, 3-5 May, 2000

*Prikler, L. e Hoidalén, H. K. (2009).* ATPDRAW version 5.6 for Windows 9x/NT/2000/XP/Vista - Users' Manual, 2009

*Rahman, M. A. e Jeyasurya, B. (1988).* A State-of-the-art Review of Transformer Protection Algorithms. IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 3, No. 2, April 1988.

*Rahmati, A. (2010).* An Adaptive Differential Relay for CT Saturation Based on Wavelet Transform, International Conference on Advances in Energy Engineering, pg 89-94, 2010

*Rahmati, A. e Pasand, M. S. (2012).* A Fast WT-based Algorithm to Distinguish Between Transformer Internal Faults and Inrush Currents, European Transactions on Electrical Power 2012; Vol 22, Pg 471–490.

*Rahmati, A. e Pasand, S. M. (2008).* New Method for Discrimination of Transformers Internal Faults from Magnetizing Inrush Currents Using Wavelet Transform, Joint International

Conference on Power System Technology and IEEE Power Indian Conference, 12-15 October 2008

*Rebizant, W. Bejmert, D. e Schiel, L. (2007).* Transformer Differential Protection with Neural Network Based Inrush Stabilization, IEEE Lausanne Power Tech Conference, 2007, Pg 1209 – 1214.

*Saleh, S. A. e Rahman, M. A. (2010)* Testing of a Wavelet-Packet-Transform-Based Differential Protection for Resistance-Grounded Three-Phase Transformers, IEEE Transactions on Industry Applications, Vol. 46, No. 3, May/June 2010

*Samantaray, S. R. e Dash, P. K. (2011).* Decision Tree Based Discrimination Between Inrush Currents and Internal Faults in Power Transformer. Electrical Power and Energy Systems 33 (2011) 1043–1048.

*Segatto, E. C., Coury, D. V., Tavares, M. C. e Campos P. E. G. (2003).* Alto Desempenho na Proteção Diferencial de Transformadores de Potência com a Utilização de Redes Neurais Artificiais. SBA – Controle & Automação, Vol. 19, nº 1, pg 93-106, 2003

*Sharp, R. L. e Glassburn, W. E. (1958).* A Transformer Differential Relay with Second-Harmonic Restraint. AIEE Transactions of Power, Apparatus and Systems, Part III, Vol 77, Pg 913 – 918, 1958.

*Sidhu, T. S., Sachdev, M. S., Wood, H. C. e Nagpal, M. (1992).* Design, Implementation and Testing of a Microprocessor-based High-speed Relay for Detecting Transformer Winding Faults. IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 7 No.1, January 1992.

*Smith, S W. (1999)* The Scientist and Engineer's Guide to Digital Signal Processing, California Technical Publishing San Diego, California, Second Edition, 1999.



- Sonnemann, W. K., Wagner, C. L. e Rockefeller, G. D (1958)* Magnetizing Inrush Phenomena in Transformer Banks, AIEE Transactions of Power, Apparatus and Systems, Part III, Vol 77, Pg 884 – 892.
- Sykes, J. A. e Morrison, I. F. (1972).* A Proposed Method of Harmonic Restraint Differential Protection of Transformers by Digital Computers, IEEE Summer Meeting and International Symposium on High Power Testing, Portland, Ore., July 18-23, 1971
- Tripathy, M. e Ala, S. (2009).* Optimal Radial Basis Function Neural Network Power Transformer Differential Protection, IEEE Bucharest Power Tech Conference, June 28th - July 2nd, Bucharest, Romania, 2009.
- Tripathy, M., Maheshwari, R. P. e Verma, H. K. (2008).* Radial Basis Probabilistic Neural Network for Differential Protection of Power Transformer, IET Gener. Transm. Distrib., 2008, 2, (1), pp. 43–52.
- Wang, J. e Hamilton, R. (2008).* Analysis of Transformer Inrush Current and Comparison of Harmonic Restraint Methods in Transformer Protection, 61st Annual Conference for Protective Relay Engineers, 1-3 April, 2008
- Wilkinson, W. A. e Cox, M. D. (1996).* Discrete Wavelet Analysis of Power System Transients, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 11, No. 4, November 1996.
- Wu, Q. H., Lu, Z. e Ji, T. Y. (2009).* Protective Relaying of Power Systems Using Mathematical Morphology, Springer-Verlag London Limited, 2009
- Zadeh, H. K. e Pasand, M. S. (2004).* Power Transformer Differential Protection Scheme Based on Wavelet Transform and Artificial Neural Network Algorithms, 39 th International universities Power Engineering Conference, UPEC 2004, Vol 1, Pg 747 – 752.

*Zendehdel, M. H e Pasand, M. P. (2009). Development of a Data Compression Index for Discrimination between Transformer Internal Faults and Inrush Currents, IEEE Power & Energy Society General Meeting, PES 2009, Pg 1-7, 2009.*