

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
ENGENHARIA ELÉTRICA**

Análise do Desempenho das Proteções
Diferenciais de Fase e Baseada em Sequência
Negativa para Transformadores de Potência

Keli Cristine Silva Antunes

Itajubá, julho de 2019

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
ENGENHARIA ELÉTRICA**

Keli Cristine Silva Antunes

**Análise do Desempenho das Proteções
Diferenciais de Fase e Baseada em Sequência
Negativa para Transformadores de Potência**

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica como parte dos requisitos para obtenção do Título de Mestre em Ciências em Engenharia Elétrica.

Área de Concentração: Sistemas Elétricos de Potência

**Orientador: Prof. Dr. Paulo Márcio da Silveira
Coorientador: Prof. Dr. Frederico Oliveira Passos**

**Julho de 2019
Itajubá**

Dedico este trabalho a Deus que, com seu infinito amor, me sustentou em toda trajetória.

Agradecimentos

Agradeço a Deus, por estar sempre ao meu lado, me orientar e sustentar em todos os momentos.

A toda minha família, em especial meus pais, Jose da Luz e Cleusa, por todo amor e apoio.

Ao Paulo Henrique por todo amor, companheirismo, por me incentivar e apoiar em todos os momentos.

Aos professores Paulo Márcio da Silveira e Frederico Oliveira Passos, pelo trabalho de orientação, o apoio, as oportunidades e ensinamentos proporcionados.

Aos amigos Ana, Elisa, Fernando e Nicolás pelo companheirismo, carinho e por ajudarem a tornar essa caminhada mais leve.

Aos professores e colegas do Centro de Estudos em Qualidade da Energia e Proteção Elétrica (QMAP) da Universidade Federal de Itajubá, pelo companheirismo e auxílio valiosos.

À Universidade Federal de Itajubá – UNIFEI, pelo ensino de qualidade.

Ao CNPq e ao QMAP pelo apoio financeiro.

Resumo

Esse trabalho de dissertação propõe analisar o desempenho da proteção diferencial de sequência negativa em comparação com a proteção diferencial de fase. O trabalho é estruturado de forma a apresentar uma introdução e levantamento bibliográfico sobre o tema. Os fundamentos teóricos sobre os tópicos necessários para desenvolvimento e compreensão do trabalho são apresentados, sendo eles: transformadores de potência e as falhas as quais está sujeito, em especial, faltas entre espiras; componentes simétricos; proteção diferencial de fase e proteção diferencial de sequência negativa.

Para as análises acerca do desempenho da proteção diferencial de sequência negativa, propõe-se a realização de testes em *hardware-in-the-loop* utilizando-se o Simulador Digital em Tempo Real (RTDS - *Real-Time Digital Simulator*) e um relé comercial para proteção de transformadores. Também são propostos testes com um relé de proteção diferencial virtual modelado no RTDS. Dois sistemas elétricos são modelados para aplicação das condições de falta. O primeiro sistema possui transformador com relação de tensão unitária e não há o deslocamento de fase entre os sinais do primário e secundário. Por sua vez, o segundo sistema envolve defasamento angular e diferentes níveis de tensão.

As respostas para os testes, sob condições de falta, das proteções diferenciais de fase e de sequência negativa do relé comercial e do relé virtual são apresentadas. As faltas aplicadas consistem em curtos-circuitos entre espiras e faltas externas desbalanceadas. Além disso, foram aplicados diferentes níveis de carregamento nos transformadores a fim de verificar qual a influência desta condição na sensibilidade das proteções diferenciais. Por fim, é analisado o desempenho da proteção diferencial de sequência negativa sob as diferentes condições e apresentadas as conclusões.

Palavras-chaves: Falta entre espiras, Proteção diferencial de sequência negativa, Relé de proteção, RTDS, Simulação em tempo real.

Abstract

This work addresses a comparison between negative sequence differential protection and phase differential protection. Firstly, this work presents an overview about the main topics regarding transformer protection which are: turn-to-turn faults, symmetrical components, phase differential protection and negative-sequence differential protection. Those topics are necessary for the development and understanding of this work.

In order to analyze the performance of the negative-sequence differential protection, some hardware-in-the-loop tests were performed using the Real Time Digital Simulator (RTDS) and a transformer protection relay. The same tests were performed using a virtual differential protection relay modeled on the RTDS also. Two electrical systems were modeled for the application of fault conditions. The first system has a transformer with a 1:1 voltage ratio and no phase shift between the primary and secondary signals. The second system, on its turn, has a step-down transformer with phase lag.

Moreover, this work presents the results for the phase protection and negative-sequence protection tests of both commercial relay and virtual relay. The applied faults consist of turn-to-turn faults and unbalanced external faults. In addition, different loading levels were applied to the transformers in order to verify their influence on the sensitivity of the differential protections. Finally, the performance of the negative-sequence differential protection under the different conditions is analyzed and the conclusions are presented.

Key-words: Negative-sequence differential protection, Protection relay, Real time simulation, RTDS, Turn-to-turn faults.

Lista de ilustrações

Figura 1.1 – Percentual de ocorrências por componente envolvido.	19
Figura 1.2 – Percentual de falhas por origem.	19
Figura 2.1 – Transformador monofásico ideal.	24
Figura 2.2 – Transformador monofásico ideal em carga.	26
Figura 2.3 – Transformador monofásico.	29
Figura 2.4 – Princípio de equilíbrio Ampere-espira condições normais de funciona- mento do transformador.	29
Figura 2.5 – Transformador monofásico com falta entre espiras.	29
Figura 2.6 – Fasores de tensão e corrente do transformador.	30
Figura 2.7 – Princípio de equilíbrio Ampere-espira transformador com falta entre espiras.	30
Figura 2.8 – Fasores das correntes de um sistema trifásico.	31
Figura 2.9 – Fasores das componentes de sequência positiva.	32
Figura 2.10 – Fasores das componentes de sequência negativa.	32
Figura 2.11 – Fasores das componentes de sequência zero.	33
Figura 2.12 – Fasores das componentes de sequência por fase.	33
Figura 2.13 – Princípio de funcionamento da proteção diferencial amperimétrica . . .	36
Figura 2.14 – Compensação angular em transformador Dy1.	37
Figura 2.15 – Diagrama vetorial compensação angular.	38
Figura 2.16 – Relação entre ângulos de defasamento e matrizes de compensação. . . .	40
Figura 2.17 – Princípio de funcionamento da proteção diferencial percentual	42
Figura 2.18 – Característica proteção diferencial percentual	43
Figura 2.19 – Proteção diferencial de sequência negativa 87(Q).	44
Figura 2.20 – Fluxo de correntes em um sistema exemplo.	45
Figura 2.21 – Fluxo de correntes de sequência negativa durante falta externa.	46
Figura 2.22 – Fluxo de correntes de sequência negativa durante falta interna.	47
Figura 3.1 – Esquema de testes em <i>hardware-in-the-loop</i>	50
Figura 3.2 – Esquema de testes relé modelado no RTDS.	51
Figura 3.3 – Estrutura de <i>hardware</i> do RTDS.	52
Figura 3.4 – Estrutura de <i>hardware</i> do RTDS.	53
Figura 3.5 – <i>Software</i> RSCAD.	55
Figura 3.6 – Modelo transformador monofásico para simulação de faltas internas. . .	56
Figura 3.7 – Parametrização transformador monofásico para simulação de faltas in- ternas.	57
Figura 3.8 – Sistema elétrico modelado I.	57
Figura 3.9 – Sistema elétrico modelado II.	58

Figura 3.10–Sistema elétrico I implementado no <i>Draft</i> (RSCAD).	58
Figura 3.11–Sistema elétrico II implementado no <i>Draft</i> (RSCAD).	59
Figura 3.12–Diagrama funcional simplificado das funções de proteção do relé comercial.	61
Figura 3.13–Diagrama do elemento Diferencial com Restrição (87R).	63
Figura 3.14–Diagrama do elemento Diferencial de Sequência Negativa (87Q)	65
Figura 3.15–Diagrama da lógica de bloqueio do elemento 87Q.	66
Figura 3.16–Diagrama do elemento Diferencial sem Restrição (87U).	67
Figura 3.17–Diagrama da combinação dos elementos Diferenciais 87R, 87Q e 87T. .	68
Figura 3.18–Relé diferencial desenvolvido no <i>CBuilder</i> do RSCAD.	68
Figura 3.19–Relé diferencial desenvolvido no <i>CBuilder</i> do RSCAD.	69
Figura 3.20–Janela de configuração do relé, aba SISTEMA.	70
Figura 3.21–Janela de configuração do relé, aba DIFERENCIAL DE FASE.	70
Figura 3.22–Janela de configuração do relé, aba DIFERENCIAL DE SEQUÊNCIA NEGATIVA.	71
Figura 3.23–Lógica básica do algoritmo do relé diferencial modelado.	73
Figura 4.1 – Atuação do relé comercial para falta em 1,5% das espiras e carregamento 30% no transformador estrela-estrela.	77
Figura 4.2 – Atuação do relé comercial para falta em 1,5% das espiras e carregamento 50% no transformador estrela-estrela.	77
Figura 4.3 – Atuação do relé comercial para falta em 2% das espiras e carregamento 50% no transformador estrela-estrela.	78
Figura 4.4 – Atuação do relé comercial para falta em 2% das espiras e carregamento 70% no transformador estrela-estrela.	78
Figura 4.5 – Atuação do relé comercial para falta em 2,5% das espiras e carregamento 100% no transformador estrela-estrela.	79
Figura 4.6 – Atuação do relé comercial para falta em 2,5% das espiras e carregamento 120% no transformador estrela-estrela.	80
Figura 4.7 – Atuação do relé comercial para falta em 3% das espiras e carregamento 120% no transformador estrela-estrela.	80
Figura 4.8 – Atuação do relé comercial para falta em 3% das espiras e carregamento 150% no transformador estrela-estrela.	81
Figura 4.9 – Atuação do relé comercial para falta em 4% das espiras e carregamento 150% no transformador estrela-estrela.	81
Figura 4.10–Atuações dos elementos diferenciais de fase e de sequência negativa do relé comercial.	82
Figura 4.11–Atuação do relé virtual para falta em 1,5% das espiras e carregamento 30% no transformador estrela-estrela.	83

Figura 4.12–Atuação do relé virtual para falta em 1,5% das espiras e carregamento 50% no transformador estrela-estrela.	84
Figura 4.13–Atuação do relé virtual para falta em 2% das espiras e carregamento 50% no transformador estrela-estrela.	85
Figura 4.14–Atuação do relé virtual para falta em 2% das espiras e carregamento 70% no transformador estrela-estrela.	86
Figura 4.15–Atuação do relé virtual para falta em 2,5% das espiras e carregamento 100% no transformador estrela-estrela.	87
Figura 4.16–Atuação do relé virtual para falta em 2,5% das espiras e carregamento 120% no transformador estrela-estrela.	88
Figura 4.17–Atuação do relé virtual para falta em 3% das espiras e carregamento 120% no transformador estrela-estrela.	89
Figura 4.18–Atuação do relé virtual para falta em 3% das espiras e carregamento 150% no transformador estrela-estrela.	90
Figura 4.19–Atuação do relé virtual para falta em 4% das espiras e carregamento 150% no transformador estrela-estrela.	91
Figura 4.20–Atuações dos elementos diferenciais de fase e de sequência negativa do relé virtual.	92
Figura 4.21–Atuação do relé comercial para falta em 1% das espiras e carregamento 10% no transformador delta-estrela.	93
Figura 4.22–Atuação do relé comercial para falta em 1% das espiras e carregamento 150% no transformador delta-estrela.	94
Figura 4.23–Atuação do relé comercial para falta em 1,5% das espiras e carrega- mento 90% no transformador delta-estrela.	94
Figura 4.24–Atuação do relé comercial para falta em 1,5% das espiras e carrega- mento 100% no transformador delta-estrela.	95
Figura 4.25–Atuação do relé comercial para falta em 2% das espiras e carregamento 150% no transformador delta-estrela.	95
Figura 4.26–Atuações dos elementos diferenciais de fase e de sequência negativa do relé comercial.	96
Figura 4.27–Atuação do relé virtual para falta em 1% das espiras e carregamento 10% no transformador delta-estrela.	97
Figura 4.28–Atuação do relé virtual para falta em 1% das espiras e carregamento 150% no transformador delta-estrela.	98
Figura 4.29–Atuação do relé virtual para falta em 1,5% das espiras e carregamento 90% no transformador delta-estrela.	99
Figura 4.30–Atuação do relé virtual para falta em 1,5% das espiras e carregamento 100% no transformador delta-estrela.	100

Figura 4.31–Atuação do relé virtual para falta em 2% das espiras e carregamento 150% no transformador delta-estrela.	101
Figura 4.32–Atuações dos elementos diferenciais de fase e de sequência negativa do relé virtual.	102
Figura 4.33–Característica diferencial de fase relé comercial e transformador estrela-estrela.	103
Figura 4.34–Característica diferencial de sequência negativa relé comercial e transformador estrela-estrela.	104
Figura 4.35–Característica diferencial de fase relé virtual e transformador estrela-estrela.	105
Figura 4.36–Característica diferencial de sequência negativa relé virtual e transformador estrela-estrela.	105
Figura 4.37–Característica diferencial de fase relé comercial e transformador delta-estrela.	106
Figura 4.38–Característica diferencial de sequência negativa relé comercial e transformador delta-estrela.	107
Figura 4.39–Característica diferencial de fase relé virtual e transformador delta-estrela.	107
Figura 4.40–Característica diferencial de sequência negativa relé virtual e transformador delta-estrela.	108
Figura 4.41–Característica diferencial de fase relé comercial, falta monofásica externa no secundário do transformador estrela-estrela.	109
Figura 4.42–Característica diferencial de sequência negativa relé comercial, falta monofásica externa no secundário do transformador estrela-estrela.	110
Figura 4.43–Característica diferencial de fase relé virtual, falta monofásica externa no secundário do transformador estrela-estrela.	111
Figura 4.44–Característica diferencial de sequência negativa relé virtual, falta monofásica externa no secundário do transformador estrela-estrela.	112
Figura 4.45–Característica diferencial de fase relé comercial, falta bifásica externa no secundário do transformador estrela-estrela.	113
Figura 4.46–Característica diferencial de sequência negativa relé comercial, falta bifásica externa no secundário do transformador estrela-estrela.	113
Figura 4.47–Característica diferencial de fase relé virtual, falta bifásica externa no secundário do transformador estrela-estrela.	114
Figura 4.48–Característica diferencial de sequência negativa relé virtual, falta bifásica externa no secundário do transformador estrela-estrela.	115
Figura 4.49–Característica diferencial de fase relé comercial, falta monofásica externa no secundário do transformador delta-estrela.	116

Figura 4.50–Característica diferencial de sequência negativa relé comercial, falta monofásica externa no secundário do transformador delta-estrela.	117
Figura 4.51–Característica diferencial de fase relé virtual, falta monofásica externa no secundário do transformador delta-estrela.	118
Figura 4.52–Característica diferencial de sequência negativa relé virtual, falta monofásica externa no secundário do transformador delta-estrela.	119
Figura 4.53–Característica diferencial de fase relé comercial, falta bifásica externa no secundário do transformador delta-estrela.	120
Figura 4.54–Característica diferencial de sequência negativa relé comercial, falta bifásica externa no secundário do transformador delta-estrela.	120
Figura 4.55–Característica diferencial de fase relé virtual, falta bifásica externa no secundário do transformador delta-estrela.	121
Figura 4.56–Característica diferencial de sequência negativa relé virtual, falta bifásica externa no secundário do transformador delta-estrela.	122

Lista de tabelas

Tabela 2.1 – Funções de proteção aplicáveis à transformadores de potência.	28
Tabela 2.2 – Matrizes de compensação angular.	41
Tabela 3.1 – Dados dos sistemas equivalentes $S1$ e $S2$	58
Tabela 3.2 – Dados dos transformadores do sistema I.	59
Tabela 3.3 – Dados da fonte $S1$ do sistema II.	59
Tabela 3.4 – Dados dos transformadores do sistema II.	60
Tabela 4.1 – Condições de faltas aplicadas.	75

Lista de abreviaturas e siglas

87Q	Proteção Diferencial de Sequência Negativa
87P	Proteção Diferencial de Fase
CEA2	Comitê de Estudos de Transformadores do Cigré Brasil
Cigré	Comitê Internacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica
DFT	<i>Discrete Fourier Transform</i>
E_P	Valor eficaz da força eletromotriz induzida no enrolamento primário do transformador
E_S	Valor eficaz da força eletromotriz induzida no enrolamento secundário do transformador
e_P	Força eletromotriz induzida no enrolamento primário do transformador
e_S	Força eletromotriz induzida no enrolamento secundário do transformador
fem	Força eletromotriz
fmm	Força magnetomotriz
GPC	<i>Giga-Processor Card</i>
GT	Grupo de Trabalho
GTAI	<i>Gigabit Transceiver Analogue Input Card</i>
GTAO	<i>Gigabit Transceiver Analogue Output Card</i>
GTDI	<i>Gigabit Transceiver Digital Input Card</i>
GTDO	<i>Gigabit Transceiver Digital Output Card</i>
GTFPI	<i>Front Panel Interface Card</i>
GTIO	<i>Gigabit Transceiver Input/Output Card</i>
GTNET	<i>Network Interface Card</i>
GTWIF	<i>WorkStation Interface Card</i>
Hz	Hertz

I_a, I_b, I_c	Correntes das fases A, B e C
I_{a0}	Componente de sequência zero da corrente da fase A
I_{a1}	Componente de sequência positiva da corrente da fase A
I_{a2}	Componente de sequência negativa da corrente da fase A
I_{b0}	Componente de sequência zero da corrente da fase B
I_{b1}	Componente de sequência positiva da corrente da fase B
I_{b2}	Componente de sequência negativa da corrente da fase B
I_{c0}	Componente de sequência zero da corrente da fase C
I_{c1}	Componente de sequência positiva da corrente da fase C
I_{c2}	Componente de sequência negativa da corrente da fase C
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronic Engineers</i>
i_P	Corrente no primário do transformador
i_S	Corrente no secundário do transformador
N_P	Número de espiras do primário do transformador
N_S	Número de espiras do secundário do transformador
OLTC	<i>On Load Tap Changer</i>
p.u	Por unidade
RSCAD	<i>Real Time Simulator Computer Area Design (Software do RTDS)</i>
RTDS	<i>Real-Time Digital Simulator</i>
TC	Transformador de Corrente
UNIFEI	Universidade Federal de Itajubá
v_P	Tensão nos terminais primários do transformador
v_S	Tensão nos terminais secundários do transformador
Σ	Somatório
Ω	Ohm - Unidade de medida da resistência elétrica

f	Frequência
i_ϕ	Corrente de excitação
α	Relação de transformação do transformador
\mathfrak{S}	Força magnetomotriz
\mathfrak{S}_P	Força magnetomotriz no primário do transformador
\mathfrak{S}_S	Força magnetomotriz no secundário do transformador
μ	Permeabilidade magnética
\mathfrak{R}	Relutância do núcleo do transformador
ϕ	Fluxo eletromagnético
ϕ_P	Fluxo eletromagnético no primário do transformador
ϕ_S	Fluxo eletromagnético no secundário do transformador
ω	Frequência angular

Sumário

1	INTRODUÇÃO	18
1.1	Levantamento Bibliográfico	20
1.2	Abordagem Principal e Objetivos	22
1.3	Estrutura da Dissertação	23
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	24
2.1	Considerações Iniciais	24
2.2	Transformadores de Potência	24
2.2.1	Faltas em Transformadores de Potência e Proteções Associadas	27
2.3	Componentes Simétricos	30
2.4	Proteção Diferencial	35
2.4.1	Proteção Diferencial de Fase	35
2.4.2	Proteção Diferencial de Sequência Negativa	44
2.5	Considerações Finais	47
3	PROPOSTA E IMPLEMENTAÇÃO	49
3.1	Considerações Iniciais	49
3.2	Proposta	49
3.3	Simulador Digital em Tempo Real	51
3.3.1	Hardware do RTDS	52
3.3.2	Software do RTDS (RSCAD)	54
3.3.3	Modelo de Transformador de Potência para Simulação de Faltas Internas	56
3.4	Sistemas Elétricos Modelados	57
3.4.1	Sistema Elétrico com Transformador Estrela-Estrela	58
3.4.2	Sistema Elétrico com Transformador Delta-Estrela	59
3.5	Relé de Proteção Comercial	60
3.5.1	Diferencial com Restrição (87R)	62
3.5.2	Diferencial de Sequência Negativa (87Q)	65
3.5.3	Diferencial sem Restrição (87U)	67
3.6	Relé de Proteção Virtual	68
3.7	Considerações Finais	73
4	RESULTADOS	75
4.1	Considerações Iniciais	75
4.2	Faltas Entre Espiras Aplicadas ao Transformador Estrela-Estrela	75
4.2.1	Testes em <i>Hardware-in-the-Loop</i> com Relé Comercial	76

4.2.2	Testes com o Relé Virtual	82
4.3	Faltas Entre Espiras Aplicadas ao Transformador Delta-Estrela	92
4.3.1	Testes em <i>Hardware-in-the-Loop</i> com Relé Comercial	92
4.3.2	Testes com o Relé Virtual	96
4.4	Análise dos Resultados dos Testes para Faltas Entre Espiras	102
4.5	Faltas Externas	108
4.6	Considerações Finais	122
5	CONCLUSÕES	124
5.1	Conclusões Gerais	124
5.2	Sugestões para Trabalhos Futuros	125
	REFERÊNCIAS	127

1 Introdução

O sistema elétrico desempenha um papel fundamental na sociedade. Responsável pelo suprimento de energia elétrica às mais diversas regiões e consumidores, a sua expansão é constante e, em consequência, é aumentada a sua complexidade. Os transformadores de potência são equipamentos fundamentais para interligação de todo sistema elétrico em níveis de tensão distintos.

Assim como todo equipamento que constitui o sistema elétrico, os transformadores de potência estão sujeitos à falhas e, devido a sua importância e ao seu elevado valor, sendo por muitas vezes o equipamento mais caro da subestação, o mesmo merece um enfoque especial quanto às suas proteções (BERNARDES, 2006). A principal proteção aplicada a estes equipamentos, acima de certa potência, é a proteção diferencial (ANSI 87) para eliminação de faltas internas, de modo rápido. Quando se trata de faltas passantes, são aplicadas as funções de proteção contra sobrecorrente instantânea (ANSI 50) e temporizada (ANSI 51), evitando ou minimizando os danos provocados por estas faltas (CIGRÈ, 2013). Dependendo da potência e da importância do transformador, utiliza-se um esquema completo de proteção, ou seja, proteção diferencial, proteção de sobrecorrente instantânea e temporizada no primário e no secundário, além de outras funções, como direcional de neutro (ANSI 67N), volts/hertz (ANSI 24), função térmica (ANSI 49), somado às proteções intrínsecas (Relé Buchholz (ANSI 63), Nível de Óleo (ANSI 71), Termômetro Termostato (ANSI 26)) do equipamento.

Buscando avaliar o desempenho de transformadores e reatores instalados no Sistema Elétrico Brasileiro, O Comitê de Estudos de Transformadores do Cigré Brasil (CEA2) criou, em 2007, o Grupo de Trabalho GT A2-02. Durante pesquisa realizada pelo grupo, foram analisadas 157 falhas e defeitos ocorridos em uma população de 3581 transformadores, com classe de tensão maior que 138 kV, durante o período 2004 a 2009. Na Figura 1.1 são apresentados os percentuais de ocorrências de falhas por componentes do transformador. Nota-se que 42,38% das falhas envolvem o enrolamento, isolamento entre os enrolamentos e o isolamento entre enrolamento e terra (CIGRÈ, 2013).

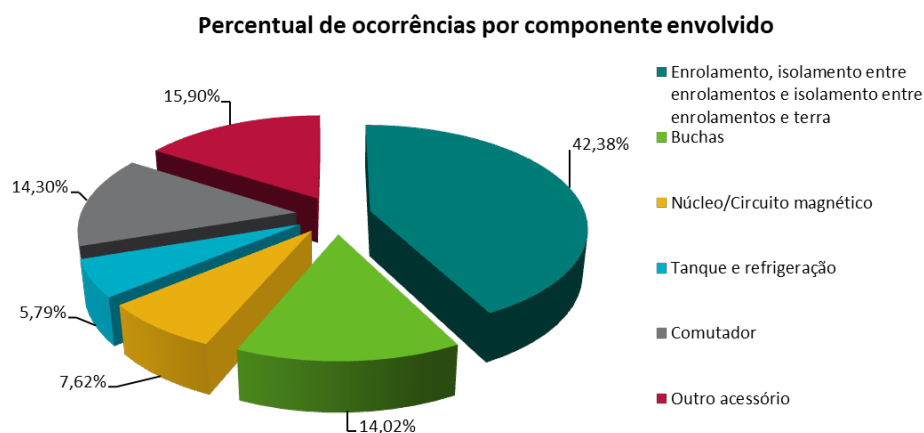


Figura 1.1 – Percentual de ocorrências por componente envolvido.

A Figura 1.2 mostra o percentual de origem dessas falhas, na qual observa-se que predominam as falhas de origem dielétrica, térmica e mecânica.

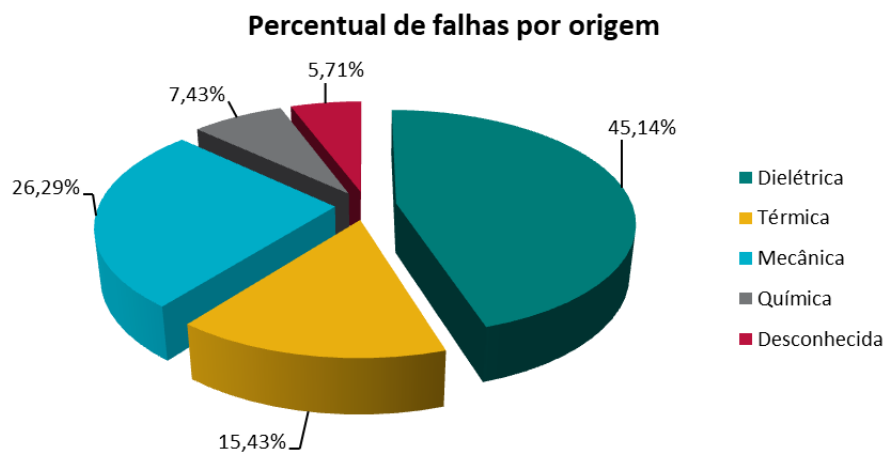


Figura 1.2 – Percentual de falhas por origem.

Os curtos-circuitos entre as espiras dos enrolamentos do transformador, apesar de gerarem um alto valor de corrente no local de falta, podem ser refletidos nos terminais do transformador em valores de baixa intensidade, fazendo com que seja necessária a aplicação de relés de proteção com maior sensibilidade, como o diferencial (SATO, 2005). No entanto, quando estas faltas envolvem um pequeno número de espiras, ou o transformador opera com “carga pesada”, a proteção diferencial pode não ser sensibilizada, com isso ocorre a evolução da falta, o que pode trazer sérios danos ao equipamento.

De forma a buscar mais sensibilidade para a proteção de transformadores, especialmente para faltas envolvendo espiras, tem sido aplicada a proteção diferencial baseada em corrente de sequência negativa. Conforme o histórico, esses elementos baseados em

sequência negativa foram inicialmente aplicados para proteção de linhas de transmissão e, devido ao bom desempenho, vem sendo aplicados em transformadores de potência.

1.1 Levantamento Bibliográfico

As filosofias de proteção estão em constante desenvolvimento e aprimoramento, isso ocorre em conjunto com o desenvolvimento tecnológico dos equipamentos e a expansão, tanto física quanto em termos e complexabilidade, do sistema elétrico. A proteção diferencial inicia seu histórico com a filosofia diferencial amperimétrica, sendo aprimorada para a proteção diferencial percentual e, atualmente, tem-se o desenvolvimento da proteção diferencial de sequência negativa.

No artigo *The effect of multiprinciple line protection on dependability and security*, Roberts et al. (2001) abordam a confiabilidade e sensibilidade de esquemas de proteção de linhas de transmissão. Dentre os princípios de proteção analisados está a proteção diferencial de sequência negativa. Os autores destacam que a sensibilidade da proteção diferencial para linhas de transmissão pode ser maximizada utilizando-se o elemento diferencial tradicional para detecção de faltas trifásicas e o elemento diferencial de sequência negativa para as demais faltas. Além disso, o elemento diferencial de sequência negativa apresentou um desempenho confiável frente a saturação de TCs.

Ainda sobre a proteção diferencial baseada em sequência negativa aplicada a linhas de transmissão, Benmouyal e Lee (2004) citam como principal vantagem da utilização deste elemento o aumento da sensibilidade do relé e da sua capacidade de atuar para faltas altamente resistivas, além disso, ele permite que os elementos diferenciais de fase sejam otimizados para segurança e velocidade durante faltas multifásicas. Já no artigo *Advanced sequence elements for line current differential protection*, Benmouyal e Mooney (2006) mostram que, quando o sistema apresenta carga moderada a alta, o elemento de sequência negativa fornece uma maior sensibilidade para a proteção diferencial. Neste artigo os autores também apresentam uma nova lógica que mantém a sensibilidade da proteção tanto para disparos (*trips*) monopolares quanto tripolares.

No artigo *Sensitive turn-to-turn fault protection for power transformers*, Gajić et al. (2005) apresentam os princípios do novo método de proteção diferencial baseado em correntes de sequência negativa e a sua aplicação em um estudo de caso. No artigo é destacada a sensibilidade do novo elemento de proteção para pequenos níveis de faltas entre espiras, além disso, é mostrada a capacidade do algoritmo de discriminar faltas internas e externas a partir da diferença angular entre as correntes de sequência negativa do primário e secundário do transformador de potência. O estudo de caso consistiu em reproduzir os sinais de uma falta real envolvendo apenas quatro espiras de um autotransformador de 300MVA, 400/110kV para a qual as proteções diferenciais numéricas não operaram.

Após a longa duração do arco elétrico dentro do tanque do autotransformador, o mesmo foi desligado pela atuação do relé de proteção Buchholtz. Ao submeter o novo algoritmo de proteção a esta falta, este foi capaz de detectar a falha que envolveu menos de 1% das espiras do autotransformador.

Em 2007, no artigo *AEP Experience With Protection of Three Delta/Hex Phase Angle Regulating Transformers*, Thompson, Miller e Burger relatam a aplicação de um esquema completo de proteção de um transformador que seria instalado em uma rede de transmissão com o objetivo de otimizar o fluxo de potência do sistema. Este tipo de transformador realiza a mudança do ângulo de fase das tensões para o direcionamento do fluxo de energia, sendo assim, a proteção diferencial tradicional não ofereceria sensibilidade e segurança necessárias devido às variações dos ângulos de fase, com isso foi incluído no esquema de proteção o elemento diferencial baseado em sequência negativa. Antes de ser implementado em campo, o esquema de proteção foi testado através de simulação digital em tempo real. Durante os testes, o elemento diferencial de sequência negativa foi sensibilizado por faltas entre espiras, as quais os elementos tradicionais não foram capazes de detectar. Com isso os autores concluem que esta proteção pode fornecer uma sensibilidade superior para este tipo de falta e apontam que a mesma poderia ser aplicada à transformadores tradicionais que possuem defasamentos de ângulo fixos, diferentemente do transformador sob teste.

Nestes dois últimos artigos, apesar dos resultados terem se mostrado favoráveis à aplicação da proteção diferencial baseada em sequência negativa, nota-se que os estudos foram realizados para condições muito específicas, o que limita as investigações.

O artigo *Improvements in Transformer Protection and Control* de Guzmán, Fischer e Labuschagne (2009), traz uma abordagem para o elemento diferencial de sequência negativa como um adicional ao esquema de proteção de transformadores de potência, que melhora a sua sensibilidade para faltas entre espiras em condições de carga pesada. Foram realizados ensaios em um transformador trifásico que permite o acesso à 10% das espiras do enrolamento secundário. Com os testes, os autores concluem que a proteção diferencial de sequência negativa oferece uma maior sensibilidade para faltas desequilibradas durante condições de carga pesada, quando comparada com a proteção diferencial convencional.

Já em 2015, Kasztenny, Fischer e Altuve abordam os princípios da proteção diferencial de sequência negativa acerca de sua sensibilidade e velocidade. Trazem também considerações quanto a sua aplicação em transformadores e linhas de transmissão, bem como ressalvas quanto a aplicação em reatores e estatores de motores e geradores. Neste artigo também é ressaltada a melhor sensibilidade do elemento diferencial de sequência negativa quando comparado ao elemento diferencial de fase. Isso se justifica pelo fato que a corrente de sequência negativa não sofre influência das correntes de carga do sistema, fazendo com que ela seja um valor incremental que se desenvolve a partir de valores muito

próximos de zero.

1.2 Abordagem Principal e Objetivos

Este trabalho tem como objetivo principal a análise do desempenho da proteção diferencial baseada em sequência negativa em comparação com a proteção diferencial de fase, e, com isso, fornecer subsídio quanto a aplicação destes elementos em esquemas de proteção diferencial de transformadores. Para isto, propõe-se a realização de testes em *hardware-in-the-loop* utilizando-se o Simulador Digital em Tempo Real (RTDS - *Real-Time Digital Simulator*) e um relé comercial para proteção de transformadores. Também são propostos testes com um relé de proteção diferencial virtual modelado para simulações no RTDS. Este modelo foi desenvolvido visto que na biblioteca padrão do RTDS não há modelos de relé com a função de proteção diferencial de sequência negativa.

Dois sistemas elétricos são modelados para aplicação de condições de falta. O primeiro sistema oferece maior simplicidade visto que o transformador possui relação de transformação unitária e não há o deslocamento de fase entre os sinais do primário e secundário. Por sua vez, o segundo sistema envolve defasamento angular e diferentes níveis de tensão. As faltas aplicadas consistem em curtos entre espiras e faltas externas desbalanceadas de forma a fornecer circulação de corrente de sequência negativa no sistema. Além disso, foram aplicados diferentes níveis de carregamento no transformador a fim de verificar qual a influência desta condição na sensibilidade das proteções diferenciais.

Têm-se como objetivos específicos os tópicos descritos abaixo:

- Identificar os principais aspectos que diferenciam a atuação da proteção diferencial de fase e proteção diferencial de sequência negativa.
- Entender a função de proteção diferencial de sequência negativa do relé comercial, bem como os aspectos inerentes a sua parametrização no dispositivo.
- Avaliar os aspectos relevantes acerca da proteção diferencial de sequência negativa e suas aplicações práticas.
- Obter um modelo, no RTDS, do relé de proteção diferencial de sequência negativa que possua desempenho próximo ao do relé comercial.
- Aplicar as potencialidades do RTDS e ferramentas disponíveis para desenvolvimento dos modelos e testes propostos.

1.3 Estrutura da Dissertação

Este trabalho de dissertação está dividido em cinco capítulos mais as referências bibliográficas.

- No capítulo 1 foram apresentados a introdução sobre o tema, o levantamento bibliográfico, a abordagem principal, os objetivos e estrutura da dissertação.
- No capítulo 2 tem-se a fundamentação teórica sobre transformadores de potência e as falhas as quais está sujeito, são abordados os princípios básicos que demonstram a dificuldade de detecção das faltas entre espiras. A teoria sobre componentes simétricos, os princípios da proteção diferencial de fase e proteção diferencial de sequência negativa também são apresentados neste capítulo.
- No capítulo 3 são apresentados os esquemas de testes e simulações propostas para análise do desempenho da proteção diferencial de sequência negativa. São apresentadas em detalhes as funcionalidades do simulador digital em tempo real (RTDS), o relé comercial e o modelo do relé desenvolvido no RTDS.
- No capítulo 4 são mostrados e analisados os resultados obtidos dos testes com o relé comercial e com o relé virtual. As análises comparativas entre as respostas das proteções diferenciais de fase e de sequência negativa para faltas entre espiras e faltas externas são apresentadas.
- No capítulo 5 são apresentadas as principais conclusões extraídas com o desenvolvimento deste trabalho de dissertação, bem como algumas sugestões para trabalhos futuros.

2 Fundamentação teórica

2.1 Considerações Iniciais

Neste capítulo são apresentados os fundamentos teóricos de transformadores, componentes simétricos e proteção diferencial, os quais são essenciais para o desenvolvimento e compreensão deste estudo.

2.2 Transformadores de Potência

De acordo com (IEC 60076-1, 2000), um transformador de potência é um equipamento estático com dois ou mais circuitos que, por indução eletromagnética, transforma a tensão e corrente alternadas de um sistema para outro sistema com valores de tensão e corrente geralmente diferentes e na mesma frequência, isso com a finalidade de transmitir energia elétrica.

O princípio de funcionamento de um transformador segue os princípios eletromagnéticos das Leis de Faraday e Lenz, onde a variação do fluxo magnético próximo a um condutor provocava o aparecimento de uma tensão induzida neste, o que equivale ao aparecimento de uma força eletromotriz (fem). Considerando este condutor uma espira fechada, uma corrente induzida surgirá nesta espira com sentido oposto a variação do campo magnético que lhe deu origem.

Com isso, ao conectar uma fonte de tensão senoidal v_P , com frequência f , em Hertz (Hz), ao enrolamento primário de um transformador de potência monofásico, conforme Figura 2.1, circulará uma corrente de excitação (i_ϕ). O fluxo eletromagnético (ϕ) gerado no núcleo é variável e tem valor instantâneo dado pela Equação 2.1.

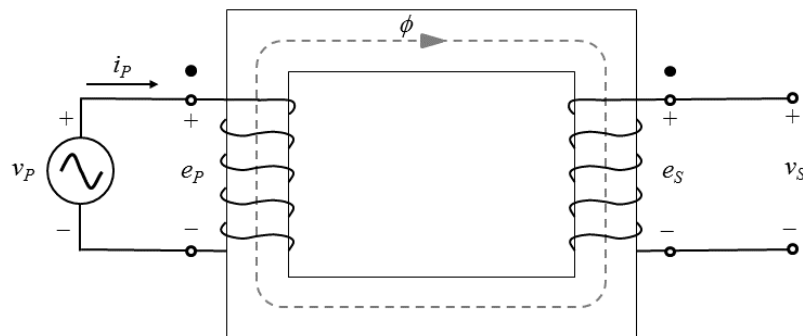


Figura 2.1 – Transformador monofásico ideal.

$$\phi(t) = \phi_{max} \text{sen}(\omega t) \quad (2.1)$$

Onde ϕ_{max} é o valor máximo do fluxo e $\omega = 2\pi f$ é a frequência angular, em radianos por segundo.

Assumindo-se que as resistências dos enrolamentos primários e secundários sejam iguais a zero, não há queda de tensão nas bobinas do transformador. Desta forma, a tensão nos terminais primários do transformador (v_P) é igual a fem induzida neste enrolamento (e_P) e é dada pela Equação 2.2.

$$v_P = e_P = N_P \frac{d\phi}{dt} = \omega N_P \phi_{max} \text{cos}(\omega t) \quad (2.2)$$

Onde N_P é o número de espiras do enrolamento primário.

A fem induzida no enrolamento secundário (e_S) e a tensão nos terminais secundários (v_S) são dadas pela Equação 2.3.

$$v_S = e_S = N_S \frac{d\phi}{dt} = \omega N_S \phi_{max} \text{cos}(\omega t) \quad (2.3)$$

As fem estão atrasadas 90° em relação ao fluxo e os valores eficazes são dados pelas Equações 2.4 e 2.5.

$$E_P = \sqrt{2} \pi f N_P \phi_{max} \quad (2.4)$$

$$E_S = \sqrt{2} \pi f N_S \phi_{max} \quad (2.5)$$

Dividindo-se E_P por E_S tem-se α , que é a relação de transformação do transformador. O valor de α também é obtido pela relação entre o número de espiras e tensões nos enrolamentos conforme Equação 2.6.

$$\frac{E_P}{E_S} = \frac{N_P}{N_S} = \frac{v_P}{v_S} = \alpha \quad (2.6)$$

Considerando-se agora uma carga conectada ao secundário do transformador, conforme Figura 2.2, circulará uma corrente i_S por este. A corrente no enrolamento secundário produzirá uma força magnetomotriz (fmm) dada pela Equação 2.7.

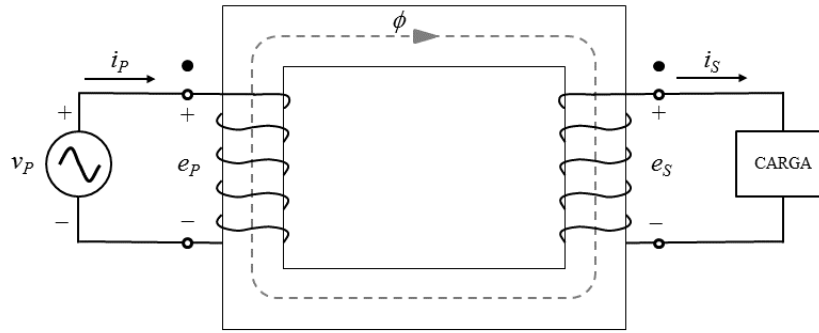


Figura 2.2 – Transformador monofásico ideal em carga.

$$\mathfrak{F}_S = N_S i_S \quad (2.7)$$

De acordo com as Leis de Faraday e Lenz, esta fmm tende a se opor ao fluxo e este, por sua vez, tende a se conservar, pois é imposto pela tensão aplicada $v_P = e_P$. Para que estes princípios sejam atendidos, circula pelo enrolamento primário uma corrente i_P , tal que:

$$\mathfrak{F}_P = N_P i_P = \phi_P \mathfrak{R} \quad (2.8)$$

Onde \mathfrak{R} é a relutância do núcleo do transformador dada pela Equação 2.9

$$\mathfrak{R} = \frac{l}{\mu A} \quad (2.9)$$

sendo l o comprimento do núcleo do transformador, μ a permeabilidade magnética do material do núcleo e A a área de seção reta do núcleo do transformador.

Como se trata de um transformador ideal, $\phi_P = \phi_S = \phi$, então tem-se que:

$$N_S i_S = \phi_S \mathfrak{R} = \phi_P \mathfrak{R} = \phi \mathfrak{R} = N_P i_P \quad (2.10)$$

Portando:

$$N_P i_P = N_S i_S \quad (2.11)$$

A relação entre a corrente dos enrolamentos primário e secundário é inversamente proporcional à relação de espiras conforme Equação 2.12.

$$\frac{i_P}{i_S} = \frac{N_S}{N_P} = \frac{1}{\alpha} \quad (2.12)$$

Pode-se notar que qualquer mudança na corrente do enrolamento secundário, resultará em uma mudança na corrente do enrolamento primário de forma a equilibrar a fmm de ambos os lados, o que pode ser denominado de princípio de equilíbrio da relação Ampère-espira do transformador (FITZGERALD ARTHUR E; UMANS, 1975).

2.2.1 Faltas em Transformadores de Potência e Proteções Associadas

As faltas em transformadores de potência podem ocorrer em diversas partes e componentes do equipamento e possuem, em sua maioria, origem elétrica, térmica ou mecânica (CIGRÊ, 2013).

Os transformadores estão sujeitos à faltas internas e externas. As faltas externas são aquelas que ocorrem fora da zona de proteção do transformador de potência, sendo esta delimitada pelos TCs do primário e secundário. Estas faltas são condições anormais de funcionamento do sistema que provocam estresse ao equipamento e incluem:

- Sobretensões: podem causar esforços dielétricos no isolamento do transformador e provocar danos caso seja ultrapassada a sua suportabilidade;
- Sobrecargas: causam o superaquecimento devido ao aumento das perdas no cobre, com isso a vida útil do transformador pode ser reduzida, além do surgimento de danos permanentes;
- Subfrequências: a redução da frequência do sistema conduz a um aumento da densidade do fluxo no transformador provocando a degradação dos isolamentos;
- Curto-circuitos: os elevados valores das correntes de curto-circuito no sistema provocam aquecimento e esforços mecânicos nos enrolamentos.

