

Validação Experimental do Modelo Computacional das Funções de Proteção de Transformadores

> Cristiano Ryker Moraes Tiago da Rocha Honorato

## TRABALHO DE GRADUAÇÃO DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

# FACULDADE DE TECNOLOGIA UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA

Universidade de Brasília Faculdade de Tecnologia Departamento de Engenharia Elétrica

### Validação Experimental do Modelo Computacional das Funções de Proteção de Transformadores

Cristiano Ryker Moraes Tiago da Rocha Honorato

Trabalho final de graduação submetido ao Departamento de Engenharia Elétrica da Faculdade de Tecnologia da Universidade de Brasília, como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Engenheiro Eletricista.

**APROVADA POR:** 

Prof. Kleber Melo e Silva, DSc. (ENE-UnB) (Orientador)

Prof. Felipe Vigolvino Lopes, DSc. (ENE-UnB) (Examinador Interno)

Bernard Fernandes Küsel, MSc. (ONS) (Examinador Externo)

Brasília/DF, Dezembro de 2016.

### FICHA CATALOGRÁFICA

MORAES, CRISTIANO RYKER; HONORATO, TIAGO DA ROCHA Validação Experimental do Modelo Computacional das Funções de Proteção de Transformadores. [Distrito Federal] 2016. xiii, 66p., 210 x 297 mm (ENE/FT/UnB, Engenheiro Eletricista, Engenharia Elétrica, 2016). Trabalho de Graduação – Universidade de Brasília, Faculdade de Tecnologia. Departamento de Engenharia Elétrica 1. Transformador de Potência 2. Proteção Diferencial 3. Sensibilidade Paramétrica 4. Modelos computacionais de relés

I. ENE/FT/UnB

II. Título (série)

### REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

MORAES, C. R.; HONORATO, T. R. (2016). Validação Experimental do Modelo Computacional das Funções de Proteção de Transformadores, Trabalho de Graduação em Engenharia Elétrica, Publicação 2016, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 66p.

### CESSÃO DE DIREITOS

AUTORES: Cristiano Ryker Moraes, Tiago da Rocha Honorato

TÍTULO: Validação Experimental do Modelo Computacional das Funções de Proteção de Transformadores.

GRAU: Engenheiro Eletricista ANO: 2016

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

Cristiano Ryker Moraes Departamento de Eng. Elétrica Universidade de Brasília Campus Darcy Ribeiro Tiago da Rocha Honorato Departamento de Eng. Elétrica Universidade de Brasília Campus Darcy Ribeiro

### RESUMO

Este trabalho propõe uma metodologia de validação de modelos computacionais de relés numéricos microprocessados por meio de análises de sensibilidade paramétrica. Em particular, foram analisadas as funções de proteção diferencial percentual de fase (87T), de sequência negativa (87Q) e direcional de terra restrita (67REF), empregadas na proteção diferencial de transformadores de potência. Além disso, abordaram-se situações críticas à proteção de transformadores como faltas na bucha, energização e faltas externas. Os resultados obtidos mostram comparativamente e quantitativamente o comportamento do modelo computacional com o do relé físico, este último obtido através de injeções de sinais de corrente oriundos de uma mala de teste de alta potência. A proximidade da operação do modelo computacional com o relé possibilitará sua validação experimental a fim de permitir o seu uso de forma extensiva em outras análises envolvendo sistemas de potência configurados de forma diversa.

Palavras-chave: Transformador de potência, Proteção diferencial, Sensibilidade paramétrica, Modelos computacionais de relés.

### ABSTRACT

This study presents a validation methodology for computational numerical relays models by means of parametric sensitivity analysis. In particular, the strategy centered on phase and negative sequence differential protection as well as restricted earth fault directional protection analysis for transformer protection. Furthermore, the analysis included critical events such as bushing faults, energization and external faults as well. The obtained results depict the model's response alongside the acquired data from the physical relay, achieved through a sequence of current injections via a high power test set. In addition, it reveals the similarity among the computational and real responses. In fact, the mentioned comparison is responsible for the relay's computational model validation and, therefore, its applicability to distinct system configurations.

Keywords: Power Transformer, Differential Protection, Parametric Sensitivity, Computational relay model

# SUMÁRIO

Sumári	io	i		
Lista d	le Figuras	iii		
Lista d	le Tabelas	vi		
Lista d	le Símbolos	vii		
Glossái	rio	х		
Capítu	lo 1 – Introdução	1		
1.1	Contextualização do Tema	1		
1.2	Objetivos do Trabalho	2		
1.3	1.3   Organização do Texto   3			
Capítu	lo 2 – Fundamentação teórica da Proteção Diferencial de Transformadores	4		
2.1	Princípios da Proteção de Sistemas de Potência	4		
2.2	2 Fundamentos da Proteção Diferencial Aplicada a Transformadores de Potência . 5			
2.3	Plano Operacional	7		
2.4	.4 Aspectos da Proteção Diferencial de Transformadores			
	2.4.1 Bloqueio e Restrição do Elemento Diferencial de Fase (87T) $\ldots$	9		
	2.4.1.1 Bloqueio do Elemento Diferencial por Harmônicos	10		
	2.4.1.2 Restrição do Elemento Diferencial por Harmônicos	11		
	2.4.1.3 Restrição e Bloqueio por Harmônicos Implementados em Paralelo	12		
	2.4.2 Elemento Diferencial de Sequência Negativa (87Q)	13		
2.5	Compensação de Relação de Transformação, de Defasagem e de Sequência Zero .	15		
	2.5.1 Compensação da Relação de Transformação	15		
	2.5.2 Compensação de Defasagem Angular	16		
	2.5.3 Compensação de Sequência Zero	17		
2.6	Falta à Terra Restrita (REF)	18		
2.7	Falhas em Transformadores de Potência	20		

### Capítulo 3 – Materiais e Métodos

3.1	1 Materiais		
	3.1.1	Doble F6150sv	22
		3.1.1.1 <i>Hardware</i>	22
		3.1.1.2 <i>Software</i>	23
	3.1.2	SEL 487E	25
		3.1.2.1 <i>Hardware</i>	25
		3.1.2.2 Software	27
3.2	Métod	os	28
	3.2.1	ATP	29
		3.2.1.1 ATPDraw	30
		3.2.1.2 GTPPLOT	30
		3.2.1.3 Sistema Analisado	31
		3.2.1.4 Ajustes da Proteção Diferencial	33
	3.2.2	Formato COMTRADE	34
	3.2.3	Geração das Bases do ATP	35
	3.2.4	Automatização dos Arquivos para Injeção	36
	3.2.5	Captura e Processamento dos Eventos	40
	3.2.6	Processamento dos Dados de Sensibilidade Paramétrica	42
Capítul	o 4 – .	Apresentação e Análise dos Resultados	44
4.1	Anális	e de Sensibilidade Paramétrica (ASP)	44
	4.1.1	Curto-Circuito Espira-Terra Lado Estrela	45
	4.1.2	Curto-Circuito Espira-Espira Lado Estrela	47
	4.1.3	Curto-Circuito Espira-Terra Lado Delta	49
	4.1.4	Curto-Circuito Espira-Espira Lado Delta	50
	4.1.5	Análise Geral da Proteção Diferencial Faltas Internas	51
4.2	Anális	e no Tempo	53
	4.2.1	Falta na Bucha	54
	4.2.2	Energização	58
	4.2.3	Falta Externa	60
	4.2.4	Análise Geral do Comportamento do Relé para a Respo sta no Tempo $\ .$ .	62
Capítul	o 5 – (	Conclusão e Propostas	63

Referências Bibliográficas

21

65

# LISTA DE FIGURAS

2.1	Região protegida.	5
2.2	Sensibilidade do <i>slope</i> no Plano Operacional.	8
2.3	Plano Operacional.	8
2.4	Bloqueio do elementos diferencial a partir do segundo, quarto e quinto harmô- nicos. O segundo e quarto harmônicos operam no modo de bloqueio cruzado, enquanto o quinto harmônico opera no modo de bloqueio independente. Modi- ficado de (SEL, 2012b)	11
2.5	Restrição do elementos diferencial a partir do segundo e quarto harmônicos. A restrição por harmônicos opera no modo independente. Modificado de (SEL, 2012b)	12
2.6	Elementos diferencial com Restrição e Bloqueio por harmônicos operando em paralelo. Modificado de (SEL, 2012b).	13
2.7	Plano Operacional do elemento diferencial de sequência negativa.	14
2.8	Diagrama lógico do elemento diferencial de sequência negativa. Modificado de (SEL, 2012b)	14
2.9	Algoritmo para aplicação das compensações necessárias	18
2.10	Proteção REF para um transformador de dois enrolamentos usando um elemento de corrente direcional.	19
2.11	Regiões de operação do elemento REF	19
3.1	Doble F6150sv.	22

