



**UNIVERSIDADE FEDERAL DE SÃO JOÃO DEL-REI
CENTRO FEDERAL DE EDUCAÇÃO TECNOLÓGICA
DE MINAS GERAIS**



PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

ALINE FRAGA SILVA

**PROTEÇÃO DIFERENCIAL DE TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA
A PARTIR DE REDES NEURAIS ARTIFICIAIS**

Belo Horizonte

2020

ALINE FRAGA SILVA

**PROTEÇÃO DIFERENCIAL DE TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA
A PARTIR DE REDES NEURAIS ARTIFICIAIS**

Dissertação de Mestrado submetida à Banca Examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, associação ampla entre a Universidade Federal de São João del-Rei e o Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais, como requisito parcial para obtenção de título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Área de Concentração: Sistemas Elétricos

Linha de Pesquisa: Planejamento e Operação de Sistemas Elétricos de Potência

Orientador: Prof. Dr. Rafael Silva Alípio

Coorientador: Prof. Dr. Eduardo Gonzaga da Silveira

Belo Horizonte

2020

Aline Fraga Silva.

Proteção Diferencial de Transformadores de Potência a partir de Redes Neurais Artificiais.

Belo Horizonte, dezembro, 2020.

Texto da Dissertação de Mestrado apresentado ao Centro Federal de Educação
Tecnológica de Minas Gerais.

PROTEÇÃO DIFERENCIAL DE TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA A PARTIR DE REDES NEURAIS ARTIFICIAIS

ALINE FRAGA SILVA

Texto da Dissertação de Mestrado submetido à Banca Examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica do Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais, como requisito parcial para obtenção de título de Mestre em Engenharia Elétrica.

BANCA EXAMINADORA:

Prof. Dr. Rafael Silva Alípio (Orientador)
PPGEL / CEFET-MG

Prof. Dr. Eduardo Gonzaga da Silveira (Coorientador)
PPGEL / CEFET-MG

Prof. Dr. Luís Henrique Lopes Lima
DEE / UFJF

Profa. Dr. Úrsula do Carmo Resende
PPGEL / CEFET-MG

Dedico este trabalho aos meus pais,
Francisco e Rosilene, e aos meus irmãos,
Felipe e Bruno, que sempre me apoiam
incondicionalmente.

AGRADECIMENTOS

Primeiramente e sempre a Deus, por ter me sustentado e dado perseverança para superar todas as dificuldades ao longo de mais esta jornada.

Aos meus pais, Francisco e Rosilene, por sempre acreditarem no meu potencial e nunca medirem esforços para eu alcançar meus objetivos.

Aos meus irmãos, Felipe e Bruno, pelo constante incentivo e apoio.

Aos professores Rafael Alípio e Eduardo Gonzaga pela orientação e atenção dispensada na elaboração deste trabalho.

A todos os professores e funcionários do CEFET-MG pela valiosa contribuição na minha formação acadêmica.

Aos amigos do mestrado pelo conhecimento compartilhado.

E a todos que, direta ou indiretamente, contribuíram para a conclusão desta etapa da minha vida.

*“Há uma força motriz mais poderosa que o vapor, a eletricidade e a energia atômica:
a vontade.”*

Albert Einstein

Resumo

A proteção diferencial é a filosofia de proteção mais utilizada em transformadores de potência. No entanto, os algoritmos convencionais apresentam ineficiências operacionais, podendo provocar a atuação indevida dos relés em situações não faltosas. Nesse contexto, com o objetivo de aprimorar a técnica tradicional, este trabalho apresenta um algoritmo de proteção diferencial para transformadores de potência baseado em Rede Neural Artificial. O sistema elétrico estudado é modelado e simulado no *software Alternative Transients Program*. O esquema de proteção proposto é para um transformador de 100 MVA. Os fenômenos eletromagnéticos simulados são: energização, energização solidária, sobre-excitação, saturação de transformadores de corrente e faltas externas e internas à zona de proteção. O banco de dados gerado contém 1210 arquivos, sendo 80% para treinamento e 20% para testes da rede neural. O algoritmo desenvolvido possui um módulo específico para identificação e detecção de cada evento simulado. Esta ferramenta de inteligência computacional é implementada no *software* MATLAB®. O algoritmo proposto também é testado com um sistema elétrico com transformador de 18 MVA. Os resultados obtidos mostram que a metodologia desenvolvida apresenta desempenho superior quando comparada à proteção convencional com restrição harmônica, mostrando-se como uma solução promissora neste tipo de aplicação.

Palavras-chave: Rede Neural Artificial. Proteção Diferencial. Transformadores de Potência.

Abstract

Differential protection is the most common protection philosophy applied to power transformers. However, the conventional algorithms present operational inefficiencies, causing incorrect trip of the relays in non-fault situations. In this context, aiming to improve the traditional technique, this work presents a differential protection algorithm for power transformers based on Artificial Neural Network. The electrical system studied is modeled and simulated on the Alternative Transient Program software. The protection scheme is proposed for a 100 MVA transformer. The simulated electromagnetic phenomena are inrush, sympathetic inrush, overexcitation, current transformers saturation, and external and internal faults in the protection zone. The database created contains 1,210 files, being 80% for training and 20% for neural network testing. The developed algorithm has a specific module for the identification and detection of each simulated event. This computational intelligence tool is implemented on the MATLAB® software. The proposed algorithm is also tested with an electrical system with an 18 MVA transformer. The obtained results show that the developed methodology presents superior performance when compared to conventional differential protection with harmonic restraint, proving to be a promising solution in this type of application.

Keywords: Artificial Neural Network. Differential Protection. Power Transformers.

Lista de Figuras

Figura 1.1 - Compensações de continuidade das concessionárias.....	4
Figura 2.1 - Relé eletromecânico.....	7
Figura 2.2 - Relé eletrônico.....	8
Figura 2.3 - Relé digital.....	9
Figura 2.4 - Fluxograma de proteção para um relé digital.....	10
Figura 2.5 - Arquitetura interna do relé.....	11
Figura 2.6 - Arranjo da conversão A/D do relé.....	11
Figura 2.7 - Conexões básicas de um sistema de proteção diferencial de transformadores.....	13
Figura 2.8 - Curva característica de operação do relé diferencial.....	16
Figura 2.9 - Frequências na energização de um transformador.....	17
Figura 2.10 - Correntes de <i>inrush</i> de um transformador real.....	21
Figura 2.11 - Forma de onda típica da corrente de energização.....	23
Figura 2.12 - Circuito de energização solidária.....	25
Figura 2.13 - Forma de onda das correntes primária e secundária de um TC saturado.....	27
Figura 2.14 - Corrente de excitação de um transformador sobre-excitado.....	28
Figura 2.15 - Correntes diferenciais causadas por uma falta externa trifásica em um transformador real de 120 MVA.....	29
Figura 3.1 - Representação de um neurônio humano.....	34
Figura 3.2 - Modelo de neurônio binário.....	35
Figura 3.3 - Modelo atual da célula de uma RNA.....	36
Figura 3.4 - Principais funções de ativação.....	36
Figura 3.5 - Rede de camada única.....	37
Figura 3.6 - Rede multicamadas.....	37
Figura 3.7 - Rede neural <i>feedback</i> ou cíclica.....	38
Figura 3.8 - Aprendizado supervisionado.....	40
Figura 3.9 - Aprendizado não-supervisionado.....	40
Figura 3.10 - Rede neural completa com três camadas.....	42
Figura 3.11 - Fluxo de processamento do algoritmo <i>Backpropagation</i>	43
Figura 4.1 - Diagrama do sistema elétrico simulado.....	46
Figura 4.2 - Janela de parametrização dos dados do gerador trifásico.....	47
Figura 4.3 - Janela de parametrização da impedância do gerador.....	48
Figura 4.4 - Disposição geométrica dos condutores fase e para-raios na torre de transmissão.....	50

Figura 4.5 - Janela de parametrização do modelo JMARTI.....	51
Figura 4.6 - Janela de parametrização dos dados geométricos da linha de transmissão a partir do modelo JMARTI.....	51
Figura 4.7 - Modelo BCTRAN para transformador de 2 enrolamentos com núcleo externo.	54
Figura 4.8 - Janela de parametrização dos dados do ensaio a vazio do transformador.	56
Figura 4.9 - Janela de parametrização dos dados do ensaio de curto-circuito do transformador.	56
Figura 4.10 - Conexão de TCs Δ/Y em um transformador Y/Δ	58
Figura 4.11 - Modelo STC do ATPDraw.....	58
Figura 4.12 - Curvas características de excitação dos TCs da SEL.	59
Figura 4.13 - Janela de parametrização do TC do primário do transformador (característica da curva de saturação).....	60
Figura 4.14 - Janela de parametrização do TC do secundário do transformador (característica da curva de saturação).....	61
Figura 4.15 - Janela de parametrização da linha de distribuição.....	62
Figura 4.16 - Janela de parametrização da carga trifásica.	63
Figura 4.17 - Correntes diferenciais causadas pela energização do transformador a vazio.	65
Figura 4.18 - Energização solidária no transformador a vazio.....	67
Figura 4.19 - Correntes primárias do transformador durante a saturação dos TCs.	68
Figura 4.20 - Correntes secundárias do transformador durante a saturação dos TCs.....	68
Figura 4.21 - Correntes diferenciais causadas pela saturação dos TCs.....	69
Figura 4.22 - Correntes primárias do transformador durante a sobre-excitação.....	70
Figura 4.23 - Correntes secundárias do transformador durante a sobre-excitação.	70
Figura 4.24 - Correntes diferenciais causadas pela sobre-excitação no transformador.....	71
Figura 4.25 - Correntes diferenciais causadas por uma falta externa bifásica BC com resistência de falta de 10 Ω	73
Figura 4.26 - Correntes diferenciais causadas por uma falta interna monofásica AT com resistência de falta de 10 Ω	75
Figura 5.1 - Fluxograma do algoritmo proposto.....	76
Figura 5.2 - Janela de dados	77
Figura 5.3 - Formas de onda da corrente amostrada e estimada.	78
Figura 5.4 - Monitor de transitórios para uma falta externa AT.....	80
Figura 5.5 - Arquitetura da RNA.....	81
Figura 5.6 - Arquitetura da RNA no MATLAB®.	83
Figura 5.7 - Janela de dados aplicada na RNA.	84

Figura 6.1 - Plano de operação do relé diferencial com restrição harmônica para um caso de energização.....	89
Figura 6.2 - Bias do relé diferencial com restrição harmônica para um caso de energização.	90
Figura 6.3 - Plano de operação do relé diferencial com restrição harmônica para um caso de energização solidária.....	91
Figura 6.4 - Bias do relé diferencial com restrição harmônica para um caso de energização solidária.....	91
Figura A.1 - Janela de parametrização dos dados do gerador trifásico.	103
Figura A.2 - Janela de parametrização da impedância do gerador.	103
Figura A.3 - Geometria da LT de 138 kV.....	104
Figura A.4 - Janela de parametrização do modelo JMARTI.	105
Figura A.5 - Janela de parametrização dos dados geométricos da linha de transmissão a partir do modelo JMARTI.....	106
Figura A.6 - Janela de parametrização dos dados do ensaio a vazio do transformador.....	107
Figura A.7 - Janela de parametrização dos dados do ensaio de curto-circuito do transformador.	108
Figura A.8 - Janela de parametrização do TC do primário do transformador (característica da curva de saturação).....	109
Figura A.9 - Janela de parametrização do TC do secundário do transformador (característica da curva de saturação).....	109
Figura A.10 - Janela de parametrização da linha de distribuição.	110
Figura A.11 - Janela de parametrização da carga trifásica.....	111

Lista de Tabelas

Tabela 1.1 - Estatística de falhas para alguns equipamentos do sistema.	2
Tabela 1.2 - Desligamentos forçados de transformadores em 2011.	3
Tabela 2.1 - Conteúdo harmônico das correntes de energização.	24
Tabela 4.1 - Parâmetros elétricos do gerador.	47
Tabela 4.2 - Parâmetros dos condutores fase.....	49
Tabela 4.3 - Parâmetros dos condutores para-raios.	49
Tabela 4.4 - Parâmetros elétricos do transformador.	55
Tabela 4.5 - Ensaio a vazio (lado de baixa tensão).....	55
Tabela 4.6 - Ensaio de curto-circuito (lado de menor corrente).	55
Tabela 4.7 - Parâmetros elétricos dos TCs.	60
Tabela 4.8 - Parâmetros da linha de distribuição.	61
Tabela 4.9 - Combinação de parâmetros para os casos de energização (120 casos).....	64
Tabela 4.10 - Combinação de parâmetros para os casos de energização solidária (120 casos).	66
Tabela 4.11 - Combinação de parâmetros para os casos de saturação (70 casos).	67
Tabela 4.12 - Combinação de parâmetros para os casos de sobre-excitação (100 casos)..	69
Tabela 4.13 - Combinação de parâmetros para os casos de faltas externas (400 casos). ...	72
Tabela 4.14 - Combinação de parâmetros para os casos de faltas internas (400 casos).	74
Tabela 5.1 - Topologia da RNA.....	82
Tabela 6.1 - Desempenho do algoritmo proposto para o transformador de 100 MVA - Teste I.	86
Tabela 6.2 - Desempenho do algoritmo proposto para o transformador de 18 MVA - Teste II.	87
Tabela 6.3 - Eficiência do algoritmo proposto.	87
Tabela 6.4 - Valores de PCT_h	88
Tabela 6.5 - Desempenho do algoritmo com restrição harmônica para o transformador de 100 MVA - Teste III.	88
Tabela 6.6 - Desempenho do algoritmo com restrição harmônica para o transformador de 18 MVA - Teste IV.	90
Tabela 6.7 - Eficiência do algoritmo com restrição harmônica.	92
Tabela 6.8 - Comparação da eficiência global do algoritmo de proteção diferencial proposto com a técnica convencional com restrição harmônica.	92
Tabela A.1 - Parâmetros elétricos do gerador.....	102

Tabela A.2 - Parâmetros dos condutores fase.	104
Tabela A.3 - Parâmetros dos condutores para-raios.	105
Tabela A.4 - Parâmetros elétricos do transformador.	106
Tabela A.5 - Ensaio a vazio (lado de baixa tensão).	107
Tabela A.6 - Ensaio de curto-circuito (lado de menor corrente).	107
Tabela A.7 - Parâmetros elétricos dos TCs.	108

Lista de Abreviaturas e Siglas

A/D	Analógico/Digital
AG	Algoritmo Genético
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANSI	<i>American National Standards Institute</i>
ATP	<i>Alternative Transient Program</i>
EPROM	<i>Erasable Programmable Read-Only Memory</i>
EEPROM	<i>Electrically-Erasable Programmable Read-Only Memory</i>
LCC	<i>Line/Cable Constants</i>
LT	Linha de Transmissão
MLP	<i>Multilayer Perceptron</i>
MSE	<i>Mean Square Error</i>
OPGW	<i>Optical Ground Wire</i>
PNN	<i>Probabilistic Neural Network</i>
PRODIST	Procedimentos de Distribuição
PROM	<i>Programmable Read-Only Memory</i>
PSO	<i>Particle Swarm Optimization</i>
RAM	<i>Random-Access Memory</i>
RNA	Rede Neural Artificial
ROM	<i>Read-Only Memory</i>
SEL	<i>Schweitzer Engineering Laboratories</i>
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SIN	Sistema Interligado Nacional
STC	<i>Saturable Transformer Component</i>
TC	Transformador de Corrente
TF	Transformada de Fourier
TP	Transformador de Potencial
TW	Transformada <i>Wavelet</i>

Lista de Símbolos

$N_p : N_s$	Relação de transformação entre o primário e o secundário do transformador
V_p, V_s	Tensões do primário e secundário
i_p, i_s	Correntes do primário e secundário
$1 : n_p, 1 : n_s$	Relações de transformação dos TCs nos ramais primário e secundário
B_{R1}, B_{R2}	Bobinas de restrição do primário e secundário
B_0	Bobina de sobrecorrente
R	Relé de sobrecorrente
I_{RT}	Corrente de restrição
I_{OP}	Corrente de operação
δ	Fator de compensação da corrente I_{RT}
K	Característica diferencial percentual
$P_{\min}$	Corrente de operação mínima
K_h	Constante de proporcionalidade que relaciona a corrente fundamental à de ordem harmônica
PCT_h	Valor de bloqueio do harmônico de ordem h
I_h	Corrente harmônica de ordem h
I_{PU}	Corrente mínima de atuação do relé
v_1	Tensão senoidal no enrolamento primário do transformador
r_1	Resistência do enrolamento primário do transformador
i_0	Corrente a vazio
l_1	Comprimento do enrolamento primário do transformador
N_1	Número de espiras do enrolamento primário do transformador
ϕ	Fluxo de dispersão
V_{1m}	Tensão no instante de energização $t = 0$
ω	Frequência angular
t	Tempo
β	Ângulo que define a tensão V_{1m}

ϕ_0	Fluxo residual no instante $t = 0$
ϕ_m	Fluxo na energização
ϕ_{pico}	Fluxo de pico produzido pela corrente i_0
T_1	Transformador em operação
T_2	Transformador sendo energizado
I_{T1}, I_{T2}	Correntes dos transformadores T_1 e T_2
$V_{m\acute{a}x}$	Tensão máxima no enrolamento do transformador
n	Número de espiras
ϕ_B	Fluxo magnético
f	Frequência
ρ	Limiar unitário
w_{ij}	Peso sináptico que conecta o neurônio j ao neurônio i
n_i	Função de saída para o neurônio i
$\theta(x)$	Função Degrau
X	Vetor de dados de entrada
W_i	Matriz de valores de peso associados a cada entrada
$h_i^{(m)}$	Entrada para um dado neurônio i com seus pesos correspondentes de uma certa camada m
F_i	Função de transferência sigmoideal do neurônio i
b_i	Unidades bias
d	Saída desejada da rede para cada entrada
$y_i^{(m)}$	Saída do neurônio i na camada m
E_p	Erro <i>Backpropagation</i>
d_j	Diferença máxima entre o valor de aprendizado e a saída desejada para o neurônio j
y_j	Saída desejada para o neurônio j
R_0, R_+	Resistência de sequência zero e de sequência positiva
L_0, L_+	Indutância de sequência zero e de sequência positiva
R_{IN}	Raio interno do condutor

R_{OUT}	Raio externo do condutor
R_{DC}	Resistência do condutor
$[R]$	Matriz de resistência
$[L]$	Matriz de indutância
$[A]$	Matriz inversa da matriz $[L]$
$[Z]$	Matriz de impedância
$[V]$	Vetor de tensão
$[I]$	Vetor de corrente
$[Y]$	Matriz de admitância
V_0	Tensão de sequência zero
$3I_0$	Corrente de sequência zero
R_{mag}	Resistência de magnetização
y	Valores amostrados
$\hat{y}$	Valores estimados
r_k	Resíduo gerado pela amostra k da janela de dados
M_k	Valor do monitor de transitórios em cada instante k
NPC	Número de pontos amostrados por ciclo da frequência fundamental
X_{norm}	Valor normalizado
X	Valor da amostra
$X_{m\acute{a}x}$	Valor máximo do conjunto de amostras

SUMÁRIO

CAPÍTULO 1	INTRODUÇÃO	1
1.1	Contextualização	1
1.2	Relevância do Tema	2
1.3	Objetivos	5
1.3.1	Geral	5
1.3.2	Específicos.....	5
1.4	Organização do texto	5
1.5	Publicações	6
CAPÍTULO 2	REVISÃO DA LITERATURA	7
2.1	A Evolução dos Relés de Proteção	7
2.1.1	Arquitetura do Relé Digital.....	9
2.2	Proteção Diferencial	12
2.2.1	Relé Diferencial Percentual	13
2.2.2	Proteção Diferencial com Bloqueio de Harmônicos	16
2.2.3	Proteção Diferencial com Restrição por Harmônicos.....	18
2.3	Correntes Diferenciais Indesejadas.....	19
2.3.1	Energização	20
2.3.2	Energização Solidária.....	24
2.3.3	Saturação dos Transformadores de Corrente	26
2.3.4	Sobre-excitação do Transformador	27
2.3.5	Faltas Externas	29
2.4	Técnicas para Aprimoramento da Proteção Diferencial	29
CAPÍTULO 3	REDE NEURAL ARTIFICIAL	33
3.1	Introdução	33
3.2	Funcionamento da RNA	34
3.2.1	Arquitetura da Rede.....	37
3.2.2	Processo de Aprendizagem ou Treinamento	38
3.3	Rede Neural MLP e o Algoritmo <i>Backpropagation</i>	41
CAPÍTULO 4	MODELAGEM DO SISTEMA ELÉTRICO	45
4.1	Sistema Elétrico.....	45
4.1.1	Gerador Trifásico	47
4.1.2	Linha de Transmissão	48
4.1.3	Transformador de Potência	52
4.1.4	Transformadores de Corrente	57
4.1.5	Linha de Distribuição	61
4.1.6	Carga Trifásica.....	62

4.2	Simulações Realizadas	63
4.2.1	Energização	64
4.2.2	Energização Solidária.....	65
4.2.3	Saturação dos TCS	67
4.2.4	Sobre-excitação	69
4.2.5	Faltas Externas	71
4.2.6	Faltas Internas	73
CAPÍTULO 5 ALGORITMO PROPOSTO		76
5.1	Implementação do Algoritmo	76
5.1.1	Processamento dos Dados de Entrada	76
5.1.2	Detecção do transitório	77
5.1.3	Implementação da RNA.....	80
CAPÍTULO 6 RESULTADOS OBTIDOS		86
6.1	Desempenho do Algoritmo Proposto.....	86
6.2	Desempenho do Algoritmo Convencional com Restrição Harmônica	87
CAPÍTULO 7 CONCLUSÃO		93
7.1	Conclusão	93
7.2	Propostas de Trabalhos Futuros	94
REFERÊNCIAS.....		95
APÊNDICE A MODELAGEM DO SISTEMA ELÉTRICO COM TRANSFORMADOR DE 18 MVA		102
A.1	Parâmetros do Gerador Equivalente	102
A.2	Parâmetros da Linha de Transmissão.....	104
A.3	Parâmetros do Transformador de Potência	106
A.4	Parâmetros dos Transformadores de Corrente	108
A.5	Parâmetros da Linha de Distribuição	110
A.6	Parâmetros da Carga Trifásica.....	110

CAPÍTULO 1 INTRODUÇÃO

1.1 Contextualização

O sistema elétrico de potência (SEP) é suscetível a transitórios, como os que ocorrem por manobras, faltas¹ e harmônicos gerados por cargas não lineares. Esses, caso levem a uma condição operacional indesejada, devem ser detectados pelos dispositivos de proteção de modo a restabelecer o funcionamento normal do sistema elétrico.

Dentre os diversos equipamentos que constituem o SEP, destacam-se os transformadores de potência, que são responsáveis pelo funcionamento do sistema elétrico com os níveis de tensão adequados. Para isto, requerem cuidados especiais quanto à manutenção, operação e proteção.

Diferentes tipos de proteção são empregados nos transformadores, considerando condições atípicas como sobrecorrente, sobre-excitação, baixo nível de óleo, aquecimento, acúmulo de gás no tanque e aumento da pressão interna. Além disto, de forma preditiva podem ser feitos ensaios periódicos no óleo isolante e também termografia, de forma a evitar futuras falhas (KINDERMANN, 2005).

Geralmente, os relés diferenciais são usados na proteção primária de grandes transformadores, com potência nominal igual ou superior a 10 MVA, segundo a norma IEEE C37.91 (IEEE, 2008). Em tais relés, as correntes diferenciais são comparadas a um ajuste preestabelecido e no caso de uma falta interna, o transformador deverá ser desconectado do restante do sistema (SEGATTO; COURY, 2006).

O surgimento da tecnologia digital permitiu o desenvolvimento de relés digitais microprocessados, que são mais rápidos e confiáveis quando comparados aos relés eletromecânicos e estáticos. Entretanto, a proteção diferencial ainda apresenta ineficiência na identificação de determinados eventos, como correntes de energização (*inrush*), energização solidária (*sympathetic inrush*), faltas externas, saturação de transformadores de corrente (TCs), sobre-excitação, entre outros, os quais podem resultar em um *trip*² incorreto.

Desta forma, os relés diferenciais necessitam estar em constante evolução, uma vez que a expansão e a modernização das instalações do sistema elétrico acarretam maior complexidade operacional e exige sistemas de proteção com algoritmos cada vez mais

¹ Refere-se a curtos-circuitos.

² Sinal enviado por um dispositivo de proteção para a abertura do disjuntor quando há a detecção de uma condição anormal de operação.

confiáveis, a fim de garantir a segurança operativa e que condições indesejáveis sejam extintas de forma rápida e apropriada.

1.2 Relevância do Tema

Assim como os demais componentes do sistema elétrico, os transformadores estão sujeitos a falhas. A Tabela 1.1 apresenta a probabilidade de ocorrência de falhas nos equipamentos do sistema elétrico.

Tabela 1.1 - Estatística de falhas para alguns equipamentos do sistema.

Componente	Percentual de falha (%)
Linhas de transmissão	50,0
Disjuntores	12,0
TCs, equipamentos de controle, entre outros	12,0
Transformadores	10,0
Cabos subterrâneos	9,0
Geradores	7,0
Total	100,0

Fonte: PAITHANKAR; BRIDE, 2004.

De acordo com a Tabela 1.1, 10% das faltas no SEP ocorrem em transformadores de potência, sendo 70% destas faltas causadas por curtos-circuitos em seus enrolamentos (BLACKBURN; DOMIN, 2006).

A logística necessária e o tempo que demanda reparar uma unidade danificada são algumas das dificuldades decorrentes de uma falha em transformador. Destaca-se que, falhas em transformadores de potência têm sido responsáveis por grandes blecautes no sistema elétrico brasileiro (SOUZA, 2012).

A Tabela 1.2 mostra a quantidade de desligamentos forçados em transformadores conectados ao Sistema Interligado Nacional (SIN), de acordo como o nível de tensão. Também são apresentadas a origem da causa dos desligamentos e a duração média.

Tabela 1.2 - Desligamentos forçados de transformadores em 2011.

Tensão (kV)	Origem da Causa dos Desligamentos				Total	Duração média (h)
	Interna	Secundária	Externa	Operacional		
750	1	0	2	1	4	3,2
500	24	32	43	2	101	5,9
440	2	33	7	0	42	2,6
345	16	34	43	1	94	31,3
230	54	130	208	15	407	5,7
138	172	105	260	9	546	12,1

Fonte: ONS, 2012.

As origens das causas de desligamento indicados na Tabela 1.2 podem ser classificadas da seguinte forma (TAVARES, 2013):

- Interna: falha na parte ativa do transformador ou de seus equipamentos, tais como disjuntores, transformadores de instrumentos, para-raios, entre outros equipamentos;
- Secundária: falha nas partes complementares dos transformadores, como painéis, fiações, relés e serviços auxiliares;
- Externa: falta em outros componentes, mas que resulta na correta atuação da proteção do transformador;
- Operacional: falha por problemas no sistema de potência, como oscilações, sobretensões e rejeição de carga.

As faltas em transformadores também causam prejuízos devido ao custo da energia não entregue por causa da sua indisponibilidade. No Brasil, as concessionárias têm gastos expressivos com compensações pagas aos consumidores quando os índices de interrupções ultrapassam os limites dos indicadores de continuidade estabelecidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), no Módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição (PRODIST). A Figura 1.1 apresenta o histórico com a quantidade de compensações e o valor anual das compensações pago pelas distribuidoras no período de 2010 a 2018.

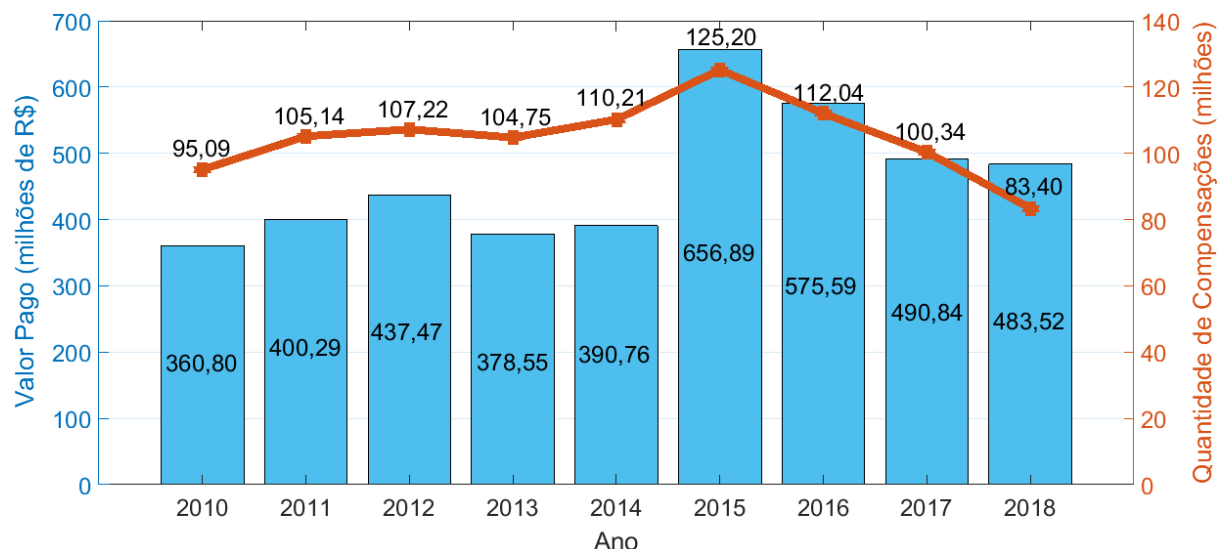


Figura 1.1 - Compensações de continuidade das concessionárias.

Fonte: Adaptado de ANEEL, 2020.

Analisando-se esses dados estatísticos, percebe-se a importância e a necessidade da proteção dos transformadores de potência, levando-se em consideração os mais diversos tipos de falhas que o equipamento pode estar sujeito ao longo da sua vida útil.

Nesse contexto, o desenvolvimento de um algoritmo de proteção diferencial para transformadores que apresente características como eficiência, aplicabilidade, robustez, velocidade de operação, entre outras, é um desafio para pesquisadores e engenheiros, atraindo o interesse de agentes do setor elétrico e salienta a relevância do trabalho proposto.

Várias ferramentas foram desenvolvidas e têm sido aprimoradas para melhorar a proteção diferencial do transformador de potência e evitar sua atuação indevida. Diversos autores têm proposto algoritmos de proteção baseados em técnicas como Transformada de Fourier (TF), Transformada Retangular, Resposta a Impulso Infinito e Mínimos Quadrados (RAHMAN; JEYASURYA, 1988), Lógica Fuzzy (WISZNIEWSKI; KASZTENNY, 1995), Transformada *Wavelet* (TW) (OLIVEIRA, 2013), Rede Neural Artificial (RNA) (SEGATTO, 2005), entre outras.

As RNAs são uma importante ferramenta na busca de um melhor desempenho da proteção diferencial de transformadores de potência. Tendo em vista os resultados encontrados na literatura, foi a técnica escolhida para a implementação do algoritmo de proteção proposto neste trabalho.

1.3 Objetivos

1.3.1 Geral

Este trabalho tem como objetivo principal o desenvolvimento de um algoritmo de proteção diferencial para transformadores de potência baseado em RNA, que permita a distinção entre os fenômenos transitórios que causam correntes diferenciais indesejadas e faltas internas no transformador.

1.3.2 Específicos

Com o intuito de alcançar o objetivo geral, são definidos os seguintes objetivos específicos:

- Modelar um SEP para um transformador de 100 MVA no *software Alternative Transients Program (ATP)* e simular as seguintes condições de operação: energização, energização solidária, sobre-excitação, saturação dos TCs, faltas externas e internas (monofásicas, bifásicas e trifásicas);
- Desenvolver e implementar, no *software MATLAB®*, um algoritmo de proteção diferencial para o transformador de potência baseado em RNA;
- Treinar e testar a RNA com os arquivos do transformador de 100 MVA;
- Modelar e simular um sistema elétrico com um transformador de 18 MVA;
- Implementar o algoritmo de proteção convencional, baseado na TF com restrição de harmônicos de 2ª e 4ª ordem e testar com os casos simulados dos transformadores de 100 e 18 MVA;
- Avaliar o desempenho do esquema de proteção proposto e comparar com o algoritmo de proteção diferencial convencional com restrição harmônica.

1.4 Organização do texto

Esta dissertação está organizada em seis capítulos. No presente capítulo, tem-se a introdução, com a contextualização do tema e sua relevância. Além disso, são expostos os objetivos do trabalho.

O capítulo 2 apresenta a revisão da literatura sobre proteção diferencial, com foco nas características de funcionamento do relé diferencial percentual e os fenômenos que geram correntes diferenciais indesejadas. Também são descritas as principais técnicas de aprimoramento da proteção diferencial para verificar como se encontra o estado da arte.

O capítulo 3 traz uma abordagem sobre RNA. Inicialmente, há um breve histórico sobre o assunto e, em seguida, são descritos os conceitos relacionados à arquitetura, métodos de aprendizagem e processos de treinamento da rede neural.

O capítulo 4 apresenta a modelagem do sistema elétrico no *software* ATP e os fenômenos simulados para a criação do banco dados.

O capítulo 5 descreve a metodologia desenvolvida para a implementação do algoritmo proposto para proteção diferencial de transformadores baseado em RNA.

O capítulo 6 apresenta os resultados obtidos e uma análise comparativa do desempenho do algoritmo de proteção diferencial proposto e do algoritmo de proteção convencional com restrição harmônica para todos os transformadores em estudo.

No capítulo 7, tem-se a conclusão e as propostas de continuidade para trabalhos futuros.

Por fim, são apresentadas as referências bibliográficas citadas ao longo do trabalho.

1.5 Publicações

- SILVA, A. F.; SILVEIRA, E. G.; ALÍPIO, R. Rede Neural Artificial Aplicada à Proteção Diferencial de Transformadores de Potência. In: SIMPÓSIO BRASILEIRO DE SISTEMAS ELÉTRICOS (SBSE), 8., 2020, Santo André. **Anais eletrônicos...** Santo André: SBSE, 2020.
- SILVA, A. F.; SILVEIRA, E. G.; ALÍPIO, R. Artificial Neural Network Applied to Differential Protection of Power Transformers. **Journal of Control, Automation and Electrical Systems**. No prelo.

CAPÍTULO 2 REVISÃO DA LITERATURA

2.1 A Evolução dos Relés de Proteção

A função dos relés de proteção é efetuar a rápida remoção de qualquer elemento do SEP em curto-circuito, ou em condição anormal de operação que possa causar danos ou interferência na efetiva operação do restante do sistema (MASON, 1956).

Os dispositivos de proteção têm evoluído progressivamente. Em 1901, iniciou-se o desenvolvimento dos relés eletromecânicos, que são equipamentos dotados de bobinas, disco de indução, molas, contatos fixos e móveis, como mostrado na Figura 2.1. Devido a sua construção robusta apresentam pouca manutenção, fácil ajuste dos parâmetros elétricos e uma vida útil de 20 a 30 anos (MAMEDE FILHO; MAMEDE, 2013). Apesar da robustez, o processo natural de desgaste dos componentes mecânicos desses relés reduz a confiabilidade e pode provocar falhas de operação. Cabe ressaltar que, o aprimoramento da tecnologia dos dispositivos eletromecânicos possibilitou aumentar a confiabilidade dos esquemas de proteção.