As faltas internas ocorrem dentro da zona de proteção do transformador de potência e podem envolver os enrolamentos, núcleo, tanque, comutador de derivação em carga (OLTC - *On Load Tap Changer*), sistema de refrigeração e demais componentes. A seguir são listadas algumas destas faltas:

- Sobreaquecimento: pode ocorrer devido à falhas no sistema de refrigeração, correntes de fuga, perdas adicionais no núcleo;
- Sobrefluxo: provoca aquecimento podendo levar a degradação do isolamento do núcleo, ferragens e espiras;
- Sobrepressão: causada pela formação de gases no interior do tanque do transformador. Nos transformadores imersos em óleo a formação de gases indica a ruptura dielétrica do óleo;

- Curto-circuitos: ocorrem devido à danos nos isolamentos resultantes de esforços elétricos, térmicos e mecânico excessivos. Os curto-circuitos podem ocorrer entre espiras, espira-terra (espira e tanque), entre fases (entre enrolamentos ou terminais) e demais componentes e acessórios (PENA, 2003; FRANZÉN; KARLSSON, 2007; ALSTOM, 2002).

O esquema de proteção de um transformador de potência leva em consideração, principalmente, a sua potência. A Tabela 2.1 apresenta algumas das funções de proteção aplicáveis (SCHWEITZER, 2018).

Número ANSI	Proteção
50 (P, G, N)	Sobrecorrente Instantânea (Fase, Terra, Neutro)
51 (P, G, N)	Sobrecorrente Temporizada (Fase, Terra, Neutro)
49	Sobrecarga ou Térmica
87 (P, Q)	Diferencial (Fase, Sequência Negativa)
67 (P, G)	Direcional (Fase, Terra)
27	Subtensão
59	Sobretensão
24	Voltz/Hertz
46	Desbalanço de corrente
81 (O, U)	Sobre e Subfrequência
26	Termômetro termostato (Proteção Intrínseca)
71	Nível de óleo (Proteção Intrínseca)
63 (G, P)	Relé Buchholz (Volume de Gás, Fluxo de Óleo) (Proteção Intrínseca)
86	Relé (ou Chave) de Bloqueio
50BF	Falha de Disjuntor

Tabela 2.1 – Funções de proteção aplicáveis à transformadores de potência.

De acordo com (CIGRÈ, 2013) e (IEEE Std C37.91-2000, 2000), as faltas nos enrolamentos dos transformadores representam entre 40 a 55% do número total de falhas nestes equipamentos. Este tipo de falha, quando não removidas rapidamente, geram sérios danos aos transformadores de potência e os reparos são onerosos.

A detecção de faltas internas pode ser um desafio visto que, quando estas envolvem um pequeno número de espiras, apesar das correntes de falta no local serem elevadas, elas são refletidas nos terminais do transformador em valores bem reduzidos. Seja, por exemplo, um transformador ideal monofásico de dois enrolamentos, conforme Figura 2.3. Em condições normais de funcionamento, as fmms do primário e secundário estão em equilíbrio, sendo assim, os fasores mostrados na Figura 2.4 representam as relações Ampere-espira do transformador para esta condição.

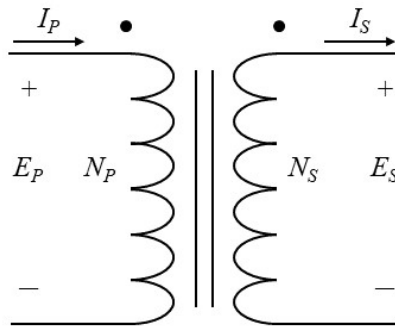


Figura 2.3 – Transformador monofásico.

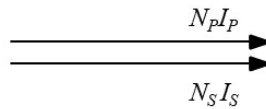


Figura 2.4 – Princípio de equilíbrio Ampere-espira condições normais de funcionamento do transformador.

As correntes medidas pelo relé diferencial serão I_P e I_S . Para as condições normais de funcionamento, não haverá corrente diferencial significativa.

Considerando-se agora um curto-circuito em algumas espiras do enrolamento secundário, como mostra a Figura 2.5, tem-se que N_X é o número de espiras em curto-circuito, sendo $N_X \ll N_S$. A componente de corrente adicional, que é causada pela tensão induzida (E_x) nas espiras em curto-circuito, é I_X .

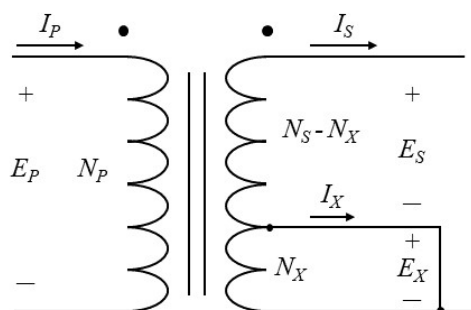


Figura 2.5 – Transformador monofásico com falta entre espiras.

Os transformadores de potência são usados principalmente para transferir potência ativa entre sistemas elétricos. Com isso, é razoável admitir que a corrente e a tensão

no enrolamento secundário estejam em fase, conforme a Figura 2.6. Sendo a tensão E_X induzida pelo mesmo fluxo da tensão do secundário, tem-se E_X e E_S em fase. Visto que a impedância das espiras em curto-circuito é predominantemente indutiva, I_X estará atrasada em aproximadamente 90° em relação a tensão E_X .

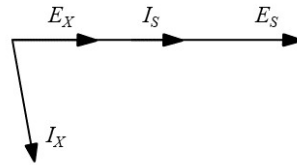


Figura 2.6 – Fasores de tensão e corrente do transformador.

O princípio do equilíbrio Ampère-espira nas bobinas será cumprido mesmo com a existência da falta entre espiras, portanto para compensar a fmm adicional $N_X I_X$ ocorrerá uma mudança de ângulo δ entre as correntes I_P e I_S , conforme Figura 2.7.

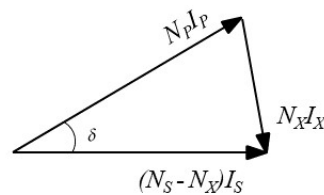


Figura 2.7 – Princípio de equilíbrio Ampère-espira transformador com falta entre espiras.

Note que a mudança de ângulo entre as fmm $N_P I_P$ e $N_S I_S$, não necessariamente provocam uma diferença significativa de magnitude das correntes primárias e secundárias. Além disso, a corrente I_X não é medida pelo relé diferencial, visto que esta circula pelas espiras em curto-circuito. Portanto, para uma falta envolvendo apenas algumas espiras, a magnitude da corrente diferencial resultante pode ser insuficiente para sensibilizar a proteção diferencial.

Este tipo de falha também poderia ser detectada por relés Buchholz. No entanto, o tempo para detecção dessas faltas, envolvendo poucas espiras, é da ordem de centenas de milissegundos ou mesmo segundos, o que geralmente é suficiente para que a falha evolua (GAJIĆ, 2008).

2.3 Componentes Simétricos

A análise de sistemas polifásicos em condições equilibradas pode ser simplificada a partir da replicação dos resultados obtidos em uma das fases para as demais, porém

quando se trata de um sistema desequilibrado, esta simplificação não pode ser aplicada. O sistema elétrico, por sua natureza, possui desequilíbrios devido às cargas desequilibradas, faltas assimétricas ou desequilibradas, além de características de operação de equipamentos.

O método de componentes simétricos, ou componentes de sequência, desenvolvido por C. L. Fortescue em 1918 permite a análise de sistemas trifásicos desequilibrados e/ou assimétrico a partir da sua decomposição em três sistemas equilibrados e simétricos. A metodologia formulada por Fortescue pode ser aplicada à sistema polifásicos com " n " fases, porém a abordagem aqui será restrita à sistemas trifásicos.

Os três fasores desequilibrados e/ou assimétricos de um sistema trifásico podem ser representados por três conjuntos de fasores equilibrados e simétricos que são denominados de componentes de sequência positiva, componentes de sequência negativa e componentes de sequência zero.

A Figura 2.8 apresenta fasores de corrente trifásicos \dot{I}_a , \dot{I}_b e \dot{I}_c .

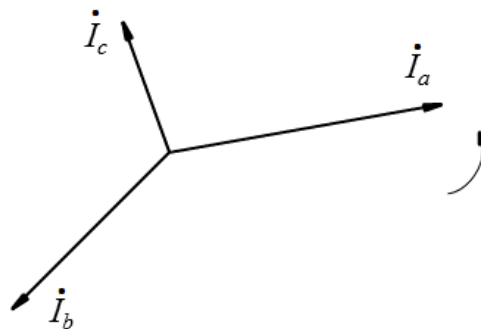


Figura 2.8 – Fasores das correntes de um sistema trifásico.

Os componentes de sequência positiva consistem de três fasores iguais em magnitude e defasados entre si em 120° conforme Figura 2.9 . Estes fasores possuem a mesma sequência de fase que o sistema trifásico original, neste caso ABC.

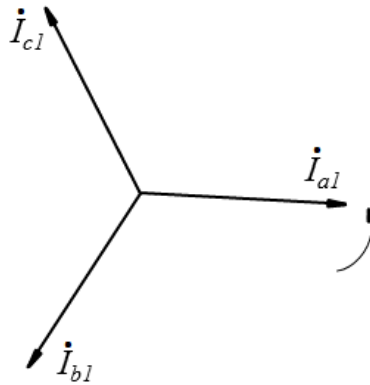


Figura 2.9 – Fasores das componentes de sequência positiva.

Os componentes de sequência negativa consistem de três fasores iguais em magnitude e defasados entre si em 120° conforme Figura 2.10 . Estes fasores possuem sequência de fase contrária à do sistema trifásico original, neste caso ACB.

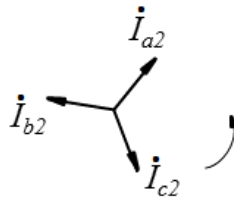


Figura 2.10 – Fasores das componentes de sequência negativa.

Os componentes de sequência zero consistem de três fasores iguais em magnitude e fase, ou seja, possuem defasamento de 0° conforme mostra a Figura 2.11 . Estes fasores giram com mesmo sentido do sistema trifásico original.

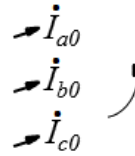


Figura 2.11 – Fasores das componentes de sequência zero.

Somando-se vetorialmente as componentes de sequência positiva, negativa e zero de cada fase, obtém-se o vetor original da fase correspondente, como pode-se notar na Figura 2.12. Estas somas vetoriais podem ser formuladas conforme Equações 2.13, 2.14 e 2.15

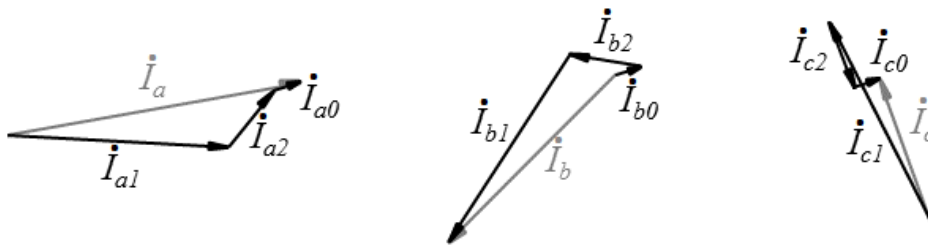


Figura 2.12 – Fasores das componentes de sequência por fase.

$$\dot{I}_a = \dot{I}_{a0} + \dot{I}_{a1} + \dot{I}_{a2} \quad (2.13)$$

$$\dot{I}_b = \dot{I}_{b0} + \dot{I}_{b1} + \dot{I}_{b2} \quad (2.14)$$

$$\dot{I}_c = \dot{I}_{c0} + \dot{I}_{c1} + \dot{I}_{c2} \quad (2.15)$$

Como citado anteriormente, as componentes sequenciais são equilibradas e simétricas, então tem-se que:

$$\dot{I}_{b0} = \dot{I}_{a0} \quad \dot{I}_{b1} = e^{j240} \dot{I}_{a1} \quad \dot{I}_{b2} = e^{j120} \dot{I}_{a2} \quad (2.16)$$

$$\dot{I}_{c0} = \dot{I}_{a0} \quad \dot{I}_{c1} = e^{j120} \dot{I}_{a1} \quad \dot{I}_{c2} = e^{j240} \dot{I}_{a2} \quad (2.17)$$

Adotando-se $a = e^{j120}$ e substituindo-se 2.16 e 2.17 em 2.14 e 2.15 respectivamente, tem-se:

$$\dot{I}_a = \dot{I}_{a0} + \dot{I}_{a1} + \dot{I}_{a2} \quad (2.18)$$

$$\dot{I}_b = \dot{I}_{a0} + a^2 \dot{I}_{a1} + a \dot{I}_{a2} \quad (2.19)$$

$$\dot{I}_c = \dot{I}_{a0} + a \dot{I}_{a1} + a^2 \dot{I}_{a2} \quad (2.20)$$

Escrevendo 2.18, 2.19 e 2.20 em forma matricial se obtém 2.21.

$$\begin{bmatrix} \dot{I}_a \\ \dot{I}_b \\ \dot{I}_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 0 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \dot{I}_{a0} \\ \dot{I}_{a1} \\ \dot{I}_{a2} \end{bmatrix} \quad (2.21)$$

Nota-se que a obtenção dos fasores das fases A, B e C a partir dos vetores de seqüência 0, 1 e 2 se dá através da matriz A sendo esta denominada Matriz de Síntese.

$$A = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 0 & a & a^2 \end{bmatrix} \quad (2.22)$$

Por outro lado, as componentes de seqüência zero, positiva e negativa podem ser obtidas a partir dos vetores de fase como mostra a Equação.

$$\begin{bmatrix} \dot{I}_{a0} \\ \dot{I}_{a1} \\ \dot{I}_{a2} \end{bmatrix} = A^{-1} \begin{bmatrix} \dot{I}_a \\ \dot{I}_b \\ \dot{I}_c \end{bmatrix} \quad (2.23)$$

Onde A^{-1} é a inversa da matriz A. A matriz A^{-1} é denominada Matriz de Análise.

$$A^{-1} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 0 & a^2 & a \end{bmatrix} \quad (2.24)$$

Portanto tem-se:

$$\begin{bmatrix} \dot{I}_{a0} \\ \dot{I}_{a1} \\ \dot{I}_{a2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 0 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \dot{I}_a \\ \dot{I}_b \\ \dot{I}_c \end{bmatrix} \quad (2.25)$$

Em sistemas trifásicos com conexão de neutro, a soma das correntes das fases I_a , I_b e I_c é igual à corrente que circula pelo neutro (I_N).

$$\dot{I}_N = \dot{I}_a + \dot{I}_b + \dot{I}_c \quad (2.26)$$

Comparando-se as Equações 2.25 e 2.26 tem-se que;

$$\dot{I}_N = 3\dot{I}_0 \quad (2.27)$$

Sendo assim a corrente que circula pelo neutro do sistema é igual à três vezes a corrente de sequência zero. Em sistemas que não possuem conexão de neutro, as correntes das fases não terão componentes de sequência zero.

2.4 Proteção Diferencial

A proteção diferencial é tipicamente aplicada à transformadores com potência nominal superior à 10MVA (IEEE Std C37.91-2000, 2000). Esta função de proteção oferece segurança e seletividade, pois atua somente para faltas internas à zona protegida. Estas faltas podem ser nos terminais do equipamento, entre espiras, espira-terra, além de falhas de isolamento e acessórios (BERNARDES, 2006; SACHDEV et al., 2011).

2.4.1 Proteção Diferencial de Fase

A proteção diferencial opera a partir da diferença entre as correntes que entram e saem do transformador baseando-se na Lei de *Kirchhoff* das correntes. Na ausência de faltas internas, o valor resultante da diferença entre as correntes do primário e do secundário deve ser zero. Em caso de falta interna, como uma falta entre espiras, a diferença entre as correntes assume um valor diferente de zero e a proteção poderá atuar de acordo com o valor de limiar e condições definidos nesta filosofia de proteção.

A Figura 2.13 ilustra o princípio de funcionamento da proteção diferencial amperimétrica, onde:

- $N_P : N_S$ é a relação de número de espiras do primário e secundário do transformador de potência;
- I_P é a corrente no primário do transformador de potência;
- I_S é a corrente no secundário do transformador de potência;
- $n_1 : 1$ é a relação de transformação entre o primário e secundário do TC localizado no primário do transformador de potência;
- $n_2 : 1$ é a relação de transformação entre o primário e secundário do TC localizado no secundário do transformador de potência;
- I_1 é a corrente no secundário do TC localizado no primário do transformador de potência;
- I_2 é a corrente no secundário do TC localizado no secundário do transformador de potência;

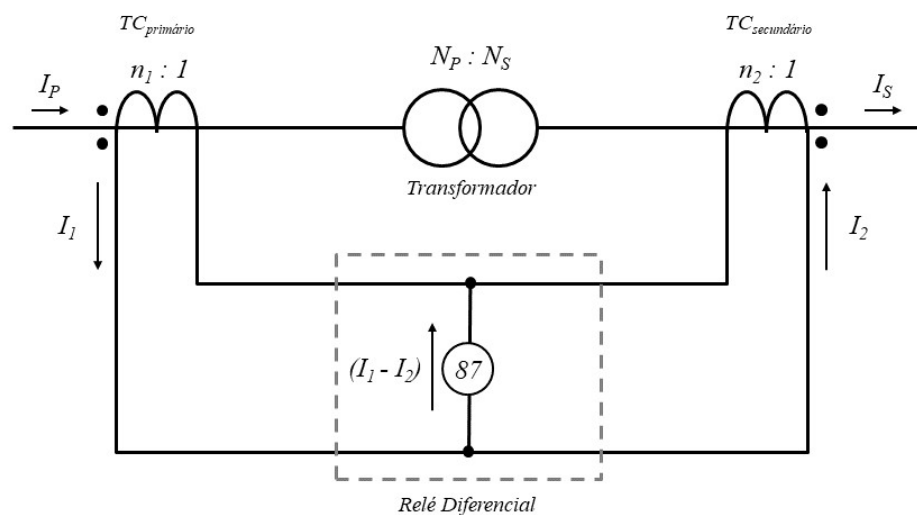


Figura 2.13 – Princípio de funcionamento da proteção diferencial amperimétrica

Para os casos de funcionamento normal e de faltas externas à zona de proteção, as correntes I_1 e I_2 devem ser iguais, sendo assim deve haver o casamento das correntes secundárias dos TCs. Isto é possível obedecendo-se a condição $N_P/N_S = n_2/n_1$ durante a definição da relação de transformação dos TCs, ou por meio de ajuste de *tapes* no relé

diferencial eletromecânico. Desta forma, o valor da corrente diferencial (I_d) que passará pelo elemento de operação será zero conforme Equação 2.28.

$$I_d = I_1 - I_2 \quad (2.28)$$

As conexões dos enrolamentos do transformador de potência podem fazer com que as correntes do primário e secundário não estejam em fase, o que resultará em uma corrente diferencial diferente de zero para condições normais de operação. A operação indevida do relé diferencial pode ser evitada realizando-se a compensação angular. Quando se utiliza relés eletromecânicos, a compensação angular pode ser realizada através das conexões dos TCs. A Figura 2.14 exemplifica este caso a partir de um transformador com conexão delta-estrela em que se tem uma defasagem de 30° entre as correntes do primário e secundário (Dy1). Neste caso os TCs do lado estrela do transformador são conectados em delta e os TCs do lado delta do transformador são conectados em estrela. O sentido do delta dos TCs deve obedecer o sentido do delta do transformador principal, caso contrário, a defasagem aumentará. Com isso, as correntes do primário vistas pelo relé (I_{AW1} , I_{BW1} , I_{CW1}) são dadas pelas Equações 2.29, 2.30 e 2.31. Já as correntes do secundário vistas pelo relé (I_{AW2} , I_{BW2} , I_{CW2}) são dadas pelas Equações 2.32, 2.33 e 2.34. A relação de transformação dos TCs do lado primário é dada por $CTR1$, já para os TCs do lado secundário é dada por $CTR2$.

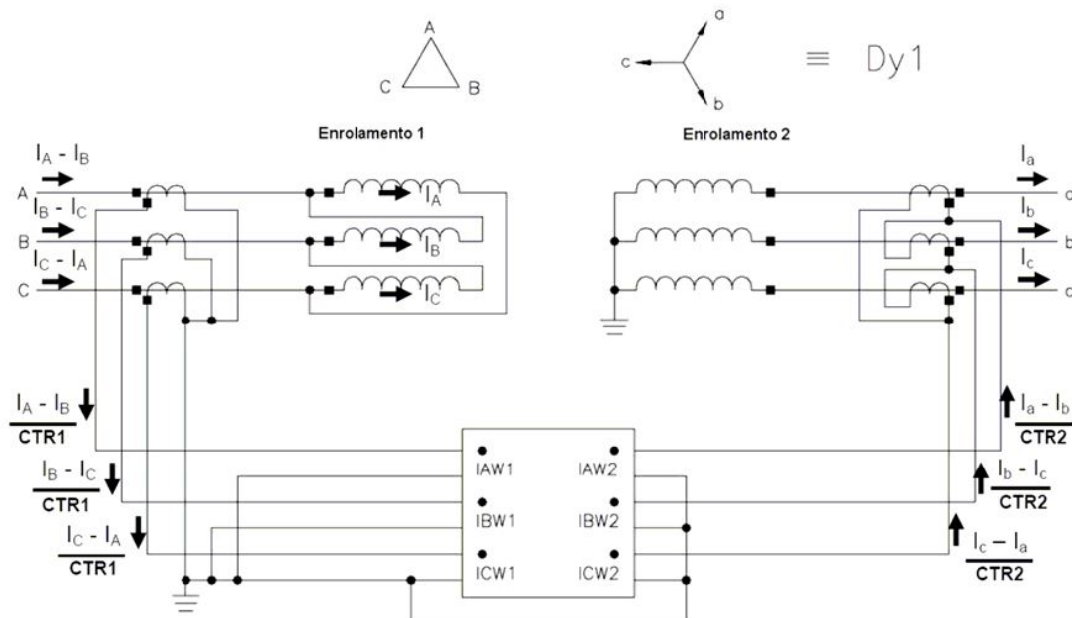


Figura 2.14 – Compensação angular em transformador Dy1.

Fonte: (FERRER; SCHWEITZER, 2010).

$$IAW1 = \frac{I_A - I_B}{CTR1} \quad (2.29)$$

$$IBW1 = \frac{I_B - I_C}{CTR1} \quad (2.30)$$

$$ICW1 = \frac{I_C - I_A}{CTR1} \quad (2.31)$$

$$IAW2 = \frac{(I_a - I_b)}{CTR2} \quad (2.32)$$

$$IBW2 = \frac{(I_b - I_c)}{CTR2} \quad (2.33)$$

$$ICW2 = \frac{(I_c - I_a)}{CTR2} \quad (2.34)$$

Na Figura 2.15 tem-se os diagramas vetoriais das correntes primárias (I_A , I_B e I_C) e secundárias (I_a , I_b e I_c) do transformador. O diagrama vetorial (a) representa as correntes antes da compensação e o diagrama (b) após a compensação.

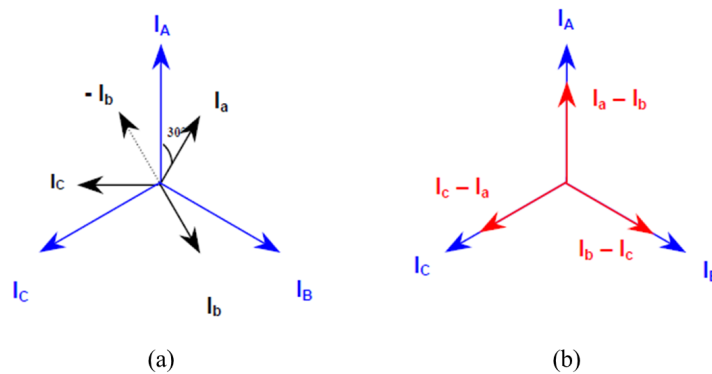


Figura 2.15 – Diagrama vetorial compensação angular.

Fonte: (CARDOSO, 2011).

Nos relés microprocessados a compensação angular e o casamento das correntes secundárias dos TCs podem ser realizadas via *software* matematicamente, através de matrizes de compensação angular (FERRER; SCHWEITZER, 2010). No exemplo apresentado na Figura 2.14, as correntes de linha do lado primário podem ser dadas por:

$$I_{AB} = I_A - I_B \quad (2.35)$$

$$I_{BC} = I_B - I_C \quad (2.36)$$

$$I_{CA} = I_C - I_A \quad (2.37)$$

Em forma matricial tem-se:

$$\begin{bmatrix} I_{AB} \\ I_{BC} \\ I_{CA} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & -1 & 0 \\ 0 & 1 & -1 \\ -1 & 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_A \\ I_B \\ I_C \end{bmatrix} \quad (2.38)$$

Se aplicarmos a matriz três por três da Equação 2.38, para compensação das correntes do secundário do transformador, tem-se:

$$\begin{bmatrix} I_{aCOMP} \\ I_{bCOMP} \\ I_{cCOMP} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & -1 & 0 \\ 0 & 1 & -1 \\ -1 & 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} \quad (2.39)$$

Dividindo-se por raiz de três para adequar a magnitude:

$$\begin{bmatrix} I_{aCOMP} \\ I_{bCOMP} \\ I_{cCOMP} \end{bmatrix} = \frac{1}{\sqrt{3}} \begin{bmatrix} I_a - I_b \\ I_b - I_c \\ I_c - I_a \end{bmatrix} \quad (2.40)$$

As correntes vistas pelo relé serão:

$$IAW2 = \frac{1}{CTR2} \frac{1}{\sqrt{3}} (I_a - I_b) \quad (2.41)$$

$$IBW2 = \frac{1}{CTR2} \frac{1}{\sqrt{3}} (I_b - I_c) \quad (2.42)$$

$$ICW2 = \frac{1}{CTR2} \frac{1}{\sqrt{3}} (I_c - I_a) \quad (2.43)$$

Estas correntes são equivalentes àquelas obtidas com a conexão em delta dos TCs do secundário do transformador, visto que, neste caso, a magnitude seria corrigida pela relação dos TCs (MOSER, 2018).

A matriz de compensação a ser aplicada ao enrolamento secundário, é definida de acordo com o ângulo de atraso deste enrolamento em relação ao primário. As relações entre os ângulos de defasamento e as matrizes são ilustradas na Figura 2.16. As 13 matrizes de compensação são enumeradas de 0 a 12 e apresentadas na Tabela 2.2.

Para o enrolamento primário, que é tomado como referência, aplica-se a matriz 0 caso este enrolamento ou o TC sejam conectados em delta. Caso o enrolamento e o TC sejam conectados em estrela aterrada, deve-se aplicar a matriz 12. Tanto a matriz 0, quanto a matriz 12 não aplicam nenhum defasamento angular nas correntes, porém a matriz 12 realiza a remoção da componente de sequência zero. Isto é importante visto que, em um transformador, cujo primário é conectado em estrela aterrada (e o TC também) e o secundário é conectado em delta, uma falta envolvendo a terra, fora da zona de proteção do lado primário, produzirá correntes de linha que serão reproduzidas nos secundários dos TCs. Já no lado secundário, a corrente de falta de sequência zero circula dentro da conexão delta e não é reproduzida nos secundários dos TCs deste enrolamento. Isto pode causar uma atuação indevida da proteção diferencial para uma falta fora da zona de proteção.

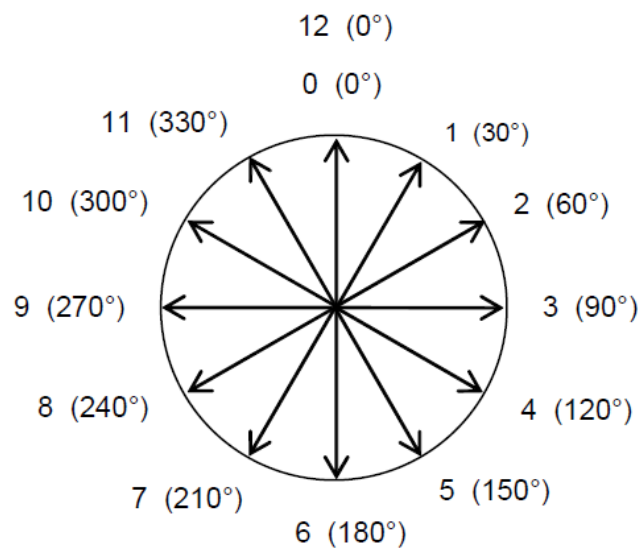


Figura 2.16 – Relação entre ângulos de defasamento e matrizes de compensação.
Fonte: (CARDOSO, 2011).

$[M(0)] = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix}$	
$[M(1)] = \frac{1}{\sqrt{3}} \begin{bmatrix} 1 & -1 & 0 \\ 0 & 1 & -1 \\ -1 & 0 & 1 \end{bmatrix}$	$[M(2)] = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & -2 & 1 \\ 1 & 1 & -2 \\ -2 & 1 & 1 \end{bmatrix}$
$[M(3)] = \frac{1}{\sqrt{3}} \begin{bmatrix} 0 & -1 & 1 \\ 1 & 0 & -1 \\ -1 & 1 & 0 \end{bmatrix}$	$[M(4)] = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} -1 & -1 & 2 \\ 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \end{bmatrix}$
$[M(5)] = \frac{1}{\sqrt{3}} \begin{bmatrix} -1 & 0 & 1 \\ 1 & -1 & 0 \\ 0 & 1 & -1 \end{bmatrix}$	$[M(6)] = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} -2 & 1 & 1 \\ 1 & -2 & 1 \\ 1 & 1 & -2 \end{bmatrix}$
$[M(7)] = \frac{1}{\sqrt{3}} \begin{bmatrix} -1 & 1 & 0 \\ 0 & -1 & 1 \\ 1 & 0 & -1 \end{bmatrix}$	$[M(8)] = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \\ 2 & -1 & -1 \end{bmatrix}$
$[M(9)] = \frac{1}{\sqrt{3}} \begin{bmatrix} 0 & 1 & -1 \\ -1 & 0 & 1 \\ 1 & -1 & 0 \end{bmatrix}$	$[M(10)] = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & -2 \\ -2 & 1 & 1 \\ 1 & -2 & 1 \end{bmatrix}$
$[M(11)] = \frac{1}{\sqrt{3}} \begin{bmatrix} 1 & 0 & -1 \\ -1 & 1 & 0 \\ 0 & -1 & 1 \end{bmatrix}$	$[M(12)] = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix}$

Tabela 2.2 – Matrizes de compensação angular.

Fonte: adaptado de (SCHWEITZER, 2018).

Ao aplicar as matrizes em um sistema com sentido de rotação de fases ABC os ângulos são compensados no sentido anti-horário. Já para o sentido de rotação ACB a compensação é feita no sentido horário (CARDOSO, 2011; SCHWEITZER, 2018).

Além da compensação angular, ainda existem outros fatores que podem fazer com que a corrente diferencial seja diferente de zero em condições normais de operação como:

- Erro de relação transformação dos TCs;

- Erro de relação de transformação do transformador de potência;
- Comutação de *tapes* dentro da zona de proteção;
- Saturação distinta entre os TCs;
- Carga secundária diferente para cada TC, que podem ser causadas por comprimentos diferentes dos cabos, por exemplo.

De forma a evitar a atuação indevida da proteção diferencial diante destes casos, porém sem perder a sua sensibilidade às correntes de pequeno valor, desenvolveu-se o relé diferencial percentual que, além da bobina de operação, possui a bobina de restrição conforme ilustrado na Figura 2.17 (ZIEGLER, 2012; MEDEIROS, 2014).

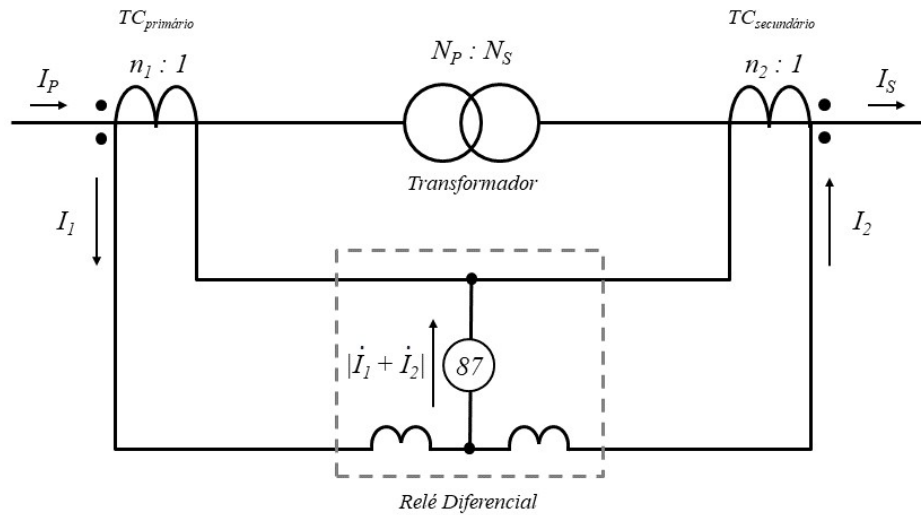


Figura 2.17 – Princípio de funcionamento da proteção diferencial percentual

Na unidade diferencial percentual, a corrente diferencial, também denominada corrente de operação (I_{op}), é dada pelo módulo da soma entre os fasores da corrente medida no primário (\dot{I}_1) e a corrente medida no secundário (\dot{I}_2) do transformador de potência, conforme Equação 2.44.

$$I_{op} = |\dot{I}_1 + \dot{I}_2| \quad (2.44)$$

Nos relés microprocessados, as definições mais comuns para a corrente de restrição (I_{rest}) são apresentadas nas Equações 2.45, 2.46 e 2.47, sendo que as Equações 2.46 e 2.47 também podem ser usadas para transformadores com mais de dois enrolamentos bastando acrescentar as correntes referentes aos outros enrolamentos na equação.

$$I_{rest} = k|\dot{I}_1 - \dot{I}_2| \quad (2.45)$$

$$I_{rest} = k(|\dot{I}_1| + |\dot{I}_2|) \quad (2.46)$$

$$I_{rest} = \max(|\dot{I}_1|, |\dot{I}_2|) \quad (2.47)$$

A constante k pode assumir, tipicamente, o valor de 0,5 ou 1,0 (FERRER; SCHWEITZER, 2010).

A proteção diferencial percentual é sensibilizada quando a corrente de operação (I_{op}) é maior ou igual que o valor de corrente mínima de operação ajustado no relé (I_{pk}) e maior ou igual a uma porcentagem (S) da corrente de restrição (I_{rest}), de acordo com as Equações 2.48 e 2.49. A porcentagem, S , é denominada *slope* ou declividade da curva característica de atuação da proteção diferencial. O *slope* corresponde à inclinação da reta que delimita as áreas de operação e restrição do relé, conforme ilustra a Figura 2.18. Os ajustes típicos se encontram na faixa de 10 a 45%, sendo que quanto menor o valor do *slope* maior será a sensibilidade do relé, e quanto maior este ajuste, menos sensível o relé se torna (FERRER; SCHWEITZER, 2010).

$$I_{op} \geq I_{pk} \quad (2.48)$$

$$I_{op} \geq S \cdot I_{rest} \quad (2.49)$$

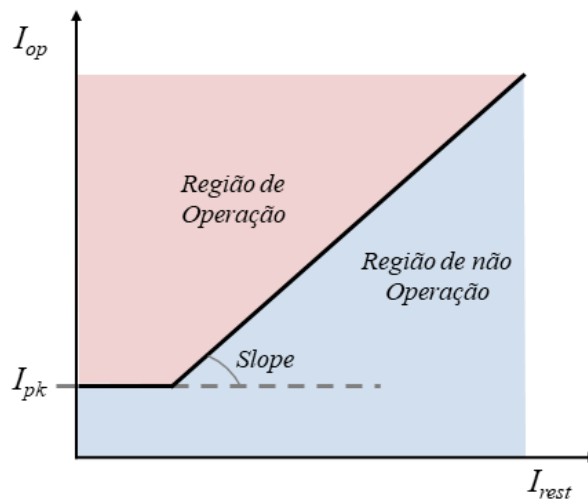


Figura 2.18 – Característica proteção diferencial percentual

Outros eventos no sistema elétrico podem gerar uma corrente diferencial e resultar na operação indevida da proteção, caso nenhuma precaução seja tomada. Esses eventos

são: corrente de magnetização (*inrush*) durante a energização do transformador ou em decorrência da remoção de falta próxima ao transformador; saturação de TCs devido às altas correntes; rejeição de carga e sobreexcitação do transformador. De forma a evitar a operação incorreta, os relés de proteção numéricos são dotados de algoritmos que identificam esses eventos, a maioria deles através de seus harmônicos característicos, e dessensibilizam a proteção diferencial ou adaptam o seu *slope* para tal condição (ABB, 2011; FERRER; SCHWEITZER, 2010).

2.4.2 Proteção Diferencial de Sequência Negativa

De forma a buscar mais sensibilidade para a proteção diferencial de transformadores, especialmente para faltas envolvendo espiras, tem sido aplicada a proteção diferencial de sequência negativa 87(Q). Os elementos baseados em sequência negativa têm se mostrado mais sensíveis do que os elementos baseados em corrente de fase e já vinham sendo aplicados à proteção de linhas de transmissão (ROBERTS et al., 2001).

A proteção 87(Q) segue o mesmo princípio da proteção diferencial tradicional 87(P), porém são aplicados os componentes de sequência negativa das correntes medidas pelos TCs, em vez das correntes de fase, como ilustra a Figura 2.19.

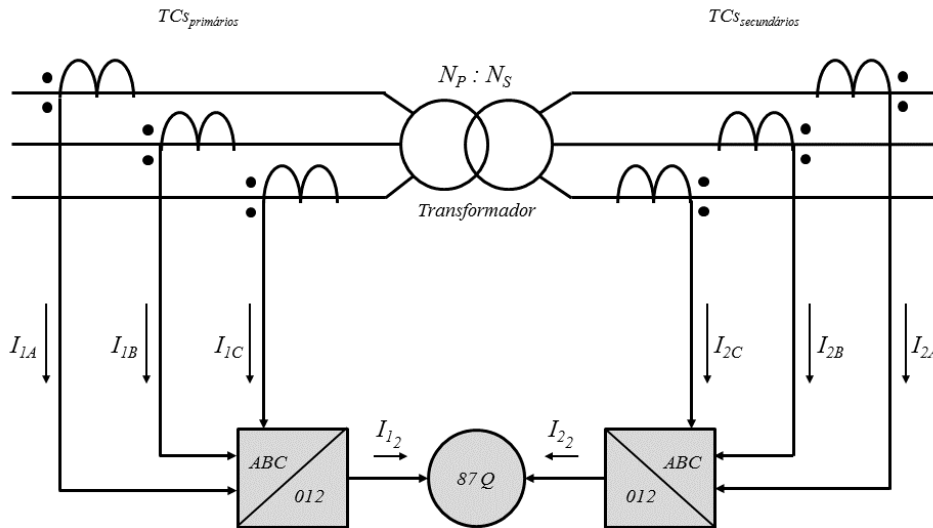


Figura 2.19 – Proteção diferencial de sequência negativa 87(Q).

De forma análoga à proteção diferencial percentual, a corrente de operação para a proteção diferencial de sequência negativa é dada pela Equação 2.50

$$I_{op(Q)} = |\dot{I}_{12} + \dot{I}_{22}| \quad (2.50)$$

O sinal de restrição para a proteção 87(Q) pode assumir as definições apresentadas nas Equações 2.51, 2.52 e 2.53. A constante k também pode assumir, tipicamente, o valor de 0,5 ou 1,0.

$$I_{rest(Q)} = k|\dot{I}_{12} - \dot{I}_{22}| \quad (2.51)$$

$$I_{rest(Q)} = k(|\dot{I}_{12}| + |\dot{I}_{22}|) \quad (2.52)$$

$$I_{rest(Q)} = \max(|\dot{I}_{12}|, |\dot{I}_{22}|) \quad (2.53)$$

Para que a proteção diferencial de sequência negativa seja sensibilizada, a corrente de operação ($I_{op(Q)}$) deve ser maior ou igual que o valor de corrente mínima de operação ajustado no relé ($I_{pk(Q)}$) e maior ou igual a uma porcentagem (S (*slope*)) da corrente de restrição ($I_{rest(Q)}$), conforme Equações 2.54 e 2.55.

$$I_{op(Q)} \geq I_{pk(Q)} \quad (2.54)$$

$$I_{op(Q)} \geq S \cdot I_{rest(Q)} \quad (2.55)$$

Para melhor compreensão de como fluem as correntes de sequência negativa no transformador e no elemento de proteção, tanto para faltas internas quanto para faltas externas, toma-se como exemplo o sistema ilustrado na Figura 2.20, onde a relação de transformação do transformador de potência é 1 e conexão estrela-estrela para que não haja deslocamento entre as fases dos enrolamentos primário e secundário. Considera-se que o fluxo de potência deste sistema flui no sentido da fonte E_{S1} para E_{S2}

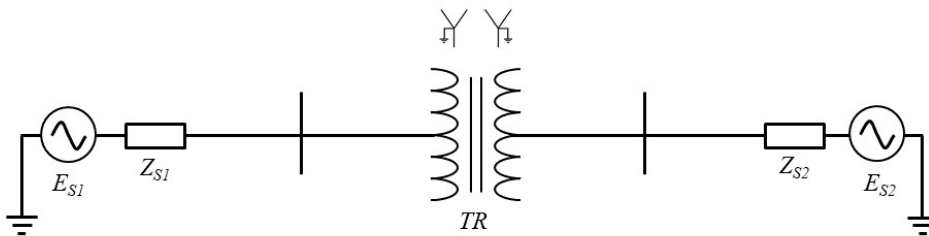


Figura 2.20 – Fluxo de correntes em um sistema exemplo.

A Figura 2.21 mostra o diagrama de impedância de sequência positiva, negativa e zero para uma falta fase-terra do lado secundário do transformador. Observa-se que a corrente de falta de sequência negativa no primário (I_{faltaP_2}) flui em direção ao secundário,

que é o lado onde está localizado o ponto de falta. A corrente de sequência negativa no secundário (I_{faltaS_2}) também flui em direção ao ponto de falta. Com isso, as correntes no secundário dos TCs, que serão vistas pelo elemento diferencial, estarão defasadas em 180° , o que faz com que a corrente de operação seja zero (ou muito próxima de zero). Considerando que a corrente de restrição seja calculada pela Equação 2.52 com $k = 1, 0$, esta terá valor máximo, sendo assim a proteção não será sensibilizada.