3.2	<ul><li>vistribuição de potência entre os canais. (a) Oito canais configurados, (b) doze</li><li>anais configurados (DOBLE, 2012a)</li></ul>	
3.3	Interface do <i>Protection Suite</i> . (a) Lista de testes carregados, (b) Seleção das características do teste	24
3.4	Configuração dos canais.	24
3.5	Interface física do relé SEL-487E. (a) Painel Frontal do Relé, (b) Painel Traseiro	
3.6	Menu do <i>software</i> de comunicação <i>AcSELerator Quickset</i>	27
3.7	interface da ferramenta Analytic Assistant.	28
3.8	Fluxograma para a realização das análises.	29
3.9	Interface gráfica do ATPDraw	30
3.10	Sequência de comandos a serem inseridos no GTPPLOT	31
3.11	Sistema analisado.	32
3.12	Diagrama de particionamento dos enrolamentos do transformador no ATP. (a)	
	Particionamento do lado estrela. (b) Particionamento do lado delta	33
3.13	(a) Arquivo COMTRADE de extensão .CFG (b) Arquivo COMTRADE de ex- tensão .DAT	34
3.14	Tela inicial da planilha <i>GeraBaseATP</i> e suas abas	36
3.15	Etapas de carregamento e configuração de arquivos. (a) Seleção dos arquivos COMTRADE, (b) Seleção dos canais do COMTRADE, (c)Seleção dos canais da	
	mala e atribuição aos canais do COMTRADE	37
3.16	Interface da planilha vinculada ao código em VBA	39
3.17	Seleção do modo de testes em sequência Autorun.	40
3.18	SEL-5030 e Analytic Assistant.	41
3.19	Mudança de extensão.	42
3.20	Ponto em regime permanente de falta analisado	43

4.1	Comparação entre resultados provenientes do relé e simulado: Correntes de res-	
	trição e operação fase A (a), fase B (b), fase C (c), sequência negativa (d).	
	Elemento de direcionalidade do $REF$ (e) e resumo de cobertura do enrolamento	
	(f)	46
4.2	Comparação entre resultados provenientes do relé e simulado: Correntes de res-	
	trição e operação fase A (a), fase B (b), fase C (c), sequência negativa (d).	
	Elemento de direcionalidade do $REF$ (e) e resumo de cobertura do enrolamento	
	(f)	48
4.3	Comparação entre resultados provenientes do relé e simulado: Correntes de res-	
	trição e operação fase A (a), fase B (b), fase C (c), sequência negativa (d).	
	Elemento de direcionalidade do $REF$ (e) e resumo de cobertura do enrolamento	
	(f)	50
4.4	Comparação entre resultados provenientes do relé e simulado: Correntes de res-	
	trição e operação fase A (a), fase B (b), fase C (c), sequência negativa (d).	
	Elemento de direcionalidade do $REF$ (e) e resumo de cobertura do enrolamento	
	(f)	52
4.5	Oscilografia para curto-circuito trifásico na bucha de alta tensão	55
4.6	Oscilografia para curto-circuito trifásico na bucha de baixa tensão	55
4.7	Comparação entre as respostas transitórias de diferentes algoritmos de estimação	
	de fasores para um curto-circuito trifásico na bucha de alta tensão: Fase A (a),	
	Fase B (b), Fase C (c). $\ldots$ . $\ldots$	56
4.8	Comparação entre as respostas transitórias de diferentes algoritmos de estimação	
	de fasores para um curto-circuito trifásico na bucha de baixa tensão: Fase A (a),	
	Fase B (b), Fase C (c)	57
4.9	Forma de onda da corrente de <i>inrush</i>	58
4.10	Situação de energização: Correntes de operação fase A (a), fase B (b), fase C (c).	59
4.11	Correntes de restrição para falta externa no lado AT das fases: A (a), B (c) e C	
	(e). Correntes de restrição para falta externa no lado BT das fases: A(b), B (d)	
	e C (f)	61

# LISTA DE TABELAS

2.1	Principais Falhas em Transformadores (GE, 2007)	20
3.1	Fontes de tensão.	23
3.2	Fontes de corrente.	23
3.3	Especificações de corrente do relé SEL-487E (5A)	26
3.4	Especificações de tensão do relé SEL-487E (5A)	26
3.5	Parâmetros do transformador analisado.	32
3.6	Parâmetros dos equilaventes de Thévenin.	32
3.7	Ajustes da proteção diferencial no relé	33
4.1	Percentual do enrolamento protegido para cada tipo de falta	51
4.2	Erro entre o modelo e o relé para cada curto-circuito.	53

# LISTA DE SÍMBOLOS

$\widehat{I}_{1,pri}$	Fasor da corrente do primário do transformador.
$\widehat{I}_{2,pri}$	Fasor da corrente do secundário do transformador.
$\widehat{I}_{1,sec}$	Fasor da corrente do primário do transformador vista pelo relé.
$\widehat{I}_{2,sec}$	Fasor da corrente do secundário do transformador vista pelo relé.
$I_{op}$	Corrente de operação da proteção diferencial de fase.
$I_{res}$	Corrente de restrição da proteção diferencial de fase.
k	Fator de escala.
$I_{PU}$	Corrente de <i>pickup</i> mínimo da proteção diferencial de fase.
SLP	Ajuste de declividade.
Ν	N-ésimo harmônico.
$K_2$	Coeficiente relativo a segunda harmônica.
$K_4$	Coeficiente relativo a quarta harmônica.
$K_5$	Coeficiente relativo ao quinto harmônico.
$K_N$	Coeficiente relativo a N-ésima harmônica.
$PCT_N$	Limiar em porcentagem para a N-ésima harmônica.
$I_{2,harm}$	Magnitude da componente de segundo harmônico do fasor da corrente diferencial.
$I_{4,harm}$	Magnitude da componente de quarto harmônico do fasor da corrente diferencial.
$I_{5,harm}$	Magnitude da componente de quinto harmônico do fasor da corrente diferencial.
I1W1	Corrente da fase A do enrolamento 1 do transformador.

I1W2	Corrente da fase A do enrolamento 2 do transformador.	
$\widehat{I}_{1q}$	Fasor da corrente de sequência negativa do enrolamento primário do transformador vista pelo relé.	
$\widehat{I}_{2q}$	Fasor da corrente de sequência negativa do enrolamento secundário do transfor mador vista pelo relé.	
$I_{opQ}$	Corrente de operação da proteção diferencial de sequência negativa.	
$I_{ruesQ}$	Corrente de restrição da proteção diferencial de sequência negativa.	
$I_{pickupQ}$	Corrente de <i>pickup</i> mínimo da proteção diferencial de sequência negativa.	
$I_{pri,nom,k}$	Corrente nominal primária do enrolamento $k$ .	
$I_{sec,nom,k}$	Corrente nominal secundária do enrolamento $k$ .	
$S_{nom,MVA}$	Potência nominal do transformador em MVA.	
$V_{nom,k,kV}$	Tensão nominal de linha em k V relativa ao enrolamento $k.$	
$RTC_k$	Relação de transformação do TC conectado ao enrolamento $k$	
$\widehat{I}_{sec,pu,k}$	Fasor da corrente secundária do enrolamento $k$ em $pu$ .	
$\widehat{I}_{sec,k}$	Fasor da corrente secundária em $pu$ .	
$c_k$	Fator relativo ao tipo de ligação dos TCs.	
TAP	Corrente nominal do transformador.	
$TAP_{AT}$	Corrente nominal do transformador para o lado de alta tensão.	
$TAP_{BT}$	Corrente nominal do transformador para o lado de baixa tensão.	
$\widehat{I}_{A,sec,pu}$	Fasor da corrente na fase A vista pelo relé em $pu$ para o lado de alta tensão.	
$\widehat{I}_{B,sec,pu}$	Fasor da corrente na fase B vista pelo relé em $pu$ para o lado de alta tensão.	
$\widehat{I}_{C,sec,pu}$	Fasor da corrente na fase c vista pelo relé em $pu$ para o lado de alta tensão.	
$\widehat{I}_{A,sec}$	Fasor da corrente na fase A vista pelo relé para o lado de alta tensão.	
$\widehat{I}_{B,sec}$	Fasor da corrente na fase B vista pelo relé para o lado de alta tensão.	