Figura 2.1 - Relé eletromecânico.
Fonte: SILVEIRA, 2017.

Na década de 1930 surgiram relés de proteção eletrônicos ou estáticos, constituídos de circuitos integrados dedicados a cada função desempenhada (MAMEDE FILHO; MAMEDE, 2013). Apresentam as seguintes vantagens em relação aos relés

- Custo: inicialmente o relé computadorizado era de 10 a 20 vezes mais caro que o relé convencional, mas seu valor diminuiu consideravelmente ao longo do tempo.
- Autochecagem e confiabilidade: o relé pode ser programado para monitorar seu próprio *software* e *hardware*, aumentando a sua confiabilidade.
- Integração do sistema e ambiente digital: sistemas de medição, comunicação de dados, telemetria e controle computadorizados.
- Flexibilidade: dispositivo programável, podendo mudar suas características. Execução de diversas funções: medição, monitoramento, localização de faltas, característica adaptativa.
- Possibilidade de implementação de técnicas inteligentes: RNA, *Fuzzy*, Algoritmo Genético (AG), entre outras.

Um modelo de relé digital da SEL (*Schweitzer Engineering Laboratories*) é apresentado na Figura 2.3.



Figura 2.3 - Relé digital.
Fonte: SEL, 2020.

2.1.1 Arquitetura do Relé Digital

A Figura 2.4 mostra resumidamente um fluxograma do relé digital para proteção de transformadores. A tecnologia digital implica na conversão analógico-digital (A/D) das grandezas monitoradas, processamento em um *hardware* que executa o algoritmo de proteção e, se necessário, geração de um sinal de *trip* ao disjuntor apropriado.

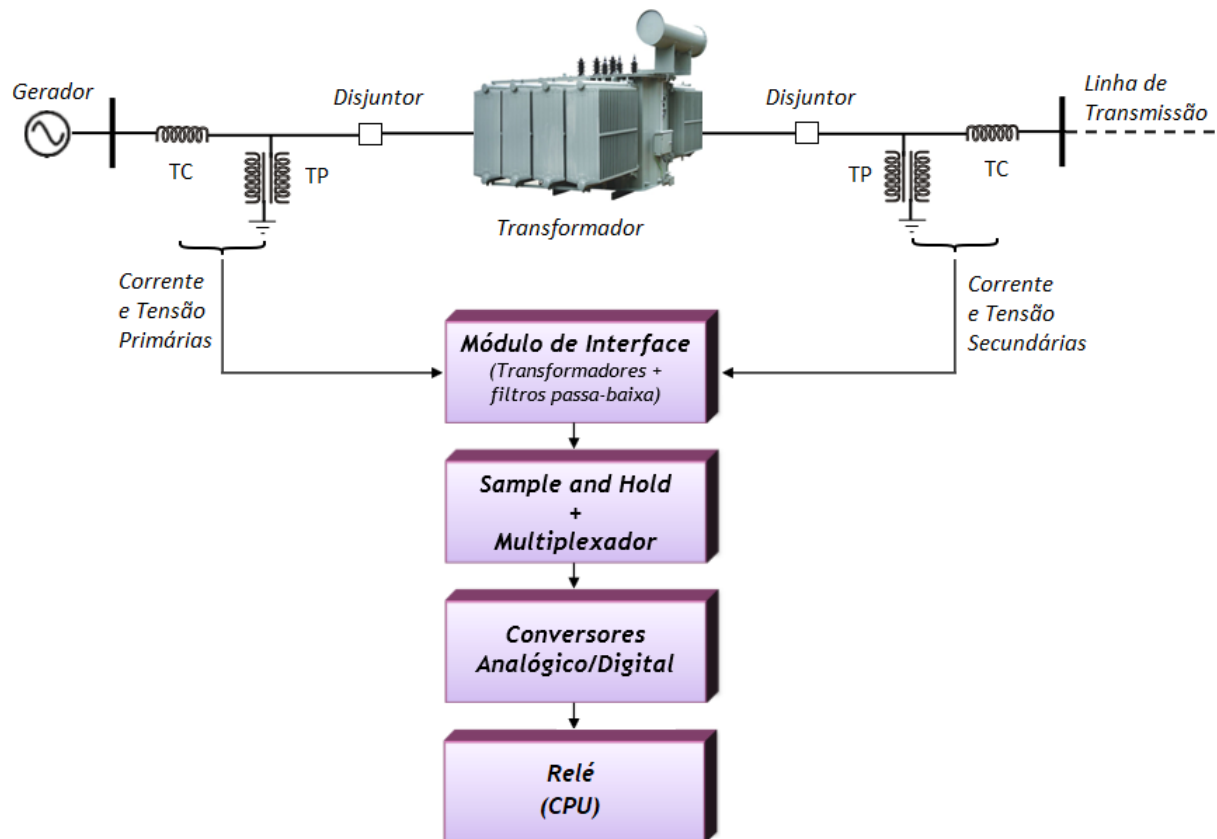


Figura 2.4 - Fluxograma de proteção para um relé digital.

Fonte: Adaptado de SEGATTO, 2005.

A arquitetura do relé digital pode ser dividida em módulos com funções distintas. Primeiramente, os sinais de tensão e corrente provenientes dos transformadores de potencial (TPs) e TCs são enviados ao bloco Módulo de *Interface*. Neste módulo são realizadas as seguintes funções:

- Isolamento elétrico entre as entradas analógicas e os circuitos internos do relé;
- Proteção dos relés contra sobretensões transitórias;
- Acondicionamento dos sinais analógicos a níveis adequados para a conversão A/D;
- Filtragem *anti-aliasing*: o filtro passa-baixa rejeita do sinal analógico as componentes com frequência superior à metade da frequência de amostragem (denominada frequência de Nyquist), inibindo o efeito da sobreposição dos espectros, ou *aliasing*.

O bloco *Sample and Hold* sincroniza os sinais provenientes de todas as fases do circuito. O Multiplexador canaliza estas informações com a finalidade de reduzir o número de conversores A/D. A arquitetura interna do relé é apresentada na Figura 2.5.

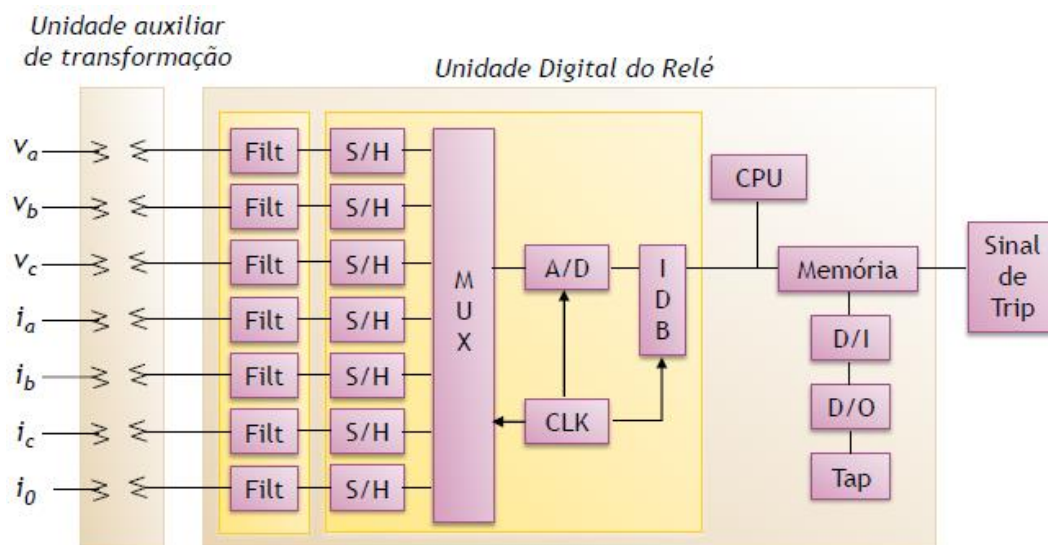


Figura 2.5 - Arquitetura interna do relé.
Fonte: COURY et al., 2012.

O módulo Conversor Analógico/Digital realiza a digitalização do sinal de entrada em um intervalo específico de tempo ou taxa de amostragem. Quanto maior o número de *bits* do conversor, menor é o erro quantização (COURY et al., 2012). No entanto, é importante ressaltar que taxas de amostragem e resoluções muito elevadas de quantização não propiciam ganhos expressivos na representação fidedigna do sinal, aumentando o custo computacional do relé digital (GABRIEL, 2013). A Figura 2.6 mostra o circuito interno do conversor A/D do relé digital.

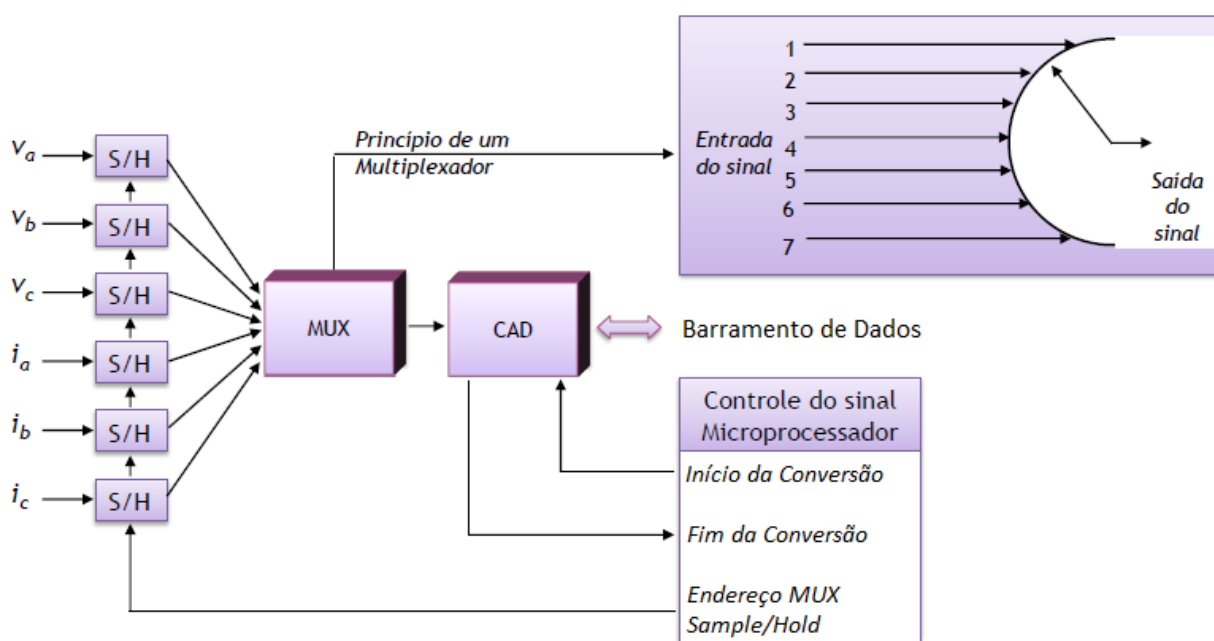


Figura 2.6 - Arranjo da conversão A/D do relé.
Fonte: Adaptado de COURY et al., 2012.

Por fim, os sinais entram no microprocessador para a tomada de decisão 0 ou 1, isto é, bloqueio ou abertura do disjuntor. O algoritmo numérico (daí vem o termo relé numérico) é, portanto, o conjunto de rotinas de proteção que recebem os sinais digitais, executam a sequência determinada de funções, fazem a análise da informação e decidem sobre a atuação da proteção (SEGATTO, 2005). Desta forma, é interessante que o algoritmo apresente baixo custo computacional, sem que para isso se torne menos sensível e eficiente. O processador, responsável pela execução do algoritmo de proteção, realização de tarefas de autodiagnóstico e comunicação com periféricos, faz o uso das seguintes memórias (SILVEIRA, 2017):

- ROM (*Read-Only Memory*) e PROM (*Programmable Read-Only Memory*): armazenagem permanente dos programas do relé digital;
- RAM (*Random-Access Memory*): necessária como *buffer* para armazenamento temporário dos valores de entrada, resultados temporários e dados a serem guardados na memória não volátil;
- EPROM (*Erasable Programmable Read-Only Memory*) e EEPROM (*Electrically-Erasable Programmable Read-Only Memory*): utilizadas para armazenar os parâmetros de ajustes do relé.

2.2 Proteção Diferencial

A filosofia diferencial corresponde a função 87 da tabela elaborada pela *American National Standards Institute* (ANSI) para padronizar e universalizar os diferentes tipos de proteção. Amplamente utilizada nos transformadores de potência, a proteção diferencial também se aplica aos barramentos, grandes motores e geradores e LTs que empregam sistemas de teleproteção e reatores (HOROWITZ; PHADKE, 2008).

A Figura 2.7 mostra um esquema simplificado da proteção diferencial de transformadores, utilizando relé de sobrecorrente, com os TCs acoplados aos ramais primário e secundário. De acordo com a figura, $N_p:N_s$ é a relação de transformação entre o primário e o secundário do transformador protegido, V_p e V_s são as tensões do primário e secundário, i_p e i_s são as correntes do primário e secundário, $1:n_p$ e $1:n_s$ são as relações de transformação dos TCs nos ramais primário e secundário, B_{R1} e B_{R2} são as bobinas de restrição do primário e secundário respectivamente, e B_0 é a bobina de sobrecorrente.

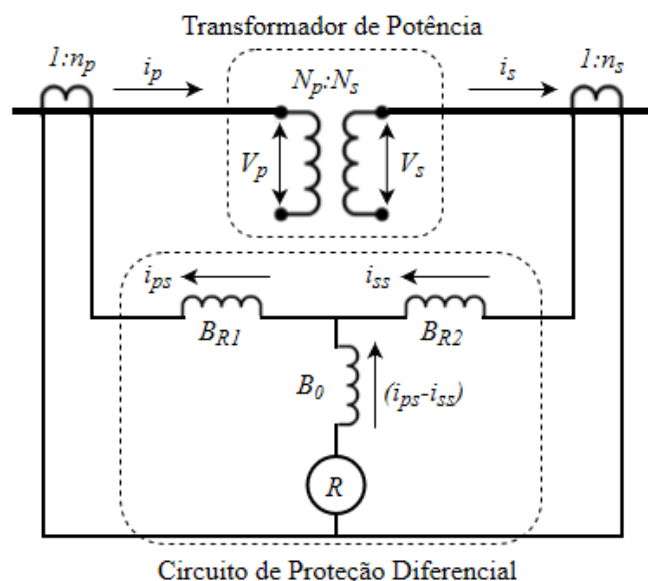


Figura 2.7 - Conexões básicas de um sistema de proteção diferencial de transformadores.
Fonte: Adaptado de OLIVEIRA, 2013.

Neste tipo de proteção, as falhas são detectadas através da comparação de correntes que fluem dentro e fora da zona de proteção, onde se encontra o elemento protegido. A zona de proteção é definida como a região abrangida pelos TCs em ambos os lados do equipamento protegido (OLIVEIRA, 2013). Em alguns casos, a zona de proteção do relé diferencial pode ser estendida para incluir outros componentes próximos ao transformador, atuando assim como uma proteção de retaguarda para os componentes (SANTOS, 2006).

A corrente diferencial dada pela diferença fasorial entre as correntes secundárias dos TCs (i_{ps} e i_{ss}) é monitorada constantemente pelo relé de sobrecorrente R . Quando o transformador estiver operando em condições normais, as correntes provenientes dos TCs não são suficientes para sensibilizar o relé, uma vez que $i_{ps} \approx i_{ss}$ e sua diferença é pequena. Porém, se surgir uma corrente de fuga na zona protegida, como uma falta interna, a diferença entre as correntes i_{ps} e i_{ss} se torna significativa e caso seja maior que o valor limiar (*pick-up*) previamente definido, o transformador é desconectado do SEP.

2.2.1 Relé Diferencial Percentual

O relé diferencial percentual possui essencialmente a mesma filosofia de proteção apresentada na Seção 2.2, no entanto, possui um circuito diferencial que permite maior robustez à sensibilização por pequenas correntes diferenciais, uma vez que as bobinas de retenção permitem uma variação nos limiares de atuação (ANDERSON, 1999).

De acordo com a Figura 2.7, dentro da zona de proteção diferencial, podem ser definidas duas correntes (OLIVEIRA, 2013):

- corrente de restrição (I_{RT}): se relaciona com o torque de restrição imposto por esta corrente ao movimento do disco de antigos relés diferenciais eletromecânicos. Esta corrente percorre as bobinas de restrição do circuito diferencial (B_{R1} e B_{R2});
- corrente de operação (I_{OP}): representa a corrente que gera um torque de operação nos discos dos relés eletromecânicos. Esta corrente flui pela bobina de operação (B_0) conectada em série com o relé de sobrecorrente (R).

Assim, o relé diferencial percentual compara a corrente de restrição com a corrente de operação antes de tomar a decisão de *trip*. A corrente I_{OP} é determinada pela diferença entre as correntes secundárias dos TCs conectados no circuito diferencial, conforme a Equação 2.1:

$$I_{OP} = i_{ps} - i_{ss} \quad (2.1)$$

Em condições normais de operação, a corrente de operação (I_{OP}) é aproximadamente zero, pois as correntes i_{ps} e i_{ss} têm módulos iguais ou muito próximos e sentidos opostos. Quando uma falta interna acontece, por exemplo, a corrente i_{ss} muda de sentido, acrescentando valor na corrente de operação, levando à atuação do relé.

Há algumas maneiras de obter o valor da corrente de restrição, como apresentado a seguir (IEEE, 2008):

$$I_{RT} = \delta |i_{ps} + i_{ss}| \quad (2.2)$$

$$I_{RT} = \delta (|i_{ps}| + |i_{ss}|) \quad (2.3)$$

$$I_{RT} = \max(|i_{ps}|, |i_{ss}|) \quad (2.4)$$

onde:

δ = fator de compensação geralmente tomado com 1 ou 0,5.

Nestas condições, quando uma falta externa ao transformador de potência acontece, as correntes i_{ps} e i_{ss} que percorrem o relé de sobrecorrente R apresentam módulos iguais e distintos sentidos de circulação fazendo com que $i_{ps} = i_{ss}$.

Para o esquema de proteção funcionar corretamente, é necessário realizar ajustes nos taps do transformador de potência e nos TCs. Isto se deve ao fato de que as características construtivas e as propriedades físicas dos materiais utilizados nestes equipamentos podem gerar pequenas correntes diferenciais e sensibilizar o relé indevidamente. Adota-se uma margem de segurança para a corrente de operação que determina um nível mínimo de corrente diferencial a partir do qual o relé deverá atuar. Essa margem de corrente de operação é fixada através da especificação do fator K , chamado de característica diferencial percentual, e pode ser definido como (HOROWITZ; PHADKE, 2008):

$$I_{OP} \geq K \cdot I_{RT} \quad (2.5)$$

A Figura 2.8 mostra uma curva característica típica de operação do relé diferencial, incluindo as zonas de operação e restrição. O fator K representa a inclinação e geralmente é expresso em forma percentual, cujos valores típicos de ajuste são: 10, 20 e 40% sendo que um relé com ajuste de 10% é mais sensível que um relé com ajuste de 40% (OLIVEIRA, 2013). Os ajustes da restrição percentual são necessários objetivando considerar correntes geradas por: erros de exatidão dos TCs, correntes de excitação do transformador, mudança de tap com carga e erros nas relações do TCs (HOROWITZ; PHADKE, 2008). No entanto, vale salientar que os engenheiros de proteção ajustam os relés em função dos dados fornecidos pelos fabricantes dos transformadores e considerando parâmetros de seletividade com outros elementos de proteção do sistema elétrico, ao qual o transformador está conectado (OLIVEIRA, 2013).

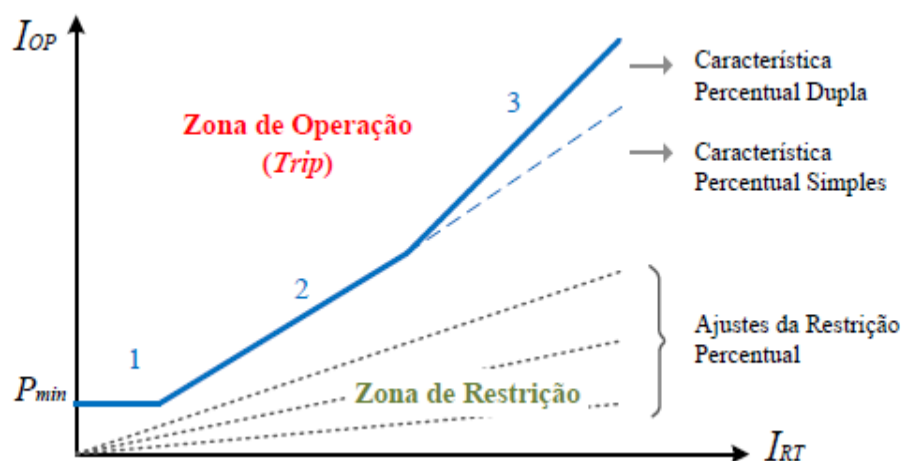


Figura 2.8 - Curva característica de operação do relé diferencial.
Fonte: OLIVEIRA, 2013.

Na Figura 2.8, observam-se três inclinações distintas para a característica percentual. A região (1) representa o valor de *pick-up* da corrente de operação mínima (P_{min}), geralmente se utiliza 0,25 A, abaixo da qual o relé não deve operar. Segundo Guzmán et al. (2001), na prática é comum o emprego de duas inclinações diferentes, sendo que a primeira, a região (2), é mais sensível e utilizada para baixas correntes de carregamento já que o erro introduzido pelos TCs é menor. A região (3) é a menos sensível e seu objetivo é acomodar os maiores erros introduzidos pelos TCs devido às altas correntes de carga e possível saturação em condições de faltas externas (OLIVEIRA, 2013).

2.2.2 Proteção Diferencial com Bloqueio de Harmônicos

A proteção diferencial com habilitação do bloqueio de *trip* é uma função de proteção aplicada perante condições de energização do transformador. Essa técnica bloqueia o elemento diferencial quando a relação entre alguma componente harmônica e a componente fundamental da corrente diferencial excede um valor pré-ajustado (GUZMÁN; ZOCHOLL; LABUSCHAGNE, 2009).

A Figura 2.9 mostra o resultado da aplicação da Transformada Discreta de Fourier ao sinal de corrente de uma das fases de um transformador real de 120 MVA, 230/34,5 kV durante a energização.

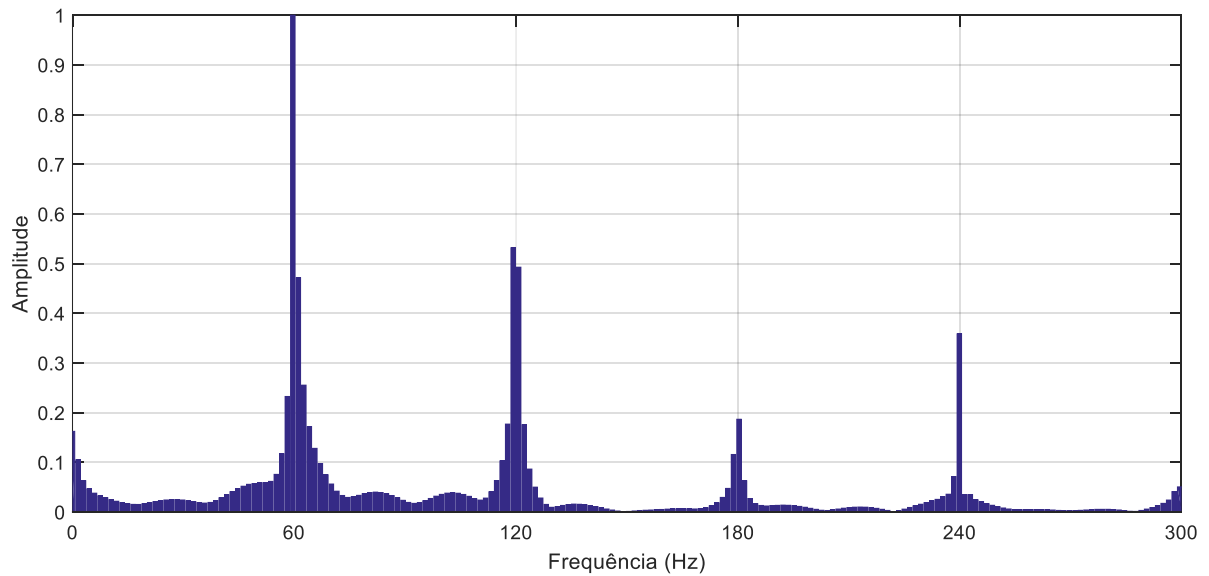


Figura 2.9 - Frequências na energização de um transformador.

Fonte: Própria autora, 2020.

Os relés diferenciais são projetados para utilizar a magnitude escalonada das componentes harmônicas de 2ª e 4ª ordem da corrente diferencial para bloquear a operação em casos de energização e faltas externas com saturação dos TCs. Para os casos de sobre-excitação do transformador, o elemento diferencial emprega a magnitude do 5º harmônico para bloquear a operação da proteção diferencial.

Existem duas formas de implementar o bloqueio por harmônicos com a proteção diferencial percentual, a saber (BEHRENDT; FISCHER; LABUSCHAGNE, 2006):

- Bloqueio independente: bloqueia apenas a fase onde foi detectada porcentagem harmônica maior que a especificada;
- Bloqueio cruzado: bloqueia as três fases mesmo quando a porcentagem harmônica é maior que a especificada em apenas uma.

A condição de bloqueio da proteção diferencial é dada por:

$$K_h \cdot I_h > I_{OP} \quad (2.6)$$

onde:

K_h = constante de proporcionalidade que relaciona a corrente fundamental à de ordem harmônica, expressa por:

$$K_h = \frac{100}{PCT_h} \quad (2.7)$$

PCT_h = valor de bloqueio do harmônico de ordem h ;

I_h = corrente harmônica de ordem h .

A técnica de bloqueio de harmônicos apresenta menor confiabilidade para faltas externas, sobre-excitação e correntes *inrush*, porém possui velocidade de atuação e detecção mais elevada, quando comparada à técnica de restrição por harmônicos (GUZMÁN; ZOCHOLL; BENMOUYAL, 2001).

2.2.3 Proteção Diferencial com Restrição por Harmônicos

O elemento diferencial de restrição de harmônicos utiliza as componentes de 2ª e 4ª ordem da corrente medida pelos TCs para adicionar à corrente de restrição. Essa soma pode dessensibilizar o elemento diferencial de restrição durante os casos de energização e faltas externas com saturação dos TCs, sem comprometer a confiabilidade da proteção diferencial para as condições de faltas internas com saturação dos TCs (GUZMAN et al., 2000).

Os novos transformadores possuem núcleo com menores perdas, resultando em baixos valores de 2º harmônico. Isto pode causar a operação indevida durante a energização do transformador. Para contornar esta situação, pode-se adicionar conteúdo harmônico de 4ª ordem na lógica de proteção de restrição, que geralmente é cerca de 40% da componente harmônica de 2ª ordem (MOZINA, 2011).

A proteção diferencial com restrição por harmônicos também pode ser utilizada para prevenir a operação da proteção em casos de sobre-excitação do transformador, uma vez que o aumento do fluxo magnético no núcleo do transformador pode levá-lo à condição de saturação. Para evitar a operação indevida do relé, pode-se inserir um elemento de restrição de 5ª ordem, componente harmônica característica em casos de sobre-excitação (MOZINA, 2011).

A proteção diferencial com restrição por harmônicos entra em operação quando são satisfeitas as Equações 2.8 e 2.9.

$$I_{OP} > I_{PU} \quad (2.8)$$

$$I_{OP} > K \cdot I_{RT} + K_2 \cdot I_2 + K_4 \cdot I_4 + \dots + K_h \cdot I_h \quad (2.9)$$

onde:

I_{PU} = corrente mínima de atuação do relé.

Ressalta-se que em correntes de falta também se pode observar harmônicas, além da componente contínua, sendo importante utilizar um elemento de sobrecorrente instantâneo na proteção, ajustado acima do valor máximo das correntes de *inrush*, e que possa operar em um tempo menor que um ciclo (WARRINGTON, 1962). Este risco deve ser considerado no momento de ajustar a proteção considerando o elemento de restrição.

A técnica de restrição por harmônicos possui alta segurança para casos de faltas externas, sobre-excitação e energização. No entanto, apresenta baixa velocidade de operação e baixa confiabilidade, uma vez que os harmônicos da saturação dos TCs reduzem a sensibilidade para faltas internas (GUZMÁN; ZOCHOLL; BENMOUYAL, 2001).

Há a possibilidade de combinar os elementos de bloqueio e restrição por harmônicos, operando os dois elementos em paralelo. A combinação de ambos os elementos propicia velocidade máxima de operação para faltas internas e mantém segurança durante faltas externas com saturação dos TCs, sobre-excitação do transformador e correntes *inrush* (GUZMÁN; FISCHER; LABUSCHAGNE, 2009).

2.3 Correntes Diferenciais Indesejadas

O SEP possui determinados fenômenos eletromagnéticos e manobras operativas que não são situações faltosas, mas geram correntes diferenciais. Essas situações são frequentes nos transformadores de potência e o relé diferencial deve ser compensado com o objetivo de prevenir uma operação incorreta (OLIVEIRA, 2013).

Dentre estes casos não faltosos, pode-se citar:

- Energização;
- Energização solidária;
- Saturação dos TCs;
- Sobre-excitação do transformador;
- Remoção de faltas próximas ao transformador;
- Rejeição de cargas;
- Energização de bancos de capacitores;
- Ajuste incorreto das relações de transformação dos TCs;

- Mudanças de *tap* do transformador e erros dos próprios TCs.

A seguir, são apresentados os fenômenos analisados neste trabalho que podem provocar o surgimento de correntes diferenciais indesejadas.

2.3.1 Energização

Este tipo de transitório surge durante a energização do transformador devido à magnetização e à saturação do seu núcleo. Durante a energização, o transformador se encontra a vazio, isto é, seu secundário está desconectado do restante do circuito. Assim, a corrente deste lado é nula, enquanto que a corrente primária é elevada devido à energização (*inrush*). Isto faz com que o relé possa ser sensibilizado, causando uma operação indevida (SEGATTO, 1999).

Diversos fatores influenciam a amplitude e a duração das correntes de *inrush*, o que torna praticamente impossível a sua predição (HARLOW, 2007). A seguir, são apresentados os principais fatores que tem influência sobre a corrente de *inrush* (KULKARNI; KHAPARDE, 2005):

- Ângulo de chaveamento: o instante no qual a chave de energização do transformador é fechada determina a amplitude da corrente de magnetização. Assim, a corrente de *inrush* será máxima quando o transformador for ligado no ponto de tensão zero e será mínima quando o transformador for conectado no ponto de tensão máxima.
- Densidade de fluxo residual: o fluxo residual presente no transformador depende das características do material do núcleo e do fator de potência da carga no momento que este foi desconectado da rede elétrica. Deve-se considerar também a polaridade do fluxo residual em relação ao fluxo principal no momento de conexão do transformador à rede, dado que a mesma tem influência no valor de pico da corrente de *inrush*.
- Nível de tensão da rede: quanto maior for o nível de tensão de alimentação do transformador, maior será o fluxo e, conseqüentemente, a corrente de magnetização, uma vez que o fluxo magnético é diretamente proporcional à tensão máxima.
- Resistência série equivalente do sistema elétrico: a corrente de energização é predominantemente influenciada pela resistência do sistema ao qual o transformador está conectado. Esta resistência série apresenta um amortecimento para a corrente de *inrush* que faz com que a mesma

experimente uma redução na amplitude inicial. Esta característica explica, por exemplo, porque os transformadores próximos às unidades geradoras possuem, geralmente, uma corrente de energização com maior amplitude e tempo de amortecimento mais lento.

- Nível de saturação do núcleo: a corrente de energização inicial é diretamente proporcional ao fluxo que circula fora do núcleo magnético, como por exemplo, pelo ar. Desta forma, quanto mais saturado estiver o ferro presente no núcleo do transformador, maior será a porção do fluxo total que se fechará através do ar, tornando a corrente de energização mais proeminente.
- Modo de energização do transformador: segundo Ribeiro (1982), se um transformador trifásico for energizado como monofásico, a corrente de magnetização será inferior quando comparada à corrente da sua conexão através de um disjuntor trifásico. Além disso, a corrente de energização em pu do lado de baixa tensão do transformador é menor que a corrente de energização do lado de alta tensão.
- Energização sob carga: se o transformador for conectado com carga, os picos da corrente de magnetização serão afetados até certo ponto pelo fator de potência da carga. Quando este é energizado com uma elevada corrente de carga e fator de potência próximo ao unitário, o pico de corrente tende a ser menor, mas se o fator de potência for reduzido, o pico de corrente será maior.

A Figura 2.10 apresenta um caso de energização de um transformador real de 120 MVA, 230/34,5 kV.

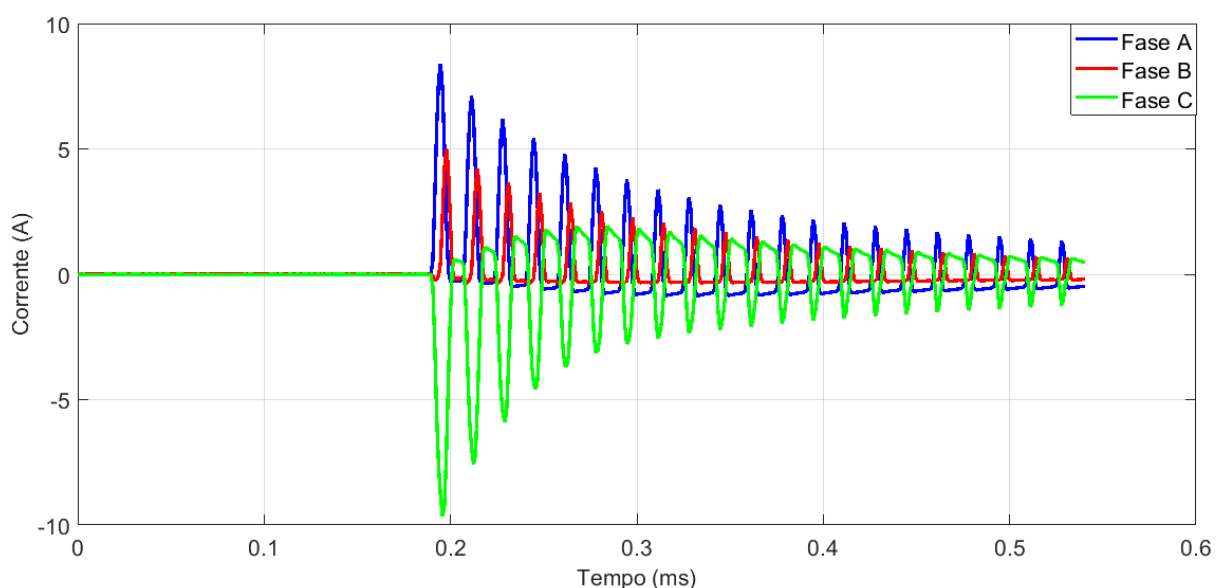


Figura 2.10 - Correntes de *inrush* de um transformador real.
Fonte: Própria autora, 2020.