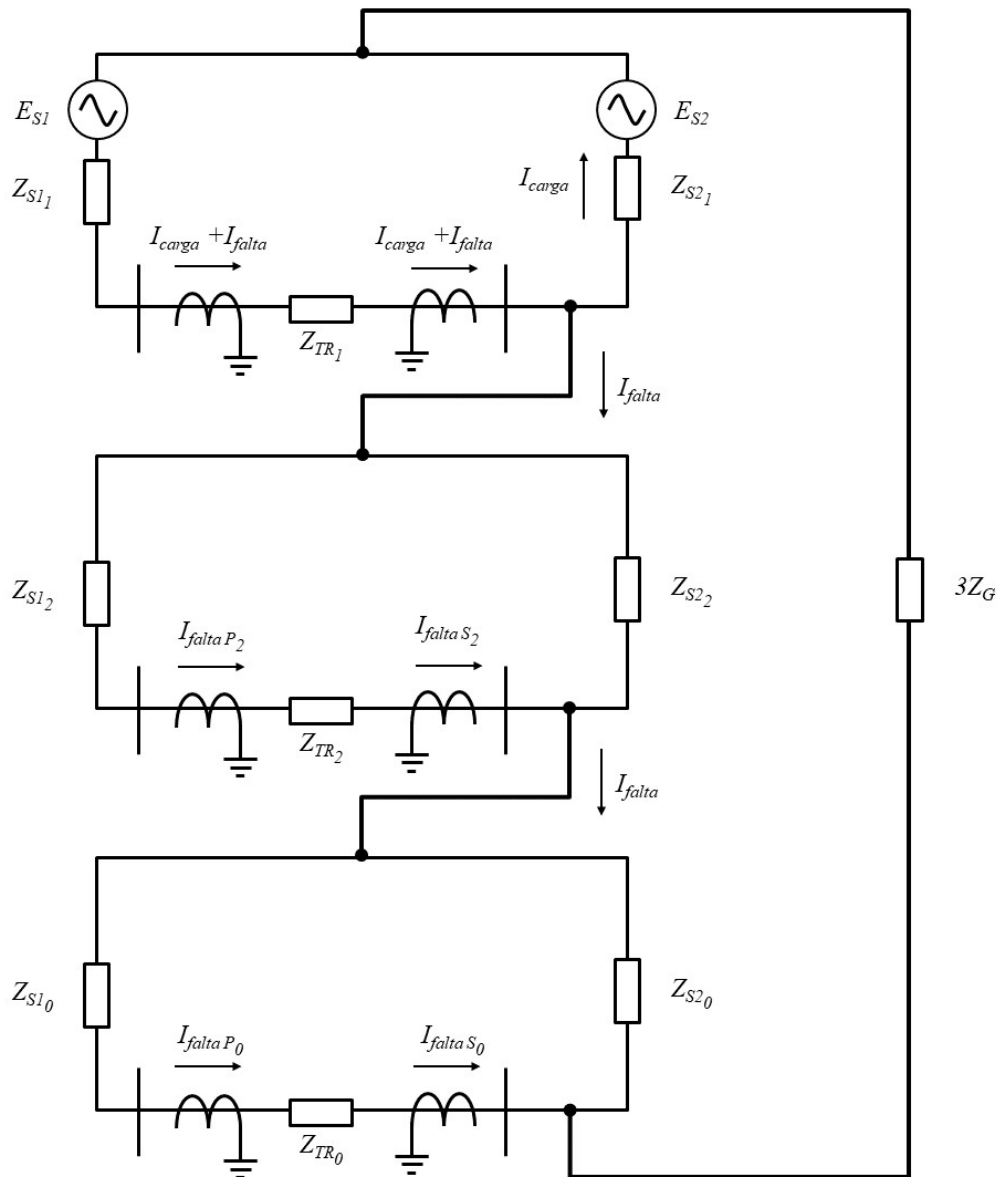


Figura 2.21 – Fluxo de correntes de sequência negativa durante falta externa.

Na Figura 2.22 tem-se o diagrama de impedância de sequência positiva, negativa e zero para uma falta fase-terra interna ao transformador. As correntes de sequência negativa no primário e secundário (I_{faltaP_2} e I_{faltaS_2}) fluirão no sentido de fora para dentro do transformador. Sendo assim, as correntes vistas pelo elemento diferencial terão defa-

sagem de 0° entre si. Isso faz com que a corrente de operação seja a soma das correntes secundárias dos TCs e a proteção seja sensibilizada (GAJIĆ et al., 2005).

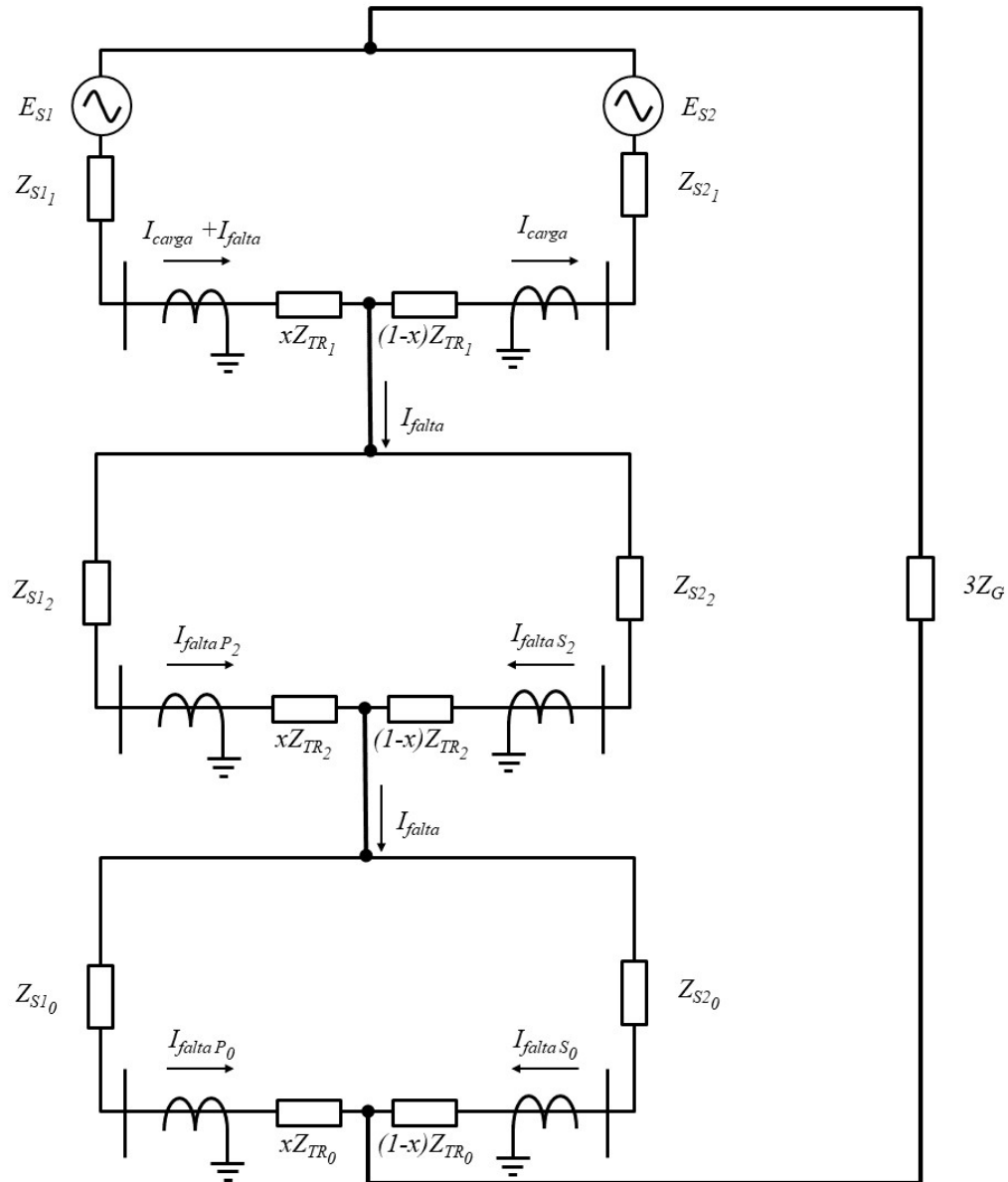


Figura 2.22 – Fluxo de correntes de sequência negativa durante falta interna.

2.5 Considerações Finais

Este capítulo apresentou os fundamentos teóricos acerca dos transformadores de potência, as faltas as quais este equipamento está sujeito bem como as proteções aplicáveis. Dentre as faltas em transformadores de potência, destacou-se a falta entre espiras e analisou-se, de forma teórica, os motivos que fazem com que sua detecção seja um desafio.

Foram abordados os conceitos sobre componentes simétricos que, neste trabalho,

é um dos fundamentos da proteção diferencial de sequência negativa.

Os princípios das proteções diferenciais de fase e de sequência negativa foram apresentados neste capítulo. Estes dois elementos de proteção possuem princípios similares, a diferença se dá pelas correntes utilizadas para o cálculo das correntes de operação e restrição. A proteção diferencial de fase utiliza as correntes de fase da zona protegida, já a proteção diferencial de sequência negativa utiliza as componentes de sequência negativa dessas correntes. Os eventos que podem levar à atuação indevida da proteção diferencial de fase também podem fazer com que a proteção diferencial de sequência negativa atue indevidamente. Sendo assim, deve-se adotar meios para evitar essa atuação incorreta da proteção diferencial de sequência negativa, assim como já é feito para proteção diferencial de fase. Como exemplo, tem-se os algoritmos que detectam as condições de *inrush* por meio dos harmônicos característicos e dessensibilizam a proteção diferencial.

No Capítulo 3 serão apresentados detalhadamente os sistemas de testes propostos para análise e comparação destes dois elementos diferenciais. Serão descritos o simulador digital em tempo real (RTDS) utilizado, os sistemas elétricos modelados e os dois relés sob teste, sendo um relé comercial e outro cujo modelo foi desenvolvido no RTDS.

3 Proposta e Implementação

3.1 Considerações Iniciais

Conforme abordado nos capítulos anteriores, as faltas nos enrolamentos dos transformadores de potência representam uma parcela expressiva do total de falhas deste equipamento. As faltas entre espiras, em especial, podem não ser detectadas pela proteção diferencial de fase visto que, quando o curto-circuito envolve um pequeno número de espiras, a variação na magnitude das correntes nos terminais do transformador pode ser insuficiente para sensibilizar a proteção. Nesta situação, um elevado nível de carregamento do transformador pode ser um agravante.

No levantamento bibliográfico realizado e apresentado no Capítulo 1, alguns estudos de casos apresentados pelos autores, mostram que a proteção diferencial de sequência negativa foi capaz de detectar faltas entre espiras, para as quais o elemento diferencial tradicional não foi sensibilizado devido ao pequeno número de espiras envolvido. Além disso, alguns autores apontam que a proteção diferencial de sequência negativa apresenta uma alta sensibilidade, mesmo para transformadores com elevado nível de carregamento.

3.2 Proposta

Para verificar o desempenho da proteção diferencial de sequência negativa e realizar as comparações com a proteção diferencial de fase, propõe-se, neste trabalho, dois esquemas de teste. O primeiro deles é mostrado na Figura 3.1 e consiste em um esquema de teste em malha fechada (*hardware-in-the-loop*) utilizando-se o Simulador Digital em Tempo Real (RTDS - *Real-Time Digital Simulator*) para simulação dos sistemas elétricos, nos quais são simuladas faltas no transformador de potência. Estes sinais de faltas são externados, amplificados e aplicados em um relé comercial para proteção de transformadores. Os sinais de atuação da proteção do relé são enviados para o RTDS, que os recebe por meio de entradas digitais.

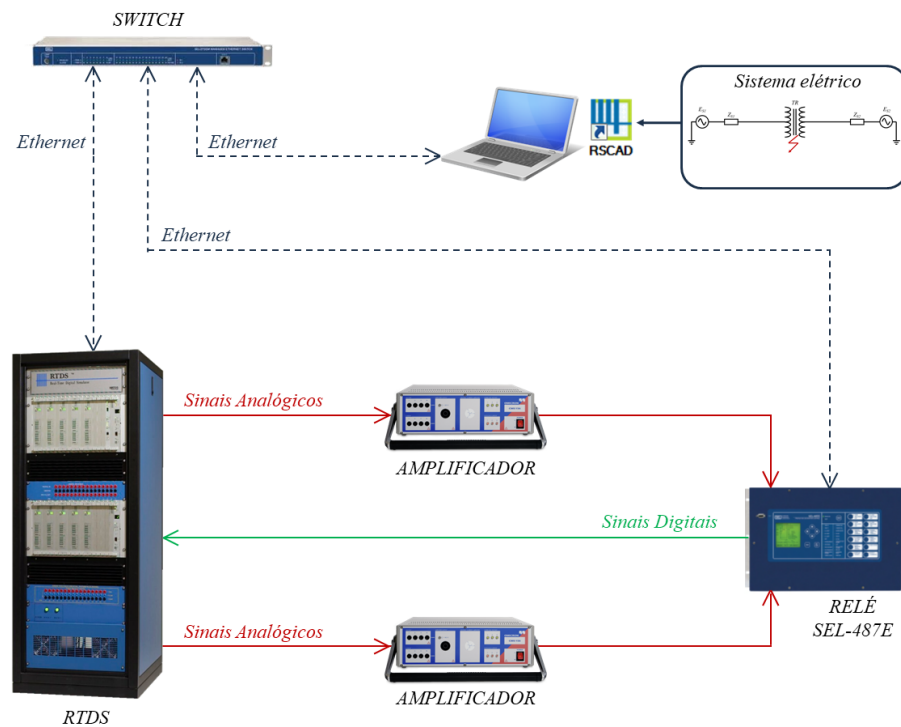


Figura 3.1 – Esquema de testes em *hardware-in-the-loop* .

Para o segundo esquema de testes, foi desenvolvido um modelo de relé de proteção diferencial de sequência negativa no RTDS. A biblioteca padrão do simulador não possuía o modelo com essa função de proteção. Sendo assim, o componente foi desenvolvido de forma a proporcionar um maior entendimento do algoritmo deste elemento diferencial. O modelo é inserido na simulação do sistema elétrico conforme ilustra a Figura 3.2.

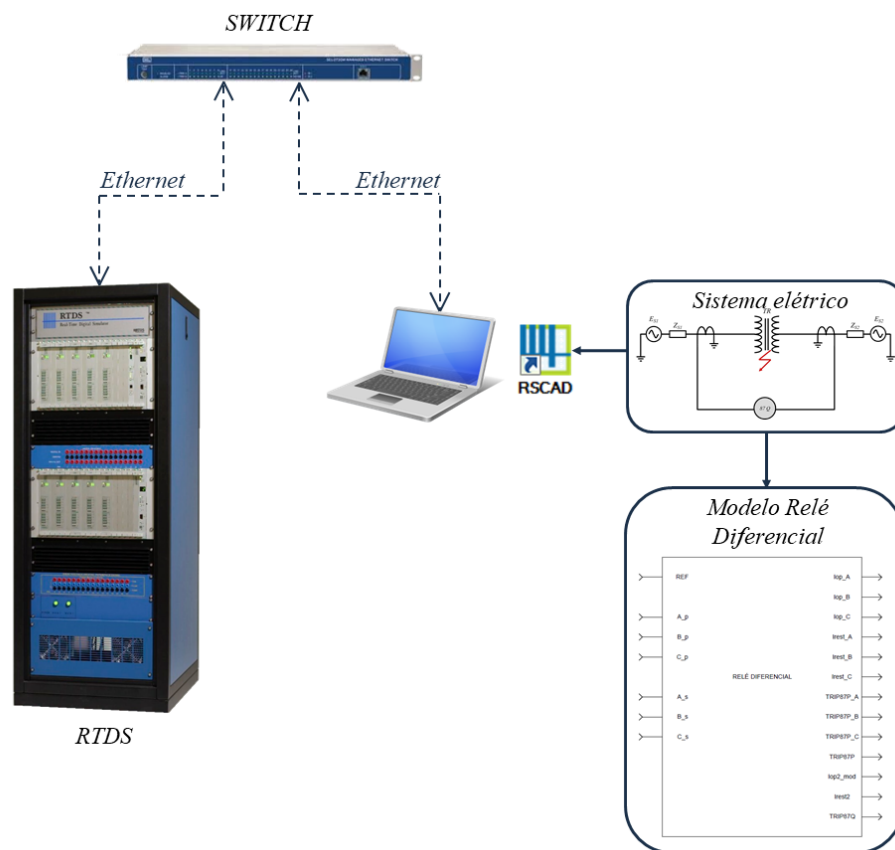


Figura 3.2 – Esquema de testes relé modelado no RTDS.

Nas seções a seguir são abordados com mais detalhes o RTDS, os sistemas elétricos simulados, o relé comercial e o modelo do relé desenvolvido.

3.3 Simulador Digital em Tempo Real

O Simulador Digital em Tempo Real (RTDS - *Real-Time Digital Simulator*) é um equipamento constituído de *hardware* e *software* integrados. O RTDS pode ser amplamente empregado em estudos de fenômenos eletromagnéticos no sistema elétrico de potência. As simulações realizadas por meio deste equipamento, permitem que os fenômenos resultantes possam ser comparados aos que ocorrem durante a operação real do sistema elétrico. As respostas obtidas nas simulações podem ser externadas permitindo a interação, em tempo real, com outros equipamentos como, por exemplo, relés de proteção e equipamentos de controle, constituindo assim o teste em *hardware-in-the-loop*. Com isso, concessionárias, fabricantes de equipamentos e organizações de pesquisa podem realizar testes de novos sistemas de proteção e controle, planejamento de expansão, análises de ocorrências do sistema elétrico, entre outros cenários que muitas vezes podem ser inviáveis de se realizar em sistemas reais (RTDS Technologies, 2008; FORSYTH; KUFFEL, 2007).

3.3.1 Hardware do RTDS

A estrutura de *hardware* do RTDS possui design modular onde cada unidade é denominada *rack*. Cada *rack* possui cartões de processamento, comunicação e interface de sinais. Para alcançar a velocidade de processamento computacional necessária para simulação em tempo real, os processadores possuem arquitetura em paralelo. O passo para simulação em tempo real do RTDS é da ordem de $50\mu\text{s}$.

A simulação de grandes sistemas pode ser dividida em subsistemas, os quais são resolvidos em *racks* individuais, o que caracteriza a simulação *multi-rack*. Para que este tipo de simulação seja possível, cada *rack* possui cartões que permitem o compartilhamento de informações entre os subsistemas através da sincronização e comunicação entre os cartões de processamento e da comunicação entre os *racks*. A Figura 3.3 mostra um modelo típico do RTDS que possui dois *racks* montados em um armário.

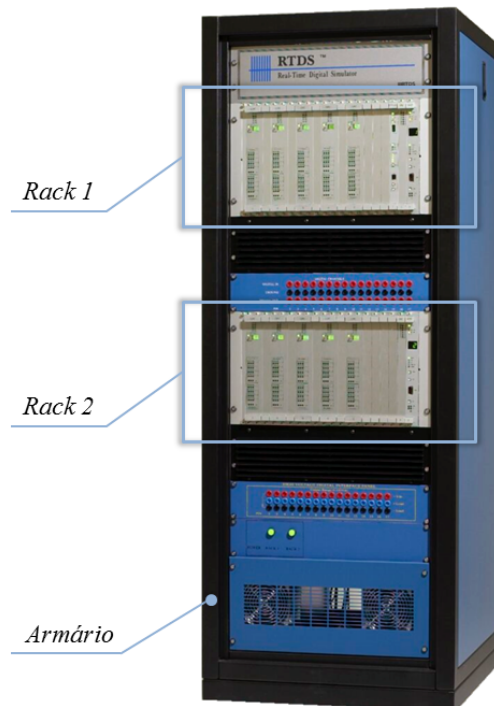


Figura 3.3 – Estrutura de *hardware* do RTDS.

A estrutura operacional do *hardware* do RTDS é ilustrada na Figura 3.4. Em destaque tem-se os cartões pertencentes ao *Rack 2*. Observa-se que o cartão responsável pela comunicação entre os *Racks 1* e *2* é o GTWIF (*WorkStation Interface Card*), além disso, este cartão realiza a interface entre o *software* do RTDS (RSCAD), o qual é instalado em um computador e comunica com o *hardware* via rede LAN (*Switch*). Outros detalhes sobre a funcionalidade do cartão GTWIF e dos demais cartões são descritas a seguir (GBADAMOSI, 2017; GUERRERO, 2011).

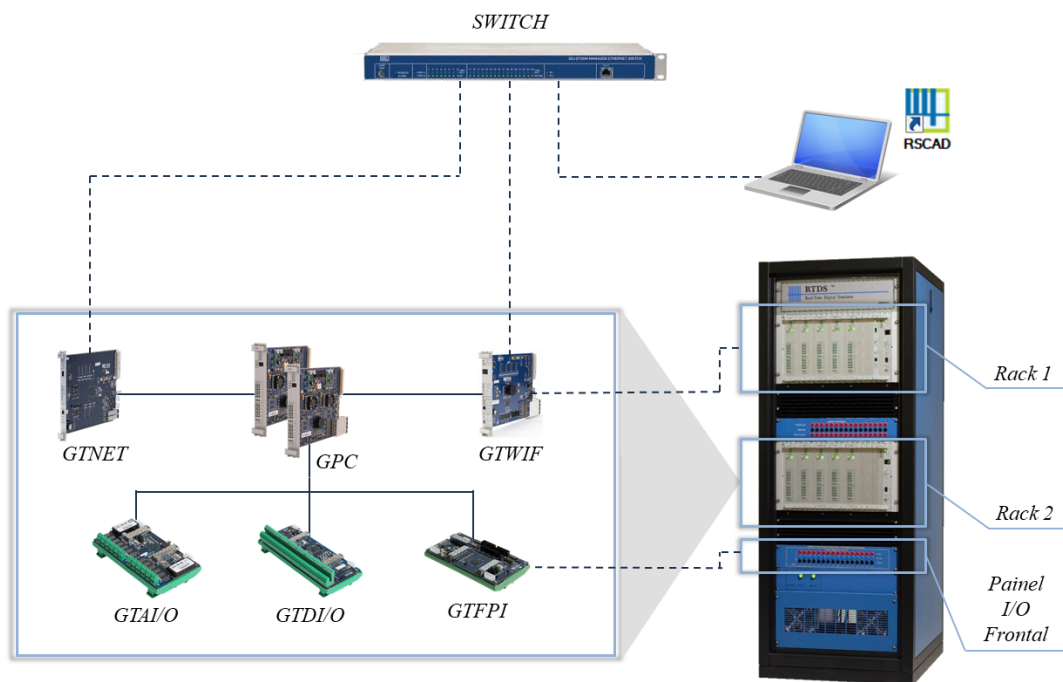


Figura 3.4 – Estrutura de *hardware* do RTDS.

- Cartão GTWIF (*WorkStation Interface Card*): é responsável pela comunicação entre o *rack* e o computador onde é executado o *software* do RTDS (RSCAD). Esta comunicação é estabelecida via *ethernet* TCP/IP. Também realiza a comunicação e sincronização entre *racks* para os casos de simulação *mutliti-rack* além da comunicação entre os cartões de processamento. O GTWIF ainda executa autotestes e diagnósticos em todos os cartões do *rack* ao qual pertence. Estes testes podem ser executados automaticamente durante inicialização do equipamento ou iniciados pelo usuário.
- Cartão GPC (*Giga-Processor Card*): responsável pelo processamento das simulações, cada cartão GPC possui 2 processadores que podem operar de forma independente ou em conjunto de acordo com a complexidade dos modelos, além disso, cada *rack* pode possuir 2 a 6 cartões GPC ou cartões PB5, sendo este último uma geração de cartões de processamento posterior aos cartões GPC. Durante a execução das simulações, os componentes do sistema são alocados nos processadores, os modelos numéricos são calculados e os resultados são disponibilizados para os cartões de entrada e saída de sinais analógicos e digitais.
- Cartões GTIO (*Gigabit Transceiver Input/Output Card*): os cartões GTIO são utilizados para conectar sinais analógicos e digitais entre o RTDS e dispositivos externos. Estes cartões possuem conexão direta, por meio de fibra ótica com os cartões de processamento GPC. Os cartões GTIO podem ser os seguintes:

- Cartão GTNET (*Network Interface Card*): realiza a conversão de protocolos de comunicação de rede, como por exemplo DNP3, GOOSE e *Sampled Values* (Sendo estes últimos protocolos definidos pela norma IEC-61850). Por meio deste cartão são convertidos tanto os dados gerados durante as simulações para que sejam enviados à dispositivos externos, quanto os dados recebidos externamente para que possam ser processados na simulação.
- Cartão GTA0 (*Gigabit Transceiver Analogue Output Card*): possui 12 canais de saída analógica com tensão de ± 10 Volts AC. Internamente, cada canal é associado à um conversor D/A de 16 bits.
- Cartão GTAI (*Gigabit Transceiver Analogue Input Card*): possui 12 canais de entrada analógica com tensão de ± 10 Volts AC. Internamente, cada canal é associado à um conversor D/A de 16 bits.
- Cartão GTDO (*Gigabit Transceiver Digital Output Card*): possui 64 saídas digitais com tensão de +5 a +24 Volts DC. As saídas possuem isolação ótica.
- Cartão GTDI (*Gigabit Transceiver Digital Input Card*): possui 64 entradas digitais. As entradas possuem isolação ótica.
- Cartão GTFPI (*Front Panel Interface Card*): realiza a interface entre os canais disponíveis no painel frontal do RTDS e o cartão GPC. No painel frontal, o RTDS possui 16 canais de saída digital, 16 canais de entrada digital e 16 canais de tensão DC de 0 a 250 Volts.

3.3.2 Software do RTDS (RSCAD)

O *software* do RTDS, em termos gerais, pode ser dividido em três níveis onde no nível mais baixo tem-se a biblioteca com os modelos dos componentes (transformadores, linhas, geradores e outros), no nível intermediário tem-se o sistema operacional e compilador, e no nível mais alto tem-se a interface gráfica com o usuário.

Toda a interação entre o usuário e o RTDS é realizada pela interface gráfica que é dominada RSCAD (*Real Time Simulator Computer Area Design*). O RSCAD possui módulos nos quais pode-se realizar modelagens e simulações, acompanhar e analisar os resultados das mesmas. Ao executar essas aplicações, o usuário automaticamente tem acesso aos níveis inferiores do *software*.

A Figura 3.5 apresenta a página inicial do RSCAD onde tem-se o gerenciamento de arquivos de simulação e acesso aos demais módulos cujos principais são *Draft*, *RunTime*, *TLine*, *Cable*, *MultiPlot* e *CBuilder*. A seguir será abordada a funcionalidade de cada um deles (GBADAMOSI, 2017; GUERRERO, 2011).

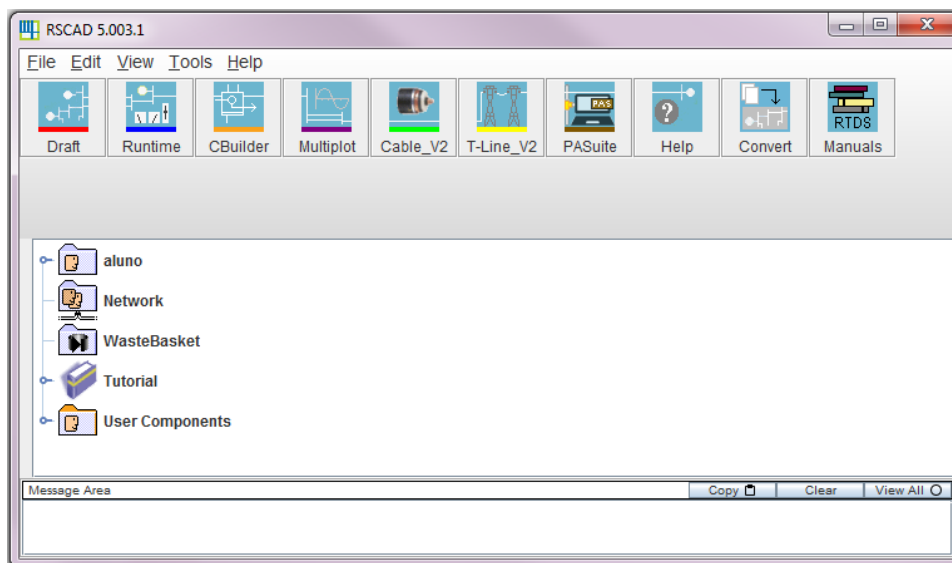


Figura 3.5 – Software RSCAD.

- *Draft*: este módulo permite a montagem gráfica e parametrização do sistema a ser simulado. Ele contém uma biblioteca que possui os modelos dos componentes de sistemas de energia, controle, proteção e automação a serem utilizados para construção do diagrama unifilar ou trifásico do sistema.
- *RunTime*: através deste módulo o usuário pode controlar e interagir com simulação em tempo real. O *RunTime* é um ambiente gráfico totalmente personalizável em que é possível adicionar medidores, gráficos, botões, *switches*, controles deslizantes, entre outros.
- *TLine*: é utilizado para inserir dados físicos de linhas de transmissão, os quais serão convertidos em dados a serem aplicados durante a simulação do sistema.
- *Cable*: de forma semelhante ao *TLine*, o módulo *Cable* converte os dados físicos de cabos condutores em dados a serem aplicados durante a simulação do sistema.
- *MultiPlot*: possui funções para análise de dados, condicionamento e plotagem para serem usados no pós-processamento dos resultados obtidos nas simulações do RTDS.
- *CBuilder*: este módulo permite que usuários criem modelos de componentes de potência ou controle para serem aplicados nas simulações. Os modelos criados podem ser adicionados aos diagramas no *Draft* a partir da biblioteca. O módulo oferece ambiente para que o usuário possa desenhar o ícone do novo componente, definir parâmetros, nós de entrada/saída e o algoritmo associado. Da mesma forma que ocorre com os componentes já disponíveis da biblioteca do *Draft*, o algoritmo dos componentes criados no *CBuilder* serão executados a cada passo de integração durante a execução da simulação pelo cartão GPC ou PB5. O código para o desenvolvimento dos componentes é baseado em linguagem C.

3.3.3 Modelo de Transformador de Potência para Simulação de Falhas Internas

Para o estudo da proteção diferencial é necessária a simulação de faltas internas em transformadores de potência. Na biblioteca do módulo *Draft* do RSCAD há diversos modelos de transformadores de potência disponíveis e que podem ser parametrizados para diversas configurações. Porém, para simulações de faltas em espiras, há apenas modelos monofásicos disponíveis. Sendo assim, para a representação dos transformadores trifásicos é necessária a associação destes transformadores monofásicos em bancos.

A Figura 3.6 apresenta o componente usado para as simulações deste trabalho. Este modelo de transformador monofásico possui dois enrolamentos. O enrolamento primário (#1) possui dois terminais (N_{11} e N_{12}). Já o enrolamento secundário (#2) é dividido em três partes e possui 4 terminais (N_{21} , N_{22} , N_{23} e N_{24}) que permitem o acesso à diferentes pontos deste enrolamento.

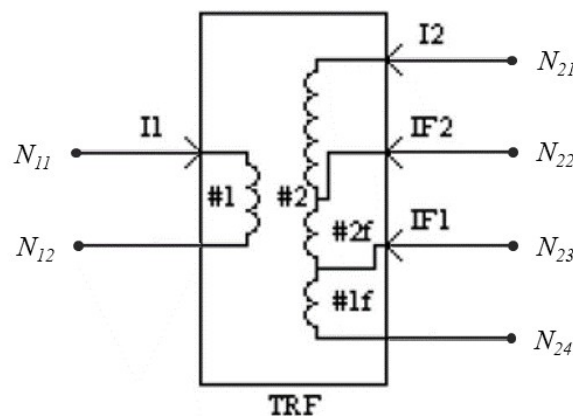


Figura 3.6 – Modelo transformador monofásico para simulação de faltas internas.

Os terminais de falta são N_{22} e N_{23} , e se estes estiverem em circuito aberto, o transformador se comporta como um transformador monofásico de dois enrolamentos comum.

Ao realizar a interligação manual dos terminais N_{22} e N_{23} , pode-se definir o tipo de falta (entre espiras ou espira-terra) que será aplicado no transformador. Além disso, as faltas podem ser aplicadas desde 0,1% até 99,9% do enrolamento, isto pode ser parametrizado definindo-se o número de espiras, expresso em porcentagem, dos enrolamentos #1f e #2f, sendo estes derivados da divisão do enrolamento secundário.

A Figura 3.7 mostra a janela de configuração deste componente. Além dos dados básicos de parametrização como tensão dos enrolamentos, potência do transformador, reatância de dispersão, perdas, entre outros, tem-se as variáveis que permitem definir a

posição e número de espiras em falta dados por $VF1$ (referente ao enrolamento #1f) e $VF2$ (referente ao enrolamento #2f).

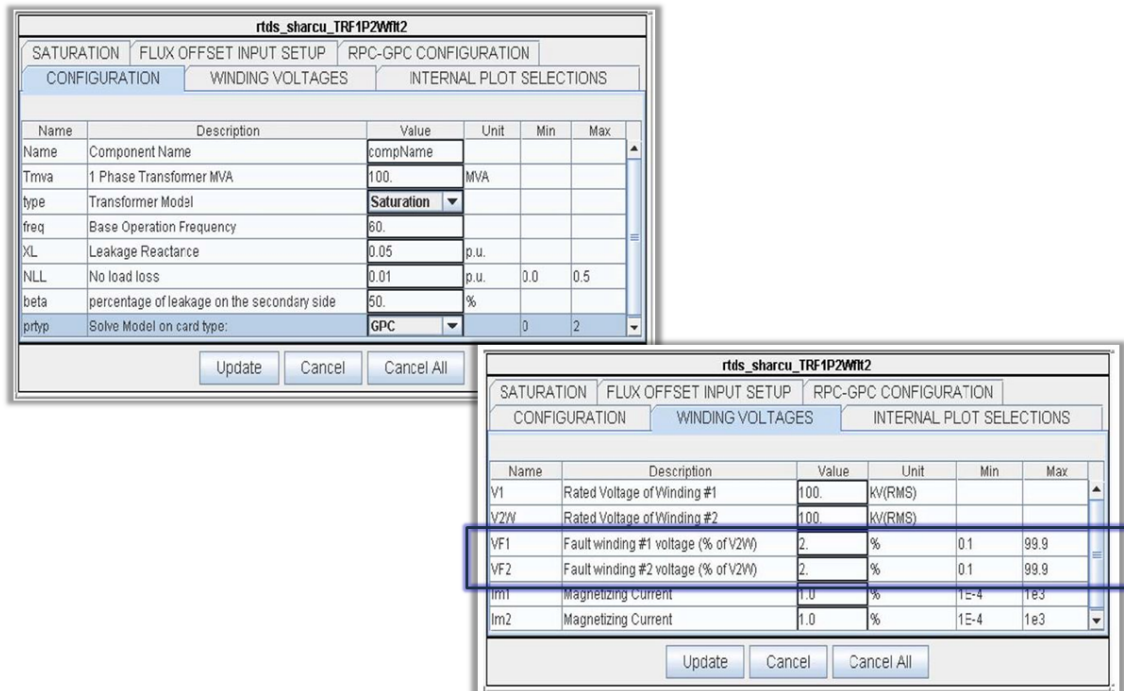


Figura 3.7 – Parametrização transformador monofásico para simulação de faltas internas.

3.4 Sistemas Elétricos Modelados

Para a análise da proteção diferencial baseada em sequência negativa, modelou-se dois sistemas de energia. O primeiro é composto por um transformador de potência trifásico, com fechamento estrela-estrela, solidamente aterrado no ponto neutro, que conecta dois sistemas representados pelos seus equivalentes, conforme ilustra a Figura 3.8.

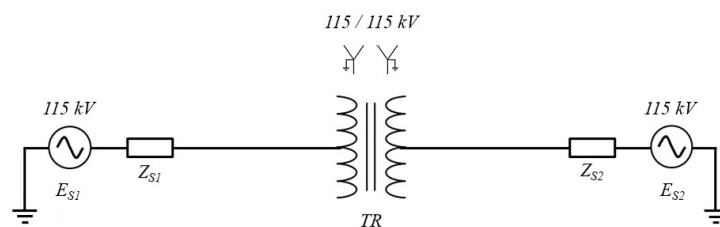


Figura 3.8 – Sistema elétrico modelado I.

O segundo sistema é composto por um transformador de potência trifásico, com fechamento delta-estrela aterrado solidamente onde, no primário, têm-se uma fonte equivalente e no secundário uma carga RL, como ilustra Figura 3.9.

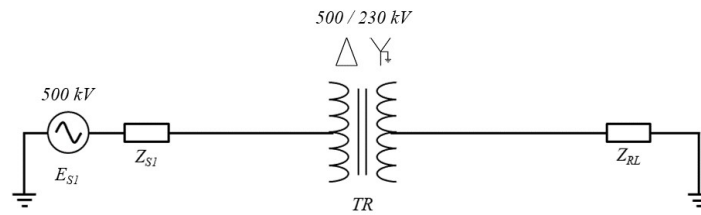


Figura 3.9 – Sistema elétrico modelado II.

Cada um destes sistemas são detalhados nas seções seguintes.

3.4.1 Sistema Elétrico com Transformador Estrela-Estrela

Este modelo foi baseado no sistema abordado na referência (GAJIĆ et al., 2005). Optou-se por realizar as simulações iniciais com este sistema devido ao fechamento estrela-estrela do transformador. Esta configuração oferece maior simplicidade visto que não há o deslocamento de fase entre os sinais do primário e secundário. Além disso, a relação entre as tensões primária e secundária deste transformador é igual à 1. O modelo deste sistema implementado no módulo *Draft* do RSCAD é apresentado na Figura 3.10.

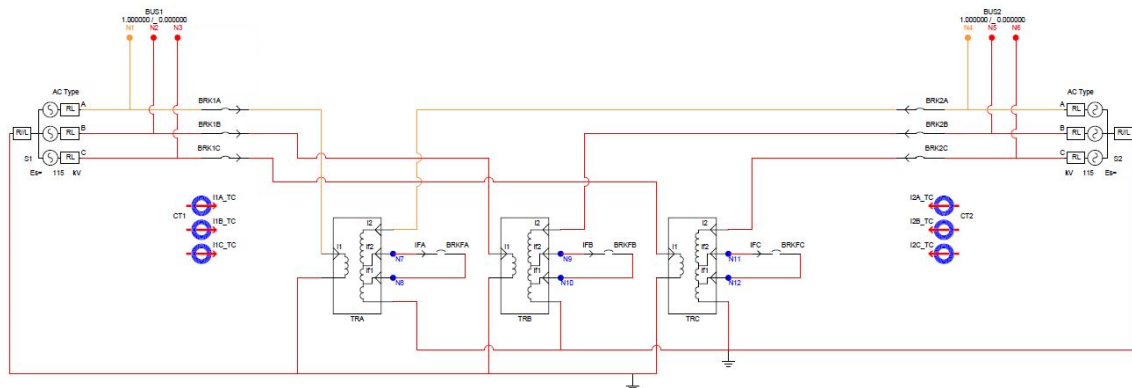


Figura 3.10 – Sistema elétrico I implementado no *Draft*(RSCAD).

Os dados dos sistemas equivalentes $S1$ e $S2$ são mostrados na Tabela 3.1, onde Z_{S1_1} , Z_{S1_0} , Z_{S2_1} , Z_{S2_0} , são as impedância de seqüência positiva e zero das fontes.

Fonte S1	Fonte S2
115 kV	115 kV
$Z_{S1_1} = 13,2 \angle 80^\circ \Omega$	$Z_{S2_1} = 13,2 \angle 80^\circ \Omega$
$Z_{S1_0} = 13,2 \angle 80^\circ \Omega$	$Z_{S2_0} = 19,8 \angle 80^\circ \Omega$

Tabela 3.1 – Dados dos sistemas equivalentes $S1$ e $S2$

Os dados dos transformadores monofásicos são mostrados na Tabela 3.2. Os três transformadores monofásicos foram interligados de forma a obter um fechamento estrela-estrela com tensão primária e secundária de 115 kV e potência de 150 MVA.

Transformador monofásico	
50 MVA	
60 Hz	
Reatância de dispersão = 0,0031 p.u.	
Perdas em vazio = 0,01 p.u.	
Tensão primária: 66,4 kV	Tensão secundária: 66,4 kV

Tabela 3.2 – Dados dos transformadores do sistema I.

Os TCs primário e secundário possuem relação de transformação igual a 100. Para que o banco de transformadores opere com carga de 150 MVA, as tensões das fontes $S1$ e $S2$ devem possuir uma diferença angular de 22° .

3.4.2 Sistema Elétrico com Transformador Delta-Estrela

O modelo deste sistema foi baseado nos dados de um banco de transformadores real. Por apresentar um fechamento delta-estrela, este transformador realiza um defasamento angular entre os sinais primário e secundário de 30° e possui uma relação de transformação diferente de 1. O modelo deste sistema implementado no módulo *Draft* do RSCAD é apresentado na Figura 3.11.

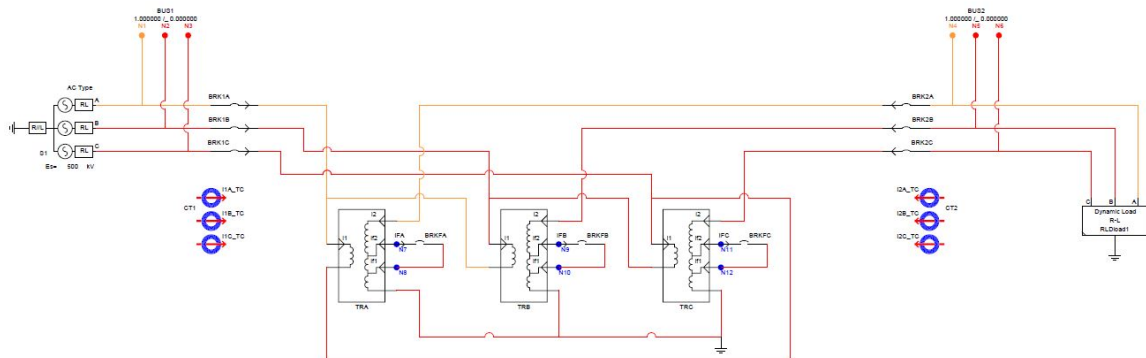


Figura 3.11 – Sistema elétrico II implementado no *Draft*(RSCAD).

Os dados da fonte $S1$ são mostrados na Tabela 3.3.

Fonte S1
500 kV
$Z_{S1_1} = 0,001 \angle 89,9^\circ \Omega$
$Z_{S1_0} = 0,001 \angle 89,9^\circ \Omega$

Tabela 3.3 – Dados da fonte $S1$ do sistema II.

Os dados dos transformadores monofásicos são mostrados na Tabela 3.4. Os três transformadores monofásicos foram interligados de forma a obter um fechamento delta-

estrela com tensão primária de 500 kV, tensão secundária de 230 kV e potência de 150 MVA.

Transformador monofásico	
50 MVA	
50 Hz	
Reatância de dispersão = 0,17996 p.u.	
Perdas em vazio = 0,00718 p.u.	
Tensão primária: 500 kV	Tensão secundária: 138 kV

Tabela 3.4 – Dados dos transformadores do sistema II.

Os TCs primário e secundário possuem relação de transformação igual a 150. A carga conectada ao secundário do transformador é dinâmica e sua potência ativa e reativa pode ser definida por um *slider* através do módulo *RunTime* do RSCAD.

3.5 Relé de Proteção Comercial

O relé comercial utilizado pode ser empregado para proteção de transformadores de até 5 circuitos, autotransformadores, reatores, geradores e outros. Além da proteção, este relé oferece funções de automação, medição e controle.

A Figura 3.12 apresenta o diagrama funcional simplificado das funções de proteção do relé comercial.