$\widehat{I}_{C,sec}$	Fasor da corrente na fase C vista pelo relé para o lado de alta tensão.
$\widehat{I}_{a,sec,pu}$	Fasor da corrente na fase A vista pelo relé em $pu$ para o lado de baixa tensão.
$\widehat{I}_{b,sec,pu}$	Fasor da corrente na fase B vista pelo relé em $pu$ para o lado de baixa tensão.
$\widehat{I}_{c,sec,pu}$	Fasor da corrente na fase c vista pelo relé em $pu$ para o lado de baixa tensão.
$\widehat{I}_{a,sec}$	Fasor da corrente na fase A vista pelo relé para o lado de baixa tensão.
$\widehat{I}_{b,sec}$	Fasor da corrente na fase B vista pelo relé para o lado de baixa tensão.
$\widehat{I}_{c,sec}$	Fasor da corrente na fase C vista pelo relé para o lado de baixa tensão.
θ	Ângulo de defasagem relativo ao grupo de defasagem do transformador.
$M_{\theta}$	Matriz de compensação de defasagem angular.
$M_0$	Matriz de compensação de sequência zero.
$M_{\theta 0}$	Matriz de compensação de defasagem angular e de sequência zero.
Т	Quantidade escalar relativa ao elemento direcional.
$\widehat{I}_X$	Fasor da corrente residual nos terminais do transformador.
$\widehat{I}_Y$	Fasor da corrente de neutro do transformador.
$\widehat{I}_Y^*$	Conjugado de $\widehat{I}_Y$ .
87 <i>R</i>	WordBit que indica operação do elemento diferencial de fase.
87Q	WordBit que indica operação do elemento diferencial de sequência negativa.
REFF1	WordBit que indica operação do elemento direcional de falta à terra restrita.
TRXFM	WordBit que indica o envio do $trip$ pelo relé.

# GLOSSÁRIO

AAB	ASEA Brown Boveri	
AC	Alternating Current	
ASCII	American Standard Code for Information Interchange	
ASP	Análise de Sensibilidade Paramétrica	
ATP	Alternative Transients Program	
CEV	Compressed Event Report	
$\operatorname{CFG}$	Configuration File	
$\operatorname{CSV}$	Comma Separated Values	
DAT	Data	
DC	Direct Current	
FCDFT	Full Cycle Discrete Fourier Transform	
IEC	International Electrotechnical Commission	
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers	
HDR	Header File	
LKC	Lei de Kirchhoff das Correntes	
MS	Microsoft	
MT-RJ	Mechanical Transfer Registered Jack	
REF	Restricted Earth Fault	
RTC	Relação do Transformador de Corrente	
SEL	Schweitzer Engineering Laboratories	

SLP	Slope
TACS	Transient Analysis of Control Systems
TC	Transformador de Corrente
USB	Universal Serial Bus
VBA	Visual Basic for Applications

### CAPÍTULO 1

# INTRODUÇÃO

### 1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO DO TEMA

Os transformadores de potência são equipamentos fundamentais em qualquer sistema elétrico. Eles são os responsáveis pela operação do sistema com a tensão mais conveniente dos pontos de vista técnico e econômico. Seu reparo ou substituição em uma subestação implicam em tempo fora de serviço e custos (ZIEGLER, 2006).

Do total de curtos-circuitos que ocorrem em sistemas elétricos, as faltas em transformadores de potência correspondem a cerca de 10% dos casos (PAITHANKAR; BHIDE, 2007). Esta alta porcentagem, juntamente com a importância desse equipamento, justifica a necessidade de um sistema de proteção adequado.

Dentre as proteções utilizadas em transformadores, a função diferencial é normalmente empregada como proteção unitária daqueles com potência acima de 10 MVA (HOROWITZ; PHADKE, 2008). Com o advento da tecnologia digital, seus princípios fundamentais puderam ser implementados nos relés numéricos microprocessados, viabilizando uma série de avanços neste tipo de proteção.

Considerando o contexto apresentado, afirma-se que a necessidade de uma proteção rápida e seletiva de transformadores é ainda maior no caso de sistemas operando de forma interligada, nos quais as distâncias físicas não se traduzem em distâncias elétricas, de modo que distúrbios se propagam rapidamente pela rede. Nesse sentido, faz-se necessário analisar o desempenho da proteção diferencial de transformadores de potência para as mais diversas situações às quais ela está sujeita. Para tanto, geralmente, são realizados testes experimentais com os relés, utilizando-se o esquema *play-back* via malas de testes, ou o chamado *closed-in-the-loop* com simuladores digitais em tempo real. Em ambos os casos, a complexidade inerente às montagens experimentais limita sua adoção a casos específicos para os quais se deseja fazer uma análise minuciosa do desempenho da proteção.

Alternativamente, emprega-se modelos dos relés disponíveis em *software* comerciais, a exemplo do CAPE ou do Aspen Oneliner, ou mesmo desenvolve-se novos modelos em softwares como o ATPDraw e o PSCAD. De toda forma, seja qual for a escolha, sempre haverá a dúvida: quão precisos são os modelos computacionais que implementam as funções de proteção em estudo? É justamente nesse contexto que o presente trabalho se insere.

### 1.2 OBJETIVOS DO TRABALHO

O objetivo do presente trabalho é apresentar uma metodologia de validação experimental de modelos computacionais de relés, mediante a comparação de seu desempenho com o de relés reais para diversas situações de curtos-circuitos. Em particular, avalia-se um modelo computacional do relé SEL-487E, empregado na proteção de transformadores e autotransformadores de potência. Para tanto, foram analisadas as suas funções diferencial de fase (87T), diferencial de sequência negativa (87Q) e direcional de terra restrita (67REF).

Para realizar a validação do modelo computacional desenvolvido, a seguinte metodologia foi empregada:

- Gerar registros COMTRADE a partir de simulações no software ATPDraw;
- Aplicar os sinais do registro COMTRADE diretamente ao modelo do relé;
- Aplicar os sinais do registro COMTRADE ao relé SEL-487E via mala de testes Doble F6150sv;
- Fazer a aquisição das grandezas do relé referente a cada uma das funções de proteção avaliadas;
- Comparar os resultados obtidos com o modelo computacional e com o relé.

A validação experimental do modelo computacional é de extrema utilidade, tendo em vista a versatilidade em reutilizar o modelo validado para se analisar a resposta de configurações diversas de sistemas de potência. Dessa forma, é possível interpretar o comportamento do sistema como sendo o mais próximo possível da realidade e adaptar os ajustes da proteção de maneira apropriada para extinguir potenciais faltas que venham a atingir o sistema de potência ainda na fase de parametrização dos equipamentos de proteção.

### 1.3 ORGANIZAÇÃO DO TEXTO

Este trabalho está organizado da seguinte forma:

- Capítulo 2: aborda-se a fundamentação teórica da proteção diferencial aplicada a transformadores, abordando suas principais características e especificidades;
- Capítulo 3: detalham-se as características de hardware e software de configuração do relé e da mala de teste utilizada, apresenta-se o sistema de potência modelado no ATP e descrevem-se a metodologia e os programas empregados para se realizar a análise de sensibilidade paramétrica de forma automatizada;
- Capítulo 4: compara-se o comportamento da proteção para curtos-circuitos internos ao transformador frente a uma injeção de eventos em massa do modelo computacional do relé com os resultados obtidos a partir do processamento do relé físico no intuito de validar o modelo computacional. Além disso, comparam-se outras análises no tempo tais como falta na bucha, energização e falta externa;
- Capítulo 5: apresentam-se a conclusão e propostas para trabalhos futuros.

# FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA DA PROTEÇÃO DIFERENCIAL DE TRANSFORMADORES

### 2.1 PRINCÍPIOS DA PROTEÇÃO DE SISTEMAS DE POTÊNCIA

Os sistemas de proteção são empregados no intuito de garantir a continuidade de fornecimento de energia elétrica, de evitar instabilidades na rede e de preservar o correto funcionamento dos equipamentos do sistema envolvido como um todo. Para tanto, os equipamentos de proteção devem ser ajustados de forma a serem sensíveis o suficiente para detectar o defeito, quando presente, e seguros para não acionarem quando não houver defeito. Situações típicas de atuação da proteção são para casos de curtos-circuitos entre condutores ou entre condutores e a terra, sobrecarga do sistema e oscilações de potência.