A modelagem matemática da situação de energização de um transformador pode ser descrita conforme proposto por Oliveira, Cogo e Abreu (1984), onde, aplicando-se tensão senoidal ao enrolamento primário, tem-se que:

$$v_1 = r_1 \cdot i_0 + l_1 \cdot \frac{di_0}{dt} + N_1 \cdot \frac{d\phi}{dt} \quad (2.10)$$

onde:

$r_1 \cdot i_0$ = queda de tensão na resistência do primário;

$l_1 \cdot \frac{di_0}{dt}$ = queda de tensão devido ao fluxo de dispersão do enrolamento primário;

$N_1 \cdot \frac{d\phi}{dt}$ = força eletromotriz induzida no primário.

A relação existente entre o fluxo (ϕ) e a corrente a vazio (i_0) na Equação 2.10 evidencia o comportamento não-linear dado pelo ciclo de histerese. Em função dessa não-linearidade, torna-se necessário a aplicação de alguma aproximação para a obtenção de i_0 . Desta maneira, a equação é resolvida em duas partes para i_0 :

- Solução complementar (termo transitório);
- Solução particular (regime permanente).

O termo transitório da solução representa a corrente de magnetização, detectada pela primeira vez por Fleming em 1892 (PIOVASAN, 1997). Este termo representa um sinal de valor crítico, que provoca queda na tensão de alimentação e uma provável atuação de relés instantâneos, caso não seja prevista em seus ajustes (SEGATTO, 2005).

$$v_1 = V_{1m} \cdot \sin(\omega t + \beta) = N_1 \cdot \frac{d\phi}{dt} \quad (2.11)$$

Integrando a Equação 2.11, tem-se:

$$\phi = \phi_0 + \phi_m \cdot \cos(\beta) - \phi_m \cdot \cos(\omega t + \beta) \quad (2.12)$$

onde:

ϕ_0 = fluxo residual no instante $t = 0$;

ϕ_m = fluxo de magnetização.

Em casos reais, o termo $\phi_m \cdot \cos(\beta)$ sofre amortecimento e apenas o termo $\phi_m \cdot \cos(\omega t + \beta)$ representa o fluxo do núcleo.

O valor do fluxo de pico é muito elevado e, conseqüentemente, a corrente i_0 necessária para produzi-lo torna-se muito alta na energização. Portanto, o principal problema enfrentado pelo relé é exatamente a diferenciação entre as correntes mostradas e as de condições faltosas (SEGATTO, 2005).

A Figura 2.11 mostra a forma de onda típica de um caso de energização do transformador.

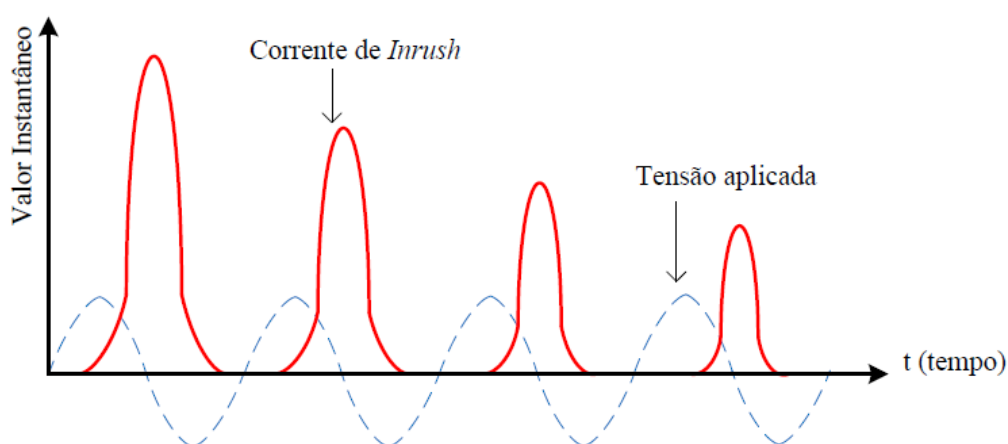


Figura 2.11 - Forma de onda típica da corrente de energização.
Fonte: OLIVEIRA, 2013.

As principais características da corrente de *inrush* são (HARLOW, 2007):

- geralmente contém uma componente de corrente contínua (CC), harmônicos pares e ímpares;
- tipicamente são compostas por pulsos unipolares e bipolares separados por intervalos de corrente muito baixas;
- os picos de corrente unipolar decrescem lentamente. A constante de tempo é tipicamente maior que a do decaimento exponencial da componente CC de uma corrente de falta;
- o conteúdo da componente de 2º harmônico se inicia com um valor elevado e decresce à medida que a corrente de *inrush* vai diminuindo.

A componente de 2º harmônico alcança valor acima de 16%, atingindo até 70% da componente de frequência fundamental (KOLLA, 1995; PIHLER, 1997). A Tabela 2.1, fornecida pela INEPAR (PIOVESAN, 1997), mostra o conteúdo harmônico das correntes de energização, confirmando a forte presença da componente de 2º harmônico.

Tabela 2.1 - Conteúdo harmônico das correntes de energização.

Transformadores Trifásicos				
Componentes	66 kV 12 MVA	275 kV 150 MVA	275 kV, 50 MVA 2 bancos em paralelo	500 kV, 1000 MVA 2 bancos em paralelo
	(%)	(%)	(%)	(%)
Fundamental	100	100	100	100
CC	62	100	100	97,1
2 ^a	60	30,4	33,1	78
3 ^a	9,4	9,6	18,2	31
4 ^a	5,4	1,6	6,5	18
5 ^a	-	0,7	7,2	11,4

Fonte: PIOVESAN, 1997.

A extração de componentes de frequência é geralmente realizada pelo método da TF, recurso matemático eficiente, mas que não evita que o relé confunda a distinção dos sinais em certas situações, além de esbarrar no fato de que o dispositivo convencional muitas vezes leva um tempo excessivo (além de um ciclo) para a obtenção da resposta, o que pode atrasar o processo de proteção (SEGATTO, 2005). Por estas razões, justifica-se o emprego de outras técnicas como RNAs, AGs, Lógica *Fuzzy*, entre outras.

2.3.2 Energização Solidária

O termo energização solidária ou *sympathetic inrush* refere-se à condição de energização de transformadores que estão operando em paralelo. Nesta condição, as correntes de energização para ajuste dos relés de proteção são calculadas assumindo que os transformadores encontram-se trabalhando de forma isolada, ou seja, suprimindo energia à carga sem ajuda de outro transformador conectado em paralelo (OLIVEIRA, 2013). É muito comum que os equipamentos que integram o SEP sejam energizados em paralelo com os demais dispositivos, o que geralmente provoca transitórios e sobretensões nos transformadores próximos (SENGÜL et al., 2005; KULKARNI; KHAPARDE, 2005).

A Figura 2.12 apresenta um circuito esquemático de dois transformadores conectados em paralelo. Ao conectar o transformador T_2 à rede onde se encontra conectado

e operando o transformador T_1 , gera-se uma corrente de energização que flui para T_1 e produz um fluxo de corrente contínua sobreposto ao fluxo de corrente alternada, próprio da magnetização. Esta condição de operação gera um aumento na densidade de fluxo e proporciona altas correntes de magnetização a T_1 (OLIVEIRA, 2013). Dependendo da amplitude do amortecimento da componente CC, este fenômeno de energização solidária pode aumentar o nível de ruído emitido por T_1 (e outros transformadores próximos) devido ao aumento da densidade do fluxo no núcleo (KULKARNI; KHAPARDE, 2005; HOROWITZ; PHADKE, 2008). Além disso, a energização solidária pode provocar um funcionamento incorreto da proteção associada ao T_1 , já que correntes diferenciais indesejadas podem ser geradas.

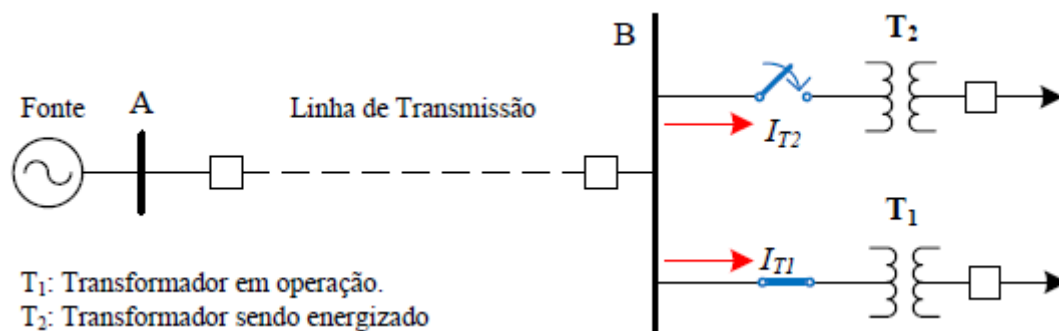


Figura 2.12 - Circuito de energização solidária.

Fonte: KULKARNI; KHAPARDE, 2005; HOROWITZ; PHADKE, 2008.

Durante a energização solidária, o decaimento das correntes I_{T1} (T_1) e I_{T2} (T_2) possui o mesmo valor médio e sinais opostos visto que a componente de corrente contínua da corrente solidária do transformador T_1 irá balancear a componente de corrente contínua da corrente de energização do transformador T_2 . Assim, a tensão no barramento B será simétrica e a mudança do fluxo por ciclo em T_1 e T_2 dependerá da queda de tensão na resistência dos enrolamentos de cada equipamento (BRONZEADO; YACAMINI, 1995).

A duração e a amplitude das correntes de energização solidária são influenciadas por diversos parâmetros do SEP, dentre os quais se destacam (WANG et al., 2008; KUMBHAR; KULKARNI, 2007):

- resistência série equivalente do sistema elétrico;
- ângulo de chaveamento do transformador que está sendo energizado;
- nível de carregamento do transformador em operação;
- fluxo residual no transformador que está entrando em operação;
- existência de capacitor *shunt* no sistema ao qual o paralelismo está sendo utilizado.

2.3.3 Saturação dos Transformadores de Corrente

Um dos elementos críticos no esquema de proteção diferencial são os TCs, os quais trabalham em função de uma determinada curva de histerese. Para o seu correto funcionamento, os TCs são dimensionados para trabalhar na faixa linear da curva de saturação, entretanto, existem situações que causam sua saturação, como o nível da componente contínua da corrente de curto-circuito e o fluxo residual no núcleo do TC (OLIVEIRA, 2013). O núcleo de ferro dos transformadores apresenta uma capacidade de transmissão de fluxo magnético que depende diretamente das propriedades físicas dos materiais utilizados na sua construção, os quais contribuem para que os transformadores fiquem suscetíveis ao fenômeno de saturação (KENNEDY, 1998). A saturação é provocada pelo aumento excessivo do fluxo magnético do núcleo que, por sua vez, é diretamente proporcional ao nível de tensão aplicada sobre os enrolamentos do transformador e inversamente proporcional à frequência do sistema elétrico (ANDERSON, 1999).

No caso da proteção diferencial de transformadores, a saturação do TC deve ser observada tanto em casos de faltas externas quanto em situações de falta interna. Nas faltas externas, a corrente diferencial gerada pela saturação dos TCs pode ser incorretamente interpretada pela filosofia de proteção adotada, ocasionando uma operação inadequada dos relés. Já para as faltas internas, os harmônicos resultantes da saturação do TC podem atrasar a operação do relé diferencial, caso este tenha restrição de harmônica ou até mesmo bloquear a sua atuação (HARLOW, 2007).

Em determinadas situações de operação dos SEP, perante faltas externas próximas às buchas do transformador, as correntes de falta podem atingir valores de até 50 vezes a magnitude da corrente de carga nominal (HOROWITZ; PHADKE, 2008). Nessa condição, a elevada corrente de falta pode saturar o núcleo magnético dos TCs e produzir uma distorção importante nas correntes secundárias dos mesmos (ANDERSON, 1999). Essa distorção pode gerar uma considerável corrente diferencial no relé de proteção, ocasionando uma atuação inadequada e comprometendo a eficiência do sistema de proteção. Desse modo, a possibilidade de saturação dos TCs deve ser criticamente considerada nos sistemas de proteção diferencial (OLIVEIRA, 2013). A Figura 2.13 mostra a forma de onda das correntes primária e secundária. Devido à saturação do TC, a corrente no secundário está distorcida e causa correntes diferenciais no relé de proteção.

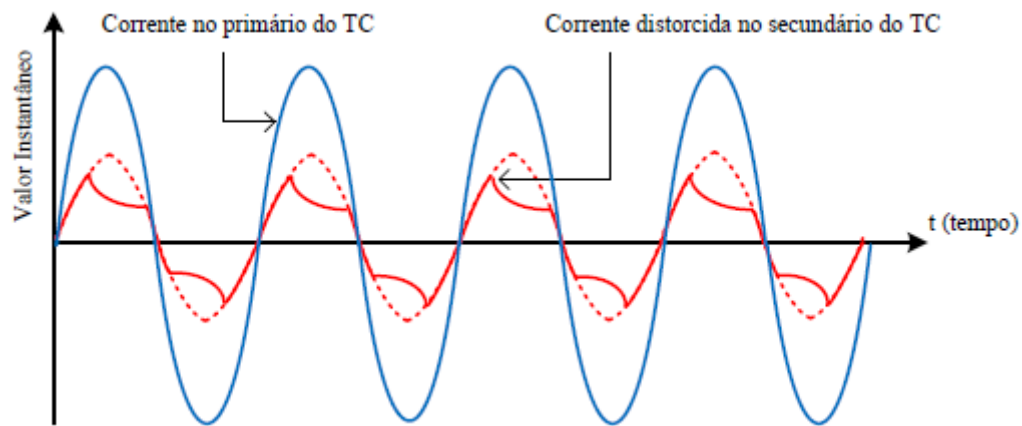


Figura 2.13 - Forma de onda das correntes primária e secundária de um TC saturado.
Fonte: OLIVEIRA, 2013.

Segundo Harlow (2007), os TCs reproduzem satisfatoriamente a corrente do primário por um determinado período de tempo após o instante de ocorrência de uma falta. Este tempo de saturação depende de vários fatores, mas normalmente pode ser considerado como sendo de 1 ciclo ou mais. No entanto, a saturação mais crítica do TC ocorre devido à componente assimétrica da corrente do primário. Durante o período da corrente contínua, a corrente do secundário pode conter um deslocamento assimétrico, além de componentes harmônicos pares e ímpares. Quando a componente assimétrica acaba, o TC possui somente a saturação em corrente alternada, caracterizada pela presença de componentes ímpares na corrente do secundário.

2.3.4 Sobre-excitação do Transformador

O fluxo magnético no núcleo de um transformador de potência é diretamente proporcional à tensão aplicada e inversamente proporcional à frequência de operação.

$$V_{m\acute{a}x} = 4,44 \cdot n \cdot \phi_B \cdot f \quad (2.13)$$

onde:

$V_{m\acute{a}x}$ = tensão máxima no enrolamento do transformador;

n = número de espiras;

ϕ_B = fluxo magnético;

f = frequência.

Em situações de sobretensões e/ou subfrequências que estão acima dos limites de projeto, o fluxo magnético aumenta até saturar o núcleo do transformador (OLIVEIRA, 2013). Nesta condição, as correntes apresentam um comportamento não-linear com a variação do fluxo, como pode ser visto na Figura 2.14 que mostra a forma de onda típica da corrente no primário de um transformador, para uma condição de sobre-excitação.

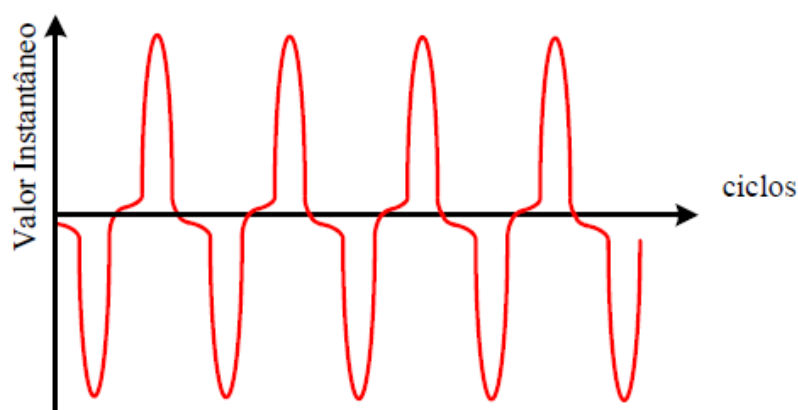


Figura 2.14 - Corrente de excitação de um transformador sobre-excitado.
Fonte: OLIVEIRA, 2013.

Durante o fenômeno de sobre-excitação, ocorrem distorções harmônicas de corrente de 3ª e 5ª ordem, que podem contribuir para um aumento na corrente diferencial que percorre o relé (ANDERSON, 1999; GUZMÁN et al., 2001). Na prática, é utilizado o monitoramento das componentes de 5º harmônico das correntes diferenciais para detectar e discriminar o fenômeno de sobre-excitação. O 3º harmônico pode ser eliminado do sistema através da conexão em delta dos TCs ou com a compensação da conexão em delta pelos filtros dos relés diferenciais (HARLOW, 2007; OLIVEIRA, 2013).

A sobre-excitação pode causar aquecimento nos transformadores, aumento da corrente de excitação, vibrações do núcleo (com aumento substancial das perdas magnéticas e do nível de ruído), levando à necessidade de desconectar rapidamente o equipamento do sistema elétrico para evitar maiores danos (KENNEDY, 1998). Como é difícil quantificar os níveis de sobre-excitação que um transformador pode tolerar, o emprego da proteção diferencial é indesejável neste caso. Uma alternativa é o relé V/Hz que responde à variação de tensão em função da frequência (OLIVEIRA, 2013).

2.3.5 Faltas Externas

Em certos casos de faltas externas, as correntes possuem valores muito elevados e podem saturar o TC em um dos lados do transformador. Isto faz surgir uma corrente diferencial considerável, como pode ser visto na Figura 2.15, que será detectada pelo dispositivo de proteção, causando uma provável atuação incorreta (COURY; CAMPOS; TAVARES, 1998).

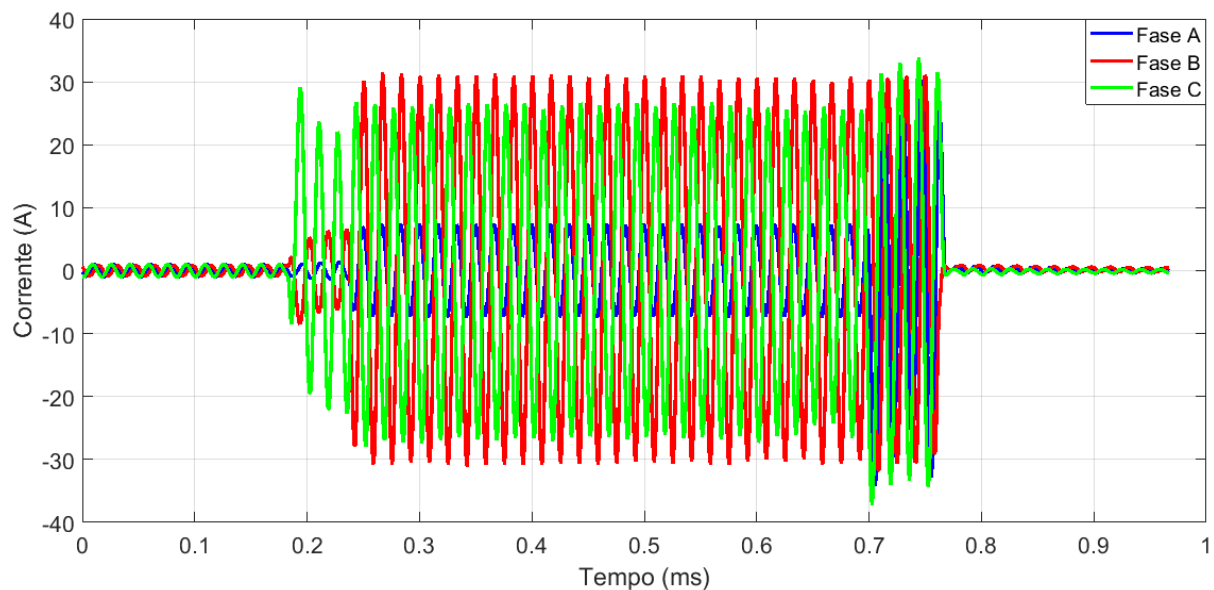


Figura 2.15 - Correntes diferenciais causadas por uma falta externa trifásica em um transformador real de 120 MVA.

Fonte: Própria autora, 2020.

2.4 Técnicas para Aprimoramento da Proteção Diferencial

O grande número de artigos, teses e dissertações relevantes na área de proteção digital diferencial de transformadores de potência demonstra a evolução dos trabalhos com o objetivo de melhoramento deste tipo de proteção.

Destaca-se, inicialmente, o trabalho de Verma e Basha (1986) que propõe um relé diferencial baseado em um microprocessador 8085A de 8 *bits*, o qual restringe a corrente de *inrush*, sobre-excitação e faltas externas. O relé é uma melhoria em relação ao princípio da restrição harmônica e a lógica adotada para alcançar essa discriminação é baseada em certas características definidas das formas de onda da corrente diferencial. O relé gera um sinal de *trip* em curtos-circuitos internos e restringe todas as outras condições. Como a

maioria das funções do relé foi obtida por meio de *software*, os requisitos de *hardware* são reduzidos.

Rahman e Jeyasurya (1988) desenvolveram pela primeira vez um estudo comparativo entre algoritmos para a proteção diferencial digital de transformadores. Foram analisados os seguintes algoritmos: Aproximação de Fourier, Transformada Retangular, Funções Walsh, Funções Haar, Resposta ao Impulso Finito e Aproximação por Mínimos Quadrados. Os algoritmos foram comparados quanto à velocidade de resposta, esforço computacional e capacidade de distinção entre corrente de *inrush* e falta interna no transformador. O estudo mostrou que todos os algoritmos comparados são capazes de distinguir as correntes em questão e fornecem a correta decisão de *trip* dentro de um ciclo. No entanto, os algoritmos de Mínimos Quadrados, Transformada Retangular, Fourier e Resposta ao Impulso Finito, foram identificados como aqueles que podem ser mais facilmente implementados em um relé diferencial com microprocessador.

Ling e Basak (1989) analisaram o comportamento do conteúdo de 2º harmônico da corrente de *inrush* em transformadores monofásicos e trifásicos, levando em consideração vários parâmetros, como o ângulo de chaveamento da onda de tensão, a densidade de fluxo remanescente no momento da energização, a resistência do enrolamento primário e a geometria do enrolamento. Foi desenvolvido um algoritmo de detecção que usa valores de integração em tempo real da corrente de energização. Este método foi considerado consistente em qualquer condição de comutação e pode ser adaptado para substituir o circuito de filtro sintonizado de 2º harmônico, usado no relé diferencial convencional com restrição de harmônicos.

Wiszniewski e Kasztenny (1995) propuseram um relé digital para a proteção primária de transformadores com algoritmo multicritérios baseado em Lógica *Fuzzy*. O custo da tomada de decisões erradas e a quantidade de informações correntes são usadas junto com os vários critérios padrão para melhorar a confiabilidade da proteção. Para casos simples, o algoritmo de decisão é reduzido a um esquema de lógica booleana. O esquema proposto, se devidamente ajustado, pode melhorar a sensibilidade e a seletividade dos relés digitais. Os parâmetros desconhecidos da rotina de tomada de decisão são definidos arbitrariamente no primeiro uso e ajustados manualmente ou através de um método mais formal, como a RNA. O tempo de computação envolvido não requer grande capacidade de processamento e memória do relé digital.

Oliveira e Bretas (2009) desenvolveram um algoritmo de proteção diferencial baseado em Transformada Discreta de *Wavelet*. Foram analisados casos de energização, faltas internas e externas. Após avaliação crítica do algoritmo de proteção, os autores concluíram que a TW é uma ferramenta eficaz e robusta para analisar sinais diferenciais

produzidos por fenômenos transitórios e apresenta uma perspectiva de aplicação prática. A comparação de desempenho entre os diferentes tipos de *wavelet* mãe (Daubechies, Haar e *Symlet*), mostrou que o uso da *wavelet* de Daubechies é o mais adequado para este estudo. O algoritmo proposto apresenta melhor desempenho quando comparado com o algoritmo tradicional de proteção diferencial.

Já no ambiente de RNAs, que é o foco deste trabalho, destacam-se Perez et al. (1994) que estudaram o treinamento de uma RNA para discriminação entre correntes de magnetização e correntes de falta. A rede desenvolvida é do tipo *Multilayer Perceptron* (MLP) e utiliza o algoritmo *Backpropagation* com função de transferência sigmoideal para os neurônios. Os resultados *off-line* mostraram que a rede é uma alternativa para discriminar as correntes *inrush* e de falta em uma implementação do relé digital. No entanto, a aplicação prática do método proposto depende da qualidade da generalização da rede e da velocidade do sistema microprocessador usado para implementar o relé.

Pihler, Grear e Dolinar (1997) desenvolveram uma rede neural para detecção de correntes de *inrush* e reconstrução das correntes secundárias do TC devido à saturação. Os resultados confirmaram o reconhecimento mais rápido e confiável das correntes de *inrush*, assim como a reconstrução satisfatória das correntes secundárias distorcidas do TC. Este trabalho fornece uma boa base para uma aplicação industrial da proteção diferencial digital de transformadores de potência. Porém, do ponto de vista de confiabilidade de operação, é necessário considerar faltas entre espiras.

Bertrand, Martin e Guillot (1997) propuseram uma rede neural com o objetivo de fornecer maior robustez à proteção diferencial de transformadores e facilitar a sua implementação, uma vez que o método convencional requer uma combinação complexa de funções complementares e um ajuste meticuloso. A RNA foi treinada para casos de energização e falta interna, e operação em paralelo com a proteção diferencial de restrição percentual. Para os casos de energização, a rede neural se manteve estável sem provocar a atuação do relé. Os casos de falta interna com saturação dos TCs contendo elevado conteúdo de 2º harmônico foram detectados pela RNA, que enviou sinal de *trip*. Para os autores, as redes neurais também permitem melhorias em outros tipos de proteção.

Mao e Aggarwal (2001) apresentaram uma nova técnica para a discriminação entre uma falta interna e uma corrente de magnetização (*inrush*) no transformador de potência, combinando TW com RNA. Primeiramente, a TW é aplicada para decompor os sinais de corrente diferencial do transformador em uma série detalhada de componentes *wavelets*. O espectro de energias das componentes *wavelets* são calculados e utilizados para treinar a RNA, responsável por distinguir os fenômenos apresentados. A técnica proposta é robusta e obteve 99% de precisão nos casos testados.

Segatto e Coury (2006) propuseram duas novas abordagens baseadas em RNAs para proteção diferencial de transformador. Uma sub-rotina utilizando RNA tipo MLP *Backpropagation* foi usada para discriminar falhas internas de outros eventos, substituindo o método tradicional de Fourier por restrição harmônica. Além disso, uma rotina para reconstrução de sinais distorcidos pela saturação dos TCs baseada em RNA de Elman (rede neural recorrente) também foi proposta. Os casos testados pelas RNAs apresentaram melhores resultados quando comparados ao algoritmo de proteção diferencial tradicional. Os resultados da RNA tipo MLP mostraram precisão de 98,65% e 97,80% para os transformadores de potência de 25 MVA e 6,25 MVA, respectivamente. A RNA de Elman apresentou resultados ainda melhores, com precisão de 99,92% e 99,31% para os transformadores de potência de 25 MVA e 6,25 MVA, respectivamente.

Tripathy, Maheshwari e Verma (2010) desenvolveram um novo algoritmo diferencial baseado em rede neural probabilística (PNN, *Probabilistic Neural Network*) capaz de discriminar faltas internas e condições de energização. O algoritmo PNN ótimo proposto identifica a forma de onda independente do conteúdo harmônico contido na corrente diferencial, o que é bastante adequado no caso de transformadores de potência modernos cujo núcleo é fabricado com materiais de alta permeabilidade e baixa coercitividade. A técnica otimização por enxame de partículas (PSO, *Particle Swarm Optimization*) é aplicada com sucesso para obter o fator de suavização ideal do modelo da rede probabilística. A partir dos resultados, fica claro que a seleção de um fator de suavização ideal para a PNN aumenta significativamente seu desempenho. No método proposto, a estabilidade do relé diferencial é assegurada durante as condições de energização, energização solidária, sobre-excitação e falta externa. Assim, a confiabilidade da proteção diferencial foi aprimorada.

CAPÍTULO 3 REDE NEURAL ARTIFICIAL

3.1 Introdução

Uma RNA é definida como um sistema paralelamente distribuído, constituído de unidades de processamento simples, denominadas neurônios, que armazenam conhecimento experimental e o torna disponível para uso. Se assemelha ao cérebro humano em dois aspectos: o conhecimento é adquirido pela rede a partir de seu ambiente, por meio de um processo de aprendizagem e as forças de conexão entre os neurônios, conhecidos como pesos sinápticos, são utilizados para armazenar o conhecimento adquirido (HAYKIN, 2001; OLIVEIRA, 2006).

As principais características das RNAs são (BARONE, 1999):

- capacidade de aprender através de exemplos e de generalizar este aprendizado de forma a reconhecer elementos similares, que não foram apresentados no conjunto de exemplos (treinamento);
- bom desempenho em tarefas pouco ou mal definidas, onde falta o conhecimento explícito de como resolvê-las, o aprendizado se dá através de exemplos;
- robustez à presença de informações falsas ou ausentes, escolha dos elementos no próprio conjunto de treinamento (integridade do conjunto de treinamento);
- no contexto de classificação de padrões, uma rede neural pode fornecer informações sobre quais padrões selecionar em função do grau de confiança apresentado (confiabilidade do conjunto de treinamento);
- tolerância a falhas.

Essas características fazem das RNAs uma ferramenta computacional importante para a solução de problemas complexos e sua utilização em trabalhos de pesquisa cresceu bastante, com aplicação na solução de problemas em diversos campos, tais como: otimização de processos, classificação de dados, processamento de imagem e voz, técnicas de análise financeira, entre outros. Em sistemas elétricos de potência, sua aplicação tem aumentado significativamente nos últimos anos em problemas como previsão de cargas elétricas (ALTRAN, 2005), análise de estabilidade transitória (SILVEIRA, 2003; LOTUFO, 2004; LOPES, 2005), proteção de transformadores de potência (SEGATTO, 2005) e diagnóstico de faltas (BO et al., 1997; OLESKOVICZ et al., 2003; SILVA et al., 2007).

As redes neurais também são conhecidas na literatura como neurocomputadores, redes conexionistas, processadores paralelamente distribuídos, entre outras denominações.

3.2 Funcionamento da RNA

A RNA é uma técnica de inteligência artificial cujo funcionamento é baseado no cérebro humano que pode ser considerado o mais intrínseco dos computadores presentes no mundo. A base do processamento realizado no cérebro segue as conexões existentes entre os estimados 10^{11} neurônios, célula fundamental (JORGE, 1997). A Figura 3.1 ilustra um neurônio humano.

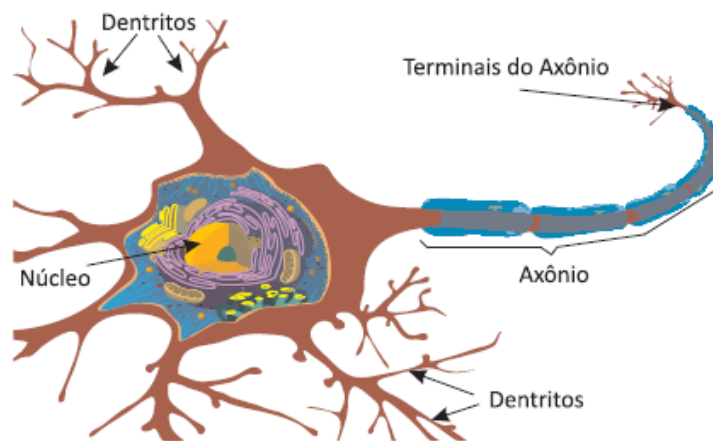


Figura 3.1 - Representação de um neurônio humano.
Fonte: BARBOSA, 2010.

Os neurônios são divididos em três partes principais: corpo celular, dentritos e axônio, cada uma com funções específicas, porém complementares.

A função dos dentritos é receber as informações, ou impulsos nervosos, provenientes de outros neurônios e conduzi-las até o corpo celular, onde a informação é processada e novos impulsos são gerados. Estes impulsos são transmitidos a outros neurônios, passando através do axônio até os dentritos dos neurônios seguintes. É importante ressaltar que o neurônio biológico transmite um impulso nervoso quando a soma dos impulsos que ele recebe ultrapassa o seu limiar de excitação (*threshold*) (BRAGA; CARVALHO; LUDERMIR, 2000).

O ponto de conexão entre a terminação do axônio de um neurônio e o dentrito de outro é chamada sinapse. São pelas sinapses que os neurônios se unem funcionalmente, formando redes neurais. As sinapses são capazes de controlar a transmissão de impulsos,

isto é, o fluxo de informação entre as células da rede neural (BRAGA; CARVALHO; LUDERMIR, 2000).

O modelo de neurônio binário com limiar ρ unitário, mostrado na Figura 3.2, foi desenvolvido por McCulloch e Pitts (1943). As entradas do neurônio artificial são ponderadas pelos pesos w_{ij} com as saídas do neurônio anterior ou com os sinais de entrada da rede. Para as saídas (n_i) foram estabelecidos os valores 1 ou 0 (estimulado ou não).

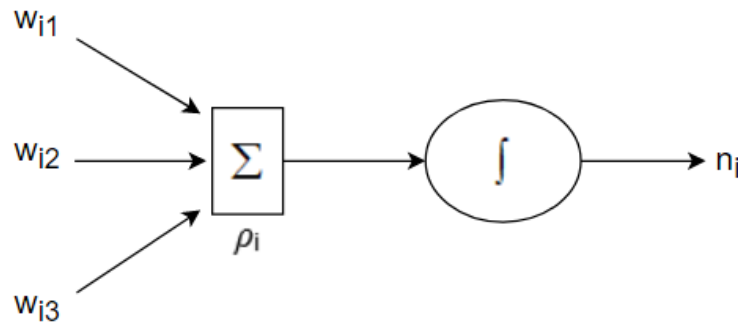


Figura 3.2 - Modelo de neurônio binário.
Fonte: Adaptado de SEGATTO, 2005.

Os três elementos básicos do modelo de neurônio artificial são (HAYKIN, 2001):

1. Um conjunto de sinapses, cada uma caracterizada por um peso ou força própria.
2. Um somador para somar os sinais de entrada, ponderados pelas respectivas sinapses do neurônio constituindo um combinador linear.
3. Uma função de ativação para restringir a amplitude da saída de um neurônio.