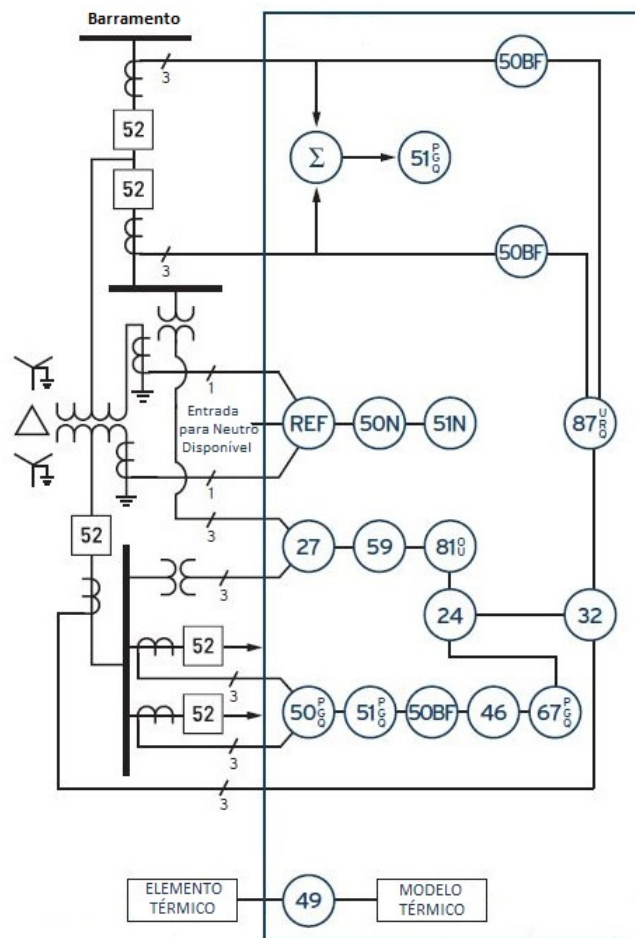


Figura 3.12 – Diagrama funcional simplificado das funções de proteção do relé comercial.
Fonte: adaptado de (SCHWEITZER, 2018).

Onde:

- 24: proteção volts/hertz;
- 27: subtensão;
- 32: direcional de potência;
- 46: desbalanço de corrente;
- 49: proteção térmica;
- 50BF: falha de disjuntor;
- 50N: sobrecorrente instantânea de neutro;
- 50(P, G, Q): sobrecorrente instantânea (fase, terra e sequência negativa);
- 51N: sobrecorrente temporizada de neutro;

- 51(P, G, Q): sobrecorrente temporizada (fase, terra e sequência negativa);
- 59: sobretensão;
- 67(P, G, Q): sobrecorrente direcional (fase, terra e sequência negativa);
- 81(U, O): sub / sobrefrequência;
- 87(U, R, Q): diferencial (sem restrição, restrita e sequência negativa);
- 52: disjuntor;
- REF: proteção restrita de falta à terra (67G).

Pode-se observar que este relé oferece três tipos de elementos diferenciais, sendo Diferencial com Restrição, Diferencial de Sequência negativa e Diferencial sem Restrição.

3.5.1 Diferencial com Restrição (87R)

O elemento Diferencial com Restrição (87R) possui característica diferencial percentual. Este elemento conta também com uma característica de inclinação adaptativa que aumenta a inclinação da curva em condições de faltas externas e saturação dos TCs. Para as demais condições de funcionamento, esta inclinação é mantida em uma configuração mais sensível. Durante as condições de *inrush* ou sobreexcitação do transformador, o relé fornece bloqueio e/ou restrição por harmônicos, evitando que a proteção diferencial atue indevidamente. Nestes casos, o segundo e o quarto harmônicos são característicos em condições de energização e quinto harmônico em condições de sobreexcitação.

As grandezas de operação (*IOPA*) e restrição (*IRTA*) do elemento 87R são calculadas conforme Equações 3.1 e 3.2. Tomou-se como exemplo a fase A.

$$IOPA = |\Sigma IAmCFC| \quad (3.1)$$

$$IRTA = \Sigma |IAmCFC| \quad (3.2)$$

Onde *IAmCFC* é corrente da fase A após passar por um filtro passa-faixa digital (filtro cosseno de ciclo completo). A variável *m* refere-se ao enrolamento do transformador que pode ser S, T, U, W ou X.

A Figura 3.13 mostra o diagrama lógico do elemento 87R.

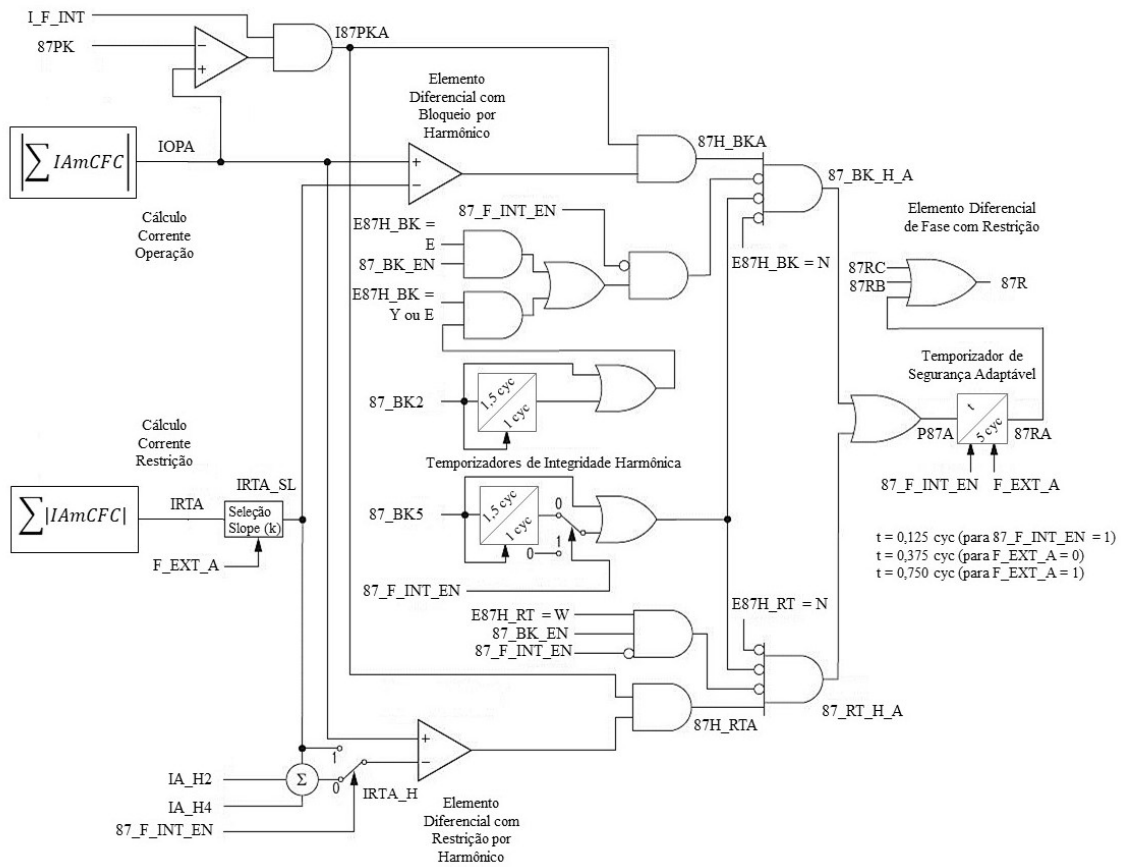


Figura 3.13 – Diagrama do elemento Diferencial com Restrição (87R).
 Fonte: adaptado de (SCHWEITZER, 2018).

Pode-se observar que o relé calcula grandezas $IOPA$ e $IRTA$ a partir das correntes de cada enrolamento. Após isto, é selecionado o *slope* apropriado dependendo da condição de uma falta externa ou não. A variável que sinaliza a ocorrência de uma falta externa é a denominada F_EXT_A . Portanto se F_EXT_A estiver ativo (Falta Externa) é selecionado o $SLP2$ (maior inclinação) e se F_EXT_A estiver desativado, é selecionado $SLP1$ (menor inclinação). Sendo assim o relé calcula a corrente de restrição polarizada, $IRTA_SL$, que será usada pelo elemento diferencial com bloqueio por harmônicos. A corrente $IRTA_SL$ também é adicionada às quantidades escalonadas de segundo e quarto harmônico (IA_H2 e IA_H4 , respectivamente) para formar $IRTA_H$, esta última variável será usada no elemento diferencial com restrição por harmônicos.

Ambos os elementos diferenciais são supervisionados por $I87PKA$, que indica quando a lógica de detecção de falhas detecta uma falha interna (I_F_INT) e $IOPA$ excede o valor de *pickup* $87PK$. Desta forma, quando a condição da corrente mínima de operação é satisfeita ($I87PKA$ ativada) e a corrente de operação é maior que a corrente de restrição (indicando que a condição operacional está dentro da região de operação da característica de restrição percentual), as variáveis $87H_BKA$ (elemento diferencial com bloqueio por harmônicos) e $87H_RTA$ (elemento diferencial com restrição por harmôni-

cos) se tornam ativas.

Para o elemento diferencial com bloqueio por harmônicos, há outras verificações que são vinculadas à entrada de uma porta AND, cuja saída é a variável $87_BK_H_A$. Essas verificações são referentes às condições de *inrush* e sobreexcitação. As verificações de uma condição de *inrush* são ativadas ou desativadas por meio da configuração do $E87H_BK$. Para $E87H_BK = Y$ ou E , a afirmação lógica do bloqueio por segunda e quarta harmônicas (87_BK_2), realiza o bloqueio do elemento diferencial. Se a detecção do *inrush* for baseada em forma de onda, configurando-se $E87H_BK = E$, a afirmação lógica do bloqueio por detecção do *inrush* a partir da forma de onda (87_BK_EN), bloqueia o elemento diferencial. A variável $87_F_INT_EN$ indica a detecção de uma falta interna durante o *inrush*, portanto se ela é ativada, o bloqueio dos elementos diferenciais pelo método de harmônicos ou baseado nas formas de onda é desativado. Quanto à sobreexcitação, esta é detectada pela quinta harmônica, sendo assim, se 87_BK_5 for ativado, o elemento diferencial será bloqueado.

Também são realizadas verificações semelhantes para o elemento diferencial com restrição por harmônicos. Estas verificações são vinculadas à entrada de uma porta AND, cuja saída é a variável $87_RT_H_A$. Se foi configurado $E87H_RT = Y$, o elemento diferencial é protegido contra *inrush* pelo sinal de restrição por harmônicos, $IRTA_H$. Se a detecção do *inrush* for baseada em forma de onda, configurando-se $E87H_BK = W$, a afirmação lógica do bloqueio por detecção do *inrush* a partir da forma de onda (87_BK_EN), bloqueia o elemento diferencial. A corrente de restrição com carga harmônica, $IRTA_H$, também é utilizada para fornecer segurança adicional durante o *inrush*. Se variável de desbloqueio $87_F_INT_EN$ detectar uma falta interna, o relé remove o conteúdo harmônico do sinal $IRTA_H$ e cancela o bloqueio por *inrush* do método baseado na forma de onda. Quanto à sobreexcitação, se 87_BK_5 for ativado, o elemento diferencial será bloqueado.

Os temporizadores empregados em 87_BK_5 e 87_BK_2 evitam a operação indevida do elemento diferencial caso o conteúdo harmônico caia momentaneamente abaixo da configuração do limiar harmônico.

Quando as saídas diferenciais com bloqueio por harmônicos ($87_BK_H_A$) ou com restrição por harmônicos ($87_RT_H_A$) são ativadas, o temporizador de segurança é carregado com o valor de tempo de *pickup* t . O valor de t depende do estado $87_F_INT_EN$ e F_EXT_A no momento em que a saída $P87A$ é ativada, como é mostrado na Figura 3.13. Quando o tempo para *pickup* expira, o elemento diferencial com restrição da fase A ($87RA$) é ativado e, juntamente o elemento diferencial com restrição, $87R$. A lógica dos elementos diferenciais das fases B e C ($87RB$ e $87RC$) são similares ao da fase A.

3.5.2 Diferencial de Sequência Negativa (87Q)

O elemento Diferencial de Sequência Negativa (87Q) é similar ao elemento 87R, porém aplica-se as correntes de sequência negativa. Este elemento também requer o bloqueio durante as condições de energização ou sobreexcitação baseado nos harmônicos característicos ou em formas de onda. O elemento 87Q não possui a opção de *slope* adaptativo.

Para calcular as correntes de sequência negativa para cada terminal, o relé utiliza as mesmas correntes filtradas utilizadas nos cálculos do elemento 87R, conforme Equação 3.3.

$$3I2mC = \begin{bmatrix} 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} IAmCFC \\ IBmCFC \\ ICmCFC \end{bmatrix} \quad (3.3)$$

As grandezas de operação ($IOP87Q$) e restrição ($IRT87Q$) do elemento 87R são calculadas conforme Equações 3.4 e 3.5.

$$IOP87Q = |\Sigma 3I2mC| \quad (3.4)$$

$$IRT87Q = \max(|3I2mC|) \quad (3.5)$$

A Figura 3.14 mostra o diagrama lógico do elemento 87Q.

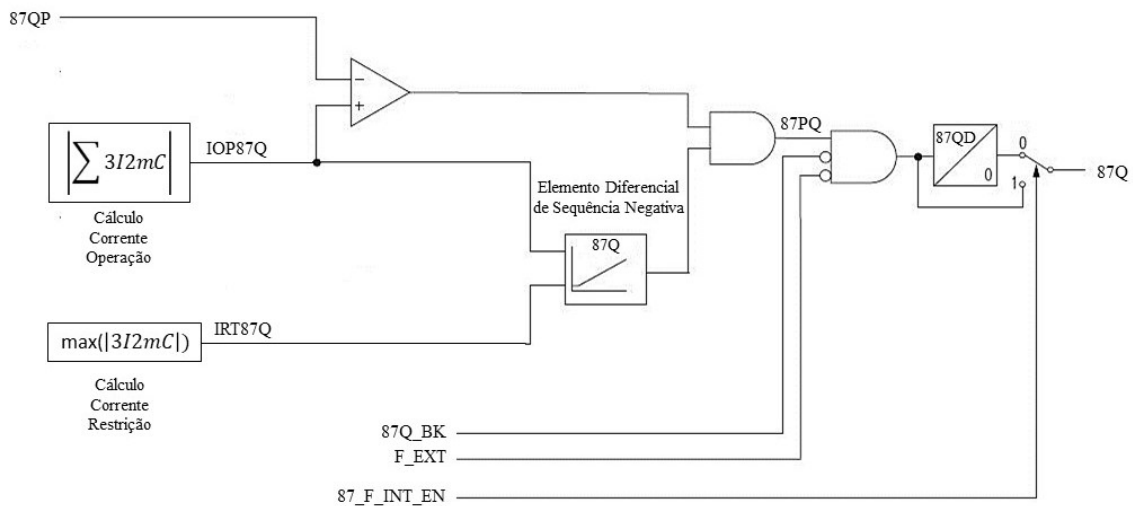


Figura 3.14 – Diagrama do elemento Diferencial de Sequência Negativa (87Q)

Fonte: adaptado de (SCHWEITZER, 2018).

O relé calcula a corrente de operação de maneira similar àquela do elemento diferencial com restrição de fase. No entanto, a corrente de restrição é o máximo das correntes de sequência negativa entre os terminais que fazem parte dos cálculos diferenciais. Após

avaliar as correntes de operação e restrição no elemento diferencial, o relé verifica se a falta é de fato interna (F_EXT desativada) e se a lógica de bloqueio do elemento diferencial de sequência negativa ($87Q_BK$) está desativada.

A detecção de faltas internas e externas do relé comercial baseia-se no princípio de que as correntes de operação e de restrição aumentam simultaneamente para faltas internas, mas, para faltas externas somente a corrente de restrição aumenta. Caso haja a variação da corrente de restrição, mas não ocorra a variação na corrente de operação durante um intervalo de tempo de aproximadamente 2 ms, o relé declara a falta como externa e ativa a variável F_EXT . De forma inversa, se ocorrer a variação tanto da corrente de operação quanto da corrente de restrição, F_EXT é desativada e é descartada a condição de falta externa.

A lógica de bloqueio do elemento 87Q é mostrada na Figura 3.15, ela busca evitar que o elemento diferencial atue indevidamente em condições de *inrush* ou de sobreexcitação. As configurações de bloqueio por *inrush* do elemento diferencial de sequência negativa são feitas através da variável $E87Q$. Para $E87Q = Y$ ou E , a afirmação lógica do bloqueio por segunda e quarta harmônicas (87_BK_2), ativa $87Q_BK$ e realiza o bloqueio do elemento diferencial. Se a detecção do *inrush* for baseada em forma de onda, configurando-se $E87Q = E$, a afirmação lógica do bloqueio por detecção do *inrush* a partir da forma de onda (87_BK_EN), ativa $87Q_BK$ e bloqueia o elemento diferencial. A variável $87_F_INT_EN$ indica a detecção de uma falta interna durante o *inrush*, portanto se ela é ativada, o bloqueio dos elementos diferenciais baseados no método de harmônicos e nas formas de onda é desativado. Quanto a sobreexcitação, esta é detectada pela quinta harmônica, sendo assim, se 87_BK_5 for ativado, $87Q_BK$ também é ativado bloqueando o elemento.

O sinal de saída do elemento diferencial de sequência negativa possui um tempo de retardo ($87QD$). Este tempo pode ser configurado com um valor mínimo de 2,0 ciclos e máximo de 9999,0 ciclos.

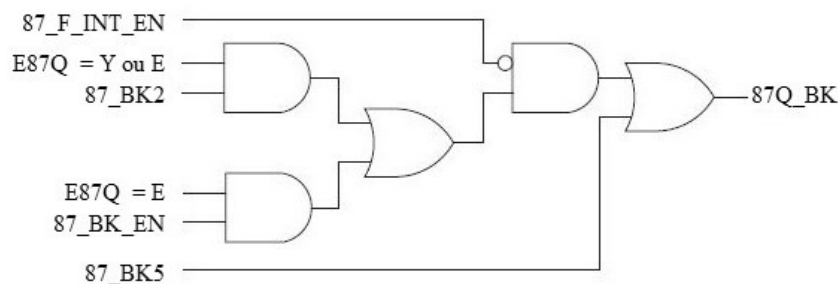


Figura 3.15 – Diagrama da lógica de bloqueio do elemento 87Q.

Fonte: adaptado de (SCHWEITZER, 2018).

3.5.3 Diferencial sem Restrição (87U)

O elemento Diferencial sem Restrição (87U) não possui qualquer restrição e destina-se a operar para faltas de alta corrente diferencial de forma rápida.

A Figura 3.16 mostra o diagrama lógico do elemento 87U para a fase A. As lógicas para as fases B e C são semelhantes.

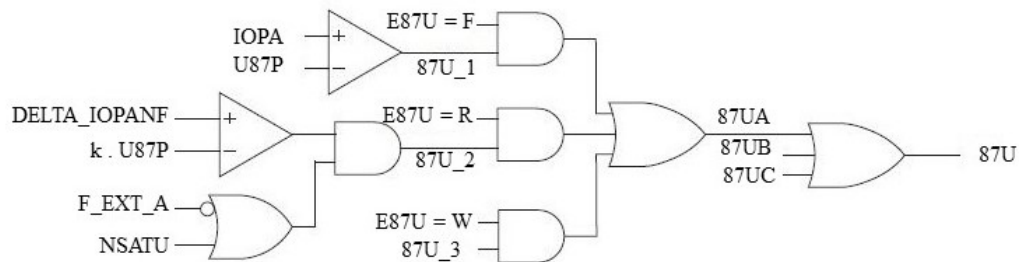


Figura 3.16 – Diagrama do elemento Diferencial sem Restrição (87U).

Fonte: adaptado de (SCHWEITZER, 2018).

O relé possui três tipos de elementos diferenciais sem restrição. O primeiro (87U_1) opera quando a corrente de operação $IOPA$, excede o valor de *pickup* parametrizado em $U87P$. O valor de *pickup* do elemento diferencial sem restrição pode ser ajustado com valores de 1 a 20 p.u., sendo o valor padrão adotado para este relé de 8 p.u.. O segundo elemento (87U_2) opera quando a mudança incremental na corrente de operação não filtrada ($DELTA_IOPANF$) excede o limite $k \cdot U87P$ e não há nenhuma falta externa detectada (F_EXT_A desativado) ou o TC é considerado sem saturação após uma falta externa (indicado por $NSATU$). O valor k é uma configuração interna igual a $2\sqrt{2}$ que oferece segurança contra correntes de *inrush* não filtradas. Como o 87U_2 opera com correntes não filtradas, ele pode operar mais rápido em comparação com o 87U_1. O terceiro elemento tem como entrada o elemento diferencial 87U_3. Como o 87U_3 pode diferenciar correntes de falta externa e correntes de falta interna, ele tende a ser mais sensível que 87U_1 e 87U_2. O elemento diferencial 87UA irá operar a partir destes três elementos de acordo com a configuração do $E87U$. Para $E87U = F$ é selecionado 87U_1, para $E87U = R$ é selecionado 87U_2 e para $E87U = W$ é selecionado 87U_3.

Estes três elementos diferenciais, 87R, 87Q e 87U, podem ser combinados para que resultem em um sinal de atuação geral 87T (trip) como ilustra a Figura 3.17.

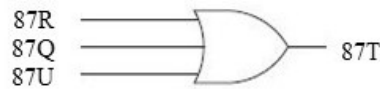


Figura 3.17 – Diagrama da combinação dos elementos Diferenciais 87R, 87Q e 87T.
Fonte: adaptado de (SCHWEITZER, 2018).

3.6 Relé de Proteção Virtual

Com o objetivo de fornecer um modelo do relé diferencial de sequência negativa para simulações no RTDS, de forma a possibilitar a análise desta função sem as interferências de temporização mínima presente no relé real, criou-se um modelo utilizando-se o módulo *CBuilder* do RSCAD como mostra a Figura 3.18.

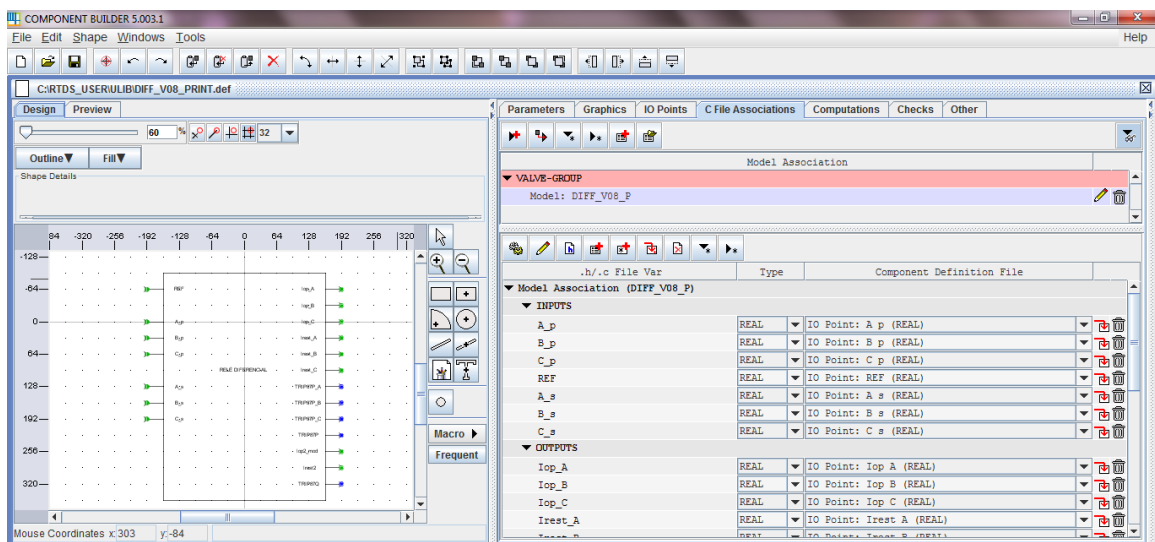


Figura 3.18 – Relé diferencial desenvolvido no *CBuilder* do RSCAD.

O modelo pode ser inserido no *Draft* através da biblioteca. O relé recebe como entrada as correntes primárias e secundárias do transformador, e possui como saída as correntes de operação e restrição, de cada fase, da proteção diferencial de fase e seus sinais de trip. Quanto a proteção diferencial de sequência negativa, também são disponibilizadas, como saída, as correntes de operação e restrição e o sinal de trip, como mostra a Figura 3.19, onde:

- *REF*: é a referência angular para amostragem dos sinais de entrada;
- *A_p*, *B_p* e *C_p*: são os sinais de entrada das correntes das fases A, B e C do primário do transformador;

- A_s , B_s e C_s : são os sinais de entrada das correntes das fases A, B e C do secundário do transformador;
- Iop_A , Iop_B e Iop_C : são os sinais de saída das correntes de operação das fases A, B e C da proteção diferencial de fase;
- $Irest_A$, $Irest_B$ e $Irest_C$: são os sinais de saída das correntes de restrição das fases A, B e C da proteção diferencial de fase;
- $TRIP87P_A$, $TRIP87P_B$ e $TRIP87P_C$: são os sinais de trip da proteção diferencial das fases A, B e C;
- $TRIP87P$: é o sinal de trip geral da proteção diferencial de fase. Caso o trip de qualquer uma das fases seja ativado, ativará também o trip geral;
- $Iop2_mod$: é o sinal de saída da corrente de operação da proteção diferencial de sequência negativa;
- $Irest2$: é o sinal de saída da corrente de restrição da proteção diferencial de sequência negativa;
- $TRIP87Q$: é o sinal de trip da proteção diferencial de sequência negativa.

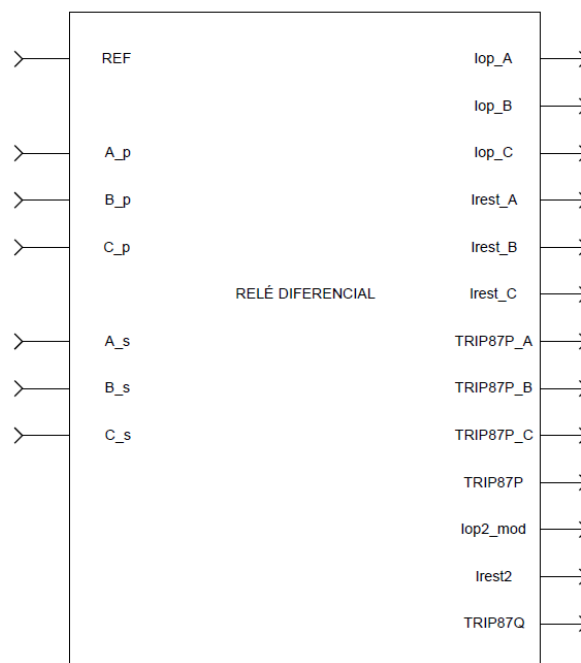


Figura 3.19 – Relé diferencial desenvolvido no *CBuilder* do RSCAD.

A parametrização do relé é feita por meio da janela de configurações. Esta pode ser acessada clicando-se duas vezes sobre o componente. A Figura 3.20 mostra a aba

SISTEMA da janela de configurações. Nela são inseridos o fechamento do transformador (*FechTrafo*), a potência (*STRAFO*), as tensões primárias e secundárias (*VL1* e *VL2*) e a relação de transformação dos TCs primários e secundários (*CTR1* e *CTR2*).

Name	Description	Value	Unit	Min	Max
FechTrafo	Fechamento do transformador	Dv1		0	1
STRAFO	Potência trifásica do transformador	50	MVA	0.0001	
VL1	Tensão de linha do primário do transformador	230	kV	0.0001	
VL2	Tensão de linha do secundário do transformador	138	kV	0.0001	
CTR1	Relação de Transformação do TC primário	100		1E-9	
CTR2	Relação de Transformação do TC secundário	100		1E-9	

Figura 3.20 – Janela de configuração do relé, aba SISTEMA.

Na aba DIFERENCIAL DE FASE, mostrada na Figura 3.21, são inseridos os parâmetros de corrente de operação mínima (*Iopmon_87P*) e *slope* (*Slope_87P*) para proteção diferencial de fase.

Name	Description	Value	Unit	Min	Max
Iopmin_87P	Corrente de operação mínima para diferencial de fase	0.1		0	
Slope_87P	Slope da curva de operação diferencial de fase	0.2		0	1

Figura 3.21 – Janela de configuração do relé, aba DIFERENCIAL DE FASE.

A aba DIFERENCIAL DE SEQUÊNCIA NEGATIVA é mostrada na Figura 3.22. Nela são inseridos os parâmetros de corrente de operação mínima (*Iopmon_87Q*) e *slope* (*Slope_87Q*) para proteção diferencial de sequência negativa.

CONFIGURATION		SISTEMA			
Name	Description	Value	Unit	Min	Max
Iopmin_87Q	Corrente de operação mínima para diferencial de sequência negativa	0.1		0	
Slope_87Q	Slope da curva de operação diferencial de sequência negativa	0.2		0	1

Buttons: Update, Cancel, Cancel All

Figura 3.22 – Janela de configuração do relé, aba DIFERENCIAL DE SEQUÊNCIA NEGATIVA.

No diagrama mostrado na Figura 3.23 tem-se as etapas que são executadas pelo algoritmo do relé. Este algoritmo é desenvolvido, em linguagem C, durante a criação do componente no módulo *CBuilder*. O primeiro passo consiste no cálculo dos fasores das corrente através de uma DFT de ciclo completo e 6 amostras por ciclo. Dos vetores de correntes obtidos, são calculados os valores em p.u. das correntes no secundário dos TCs dividindo-se pelo valor de TAP , calculado conforme Equação 3.6.

$$TAP = \frac{MVA \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot V_L \cdot CTR} \quad (3.6)$$

Onde, MVA é a potência do transformador (em MVA), V_L é a tensão de linha do enrolamento e CTR é a relação de transformação do TC.

Dos vetores em p.u. são extraídas as componentes de sequência aplicando-se as equações de Fortescue apresentadas em 2.3. Nos vetores das correntes de fase e correntes de sequência negativa são realizadas as compensações angulares de acordo com o fechamento do transformador conforme foi abordado em 2.4.1.

A partir dos valores compensados são calculadas as correntes de operação (Iop_A) e restrição ($Irest_A$) para proteção diferencial de fase conforme Equações 3.7 e 3.8. Estas equações são referentes à fase A, as demais fases são calculadas de forma semelhante. As correntes A_p_comp e A_s_comp são as correntes compensadas e em p.u. no secundário dos TCs dos circuitos primários e secundários do transformador de potência.

$$Iop_A = |A_p_comp + A_s_comp| \quad (3.7)$$

$$Irest_A = |A_p_comp| + |A_s_comp| \quad (3.8)$$

Quanto a proteção diferencial de sequência negativa, as correntes de operação (I_{op2_mod}) e restrição (I_{rest2}) são calculadas conforme Equações 3.9 e 3.10. As correntes $A2_p_comp$ e $A2_s_comp$ são as componentes de sequência negativa das correntes compensadas e em p.u. no secundário dos TCs dos circuitos primários e secundários do transformador de potência.

$$I_{op2_mod} = |A2_p_comp| + |A2_s_comp| \quad (3.9)$$

$$I_{rest2} = \max(|A2_p_comp|, |A2_s_comp|) \quad (3.10)$$

Por fim, verifica-se se as correntes de operação são maiores que os valores mínimos definidos e se estas correntes se encontram na região de atuação, que é definida a partir da corrente de restrição e do *slope*. Esta verificação determinará a atuação ou não atuação da proteção.

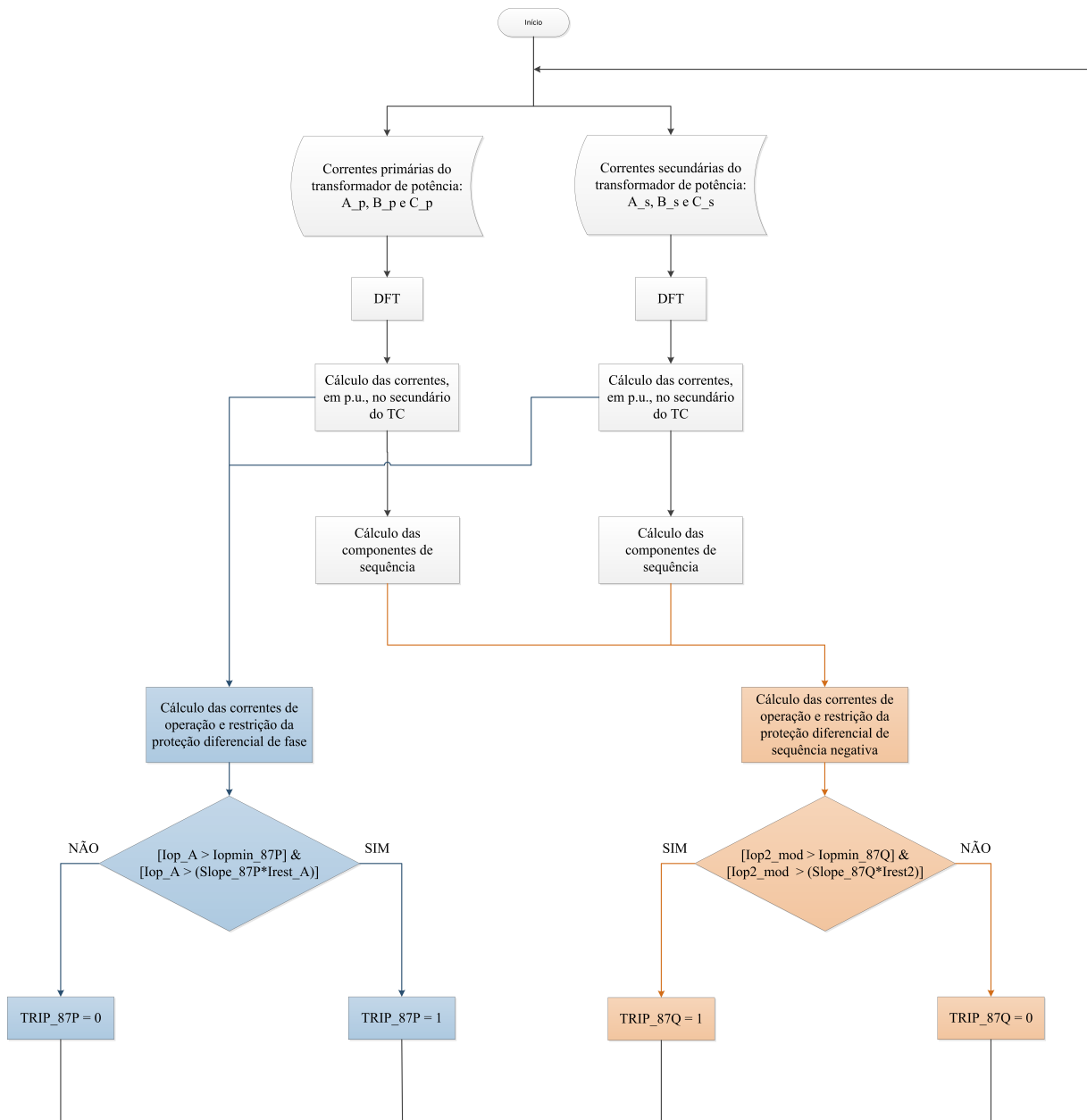


Figura 3.23 – Lógica básica do algoritmo do relé diferencial modelado.

3.7 Considerações Finais

Este capítulo apresentou a estrutura de *hardware* e *software* do RTDS a fim de introduzir as características de funcionamento e aplicabilidade deste equipamento.

Os sistemas elétricos modelados no RSCAD para simulação das faltas nos transformadores foram detalhados. O transformador de cada sistema possui características diferentes para permitir a análise do desempenho da proteção diferencial de fase e de sequência negativa em diferentes cenários.

As funções de proteção do relé comercial para proteção de transformadores, utilizado nas simulações em *hardware-in-the-loop*, foram apresentadas de forma geral. As

lógicas dos elementos diferenciais deste relé foram apresentadas em detalhes.

O relé virtual desenvolvido para simulações no RTDS também foi apresentado. A biblioteca do RSCAD não possuía um modelo de relé de proteção com a função diferencial de sequência negativa. Sendo assim, foi desenvolvido o modelo deste relé para simulações no RSCAD. As características e lógica implementada no modelo foram detalhadas. O desenvolvimento deste componente propiciou um maior entendimento do algoritmo da proteção de sequência negativa. Além disso, o modelo pode proporcionar a avaliação desta proteção, em tempo real, sem que haja a necessidade de se ter os relés físicos conectados ao *hardware* do RTDS. Isso traz maior flexibilidade e abrangência em termos de números de dispositivos de proteção e equipamentos protegidos do sistema elétrico e esquema de proteção sob estudo.

Tendo sido apresentadas as metodologias das simulações em *hardware-in-the-loop*, utilizado-se o relé comercial, e das simulações utilizando-se relé virtual, no capítulo a seguir serão apresentados e analisados os resultados dos testes.

4 Resultados

4.1 Considerações Iniciais

Este capítulo apresenta os resultados obtidos com a realização dos testes aplicados no esquema em *hardware-in-the-loop*, com o relé comercial, e no esquema utilizando-se o modelo do relé desenvolvido.

As rotinas de testes foram desenvolvidas para aplicação de faltas entre espiras variando-se a porcentagem de espiras em curto-circuito e a condição de carregamento do transformador. A Tabela 4.1 relaciona os valores de espiras em curto-circuito e carregamentos aplicados, totalizando 56 casos. Estes casos foram aplicados por fase, resultando em 168 cenários. Além das faltas entre espiras foram aplicadas faltas externas à zona de proteção. Foram aplicadas faltas monofásicas e bifásicas para diferentes níveis de carregamento do transformador.

Número de espiras em curto-circuito [%]	Carregamento do Transformador [%]
1,0	10
1,5	30
2,0	50
2,5	70
3,0	90
4,0	100
5,0	120
	150

Tabela 4.1 – Condições de faltas aplicadas.

A seguir são apresentados os resultados dos testes aplicados ao Sistema Elétrico I, que possui um transformador estrela-estrela, e os resultados dos testes aplicados ao Sistema Elétrico II, que possui um transformador delta-estrela.

4.2 Faltas Entre Espiras Aplicadas ao Transformador Estrela-Estrela

Para o sistema elétrico apresentado em 3.4.1, o qual possui um transformador estrela-estrela, que não introduz defasamento angular e possui relação entre as tensões primárias e secundárias de 115/115 kV, foram aplicadas as faltas entre espiras variando de 1% até 5% o total de espiras em curto-circuito, em relação ao número total de espiras,

como mostrado na Tabela 4.1. Quanto à variação de carga do transformador, esta foi realizada variando-se o ângulo de defasagem entre as fontes $S1$ e $S2$ (Figura 3.10) de forma a obter de 10% a 150% da carga nominal.

4.2.1 Testes em *Hardware-in-the-Loop* com Relé Comercial

Para os ajustes das proteções diferenciais do relé comercial, foram assumidos os valores mínimos disponíveis de forma a se obter uma alta sensibilidade da proteção. Sendo assim, a proteção diferencial de fase com restrição (87R) foi parametrizada com uma corrente mínima de operação de 0,1 p.u. (cuja base é a corrente nominal do transformador no secundário do TC) e 20% de *slope*.

Da mesma forma, a proteção diferencial de sequência negativa (87Q) foi ajustada com uma corrente mínima de operação de 0,1 p.u. (cuja base é a corrente nominal do transformador no secundário do TC) e 20% de *slope*. Outro parâmetro que deve ser observado no ajuste da proteção 87Q é o *delay* aplicado ao sinal de *trip* deste elemento diferencial. O valor assumido para este parâmetro foi de 2 ciclos, que é o menor disponível.

As oscilografias do relé comercial, que mostram as respostas das proteções diferenciais para alguns dos casos de falta aplicados, são apresentadas. A Figura 4.1 apresenta a oscilografia do relé comercial para atuação durante falta envolvendo 1,5% de espiras da fase A do circuito secundário e 30% de carregamento do transformador. São mostrados os sinais de correntes do primário (IAS, IBS e ICS) e do secundário (IAT, IBT e ICT) além dos sinais de atuação da proteção diferencial de sequência negativa (87Q) e da proteção diferencial de fase (87R). Nota-se que, para este caso, os dois elementos diferenciais formam sensibilizados e atuaram.

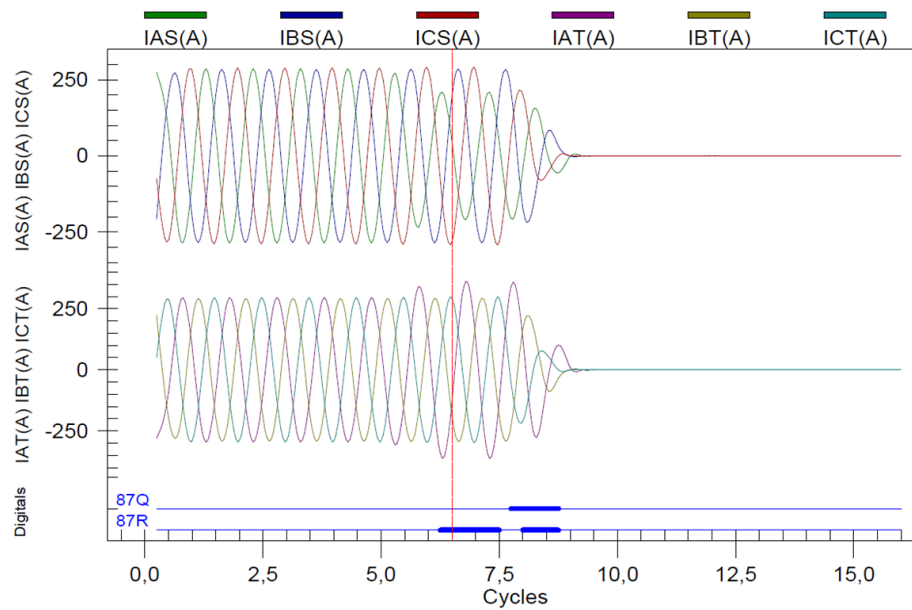


Figura 4.1 – Atuação do relé comercial para falta em 1,5% das espiras e carregamento 30% no transformador estrela-estrela.

Ao aumentar a carga do transformador para 50%, e aplicando-se a falta em 1,5% das espiras, ocorre somente a atuação do elemento diferencial de sequência negativa como mostra a Figura 4.2.

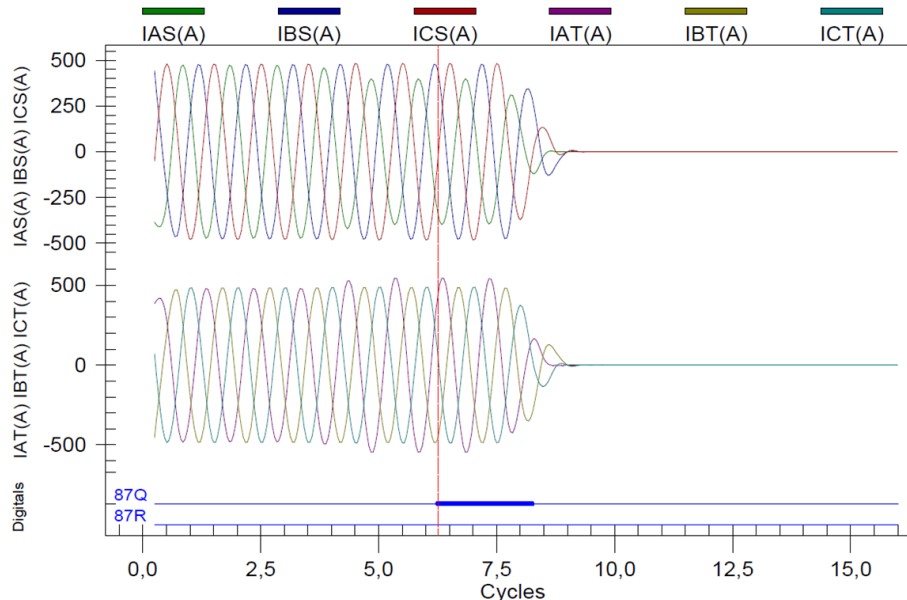


Figura 4.2 – Atuação do relé comercial para falta em 1,5% das espiras e carregamento 50% no transformador estrela-estrela.

A Figura 4.3 mostra a atuação das proteções diferenciais de fase e de sequência negativa durante falta envolvendo 2% de espiras e carregamento do transformador em

50%.