De forma a caracterizar aspectos importantes a um sistema de proteção, alguns termos específicos são utilizados para se referir a requisitos básicos (PAITHANKAR; BHIDE, 2007):

- Sensibilidade: capacidade de identificar as faltas para as quais foi projetado.
- *Confiabilidade:* habilidade de atuar corretamente quando necessário.
- Segurança: capacidade de evitar a atuação indevida.
- *Seletividade:* habilidade de prover máxima continuidade no serviço com um mínimo de desconexões necessárias para isolar uma falta.
- *Coordenação:* determinação de ajustes apropriados entre os dispositivos que protegem um determinado elemento a fim de prover seletividade durante a operação.
- *Velocidade:* capacidade de atuar de forma rápida de maneira a reduzir o tempo de duração das faltas, minimizando os danos ao sistema protegido.
- Simplicidade: utilização mínima de equipamentos e circuitos para efetuar a proteção.

### 2.2 FUNDAMENTOS DA PROTEÇÃO DIFERENCIAL APLICADA A TRANSFOR-MADORES DE POTÊNCIA

De forma genérica, os relés diferenciais atuam baseado na diferença, acima de um limiar ajustado, entre duas medições de uma mesma grandeza, como a corrente elétrica, por exemplo. Os conceitos nos quais se fundamentam a função de proteção diferencial são relativamente simples e baseiam-se na Lei de Kirchhoff das Correntes (LKC), ou seja, o somatório das correntes que entram em um nó deve ser igual ao somatório das correntes saindo desse mesmo nó. Dessa forma, adequando-se aos propósitos da função de proteção, interpreta-se o nó da LKC como sendo o equipamento a ser protegido: um barramento (87B), um transformador de potência (87T) ou uma linha de transmissão (87L).

Observa-se no diagrama unifilar da Figura 2.1 que a zona de proteção é delimitada pelos transformadores de corrente (TCs) responsáveis por aferir as correntes que entram e saem do equipamento protegido. Vale ressaltar que a proteção diferencial é segregada por fases a partir de um par de TCs dedicados. A detecção de faltas é independente entre as fases e, portanto, há opções de abertura monopolar ou tripolar dos disjuntores, a depender da lógica implementada.

Aplicando a LKC na zona de proteção e utilizando de grandezas fasoriais na formulação, a corrente que irá sensibilizar a proteção, denominada corrente de operação  $I_{op}$ , é definida pela Equação (2.1)(FERRER; SCHWEITZER, 2010):

$$I_{op} = \left| \widehat{I}_{1,sec} + \widehat{I}_{2,sec} \right|, \qquad (2.1)$$

em que  $\widehat{I}_{1,sec}$  e  $\widehat{I}_{2,sec}$  são os fasores das correntes secundárias medidas pelo relé em cada terminal de um transformador de dois enrolamentos.

Analisando a polaridade dos TCs em conjunto com a direção e módulo esperado das correntes em situação de operação normal, espera-se que a corrente de operação seja proporcional à



Figura 2.1. Região protegida.

corrente de falta quando houver defeitos internos à zona de proteção e aproxime-se de zero para defeitos externos à zona de proteção.

Em realidade, o sinal de corrente que percorre o enrolamento do transformador é diferente do sinal medido pelo relé pelo fato de a impedância do relé e dos cabos e até mesmo a saturação do ramo magnetizante do TC, decorrente da sua não linearidade, influenciarem na medição desse sinal. Essa divergência pode causar perda na segurança da proteção, na medida em que provoquem uma operação errônea por parte do relé. No intuito de mitigar essa operação indevida desenvolveu-se a ideia da proteção diferencial percentual, que adiciona à lógica de operação uma variável conhecida como corrente de restrição  $I_{res}$ , também composta pelos dois sinais de corrente aferidos pelos TCs conectados aos terminais do transformador (PAITHAN-KAR; BHIDE, 2007). As expressões mais comuns para o cálculo da corrente de restrição são (FERRER; SCHWEITZER, 2010):

$$I_{res} = k \left| \widehat{I}_{1,sec} - \widehat{I}_{2,sec} \right|, \qquad (2.2)$$

$$I_{res} = k\left(\left|\widehat{I}_{1,sec}\right| + \left|\widehat{I}_{2,sec}\right|\right),\tag{2.3}$$

$$I_{res} = max\left(\left|\widehat{I}_{1,sec}\right|, \left|\widehat{I}_{2,sec}\right|\right),\tag{2.4}$$

em que k é um fator de escala, usualmente igual a 1 ou 0,5.

Observe que as Equações (2.3) e (2.4) permitem a extensão da proteção para mais de dois elementos de restrição, adequado para sistemas com múltiplos terminais, como no caso de transformadores de três terminais. No caso desse trabalho, utilizou-se a Equação 2.3, uma vez que está é a implementada no relé.

Dito isso, utiliza-se  $I_{op}$  como a corrente indicativa de *trip* na situação em que seja maior que um valor de corrente de *pickup* mínimo  $(I_{pickup})$  e maior que  $I_{res}$  multiplicada por uma constante (*SLP*). Em termos lógicos, as condições são:

$$I_{op} > I_{pickup}, \tag{2.5}$$

$$I_{op} > SLP \cdot I_{res}, \tag{2.6}$$

em que *SLP* é o *slope*, um ajuste do relé.

A proteção digital faz uso dessas equações, porém sua aplicação é muito mais flexível de forma que, a depender do fabricante, a utilização das Equações (2.5) e (2.6) são complementadas

por diversas lógicas adicionais visando melhorar o desempenho, a confiabilidade e segurança do sistema de proteção. Algumas estratégias incluem a detecção de faltas externas, detecção saturação de TCs, remoção de corrente capacitiva, características de operação adaptativas e uso de amostras instantâneas e de fasores simultaneamente (FERRER; SCHWEITZER, 2010). Suas implementações são customizáveis e realizadas via *software*, evidenciando a versatilidade dos relés digitais.

### 2.3 PLANO OPERACIONAL

Uma ferramenta visual bastante utilizada para se averiguar as condições lógicas expressas pelas Equações (2.5) e (2.6) de atuação do relé diferencial percentual é o plano operacional.

O plano operacional sintetiza as informações e condições de operação do relé em um plano cartesiano em que o eixo das abcissas é definido como sendo a corrente de restrição e o eixo das ordenadas como a corrente de operação. A característica de operação é estabelecida pelas Equações (2.5) e (2.6). Verifica-se da Figura 2.3 que a característica de operação é formada pela junção de uma linha reta com inclinação dada por SLP e uma linha reta horizontal definida pelo valor de corrente de *pickup* mínimo. Conforme demonstram as Equações (2.5) e (2.6), a região de atuação está acima da característica de operação e a região de restrição está abaixo da mesma característica. As correntes  $I_{op}$  e  $I_{res}$  são calculadas à medida que as correntes são medidas pelos TCs localizados nos terminais do equipamento. O ponto de operação é localizado no plano operacional, de tal forma que sua posição será na região de restrição caso o equipamento esteja em condições normais de operação ou durante faltas externas e se deslocará para a região de atuação no caso da detecção de alguma falta interna à zona de proteção do sistema. A forma como este deslocamento ocorre depende de qual formulação é utilizada para se calcular  $I_{res}$ , que pode ser definido pelas Equações (2.2), (2.3), (2.4), entre outras (FERRER; SCHWEITZER, 2010). Observe ainda que o relé pode fazer uso de dois valores de *slope* em trechos distintos da característica a fim de evitar atuações indevidas em decorrência de situações que levem a uma forte saturação dos TCs. Essa característica é denominada dual slope e é visualizada pelo trecho pontilhado na Figura 2.3. Pode-se ainda implementar a variação adaptativa de SLP de acordo com a situação em que se encontra o sistema (FERRER; SCHWEITZER, 2010).



**Figura 2.2.** Sensibilidade do *slope* no Plano Operacional.

Figura 2.3. Plano Operacional.

Vale ressaltar a importância do ajuste do *slope* no relé tendo em vista que ele é o responsável por modificar a inclinação da reta que delimita as regiões de restrição e de atuação, ou seja, ele modifica a sensibilidade do relé para detecção de faltas, pois a zona de atuação pode sofrer expansão ou retração. Essa dinâmica é observada na Figura 2.2. Observe que quanto maior o ajuste do *slope*, menor a região de atuação, indicando uma relação inversamente proporcional do *slope* e da sensibilidade do relé.