A função de saída para o neurônio é dada por:

$$n_i(t+1) = \theta\left(\sum w_{ij} \cdot n_j(t) - \rho_i\right) \quad (3.1)$$

$$\begin{cases} \theta(x) = \text{função Degrau} \\ \text{Se } x \geq 0 \rightarrow \theta(x) = 1 \text{ (estímulo)} \\ \text{Se } x < 0 \rightarrow \theta(x) = 0 \text{ (não-estímulo)} \end{cases} \quad (3.2)$$

O peso w_{ij} é a força da sinapse conectando o neurônio j ao neurônio i . O valor ρ_i é o valor limiar específico da célula i . Quando o somatório dos pesos das entradas excede ou alcança o limiar, o neurônio é estimulado (SEGATTO, 2005).

O funcionamento da RNA consiste de um conjunto de células conectadas e com uma regra de propagação, como apresentado na Figura 3.3.

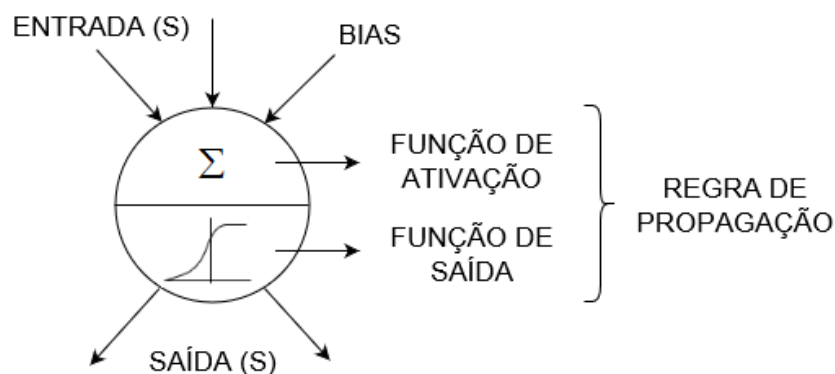


Figura 3.3 - Modelo atual da célula de uma RNA.

Fonte: Adaptado de SEGATTO, 2005.

Cada neurônio recebe suas entradas com os pesos associados, vindos de outros neurônios ou de estímulo externo. A função de ativação é um somatório que age nas entradas da rede (SEGATTO, 2005). A Figura 3.4 ilustra graficamente as principais funções de ativação: função linear, rampa, degrau (*step*) e sigmoidal.

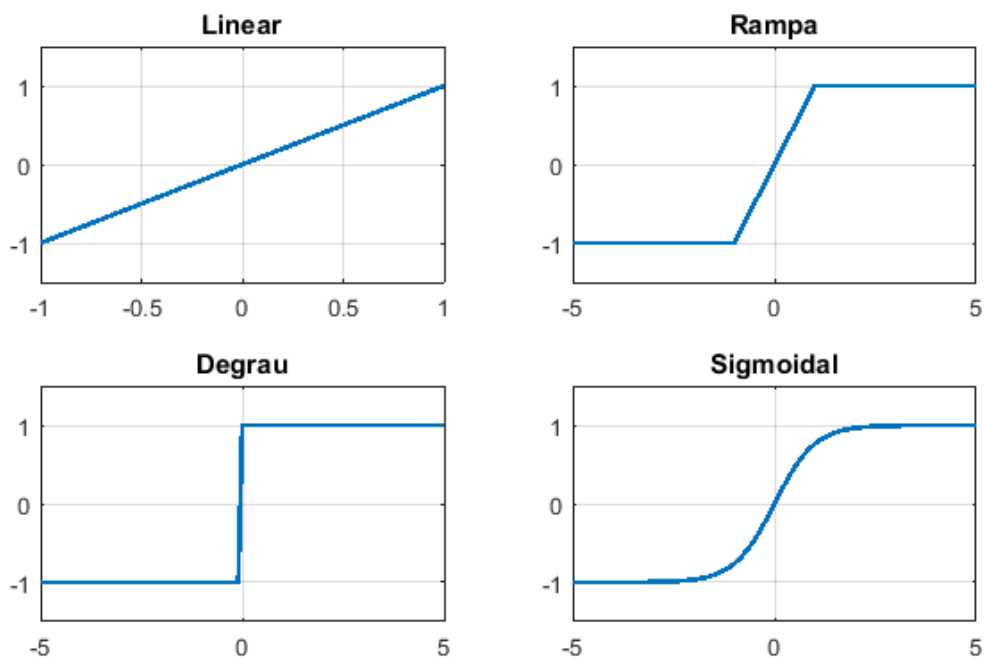


Figura 3.4 - Principais funções de ativação.

Fonte: Própria autora, 2020.

A função sigmoidal é a forma mais comum de função de ativação utilizada na construção de RNAs. É definida como uma função estritamente crescente que exibe um balanceamento adequado entre comportamento linear e não-linear (HAYKIN, 2001).

3.2.1 Arquitetura da Rede

A definição da arquitetura de uma RNA é um parâmetro importante na sua concepção, uma vez que restringe o tipo de problema que pode ser tratado pela rede (BRAGA; CARVALHO; LUDERMIR, 2000). Fazem parte da definição da arquitetura os seguintes parâmetros: número de camadas da rede, número de neurônios em cada camada, tipo de conexão entre os neurônios e topologia da rede.

Quanto ao número de camadas, pode-se ter (BRAGA; CARVALHO; LUDERMIR, 2000):

- Rede de camada única: só existe um nó entre qualquer entrada e qualquer saída da rede, como pode ser visto na Figura 3.5;

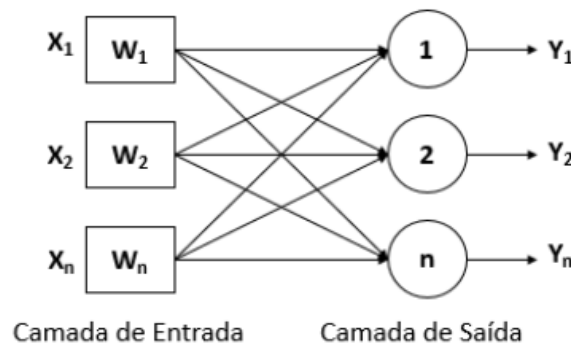


Figura 3.5 - Rede de camada única.
Fonte: HAYKIN, 2001.

- Redes de múltiplas camadas: existe mais de um neurônio entre alguma entrada e alguma saída da rede, conforme ilustrado na Figura 3.6.

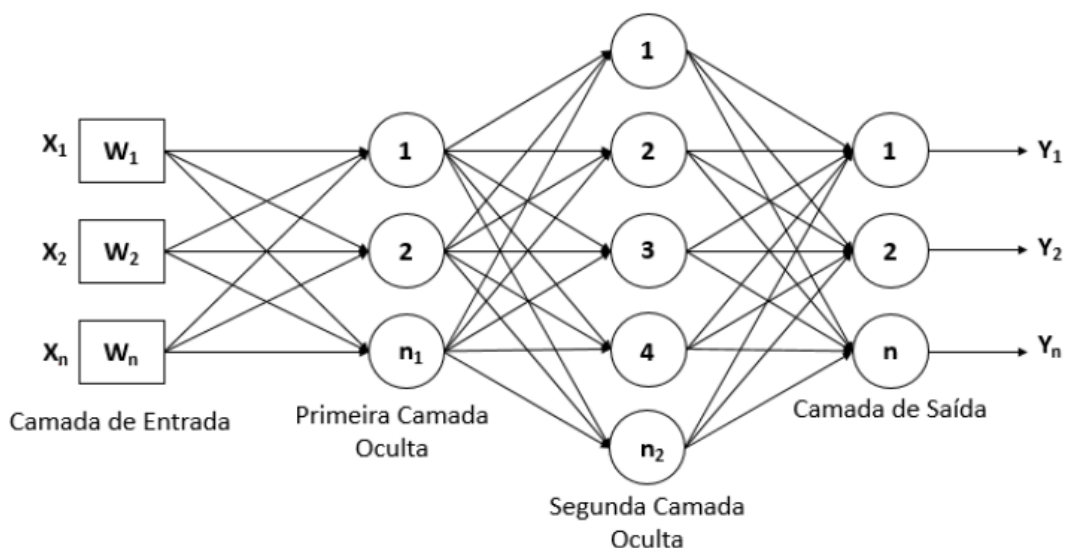


Figura 3.6 - Rede multicamadas.
Fonte: HAYKIN, 2001.

É importante ressaltar que não existe um método que determine o número ideal de camadas ocultas e de neurônios em cada uma dessas camadas. A quantidade é estabelecida empiricamente, até se obter o melhor ajuste dos pesos para a RNA. O aumento indiscriminado do número de neurônios e de camadas ocultas não asseguram a generalização³ do problema. Quando a rede é treinada excessivamente, ocorre o fenômeno chamado *overfitting* (sobreajuste) e a mesma pode perder a sua capacidade de generalização. Em contrapartida, uma baixa aprendizagem causa o *underfitting* (subajuste) e a rede não converge durante o treinamento.

Os neurônios podem ter conexões do tipo (BRAGA; CARVALHO; LUDERMIR, 2000):

- *Feedforward*, ou acíclica: a saída de um neurônio na i -ésima camada da rede não pode ser usada como entrada de neurônios em camadas de índice menor ou igual i . Este tipo de conexão é empregado na arquitetura das redes neurais apresentadas nas Figuras 3.5 e 3.6;
- *Feedback*, ou cíclica: a saída de algum neurônio na i -ésima camada da rede é usada como entrada de neurônios em camadas de índice menor ou igual a i . A Figura 3.7 mostra este modo de conexão dos neurônios.

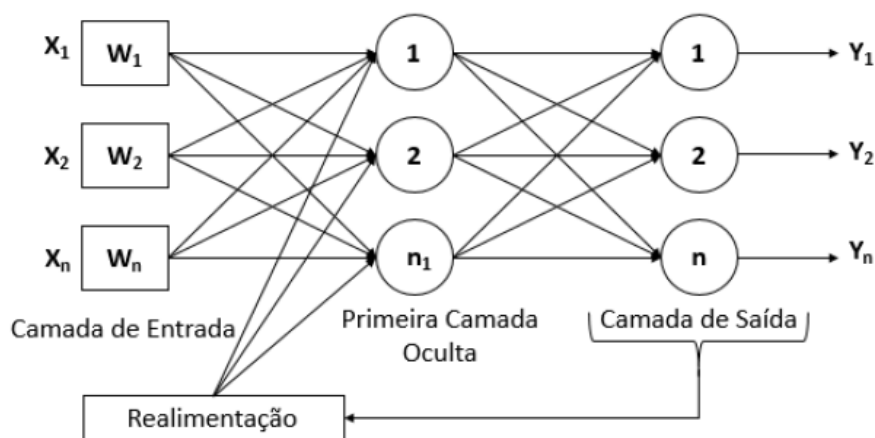


Figura 3.7 - Rede neural *feedback* ou cíclica.
Fonte: HAYKIN, 2000.

3.2.2 Processo de Aprendizagem ou Treinamento

O que deve garantir a obtenção de um melhor desempenho da RNA é, além de uma arquitetura adequada, o treinamento de forma eficiente. O treinamento da RNA definirá a

³ Capacidade da RNA de responder corretamente aos novos padrões que lhe são apresentados.

qualidade de suas respostas para as diferentes entradas as quais ela será submetida (JORGE, 1997).

O treinamento consiste essencialmente na modificação sistemática dos pesos das interconexões entre as unidades neurais. Como o conhecimento associado à RNA é armazenado nas interconexões, esse processo de ajuste provoca uma alteração no nível de conhecimento da rede. Por isso, o aprendizado pode ser caracterizado como o ajuste automático dos pesos em função da informação presente na RNA e de cada valor de entrada fornecido (BARBOSA, 2010). Normalmente, são utilizadas duas abordagens para definir como será efetuado o ajuste (DILLON; NIEBUR, 1996):

- Treinamento baseado nas semelhanças dos padrões de entrada;
- Treinamento que minimiza o erro entre os valores desejados e os obtidos atualmente pela rede.

É importante ressaltar três conceitos básicos do processo de treinamento (BARBOSA, 2010):

1. Algoritmo de treinamento: conjunto de procedimentos utilizados para ajustar os parâmetros das redes neurais, de maneira que possam realizar determinada função;
2. Número de épocas: número de vezes que todos os padrões (exemplos) são apresentados às redes neurais, a fim de que se faça a atualização dos pesos;
3. Taxa de aprendizado: controla a intensidade das alterações dos pesos, pois uma alta taxa de aprendizado acelera o processo, embora também possa reduzir a capacidade de generalização da RNA.

3.2.2.1 Treinamento Supervisionado

Este método de aprendizado é o mais comum no treinamento das RNAs, tanto de neurônios com pesos como de neurônios sem pesos. A aprendizagem é feita com base na comparação da saída da rede com a resposta correta conhecida e esperada, ajustando-se os pesos das conexões, a cada padrão de entrada submetido à rede, para minimizar o erro (BRAGA; CARVALHO; LUDERMIR, 2000). A Figura 3.8 ilustra o mecanismo de aprendizagem supervisionado.

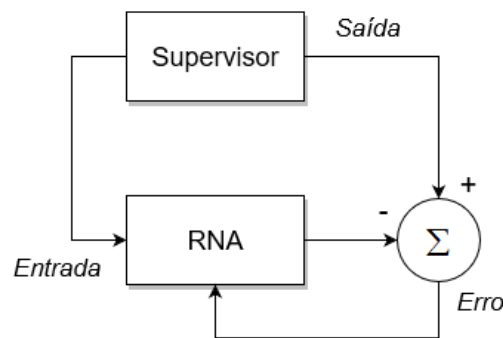


Figura 3.8 - Aprendizado supervisionado.
 Fonte: Adaptado de BRAGA; CARVALHO; LUDERMIR, 2000.

A desvantagem do aprendizado supervisionado é que a rede não conseguirá aprender novas estratégias para situações desconhecidas pelos exemplos de treinamento da rede. Os exemplos mais conhecidos de algoritmos para aprendizado supervisionado são a regra delta (WIDROW; HOFF, 1960) e a sua generalização para redes de múltiplas camadas, e o algoritmo *Backpropagation* (RUMELHART; HINTON; WILLIAMS, 1986).

O aprendizado supervisionado pode ser implementado de duas formas: *off-line* e *on-line*. Para o treinamento *off-line*, os dados do conjunto de treinamento não mudam e a solução obtida para a rede é fixa. No treinamento *on-line*, o conjunto de dados muda continuamente e a rede está em contínuo processo de adaptação (BRAGA; CARVALHO; LUDERMIR, 2000).

3.2.2.2 Treinamento Não-supervisionado

No aprendizado não-supervisionado, somente os padrões de entrada estão disponíveis. Este método é apresentado na Figura 3.9. A rede deve agrupar os padrões fornecidos de acordo com um certo critério de similaridade definido (SEGATTO, 2005). A partir do momento em que a rede estabelece harmonia com as regularidades estatísticas da entrada de dados, desenvolve-se nela a habilidade em formar representações internas para codificar características da entrada e criar novas classes ou grupos automaticamente (BRAGA; CARVALHO; LUDERMIR, 2000).

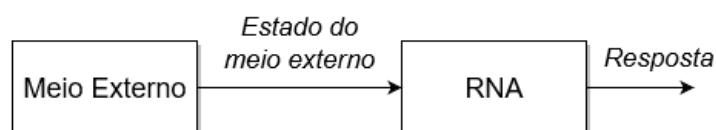


Figura 3.9 - Aprendizado não-supervisionado.
 Fonte: Adaptado de BRAGA; CARVALHO; LUDERMIR, 2000.

Este tipo de aprendizado só se torna possível quando existe redundância dos dados de entrada. Sem redundância, seria impossível encontrar quaisquer padrões ou características dos dados de entrada (BRAGA; CARVALHO; LUDERMIR, 2000).

A estrutura do sistema de aprendizado não-supervisionado pode adquirir formas distintas. Um exemplo consiste em uma camada de entrada, uma camada de saída, conexões *feedforward* da entrada para a saída e conexões laterais entre os neurônios da camada de saída. Outro exemplo, é uma rede *feedforward* com múltiplas camadas, em que a livre organização procede na base de camada por camada. Nestes exemplos, o processo de aprendizado consiste em modificar repetidamente o peso sináptico de todas as conexões do sistema em resposta às entradas (BRAGA; CARVALHO; LUDERMIR, 2000).

Alguns métodos utilizados para implementação de aprendizado não-supervisionado são:

- Aprendizado hebbiano (HEBB, 1949);
- Modelo de Linsker (LINSKER, 1988);
- Regra de Oja (OJA, 1982);
- Regra de Yuille (YUILLE; KAMMEN; COHEN, 1989);
- Aprendizagem por competição (FUKUSHIMA, 1975; KOHONEN, 1982; GROSSBERG, 1976).

3.3 Rede Neural MLP e o Algoritmo *Backpropagation*

A rede neural multicamadas MLP é acíclica, cujos neurônios apresentam função de ativação não-linear e diferenciável, compostas por uma camada de entrada, uma ou mais camadas ocultas ou intermediárias e uma camada de saída. Estas redes apresentam um poder computacional maior do que aquele apresentado pelas redes sem camadas intermediárias (BRAGA; CARVALHO; LUDERMIR, 2000).

A função de ativação é um dos aspectos mais importantes no projeto de redes MLP. É usualmente uma somatória agindo nas entradas da rede. Os valores bias⁴ são adicionados à somatória das entradas com pesos. O estado de ativação do neurônio é determinado pela função de saída ou de transferência e geralmente é uma função sigmoidal (SEGATTO et al, 2003).

A Figura 3.10 mostra uma rede neural MLP.

⁴ Parâmetro externo ao neurônio que tem a função de aumentar ou diminuir a entrada líquida da função de ativação.

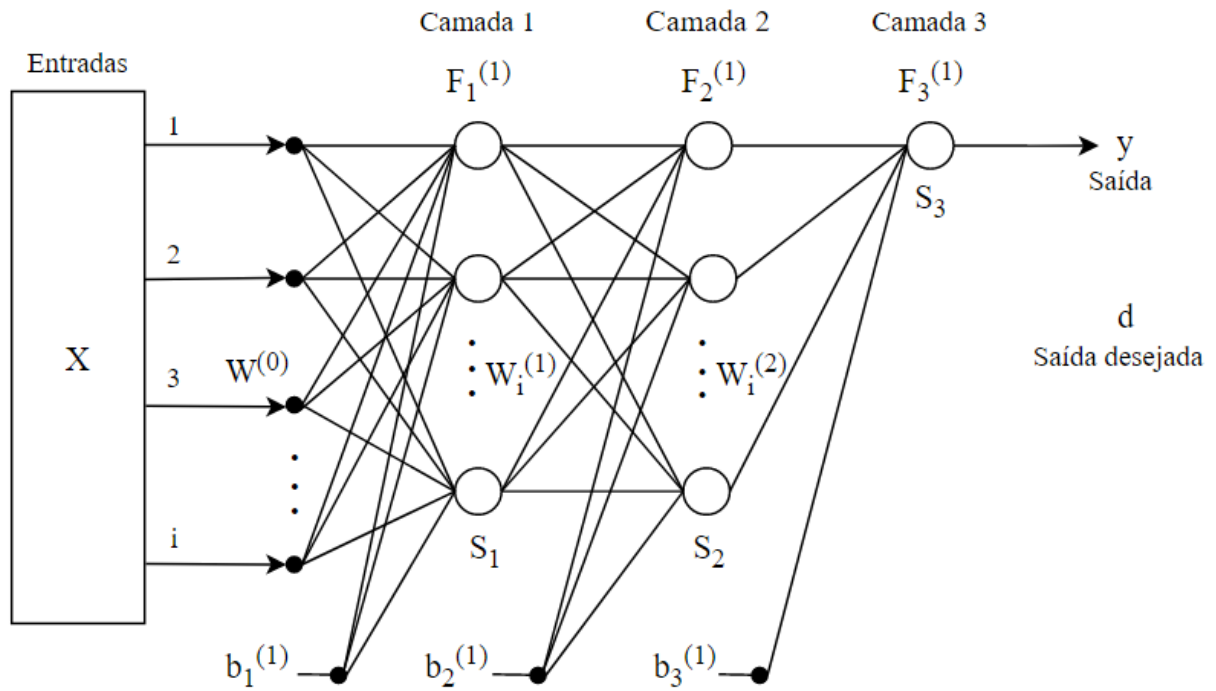


Figura 3.10 - Rede neural completa com três camadas.

Fonte: Adaptado de SEGATTO, 2005.

A estrutura da RNA apresentada na Figura 3.10 possui 3 camadas, onde (PIHLER; GREAR; DOLINAR, 1997):

X = vetor de dados de entrada;

W_i = matriz de valores de pesos associados a cada entrada;

$h_i^{(m)}$ = entrada para um dado neurônio i com seus pesos correspondentes de uma certa camada m (MAO et al., 1998), onde:

$$h_i^{(m)} = [W_i^{(m)}]X^{(m)} = \sum_{k=1}^M (w_{ik}^{(m)} \cdot X^{(m)}) \quad (3.3)$$

F_i = função de transferência sigmoidal de cada unidade:

$$F(h-b) = \frac{1}{1 + e^{-(h-b)/2}} \quad (3.4)$$

onde:

b_i = unidades bias;

d = saída desejada da rede para cada entrada;

$y_i^{(m)}$ = saída do neurônio i na camada m .

$$y_i^{(m)} = F(h_i - b_i) \quad (3.5)$$

Ainda, $y^{(m)} = X^{(m+1)}$, ou seja, a entrada da próxima camada é a saída da camada anterior. Logo, há um vetor de saídas y para cada vetor de entradas X . Os pesos W e bias b são atualizados para cada j , até se obter o critério de parada do treinamento (erro aceitável alcançado).

O algoritmo *Backpropagation* é o mais utilizado para treinamento das redes neurais do tipo MLP (SEGATTO, 2005). Esse método de treinamento foi desenvolvido diversas vezes por diferentes pesquisadores: Bryson e Ho (1969), Werbos (1974), Parker (1985), Le Cun (1985) e Rumelhart, Hinton e Williams (1986).

É um algoritmo supervisionado que utiliza pares (entrada, saída desejada) para, através de um mecanismo de correção de erros, ajustar os pesos da rede (BRAGA; CARVALHO; LUDERMIR, 2000). O treinamento ocorre em duas fases, sendo que cada fase percorre a rede em um sentido, como pode ser visto na Figura 3.11.

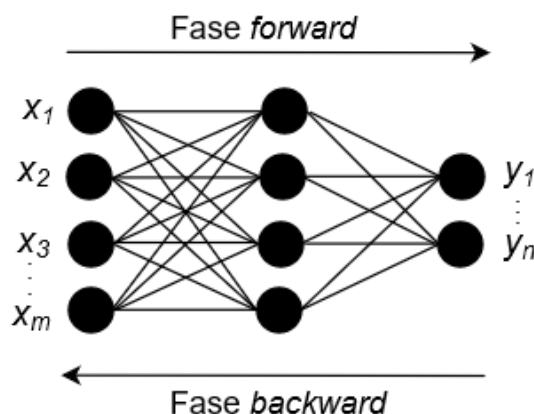


Figura 3.11 - Fluxo de processamento do algoritmo *Backpropagation*.

Fonte: Adaptado de BRAGA; CARVALHO; LUDERMIR, 2000.

A fase *forward* é utilizada para definir a saída da rede para um dado padrão de entrada. A fase *backward* utiliza a saída desejada e a saída fornecida pela rede para atualizar os pesos de suas conexões a cada iteração (BRAGA; CARVALHO; LUDERMIR, 2000).

O algoritmo *Backpropagation* é baseado na regra delta proposta por Windrow e Hoff (1960), sendo também chamada de regra delta generalizada. Os ajustes dos pesos são realizados utilizando-se o método do gradiente (BRAGA; CARVALHO; LUDERMIR, 2000). O erro *Backpropagation* (E_p) para as células de saída da rede é dado por (SEGATTO, 2005):

$$E_p = \frac{(d_j - y_j)^2}{2} \quad (3.6)$$

onde:

d_j = diferença máxima entre o valor de aprendizado e a saída desejada para o neurônio j ;

y_j = saída desejada para o neurônio j .

O objetivo deste algoritmo de treinamento é minimizar o erro de saída para cada vetor de entrada, ou seja, minimizar a distância quadrática entre as saídas desejadas e calculadas. O erro de saída E_p é minimizado quando seu gradiente for próximo de zero (SEGATTO, 2005). A estrutura de processamento de informação permite a inclusão de conhecimento especializado no processo, a detecção e a classificação de sinais (BRAGA; CARVALHO; LUDERMIR, 2000).

CAPÍTULO 4 MODELAGEM DO SISTEMA ELÉTRICO

4.1 Sistema Elétrico

O *software* ATP é uma importante ferramenta para estudos de fenômenos transitórios no SEP. A modelagem e simulações do sistema elétrico deste trabalho é realizada no ATPDraw, o pré-processador gráfico do ATP, versão 6.1.

A Figura 4.1 mostra a representação do sistema elétrico simulado para a geração do banco de dados utilizado na RNA. O sistema é constituído por um gerador trifásico com tensão nominal de 230 kV e frequência de 60 Hz. Essa fonte de tensão alimenta um transformador trifásico com potência nominal de 100 MVA e relação de transformação de 230 kV no primário para 34,5 kV no secundário, com conexão Dyn1. Um trecho de LT com 100 km de extensão interliga o gerador ao transformador. Os TCs conectados no transformador de potência possuem as seguintes características: relação de transformação de 20:1, sendo 100/5 A no enrolamento primário e relação de transformação de 200:1, sendo 1000/5 A no enrolamento secundário. Através de uma linha de distribuição, o transformador fornece energia para uma carga de 50 MVA e fator de potência de 0,92 indutivo. Os disjuntores são representados por chaves de tempo controlado que são operadas durante as simulações das situações de contingência no transformador.

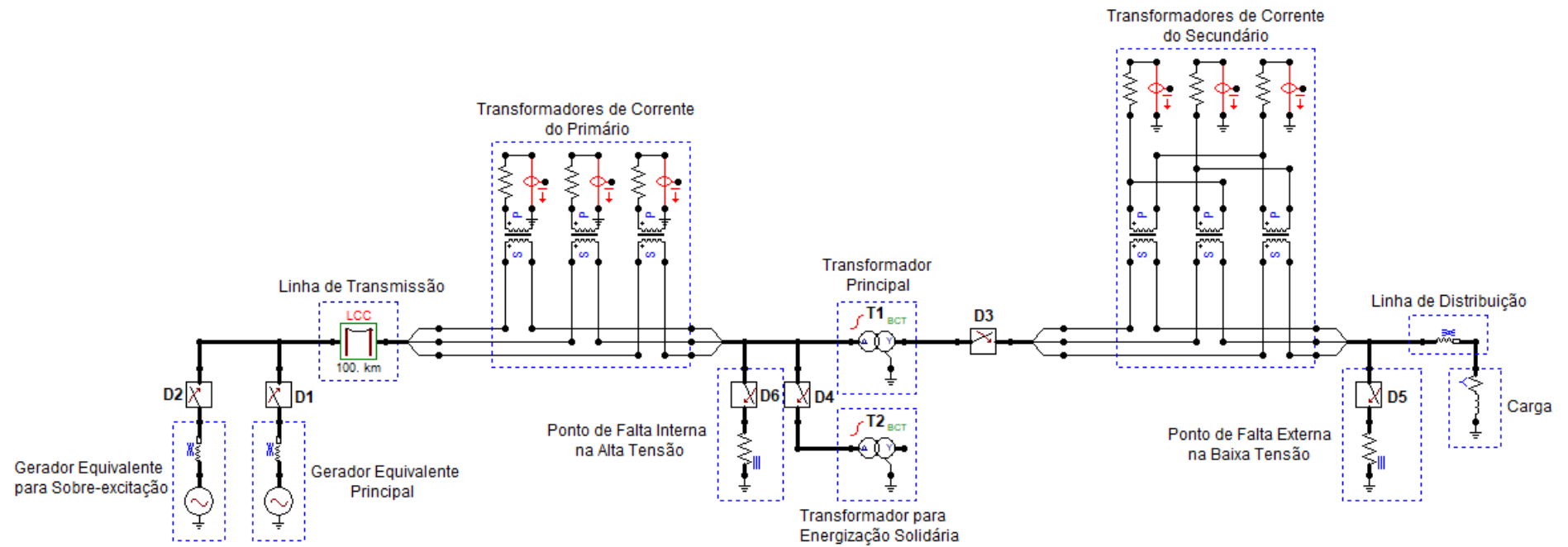


Figura 4.1 - Diagrama do sistema elétrico simulado.
Fonte: Própria autora, 2020.

4.1.1 Gerador Trifásico

Os geradores são equipamentos essenciais para o sistema elétrico, pois são responsáveis pelo fornecimento de energia elétrica e pela manutenção da potência disponibilizada nos diversos ramos que constituem uma rede elétrica (BARBOSA, 2010). Os parâmetros elétricos do gerador são apresentados na Tabela 4.1.

Tabela 4.1 - Parâmetros elétricos do gerador.

Parâmetro	Valor
Tensão nominal	230 kV
Frequência nominal	60 Hz
Resistência de sequência zero (R_0)	0,269 Ω
Indutância de sequência zero (L_0)	6,232 mH
Resistência de sequência positiva (R_+)	0,2072 Ω
Indutância de sequência positiva (L_+)	1,4551 mH

Fonte: SILVA, 2019.

As Figuras 4.2 e 4.3 apresentam as janelas de parametrização do gerador trifásico e da sua impedância (SILVA, 2019), respectivamente.

Figura 4.2 - Janela de parametrização dos dados do gerador trifásico.

Fonte: Própria autora, 2020.

Component: LINESY_3

Attributes

DATA	UNIT	VALUE
Ro	Ohm/m	0.269
Lo	mH/m	6.232
R+	Ohm/m	0.2072
L+	mH/m	1.4551

NODE	PHASE	NAME
IN1	ABC	
OUT1	ABC	

Copy Paste Reset Order: 0 Label:

Comment:

Lines
Length 1 [m] ☐ Hide

Edit definitions OK Cancel Help

Figura 4.3 - Janela de parametrização da impedância do gerador.
Fonte: Própria autora, 2020.

4.1.2 Linha de Transmissão

A modelagem da LT no ATPDraw é realizada através da rotina *Line/Cable Constants* (LCC). O modelo utilizado neste trabalho é o JMarti, que considera os parâmetros distribuídos e variáveis com a frequência. É importante ressaltar que este modelo possui restrições quanto a sua precisão quando utilizado em sistemas desbalanceados ou LTs assimétricas. A imprecisão é devido ao fato do modelo considerar a matriz de transformação modal constante, independente da frequência (MARTI,1982). Adicionalmente, o modelo JMarti desconsidera as correntes capacitivas no solo e a dependência da frequência dos parâmetros elétricos do solo, o que pode ocasionar erros no caso de LTs sobre solos de alta resistividade (DIAS, 2019).

Os dados com as características construtivas da LT são apresentados nas Tabelas 4.2 e 4.3, que contêm os parâmetros dos condutores fase e dos condutores para-raios, respectivamente.

Tabela 4.2 - Parâmetros dos condutores fase.

Parâmetro	Valor
Tensão de operação	230 kV
Frequência	60 Hz
Resistividade do solo	200 Ω .m
Número de condutores por fase	1
Raio interno do condutor (R_{IN})	0,673 cm
Raio externo do condutor (R_{OUT})	1,829 cm
Resistência do condutor (R_{DC})	0,1736 Ω /km
Flecha máxima	5,50 m

Fonte: SILVA, 2019.

Tabela 4.3 - Parâmetros dos condutores para-raios.

Parâmetro	Valor
Número de cabos para-raios	2
Raio interno do condutor (R_{IN})	1×10^{-6} cm
Raio externo do condutor (R_{OUT})	0,87 cm
Resistência do condutor (R_{DC})	1,844 Ω /km
Flecha máxima	5,65 m

Fonte: SILVA, 2019.

A disposição geométrica dos condutores fase e para-raios na torre de transmissão é apresentada na Figura 4.4.

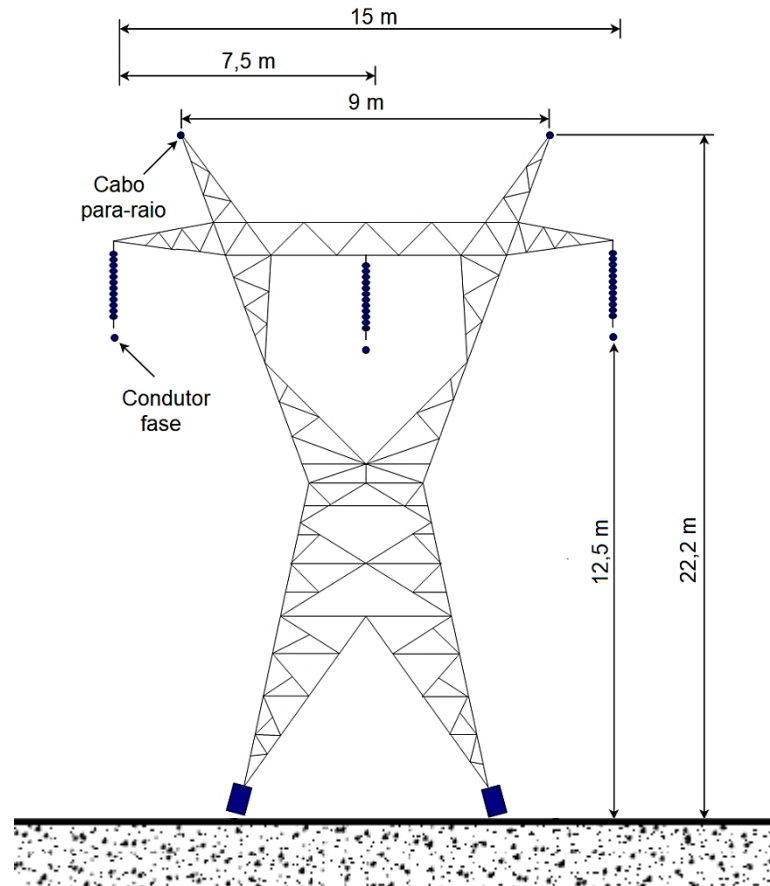


Figura 4.4 - Disposição geométrica dos condutores fase e para-raios na torre de transmissão.

Fonte: Adaptado de ELECTRICAL SYSTEMS, 2020.

Para a modelagem, considera-se ainda a LT transposta e o efeito pelicular. As Figuras 4.5 e 4.6 apresentam as janelas de parametrização da linha de transmissão no *software* ATP a partir do modelo JMARTI.

Line/Cable Data: LT1

Model Data Nodes

System type
Name: LT1 ☐ Template

Overhead Line ☒ Transposed ☐ individual circuits
☐ Auto bundling
☒ Skin effect
☐ Segmented ground
☐ Real transf. matrix

#Ph: 3

Units
☒ Metric
☐ English

Standard data
 Rho [ohm*m] 200
 Freq. init [Hz] 1
 Length [km] 100
☐ Set length in icon

Model
 Type
☐ Bergeron
☐ PI
☒ JMarti
☐ Semlyen
☐ Noda

Data
 Decades 9 Points/Dec 10
 Freq. matrix [Hz] 600 Freq. SS [Hz] 60
☐ Use default fitting

Model fitting data

NAME	DEFAULT	VALUE
ldebug	1	1
lpunch	0	0
koutpr	0	0
Gmode	3e-8	3E-8

Comment: Order: 0 Label: ☐ Hide

OK Cancel Import Export Run ATP View Verify Edit defin. Help

Figura 4.5 - Janela de parametrização do modelo JMARTI.