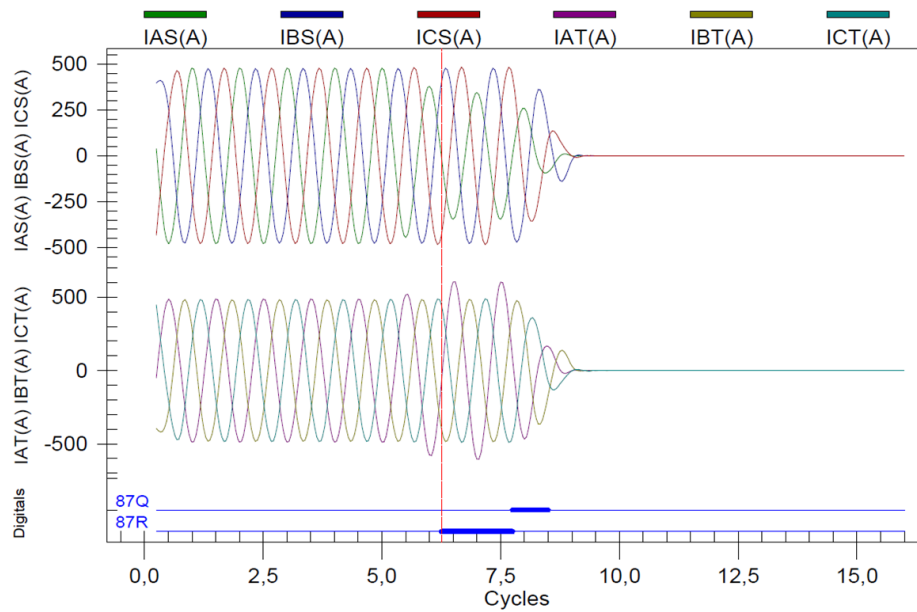


Figura 4.3 – Atuação do relé comercial para falta em 2% das espiras e carregamento 50% no transformador estrela-estrela.

Para o mesmo número de espiras em curto-circuito (2%) e carregamento do transformador em 70%, ocorre a atuação da proteção diferencial de sequência negativa somente, conforme Figura 4.4.

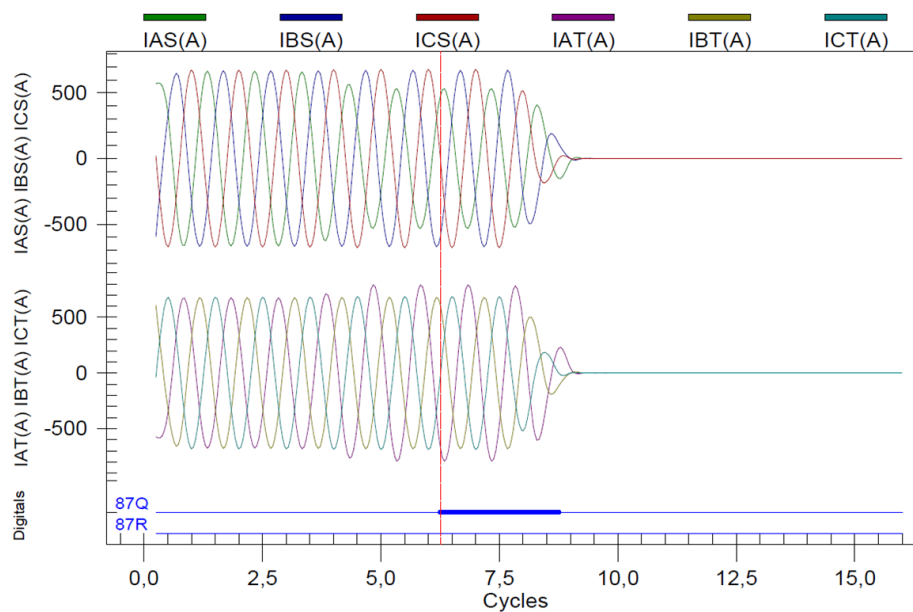


Figura 4.4 – Atuação do relé comercial para falta em 2% das espiras e carregamento 70% no transformador estrela-estrela.

Na Figura 4.5 é apresentada a oscilografia para o caso em que foi aplicada falta em 2,5% de espiras e 100% de carregamento do transformador. Neste caso ocorreu a atuação tanto do elemento diferencial de fase, quanto do elemento diferencial de sequência negativa.

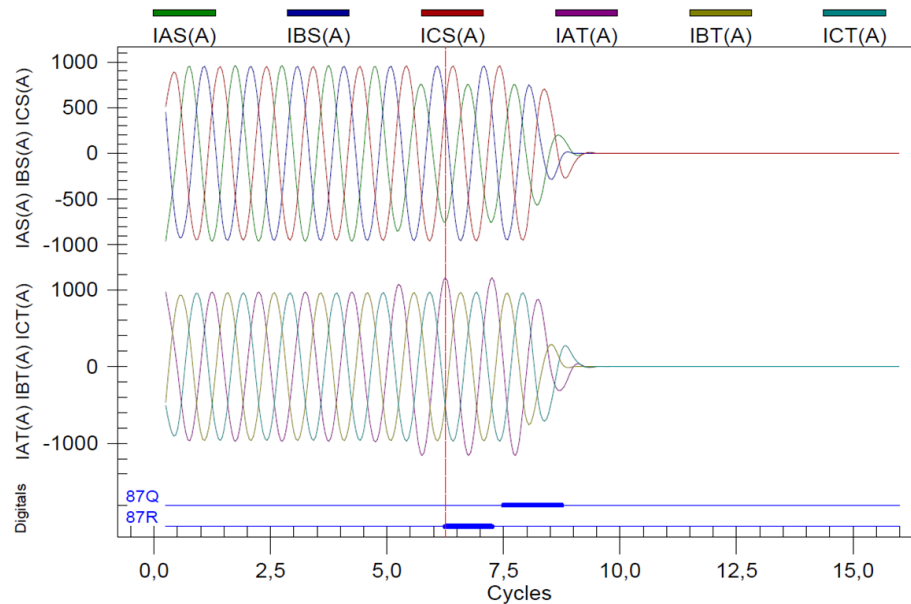


Figura 4.5 – Atuação do relé comercial para falta em 2,5% das espiras e carregamento 100% no transformador estrela-estrela.

Aumentando-se a carga do transformador para 120% e aplicando-se a falta em 2,5% das espiras, somente o elemento diferencial de sequência negativa é sensibilizado, como mostra a Figura 4.6.

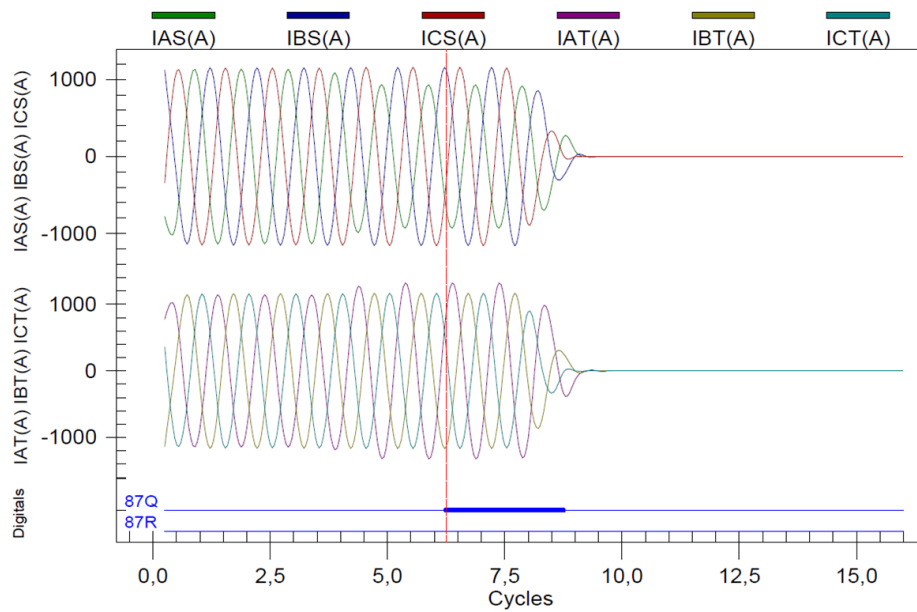


Figura 4.6 – Atuação do relé comercial para falta em 2,5% das espiras e carregamento 120% no transformador estrela-estrela.

Mantendo-se o carregamento do transformador em 120% e aplicando-se a falta em 3% das espiras, tem-se a atuação de ambos os elemento diferenciais como mostra a Figura 4.7.

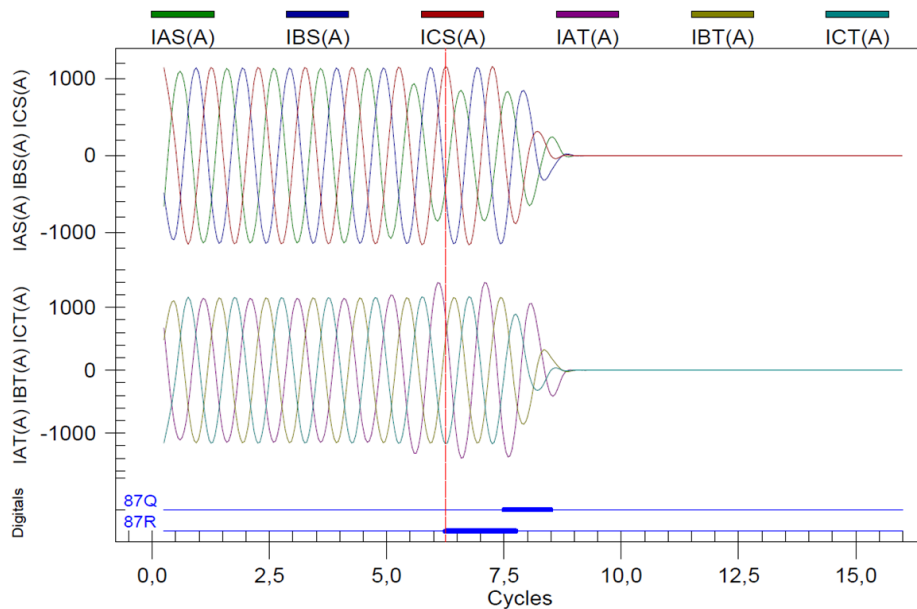


Figura 4.7 – Atuação do relé comercial para falta em 3% das espiras e carregamento 120% no transformador estrela-estrela.

Já para um carregamento de 150% no transformador e curto-circuito em 3% das espiras, tem-se a atuação da proteção diferencial de sequência negativa conforme Figura 4.8.

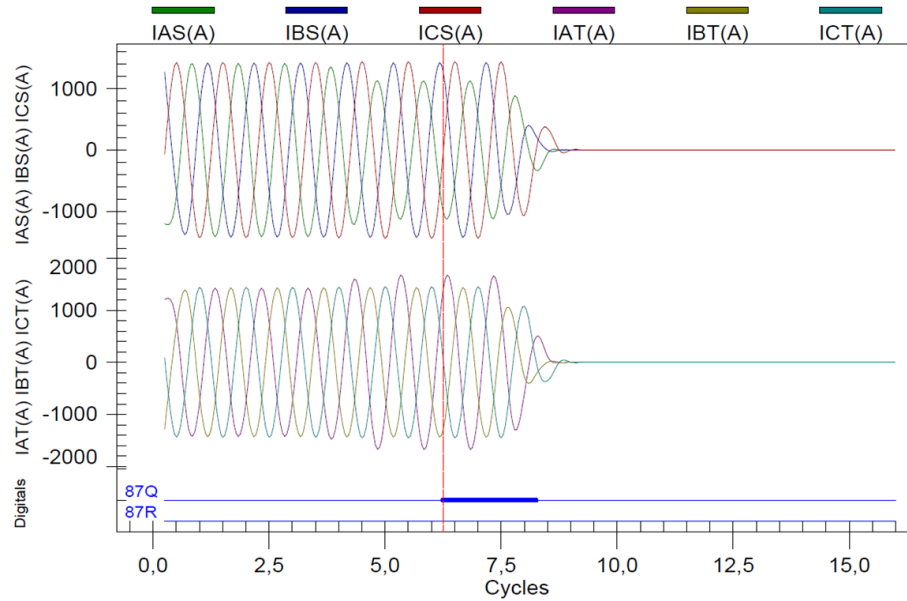


Figura 4.8 – Atuação do relé comercial para falta em 3% das espiras e carregamento 150% no transformador estrela-estrela.

Ao aplicar a falta em 4% das espiras, ocorre tanto a atuação da proteção diferencial de fase, quanto da proteção diferencial de sequência negativa como mostra a Figura 4.9.

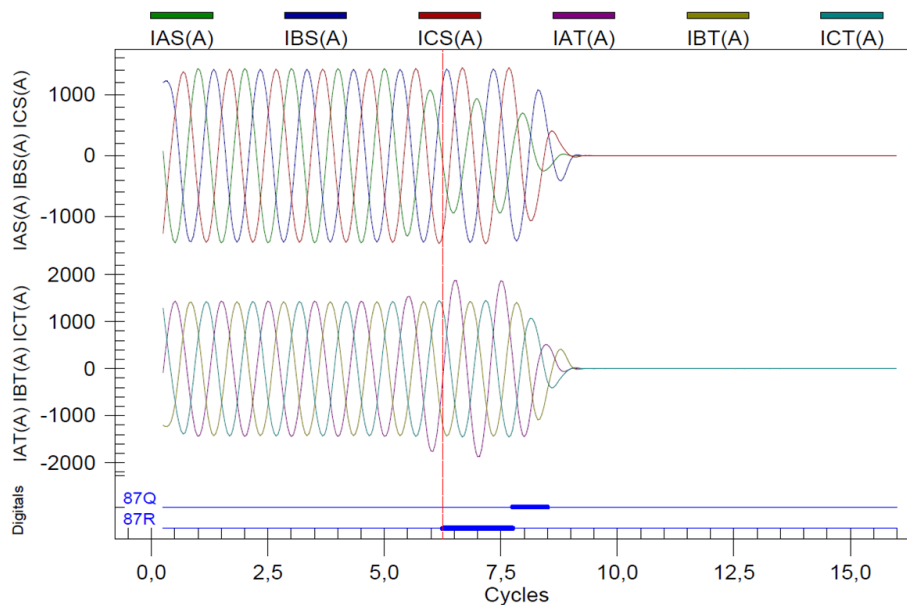


Figura 4.9 – Atuação do relé comercial para falta em 4% das espiras e carregamento 150% no transformador estrela-estrela.

Uma relação das atuações das proteções diferenciais de fase e de sequência negativa para todos os casos aplicados é apresentada na Figura 4.10. As marcações indicam se houve atuação da proteção, sendo as marcações em azul do elemento diferencial de

fase (TRIP_87P) e as marcações em laranja do elemento diferencial de sequência negativa (TRIP_87Q). Nota-se que a proteção diferencial de fase foi sensibilizada para uma falta envolvendo 1% da espira e carregamento do transformador em 10%, no entanto, ao aumentar a carga do transformador, este elemento não foi capaz de detectar o pequeno número de espiras em curto-circuito. Esta redução da sensibilidade da proteção diferencial de fase à medida que se aumenta o carregamento do transformador, pode ser observada para os casos onde tem-se 1,5%, 2%, 2,5% e 3% de espiras em curto-circuito. Quanto à proteção diferencial de sequência negativa, nota-se que esta apresenta atuações a partir de 1,5% de espiras em curto-circuito e que a sua sensibilidade não sofreu influência do carregamento do transformador.

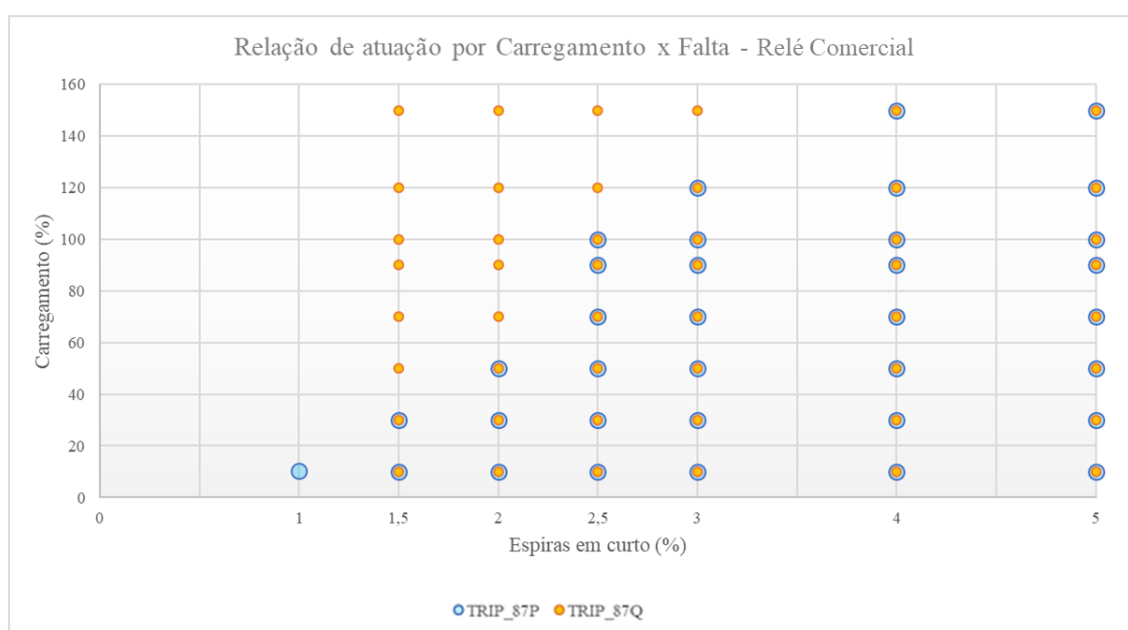


Figura 4.10 – Atuações dos elementos diferenciais de fase e de sequência negativa do relé comercial.

4.2.2 Testes com o Relé Virtual

As proteções diferenciais do relé virtual foram ajustadas com os mesmos valores adotados para o relé comercial. Sendo assim, a proteção diferencial de fase e a proteção diferencial de sequência negativa foram parametrizadas com uma corrente mínima de operação de 0,1 p.u. e 20% de *slope*. O elemento diferencial de sequência negativa do relé virtual não possui atraso de tempo em seu sinal de atuação.

A Figura 4.11 apresenta a oscilografia com a atuação do relé virtual, extraída do módulo *RunTime* do RSCAD, durante uma falta envolvendo 1,5% e 30% de carregamento do transformador. São mostrados os sinais de correntes do primário (I1A, I1B e I1C) e do secundário (I2A, I2B e I2C) além dos sinais de atuação da proteção diferencial de fase

(TRIP87P) e da proteção diferencial de sequência negativa (TRIP87Q). Para este caso, os dois elementos diferenciais foram sensibilizados e atuaram.

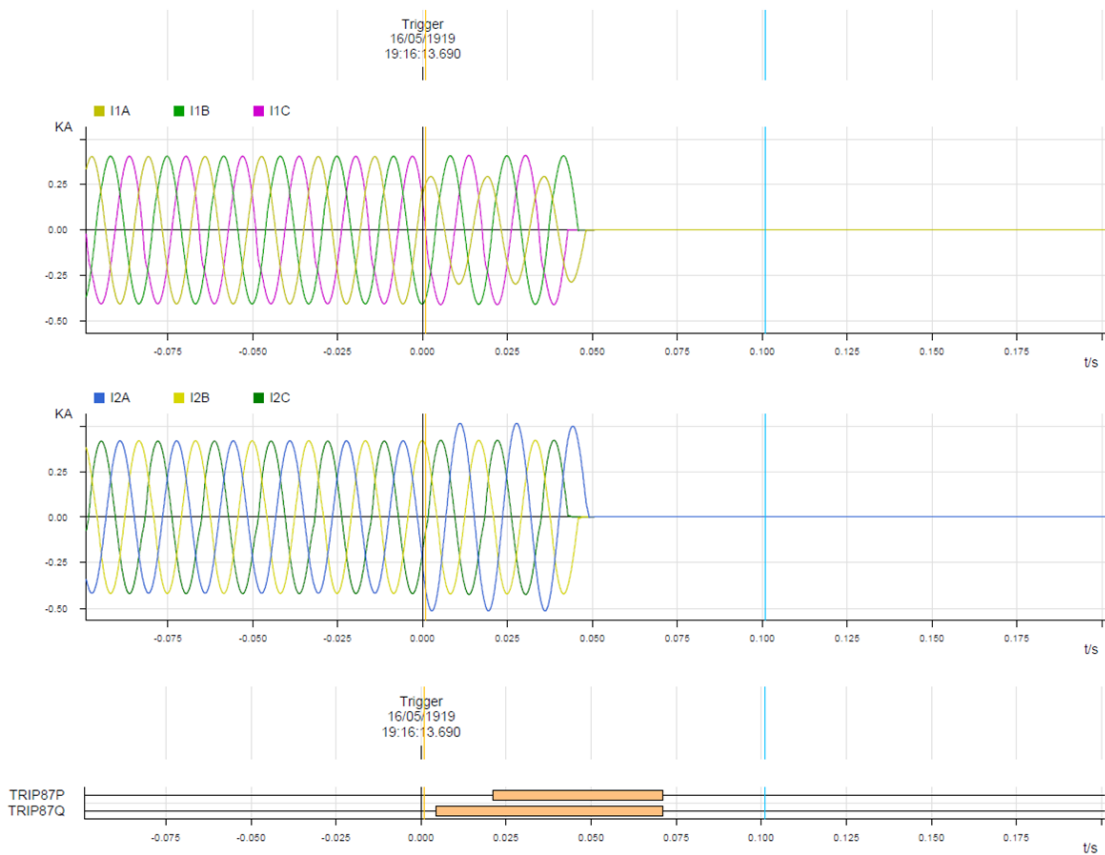


Figura 4.11 – Atuação do relé virtual para falta em 1,5% das espiras e carregamento 30% no transformador estrela-estrela.

Aumentando-se a carga do transformador para 50% e aplicando-se a falta em 1,5% das espiras, ocorre a atuação somente do elemento diferencial de sequência negativa, conforme Figura 4.12.

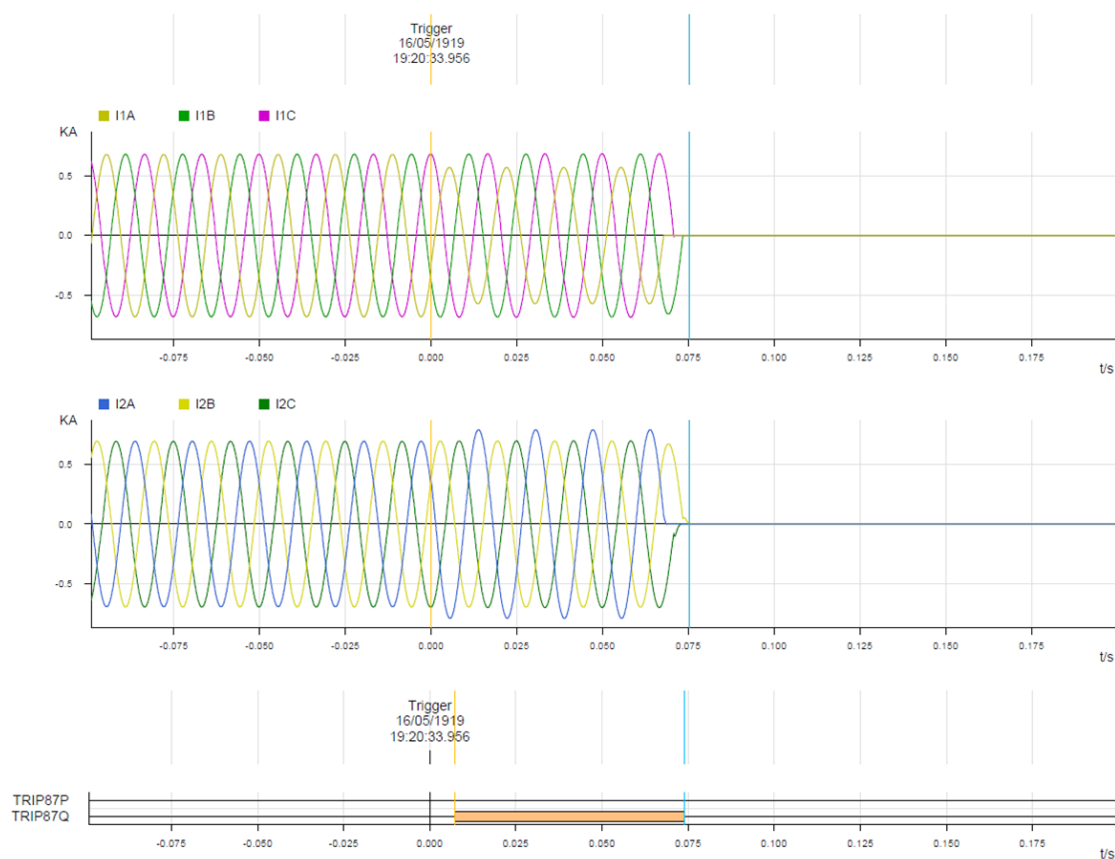


Figura 4.12 – Atuação do relé virtual para falta em 1,5% das espiras e carregamento 50% no transformador estrela-estrela.

Na Figura 4.13 tem-se o caso de falta envolvendo 2% de espiras e 50% de carregamento do transformador em que ocorreu a atuação dos dois elementos diferenciais.

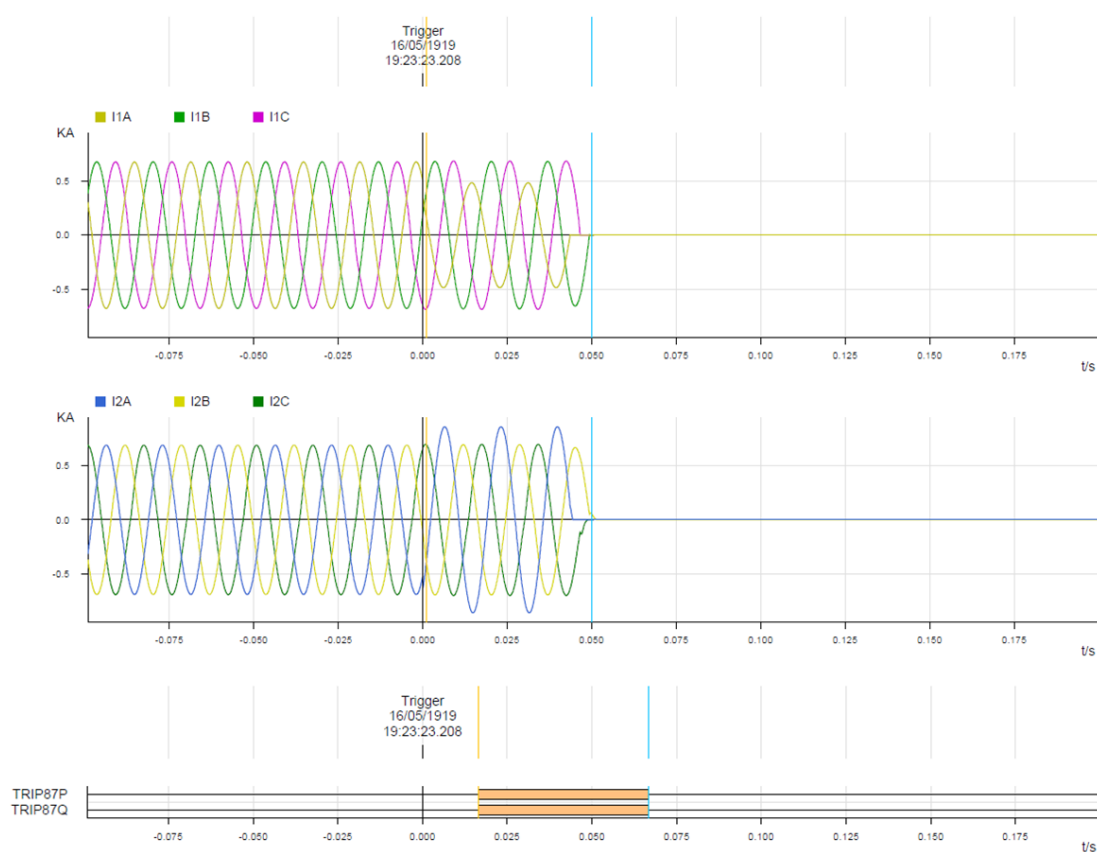


Figura 4.13 – Atuação do relé virtual para falta em 2% das espiras e carregamento 50% no transformador estrela-estrela.

Para 2% de espiras em curto-circuito e carregamento de 70%, há a atuação tanto do elemento diferencial de fase, quanto do elemento diferencial de sequência negativa, como mostra a Figura 4.14.

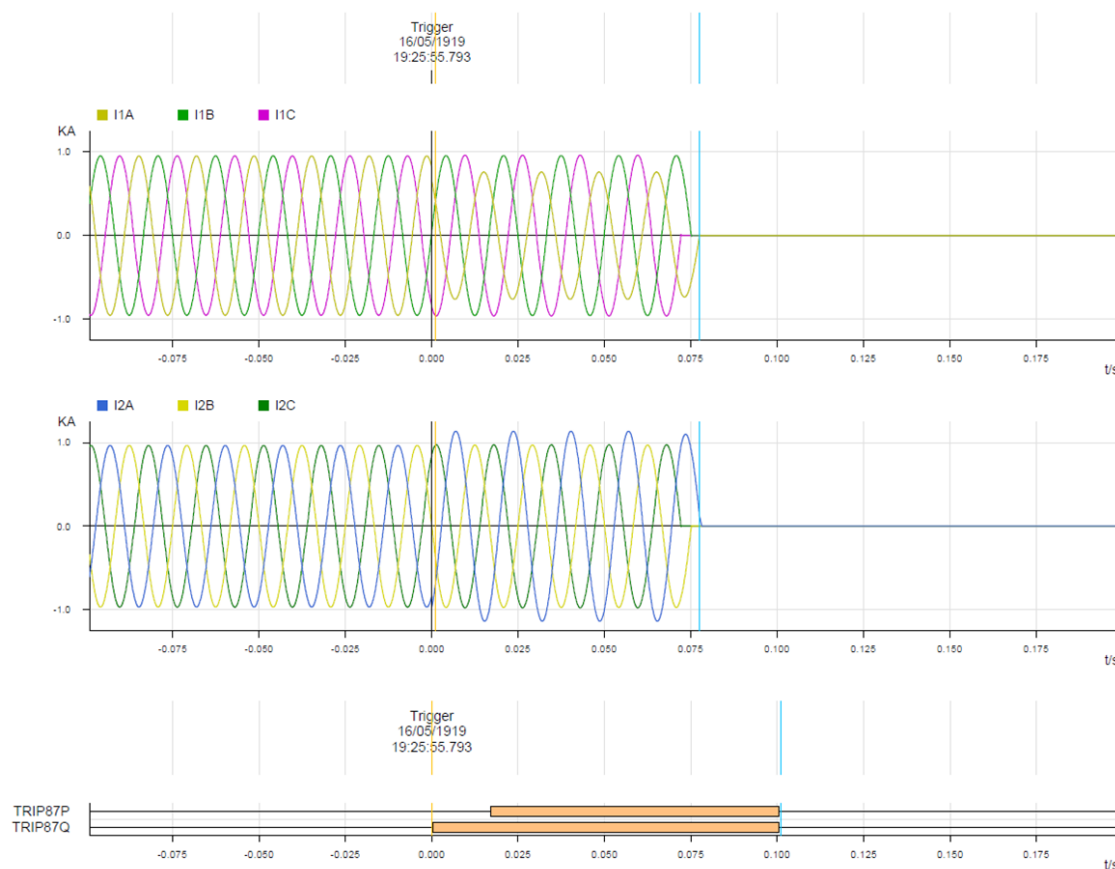


Figura 4.14 – Atuação do relé virtual para falta em 2% das espiras e carregamento 70% no transformador estrela-estrela.

A Figura 4.15 apresenta a oscilografia para o caso em que se tem 2,5% de espiras em curto-circuito e 100% de carregamento do transformador. Neste caso ocorreu a atuação tanto do elemento diferencial de fase, quanto do elemento diferencial de sequência negativa

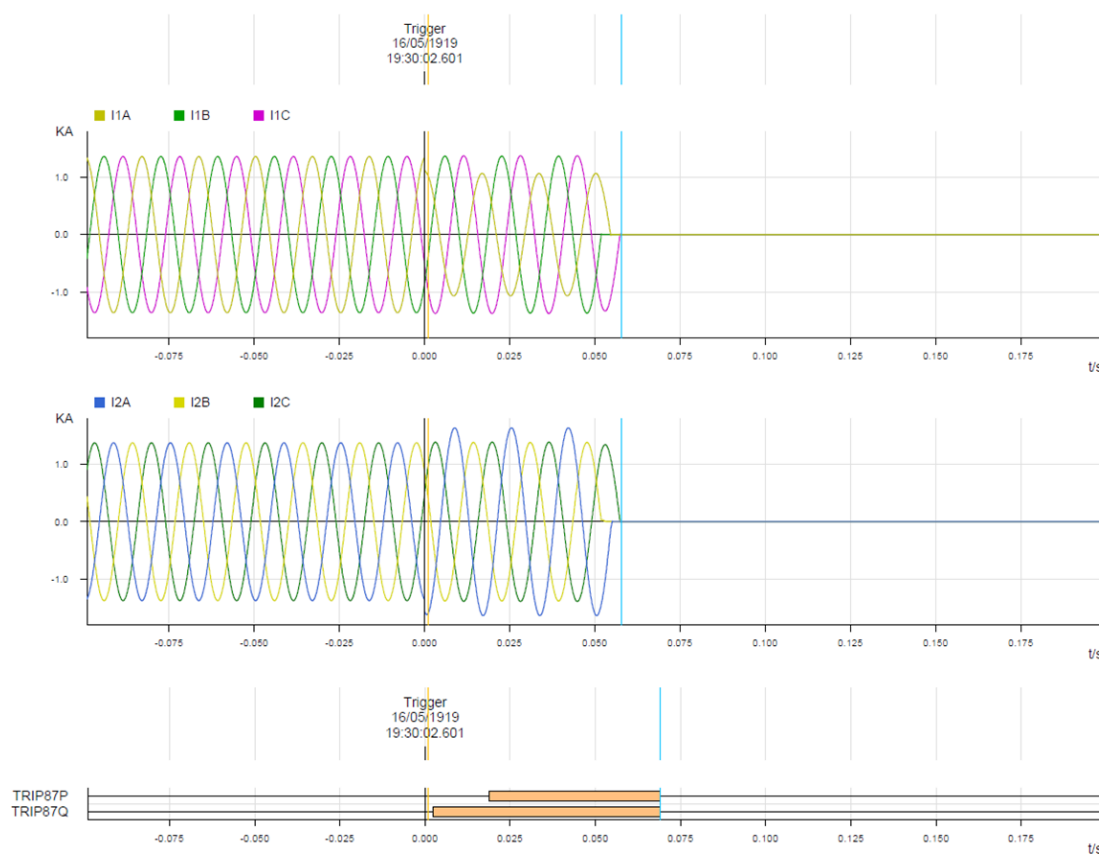


Figura 4.15 – Atuação do relé virtual para falta em 2,5% das espiras e carregamento 100% no transformador estrela-estrela.

Aumentando-se o carregamento do transformador para 120% e aplicando-se a falta em 2,5%, ocorre a atuação somente da proteção diferencial de sequência negativa, conforme Figura 4.16.

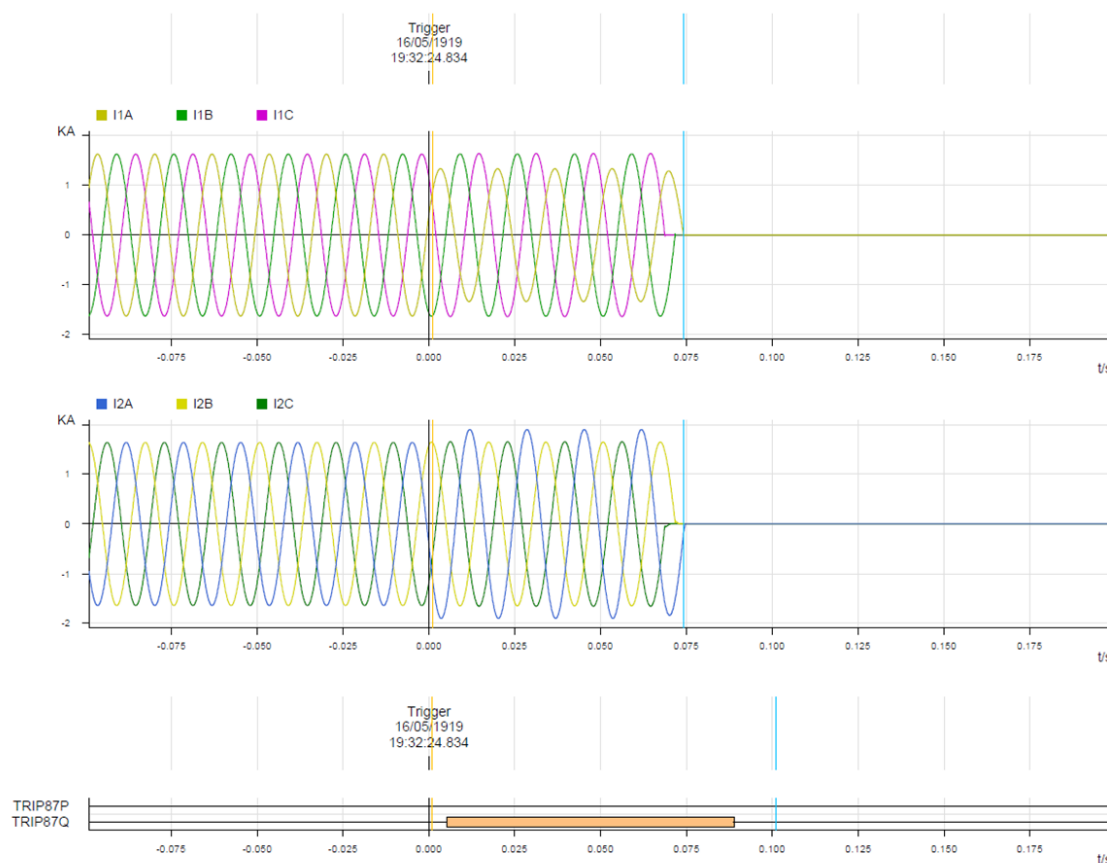


Figura 4.16 – Atuação do relé virtual para falta em 2,5% das espiras e carregamento 120% no transformador estrela-estrela.

Para o transformador com o mesmo carregamento (120%) e aumentando-se o número de espiras em curto-circuito para 3%, tem-se a atuação de ambos os elementos diferenciais como mostra a Figura 4.17.

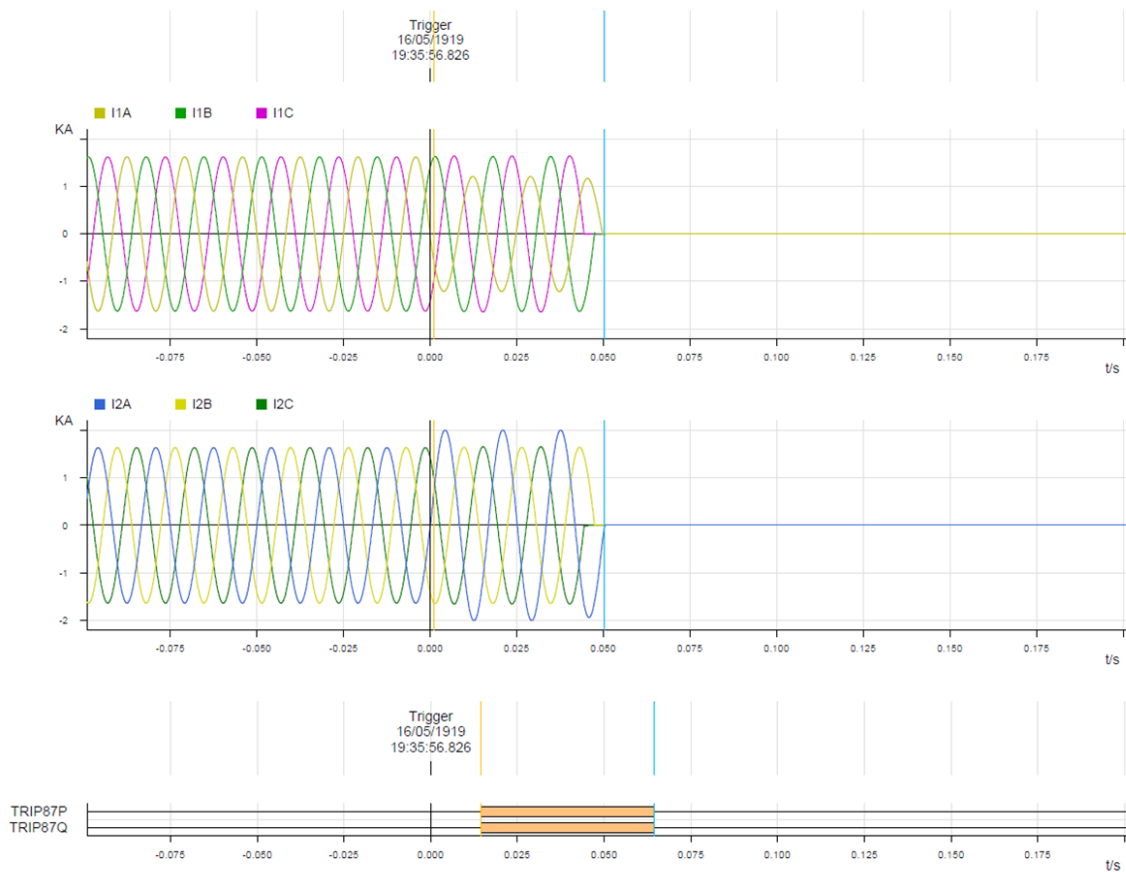


Figura 4.17 – Atuação do relé virtual para falta em 3% das espiras e carregamento 120% no transformador estrela-estrela.

A Figura 4.18 mostra o caso em que se tem 3% de espiras em curto-circuito e 150% de carregamento do transformador. Nestas condições, ocorre a atuação das duas funções de proteção.

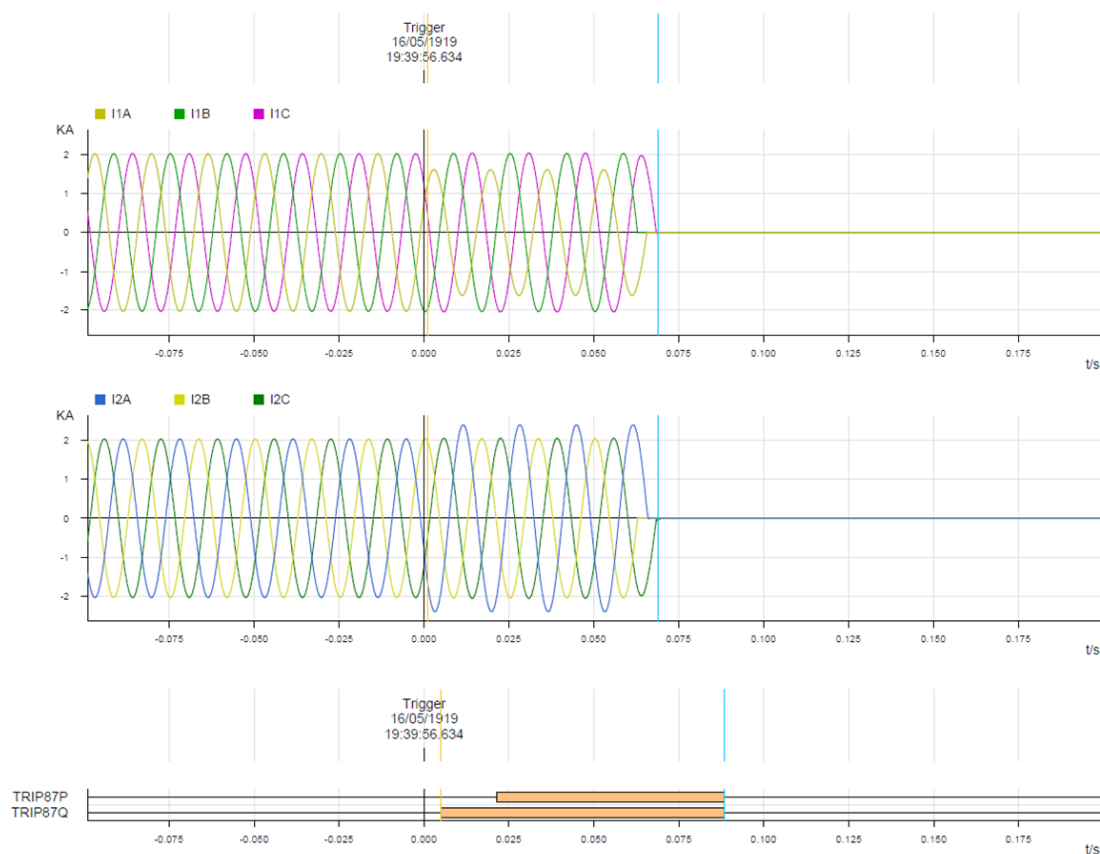


Figura 4.18 – Atuação do relé virtual para falta em 3% das espiras e carregamento 150% no transformador estrela-estrela.