### 2.4 ASPECTOS DA PROTEÇÃO DIFERENCIAL DE TRANSFORMADORES

Como dito anteriormente, os transformadores de potência são geralmente protegidos por lógicas de proteção diferencial, haja vista que esses equipamentos apresentam características físicas bastante apropriadas para este tipo de proteção, como terminais próximos entre si e fácil acesso. Diz-se que a função de proteção diferencial é inerentemente unitária por definição, ou seja, é um sistema de proteção destinado a detectar e eliminar, seletivamente e sem retardo de tempo intencional, falhas que ocorram apenas no componente protegido (ONS, 2011).

Atualmente, o uso de relés microprocessados (ou relés numéricos) é bastante difundido entre as empresas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica devido à flexibilidade no comissionamento dos mesmos. Entre os diversos benefícios estão (FERRER; SCHWEITZER, 2010):

• Normalização da corrente: cálculo do TAP do transformador baseado nos dados de placa que compensa possíveis diferenças na amplitude das correntes entre os terminais.

- *Compensação angular:* aplicação de uma matriz numérica responsável por compensar qualquer configuração de conexão entre os lados do transformador e dos TCs.
- Bloqueio e restrição por harmônicos: detecção de faltas durante condições de energização ou operação normal enquanto preserva a segurança para correntes de energização, faltas externas ou condições de sobre excitação.
- Bloqueio pela componente DC: ajuda na manutenção da segurança da proteção para correntes *inrush*, mesmo que contenham um baixo conteúdo harmônico.
- *Característica adaptativa:* a característica de operação adaptativa proporciona maior segurança para faltas externas com os TCs altamente saturados e rápida atuação para faltas evolutivas (externas para internas).
- Detecção de falta por sequência negativa: útil para a detecção de faltas internas entre espiras que envolvem um baixo número de espiras.
- *Elemento térmico:* o relé calcula a temperatura e envelhecimento do transformador e dispara um alarme para situações atípicas.
- Monitoramento de faltas passantes: O relé calcula a energia acumulada de faltas passantes pelo transformador. Dessa forma é possível agendar manutenções preventivas contra danos mecânicos mais facilmente.

Serão detalhados a seguir os princípios básicos, incluindo a formulação e a lógica implementada, dos elementos diferenciais de fase (87T) em conjunto com o bloqueio e restrição por harmônicos, os elementos diferenciais de sequência negativa (87Q), a proteção de faltas à terra restrita (67REF), o algoritmo de compensação angular e as características das faltas mais comuns que afetam os transformadores. A noção desses princípios permite uma melhor compreensão da proteção diferencial de transformadores e das análises realizadas neste trabalho.

### 2.4.1 Bloqueio e Restrição do Elemento Diferencial de Fase (87T)

Idealmente, o ponto de operação deveria estar na região de atuação apenas para faltas internas à zona de proteção e na região de restrição para faltas externas ou condições de operação normal. No entanto, correntes de *inrush* e sobre-excitação podem acarretar em uma corrente de operação espúria, prejudicando a segurança do elemento de proteção diferencial. Sendo assim, faz-se necessário levar em consideração os componentes harmônicos para que a proteção não atue indevidademente (GUZMÁN *et al.*, 2011). Os componentes harmônicos podem ser utilizados tanto para bloquear como para restringir a proteção diferencial de transformadores. O bloqueio, que é sensibilizado a partir das três fases, é classificado como:

- Bloqueio cruzado Atua nas três fases simultaneamente, mesmo quando a porcentagem harmônica é maior que a especificada em apenas uma delas;
- Bloqueio independente Atua apenas na fase em que foi detectada porcentagem harmônica maior que a especificada.

A restrição da proteção diferencial, contudo, utiliza apenas a atuação independente (FER-RER; SCHWEITZER, 2010).

#### 2.4.1.1 Bloqueio do Elemento Diferencial por Harmônicos

O bloqueio do elemento diferencial por harmônicos ocorre quando uma porcentagem da componente harmônica da fundamental da corrente diferencial está acima de uma limiar préconfigurado no relé. O elemento diferencial utiliza as componentes harmônicas de segunda e quarta ordem para bloquear operações em situações de corrente de *inrush* e faltas externas que saturem os TCs (GUZMÁN *et al.*, 2011).

Em termos lógicos, o *trip* somente ocorre com o cumprimento das Equações (2.5) e (2.6) e o não cumprimento das Equações (2.7) e (2.8):

$$K_2 I_{2,harm} > I_{op}, \tag{2.7}$$

$$K_4 I_{4,harm} > I_{op}, \tag{2.8}$$

$$K_N = \frac{100}{PCT_N},\tag{2.9}$$

em que:

 $I_{2,harm}$  e  $I_{4,harm}$  são as magnitudes das componentes harmônicas de segunda e quarta ordem do fasor da corrente diferencial.

 $K_2 \in K_4$  são coeficientes constantes para a segunda e quarta harmônica, respectivamente.

 $K_N$  é o coeficiente constante para o n-ésimo harmônico.

 $PCT_N$  é o ajuste do limiar em porcentagem para a n-ésima harmônica (N = 2, 4).

Em relação às condições de sobre-excitação do transformador, o elemento diferencial usa



Figura 2.4. Bloqueio do elementos diferencial a partir do segundo, quarto e quinto harmônicos. O segundo e quarto harmônicos operam no modo de bloqueio cruzado, enquanto o quinto harmônico opera no modo de bloqueio independente. Modificado de (SEL, 2012b).

a magnitude da componente harmônica de quinta ordem para o bloqueio da operação. Em termos lógicos, o bloqueio por sobre-excitação ocorre quando (GUZMÁN *et al.*, 2011):

$$K_5 I_{5,harm} > I_{op},$$
 (2.10)

em que:

 $I_{5,harm}$  é a magnitude da componente harmônica de quinta ordem do fasor da corrente diferencial.

 $K_5$  é coeficiente constante para a quinta harmônica.

O diagrama lógico do bloqueio por harmônicos é apresentado na Figura 2.4. Nota-se que o segundo e quarto harmônicos operam no modo de bloqueio cruzado, tendo em vista que qualquer um dos três elementos diferenciais  $(2_4HB1, 2_4HB2 \text{ ou } 2_4HB3)$ , em que cada um é destinado a uma fase diferente, pode acionar o bloqueio. Já o quinto harmônico opera no modo de bloqueio independente, porque o bloqueio é acionado apenas pelo elemento diferencial associado à fase e fica restrito a bloquear apenas aquela fase.

#### 2.4.1.2 Restrição do Elemento Diferencial por Harmônicos

A restrição dos elementos diferencia por harmônicos utiliza da segunda e quarta componentes harmônicas da corrente diferencial para reforçar a corrente de restrição. Sendo assim, as



Figura 2.5. Restrição do elementos diferencial a partir do segundo e quarto harmônicos. A restrição por harmônicos opera no modo independente. Modificado de (SEL, 2012b).

condições para trip são sintetizados nas seguintes equações (GUZMÁN et al., 2011):

$$I_{op} > SLP \cdot I_{res} + K_2 I_{2,harm} + K_4 I_{4,harm}.$$
(2.11)

Essas componentes harmônicas dessensibilizam a proteção para condições de *inrush* e saturações dos TCs provocadas por faltas externas. A operação é dificultada tendo em vista que há termos adicionais na restrição da operação. O diagrama lógico da restrição por harmônicos é apresentado na Figura 2.5. Note que o modo de restrição por harmônicos apenas opera no modo independente.

#### 2.4.1.3 Restrição e Bloqueio por Harmônicos Implementados em Paralelo

O modo de restrição independente em conjunto com o bloqueio cruzado dos elementos diferenciais por harmônicos apresenta vantagens quanto à segurança e velocidade de atuação. Embora o elemento de restrição diferencial opere mais rapidamente que o elemento de bloqueio em situações de energização de um transformador com falta interna, o cenário se inverte para faltas dentro da zona de proteção na ausência de correntes de *inrush*. Percebe-se, assim, que a velocidade de operação é otimizada para faltas internas e a segurança do esquema de proteção é mantida quando os dois esquemas são utilizados paralelamente (GUZMÁN *et al.*, 2011). O diagrama lógico de ambos elementos diferenciais operando em paralelo é ilustrado na Figura 2.6. A variável lógica responsável por emitir o sinal de *trip* é a 87R, que é acionada pela função lógica OU entre as variáveis lógicas segregadas por fase: 87RA, 87RB e 87RC.