Fonte: Própria autora, 2020.

Line/Cable Data: LT1

Model Data Nodes

#	Ph.no.	Rin	Rout	Resis	Horiz	Vtower	Vmid
		[cm]	[cm]	[ohm/km DC]	[m]	[m]	[m]
1	1	0.673	1.829	0.1736	-7.5	12.5	7
2	2	0.673	1.829	0.1736	0	12.5	7
3	3	0.673	1.829	0.1736	7.5	12.5	7
4	0	1E-6	0.87	1.844	-4.5	22.2	18.24
5	0	1E-6	0.87	1.844	4.5	22.2	18.24

Add row Delete last row Insert row copy

Move

OK Cancel Import Export Run ATP View Verify Edit defin. Help

Figura 4.6 - Janela de parametrização dos dados geométricos da linha de transmissão a partir do modelo JMARTI.

Fonte: Própria autora, 2020.

4.1.3 Transformador de Potência

O ATPDraw disponibiliza três modelos de transformadores não ideais para estudos de transitórios eletromagnéticos, a saber:

- *Saturable Transformer Component* (STC): inclui a saturação;
- BCTRAN: utiliza a representação matricial;
- *Hybrid Model* (modelo Híbrido): baseado no princípio da dualidade.

Dentre os modelos de transformadores disponíveis no ATPDraw, o BCTRAN foi o escolhido para modelagem do sistema elétrico em estudo, tendo em vista que o modelo STC apresenta maiores limitações e o modelo Híbrido requer informações que não estão sempre disponíveis pelos fabricantes, especialmente para fins acadêmicos. Além disso, as matrizes do modelo BCTRAN representam o comportamento linear do transformador com razoável precisão em fenômenos transitórios com frequência de até 1 kHz (MARTINEZ; MORK, 2005).

O modelo BCTRAN é uma rotina utilizada para obtenção das matrizes $[A]$ – $[R]$ ou $[R]$ – $[j\omega L]$ em que a matriz $[A]$ é a inversa da matriz $[L]$ para transformadores polifásicos, de dois ou mais enrolamentos, com núcleo do tipo envolvente ou envolvido a partir dos ensaios a vazio e de curto-circuito (ATP, 2002).

As equações de regime permanente para transformadores polifásicos com diversos enrolamentos podem ser expressas através da matriz impedância $[Z]$ (MARTINEZ; MORK, 2005):

$$[V] = [Z] \cdot [I] \quad (4.1)$$

Para a simulação de transitórios, a Equação 4.1 deve ser reescrita da seguinte forma (MARTINEZ; MORK, 2005):

$$[V] = [R] \cdot [i] + [L] \cdot \left[\frac{di}{dt} \right] \quad (4.2)$$

onde $[R]$ e $j\omega[L]$ são, respectivamente, a parte real e imaginária de $[Z]$, cujos elementos podem ser determinados através de ensaios.

Essa representação inclui o acoplamento entre fases e as características terminais do modelo. No entanto, não considera as diferentes topologias do núcleo ou dos enrolamentos, pois utiliza a mesma modelagem matemática (MARTINEZ; MORK, 2005).

Os cálculos realizados com as Equações 4.1 e 4.2 podem trazer problemas quanto à precisão, visto que a matriz de impedância $[Z]$ pode se tornar mal condicionada para correntes pequenas de excitação ou quando essas correntes são ignoradas (BRANDWAJN; DOMMEL; DOMMEL, 1982). A opção de saída $[A] - [R]$ deve ser usada quando a corrente de magnetização é muito pequena, o que contorna o problema da singularidade da matriz $[\omega L]$ (ATP, 2002).

Para resolver esse problema, pode-se reescrever a Equação 4.1 para uma representação através da matriz de admitância $[Y]$, da seguinte forma:

$$[I] = [Y] \cdot [V] \quad (4.3)$$

onde $[Y]$ sempre existe e os seus elementos podem ser obtidos diretamente através de ensaios de curto-circuito. Para estudos de transitórios, a matriz $[Y]$ deve ser dividida em seus componentes resistivos e indutivos. O transformador também pode ser descrito conforme a Equação 4.4 (MARTINEZ; MORK, 2005):

$$\left[\frac{di}{dt} \right] = [L]^{-1} [v] - [L]^{-1} [R] [i] \quad (4.4)$$

O modelo BCTRAN é estritamente linear. Entretanto, para muitos estudos de transitórios é necessário incluir os efeitos de saturação e histerese. A inclusão do ramo de excitação é feita externamente por meio de elementos não lineares conectados a um dos terminais do transformador, como pode ser visto na Figura 4.7, o que não é topologicamente correto, mas para muitos estudos de caso apresenta resultados satisfatórios (MARTINEZ; MORK, 2005).

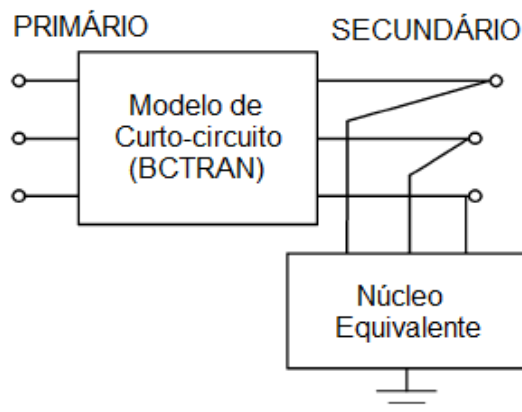


Figura 4.7 - Modelo BCTRAN para transformador de 2 enrolamentos com núcleo externo.
Fonte: MARTINEZ; MORK, 2005.

O modelo BCTRAN permite ainda que as informações do ensaio de circuito aberto (curva de saturação) de sequência zero sejam levadas em consideração. Em outras palavras, o modelo permite que se faça uma diferenciação entre as reatâncias de sequência zero e as reatâncias de sequência positiva (SOUZA, 2012). Outra vantagem do uso das matrizes no modelo BCTRAN é a mitigação das oscilações numéricas que podem ocorrer quando se utiliza o modelo STC, em função da reatância negativa que aparece no enrolamento secundário. Além disso, curtos-circuitos internos podem ser simulados dividindo o enrolamento faltoso em dois, simplesmente aumentando a ordem da matriz (SOUZA, 2012). Entretanto, o modelo possui as seguintes limitações:

- Para simulações de energização, o ramo de excitação deve ser colocado do lado do enrolamento pelo qual o transformador será energizado (ATP, 2002).
- Geralmente, os parâmetros deste modelo são obtidos a partir de ensaios feitos somente na frequência fundamental de operação (50 Hz ou 60 Hz), o que faz com que a dependência destes parâmetros com a frequência não seja levada em consideração (SOUZA, 2012).
- As capacitâncias que existem entre os diversos componentes físicos do transformador não são contempladas, devendo ser inseridas externamente (SOUZA, 2012).

A Tabela 4.4 mostra os parâmetros elétricos do transformador empregado nas simulações deste trabalho para a avaliação da proteção diferencial.

Tabela 4.4 - Parâmetros elétricos do transformador.

Parâmetro	Valor
Potência	100 MVA
Tensão	230/34,5 kV
Frequência	60 Hz
Tipo de Ligação	Dyn1

Fonte: CONTI, 2013.

Para a modelagem do transformador na rotina BCTRAN são necessários os parâmetros obtidos nos ensaios a vazio e de curto-circuito, apresentados nas Tabelas 4.5 e 4.6, respectivamente.

Tabela 4.5 - Ensaio a vazio (lado de baixa tensão).

Tensão (%)	Corrente de Excitação (%)	Perdas (kW)
$V_{100\%}$	0,12	73,964
$V_{105\%}$	0,277	87,09
$V_{110\%}$	0,789	105,822
$V_{115\%}$	3,746	132,388

Fonte: CONTI, 2013.

Tabela 4.6 - Ensaio de curto-circuito (lado de menor corrente).

Parâmetro	Sequência Positiva	Sequência Zero
Impedância	12,5%	11,69%
Potência de Curto-circuito	358 kW	0,0325 kW
Tensão de Sequência Zero (V_0)	-	364,89 V
Corrente de Sequência Zero ($3I_0$)	-	17,7 A

Fonte: CONTI, 2013.

As Figuras 4.8 e 4.9 apresentam as janelas de parametrização modelo BCTRAN.

BCTRAN: TRAF01

Structure

Number of phases3

Number of windings2

Type of coreOther

Test frequency [Hz]60

☒ AR Output

☒ Auto-add nonlinearities

Ratings

HV

LV

L-L voltage [kV]23034.5

Power [MVA]100100

ConnectionsDY

Phase shift [deg]30

☐ Ext. neutral connections

Factory tests

Open circuit

Short circuit

Performed atLV

Connect atLV

☐ Zero sequence data available

positive sequence

Volt (%)	Curr (%)	Loss (kW)
100	0.12	73.964
105	0.277	87.09
110	0.789	105.822

Positive core magnetization

☐ Linear internal

☒ External Lm

☐ External Lm || Rm

View/Copy

☐ Rm

☐ Lm-rms

☒ Lm-flux

Order:0

Label:

☐ Hide

Comment:

OK

Cancel

Import

Export

Run ATP

View +

Copy +

Edit defin.

Help

Figura 4.8 - Janela de parametrização dos dados do ensaio a vazio do transformador.
Fonte: Própria autora, 2020.

BCTRAN: TRAF01

Structure

Number of phases3

Number of windings2

Type of coreOther

Test frequency [Hz]60

☒ AR Output

☒ Auto-add nonlinearities

Ratings

HV

LV

L-L voltage [kV]23034.5

Power [MVA]100100

ConnectionsDY

Phase shift [deg]30

☐ Ext. neutral connections

Factory tests

Open circuit

Short circuit

☒ Zero sequence data available

positive sequence

	Imp. (%)	Pow. (MVA)	Loss (kW)
HV-LV	12.5	100	358

zero sequence

	Imp. (%)	Pow. (MVA)	Loss (kW)
HV-LV	11.69	100	0.0325

Order:0

Label:

☐ Hide

Comment:

OK

Cancel

Import

Export

Run ATP

View +

Copy +

Edit defin.

Help

Figura 4.9 - Janela de parametrização dos dados do ensaio de curto-circuito do transformador.
Fonte: Própria autora, 2020.

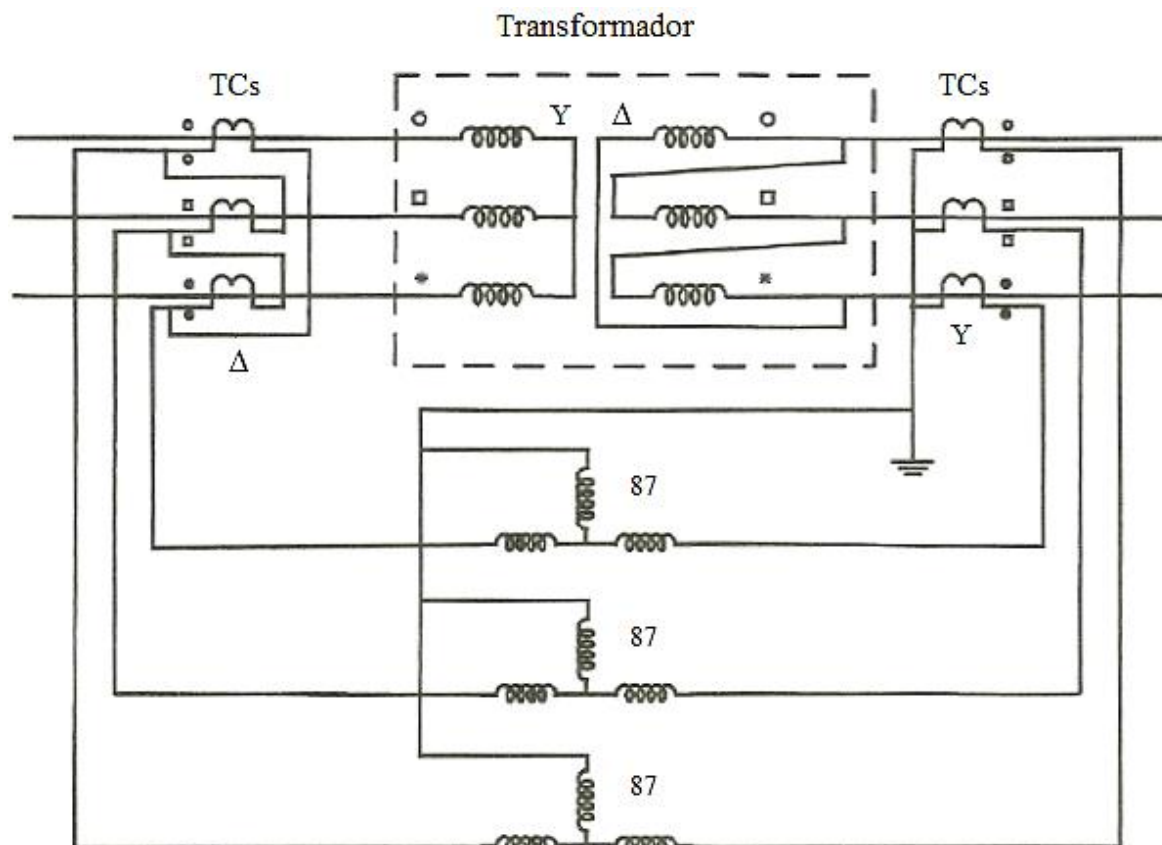
O transformador T_2 mostrado na Figura 4.1, cuja finalidade é simular os efeitos da energização solidária no sistema elétrico, é modelado com os mesmos parâmetros elétricos do transformador principal (T_1).

O Apêndice A apresenta todos os parâmetros necessários para modelagem e simulação do sistema elétrico com transformador de 18 MVA.

4.1.4 Transformadores de Corrente

Os TCs são equipamentos que permitem aos instrumentos de medição e proteção funcionarem adequadamente sem que seja necessário possuírem correntes nominais de acordo com a corrente de carga do circuito ao qual estão conectados (MAMEDE FILHO, 2005).

Na conexão dos TCs junto ao transformador de potência, é importante adotar algumas recomendações práticas utilizadas nos esquemas de proteção diferencial (OLIVEIRA, 2009). Qualquer SEP constituído de um transformador de potência ligado em conexões do tipo estrela-triângulo (Y/Δ) ou triângulo-estrela (Δ/Y) apresenta uma defasagem angular de 30° entre as correntes primárias e secundárias do transformador (MONSEF; LOTFIFARD, 2007). Essa defasagem entre as correntes pode provocar correntes diferenciais importantes nos secundários dos TCs e, para corrigir esse problema na prática se conecta os TCs de maneira inversa às ligações do transformador principal. Dessa forma, para um transformador ligado em Y/Δ , como mostrado na Figura 4.10, usam-se TCs conectados em Δ/Y , e vice-versa (CAMINHA, 1997). Nos relés digitais, esta compensação pode ser feita corrigindo os ângulos dos fasores de corrente.



*87: Relé de proteção diferencial

Figura 4.10 - Conexão de TCs Δ/Y em um transformador Y/ Δ .

Fonte: KINDERMANN, 2006.

Segundo Folkers (1999), para a modelagem dos TCs deve-se utilizar o modelo STC do ATPDraw, ilustrado na Figura 4.11.

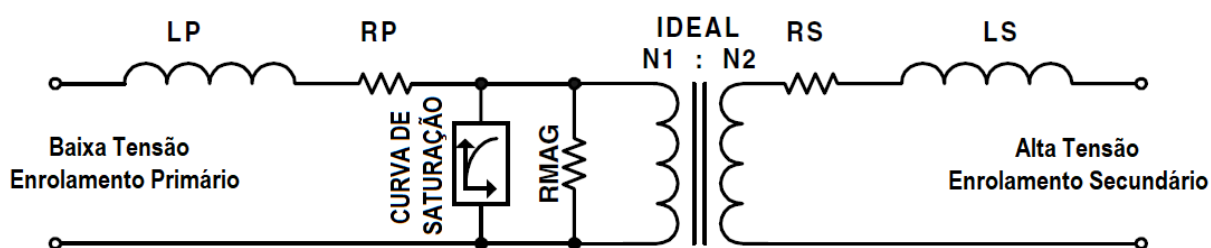


Figura 4.11 - Modelo STC do ATPDraw.

Fonte: Adaptado de FOLKERS, 1999.

Para a modelagem dos TCs, deve-se levar em consideração os seguintes fatores (FOLKERS, 1999):

- o enrolamento secundário se utiliza como sendo o enrolamento primário na modelagem dos TCs;
- o valor da resistência do enrolamento secundário se ajusta em 0Ω e a indutância secundária deve ser diferente de zero dado o fato do enrolamento

secundário sempre operar em curto-circuito ou carregado com baixa impedância de carga (MELLO, 1979);

- a indutância primária se ajusta à zero, já que na prática a indutância do primário dos TCs é desprezível;
- a resistência do enrolamento primário se ajusta ao valor da resistência do enrolamento secundário dos TCs;
- a resistência de magnetização pode se ajustar a infinito, considerando que na prática o valor é muito grande. No *software* ATPDraw esse ajuste é feito colocando zero no campo correspondente ao parâmetro R_{mag} .

Os TCs são dimensionados de acordo com as correntes nominais do transformador de potência e as curvas de excitação escolhidas segundo o trabalho da SEL intitulado “*Determine Current Transformer Suitability Using EMTP Models*” (FOLKERS, 1999). Devido à limitação de TCs produzidos pelo fabricante, não foi possível realizar um casamento perfeito entre os TCs do sistema elétrico simulado. Assim, definiu-se TCs de 100/5 A para o primário e de 1000/5 A para o secundário.

As curvas de excitação dos TCs utilizados por Folkers (1999) são mostradas na Figura 4.12. A modelagem consiste em inserir os valores de tensão (V) e corrente (I) das curvas de excitação dos TCs na rotina *Saturation*, que está intrínseca no modelo STC.

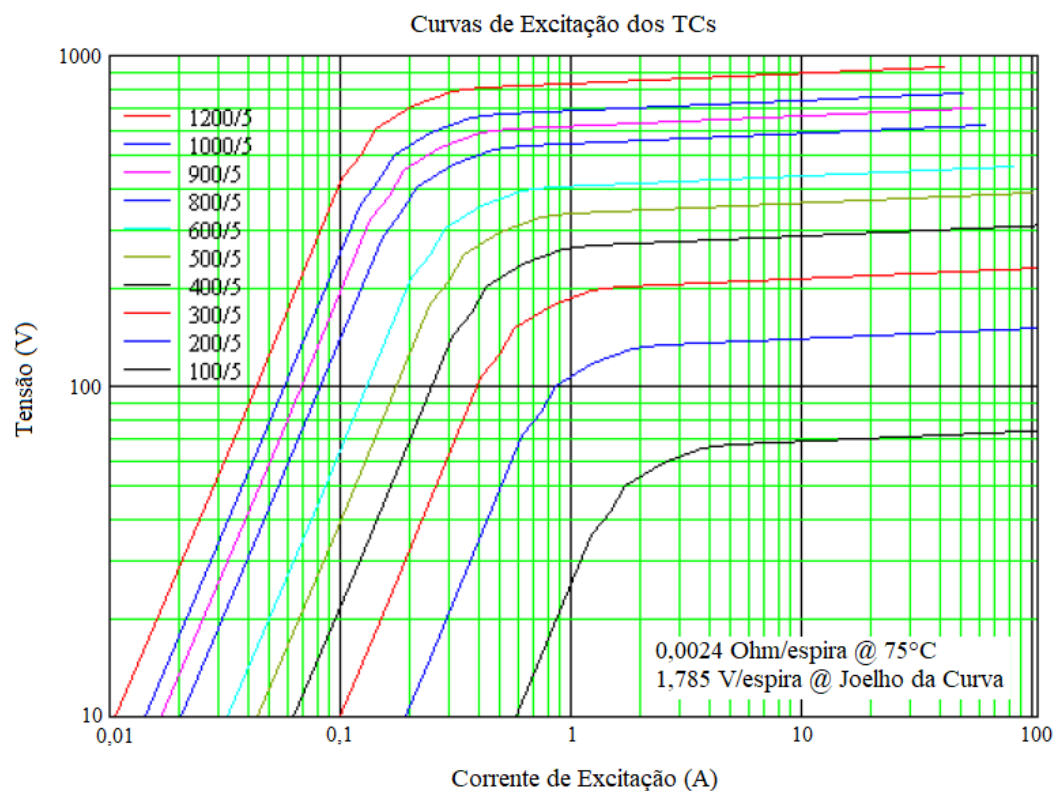


Figura 4.12 - Curvas características de excitação dos TCs da SEL.
Fonte: FOLKERS, 1999.

A Tabela 4.7 apresenta os demais parâmetros elétricos necessários para a modelagem dos TCs no ATPDraw.

Tabela 4.7 - Parâmetros elétricos dos TCs.

Parâmetros	TCs do primário	TCs do secundário
Relação de corrente	20:1	200:1
Resistência de magnetização	0 Ω	0 Ω
Resistência do primário	0,048 Ω	0,48 Ω
Resistência do secundário	0 Ω	0 Ω
Indutância do primário	0 mH	0 mH
Indutância do secundário	1x10 ⁻⁷ mH	1x10 ⁻⁷ mH

Fonte: Própria autora, 2020.

As Figuras 4.13 e 4.14 apresentam as janelas de parametrização da curva de saturação dos TCs.

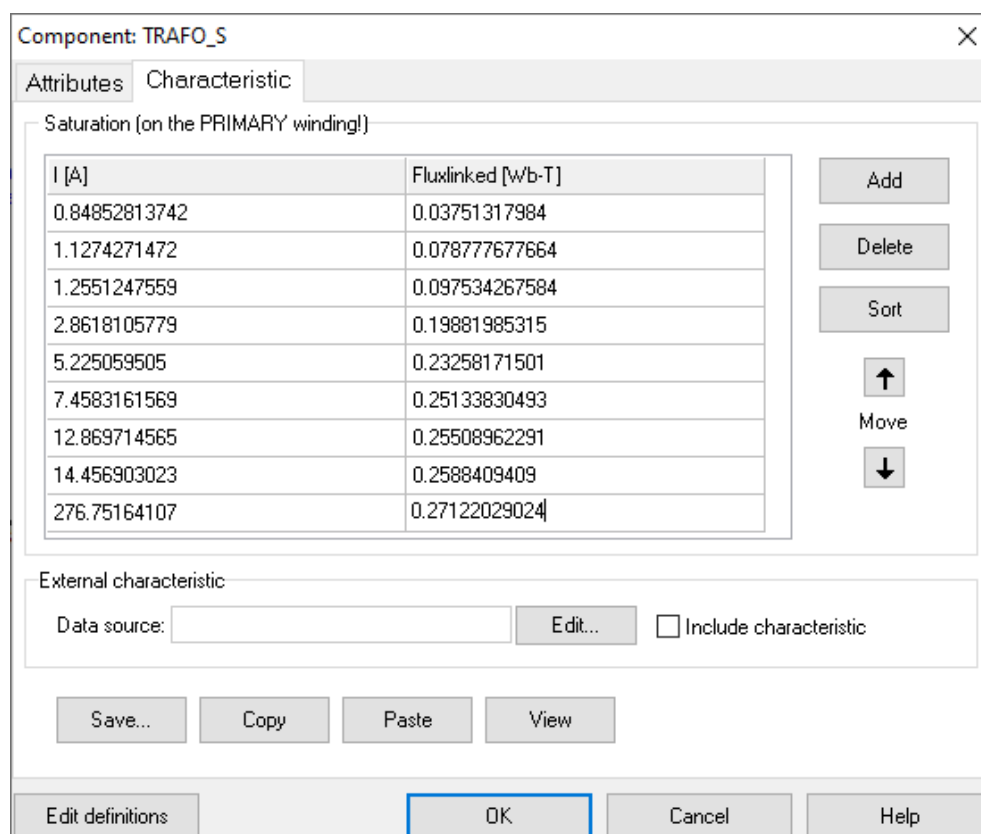


Figura 4.13 - Janela de parametrização do TC do primário do transformador (característica da curva de saturação).

Fonte: Própria autora, 2020.

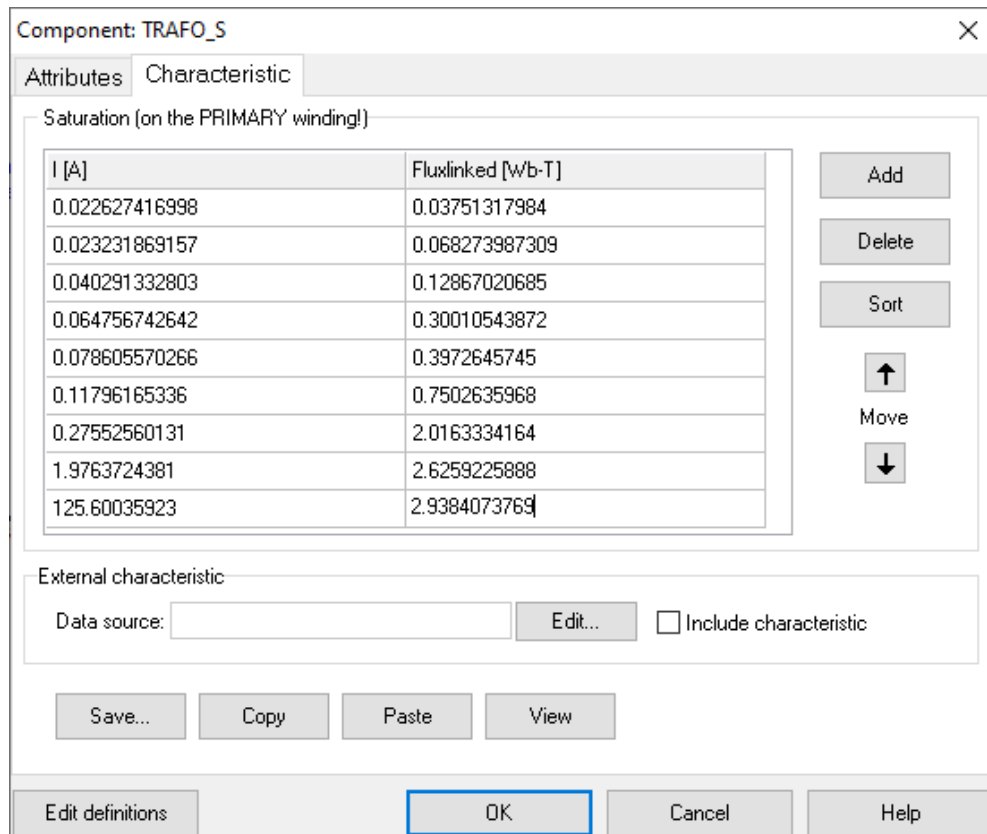


Figura 4.14 - Janela de parametrização do TC do secundário do transformador (característica da curva de saturação).

Fonte: Própria autora, 2020.

4.1.5 Linha de Distribuição

Considerou-se um modelo de linha curta para conectar a carga trifásica. Os parâmetros necessários para a simulação do bloco são a resistência e a indutância de sequência positiva e sequência zero, cujos valores são apresentados na Tabela 4.8.

Tabela 4.8 - Parâmetros da linha de distribuição.

Parâmetro	Valor
R_0	9,7394 Ω
L_0	39,5749 mH
R_+	6,6898 Ω
L_+	22,9353 mH

Fonte: SILVA, 2019.

Na Figura 4.15 tem-se a janela de parametrização da linha de distribuição.

Component: LINESY_3

Attributes

DATA	UNIT	VALUE
R ₀	Ohm/m	9.7394
L ₀	mH/m	39.5749
R ₊	Ohm/m	6.6898
L ₊	mH/m	22.9353

NODE	PHASE	NAME
IN1	ABC	
OUT1	ABC	

Copy Paste Reset Order: 0 Label:

Comment:

Lines
Length 1 [m] ☐ Hide

Edit definitions OK Cancel Help

Figura 4.15 - Janela de parametrização da linha de distribuição.

Fonte: Própria autora, 2020.

4.1.6 Carga Trifásica

A carga conectada no final da linha de distribuição de 34,5 kV é de 50 MVA, com fator de potência 0,92 indutivo.

A Figura 4.16 apresenta a janela de parametrização da carga trifásica no *software* ATP.

Component: RLCY3

Attributes

DATA	UNIT	VALUE
R_1	Ohm	21.9006
L_1	mH	24.7476
C_1	μF	0
R_2	Ohm	21.9006
L_2	mH	24.7476
C_2	μF	0
R_3	Ohm	21.9006
L_3	mH	24.7476

NODE	PHASE	NAME
IN	ABC	
OUT	1	

Copy Paste Reset Order: 0 Label:

Comment:

Output

0 - No

☐ Hide ☐ \$Vintage,1

Edit definitions OK Cancel Help

Figura 4.16 - Janela de parametrização da carga trifásica.

Fonte: Própria autora, 2020.

4.2 Simulações Realizadas

São realizadas simulações de uma série de situações operacionais e condições faltosas utilizando o *software* ATPDraw, a fim de estudar e avaliar uma quantidade diversificada de casos. Para a análise da proteção diferencial do transformador do sistema elétrico representado na Figura 4.1 são simuladas as seguintes situações:

- Energização;
- Energização solidária;
- Sobre-excitação;
- Saturação dos TCs;
- Faltas externas;
- Faltas internas.

A seguir, são descritos os procedimentos realizados para a simulação de cada uma das situações analisadas. Também é apresentado um caso de cada fenômeno para ilustrar o padrão aplicado na rede neural.

4.2.1 Energização

Quando um transformador é energizado, o fluxo magnético de estado estacionário é diferente do fluxo magnético instantâneo o que ocasiona correntes de pico conhecidas como correntes de magnetização ou correntes de *inrush* no transformador (OLIVEIRA, 2013).

Este procedimento de manobra consiste no fechamento do disjuntor D_1 (ver Figura 4.1) do lado primário do transformador de potência. Neste trabalho, são simuladas duas condições de energização: primeiramente sem carga, com o secundário aberto e, em seguida, com carga, a fim de avaliar a sua influência na magnitude das correntes de *inrush*. Por isso, também são realizadas manobras no disjuntor D_3 durante as simulações, para inserir ou retirar a carga do sistema.

Os casos de energização são simulados variando-se os ângulos de chaveamento, para as condições com e sem carga, conforme descrito na Tabela 4.9. São gerados 120 casos de energização.

Tabela 4.9 - Combinação de parâmetros para os casos de energização (120 casos).

Tensão (kV)	Nível de Carga (%)	Ângulo de Chaveamento (°)	Instante de Energização (ms)		
			Fase A	Fase B	Fase C
230	0	0 → 95 (δ de 10 para treinamento e δ de 5 para testes)	4	4	4
			4	5	4
			4	5	6
			6	6	6
			6	7	6
			6	7	8
230	100	0 → 95 (δ de 10 para treinamento e δ de 5 para testes)	8	8	8
			8	9	8
			8	9	10
			10	10	10
			10	11	10
			10	11	12

* δ =incremento

Fonte: Própria autora, 2020.

A Figura 4.17 ilustra as correntes diferenciais para um caso de energização, com as seguintes combinações de parâmetros:

- Instante de energização: 6 ms em todas as fases;

- Ângulo de chaveamento: 60°;
- Nível de carga: 0% (secundário a vazio).

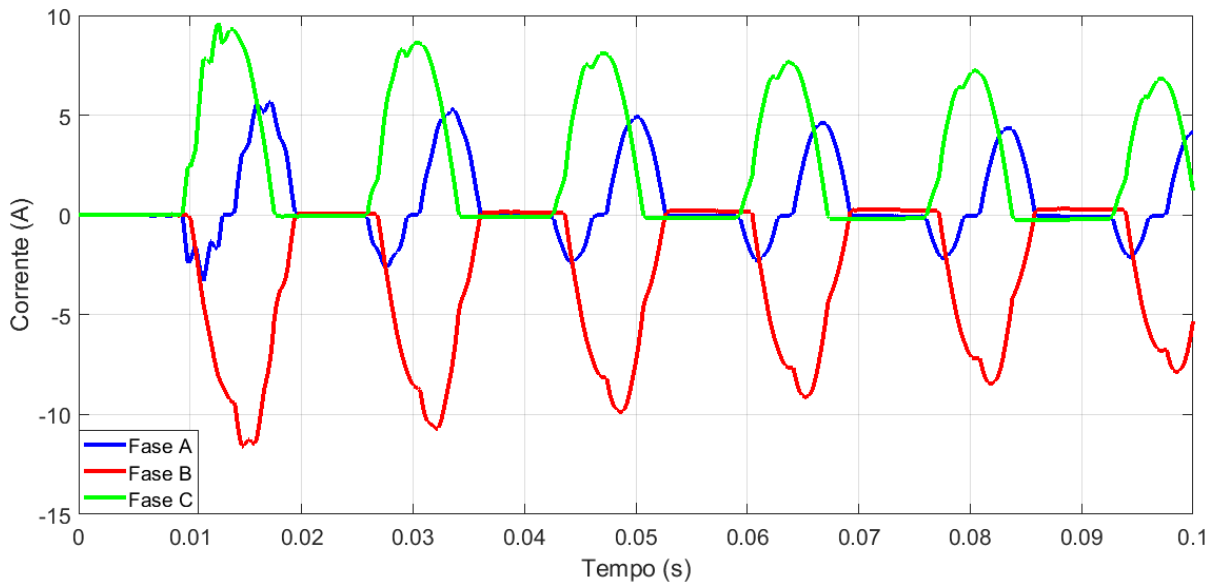


Figura 4.17 - Correntes diferenciais causadas pela energização do transformador a vazio.

Fonte: Própria autora, 2020.

4.2.2 Energização Solidária

A energização de transformadores em paralelo é uma prática utilizada no SEP, principalmente no fornecimento de energia a grandes cargas (OLIVEIRA, 2013). Durante esta operação, acontece um fenômeno similar ao da energização de transformadores que operam sozinhos. A componente CC da corrente de *inrush* pode provocar a saturação do transformador energizado e produzir um fluxo de corrente de *inrush* para o transformador em serviço (HOROWITZ; PHADKE, 2008). Desta forma, o sistema de proteção pode atuar indevidamente.

Este fenômeno é simulado energizando primeiramente o transformador principal (T_1) através do fechamento disjuntor D_1 (ver Figura 4.1) no instante de 2 ms. A condição de energização solidária ocorre quando o transformador (T_2), conectado em paralelo, é energizado com o fechamento disjuntor D_4 (ver Figura 4.1), de acordo com os instantes, ângulos de chaveamento e condições de carga descritos na Tabela 4.10. São simulados 120 casos de energização solidária.

Tabela 4.10 - Combinação de parâmetros para os casos de energização solidária (120 casos).

Tensão (kV)	Nível de Carga (%)	Ângulo de Chaveamento (°)	Instante de Energização (ms)		
			Fase A	Fase B	Fase C
230	0		50	50	50
		0 → 95	50	51	50
		(δ de 10 para	50	51	52
		treinamento e δ de 5	52	52	52
		para testes)	52	53	52
			52	53	54
230	100		55	55	55
		0 → 95	55	56	55
		(δ de 10 para	55	56	57
		treinamento e δ de 5	57	57	57
		para testes)	57	58	57
			57	58	59

* δ =incremento

Fonte: Própria autora, 2020.