Aplicando-se a falta em 4% das espiras, com uma carga de 150% no transformador, ocorre a atuação das proteções diferenciais de fase e de sequência negativa, como mostra a Figura 4.19.

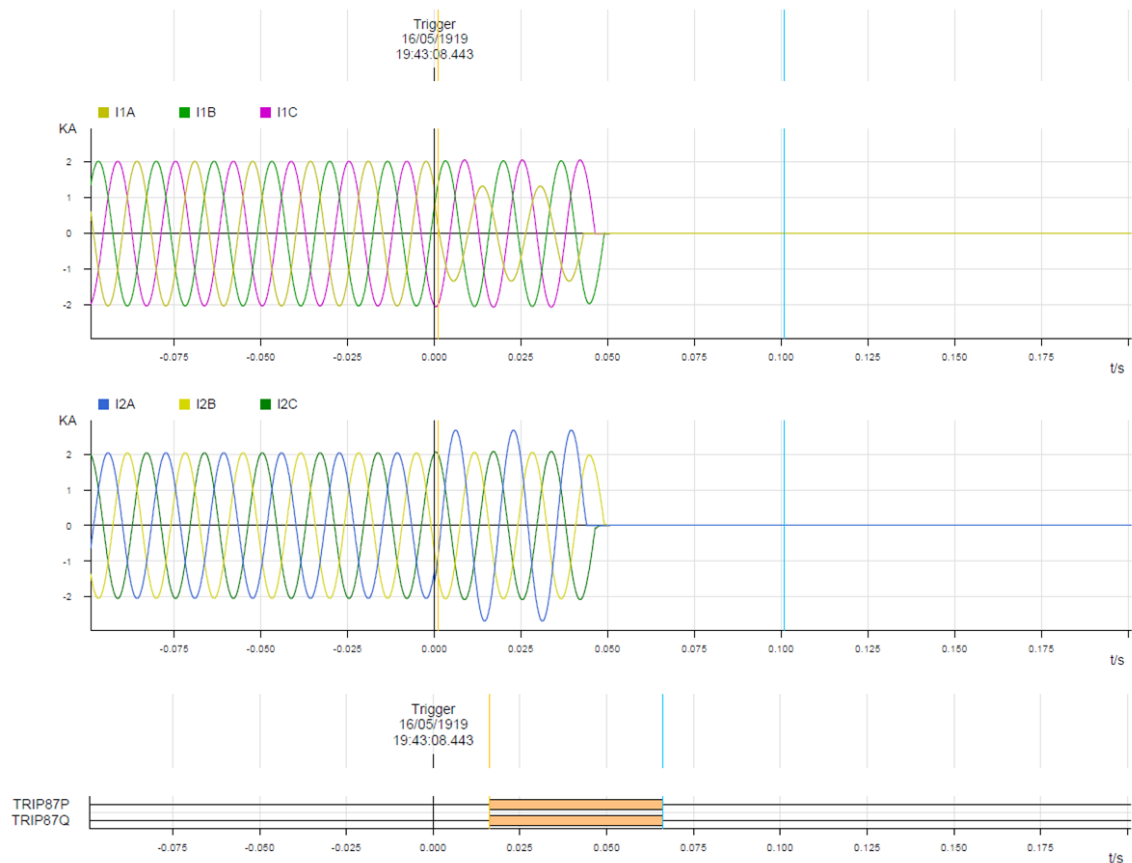


Figura 4.19 – Atuação do relé virtual para falta em 4% das espiras e carregamento 150% no transformador estrela-estrela.

A relação das atuações das proteções diferenciais de fase e de sequência negativa para todos os casos aplicados ao relé virtual é apresentada na Figura 4.20. As marcações indicam se houve atuação da proteção, sendo as marcações em azul referentes ao elemento diferencial de fase (TRIP_87P) e as marcações em laranja referentes ao elemento diferencial de sequência negativa (TRIP_87Q). Nota-se que a proteção diferencial de fase foi sensibilizada para uma falta envolvendo 1% da espira e carregamento do transformador em 10%, no entanto, ao aumentar a carga do transformador, este elemento não foi capaz de detectar este número de espiras em curto-circuito. Esta redução da sensibilidade da proteção diferencial de fase à medida que se aumenta o carregamento do transformador, pode ser observada para os casos onde tem-se 1,5%, 2%, 2,5% de espiras em curto-circuito. A proteção diferencial de sequência negativa apresenta atuações a partir de 1,5% de espiras em curto-circuito e a sua sensibilidade não sofreu influência do carregamento do transformador.

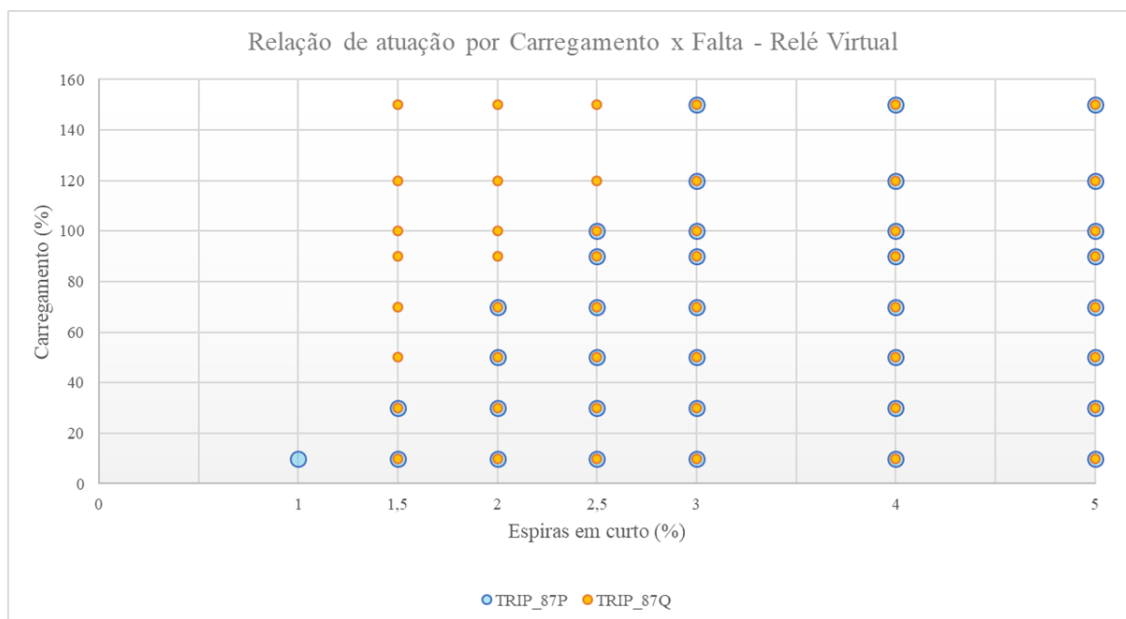


Figura 4.20 – Atuações dos elementos diferenciais de fase e de sequência negativa do relé virtual.

4.3 Faltas Entre Espiras Aplicadas ao Transformador Delta-Estrela

O segundo sistema elétrico proposto é apresentado em 3.4.2, ele possui um transformador delta-estrela, que introduz defasamento angular de 30° entre o primário e secundário e possui relação de tensões de 500/230 kV. De forma semelhante aos ensaios realizados com o Sistema elétrico I, foram aplicadas faltas entre espiras com 1% de espiras em curto-circuito até 5%, como mostrado na Tabela 4.1. A carga no secundário do transformador (Figura 3.11) foi variada entre 10% a 150% da potência nominal.

4.3.1 Testes em *Hardware-in-the-Loop* com Relé Comercial

Para os testes em *hardware-in-the-loop* com o relé comercial, os ajustes das proteções diferenciais foram assumidos com os valores mínimos disponíveis de forma a se obter uma alta sensibilidade da proteção. Com os novos parâmetros do sistema sob teste, os menores ajustes possíveis foram de uma corrente mínima de operação de 0,3 p.u. e 20% de *slope* para a proteção diferencial de fase. A proteção diferencial de sequência negativa também foi ajustada com uma corrente mínima de operação de 0,3 p.u., 20% de *slope* e o tempo de *delay* mantido em seu valor mínimo de 2 ciclos.

As oscilografias do relé comercial, que mostram as respostas das proteções diferenciais para alguns dos casos de falta aplicados, são apresentadas. Na Figura 4.21 tem-se a oscilografia do relé comercial para atuação durante falta envolvendo 1% de espiras da fase A do enrolamento secundário (lado estrela aterrado) e 10% de carregamento do

transformador. São apresentados os sinais de correntes do primário (IAS, IBS e ICS) e do secundário (IAT, IBT e ICT), além dos sinais de atuação da proteção diferencial de sequência negativa (87Q) e da proteção diferencial de fase (87R). Para este caso, houve a atuação da proteção diferencial de sequência negativa.

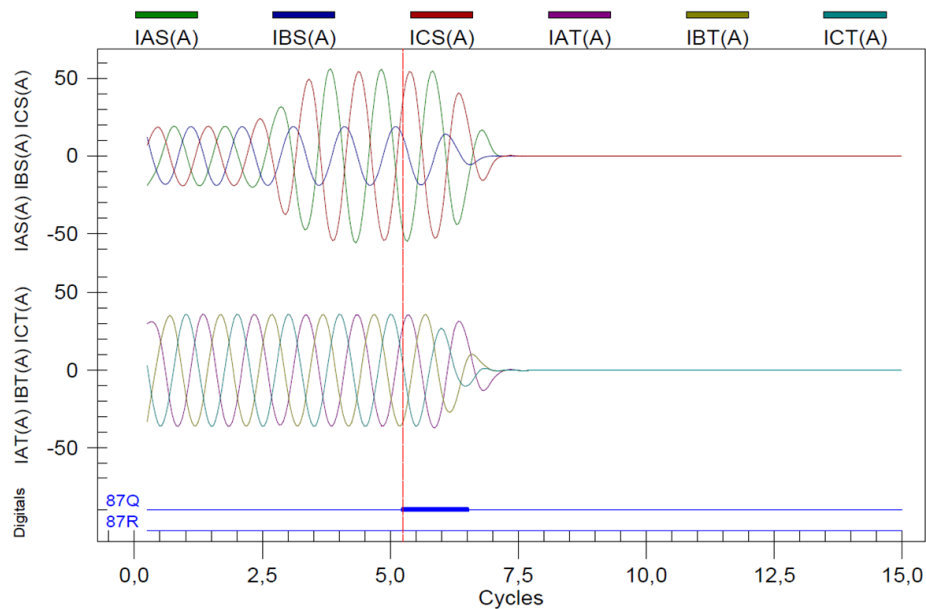


Figura 4.21 – Atuação do relé comercial para falta em 1% das espiras e carregamento 10% no transformador delta-estrela.

Aplicando-se a falta em 1% das espiras para o transformador com um carregamento de 150%, também tem-se a atuação da proteção diferencial de sequência negativa, como mostra a Figura 4.22.

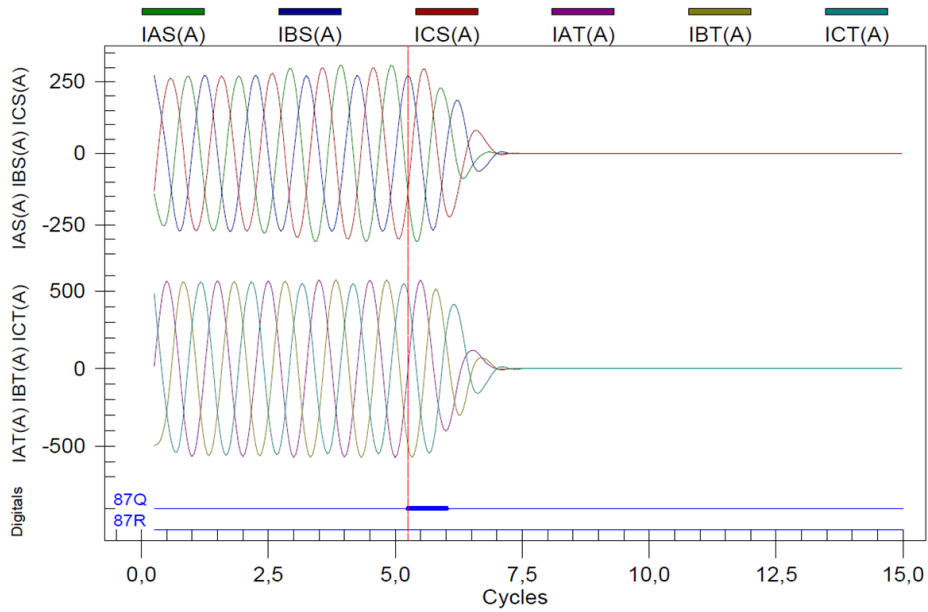


Figura 4.22 – Atuação do relé comercial para falta em 1% das espiras e carregamento 150% no transformador delta-estrela.

A Figura 4.23 mostra a atuação do relé para 1,5% de espiras em faltas e carregamento do transformador em 90%. Tem-se a atuação tanto da proteção diferencial de fase, quanto da proteção diferencial de sequência negativa.

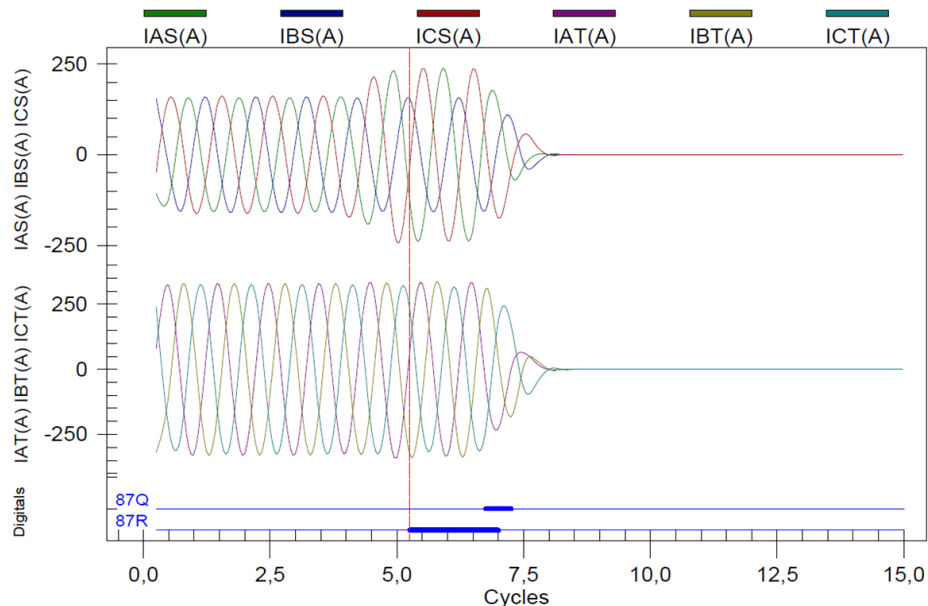


Figura 4.23 – Atuação do relé comercial para falta em 1,5% das espiras e carregamento 90% no transformador delta-estrela.

Ao aumentar a carga do transformador para 100% e aplicar a falta em 1,5% tem-se somente a atuação da proteção diferencial de sequência negativa, como mostra a Fi-

gura 4.24.

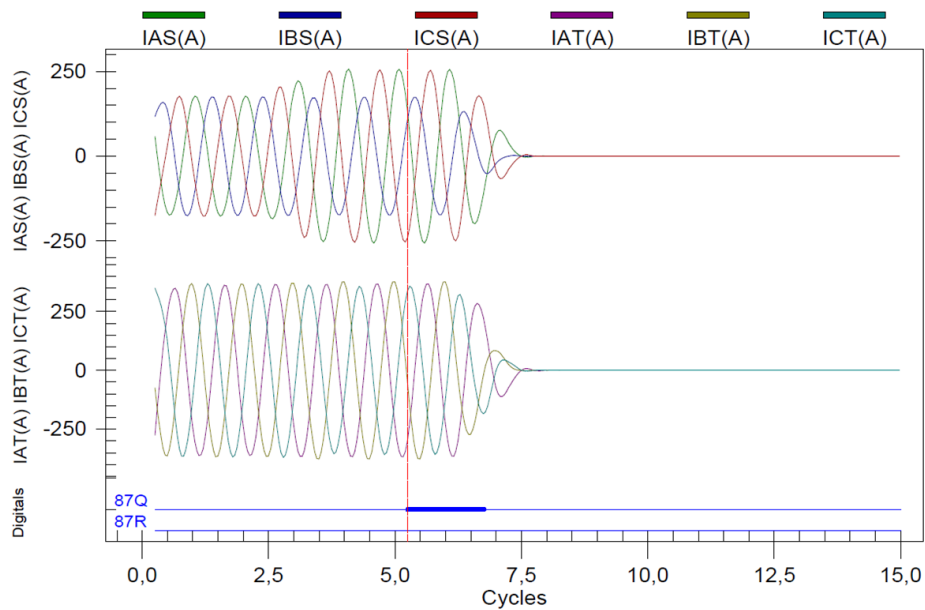


Figura 4.24 – Atuação do relé comercial para falta em 1,5% das espiras e carregamento 100% no transformador delta-estrela.

Para o caso em que se tem 2% de espiras em curto-circuito e carregamento do transformador em 150%, ocorre a atuação dos dois elementos diferenciais, conforme Figura 4.25.

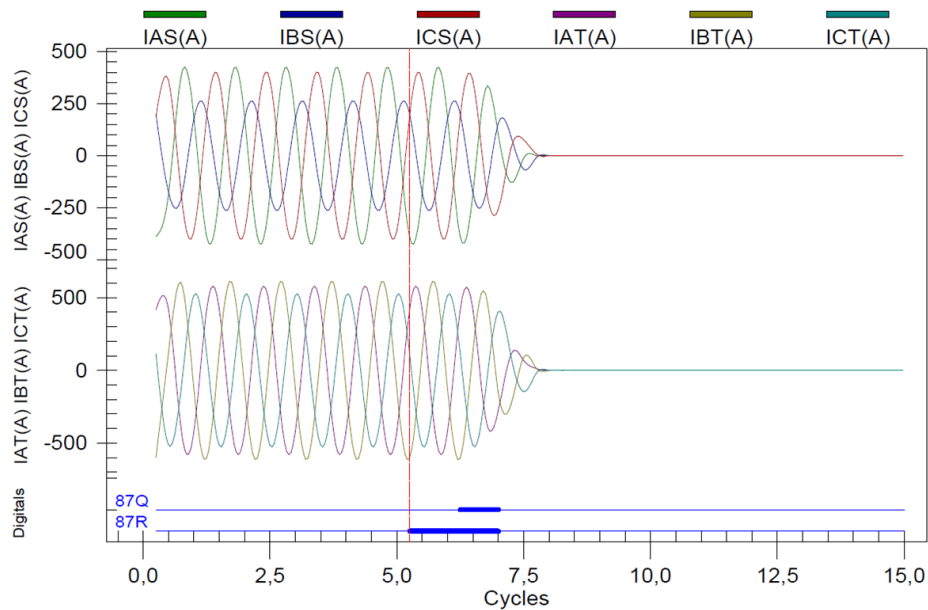


Figura 4.25 – Atuação do relé comercial para falta em 2% das espiras e carregamento 150% no transformador delta-estrela.

Na Figura 4.26 é apresentada a relação das atuações das proteções diferenciais de fase e de sequência negativa para todos os casos aplicados. As marcações indicam se houve atuação da proteção, sendo as marcações em azul do elemento diferencial de fase (TRIP_87P) e as marcações em laranja do elemento diferencial de sequência negativa (TRIP_87Q). Pode-se observar que a proteção diferencial de sequência negativa atua desde os menores números de espiras em curto-circuito (1%) e para todos os demais casos simulados. Já a proteção diferencial de fase, é sensibilizada a partir de 1,5% de espiras em curto-circuito, porém quando o transformador apresenta carga maior que 90%, esta sensibilidade é comprometida.

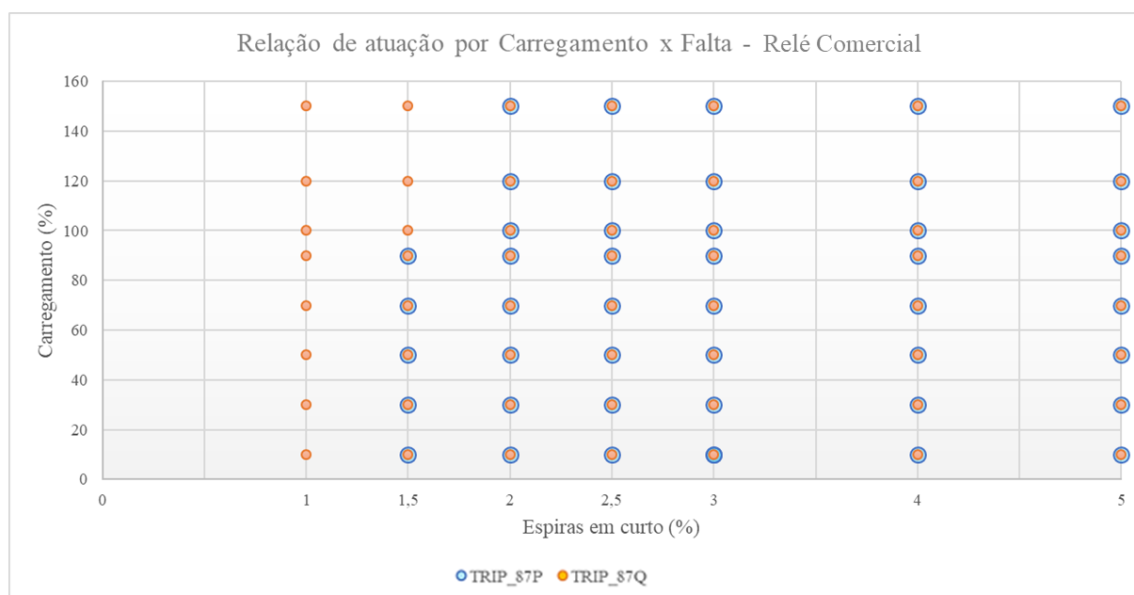


Figura 4.26 – Atuações dos elementos diferenciais de fase e de sequência negativa do relé comercial.

4.3.2 Testes com o Relé Virtual

Para o relé virtual foram adotados os mesmos ajustes do relé comercial. A proteção diferencial de fase e a proteção diferencial de sequência negativa foram parametrizadas com uma corrente mínima de operação de 0,3 p.u. e 20% de *slope*. O elemento diferencial de sequência negativa do relé virtual não possui atraso de tempo em seu sinal de atuação.

A Figura 4.27 apresenta a oscilografia com a atuação do relé virtual, durante uma falta envolvendo 1% e 10% de carregamento do transformador. São mostrados os sinais de correntes do primário (I1A, I1B e I1C) e do secundário (I2A, I2B e I2C) além dos sinais de atuação da proteção diferencial de fase (TRIP87P) e da proteção diferencial de sequência negativa (TRIP87Q). Para este caso, apenas o elemento diferencial de sequência negativa atuou.

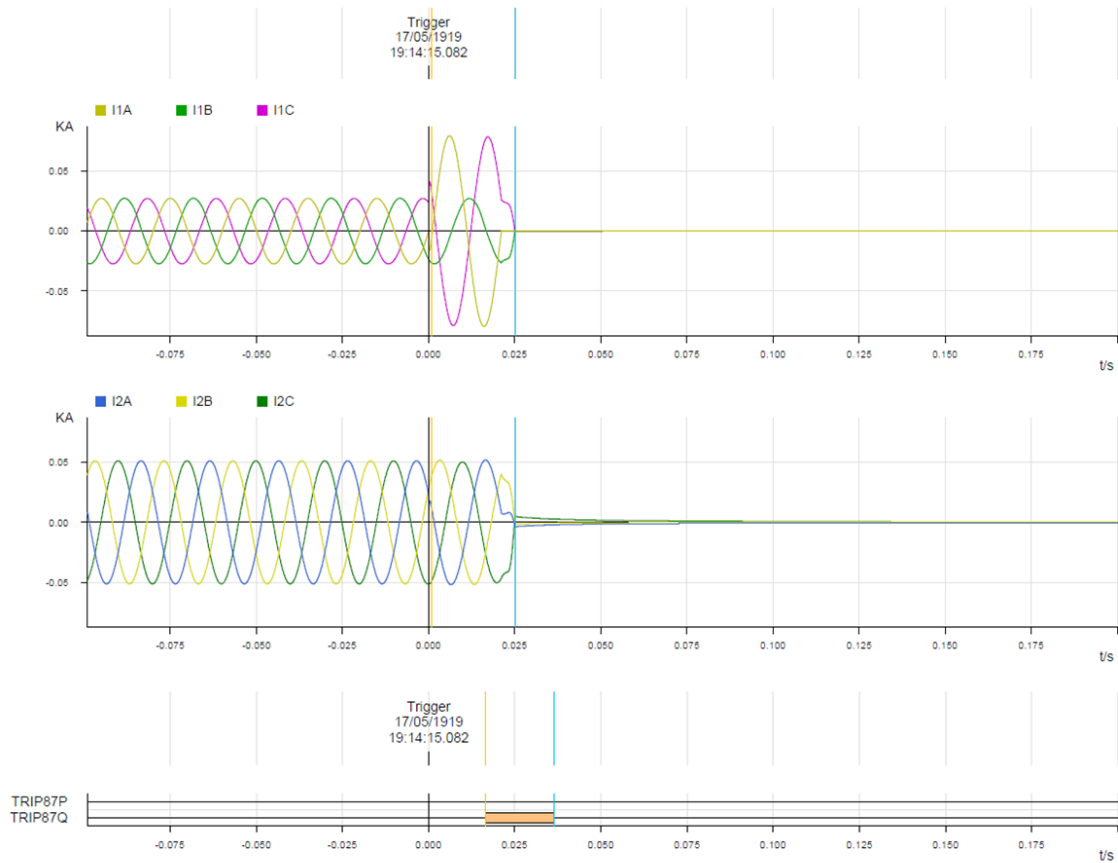


Figura 4.27 – Atuação do relé virtual para falta em 1% das espiras e carregamento 10% no transformador delta-estrela.

Para falta envolvendo 1% das espiras e um carregamento de 150% no transformador, também ocorre a atuação da proteção diferencial de sequência negativa somente, como mostra a Figura 4.28

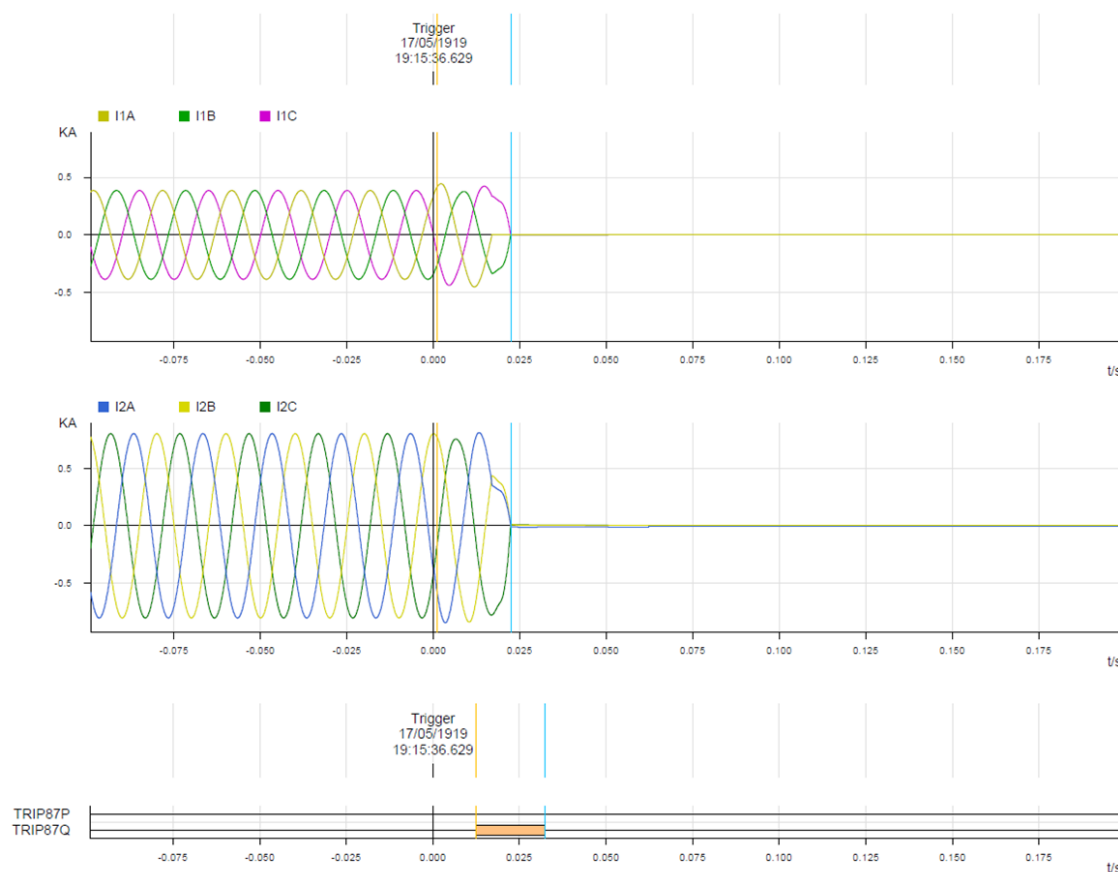


Figura 4.28 – Atuação do relé virtual para falta em 1% das espiras e carregamento 150% no transformador delta-estrela.

A Figura 4.29 apresenta o caso em que se tem 1,5% de espiras em curto-circuito e um carregamento de 90% do transformador. Observa-se a atuação dos dois elementos diferenciais.

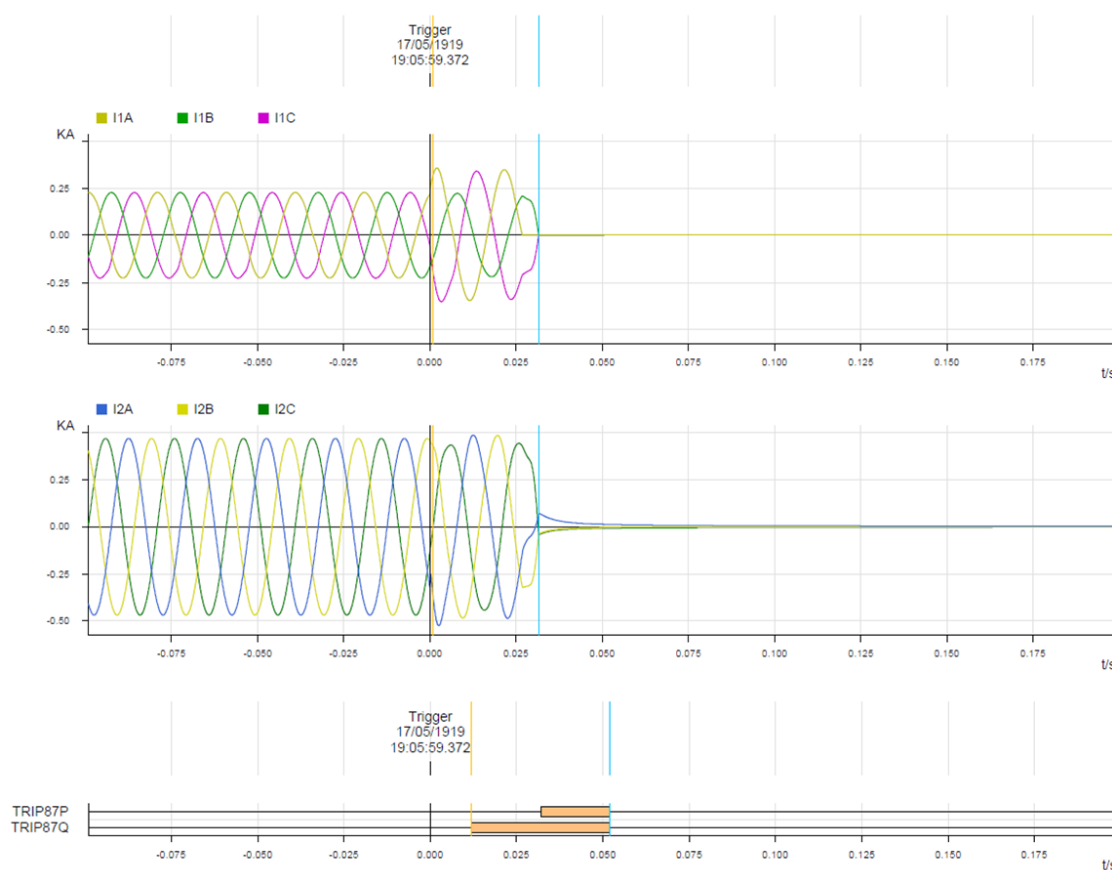


Figura 4.29 – Atuação do relé virtual para falta em 1,5% das espiras e carregamento 90% no transformador delta-estrela.

Aplicando-se a falta ainda em 1,5% das espiras, porém para uma carga de 100% no transformador, tem-se a atuação da proteção diferencial de sequência negativa como mostra a Figura 4.30.

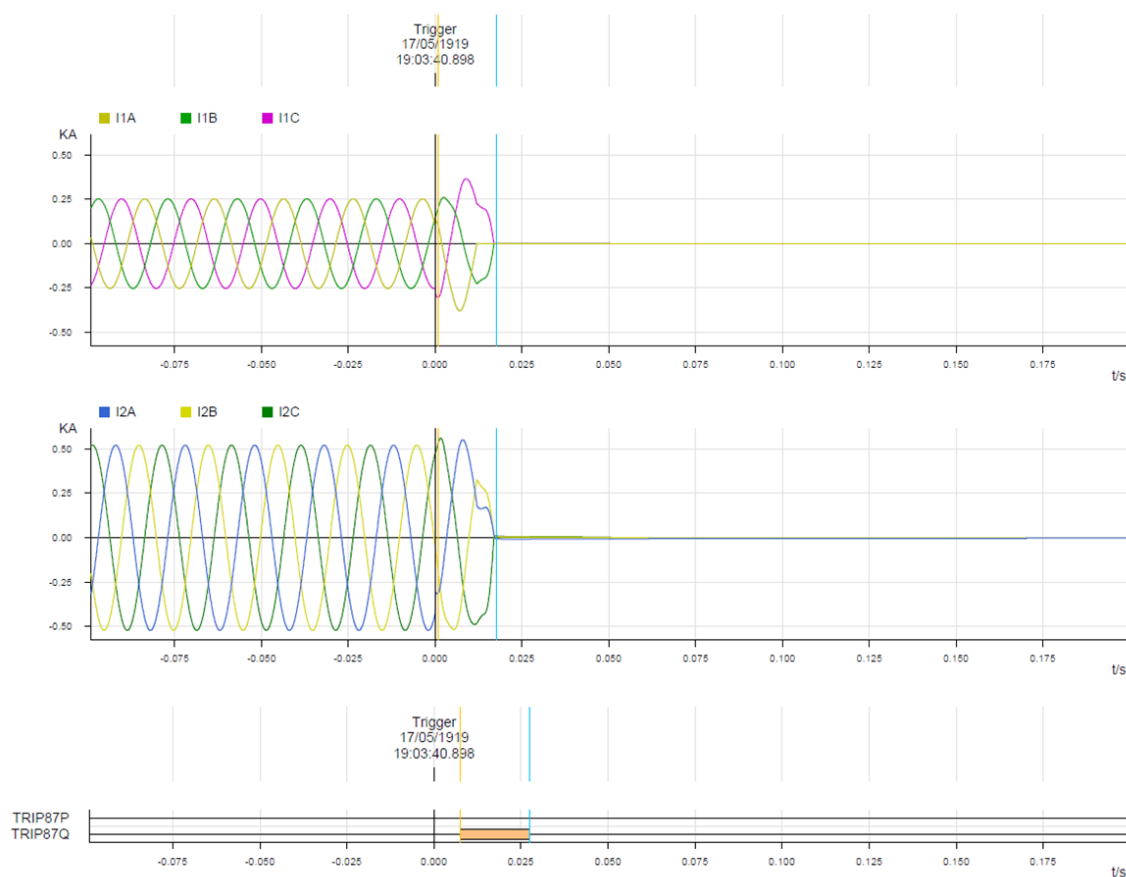


Figura 4.30 – Atuação do relé virtual para falta em 1,5% das espiras e carregamento 100% no transformador delta-estrela.

A Figura 4.31 mostra o caso em que se tem 2% de espiras em curto-circuito e carregamento do transformador em 150%. Neste caso ocorre a atuação tanto da proteção diferencial de fase, quanto da proteção diferencial de sequência negativa.

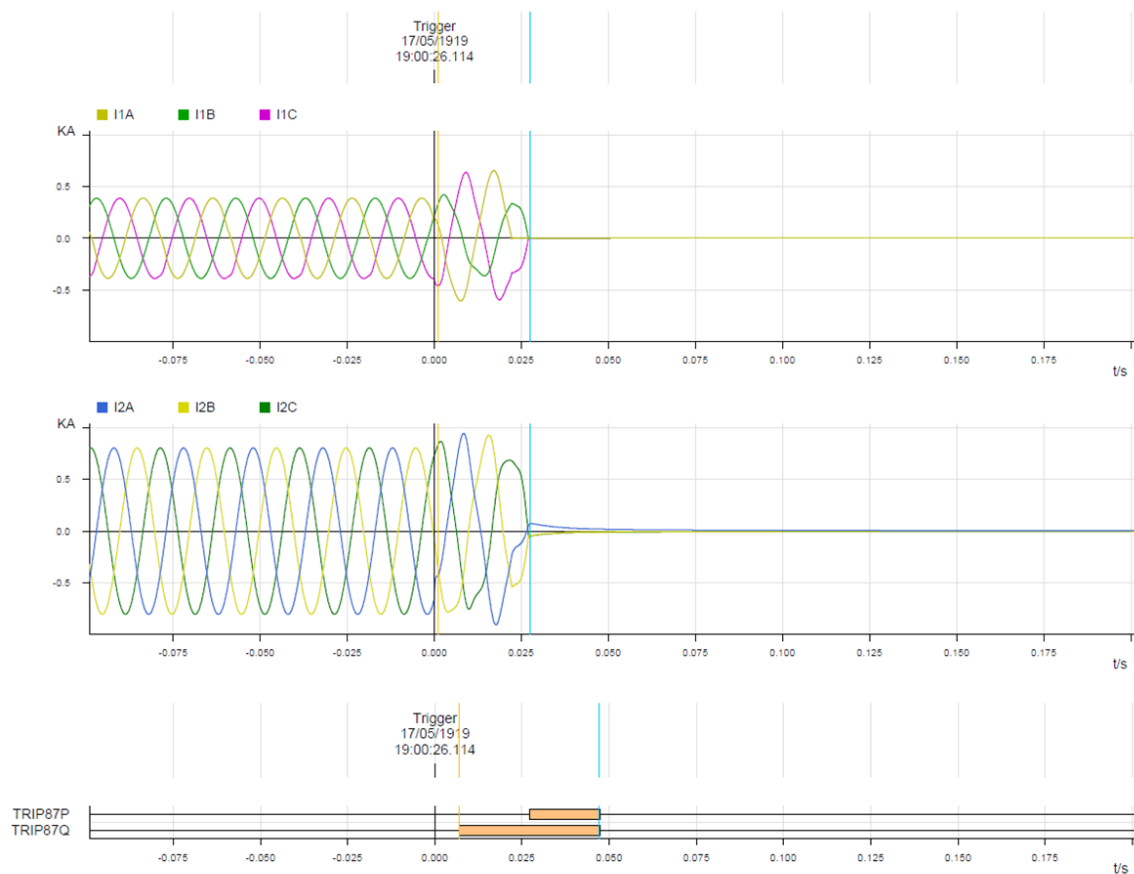


Figura 4.31 – Atuação do relé virtual para falta em 2% das espiras e carregamento 150% no transformador delta-estrela.

A relação das atuações das proteções diferenciais de fase e de sequência negativa para todos os casos aplicados é apresentada na Figura 4.32. As marcações indicam se houve atuação da proteção, sendo as marcações em azul do elemento diferencial de fase (TRIP87P) e as marcações em laranja do elemento diferencial de sequência negativa (TRIP87Q). De forma semelhante ao relé comercial, a proteção diferencial de sequência negativa do relé virtual atua para todos os casos simulados. Já a proteção diferencial de fase, é sensibilizada a partir de 1,5% de espiras em curto-circuito, porém a sua sensibilidade é comprometida para cargas maiores que 90%.

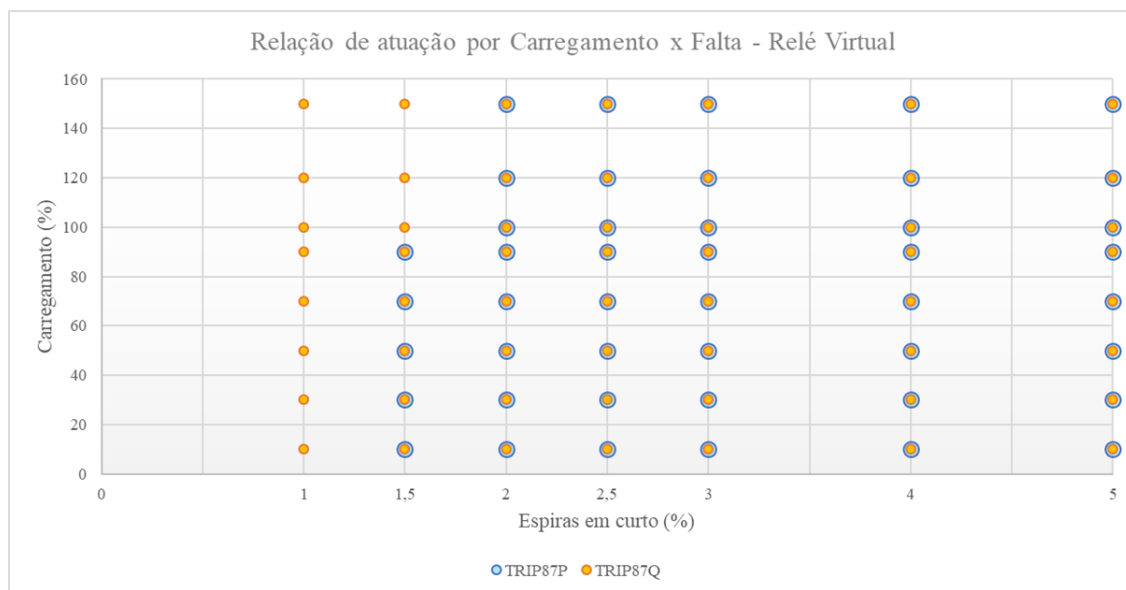


Figura 4.32 – Atuações dos elementos diferenciais de fase e de sequência negativa do relé virtual.