**Figura 2.6.** Elementos diferencial com Restrição e Bloqueio por harmônicos operando em paralelo. Modificado de (SEL, 2012b).

#### 2.4.2 Elemento Diferencial de Sequência Negativa (87Q)

Faltas internas que envolvem uma pequena parcela de espiras de um dos enrolamentos do transformador são dificeis de serem detectadas pelos elementos diferenciais de fase, principalmente quando o transformador encontra-se operando em plena carga. O elemento diferencial de sequência negativa se destaca por não ser sensibilizado em condições de carga em um sistema balanceado. Dessa forma, ele detecta, de maneira rápida e eficaz, qualquer desequilíbrio nas correntes de linha (SEL, 2012b).

As correntes de operação e restrição de sequência negativa são calculadas após a compensação da sequência zero e as correções de defasagem e de relação de transformação pela matriz de compensação angular, descrita na Subseção 2.5. A corrente de operação é calculada de forma similar ao elemento de fase 87R, porém a corrente de restrição é a máxima corrente de sequência negativa dos enrolamentos que fazem parte da zona diferencial (SEL, 2012b).

$$I_{opQ} = \left| \widehat{I}_{1q} + \widehat{I}_{2q} \right|, \qquad (2.12)$$

$$I_{resQ} = max\left(\left|\widehat{I}_{1q}\right|, \left|\widehat{I}_{2q}\right|\right), \qquad (2.13)$$

em que  $\widehat{I}_{1q}$  e  $\widehat{I}_{2q}$  são as correntes de sequência negativa dos enrolamentos primário e secundário, respectivamente.

As condições de operação são análogas às condições da proteção diferencial tradicional de



Figura 2.7. Plano Operacional do elemento diferencial de sequência negativa.

tal maneira que a característica é a mesma do elemento 87T.

$$I_{opQ} > I_{pickupQ}, \tag{2.14}$$

$$I_{opQ} > SLP \cdot I_{resQ}, \tag{2.15}$$

Algumas estratégias utilizadas nos elementos de fase podem ser reempregadas para o elemento de sequência negativa. A saturação dos TCs por conta de faltas externas pode levar à má operação da função, sendo necessário o bloqueio ou temporização da função. A função também pode ser bloqueada por harmônicos nos casos de energização e sobre-excitação.

A operação do elemento de sequência negativa consiste em analisar se o ponto de operação encontra-se na região de operação ou de restrição, verificar se a falta não é externa e se o bloqueio por harmônicos não foi ativado devido a condição de corrente de energização. O diagrama lógico da Figura 2.8 ilustra a implementação do elemento diferencial de sequência negativa.



Figura 2.8. Diagrama lógico do elemento diferencial de sequência negativa. Modificado de (SEL, 2012b).

# 2.5 COMPENSAÇÃO DE RELAÇÃO DE TRANSFORMAÇÃO, DE DEFASAGEM E DE SEQUÊNCIA ZERO

Como apresentado anteriormente, a proteção diferencial consiste, basicamente, na comparação entre a soma das correntes medidas pelos TCs que delimitam a zona de proteção do equipamento. Para que a soma dessas quantidades fasorias sejam interpretadas corretamente, é necessário que as correntes estejam na mesma base de amplitude, em fase e balanceadas, no caso de faltas externas que envolvam a terra.

Vale ressaltar que as estratégias de compensação apresentadas a seguir são utilizadas em relés numéricos microprocessados. No caso de relés eletromecânicos, as compensações são implementadas por meio dos TCs e de transformadores auxiliares.

#### 2.5.1 Compensação da Relação de Transformação

A estratégia da compensação da relação de transformação consiste em normalizar as correntes por uma única base. As correntes secudárias dos TCs são normalizadas por uma grandeza denominada TAP, calculada como a corrente nominal do transformador. Em outras palavras, o TAP coloca as correntes secundárias dos TCs em pu da corrente nominal do transformador (FERRER; SCHWEITZER, 2010).

A corrente nominal primária é calculada de acordo com a Equação (2.16). Aplicando-se esse resultado na Equação (2.17), obtém-se a corrente nominal referenciada ao secundário do TC.

$$I_{pri,nom,k} = \frac{1000S_{nom,MVA}}{\sqrt{3}V_{nom,k,kV}}$$
(2.16)

$$I_{sec,nom,k} = \frac{I_{pri,nom,k}}{RTC_k},\tag{2.17}$$

em que  $S_{nom,MVA}$  representa a potência nominal do transformador em MVA,  $V_{nom,k,kV}$  é a tensão nominal de linha, em kV, relativa ao enrolamento  $k \in RTC_k$  corresponde à relação de transformação do TC conectado ao enrolamento k.

Normalizando a corrente secundária medida a partir do TC pela corrente nominal secundária, obtém-se a corrente secudária em pu:

$$\widehat{I}_{sec,pu,k} = \frac{\widehat{I}_{sec,k}}{I_{sec,nom,k} \cdot c_k} = \frac{\widehat{I}_{sec,k}}{TAP}.$$
(2.18)

Logo,

$$TAP = \frac{1000S_{nom,MVA}c_k}{\sqrt{3}V_{nom,k,kV}RTC_k}.$$
(2.19)

A Equação (2.19) mostra o cálculo do TAP, em que  $c_k$  é relativo ao tipo de ligação dos TCs e vale  $\sqrt{3}$  para TCs em delta e 1 para TCs em estrela (FERRER; SCHWEITZER, 2010).

Vale ressaltar que, na análise de um transformador de potência, dificilmente o TAP será único, logo será calculado um TAP para cada terminal do transformador. No caso de um transformador de dois terminais, a Equação (2.20) ilustra a normalização para o lado de baixa e alta a partir das correntes secundárias medidas pelos TCs.

$$\begin{bmatrix} \widehat{I}_{A,sec,pu} \\ \widehat{I}_{B,sec,pu} \\ \widehat{I}_{C,sec,pu} \end{bmatrix} = \frac{1}{TAP_{AT}} \begin{bmatrix} \widehat{I}_{A,sec} \\ \widehat{I}_{B,sec} \\ \widehat{I}_{C,sec} \end{bmatrix} \qquad \begin{bmatrix} \widehat{I}_{a,sec,pu} \\ \widehat{I}_{b,sec,pu} \\ \widehat{I}_{c,sec,pu} \end{bmatrix} = \frac{1}{TAP_{BT}} \begin{bmatrix} \widehat{I}_{a,sec} \\ \widehat{I}_{b,sec} \\ \widehat{I}_{c,sec} \end{bmatrix}$$
(2.20)

#### 2.5.2 Compensação de Defasagem Angular

A defasagem angular depende não somente do tipo de conexão do transformador (delta, estrela ou zigzag) mas também de como os enrolamentos são conectados para obter uma ligação específica. Nesse contexto é que se insere a definição dos grupos de defasagem, em que o número do grupo indica o defasamento da conexão. Por exemplo, uma conexão indicada como Dy7 possui enrolamento de alta tensão em delta, enrolamento de baixa tensão em estrela e pertence ao grupo 7, possuindo defasagem de  $7 \cdot 30^\circ = 210^\circ$  (IEC 60076-1, 2011).