A Figura 4.18 mostra as correntes diferenciais de um caso de energização solidária que possui as seguintes características de simulação:

- Instante de energização solidária: 50 ms na fase A, 51 ms na fase B e 52 ms na fase C;
- Ângulo de chaveamento: 90°;
- Nível de carga: 0% (secundário a vazio).

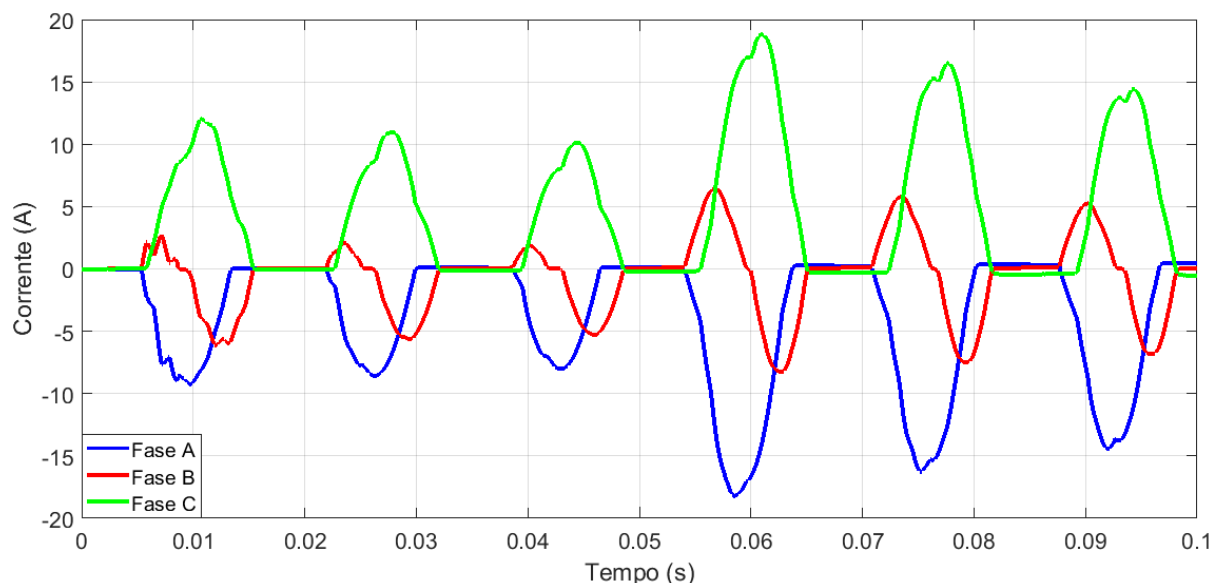


Figura 4.18 - Energização solidária no transformador a vazio.

Fonte: Própria autora, 2020.

4.2.3 Saturação dos TCs

A saturação dos TCs é uma das condições que pode acarretar na operação indevida do relé diferencial. Este fenômeno ocorre quando a corrente de excitação atinge valores tão elevados que a tensão excede o valor do joelho da curva característica do TC, mostrada na Figura 4.12, entrando na região de saturação. A consequência da saturação dos TCs é o surgimento de correntes com forma de onda distorcida.

Para saturação dos TCs, foram simuladas faltas externas no lado secundário do transformador de potência, através do fechamento do disjuntor D_5 (ver Figura 4.1), com resistência de falta igual a $0 \, \Omega$. Além disso, os valores de carga nos TCs do secundário são ajustados acima do nominal. A Tabela 4.11 apresenta a combinação dos parâmetros empregados para gerar 70 casos.

Tabela 4.11 - Combinação de parâmetros para os casos de saturação (70 casos).

Ângulo de Chaveamento (°)	Tipo de Falta Externa	Resistência de Falta (Ω)	Carga dos TCs (Ω)
0	Monofásica	0	8 $\rightarrow$ 22 (δ de 1)
	Bifásica		
	Bifásica-terra		
	Trifásica		

* δ =incremento

Fonte: Própria autora, 2020.

As Figuras 4.19 e 4.20 mostram, respectivamente, as correntes primárias e secundárias do transformador durante uma condição de saturação dos TCs. Para simular este caso, aplica-se uma falta externa bifásica AC no secundário do transformador e utiliza-se uma carga de $8\ \Omega$ (valor acima da nominal que é de $5\ \Omega$) nos TCs do secundário. A Figura 4.21 apresenta as correntes diferenciais.

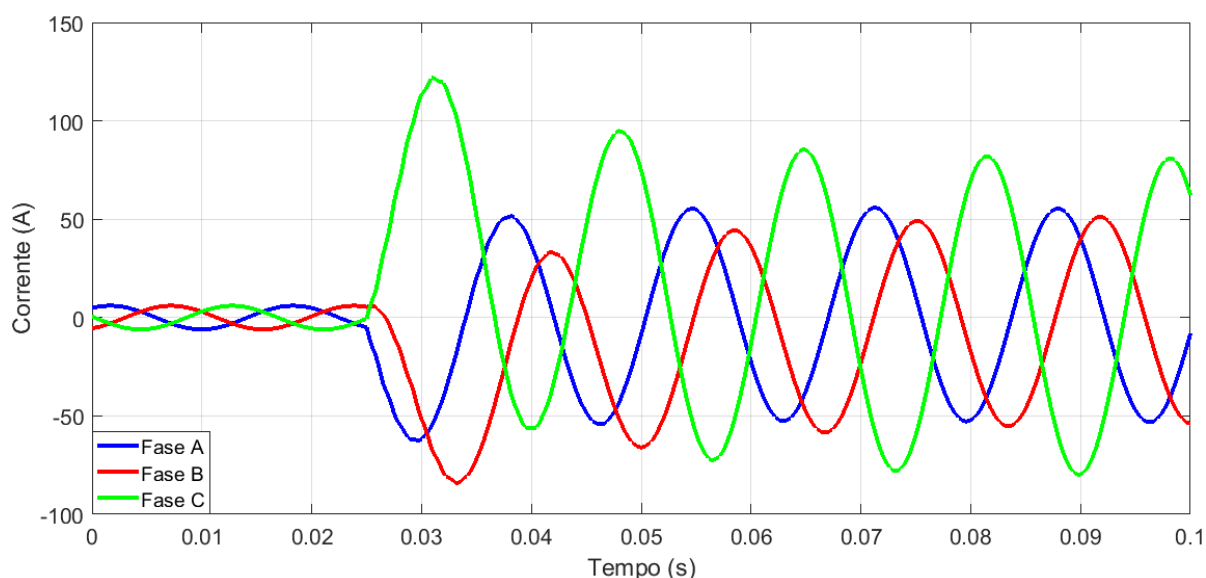


Figura 4.19 - Correntes primárias do transformador durante a saturação dos TCs.
Fonte: Própria autora, 2020.

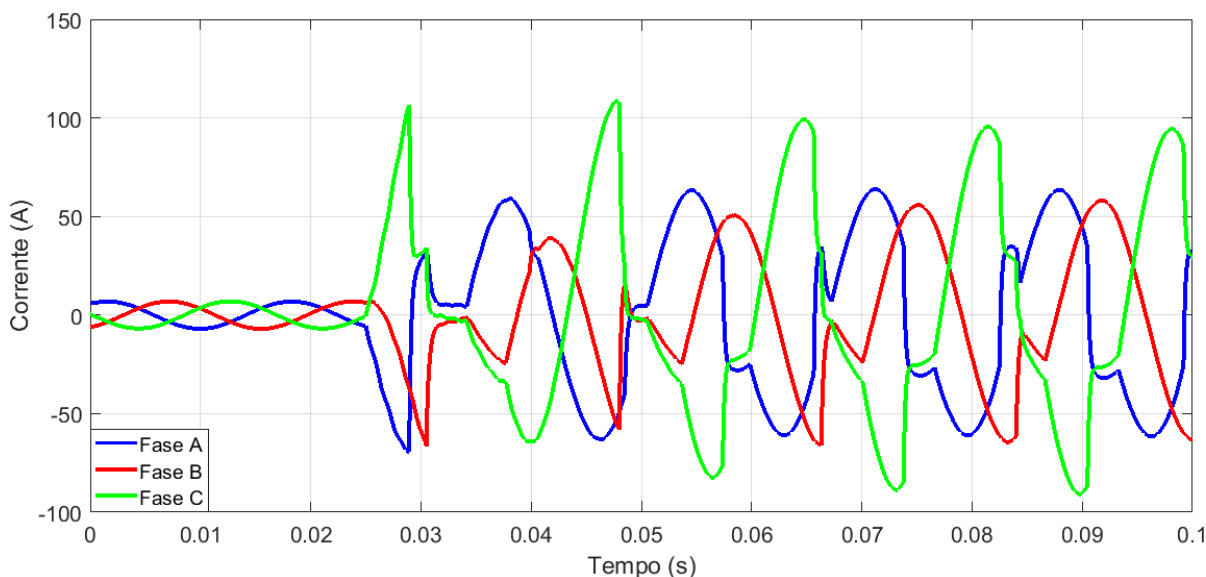


Figura 4.20 - Correntes secundárias do transformador durante a saturação dos TCs.
Fonte: Própria autora, 2020.

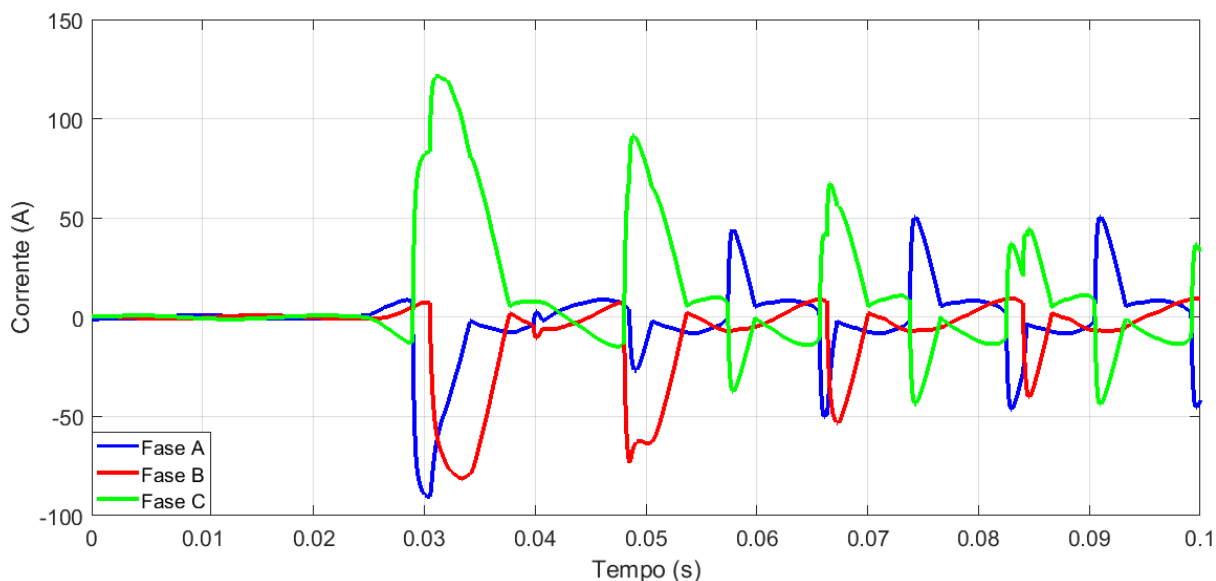


Figura 4.21 - Correntes diferenciais causadas pela saturação dos TCs.
Fonte: Própria autora, 2020.

4.2.4 Sobre-excitação

A sobre-excitação em transformadores de potência caracteriza-se pelo aumento da corrente de excitação do núcleo do transformador e, conseqüentemente, a elevação da temperatura do núcleo, provocando redução da vida útil do equipamento. Para a simulação deste fenômeno, utiliza-se uma fonte de tensão conectada em paralelo com a fonte principal para fornecimento de energia elétrica e sem que houvesse simultaneidade na operação de ambas. A fonte de tensão principal de 230 kV, opera até o instante em que o disjuntor D_1 é aberto e instantaneamente o disjuntor D_2 é fechado, para a operação da segunda fonte, provocando a sobretensão (ver Figura 4.1).

A condição de sobre-excitação é simulada com diferentes valores de sobretensão no primário do transformador e diferentes ângulos de chaveamento da fonte. A Tabela 4.12 apresenta a combinação dos parâmetros para gerar os 100 casos simulados para esta condição de operação do transformador.

Tabela 4.12 - Combinação de parâmetros para os casos de sobre-excitação (100 casos).

Sobretensão (%)	Ângulo de Chaveamento (°)	Frequência (Hz)	Impedância da Fonte (%)	Nível de Carga (%)
110 → 200	0 → 90	60	100	100
(δ de 10)	(δ de 10)			

* δ =incremento

Fonte: Própria autora, 2020.

As correntes primárias e secundárias do transformador apresentadas nas Figuras 4.22 e 4.23, respectivamente, são decorrentes de uma sobretensão de 150% e ângulo de chaveamento da fonte de 30° . As correntes diferenciais são ilustradas na Figura 4.24.

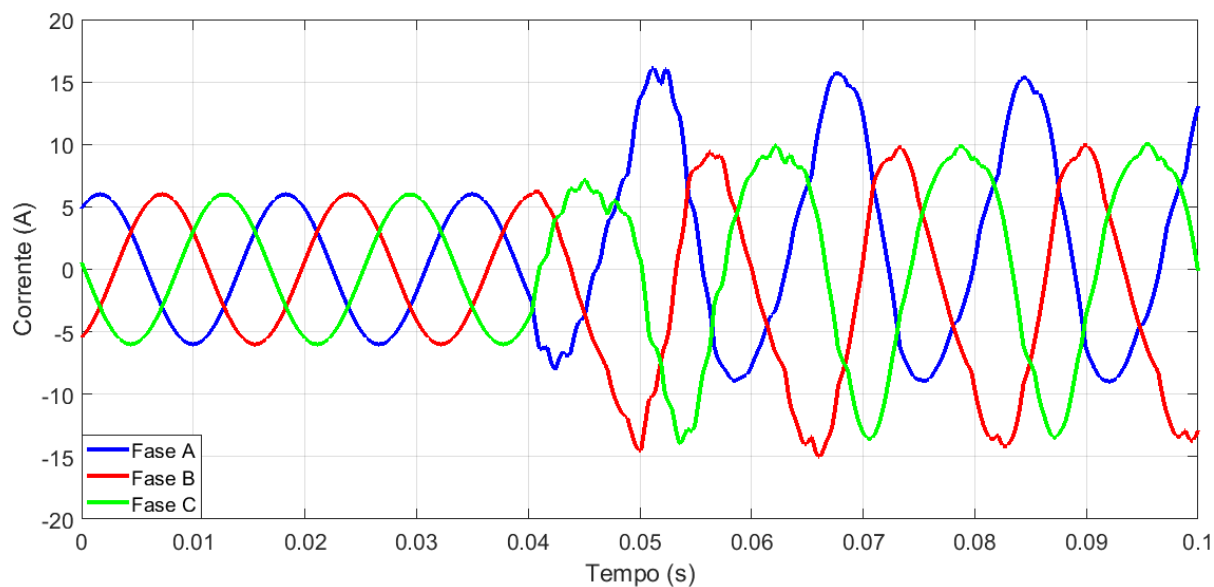


Figura 4.22 - Correntes primárias do transformador durante a sobre-excitação.
Fonte: Própria autora, 2020.

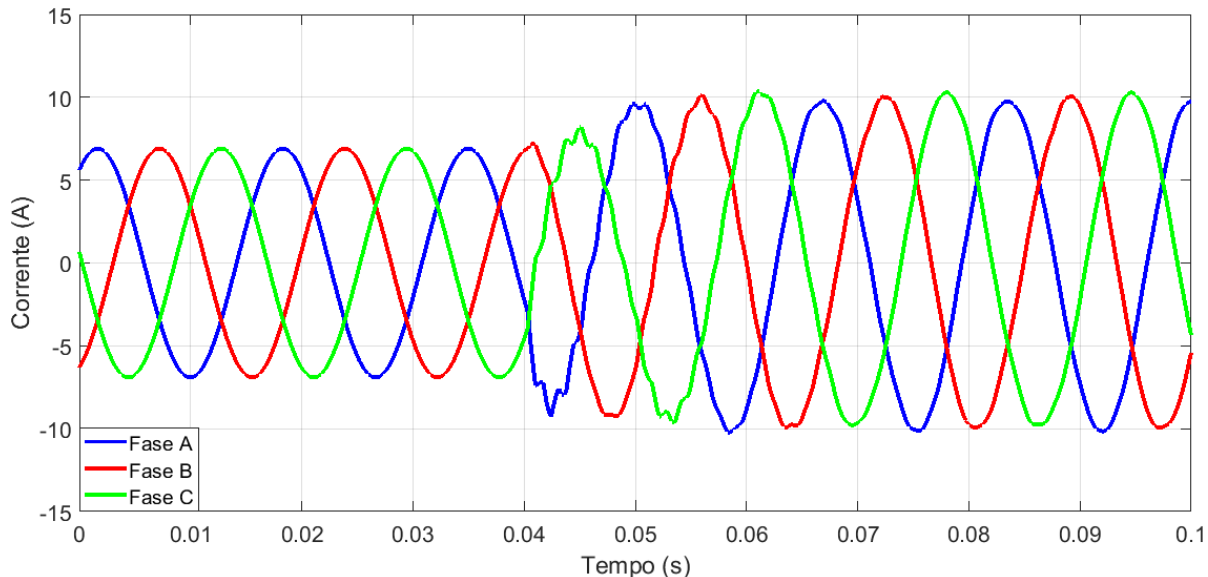


Figura 4.23 - Correntes secundárias do transformador durante a sobre-excitação.
Fonte: Própria autora, 2020.

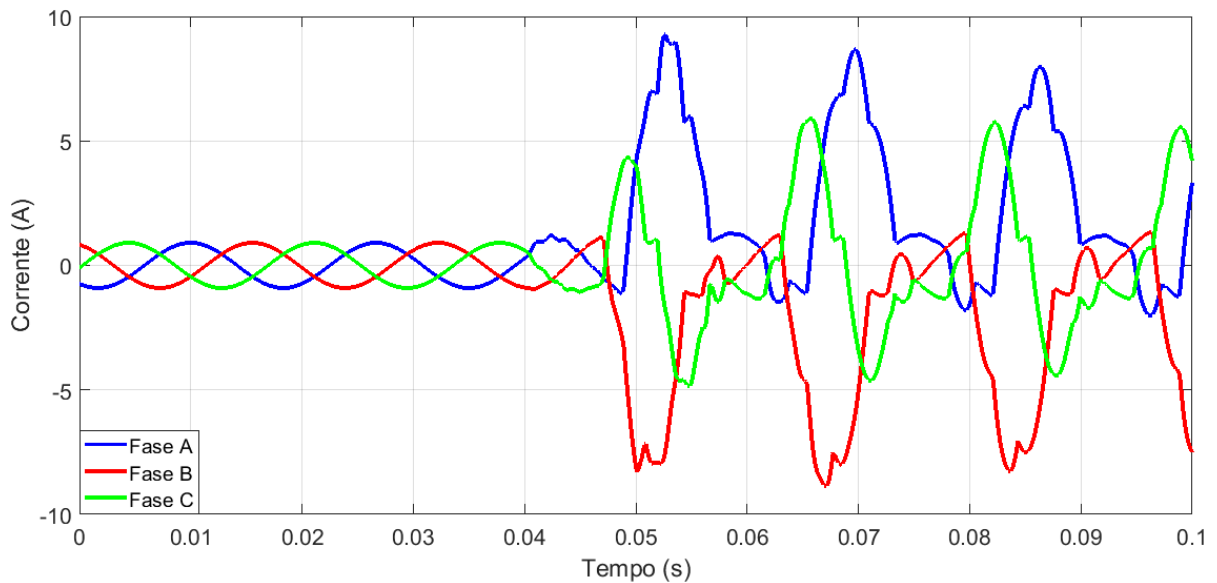


Figura 4.24 - Correntes diferenciais causadas pela sobre-excitação no transformador.

Fonte: Própria autora, 2020.

4.2.5 Falhas Externas

As falhas externas à zona de proteção (monofásica, bifásica, bifásica-terra e trifásica) são simuladas no lado secundário do transformador. O procedimento de manobra consiste em fechar o disjuntor D_5 (ver Figura 4.1), variando-se o ângulo de incidência, o tipo de falta e a resistência de falta. A Tabela 4.13 apresenta a combinação dos parâmetros para a simulação dos 400 casos de falhas externas. Em todos os casos simulados, mantém-se o instante inicial da falta (30 ms) e 100% da carga ligada no transformador.

Tabela 4.13 - Combinação de parâmetros para os casos de faltas externas (400 casos).

Instante da Falta (ms)	Ângulo de Incidência (°)	Tipo de Falta Externa	Nível de Carga (%)	Resistência de Falta (Ω)
30	0 $\rightarrow$ 90 (δ de 10)	Monofásica	100	0
		Bifásica		
		Bifásica-Terra		
		Trifásica		
30	0 $\rightarrow$ 90 (δ de 10)	Monofásica	100	5
		Bifásica		
		Bifásica-Terra		
		Trifásica		
30	0 $\rightarrow$ 90 (δ de 10)	Monofásica	100	10
		Bifásica		
		Bifásica-Terra		
		Trifásica		
30	0 $\rightarrow$ 90 (δ de 10)	Monofásica	100	20
		Bifásica		
		Bifásica-Terra		
		Trifásica		

* δ =incremento

Fonte: Própria autora, 2020.

A magnitude das correntes diferenciais do relé para uma falta bifásica BC pode ser vista na Figura 4.25. Para este caso, considera-se o ângulo de incidência de 20° e resistência de falta de 10 Ω .

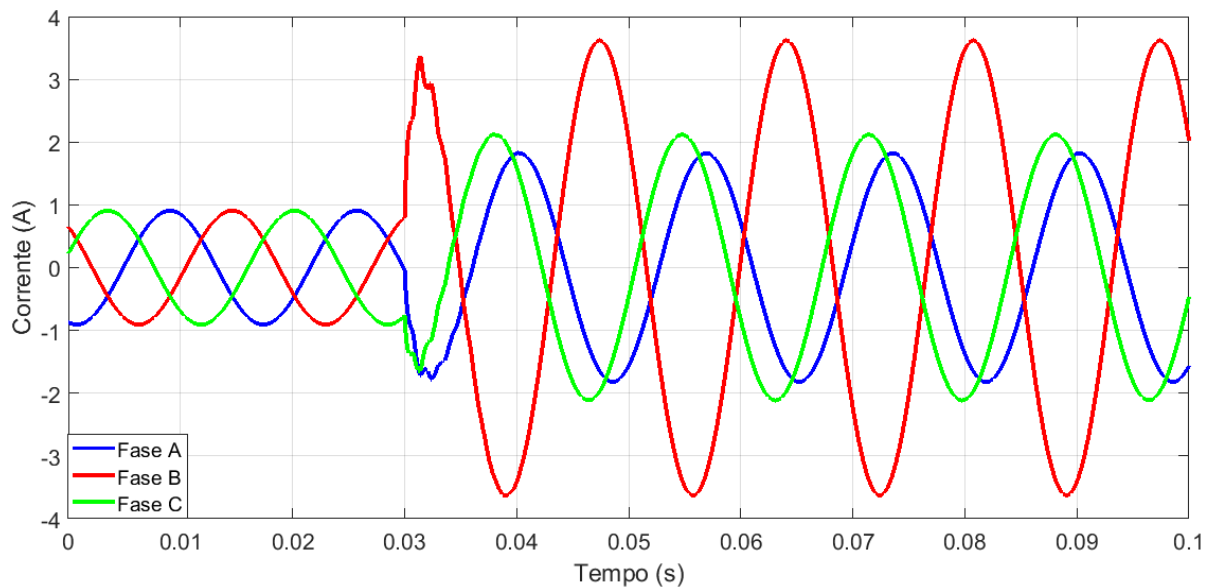


Figura 4.25 - Correntes diferenciais causadas por uma falha externa bifásica BC com resistência de falta de 10Ω .

Fonte: Própria autora, 2020.

4.2.6 Faltas Internas

São simuladas faltas internas à zona de proteção: monofásica, bifásica, bifásica-terra e trifásica. No entanto, as faltas são no lado primário do transformador, com o fechamento do disjuntor D_6 (ver Figura 4.1).

São 400 casos de faltas internas, alterando-se o ângulo de incidência, o tipo e a resistência de falta, como pode ser visto na Tabela 4.14. O instante inicial de todas as faltas internas é de 35 ms e o nível de carga é de 100%.

Tabela 4.14 - Combinação de parâmetros para os casos de faltas internas (400 casos).

Instante da Falta (ms)	Ângulo de Incidência (°)	Tipo de Falta Externa	Nível de Carga (%)	Resistência de Falta (Ω)
35	0 $\rightarrow$ 90 (δ de 10)	Monofásica	100	0
		Bifásica		
		Bifásica-Terra		
		Trifásica		
35	0 $\rightarrow$ 90 (δ de 10)	Monofásica	100	5
		Bifásica		
		Bifásica-Terra		
		Trifásica		
35	0 $\rightarrow$ 90 (δ de 10)	Monofásica	100	10
		Bifásica		
		Bifásica-Terra		
		Trifásica		
35	0 $\rightarrow$ 90 (δ de 10)	Monofásica	100	20
		Bifásica		
		Bifásica-Terra		
		Trifásica		

* δ =incremento

Fonte: Própria autora, 2020.

É importante ressaltar a influência que a resistência de falta exerce sobre a magnitude das correntes. A Figura 4.26 mostra as correntes diferenciais quando há uma falta interna monofásica AT, com resistência de falta de 5 Ω e ângulo de incidência de 70°.

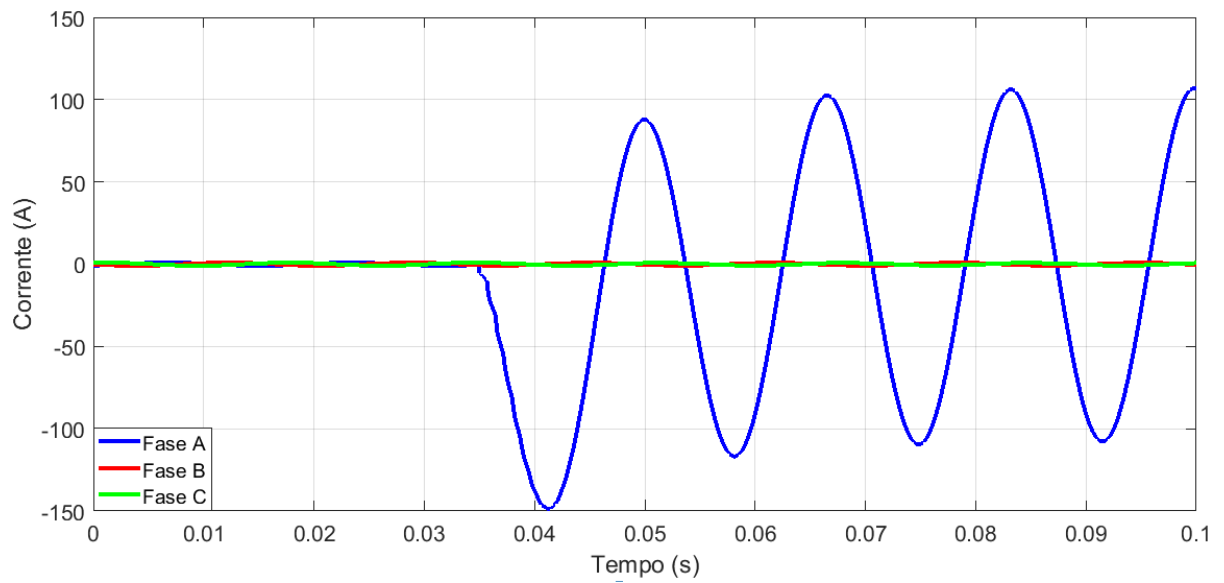


Figura 4.26 - Correntes diferenciais causadas por uma falha interna monofásica AT com resistência de falta de $10\ \Omega$.

Fonte: Própria autora, 2020.

CAPÍTULO 5 ALGORITMO PROPOSTO

5.1 Implementação do Algoritmo

A Figura 5.1 mostra o fluxograma do algoritmo proposto para o relé diferencial, baseado em RNA.

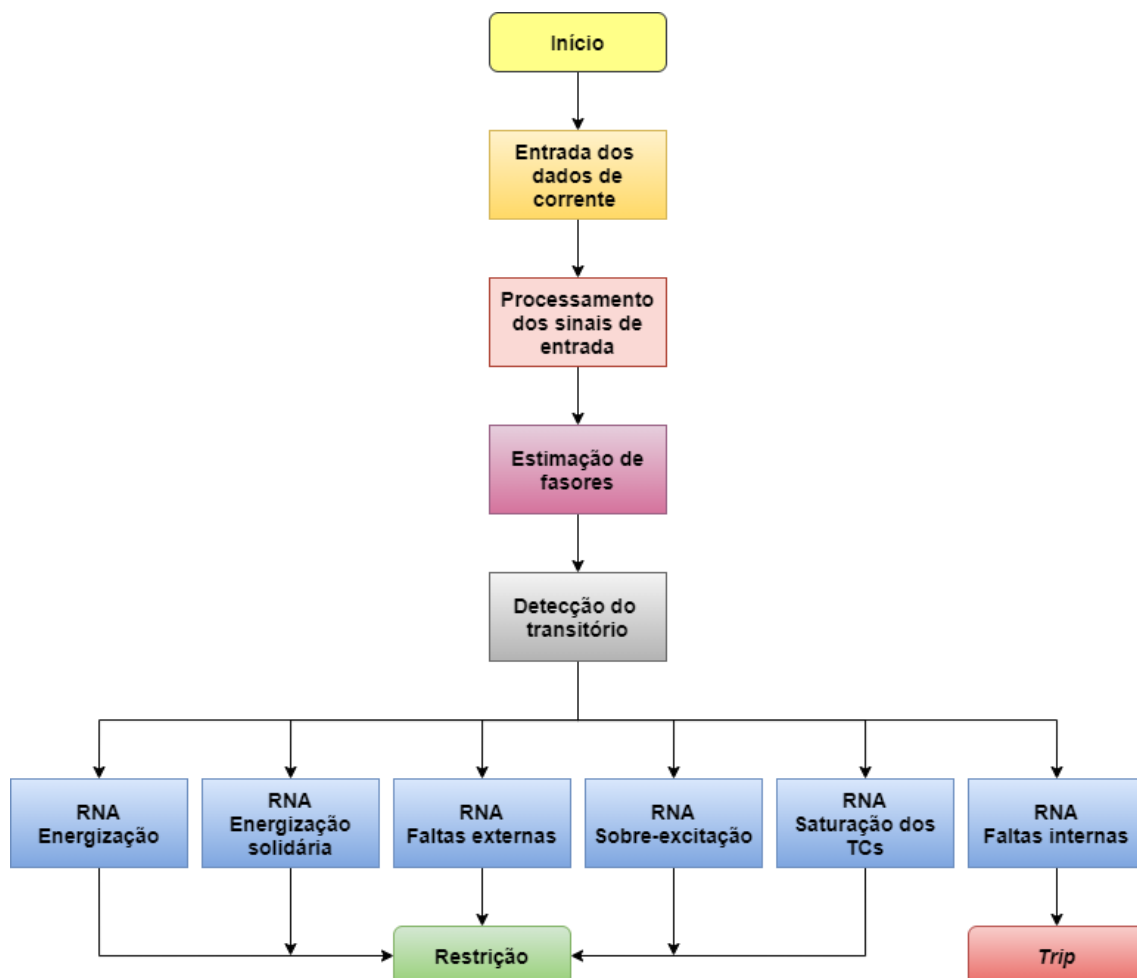


Figura 5.1 - Fluxograma do algoritmo proposto.
Fonte: Própria autora, 2020.

5.1.1 Processamento dos Dados de Entrada

Antes de utilizar os sinais de entrada no algoritmo, o pré-condicionamento correto desses dados é essencial. O pré-processamento de dados envolve as seguintes etapas: filtragem passa-baixa e interpolação dos dados filtrados.

Para a etapa de filtragem passa-baixa dos dados, utiliza-se um filtro de *Butterworth* de 2ª ordem, devido à sua efetividade e simplicidade de implementação, com frequência de corte de 100 Hz (PEREIRA; CRUZ, 1999).

Os dados filtrados são interpolados para uma frequência de amostragem de 960 Hz, valor comumente utilizado nos relés de proteção atuais e que corresponde a 16 pontos por ciclo.

5.1.2 Detecção do transitório

A metodologia utilizada no algoritmo de detecção é baseada na estimação dos fasores de frequência fundamental, determinando o instante de ocorrência do evento através do monitor de transitórios. Para realizar a tarefa de estimação de fasores é implementada uma variação do método dos mínimos quadrados (SACHDEV; BARIBEAU, 1979).

O método dos mínimos quadrados utiliza um conjunto de amostras contidas em uma janela de dados de tamanho fixo. Para cada instante, essa janela é deslocada, de modo que uma nova amostra seja incluída e a mais antiga seja descartada (PHADKE; THORP, 2009). Quando a janela contém simultaneamente amostras dos períodos pré e de falta, como mostrado na Figura 5.2, as estimativas de corrente não são confiáveis e se distanciam do valor verdadeiro.

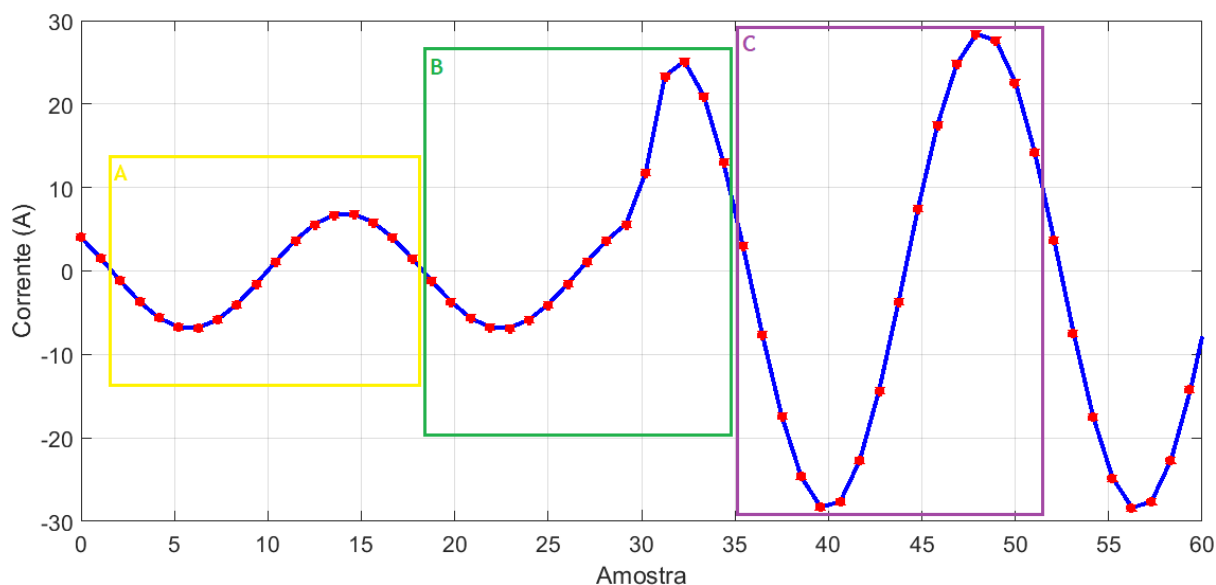


Figura 5.2 - Janela de dados
Fonte: Própria autora, 2020.

onde:

Janelas A: contêm somente amostras pré-falta.