4.4 Análise dos Resultados dos Testes para Faltas Entre Espiras

Com os testes realizados e apresentados nas seções anteriores, nota-se que o nível de carregamento do transformador pode influenciar na sensibilidade da proteção diferencial de fase, enquanto que a proteção diferencial de sequência negativa não é afetada por esse fator. Essa característica pôde ser observada durante as ensaios dos dois modelos de transformadores propostos.

A relação entre sensibilidade da proteção diferencial e o carregamento do transformador pode ser melhor compreendida ao analisarmos a trajetória da falta no gráfico de Corrente de Operação *versus* Corrente de Restrição. A Figura 4.33 apresenta este gráfico, traçado a partir das correntes de operação e restrição da proteção diferencial de fase do relé comercial, para os casos simulados com o transformador estrela-estrela. Cada trajetória traçada, refere-se à um nível de carregamento do transformador, sendo este de 10% a 150%. Cada ponto na trajetória é correspondente à uma quantidade de espiras em curto-circuito, iniciando de 1% até 5%. Nota-se que a medida em que se aumenta o carregamento do transformador, maior é a corrente de restrição para o elemento diferencial de fase. Portanto, em condições de carga elevada, durante as faltas internas, o valor da corrente de operação deve ser elevado o suficiente para atingir a região de operação da característica diferencial. De acordo com o número de espiras em curto-circuito e o carregamento do transformador no momento da falta, o valor de corrente de operação resultante pode não ser suficiente para alcançar esta região, o que leva a não operação do relé.

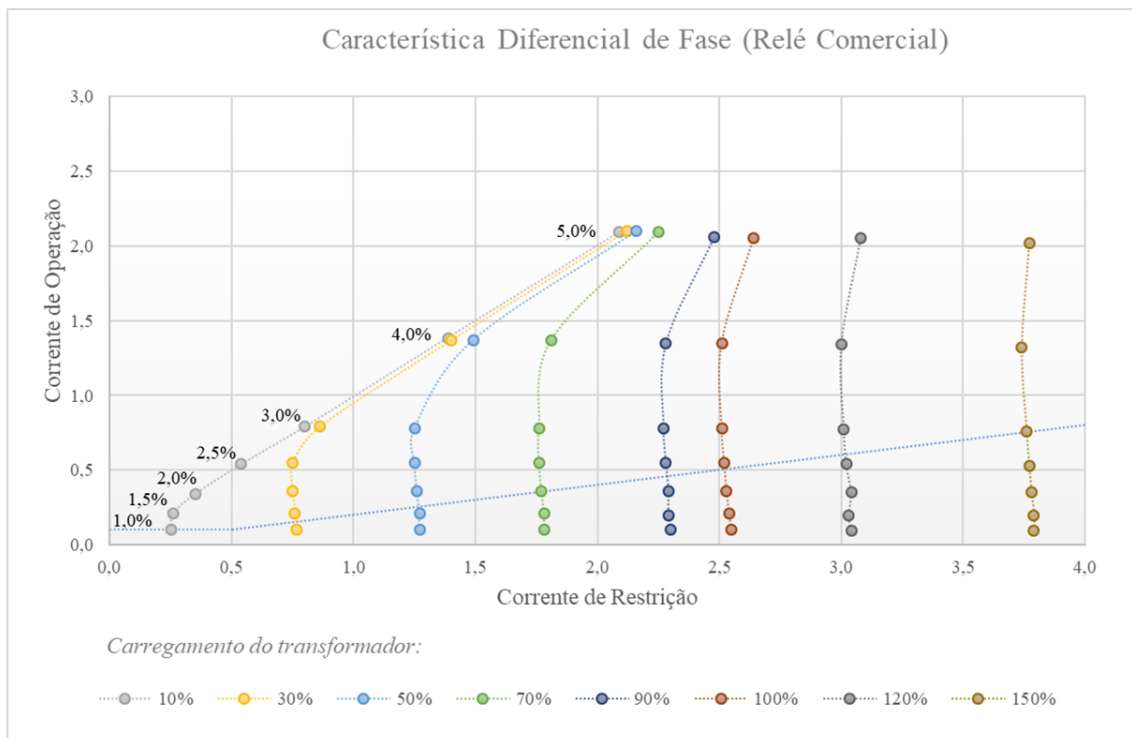


Figura 4.33 – Característica diferencial de fase relé comercial e transformador estrela-estrela.

A Figura 4.34 mostra o gráfico de Corrente de Operação *versus* Corrente de Restrição para proteção diferencial de sequência negativa traçado a partir dos mesmos casos simulados com o transformador estrela-estrela e o relé comercial. Observa-se que, independente do nível de carregamento do transformador, as trajetórias sempre iniciam no ponto zero. Visto que, em um sistema equilibrado, as correntes de carga não possuem componentes de sequência negativa, a corrente de restrição pré-falta para o elemento diferencial de sequência negativa será zero. Isso faz com que, em uma condição de falta interna, a trajetória atinja a região de operação através da linha da corrente de operação mínima, fazendo com que a proteção diferencial de sequência negativa tenha maior sensibilidade para faltas com pequenos números de espiras e carregamentos mais elevados.

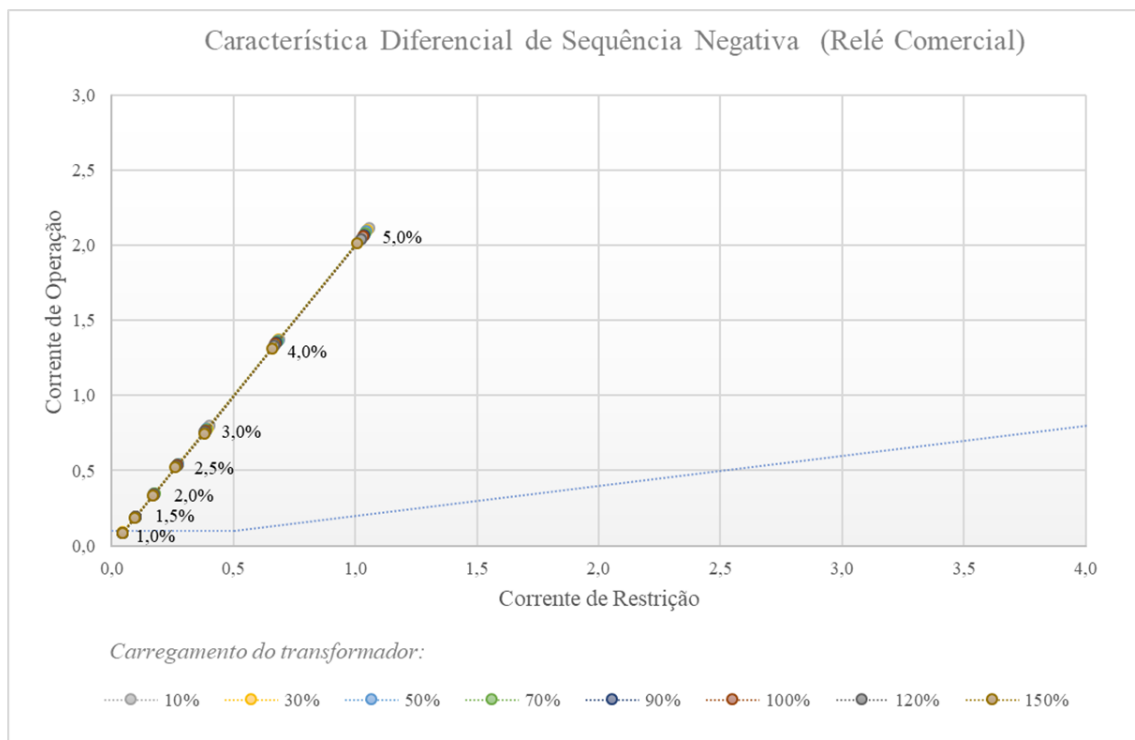


Figura 4.34 – Característica diferencial de sequência negativa relé comercial e transformador estrela-estrela.

Na Figura 4.35 é apresentado o gráfico traçado a partir das correntes de operação e restrição da proteção diferencial de fase do relé virtual. Já na Figura 4.36 tem-se o gráfico para proteção diferencial de sequência negativa. Os casos simulados são os mesmos aplicados ao relé comercial. A similaridade dos resultados obtidos entre os dois relés validam o modelo desenvolvido no RSCAD.

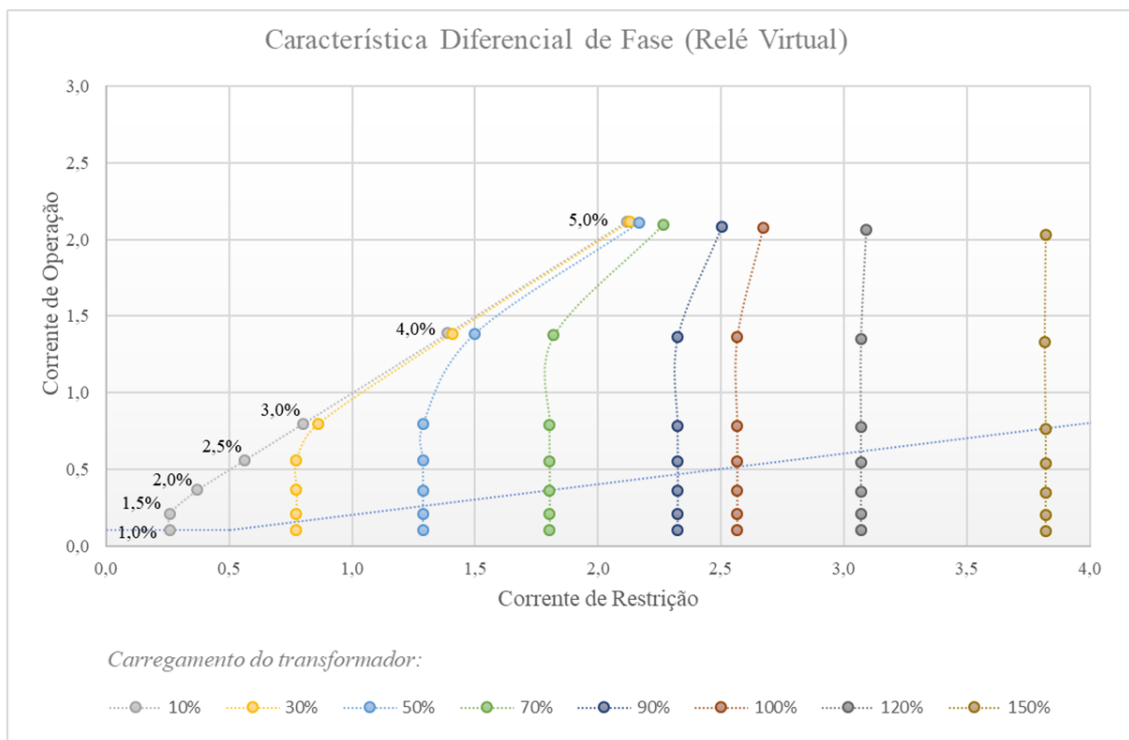


Figura 4.35 – Característica diferencial de fase relé virtual e transformador estrela-estrela.

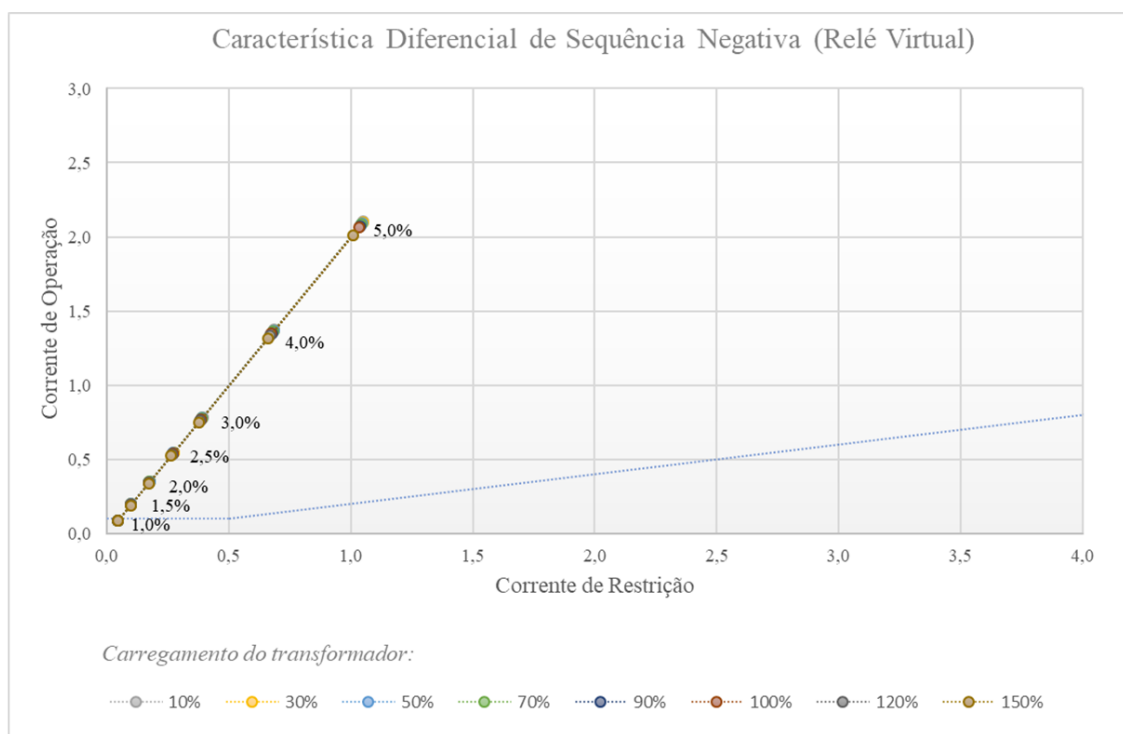


Figura 4.36 – Característica diferencial de sequência negativa relé virtual e transformador estrela-estrela.

Os gráficos de Corrente de Operação *versus* Corrente de Restrição para as faltas aplicadas ao transformador delta-estrela são apresentados nas Figuras 4.37 a 4.40. As

mesmas características em relação a influência do carregamento do transformador sobre as proteções diferenciais observadas para os ensaios realizados com o transformador estrela-estrela, podem ser observadas nos resultados obtidos para o transformador delta-estrela.

Na Figura 4.37 tem-se o gráfico da proteção diferencial de fase do relé comercial.

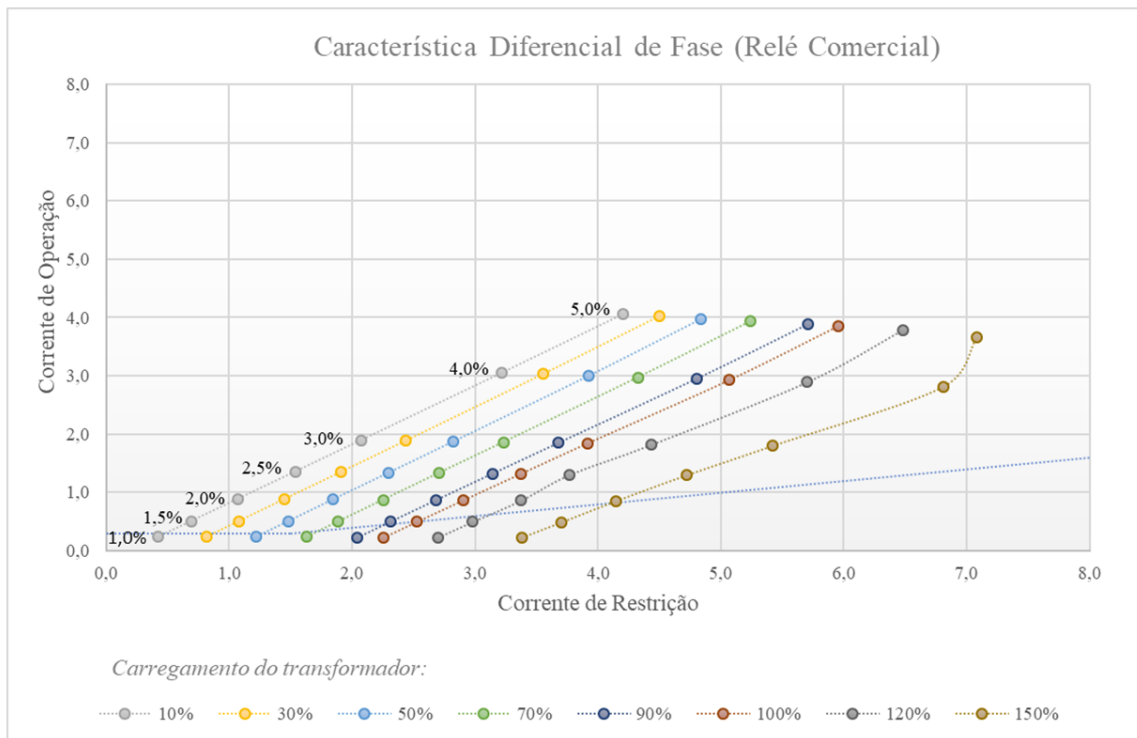


Figura 4.37 – Característica diferencial de fase relé comercial e transformador delta-estrela.

A Figura 4.38 mostra gráfico da proteção diferencial de sequência negativa do relé comercial.

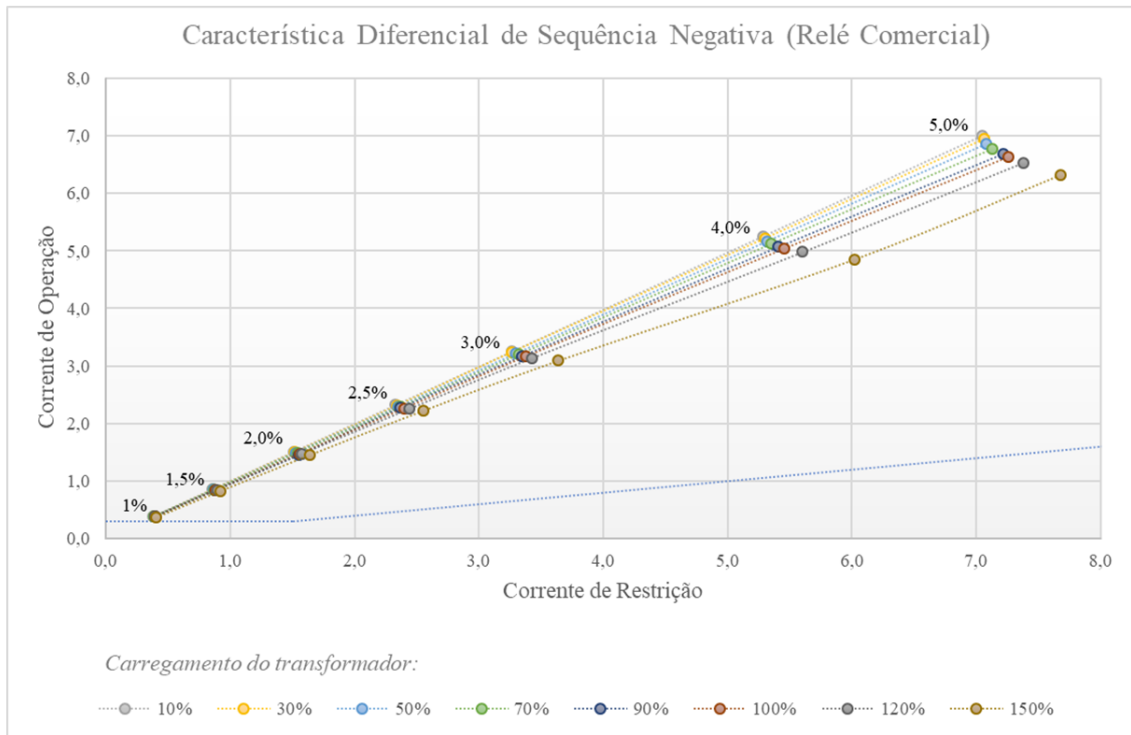


Figura 4.38 – Característica diferencial de sequência negativa relé comercial e transformador delta-estrela.

O gráfico traçado a partir das correntes de operação e restrição da proteção diferencial de fase do relé virtual é mostrado na Figura 4.39

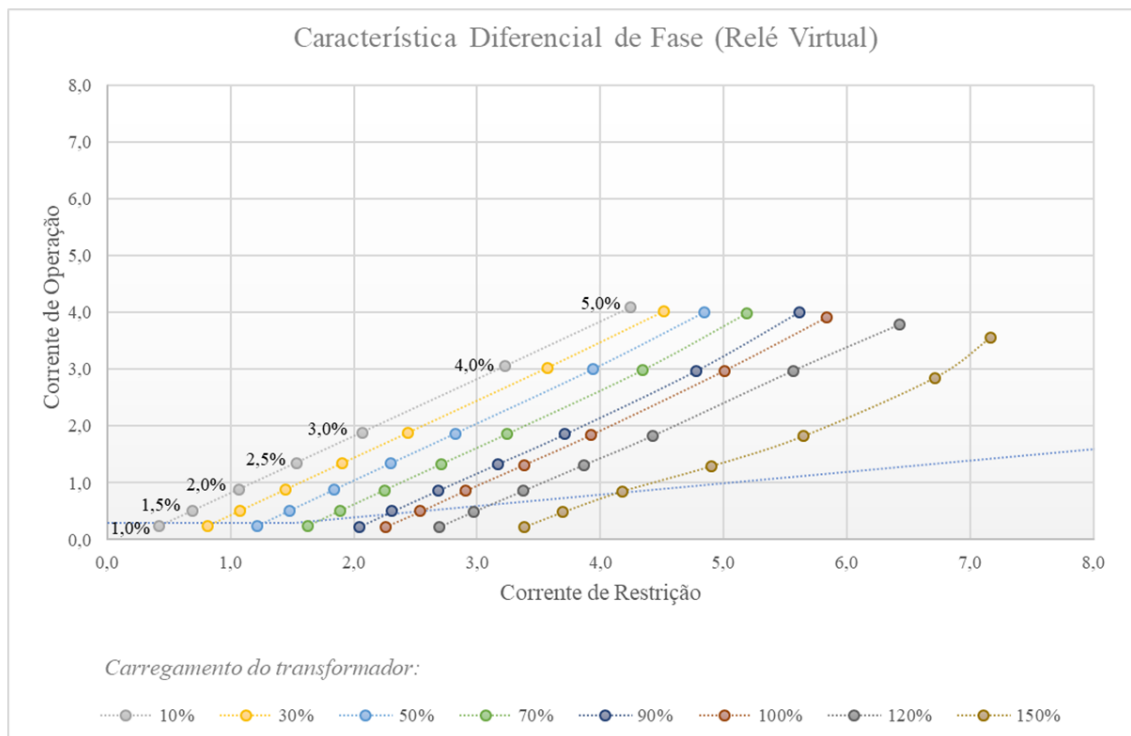


Figura 4.39 – Característica diferencial de fase relé virtual e transformador delta-estrela.

Na Figura 4.40 tem-se o gráfico da proteção diferencial sequência negativa do relé virtual.

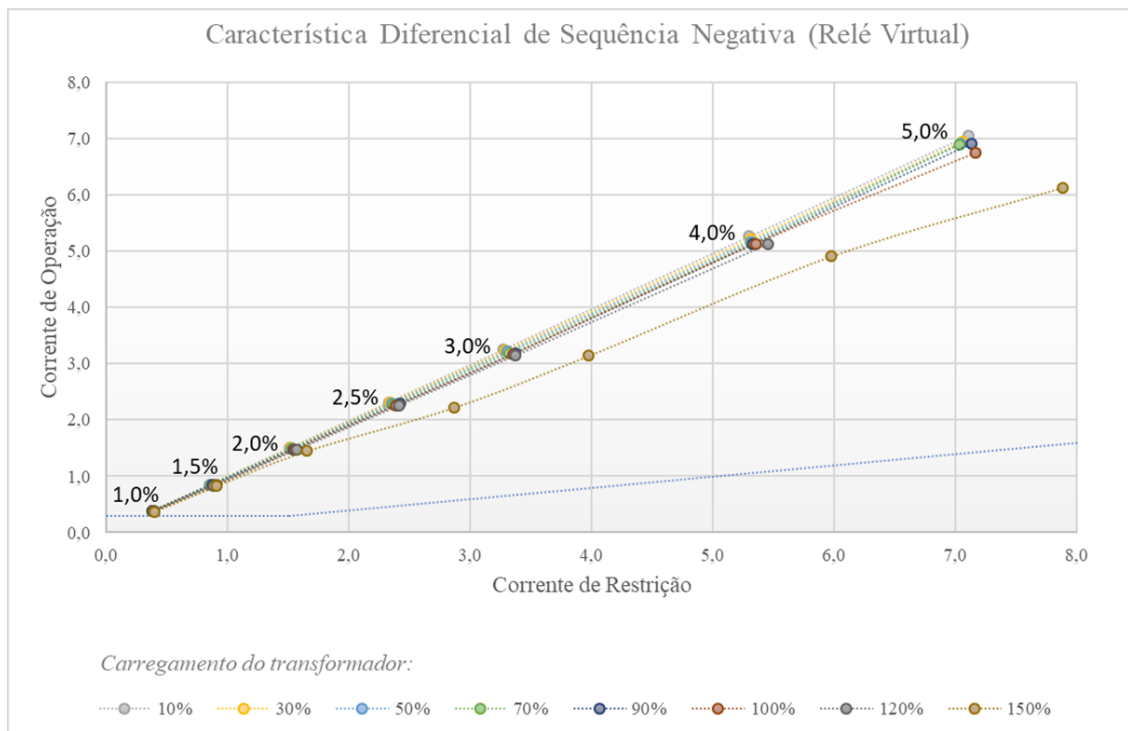


Figura 4.40 – Característica diferencial de sequência negativa relé virtual e transformador delta-estrela.

4.5 Faltas Externas

Como sabe-se do princípio da proteção diferencial, o relé diferencial não deve operar para faltas externas. Para verificar a robustez da proteção diferencial de sequência negativa neste sentido, simulou-se faltas desequilibradas externas à zona diferencial nos dois sistemas elétricos propostos. A seguir são apresentados os resultados para faltas monofásicas e bifásicas simuladas no lado secundário dos transformadores.

A Figura 4.41 apresenta o gráfico de Corrente de Operação *versus* Corrente de Restrição para proteção diferencial de fase do relé Comercial. Neste caso, uma falta monofásica, envolvendo a fase A e terra, foi aplicada no lado secundário do transformador estrela-estrela aterrado do Sistema Elétrico I. Realizou-se os testes para o transformador com 10%, 50%, 100% e 150% de carga nominal. Os valores das correntes de operação ficaram em torno de 0,15 p.u., já para as correntes de restrição tem-se valores em torno de 11 p.u.. Sendo assim, os pontos se mantiveram fora da região de atuação da proteção diferencial de fase.

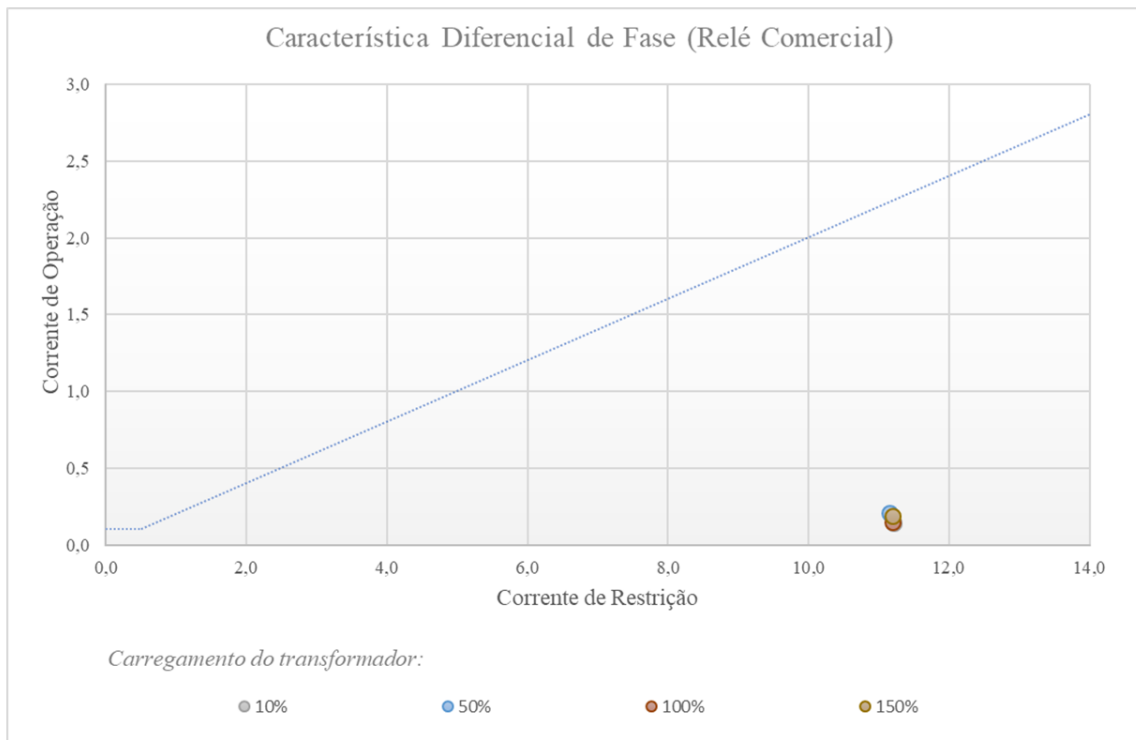


Figura 4.41 – Característica diferencial de fase relé comercial, falta monofásica externa no secundário do transformador estrela-estrela.

O gráfico de Corrente de Operação *versus* Corrente de Restrição para proteção diferencial de sequência negativa do relé Comercial para este mesmo caso é mostrado na Figura 4.42. As correntes de operação alcançaram valores em torno de 0,15 p.u. e correntes de restrição menores que 6 p.u.. Os pontos também se mantiveram fora da região de atuação da proteção e o relé não operou.

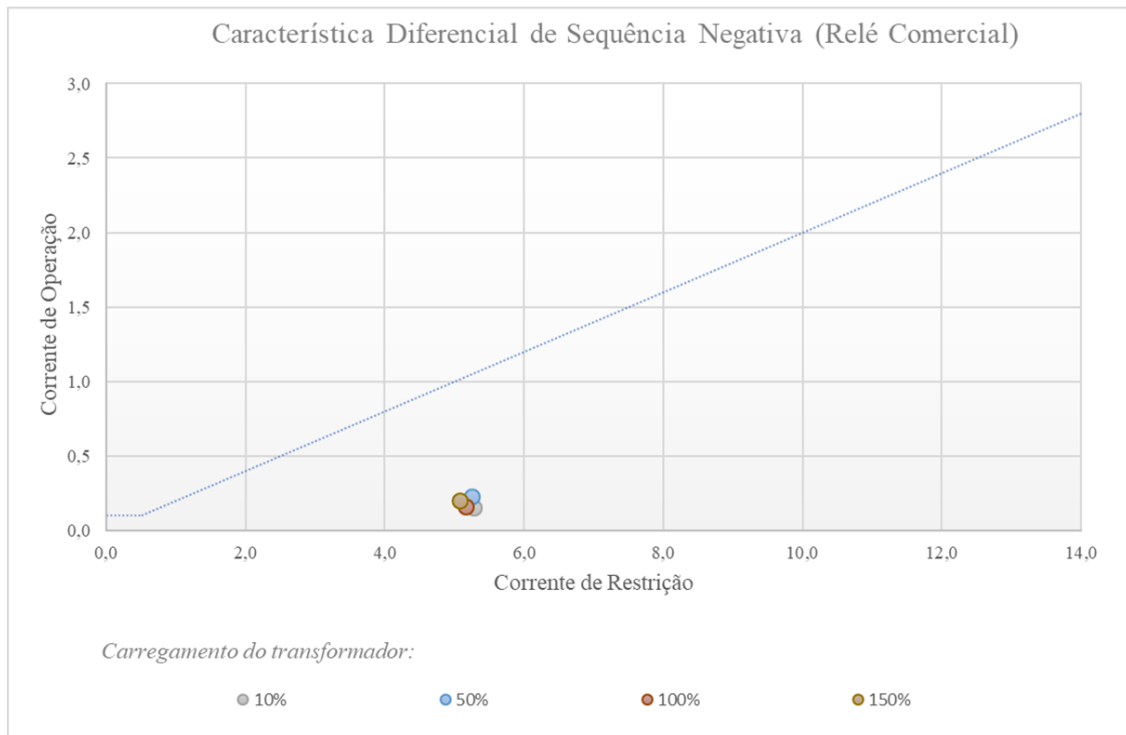


Figura 4.42 – Característica diferencial de sequência negativa relé comercial, falta monofásica externa no secundário do transformador estrela-estrela.

Esta mesma condição de falta foi aplicada ao relé virtual. A Figura 4.43 apresenta o gráfico de Corrente de Operação *versus* Corrente de Restrição para proteção diferencial de fase deste relé. Os valores das correntes de operação foram próximos de zero. A corrente de restrição atingiu valores em torno de 11 p.u. e a proteção não foi sensibilizada.

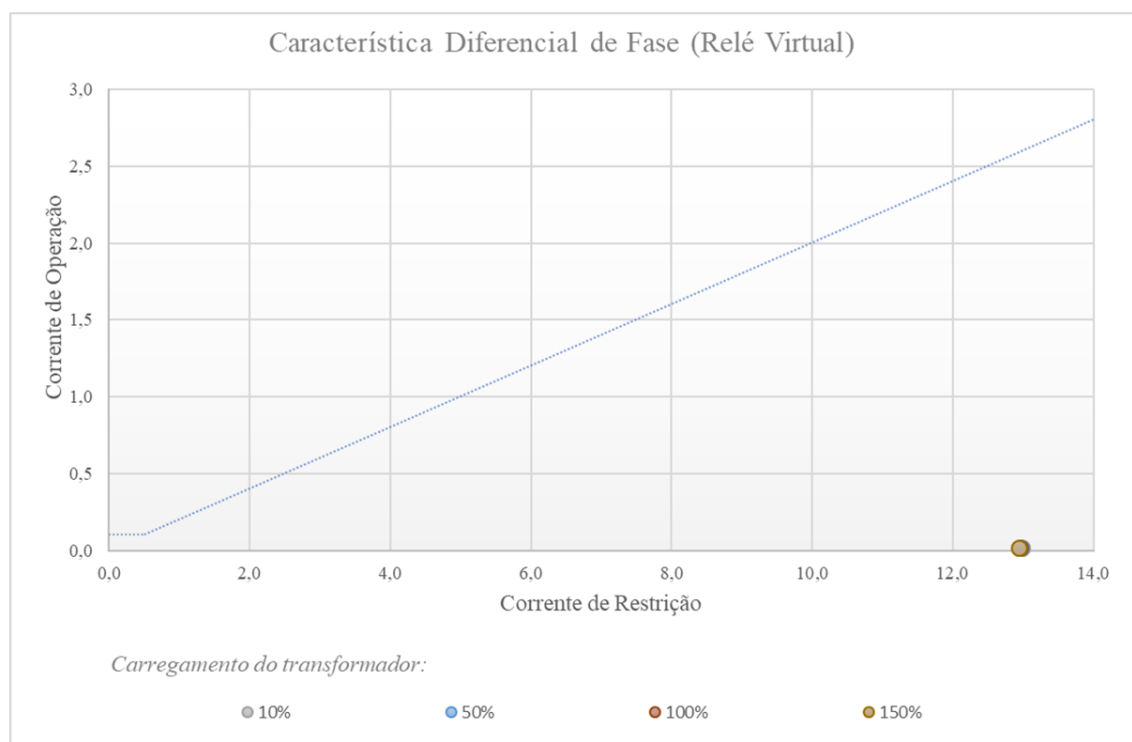


Figura 4.43 – Característica diferencial de fase relé virtual, falta monofásica externa no secundário do transformador estrela-estrela.

Os valores das correntes de operação da proteção diferencial de sequência negativa também foram próximos de zero. Já as correntes de restrição atingiram valores em torno de 6 p.u. e se mantiveram fora da região de operação, conforme Figura 4.44.

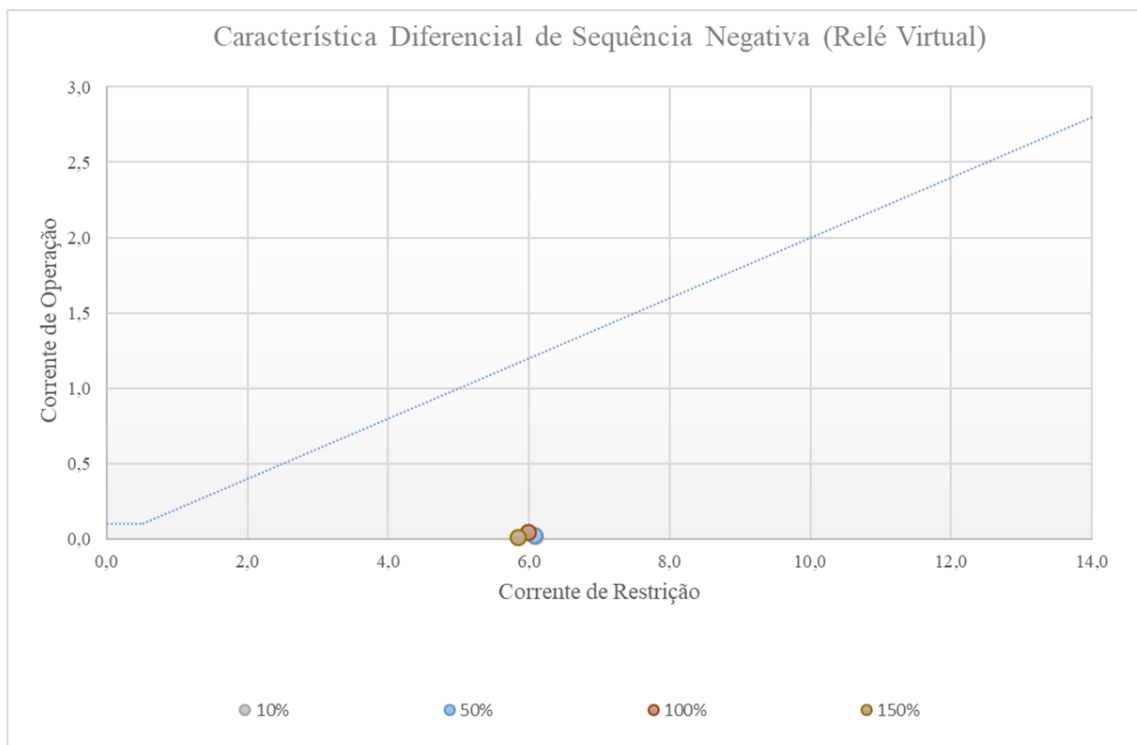


Figura 4.44 – Característica diferencial de sequência negativa relé virtual, falta monofásica externa no secundário do transformador estrela-estrela.

Uma condição de falta bifásica, envolvendo a fase A e B, também foi aplicada no lado secundário do transformador estrela-estrela aterrado do Sistema Elétrico I. Realizou-se os testes para o transformador com 10%, 50%, 100% e 150% de carga nominal. A Figura 4.45 apresenta o gráfico de Corrente de Operação *versus* Corrente de Restrição para proteção diferencial de fase do relé Comercial. Já na Figura 4.46 tem-se o gráfico para proteção diferencial de sequência negativa. Nota-se que as correntes de operação de ambos os elementos diferenciais assumiram valores próximos de zero. As correntes de restrição atingiram valores elevados, mantendo-se na região de não operação das proteções.

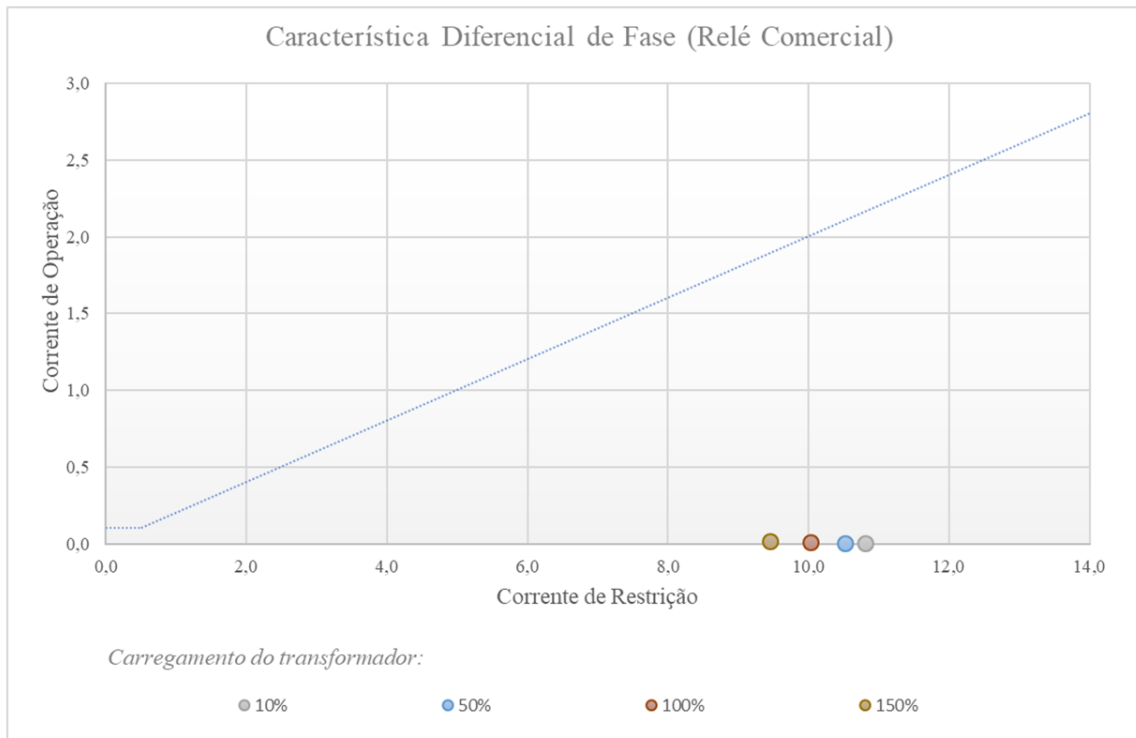


Figura 4.45 – Característica diferencial de fase relé comercial, falta bifásica externa no secundário do transformador estrela-estrela.