A implementação matemática da compensação de defasagem angular é feita através da matriz  $M_{\theta}$ , mostrada na Equação (2.21), em que  $\theta$  corresponde ao angulo de defasagem, ou seja, o número do grupo de defasagem multiplicado por 30°. Ao multiplicar as correntes secundárias pela matriz de compensação de defasagem angular, as correntes resultantes são submetidas a uma defasagem de  $\theta$  no sentido anti-horário. Cabe ainda observar que a matriz  $M_{\theta}$  nada mais é que uma matriz de rotação angular.

$$M_{\theta} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 + 2\cos\theta & 1 + 2\cos(\theta + 120^{\circ}) & 1 + 2\cos(\theta - 120^{\circ}) \\ 1 + 2\cos(\theta - 120^{\circ}) & 1 + 2\cos\theta & 1 + 2\cos(\theta + 120^{\circ}) \\ 1 + 2\cos(\theta + 120^{\circ}) & 1 + 2\cos(\theta - 120^{\circ}) & 1 + 2\cos\theta \end{bmatrix}$$
(2.21)

Como a matriz de compensação de defasagem angular também relaciona correntes secundárias dos TCs com correntes compensadas, é possível adicionar a compensação de defasagem angular à Equação (2.20) e realizar essas compensações simultaneamente como mostrado na Equação (2.22).

$$\begin{bmatrix} \widehat{I}_{A,sec,pu} \\ \widehat{I}_{B,sec,pu} \\ \widehat{I}_{C,sec,pu} \end{bmatrix} = \frac{1}{TAP_{AT}} M_{\theta} \begin{bmatrix} \widehat{I}_{A,sec} \\ \widehat{I}_{B,sec} \\ \widehat{I}_{C,sec} \end{bmatrix} \qquad \begin{bmatrix} \widehat{I}_{a,sec,pu} \\ \widehat{I}_{b,sec,pu} \\ \widehat{I}_{c,sec,pu} \end{bmatrix} = \frac{1}{TAP_{BT}} M_{\theta} \begin{bmatrix} \widehat{I}_{a,sec} \\ \widehat{I}_{b,sec} \\ \widehat{I}_{c,sec} \end{bmatrix}$$
(2.22)

#### 2.5.3 Compensação de Sequência Zero

A remoção de sequência zero está baseada no fato de que, dependendo da conexão dos enrolamentos, a corrente de sequência zero pode fluir para o sistema de uma lado, mas não do outro lado do transformador. Essa diferença entre entrada e saída as correntes nos terminais causa uma corrente diferencial que pode originar uma atuação incorreta do relé.

A matriz  $M_0$ , mostrada na Equação (2.23), é responsável por remover a sequência zero das correntes secundárias. Essa matriz é originada a partir da subtração entre correntes de fase e correntes de sequência zero.

$$M_0 = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix}$$
(2.23)

A compensação de defasagem angular e de sequência zero podem ser feitas simultaneamente através da matriz  $M_{\theta 0} = M_{\theta} \cdot M_0$  apresentada na Equação (2.24).

$$M_{\theta 0} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos\theta & \cos(\theta + 120^\circ) & \cos(\theta - 120^\circ) \\ \cos(\theta - 120^\circ) & \cos\theta & \cos(\theta + 120^\circ) \\ \cos(\theta + 120^\circ) & \cos(\theta - 120^\circ) & \cos\theta \end{bmatrix}$$
(2.24)

Adicionando a compensação na matriz de defasagem angular na Equação (2.22), tem-se:

$$\begin{bmatrix} \widehat{I}_{A,sec,pu} \\ \widehat{I}_{B,sec,pu} \\ \widehat{I}_{C,sec,pu} \end{bmatrix} = \frac{1}{TAP_{AT}} M_{\theta 0} \begin{bmatrix} \widehat{I}_{A,sec} \\ \widehat{I}_{B,sec} \\ \widehat{I}_{C,sec} \end{bmatrix} \qquad \begin{bmatrix} \widehat{I}_{a,sec,pu} \\ \widehat{I}_{b,sec,pu} \\ \widehat{I}_{c,sec,pu} \end{bmatrix} = \frac{1}{TAP_{BT}} M_{\theta 0} \begin{bmatrix} \widehat{I}_{a,sec} \\ \widehat{I}_{b,sec} \\ \widehat{I}_{c,sec} \end{bmatrix}$$
(2.25)

Com as três formas de compensação apresentadas, é possível descrever um algoritmo que mostra os passos do processamento antes do cálculo do elemento diferencial. Conforme descrito nos itens a sequir, esse algoritmo também é apresentado na Figura 2.9 e na Equação (2.25) (FERRER; SCHWEITZER, 2010):

- Normalização das correntes secundárias pelo *TAP*.
- Verifição do grupo de defasagem e a conexão dos enrolmantos do transformador.

• De acordo com o grupo e conexão, aplicar a matriz de compensação de defasagem angular e sequência zero.

No caso do transformador estudado nesse trabalho, foi necessário compensar sequência zero e defasagem angular visto que a conexão era YNd1, além de normalizar pelo *TAP*. Com isso, aplicou-se a remoção de sequência zero da mediação do TC do lado de estrela (lado de alta) do transformador e a correção de defasagem pelo lado delta (lado de baixa) do transformador mediante a multiplicação da matriz de defasagem angular  $M_{\theta}$  com  $\theta = 30^{\circ}$ .



Figura 2.9. Algoritmo para aplicação das compensações necessárias.

### 2.6 FALTA À TERRA RESTRITA (REF)

O elemento de falta à terra restrita, do inglês *restrict earth fault* (REF) é empregado no intuito de suprir limitações presentes nos elemento de fase 87T e é responsável pela detecção de faltas de baixa impedância nos enrolamentos do transformador e faltas envolvendo a terra e poucas espiras próximas ao neutro, de forma rápida e segura (FERRER; SCHWEITZER, 2010). Vale observar que o elemento REF é utilizado considerando as correntes que percorrem o lado conectado em estrela do transformador, haja vista que sua formulação faz uso da corrente que flui pelo condutor neutro. O esquemático do elemento REF é apresentado na Figura 2.10

O funcionamento da proteção baseia-se no princípio de comparação entre a diferença de ângulos entre a corrente de neutro e a corrente residual que percorre o TC conectado ao terminal do transformador (FERRER; SCHWEITZER, 2010). Feita essa comparação, o relé determina a direcionalidade da corrente a partir do elemento direcional (representado pelo código 32I no esquemático). No caso de uma falta interna, ambas as correntes fluem para os enrolamentos do transformador, ao passo que em uma falta externa a corrente residual estaria fluindo no sentido oposto no TC conectado ao terminal. O elemento direcional calcula a quantidade escalar T a partir da Equação (2.26).

$$T = Re[\widehat{I}_X \cdot \widehat{I}_Y^*], \qquad (2.26)$$

em que:

 $\widehat{I}_X$  é a corrente residual nos terminais do transformador.

 $\widehat{I}_{Y}^{*}$  é o conjugado de  $\widehat{I}_{Y}$  da corrente de neutro do transformador.

O elemento direcional compara o valor T com dois limiares. O elemento declara uma falta interna à terra quando T é positivo e acima do limiar. Em contrapartida, o elemento declara uma falta externa quando T é negativo e abaixo do limiar. A Figura 2.11 ilustra as regiões de operação e restrição do elemento REF.

Além disso, há uma lógica implementada em conjunto com o elemento REF que determina se o disjuntor do terminal conectado em estrela encontra-se aberto. Sendo assim, a proteção determina a corrente residual como sendo igual a zero e continua operando corretamente (FERRER; SCHWEITZER, 2010).



**Figura 2.10.** Proteção REF para um transformador de dois enrolamentos usando um elemento de corrente direcional.



**Figura 2.11.** Regiões de operação do elemento REF.

### 2.7 FALHAS EM TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA

A proteção de transformadores de potência é feita por meio de diversas unidades que monitoram tanto características intrínsecas, como temperatura e nível de óleo, quanto elétricas, sobrecorrente e frequência, por exemplo. A grande quantidade de elementos de proteção é devida à importância dos transformadores para o sistema de potência, ao alto custo e ao elevado tempo de manutenção desses equipamentos. Assim, a proteção deve atuar com a finalidade de reduzir os danos decorrentes de uma situação de defeito. A Tabela 2.1 ilustra alguns desses elementos de proteção em conjunto com a condição de defeito (GE, 2007).

Condição	Filosofia de Proteção
Interna	
Faltas entre fases dos enrolamentos e fase-terra	Diferencial (87), Sobrecorrente (51,51N), Falta à Terra Restrita (REF)
Faltas entre espiras	Diferencial(87), relé de Buchholz
Falha em isolação do núcleo, curtos em laminações	Diferencial(87), relé de Buchholz, relé de pressão súbita
Faltas no tanque	Diferencial(87), relé de Buchholz, proteção de aterramento do tanque
Sobreexcitação	Volts/Hz (24)
Externa	
Sobrecarga	Temperatura do enrolamento(49)
Sobretensão	Sobretensão (59)
Sobreexcitação	Volts/Hz (24)
Faltas externas	Sobrecorrente temporizado (51,51G), Sobrecorrente instantâneo

Tabela 2.1. Principais Falhas em Transformadores (GE, 2007).