Janelas B: contêm amostras pré e de falta.

Janela C: contêm somente amostras da falta.

A Figura 5.3 ilustra uma corrente diferencial amostrada (com dados pré e de falta) e a onda estimada, reconstituída através dos fasores da componente fundamental. Verifica-se que as formas de onda apresentam grandes diferenças nos instantes iniciais da falta (que ocorre na amostra 30), quando as janelas de dados estão em transição de períodos. O monitor de transitórios se baseia nesta limitação do estimador fasorial, quando nesta região há uma diferença entre o valor estimado e o de entrada.

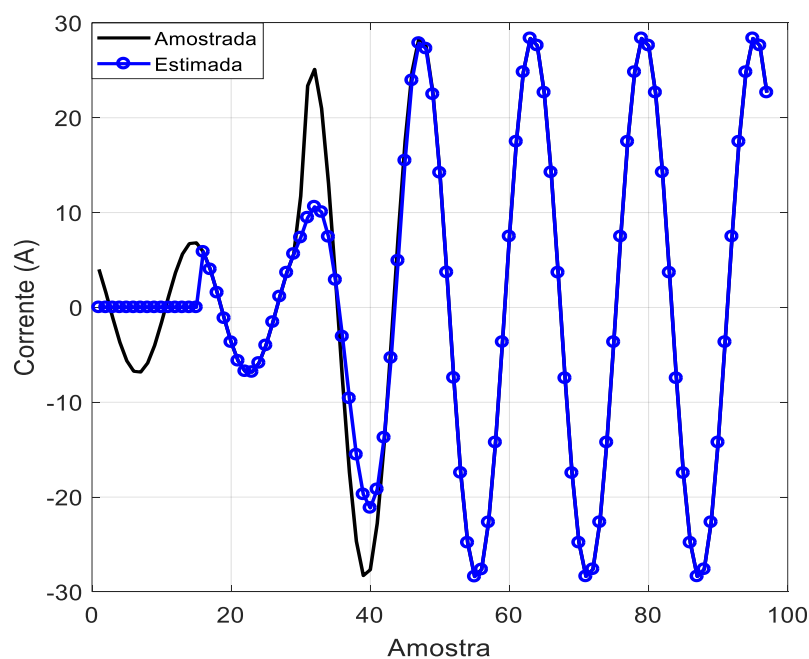


Figura 5.3 - Formas de onda da corrente amostrada e estimada.
Fonte: Própria autora, 2020.

O monitor de transitórios é constituído pelas seguintes etapas:

1. Reconstrução dos fasores estimados no domínio do tempo;
2. Cálculo do resíduo;
3. Detecção do transitório, como sendo o instante onde o valor do resíduo passa a ser significativo.

Denotando-se os valores amostrados conhecidos, resultantes da filtragem passa-baixa por y , e os valores estimados de $\hat{y}$, pode-se calcular os resíduos da seguinte forma:

$$r_k = y_k - \hat{y}_k \quad (5.1)$$

Para a detecção do transitório, o monitor de transitórios registra os resíduos gerados e soma seus módulos a cada janela de dados, de forma que (PHADKE; THORP, 2009):

$$M_k = \sum_{i=0}^{NPC-1} |r_{k-i}| \quad (5.2)$$

onde:

M_k = valor do monitor de transitórios em cada instante k ;

r_{k-i} = resíduo gerado pela amostra $k-i$ da janela de dados;

NPC = o número de pontos amostrados por ciclo da fundamental.

Tendo-se $M_k > \text{Limiar de Detecção}$, indica-se que o transitório se inicia no instante k . O valor típico do parâmetro *Limiar de Detecção* é estabelecido empiricamente. Tal critério é muito eficaz para casos simulados, porém é importante ressaltar que um ajuste desse limiar pode ser necessário para casos reais.

Para a detecção do instante de falta, são utilizadas unidades de monitores de transitórios das correntes instantâneas de fase, resultantes da filtragem passa-baixa (SILVEIRA, 2007). Os valores instantâneos estimados $\hat{y}_k$ são determinados de acordo com a seguinte expressão:

$$\hat{y}_k = |Y| \sin(\omega_0 t_k + \alpha) \quad (5.3)$$

onde o módulo $|Y|$ e o ângulo α . A Figura 5.4 apresentada a evolução do valor de M para uma falta externa AT.

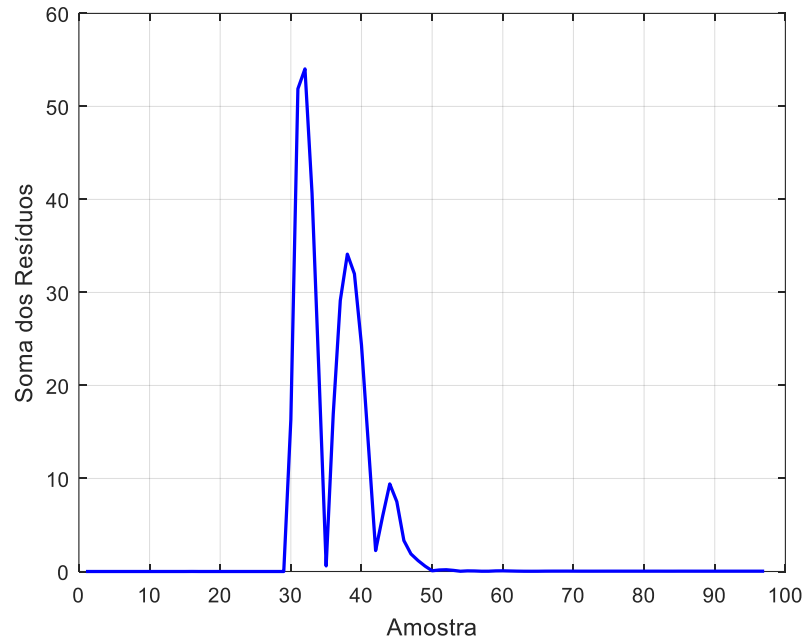


Figura 5.4 - Monitor de transitórios para uma falta externa AT.
Fonte: Própria autora, 2020.

5.1.3 Implementação da RNA

A RNA é desenvolvida no *toolbox* do MATLAB® e suas etapas de implementação são:

1. Definição dos dados de entrada.
2. Inicialização da RNA.
3. Definição dos parâmetros de treinamento.
4. Simulação da RNA.
5. Obtenção dos resultados.

Após a simulação dos 1210 casos, esses são divididos em dois conjuntos: um para treinamento, onde são utilizados 80% dos dados; e outro para testes, com os 20% dos arquivos restantes (quem define é o usuário).

A organização dos dados para a formação dos vetores de entrada da RNA requer a normalização dos valores entre 0 e 1. Esse procedimento é importante quando há dados muito dispersos na variável. Além disso, valores muito altos podem saturar a função de ativação. A normalização é calculada através da Equação 5.4:

$$X_{norm} = \frac{X}{X_{máx}} \quad (5.4)$$

onde:

X_{norm} = valor normalizado;

X = valor da amostra;

$X_{máx}$ = valor máximo do conjunto de amostras.

A etapa seguinte consiste na definição dos *targets* (alvos), que são fixados em 1 para o evento desejado e 0 qualquer outro evento.

Com o preenchimento das matrizes dos dados de entrada e dos *targets* é criada a rede neural. Para melhor desempenho do algoritmo, a rede neural é modularizada, ou seja, é criado um módulo de classificação para cada evento simulado, em um total de 6.

A escolha da arquitetura da rede neural adequada à complexidade do problema é um dos maiores desafios, pois está diretamente relacionada com os conceitos de convergência⁵ e generalização.

A arquitetura da rede neural utilizada é mostrada na Figura 5.5. Trata-se de uma rede MLP.

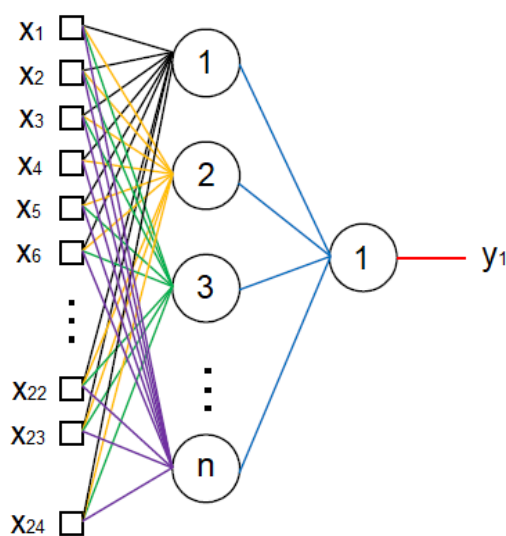


Figura 5.5 - Arquitetura da RNA.
Fonte: Adaptado de BARBOSA, 2010.

Várias topologias de redes neurais são testadas em cada módulo até se obter o melhor desempenho. A Tabela 5.1 apresenta a topologia definida para cada módulo da RNA.

⁵ Capacidade da RNA de aprender todos os padrões do conjunto de treinamento.

Tabela 5.1 - Topologia da RNA

Módulo RNA	Camada de Entrada	Camada Oculta	Camada de Saída
Energização	24	23	1
Energização Solidária	24	34	1
Faltas Externas	24	20	1
Faltas Internas	24	21	1
Saturação dos TCs	24	14	1
Sobre-excitação	24	15	1

Fonte: Própria autora, 2020.

A Figura 5.6 ilustra a arquitetura da RNA modular no *software* MATLAB®.

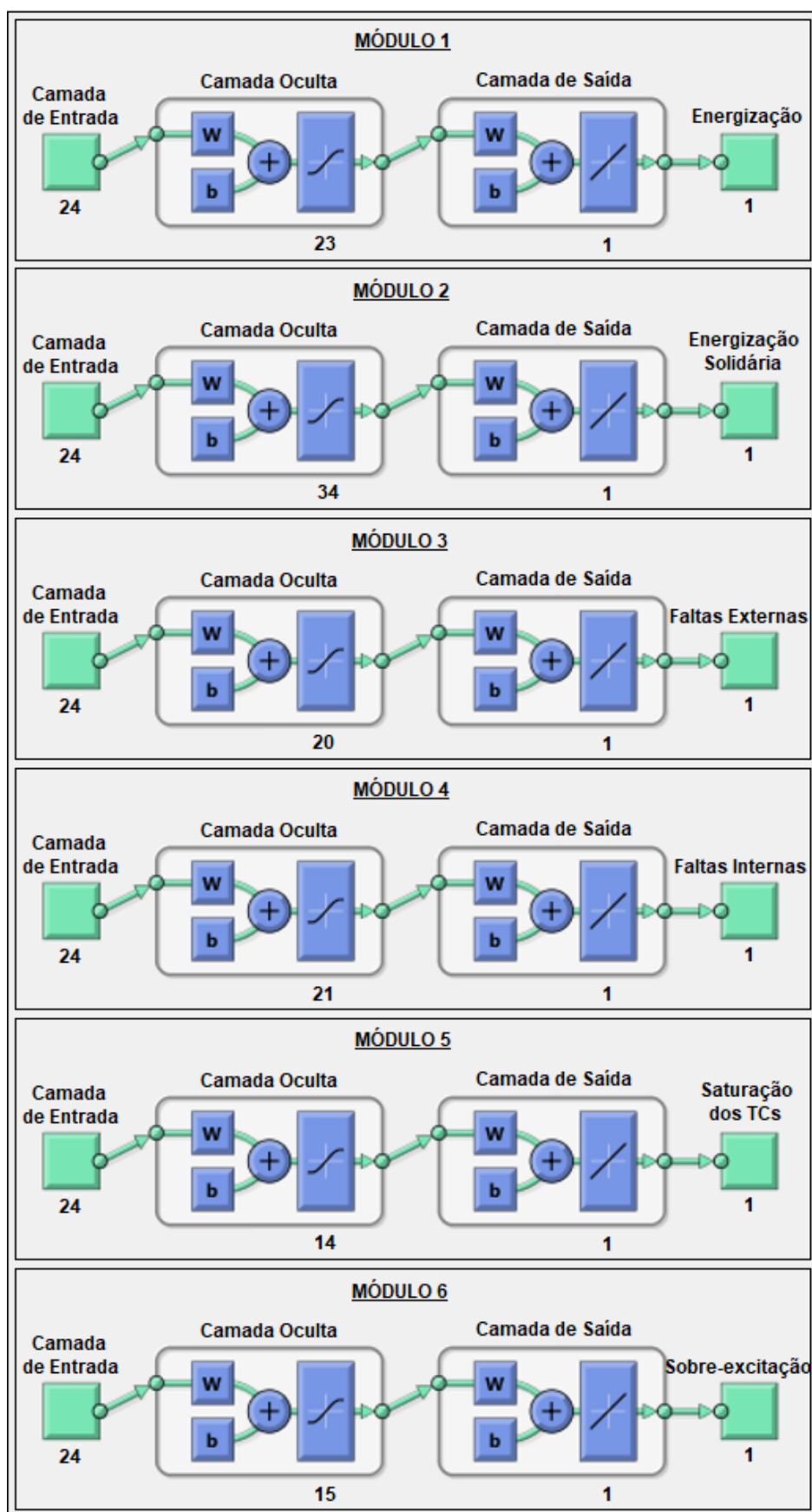


Figura 5.6 - Arquitetura da RNA no MATLAB®.

Fonte: Própria autora, 2020.

A camada de entrada é utilizada para receber os dados. O número de neurônios nessa camada corresponde ao vetor de entrada. As 24 entradas são definidas a partir de 8 amostras consecutivas de cada fase da corrente diferencial, na frequência amostral de 960 Hz, e a partir do instante de detecção do evento simulado. Aplica-se, então, 2 janelas de dados para cada fase. Na segunda janela, descarta-se a primeira amostra e adiciona-se a próxima, como ilustrado na Figura 5.7. É importante ressaltar que a quantidade de amostras da entrada é determinada empiricamente. Neste trabalho, os testes são iniciados com 15 entradas que são gradativamente aumentadas até atingir a quantidade satisfatória de 24 entradas.

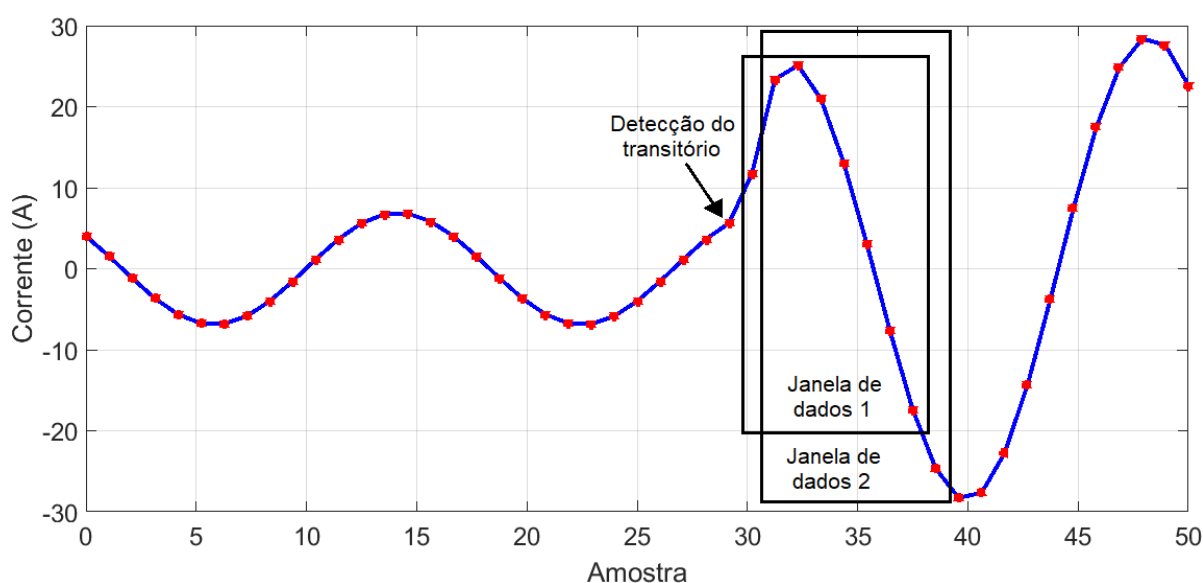


Figura 5.7 - Janela de dados aplicada na RNA.
Fonte: Própria autora, 2020.

A camada de saída tem a função de armazenar as respostas obtidas pela rede. O número de neurônios nessa camada corresponde ao vetor de saída. Os módulos possuem um neurônio na camada de saída, pois cada módulo identifica e classifica um fenômeno específico.

As funções de ativação escolhidas para os neurônios da camada oculta e da camada de saída são *tansig* (função sigmoidal) e *purelin* (função linear), respectivamente. Os neurônios com função *tansig* são frequentemente usados para problemas de reconhecimento de padrões, enquanto neurônios com função *purelin* são usados para problemas de ajuste de função.

O objetivo do treinamento é fazer com que a aplicação de um conjunto de vetores de entrada produza uma saída desejada. O algoritmo escolhido para desempenhar esta função é o *trainlm* (*Backpropagation* Levenberg-Marquardt) pelo fato de ser considerado o método

mais rápido para treinar redes neurais *feedforward* de tamanho moderado (até várias centenas de pesos).

Os critérios de parada do algoritmo de treinamento são:

- Número máximo de épocas (iterações);
- Tempo máximo de treinamento;
- Valor mínimo de desempenho;
- Gradiente mínimo;
- Taxa de aprendizagem máxima;
- Número máximo de verificações de validação.

Neste trabalho não é definido nenhum critério de parada, sendo utilizados os valores padrão do *toolbox* do MATLAB®. No entanto, em todos os módulos da RNA o treinamento é interrompido ao atingir a máxima validação. Esse critério de parada é um indicador importante para a análise do comportamento da rede, uma vez que a função da validação é mensurar a capacidade de generalização da rede. O treinamento é interrompido no momento em que o erro quadrático médio (MSE, *Mean Square Error*) dos dados de validação aumenta em relação ao MSE dos dados de treinamento por 6 iterações consecutivas (valor padrão do MATLAB®).

Após o treinamento, os dados do conjunto de testes (que não são previamente utilizados) são aplicados na rede. A saída da rede é gerada e comparada com os valores dos *targets* (0 ou 1) para essas amostras. Para este trabalho é definido que saídas iguais ou maiores que 0,5 indicam que o caso testado corresponde ao fenômeno para o qual o módulo é treinado.

CAPÍTULO 6 RESULTADOS OBTIDOS

6.1 Desempenho do Algoritmo Proposto

O algoritmo é implementado no *software* MATLAB®. As configurações do PC utilizado para implementação e simulações do algoritmo são:

- Processador: Intel® Core™ i3-380M;
- Memória RAM: 3 GB;
- Disco rígido: 320 GB;
- Sistema operacional: Windows 10 / 64-bit.

O desempenho do algoritmo proposto é avaliado com os casos simulados do sistema elétrico com um transformador trifásico com potência nominal de 100 MVA, tensão de 230/34,5 kV e conexão Dyn1. É empregada a topologia da RNA mostrada na Tabela 5.1 e os arquivos simulados (1210) seguem a divisão apresentada na Subseção 5.1.3, sendo 80% destinados para treinamento e 20% para testes. Os resultados obtidos são apresentados na Tabela 6.1.

Tabela 6.1 - Desempenho do algoritmo proposto para o transformador de 100 MVA - Teste I.

Casos Testados	Números de Padrões	Acertos	Erros	Falsos Positivos
Energização	24	24	0	0
Energização Solidária	24	22	2	0
Faltas Externas	80	80	0	0
Faltas Internas	80	80	0	0
Saturação	14	14	0	0
Sobre-excitação	20	20	0	0
Total	242	240	2	0

Fonte: Própria autora, 2020.

O Teste II utiliza casos simulados de um sistema elétrico com transformador de 18 MVA - 138/13,8 kV e conexão Y/Δ. Esse sistema elétrico possui a mesma topologia do sistema elétrico apresentado na Figura 4.1 e o banco de dados gerado é semelhante ao criado para o transformador do Teste I, descrito na Seção 4.2. Para a simulação da RNA é

empregada a topologia apresentada na Tabela 5.1. Os resultados obtidos são apresentados na Tabela 6.2.

Tabela 6.2 - Desempenho do algoritmo proposto para o transformador de 18 MVA - Teste II.

Casos Testados	Números de Padrões	Acertos	Erros	Falsos Positivos
Energização	24	24	0	0
Energização Solidária	24	23	1	0
Faltas Externas	80	80	0	4
Faltas Internas	80	80	0	0
Saturação	14	14	0	0
Sobre-excitação	20	20	0	1
Total	242	241	1	5

Fonte: Própria autora, 2020.

A Tabela 6.3 apresenta a eficiência do algoritmo proposto em cada teste, calculada da seguinte forma:

$$\varepsilon(\%) = \left(1 - \frac{n^{\circ} \text{ Erros} + n^{\circ} \text{ Falsos Positivos}}{\text{Total Casos}} \right) \cdot 100 \quad (6.1)$$

Tabela 6.3 - Eficiência do algoritmo proposto.

Teste	Eficiência (%)
Teste I	99,17
Teste II	97,52

Fonte: Própria autora, 2020.

6.2 Desempenho do Algoritmo Convencional com Restrição Harmônica

Com o objetivo de comparar o algoritmo de proteção proposto neste trabalho com a técnica tradicional, é implementada a proteção diferencial de transformadores baseada no princípio de restrição por harmônicos com as funções definidas pelas Equações 2.7 e 2.9, para componentes harmônicas de 2ª e 4ª ordem.

Em relação ao PCT_h (Equação 2.7), os valores são baseados nos resultados obtidos das simulações do sistema elétrico no ATP. Assim, é possível determinar através das formas de ondas geradas na simulação o percentual de harmônicas de cada ordem. Portanto, o valor de PCT_h depende das condições do sistema onde está inserido o transformador. Os valores definidos para este trabalho são mostrados na Tabela 6.4.

Tabela 6.4 - Valores de PCT_h .		
Transformador	$PCT_2(\%)$	$PCT_4(\%)$
100 MVA	70	25
18 MVA	60	25

Fonte: Própria autora, 2020.

Para obter a componente fundamental e as componentes harmônicas, utiliza-se o algoritmo de Fourier de um ciclo, com frequência de amostragem de 960 Hz e janela de 16 amostras por ciclo.

A Tabela 6.5 apresenta o desempenho obtido pelo algoritmo com restrição harmônica para o transformador de 100 MVA (Teste III).

Tabela 6.5 - Desempenho do algoritmo com restrição harmônica para o transformador de 100 MVA - Teste III.

Casos Testados	Números de Padrões	Trip	Não Trip
Energização	24	9	15
Energização Solidária	24	12	12
Faltas Externas	80	0	80
Faltas Internas	80	80	0
Saturação	14	0	14
Sobre-excitação	20	0	20
Total	242	101	141

Fonte: Própria autora, 2020.

Para as simulações com esse algoritmo, que possui restrição harmônica, espera-se que haja *trip* apenas em casos de faltas internas. No entanto, ocorrem falhas em 37,5% dos casos de energização testados, e em 50% dos casos de energização solidária.

As Figuras 6.1 e 6.2 mostram, respectivamente, o plano de operação e o bias⁶ para um caso de energização em que o algoritmo convencional com restrição harmônica atua corretamente, bloqueando o *trip*.

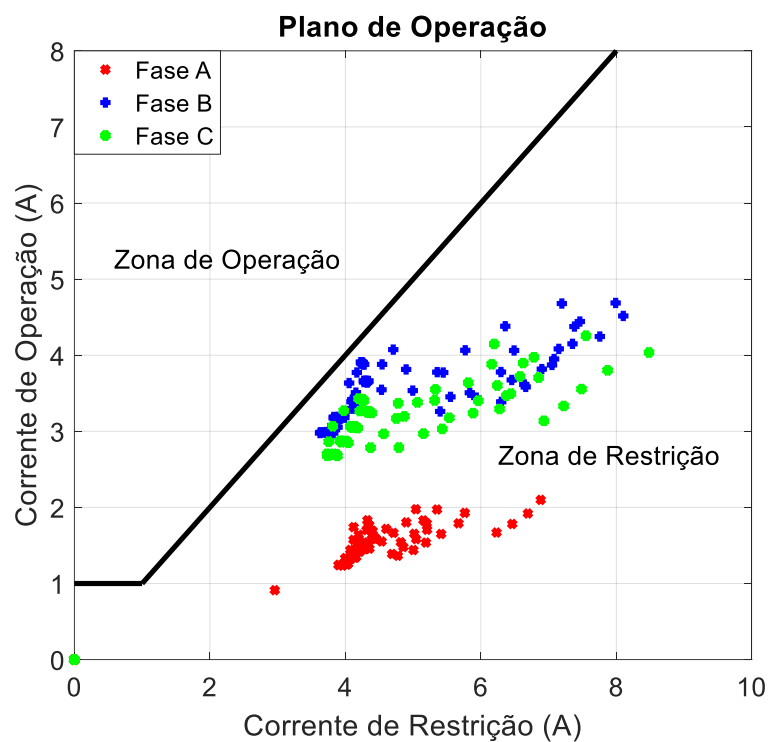


Figura 6.1 - Plano de operação do relé diferencial com restrição harmônica para um caso de energização.

Fonte: Própria autora, 2020.

⁶ Limiar de operação do relé diferencial que relaciona a corrente de operação com a corrente de restrição.

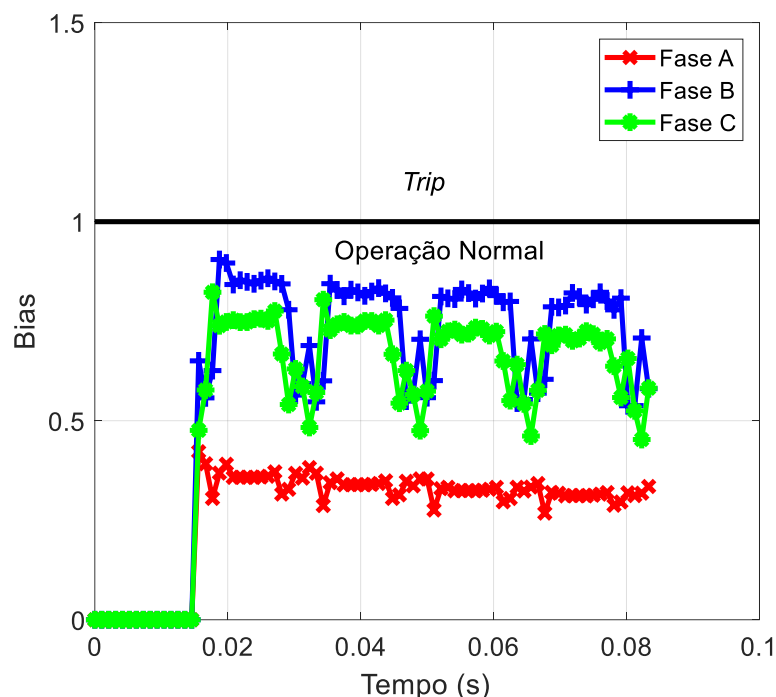


Figura 6.2 - Biais do relé diferencial com restrição harmônica para um caso de energização.
Fonte: Própria autora, 2020.

O algoritmo com restrição harmônica também é testado com os dados do transformador de 18 MVA (Teste IV). Os resultados obtidos são apresentados na Tabela 6.6.

Tabela 6.6 - Desempenho do algoritmo com restrição harmônica para o transformador de 18 MVA - Teste IV.

Casos Testados	Números de Padrões	Trip	Não Trip
Energização	24	11	13
Energização Solidária	24	12	12
Faltas Externas	80	0	80
Faltas Internas	80	80	0
Saturação	14	0	14
Sobre-excitação	20	0	20
Total	242	103	139

Fonte: Própria autora, 2020.

Assim como no Teste III, o algoritmo também apresenta falhas no Teste IV. Neste caso, o percentual de *trips* incorretos nos casos de energização é superior ao Teste III, apresentando falhas em 45,83% dos casos testados. O percentual de *trips* incorretos nos casos de energização solidária se mantém em 50%.

As Figuras 6.3 e 6.4 ilustram a correta operação do algoritmo com restrição harmônica para um caso de energização solidária.

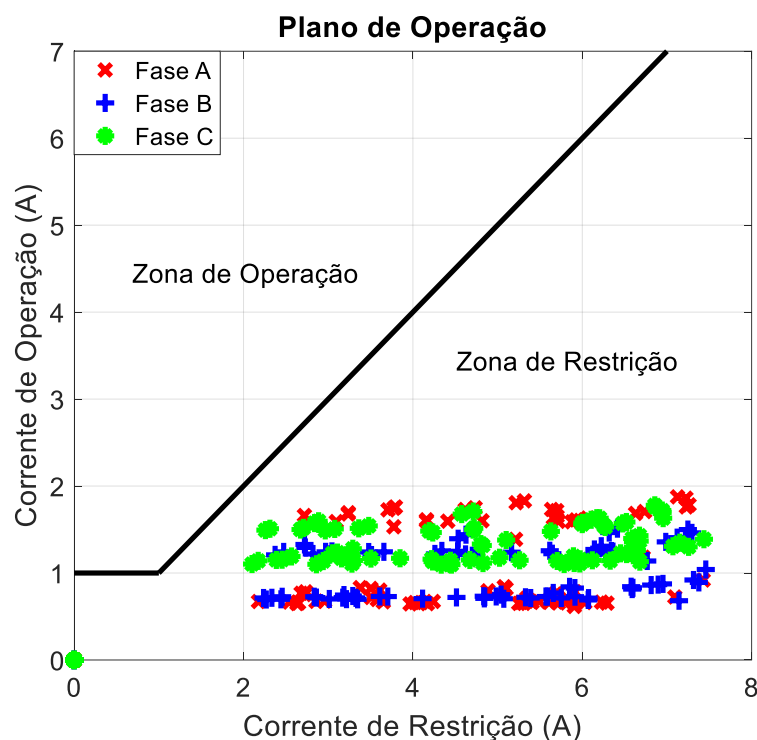


Figura 6.3 - Plano de operação do relé diferencial com restrição harmônica para um caso de energização solidária.

Fonte: Própria autora, 2020.

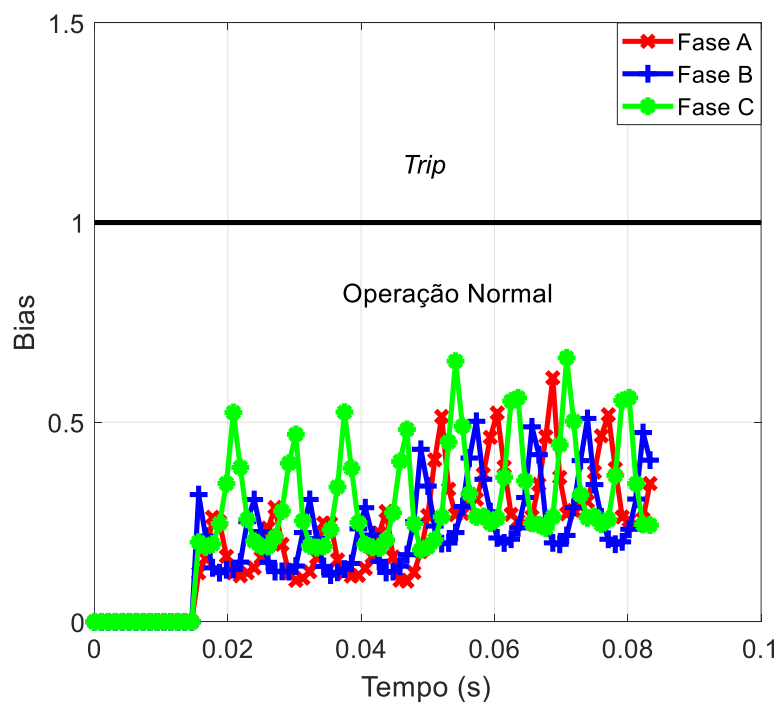


Figura 6.4 - Bias do relé diferencial com restrição harmônica para um caso de energização solidária.

Fonte: Própria autora, 2020.

A Tabela 6.7 apresenta a eficiência do algoritmo com restrição harmônica em cada teste, definida como segue:

$$\varepsilon(\%) = \left(\frac{n^{\circ} \text{ Trip Faltas Internas} + n^{\circ} \text{ Não Trip}}{\text{Total Casos}} \right) \cdot 100 \quad (6.2)$$

Tabela 6.7 - Eficiência do algoritmo com restrição harmônica.

Teste	Eficiência (%)
Teste III	91,32
Teste IV	90,49

Fonte: Própria autora, 2020.

A comparação da eficiência global do algoritmo de proteção diferencial proposto com a técnica convencional com restrição harmônica é mostrada na Tabela 6.8.

Tabela 6.8 - Comparação da eficiência global do algoritmo de proteção diferencial proposto com a técnica convencional com restrição harmônica.

Transformador	Eficiência (%) Algoritmo Proposto	Eficiência (%) Algoritmo com Restrição Harmônica
100 MVA	99,17	91,32
18 MVA	97,52	90,49

Fonte: Própria autora, 2020.

A partir dos resultados de comparação obtidos, pode-se afirmar que a metodologia proposta apresenta desempenho superior à técnica convencional com restrição harmônica em todos os testes realizados.

CAPÍTULO 7 CONCLUSÃO

7.1 Conclusão

A operação do SEP tem exigido cada vez mais fornecimento de energia elétrica com confiabilidade e qualidade do serviço prestado, visando os benefícios econômicos tanto para as concessionárias como para os clientes. Tendo em vista a importância do transformador de potência para o funcionamento do sistema elétrico, este trabalho tem como objetivo contribuir para o aprimoramento da filosofia de proteção diferencial para transformadores. O algoritmo proposto é baseado em RNA, que é uma ferramenta de inteligência artificial em substituição à técnica convencional, para discriminar fenômenos faltosos e não-faltosos.

Para avaliação do algoritmo proposto, um sistema elétrico com um transformador de 100 MVA é modelado e simulado no *software* ATPDraw, e são gerados 1210 casos, contendo fenômenos de energização, energização solidária, faltas externas, faltas internas, saturação dos TCs e sobre-excitação. O algoritmo de proteção é implementado no *software* MATLAB. Para melhor reconhecimento dos padrões, é desenvolvido um módulo RNA para cada fenômeno estudado, em um total de 6.

A aplicação do algoritmo proposto apresenta eficiência de 99,17% para o transformador de 100 MVA e 97,52% para o transformador de 18 MVA.

O algoritmo convencional com restrição harmônica é implementado aplicando a técnica de Fourier de um ciclo para realizar um estudo comparativo com o algoritmo proposto. A restrição por harmônicos implementada utiliza componentes de 2ª e 4ª ordem. O desempenho alcançado com o algoritmo com restrição harmônica é inferior ao algoritmo proposto, apresentando eficiências de 91,32% para o transformador de 100 MVA e 90,49% para o transformador de 18 MVA.