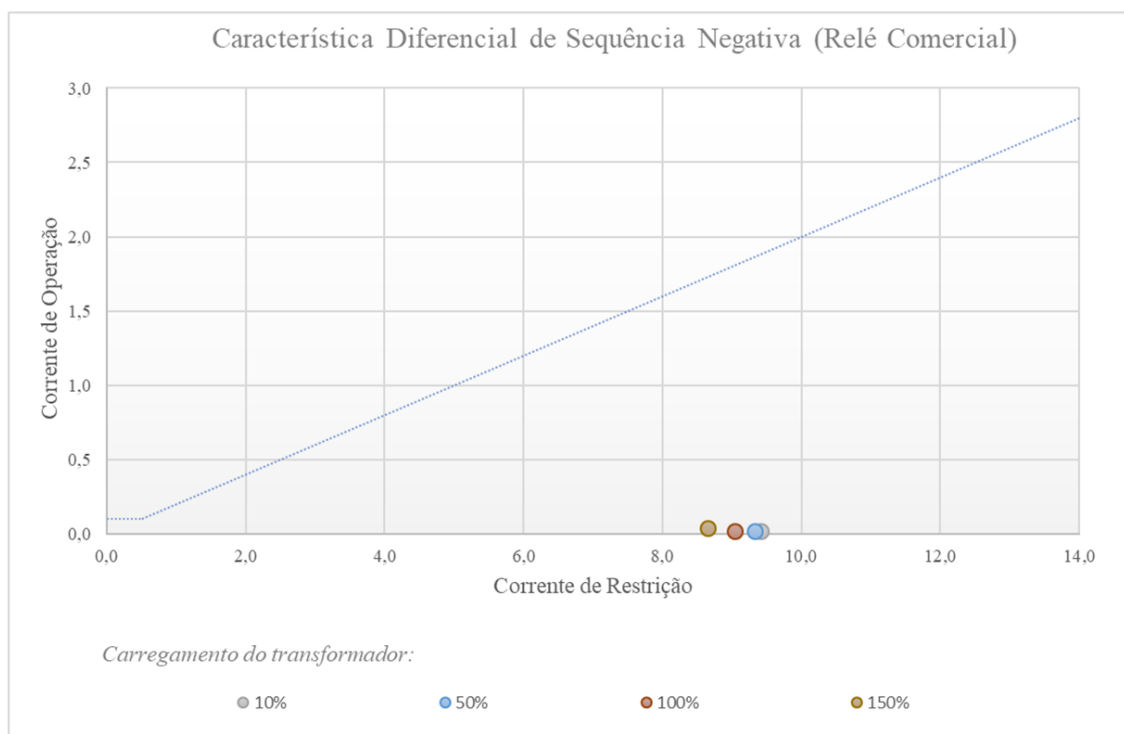


Figura 4.46 – Característica diferencial de sequência negativa relé comercial, falta bifásica externa no secundário do transformador estrela-estrela.

Aplicando-se esta mesma falta bifásica nos testes com o relé virtual, obteve-se, para proteção diferencial de fase, o gráfico apresentado na Figura 4.47. Para proteção diferencial de sequência negativa obteve-se o gráfico mostrado na Figura 4.48. As correntes de operação de ambos os elementos diferenciais assumiram valores próximos de zero. Já as correntes de restrição atingiram valores elevados. Desta forma, os pontos também se mantiveram fora da região de atuação das proteções.

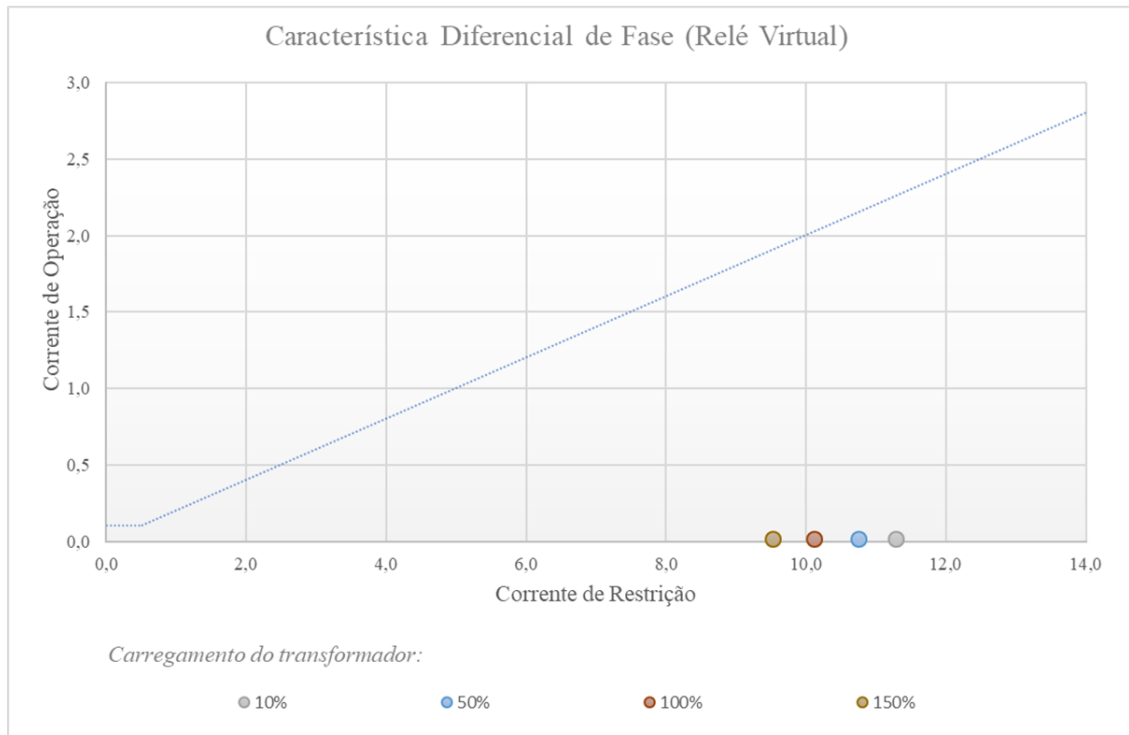


Figura 4.47 – Característica diferencial de fase relé virtual, falta bifásica externa no secundário do transformador estrela-estrela.

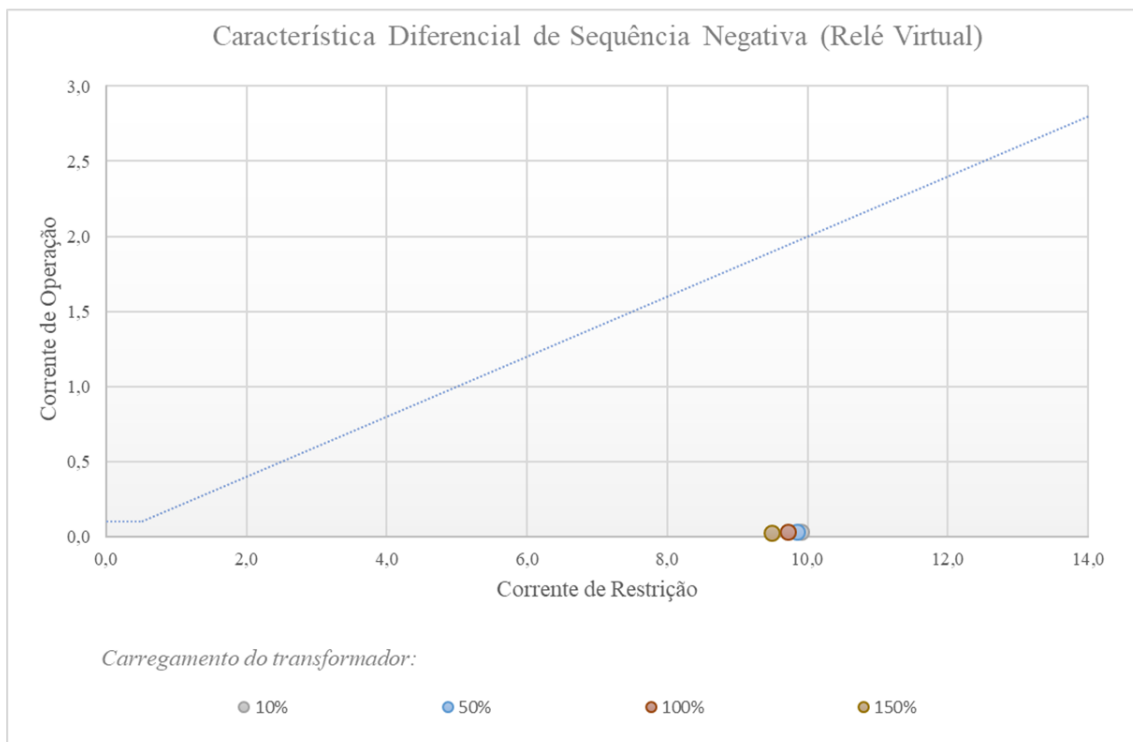


Figura 4.48 – Característica diferencial de sequência negativa relé virtual, falta bifásica externa no secundário do transformador estrela-estrela.

No Sistema elétrico II, cujo transformador tem o fechamento delta-estrela aterrado, também aplicou-se, no lado secundário, as faltas monofásicas e bifásicas.

A Figura 4.49 apresenta o gráfico de Corrente de Operação *versus* Corrente de Restrição da proteção diferencial de fase do relé Comercial para a falta monofásica, envolvendo a fase A e terra. Os valores das correntes de operação ficaram em torno de 0,20 p.u., já para as correntes de restrição tem-se valores em torno de 6 p.u.. Sendo assim, os pontos se mantiveram fora da região de atuação da proteção e o relé não operou.

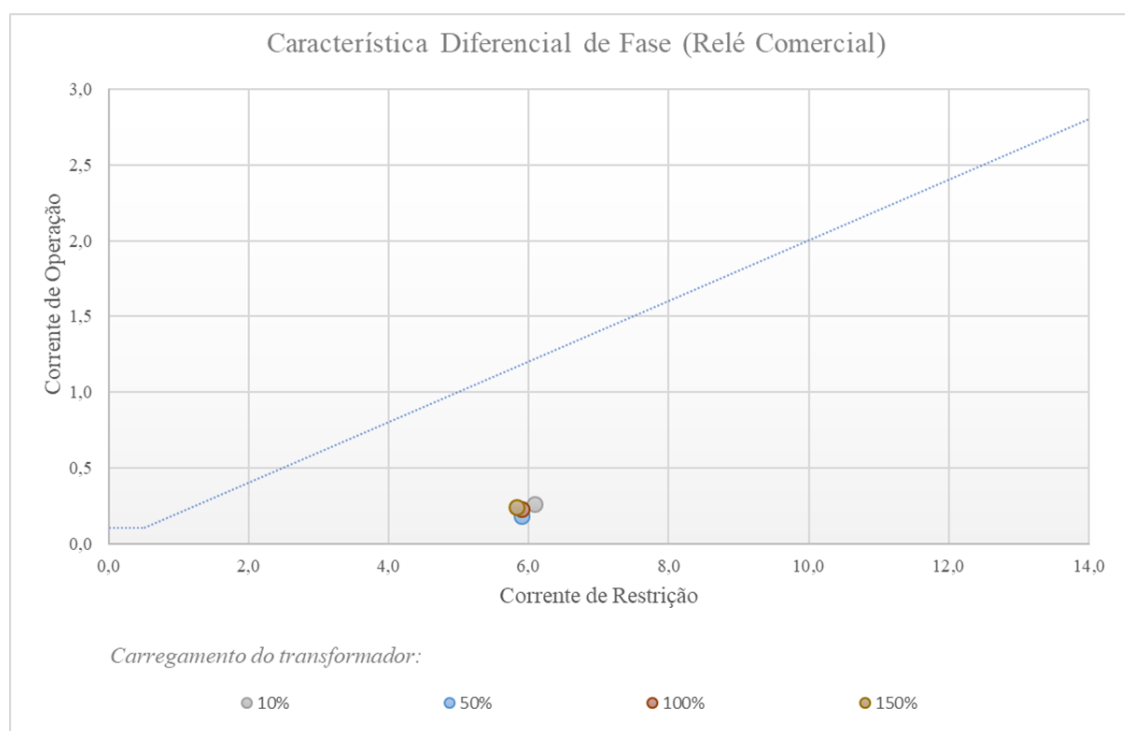


Figura 4.49 – Característica diferencial de fase relé comercial, falta monofásica externa no secundário do transformador delta-estrela.

O gráfico para proteção diferencial de sequência negativa do relé Comercial para este mesmo caso é mostrado na Figura 4.50. As correntes de operação alcançaram valores em torno de 0,35 p.u. e correntes de restrição em torno de 6 p.u.. Os pontos se mantiveram fora da região de atuação da proteção diferencial de sequência negativa.

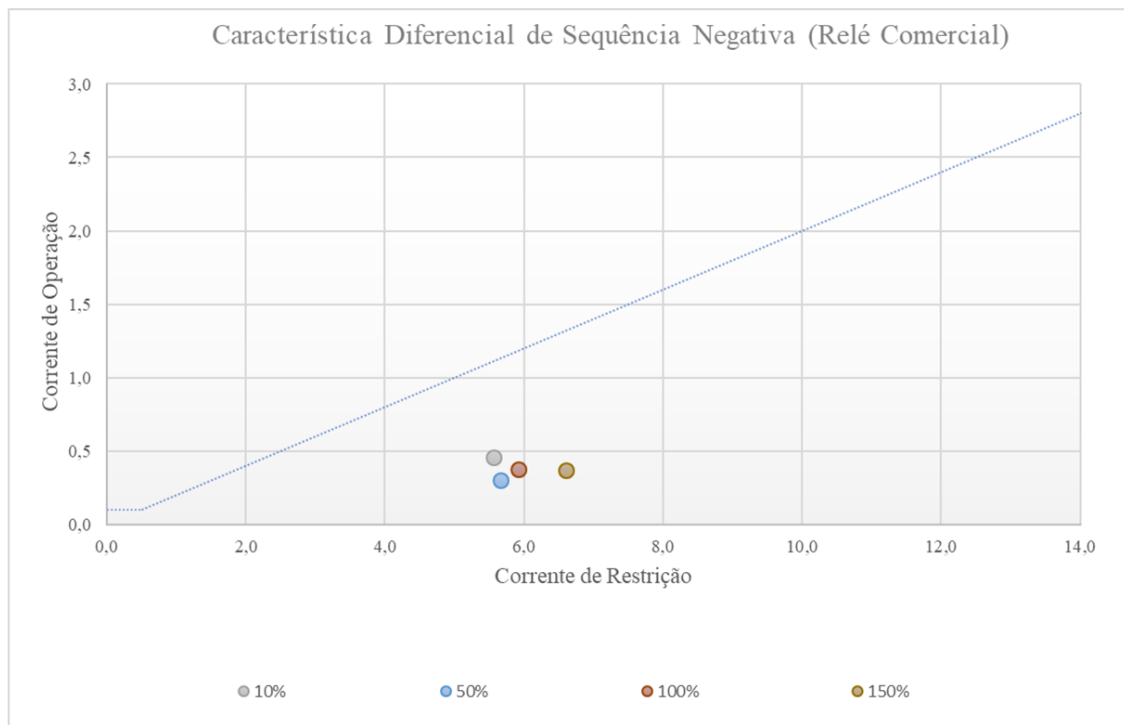


Figura 4.50 – Característica diferencial de sequência negativa relé comercial, falta monofásica externa no secundário do transformador delta-estrela.

Aplicando-se a mesma condição de falta no relé virtual, tem-se na Figura 4.51 o gráfico de Corrente de Operação *versus* Corrente de Restrição para proteção diferencial. Os valores das correntes de operação foram próximos de zero. A corrente de restrição atingiu valores um pouco acima de 6 p.u. e a proteção não foi sensibilizada.

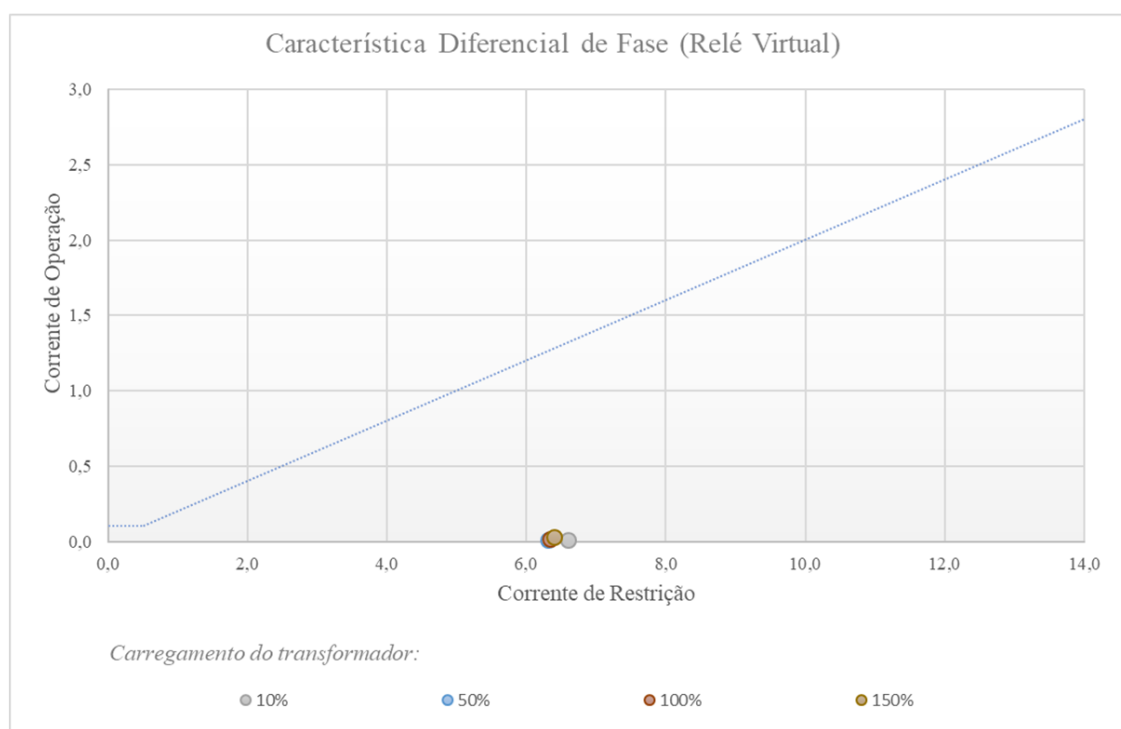


Figura 4.51 – Característica diferencial de fase relé virtual, falta monofásica externa no secundário do transformador delta-estrela.

Na Figura 4.52 tem-se o gráfico da proteção diferencial de sequência negativa. Os valores das correntes de operação também foram próximos de zero. Já as correntes de restrição atingiram valores em torno de 6 p.u. e se mantiveram fora da região de operação.

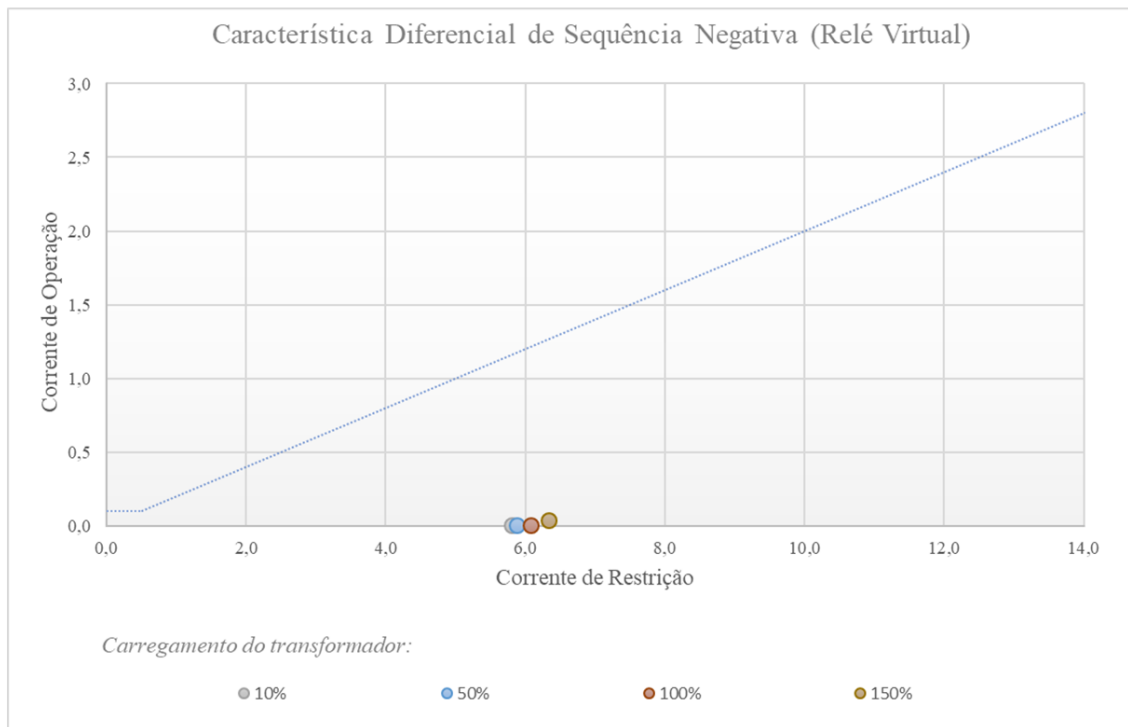


Figura 4.52 – Característica diferencial de sequência negativa relé virtual, falta monofásica externa no secundário do transformador delta-estrela.

A condição de falta bifásica, envolvendo a fase A e B, também foi aplicada no lado secundário do transformador delta-estrela aterrado do Sistema Elétrico II. A Figura 4.53 apresenta o gráfico de Corrente de Operação *versus* Corrente de Restrição para proteção diferencial de fase do relé Comercial. Já na Figura 4.54 tem-se o gráfico para proteção diferencial de sequência negativa. Nota-se que as correntes de operação de ambos os elementos diferenciais não foram sensibilizados.

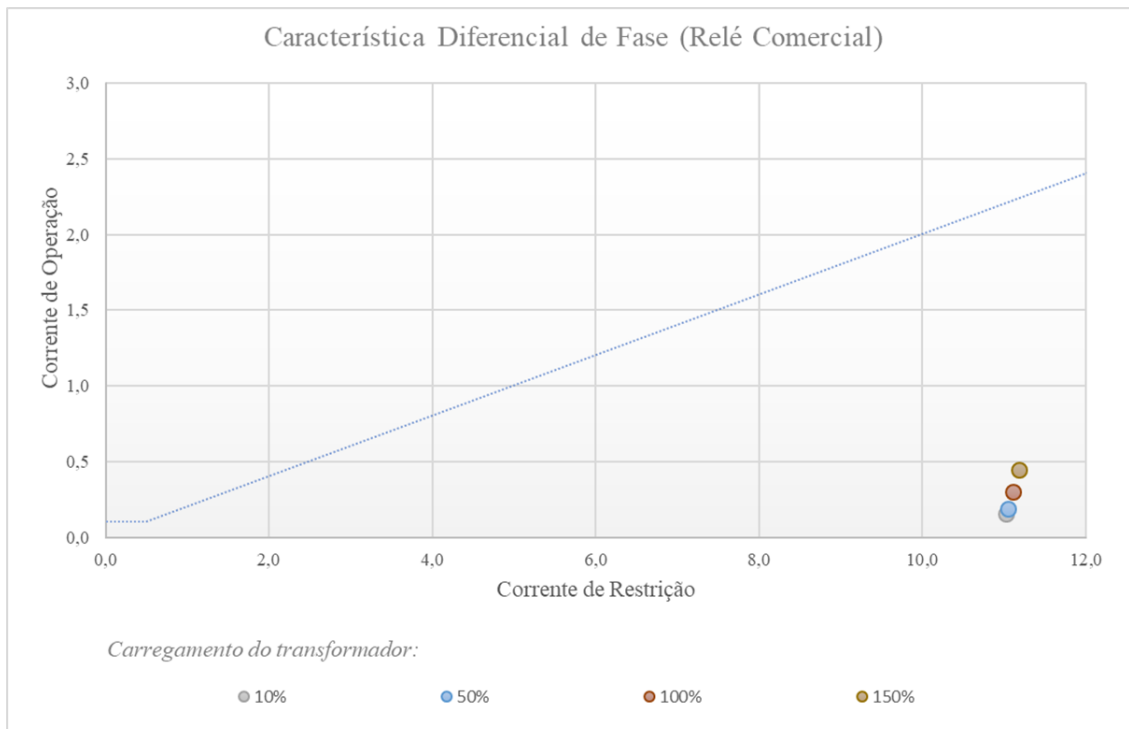


Figura 4.53 – Característica diferencial de fase relé comercial, falta bifásica externa no secundário do transformador delta-estrela.

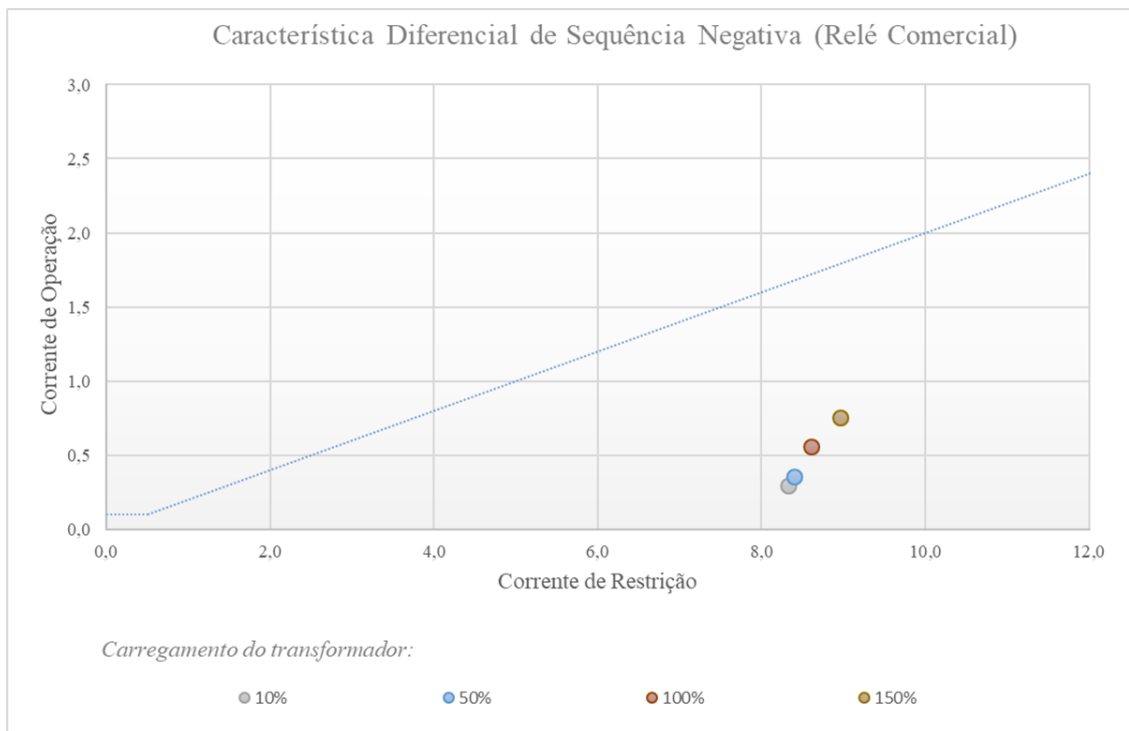


Figura 4.54 – Característica diferencial de sequência negativa relé comercial, falta bifásica externa no secundário do transformador delta-estrela.

Para os testes com o relé virtual, obteve-se o gráfico apresentado na Figura 4.55

para proteção diferencial de fase. Para proteção diferencial de sequência negativa obteve-se o gráfico mostrado na Figura 4.56. Observa-se que nenhuma das proteções diferenciais foram sensibilizadas.

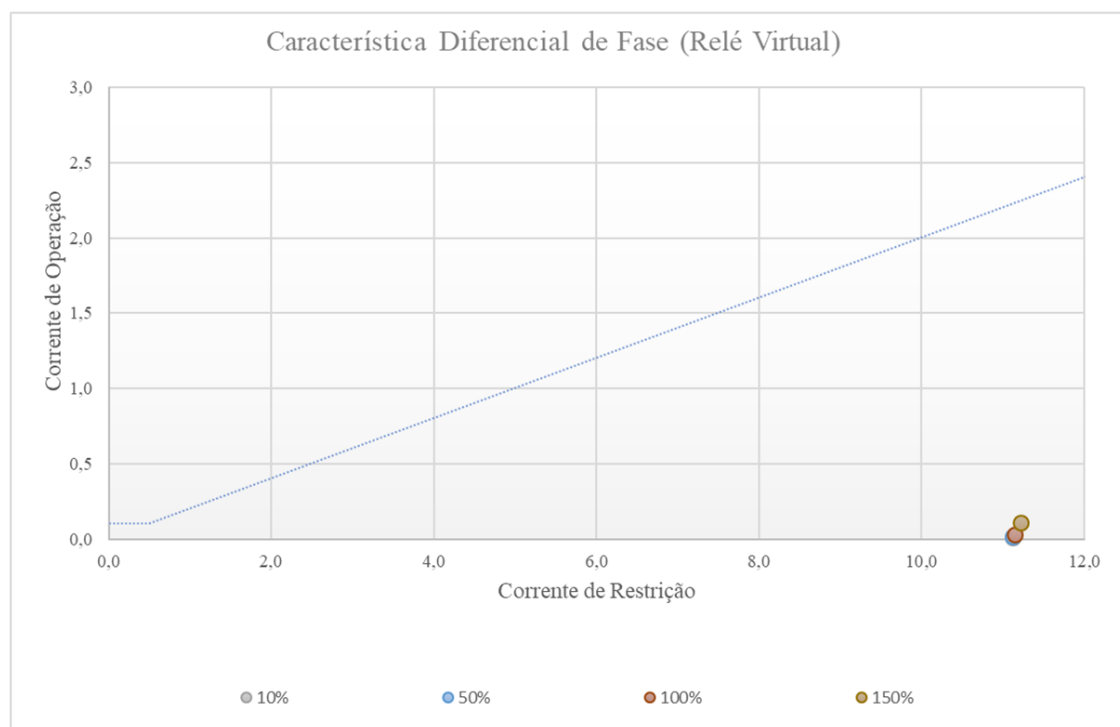


Figura 4.55 – Característica diferencial de fase relé virtual, falta bifásica externa no secundário do transformador delta-estrela.

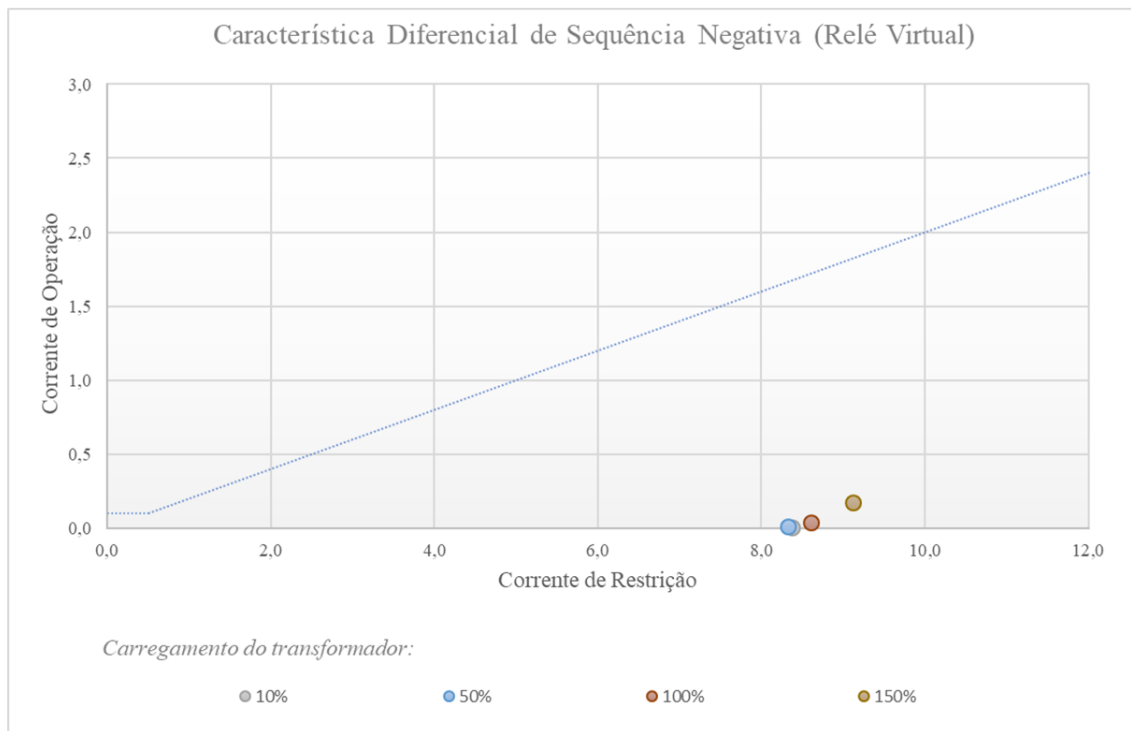


Figura 4.56 – Característica diferencial de sequência negativa relé virtual, falta bifásica externa no secundário do transformador delta-estrela.

Com os testes realizados, nota-se que a proteção diferencial de sequência negativa opera corretamente quando submetida à faltas externas. Vale ressaltar que o relé comercial, com o objetivo de fornecer maior segurança, possui algoritmo que detecta condições de faltas externas e bloqueia a atuação das proteções diferenciais. Para o relé virtual, não foi aplicado nenhum tipo de dessensibilização da proteção diante destas condições de falta.

4.6 Considerações Finais

Este capítulo apresentou os resultados e análises dos testes realizados com as proteções diferenciais de fase e de sequência negativa do relé comercial e do relé virtual modelado no RTDS.

Os relés foram submetidos à faltas entre espiras e externas desbalanceadas. Estas faltas foram simuladas em dois sistemas elétricos distintos, os quais possuem transformadores com relações de tensão e conexões dos enrolamentos diferentes. Além disso, as condições de falta foram aplicadas para variados níveis de carregamento do transformador. Para falta internas, os testes foram realizados para diferentes números de espiras em curto-circuito. Com isso pode-se analisar o desempenho das proteções diferenciais de fase e de sequência negativa sob diversas condições.

O modelo do relé deferencial desenvolvido também pôde ser validado, visto que as atuações para as condições de falta aplicadas foram corretas e o seu desempenho foi próximo ao do relé comercial.

No capítulo seguinte são apresentadas as conclusões do trabalho e as sugestões para trabalhos futuros.

5 Conclusões

5.1 Conclusões Gerais

Neste trabalho de dissertação foram modelados, no RTDS, dois sistemas elétricos para simulação de condições de faltas entre espiras e faltas externas à zona de proteção diferencial dos transformadores. O primeiro sistema possui transformador com conexão estrela-estrela com ponto de neutro aterrado e mesmo nível de tensão entre os circuitos. O segundo sistema utiliza um transformador abaixador com conexão delta-estrela aterrado no ponto neutro. Com isso, pôde-se avaliar o desempenho das proteções diferenciais de fase e sequência negativa em transformadores com configurações distintas.

As condições de faltas simuladas foram aplicadas em um relé de proteção diferencial comercial utilizando-se um esquema de testes em *hardware-in-the-loop*.

Um modelo do relé de proteção com a função diferencial de sequência negativa foi desenvolvido no RTDS utilizando-se o módulo *CBuilder* do RSCAD. Além de permitir um maior entendimento do algoritmo da proteção de sequência negativa, o modelo do relé desenvolvido pode ser aplicado em diversos transformadores de um sistema de potência estudado. Isto possibilita uma avaliação mais abrangente de um esquema de proteção em tempo real, sem que haja a necessidade de se ter os relés físicos conectados ao *hardware* do RTDS.

As faltas entre espiras foram aplicadas variando-se o número de espiras em curto-circuito. Quanto às faltas externas, foram aplicadas faltas monofásicas e bifásicas, as quais provocam circulação de corrente de sequência negativa no sistema. O nível de carregamento dos transformadores também foi variado para que se pudesse analisar a influência desta condição na sensibilidade das proteções diferenciais de fase e de sequência negativa. Estes cenários de falta foram aplicados com o intuito de se obter conclusões sobre o desempenho da proteção diferencial de sequência negativa e realizar a análise comparativa em relação à proteção diferencial de fase. Tais conclusões são descritas a seguir:

- Os resultados obtidos nos testes mostraram, de forma geral, que a proteção diferencial de sequência negativa apresenta um desempenho diferente da proteção diferencial de fase para a detecção de faltas entre espiras, especialmente quando estas envolvem um pequeno número de espiras em curto-circuito.
- Pôde-se observar que o nível de carregamento do transformador reduz a sensibilidade da proteção diferencial de fase para faltas envolvendo um pequeno número

de espiras. A sensibilidade da proteção diferencial de sequência negativa não sofreu interferências quanto a esta condição.

- Para o Sistema elétrico I, a proteção diferencial de fase teve sua sensibilidade comprometida, pelo nível de carregamento do transformador, para faltas com um número menor que 4% de espiras em curto-circuito. Para o Sistema elétrico II, a sensibilidade foi reduzida em casos de faltas com um número menor que 2% de espiras em curto-circuito.
- A proteção diferencial de sequência negativa foi capaz de detectar faltas a partir de 1,5% de espiras em curto-circuito para o Sistema elétrico I. Para o Sistema elétrico II, esta proteção foi sensibilizada a partir de 1% de espiras em curto-circuito.
- A maior sensibilidade da proteção diferencial de sequência negativa está relacionada à sua corrente de restrição. A corrente de restrição da proteção diferencial de sequência negativa, em sistemas equilibrados, é próxima de zero, independentemente do nível de carregamento do transformador. Sendo assim, em condições de faltas internas, tanto a corrente de operação quanto a corrente de restrição são incrementadas a partir de valores próximos de zero e atingem valores de atuação próximos do valor de *pickup* ajustado para esta proteção.
- A proteção diferencial de sequência negativa se mostra como uma alternativa para aumentar a sensibilidade da proteção diferencial de transformadores, principalmente para faltas entre espiras de baixo nível e em transformadores que apresentam um regime de operação com variação de carregamento.
- As respostas obtidas para a proteção diferencial de sequência negativa do relé virtual e do relé comercial foram similares tanto para as faltas entre espiras, quanto para faltas externas, em ambos os sistemas elétricos modelados.
- O relé comercial submetido aos testes possui algoritmo para distinção de faltas internas e externas. Isto proporciona maior segurança para faltas externas visto que as proteções diferenciais são dessensibilizadas sob estas condições. No relé virtual modelado não foram aplicados nenhum método de dessensibilização da proteção, e o mesmo operou corretamente para os testes de faltas externas. Isto aponta que a proteção diferencial de sequência negativa apresenta robustez quando submetida a estas condições.

5.2 Sugestões para Trabalhos Futuros

Para continuidade das análises acerca da proteção diferencial de sequência negativa, entende-se que os seguintes itens podem ser objeto de futuros trabalhos:

-
- Analisar o desempenho da proteção diferencial de sequência negativa sob condições de *inrush*, saturação de TCs, rejeição de carga e sobreexcitação.
 - Avaliar o desempenho da proteção diferencial de sequência negativa para proteção de transformadores com comutadores de tap sob carga.
 - Aprimorar o modelo do relé desenvolvido, incluindo as demais funções de proteção aplicáveis à transformadores de potência.

Referências

- ABB. *Distribution Automation Handbook - Section 8.7 Protection of HV Transformers*. [S.l.]: ABB, 2011. 44
- ALSTOM. *Network protection & Automation guide*. [S.l.]: Alstom, 2002. 28
- BENMOUYAL, G.; LEE, T. Securing sequence-current differential elements. In: *proceedings of the 31st Annual Western Protective Relay Conference, Spokane, WA*. [S.l.: s.n.], 2004. 20
- BENMOUYAL, G.; MOONEY, J. B. Advanced sequence elements for line current differential protection. In: *proceedings of the 33rd Annual Western Protective Relay Conference, Spokane, WA*. [S.l.: s.n.], 2006. 20
- BERNARDES, A. P. *Um esquema completo de proteção diferencial de transformadores para testes em um relé digital*. Dissertação (Mestrado) — Universidade de São Paulo, 2006. 18, 35
- CARDOSO, R. *Compensação angular e remoção da componente de sequência zero na proteção diferencial*. 1. ed. [S.l.]: Guia de Aplicação SEL, 2011. 38, 40, 41
- CIGRÈ. *Avaliação do Desempenho de Transformadores de Potência e Reatores no Sistema Elétrico Brasileiro*. 2013. Grupo de Trabalho GTA2-02 - Brochura técnica. 18, 27, 28
- FERRER, H. J. A.; SCHWEITZER, E. O. *Modern solutions for protection, control, and monitoring of electric power systems*. [S.l.]: Schweitzer Engineering Laboratories, 2010. 37, 38, 43, 44
- FITZGERALD ARTHUR E, K. J. C.; UMANS, S. D. *Máquinas Elétricas-: Conversão Eletromecânica da Energia, Processos, Dispositivos e Sistemas*. [S.l.]: McGRAW-HILL do Brasil, 1975. 27
- FORSYTH, P.; KUFFEL, R. Utility applications of a RTDS[®] Simulator. In: *IEEE. 2007 International Power Engineering Conference (IPEC 2007)*. [S.l.], 2007. p. 112–117. 51
- FRANZÉN, A.; KARLSSON, S. Failure modes and effects analysis of transformers. *Electrical Engineering. January*, 2007. 28
- GAJIĆ, Z. *Differential protection for arbitrary three-phase power transformers*. Tese (Doutorado) — Department of Industrial Electrical Engineering and Automation, Lund University, 2008. 30
- GAJIĆ, Z. et al. Sensitive turn-to-turn fault protection for power transformers. In: *Joint Meetings of Cigré Study Committee B5 and IEEE Power System Relaying Committee, with the Study Committee B5 Colloquium*. [S.l.: s.n.], 2005. 20, 47, 58
- GBADAMOSI, A. *Dynamic Load Modelling in Real Time Digital Simulator (RTDS)*. Dissertação (Mestrado) — Delft University of Technology, 2017. 52, 54

- GUERRERO, C. A. V. *Uso do RTDS em Testes de Esquemas de Teleproteção Aplicando o Padrão IEC 61850*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2011. 52, 54
- GUZMÁN, A.; FISCHER, N.; LABUSCHAGNE, C. Improvements in transformer protection and control. In: IEEE. *2009 62nd Annual Conference for Protective Relay Engineers*. [S.l.], 2009. p. 563–579. 21
- IEC 60076-1. IEC Power Transformers-General. Edition 2.1, 2000. 24
- IEEE Std C37.91-2000. IEEE Guide for Protective Relay Applications to Power Transformers. (*Revision of IEEE Std C37.91-1985*), p. 1–85, Oct 2000. 28, 35
- KASZTENNY, B.; FISCHER, N.; ALTUVE, H. J. Negative-sequence differential protection-principles, sensitivity, and security. In: IEEE. *2015 68th Annual Conference for Protective Relay Engineers*. [S.l.], 2015. p. 364–378. 21
- MEDEIROS, R. P. d. *Proteção diferencial de transformadores de potência utilizando a transformada wavelet*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal do Rio Grande do Norte, 2014. 42
- MOSER, O. H. Compensação angular para proteção diferencial de transformadores. In: FACULDADE ANHANGUERA JARAGUÁ DO SUL. *Anuário do Curso Superior de Tecnologia em Mecatrônica Industrial*. [S.l.], 2018. 39
- PENA, M. C. *Falhas em Transformadores de Potência: uma contribuição para análise, definições, causas e soluções*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2003. 28
- ROBERTS, J. et al. The effect of multiprinciple line protection on dependability and security. In: *proceedings of the 55th Annual Georgia Tech Protective Relaying Conference, Atlanta, GA*. [S.l.: s.n.], 2001. 20, 44
- RTDS Technologies. *Real Time Digital Simulator Tutorial Manual (RSCAD Version)*. [S.l.], 2008. 51
- SACHDEV, M. et al. Modern techniques for protecting controlling and monitoring power transformers. *Cigré Study Committee B5 Working Group B5. 05 Report*, 2011. 35
- SATO, F. Proteção de sistemas de energia elétrica. *UNICAMP: Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computadores. Campinas*, 2005. 19
- SCHWEITZER, E. L. *SEL-487E-3, -4 Transformer Protection Relay*. [S.l.], 2018. 28, 41, 61, 63, 65, 66, 67, 68
- THOMPSON, M. J.; MILLER, H.; BURGER, J. Aep experience with protection of three delta/hex phase angle regulating transformers. In: IEEE. *2007 Power Systems Conference: Advanced Metering, Protection, Control, Communication, and Distributed Resources*. [S.l.], 2007. p. 96–105. 21
- ZIEGLER, G. *Numerical differential protection: principles and applications*. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2012. 42