O algoritmo proposto se apresenta como uma importante ferramenta na análise de relés diferenciais para melhorar o desempenho da proteção do transformador de potência. Os resultados obtidos comprovam a eficiência do algoritmo, considerando aspectos como aplicabilidade e precisão.

Cabe ressaltar que o desempenho apresentado pelo algoritmo proposto não é suficiente para generalizar a aplicação da metodologia desenvolvida. Embora o algoritmo tenha sido aplicado em dois transformadores, os testes realizados não abrangem diferentes configurações elétricas e todo o conjunto de distúrbios ao qual o transformador pode ser submetido.

7.2 Propostas de Trabalhos Futuros

A aplicação da RNA para proteção diferencial de transformadores de potência se apresenta como uma solução promissora. No entanto, melhorias ainda podem ser realizadas para tornar o método ainda mais robusto. Sugere-se como desenvolvimento de trabalhos futuros e aperfeiçoamento deste estudo as seguintes linhas de investigação:

- Aprimorar o sistema elétrico simulado com a modelagem do transformador de potência utilizando o modelo Híbrido do ATPDraw para simular casos de faltas internas entre os enrolamentos do transformador;
- Simulação de novos eventos, como energização com falta interna, rejeição de carga e remoção de faltas externas próximas ao transformador de potência, para avaliação da proteção diferencial perante outras condições de operação;
- Avaliar o desempenho do algoritmo proposto com casos reais e comparar o desempenho obtido com os casos simulados;
- Testar o algoritmo proposto em sistemas elétricos com topologia diferente dos sistemas simulados neste trabalho e avaliar o desempenho do algoritmo;
- Realizar testes adicionais para utilização em *hardware*, como verificação da velocidade de processamento, uma vez que os relés de proteção trabalham em tempo real.

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Ações da ANEEL levam a melhora no fornecimento de energia elétrica no país em 2018**. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa/-/asset_publisher/zXQREz8EVIZ6/content/id/18193585>. Acesso em: 05 jan. 2020.

ALTERNATIVE TRANSIENT PROGRAM (ATP). **ATP Rule Book**. Buenos Aires: CAUE, 2002.

ALTRAN, A. B. **Aplicação de Funções de Base Radial em Problemas de Cargas Elétricas Via Redes Neurais Artificiais**. 2005. 95 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira, 2005.

ANDERSON, P. M. **Power System Protection**. New York: IEEE Press, McGraw-Hill, 1999.

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

BARONE, D. A. C. **Projeto REVOX**. Porto Alegre: UFRGS, 1999.

BEHRENDT, K.; FISCHER, N.; LAUBSCHAGNE, C. Considerations for Using Harmonic Blocking and Harmonic Restraint Techniques on Transformer Differential Relays. **SEL Journal of Reliable Power**, v. 2, n. 3, 2006.

BERTRAND, P.; MARTIN, E.; GUILLOT, M. Neural Networks: A Mature Technique for Protection Relays. **IEE 14th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution**, Part 1, v. 1, p. 22/1-22/5, 1997.

BLACKBURN, J. L.; DOMIN, T. J. **Protective Relaying: Principles and Applications**. 3. ed. Boca Raton: Taylor & Francis Group, 2006.

BO, Z. Q.; AGGANVAL, R. K.; JOHNS, A. T.; YU, H.; SONG Y. H. A New Approach to Phase Selection using Fault Generated High Frequency Noise and Neural Networks. **IEEE Transactions on Power Delivery**, New York, v. 12, n. 1, p.106-115, 1997.

BRAGA, A. P.; CARVALHO, A. C. P. L. F.; LUDERMIR, T. B. **Fundamentos de Redes Neurais Artificiais: Teoria e Aplicações**. Rio de Janeiro: LTC, 2000.

BRANDWAJN, V.; DOMMEL, H. W.; DOMMEL, I. I. Matrix representation of three-phase n-winding transformers for steady-state and transient studies. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, v. PAS-101, n. 6, p. 1369-1378, 1982.

BRONZEADO, H.; YACAMINI, R. Phenomenon of Sympathetic Interaction Between Transformer Caused by Inrush Transients. **IEE Proceeding on Science, Measurement and Technology**, [S.l.], v. 142, n. 4, p. 323-329, 1995.

BRYSON, A. E.; HO, Y. **Applied Optimal Control: Optimization, Estimation, and Control**. Waltham: Blaisdell, 1969.

CAMINHA, A. C. **Introdução à Proteção dos Sistemas Elétricos**. São Paulo, Edgard Blücher, 1977.

CONTI, A. R. **Modelagem de Transformadores**. Belo Horizonte: UFMG, 2013.

COURY, D. V.; CAMPOS, P. E. G.; TAVARES, M. C. Aplicação do ATP-EMTP para Estudo da Proteção Diferencial dos Transformadores de Potência. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE AUTOMÁTICA (CBA), 12., 1998, Uberlândia. **Anais...** Uberlândia: CBA, 1998.

COURY, D. V. et al. Proteção Digital dos Sistemas Elétricos de Potência: dos Relés Eletromecânicos aos Microprocessados Inteligentes. In: SIMPÓSIO BRASILEIRO DE SISTEMAS ELÉTRICOS (SBSE), 4., 2012, Goiânia. **Anais eletrônicos...** Goiânia: SBSE, 2012. Minicurso. Disponível em: <http://www.swge.inf.br/anais/sbse2012/pdfs/minicursos/mini curso_1_protecao_denis_daniel.pdf>. Acesso em: 22 jan. 2020.

DIAS, G. A. F. **Cálculo de Transitórios Eletromagnéticos em Linhas de Transmissão Aéreas Trifásicas**: uma Modelagem no Domínio das Fases Considerando a Dependência da Frequência dos Parâmetros Elétricos do Solo. 2019. 103 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2019.

DILLON, T. S.; NIEBUR, D. **Neural Networks Applications in Power Systems**. Londres: CRL Publishing, 1996.

ELECTRICAL SYSTEMS. **Transmission Tower Types**. Disponível em: <<https://www.skm-eleksys.com/2011/02/transmission-tower-types.html>>. Acesso em: 15 mar. 2020.

FOLKERS, R. **Determine Current Transformer Suitability Using EMTP Models**. Pullman: Schweitzer Engineering Laboratories (SEL), 1999. Disponível em: <https://cdn.selinc.com/assets/Literature/Publications/Technical%20Papers/6096_DetermineCurrent_991007_Web.pdf>. Acesso em: 23 mar. 2020.

FUKUSHIMA, K. Cognitron: A Self-organising Multilayered Neural Network. **Biol. Cybern.**, 23:121-134, 1975.

GABRIEL, J. D. **Desenvolvimento do Protótipo de um Relé Digital para Geração Distribuída com Integração para Redes Inteligentes**. 2013. 213 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica e Informática Industrial) – Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, 2013.

GROSSBERG, S. Adaptive Pattern Recognition and Universal Recoding: Parallel Development and Coding of Neural Feature Detectors. **Biol. Cybern.**, 24:121-134, 1976.

GUZMÁN, A. et al. A Current-based Solution for Transformer Differential Protection. Part I: Problem Statement. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 21, n. 8, p. 485-491, 2001.

_____. **Performance Analysis of Traditional and Improved Transformer Differential Protective Relays**. Pullman: Schweitzer Engineering Laboratories (SEL), 2000. Disponível em: <https://cdn.selinc.com/assets/Literature/Publications/Technical%20Papers/6100_PerformanceAnalysis_Web.pdf>. Acesso em: 20 fev. 2020.

GUZMÁN, A.; FISCHER, N.; LABUSCHAGNE, C. **Improvements in Transformer Protection and Control**. Pullman: Schweitzer Engineering Laboratories (SEL), 2009. Disponível em: <<https://cdn.selinc.com/assets/Literature/Publications/Technical%20Papers/6>>.

359_ImprovementsTransformer_AG-NF-CL_20090129_Web.pdf?v=20180604-184258>. Acesso em: 20 fev. 2020.

HARLOW, J. H. **Electric Power Transformer Engineering**. 2. ed. New York: CRC Press, 2007.

HAYKIN, S. **Redes Neurais: Princípios e Prática**. 2. ed. Porto Alegre: Bookman, 2001.

HEBB, D. O. **The Organization of Behavior**. New York: Wiley, 1949.

HOROWITZ, S. H.; PHADKE, A. G. **Power System Relaying**. 3. ed. Baldock: Research Studies Press, 2008.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS (IEEE) STANDARDS ASSOCIATION. **IEEE C37.91**: Guide for Protecting Power Transformer. New York: IEEE, 2008.

JORGE, D. C. **Redes Neurais Artificiais Aplicadas a Proteção de Sistemas Elétricos de Potência**. 1997. 96 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 1997.

KENNEDY, B. W. **Energy Efficient Transformer**. New York: McGraw-Hill, 1998.

KINDERMANN, G. **Proteção de Sistemas Elétricos de Potência**. 2. ed. v. 1. Florianópolis: UFSC/EEL/LAPLAN, 2005.

_____. **Proteção de Sistemas Elétricos de Potência**. 2. ed. v. 2. Florianópolis: UFSC/EEL/LAPLAN, 2006.

KOHONEN, T. Self-organized formation of topologically correct feature maps. **Biological Cybernetics**, 43, 1982.

KOLLA, S. R. Digital Protection of Power Transformers Using Artificial Neural Networks. **Proceedings of the 2nd International Conference on Advances in Instrumentation and Control**, p. 141-150, 1995.

KULKARNI, S. V.; KHAPARDE, S. A. **Transformer Engineering: Design and Practice**. New York: Marcel Dekker, 2005.

KUMBHAR, G. B.; KULKARNI, S. V. Analysis of Sympathetic Inrush Phenomenon in Transformer Using Coupled Field-Circuit Approach. In: IEEE/PES GENERAL MEETING, 2007, Tampa. **Proceedings...** Tampa: IEEE, 2007. p. 1-6.

LeCUN, Y. A Learning Procedure for Assymetric Threshold Network. In: COGNITIVA 85, 1985, Paris. **Proceedings...** Paris: Cognitiva, 1985, p. 599-604.

LING, P. C. Y; BASAK, A. A New Detection Scheme for Realisation of Magnetising Inrush Current in Transformers. **Fourth International Conference on Developments in Power System Protection**, p. 239-243, 1989.

LINSKER, R. Self-organization in Perceptual Network. **Computer**, 21(3):105-117, 1988.

LOPES, M. L. M. **Desenvolvimento de Redes Neurais para Previsão de Cargas Elétricas de Sistemas de Energia Elétrica**. 2005. 149 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira, 2005.

LOTUFO, A. D. P. **Análise de Sensibilidade por Redes Neurais para Estudos de Estabilidade Transitória de Sistemas Elétricos de Potência**. 2004. 133 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira, 2004.

MAMEDE FILHO, J. **Manual de Equipamentos Elétricos**. 3. ed. Rio de Janeiro: LTC, 2005.

MAMEDE FILHO, J.; MAMEDE, D. R. **Proteção de Sistemas Elétricos de Potência**. Rio de Janeiro: LTC, 2013.

MAO, P. L.; AGGARWAL, R. K. A Novel to the Classification of the Transient Phenomena in Power Transformers Using Combined Wavelet Transform and Neural Network. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 16, n. 4, p. 654-660, 2001.

MAO, P. L. et al. Identification of Electromagnetic Transients in power Transformer System Using Artificial Neural Network. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON POWER SYSTEM TECHNOLOGY, 1998. **Proceedings...** 1998. v. 2. p. 880-884.

MARTI, J. R. Accurate Modelling of Frequency-dependent Transmission Lines in Electromagnetic Transient Simulations. **IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems**, v. PAS-101, n. 1, p. 147-157, 1982.

MARTINEZ, J. A.; MORK, B. A. Transformer Modeling for Low and Mid-Frequency Transients – A Review. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 20, n. 2, p. 1625-1631. 2005.

MASON, C. R. **The Art and Science of Protective Relaying**. New York: John Wiley & Sons, 1956.

McCULLOCH, W. S.; PITTS, W. A Logical Calculus of the Ideas Immanent in Nervous Activity. **Bulletin of Mathematical Biophysics**, 5:115-133, 1943.

MELLO, F. P. **Proteção de Sistemas Elétricos de Potência**. Santa Maria: UFSM, 1979.

MONSEF, H; LOTFIFARD, S. Internal Fault Current Identification Based on Wavelet Transform in Power Transformer. **Electric Power System Research**, [S.1.], v. 77, n. 12, p. 1637-1645, 2007.

MOZINA, C. J. Improvements in Protection and Comissioning of Digital Transformer Relays at Medium Voltage Industrial Facilities. In: IEEE INDUSTRIAL AND COMMERCIAL POWER SYSTEMS TECHNICAL CONFERENCE (I&CPS), 2011. **Proceedings...** Newport Beach: I&CPS, 2011.

NORTON, J. P. **Introduction to Identification**. London: Academic Press, 1986.

OJA, E. A Simplified Neuron Model as a Principal Component Analyzer. **Journal of Methematical Biology**, 15:267-273, 1982.

OLESKOVICZ, M.; AGGARWAL, R. K.; COURY, D. V. O Emprego de Redes Neurais Artificiais na Detecção, Classificação e Localização de Faltas em Linhas de Transmissão. **Revista Controle & Automação**, Campinas, v.14, n.2, p.138-150, 2003.

OLIVEIRA, F. R. **Rede Neural Difusa com T-Normas Diferenciáveis e Interativas**. 2006. 90 f. Dissertação (Mestrado em Ciência da Computação) – Universidade Federal de Mato Grosso do Sul, Campo Grande, 2006.

OLIVEIRA, J. C.; COGO, J. R.; ABREU, J. P. G. **Transformadores: Teoria e Ensaios**. São Paulo, Edgard Blücher, 1984.

OLIVEIRA, M. O. **Proteção Diferencial Adaptativa de Transformadores de Potência Baseada na Análise de Componentes Wavelets**. 2013. 123 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2013.

_____. **Proteção Diferencial de Transformadores Trifásicos Utilizando a Transformada Wavelet**. 2009. 129 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2009.

OLIVEIRA, M. O.; BRETAS, A. S. Application of Discrete Wavelet Transform for Differential Protection of Power Transformer. In: IEEE/PES POWERTECH, 2009, Bucharest. **Proceedings...** Bucharest: IEEE, 2009. p. 1-8.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA (ONS). **RE 03/202/2012: Análise Estatística dos Desligamentos Forçados do Sistema Elétrico Brasileiro – Referente ao Ano de 2011**. Brasília, ONS, 2012.

PAITHANKAR, Y.; BHIDE, S. **Fundamentals of Power System Protection**. New Delhi: Prentice-Hall, 2004.

PARKER, D. Learning logic: Casting the Corte of the Human Brain in Silicon. Technical report TR-47, **Center for Computational Research in Economics and Management Science**, Cambridge: MIT Press, 1985.

PEREIRA, C. **Curso de Proteção Digital de Linhas de Transmissão**. Belo Horizonte: UFMG, 1998. Convênio ELETROBRÁS/FCO/EE.

PEREIRA, C.; CRUZ, F. C. Análise do Comportamento Estático e Dinâmico dos Filtros Digitais de Mínimos Quadrados na Proteção de Linhas de Transmissão. In: SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (SNPTEE), 15., 1999, Foz do Iguaçu. **Anais...** Foz do Iguaçu: SNPTEE, 1999.

PEREZ, L. G. et al. Training an Artificial Neural Network to Discriminate Between Magnetizing Inrush and Internal Faults. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 9, n. 1, p. 434-441. 1994.

PHADKE, A. G.; THORP, J. S. **Computer Relaying for Power Systems**. 2. ed. West Sussex: Research Studies Press Limited and John Wiley & Sons, 2009.

PIHLER, J.; GREAR, B.; DOLINAR, D. Improved Operation of Power Transformer Protection Using Artificial Neural Network. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 12, n. 3, p. 1128-1136. 1997.

PIOVASAN, L. S. **Avaliação de Algoritmos para Proteção Diferencial de Transformadores**. 1997. f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 1997.

RAHMAN, M. A.; JEYASURYA, B. A State-of-the-art Review of Transformer Protection Algorithms. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 3, n. 2, p. 534-544, 1988.

RIBEIRO, C. F. **Correntes Transitórias de Energização dos Transformadores**. Curso Especial de Distribuição de Energia Elétrica, Universidade Federal de Pernambuco, Recife, 1982.

ROCKEFELLER, G. D. Fault Protection with a Digital Computer. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, v. pas-88, n. 4, p. 438-464. 1969.

RUMELHART, D. E; HINTON, G. E.; WILLIAMS, R. J. Learning Representations by Back-propagating Errors. **Nature**, 323:533-536, 1986.

SACHDEV, M. S.; BARIBEAU, M. A. A New Algorithm for Digital Impedance Relays. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, v. pas-98, p. 2232-2240. 1979.

SANTOS, C. I. **Modelagem do Relé de Proteção Diferencial BDD15B-GE**. 2006. 87 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Pernambuco, Recife, 2006.

SCHWEITZER ENGINEERING LABORATORIES (SEL). **SEL-787-2/-3/-4**: Transformer Protection Relay. Disponível em: <<https://selinc.com/products/787-3-4/>>. Acesso em: 12 fev. 2020.

SEGATTO, E. C. **Redes Neurais Artificiais Aplicadas à Proteção Diferencial de Transformadores de Potência**. 1999. 107 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 1999.

_____. **Relé Diferencial para Transformadores de Potência Utilizando Ferramentas Inteligentes**. 2005. 187 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2005.

SEGATTO, E. C.; COURY, D. V. A Differential Relay for Power Transformers using Intelligent Tools. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 21, n. 3, p. 1154-1162, 2006.

SEGATTO, E. C. et al. Alto Desempenho na Proteção Diferencial de Transformadores de Potência com a Utilização de Redes Neurais Artificiais. **Revista Controle & Automação**, Campinas, v. 14, n. 3, 2003.

SENGÜL, M. et al. Case Study of Sympathetic Interaction Between Transformer Caused by Inrush Current. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON POWER SYSTEM TRANSIENT, 2005, Montréal. **Proceedings...** Montreal: IEEE, 2005. p. 1-7.

SILVA, K. M. et al. Detecção e Classificação de Faltas a partir da Análise de Registros Oscilográficos via Redes Neurais Artificiais e Transformada *Wavelet*. **Revista Controle & Automação**, Campinas, v. 18, n. 2, p.163-172, 2007.

SILVA, N. H. G. **Avaliação da Proteção Diferencial de Transformadores de Potência a partir da Transformada *Wavelet***. 2019. 122 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2019.

SILVEIRA, E. G. **Curso de Proteção de Sistemas de Energia**. Belo Horizonte: CEFET-MG, 2017.

_____. **Localização de Faltas em Linhas de Transmissão: Desenvolvimento de Novos Algoritmos e Implementação de Sistema Computacional para Aplicações Práticas**. 2007. 188 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2007.

- SILVEIRA, M. C. **Análise De Estabilidade Transitória de Sistemas Elétricos por Redes Neurais ARTMAP Nebulosa Modulares**. 2003. 92 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira, 2003.
- SOUZA, J. R. M. S. **Desenvolvimento de uma Metodologia para a Avaliação da Confiabilidade dos Ajustes de Relés Diferenciais de Transformadores Baseada no Método de Monte Carlo**. 2012. 133 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2012.
- SOUZA, T. M. **Localização Automática de Faltas em Linhas de Transmissão de Circuito Duplo**. 2007. 102 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2007.
- TAVARES, K. A. **Modelagem e Simulação da Proteção Diferencial de Transformadores de Potência no ATP**. 2013. 91 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Faculdade de Tecnologia, Universidade de Brasília, Brasília, 2013.
- TRIPATHY, M.; MAHESHWARI, R. P.; VERMA, H. K. Power Transformer Differential Protection Based on Optimal Probabilistic Neural Network. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 25, n. 1, p. 102-112, 2010.
- VERMA, H. K.; BASHA, A. M. A Microprocessor-based Inrush Restrained Differential Relay for Transformer Protection. **Journal of Microcomputer Applications**, p. 313-318, 1986.
- VERNEY, L. H. C. **Desempenho da Proteção diferencial em Transformadores de Potência perante Condições Especiais de Operação**. 2012. 164 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2012.
- WANG, Y. et al. Analysis on the Influencing Factors of Transformer Sympathetic Inrush Current. In: IEEE/PES GENERAL MEETING, 2008, Pittsburgh. **Proceedings...** Pittsburgh: IEEE, 2008. p. 1-8.
- WARRINGTON, A. R. C. **Protective Relays: Their Theory and Practice**. 3. ed. v. 2. New York: John Wiley & Sons, 1962.
- WERBOS, P. **Beyond Regression: New Tools for Prediction and Analysis in the Behavioral Sciences**. 1974. PhD thesis – Harvard University, Cambridge, 1974.
- WIDROW, B.; HOFF, M. E. Adaptive Switching Circuits. **Institute of Radio Engineers, Western Electronic Show and Convention**, 1960.
- WISZNIEWSKI, A.; KASZTENNY, B. A Multi-criteria Differential Transformer Relay Based on Fuzzy Logic. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 10, n. 4, p. 1786-1792. 1995.
- YUILLE, A. L.; KAMMEN, D. M.; COHEN, D. S. Quadrature and Development of Orientation Selective Cortical Cells by Hebb Rules. **Biological Cybernetics**, 61:183-194, 1989.

APÊNDICE A MODELAGEM DO SISTEMA ELÉTRICO COM TRANSFORMADOR DE 18 MVA

A seguir são apresentados todos os parâmetros necessários para modelagem e simulação do sistema elétrico com transformador de 18 MVA no *software* ATPDraw.

O sistema é constituído por um gerador trifásico com tensão nominal de 138 kV e frequência de 60 Hz. Essa fonte de tensão alimenta um transformador trifásico com potência nominal de 18 MVA e relação de transformação de 138 kV no primário para 13,8 kV no secundário, com conexão Ynd1. Um trecho de LT com 100 km de extensão interliga o gerador ao transformador. Os TCs conectados no transformador de potência possuem as seguintes características: relação de transformação de 40:1, sendo 200/5 A no enrolamento primário e relação de transformação de 240:1, sendo 1200/5 A no enrolamento secundário. Através de uma linha de distribuição, o transformador fornece energia para uma carga de 18 MVA e fator de potência de 0,92 indutivo. Os disjuntores são representados por chaves de tempo controlado que são operadas durante as simulações das situações de contingência no transformador.

A.1 Parâmetros do Gerador Equivalente

Tabela A.1 - Parâmetros elétricos do gerador.

Parâmetro	Valor
Tensão nominal	138 kV
Frequência nominal	60 Hz
Resistência de sequência zero (R_0)	0,444 Ω
Indutância de sequência zero (L_0)	247 mH
Resistência de sequência positiva (R_+)	0,635 Ω
Indutância de sequência positiva (L_+)	352 mH

Fonte: SILVEIRA, 2007.

Component: ACSOURCE

Attributes

DATA	UNIT	VALUE
AmplitudeA	Volt	138000
Frequency	Hz	60
PhaseAngleA	degrees	0
StartA	sec	-1
StopA	sec	100

NODE	PHASE	NAME
AC	ABC	

Copy Paste Reset Order: 0 Label:

Comment:

Type of source: ☐ Current ☒ Voltage

Num phases: ☐ Single ☒ 3-phase ☐ 3*1-phase

Angle units: ☒ Degrees ☐ Seconds

Amplitude: ☐ Peak L-G ☐ RMS L-G ☒ RMS L-L

Grounding: ☒ Grounded ☐ Ungrounded

☐ Hide

Edit definitions OK Cancel Help

Figura A.1 - Janela de parametrização dos dados do gerador trifásico.
Fonte: Própria autora, 2020.

Component: LINESY_3

Attributes

DATA	UNIT	VALUE
Ro	Ohm/m	0.444
Lo	mH/m	247
R+	Ohm/m	0.635
L+	mH/m	352

NODE	PHASE	NAME
IN1	ABC	
OUT1	ABC	

Copy Paste Reset Order: 0 Label:

Comment:

Lines
Length 1 [m]

☐ Hide

Edit definitions OK Cancel Help

Figura A.2 - Janela de parametrização da impedância do gerador.
Fonte: Própria autora, 2020.

A.2 Parâmetros da Linha de Transmissão

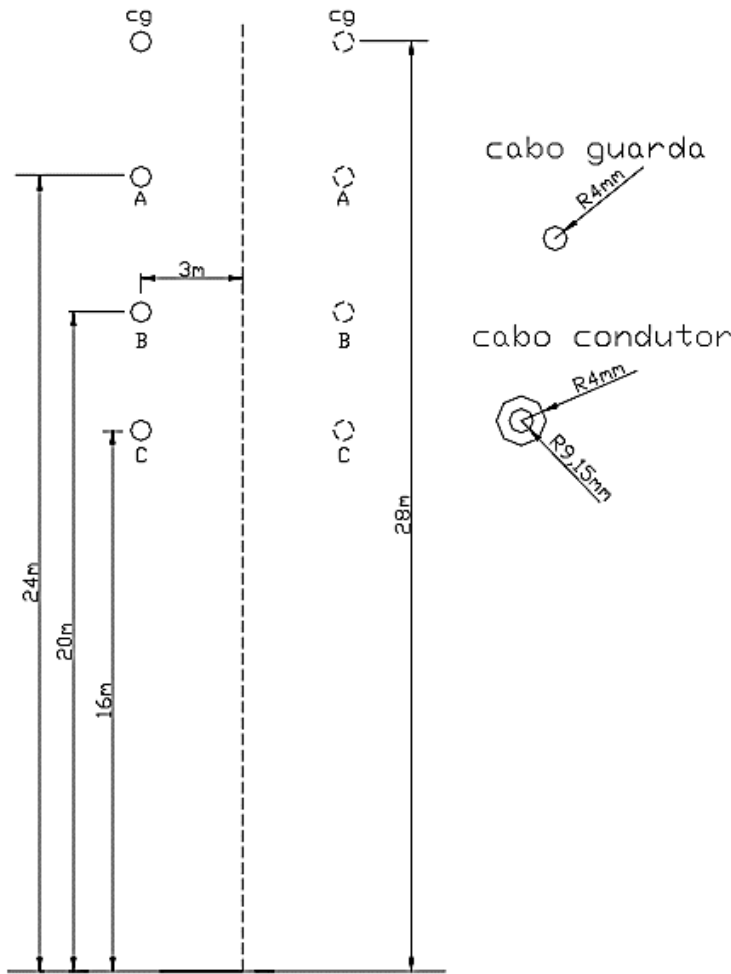


Figura A.3 - Geometria da LT de 138 kV.
Fonte: SILVEIRA, 2007.

Tabela A.2 - Parâmetros dos condutores fase.

Parâmetro	Valor
Tensão de operação	138 kV
Frequência	60 Hz
Resistividade do solo	1000 Ω .m
Número de condutores por fase	1
Raio interno do condutor (R_{IN})	0,48 cm
Raio externo do condutor (R_{OUT})	0,915 cm
Resistência do condutor (R_{DC})	0,1746 Ω /km
Flecha máxima	11,43 m

Fonte: SILVEIRA, 2007.

Tabela A.3 - Parâmetros dos condutores para-raios.

Parâmetro	Valor
Número de cabos para-raios	1
Raio interno do condutor (R_{IN})	1×10^{-6} cm
Raio externo do condutor (R_{OUT})	0,48 cm
Resistência do condutor (R_{DC})	4,19 Ω /km
Flecha máxima	8,57 m

Fonte: SILVEIRA, 2007.

Line/Cable Data: LT1

Model Data Nodes

System type
Name: LT1 ☐ Template
Overhead Line ☐ #Ph: 3
☒ Transposed ☐ individual circuits
☒ Auto bundling
☒ Skin effect
☐ Segmented ground
☐ Real transf. matrix
Units: ☒ Metric ☐ English

Standard data
Rho [ohm*m] 1000
Freq. init [Hz] 1
Length [km] 100
☐ Set length in icon

Model
Type
☐ Bergeron
☐ PI
☒ JMarti
☐ Semlyen
☐ Noda

Data
Decades 9 Points/Dec 10
Freq. matrix [Hz] 1200 Freq. SS [Hz] 60
☒ Use default fitting

Comment: Order: 0 Label: ☐ Hide

OK Cancel Import Export Run ATP View Verify Edit defin. Help

Figura A.4 - Janela de parametrização do modelo JMARTI.

Fonte: Própria autora, 2020.

#	Ph.no.	Rin [cm]	Rout [cm]	Resis [ohm/km DC]	Horiz [m]	Vtower [m]	Vmid [m]	Separ [cm]	Alpha [deg]	NB
1	1	0.48	0.915	0.1746	3	24	16	0	0	0
2	2	0.48	0.915	0.1746	3	20	12	0	0	0
3	3	0.48	0.915	0.1746	3	16	8	0	0	0
4	0	1E-6	0.48	4.19	3	28	22	0	0	0

Figura A.5 - Janela de parametrização dos dados geométricos da linha de transmissão a partir do modelo JMARTI.

Fonte: Própria autora, 2020.

A.3 Parâmetros do Transformador de Potência

Tabela A.4 - Parâmetros elétricos do transformador.

Parâmetro	Valor
Potência	18 MVA
Tensão	138/13,8 kV
Frequência	60 Hz
Tipo de Ligação	Ynd1

Fonte: Adaptado de SOUZA, 2012.

Tabela A.5 - Ensaio a vazio (lado de baixa tensão).

Tensão (%)	Corrente de Excitação (%)	Perdas (kW)
V _{85%}	0,128	17,945
V _{90%}	0,151	21,292
V _{95%}	0,189	24,752
V _{100%}	0,295	28,906
V _{105%}	0,638	32,126
V _{110%}	2,478	46,788

Fonte: Adaptado de SOUZA, 2012.

Tabela A.6 - Ensaio de curto-circuito (lado de menor corrente).

Parâmetro	Sequência Positiva
Impedância	4,28%
Potência de Curto-circuito	34,47 kW

Fonte: Adaptado de SOUZA, 2012.

BCTran: trafa1

Structure

Number of phases: 3

Number of windings: 2

Type of core: Other

Test frequency [Hz]: 60

☒ AR Output ☒ Auto-add nonlinearities

Ratings

	HV	LV
L-L voltage [kV]	138	13.8
Power [MVA]	18	18
Connections	Y	D
Phase shift [deg]		30

☒ Ext. neutral connections

Factory tests

Open circuit Short circuit

Performed at: LV Connect at: LV ☐ Zero sequence data available

positive sequence

Volt (%)	Curr (%)	Loss (kW)
85	0.128	17.945
90	0.151	21.292
95	0.189	24.752

Positive core magnetization

☐ Linear internal ☒ External Lm ☐ External Lm || Rm

View/Copy

☐ Rm ☒ Lm-rms ☐ Lm-flux

Order: 0 Label:

Comment:

☐ Hide

OK Cancel Import Export Run ATP View + Copy + Edit defin. Help

Figura A.6 - Janela de parametrização dos dados do ensaio a vazio do transformador.
 Fonte: Própria autora, 2020.

BCTRAN: trafa1

Structure

Number of phases: 3

Number of windings: 2

Type of core: Other

Test frequency [Hz]: 60

☒ AR Output ☒ Auto-add nonlinearities

Ratings

	HV	LV
L-L voltage [kV]	138	13.8
Power [MVA]	18	18
Connections	Y	D
Phase shift [deg]		30

☒ Ext. neutral connections

Factory tests

☐ Open circuit ☐ Short circuit

☐ Zero sequence data available

positive sequence

	Imp. (%)	Pow. (MVA)	Loss (kW)
HV-LV	4.28	18	34.47

Order: 0 Label:

Comment:

☒ Hide

OK Cancel Import Export Run ATP View + Copy + Edit defin. Help

Figura A.7 - Janela de parametrização dos dados do ensaio de curto-circuito do transformador.

Fonte: Própria autora, 2020.

A.4 Parâmetros dos Transformadores de Corrente

Tabela A.7 - Parâmetros elétricos dos TCs.

Parâmetros	TCs do primário	TCs do secundário
Relação de corrente	40:1	240:1
Resistência de magnetização	0 Ω	0 Ω
Resistência do primário	0,096 Ω	0,576 Ω
Resistência do secundário	0 Ω	0 Ω
Indutância do primário	0 mH	0 mH
Indutância do secundário	1x10 ⁻⁷ mH	1x10 ⁻⁷ mH

Fonte: Própria autora, 2020.

Component: TRAF0_S

Attributes Characteristic

Saturation (on the PRIMARY winding!)

I [A]	Fluxlinked [Wb-T]
0.282842712	0.0375131798
0.506540934	0.131296129
0.771383497	0.255089623
0.980441949	0.300105439
1.14659464	0.337618619
1.436902	0.412644978
7.68831168	0.543941108
22.6695319	0.562697698
108.194596	0.600210877

Add

Delete

Sort

Move

External characteristic

Data source: Edit... ☐ Include characteristic

Save... Copy Paste View

Edit definitions OK Cancel Help

Figura A.8 - Janela de parametrização do TC do primário do transformador (característica da curva de saturação).

Fonte: Própria autora, 2020.

Component: TRAF0_S

Attributes Characteristic

Saturation (on the PRIMARY winding!)

I [A]	Fluxlinked [Wb-T]
0.014142135624	0.033761861856
0.053673197871	0.33761861856
0.1316948641	1.6055640971
0.17504589616	1.875658992
0.18913372576	2.2507907904
0.34128675771	2.6259225888
0.56109276848	2.9260280275
0.97591844059	3.0010543872
94.396797671	3.4774717712

Add

Delete

Sort

Move

External characteristic

Data source: Edit... ☐ Include characteristic

Save... Copy Paste View

Edit definitions OK Cancel Help

Figura A.9 - Janela de parametrização do TC do secundário do transformador (característica da curva de saturação).

Fonte: Própria autora, 2020.

A.5 Parâmetros da Linha de Distribuição

Component: RLC3

Attributes

DATA	UNIT	VALUE
R_1	Ohms	6.6898
L_1	mH	22.9353
C_1	μF	0
R_2	Ohms	6.6898
L_2	mH	22.9353
C_2	μF	0
R_3	Ohms	6.6898
L_3	mH	22.9353

NODE	PHASE	NAME
IN1	1	
OUT1	1	

Copy Paste Reset Order: 0 Label:

Comment:

Output

0 - No

☐ Hide ☐ \$Vintage,1

Edit definitions OK Cancel Help

Figura A.10 - Janela de parametrização da linha de distribuição.
Fonte: Própria autora, 2020.

A.6 Parâmetros da Carga Trifásica

Component: RLCD3

Attributes

DATA	UNIT	VALUE
R_1	Ohms	29.2008
L_1	mH	32.9968
C_1	μF	0
R_2	Ohms	29.2008
L_2	mH	32.9968
C_2	μF	0
R_3	Ohms	29.2008
L_3	mH	32.9968

NODE	PHASE	NAME
IN	1	

Copy Paste Reset Order: 0 Label:

Comment:

Output

0 - No

☐ Hide ☐ \$Vintage,1

Edit definitions OK Cancel Help

Figura A.11 - Janela de parametrização da carga trifásica.

Fonte: Própria autora, 2020.