Embora os relés numéricos microprocessados apresentem ajustes para diversas condições de faltas, os defeitos nos enrolamentos serão os mais explorados neste trabalho, visto que são os mais recorrentes em transformadores de potência (PAITHANKAR; BHIDE, 2007).
# CAPÍTULO 3

# MATERIAIS E MÉTODOS

#### 3.1 MATERIAIS

Diversos equipamentos são retirados de operação da rede elétrica para melhorias, trocas por equipamentos melhores ou manutenções periódicas. Durante essas paradas são realizados ensaios visando estender a longevidade de operação de equipamentos de alto custo, essenciais ao funcionamento do sistema elétrico de potência, como geradores, transformadores de potência, linhas de transmissão, motores, etc. Dentre os dispositivos que figuram nesses ensaios destacamse os relés de proteção e as malas de teste de alta potência, sendo o próprio relé de proteção um equipamento também ensaiado.

A etapa de comissionamento de relés de proteção é um bom exemplo de situação em que é necessária a realização de ensaios. Nessa etapa, os ajustes apropriados para assegurar a proteção de determinado sistema ou equipamento específico são definidos e o estudo desses ajustes é realizado através da injeção de sinais de corrente e tensão a fim de simular situações de distúrbio da rede. Após a injeção desses sinais, é possível capturar a oscilografia que levou à atuação do relé, denominada por evento neste texto, e traçar a causa do mesmo. Essa estratégia para a parametrização de equipamentos já é amplamente utilizada atualmente (ZIMMERMAN; COSTELLO, 2009).

Em seguida, serão abordados os aspectos construtivos de funcionamento dos materiais utilizados nesse trabalho e a interface de comunicação com o usuário utilizado por cada dispositivo, a saber: a mala de teste Doble F6150sv e o relé microprocessado SEL-487E.

#### 3.1.1 Doble F6150sv

#### 3.1.1.1 Hardware

Nos sistemas elétricos de potência atuais, equipamentos de teste e verificação são essenciais para se garantir uma operação confiável. As malas de teste são capazes de reproduzir condições reais, através de injeções de sinais diretamente nos terminais do relé, com a finalidade de validar a parametrização de diversos equipamentos ao avaliar a resposta ao sinal esperado do sistema.

A Doble F6150sv, mostrada na Figura 3.1, compõe-se de doze canais analógicos, sendo seis canais conversíveis (tensão ou corrente) e seis canais fixos de corrente. Além disso, dezesseis canais lógicos, sendo oito de entrada e oito de saída, estão presentes para conexão com equipamentos externos. Todos os canais são configurados a partir de um computador usando o *software* de controle da mala, chamado *Protection Suite* (DOBLE, 2012a).

Com relação à comunicação, o modelo utilizado dispôe de duas portas de conexão *Ethernet*, uma porta tipo-B USB, um conector optico MT-RJ e uma porta de saída *sample value* para sistemas que utilizam o protocolo de comunicação IEC-61850. A Doble F6150sv também possui conectores de integração entre malas auxiliares, para se aumentar o número de fontes de corrente, conexão com antena para Sistema de Posicionamento Global e conexões lógicas auxiliares (DOBLE, 2012a).

Com relação à gama de testes, a mala é capaz de simular estados configurados diretamente pelo *software* de controle. Além disso, é possível testar pontos em características préconfiguradas e injetar sinais de arquivos no formato COMTRADE, provenientes, por exemplo, de *software* de simulação de transitórios eletromagnéticos ou oscilografias de casos reais.

Os canais analógicos são divididos por seis fontes de 150 VA, três conversíveis (tensão ou



Figura 3.1. Doble F6150sv.



**Figura 3.2.** Distribuição de potência entre os canais. (a) Oito canais configurados, (b) doze canais configurados (DOBLE, 2012a).

corrente) e três de corrente. Dessa forma, dado um total de seis canais conversíveis e seis fixos de corrente, cada fonte é dedicada para até dois canais. A divisão das fontes na mala de teste é tal que para cada coluna de canais há uma fonte dedicada. Além disso, os canais de cada coluna estão em paralelo, logo, cada canal é limitado a fornecer 75 VA de potência com os dois canais em uso. A Figura 3.4 ilustra dois exemplos de configuração dos canais analógicos.

Embora cada fonte tenha 150 VA de potência nominal, a mala possui modos de amplificação da potência fornecida desde que a duração da injeção respeite os limites de tempo especificados em seu manual. A segunda alternativa para ganho em potência é conectar as fontes em paralelo, obtendo-se até 450 VA de potência nominal com as três fontes em paralelo. As Tabelas 3.1 e 3.2 ilustram o ganho de potência ao conectar fontes em paralelo (DOBLE, 2012a).

Tabela 3.1. Fontes de tensão.

Nível de corrente	fonte 75 $\mathrm{V\!A}$	fonte 150 $\mathrm{V\!A}$	fontes 300 VA	fontes 450 VA
0,5 A	150 V	300 V	-	-
1,0 A	75 V	150 V	300 V	-
1,5 A	-	-	-	300 V
2,0 A	-	75 V	150 V	-
3,0 A	-	-	-	150 V
4,0 A	-	-	75 V	-
6,0 A	-	-	-	75 V

Tabela 3.2. Fontes de corrente.

Nível de corrente	fonte 75 $\mathrm{V\!A}$	fonte 150 $\mathrm{V\!A}$	fontes 300 VA	fontes 450 $\mathrm{VA}$
7,5 A	10 V	20 V	40 V	60 V
15 A	5 V	10 V	20 V	30 V
22,5 A	-	-	-	20 V
30 A	-	5 V	10 V	-
45 A	-	-	-	10 V
60 A	-	-	5 V	-
90 A	-	-	-	5 V

#### 3.1.1.2 Software

A Doble F6150sv é totalmente configurável através do *software* chamado *Protection Suite*. O *software* disponibiliza tipos de testes pré-definidos parametrizáveis pelo usuário ou calculados com base nos ajustes do equipamento a ser ensaiado. O conjunto de testes varia desde a



Figura 3.3. Interface do *Protection Suite*. (a) Lista de testes carregados, (b) Seleção das características do teste.

verificação de configurações de relés de proteção, como valores de *pickup* e pontos em características, até testes mais gerais que façam uso de arquivos externos, como no formato COMTRADE (DOBLE, 2012b). A Figura 3.3(a) apresenta alguns testes carregados no *software*.

A interface apresentada na Figura 3.3(b) corresponde à aba de configuração manual dos parâmetros para injeção. O *software* permite configurar amplitude, fase, frequência, duração da injeção, entre outros. O modo da injeção, também configurável nessa aba, representa o tipo do sinal a ser injetado, por exemplo, na forma de uma rampa linear. Para cada teste carregado, as fontes da mala são configuradas pelo usuário com base no tipo do teste, quantidade e níveis de corrente e tensão. O *software* permite, ainda, configurações paralelas entre canais para testes com maior nível de potência, conforme ilustrado na Figura 3.4.

A importação de sinais externos é feita através de arquivos no formato COMTRADE ou PL4. Esse tipo de injeção fornece flexibilidade nos testes de esquemas de proteção, uma vez

1	strue 6150 Enha	ent Type		VI Source			0		0	Battery Options Turn on when test runs O 0.0 V					
8	enan	e All Sourc		)—0	<b>O</b>	-	0-	-0-	-0	Tum off if test aborts					
		Configur	ation 3 Vol	tages and 3 (	Currents	(	0	0	0	Porce transient in tests     Promote to transient as					
500	oes								Referen	co Frequency 60,000 Hz					
I	utrum	nt Source	Conr	octions	COPITRADE, HoweGen or Swin	,	Esable Recordi	Type		Range					
Na	N	Label	н	Lo	Signal		10	Halters		late .	100				
ND.	0					÷	8	Votase		Auto .					
VC	~					~	R	Voltage		Aato	*				
11	×					v	R	Current		Auto	~				
12	¥					v	2	Current		Auto	~				
13	¥					۷	8	Current		Aato	٣				

Figura 3.4. Configuração dos canais.

que permite realizar injeções em relés com sinais de sistemas simulados, respeitando os limites de potência da mala. Outra possível utilização para esses arquivos é o carregamento de sinais provenientes de uma oscilografia capturada de um relé de proteção, por exemplo. Dessa maneira, o evento ocorrido pode ser replicado com a finalidade de constatar se a operação do relé foi devida ou não. As injeções através desses arquivos serão melhor detalhadas na Subseção 3.2.4.

No caso de carregamentos de arquivos externos, existem algumas funcionalidades adicionais no *Protection Suite*: escolher quais canais do arquivo deseja-se injetar e verificar os níveis máximos de corrente e tensão para cada canal do arquivo, tanto para os canais analógicos, como para os digitais; configurar os estados de injeção, divididos em pré-falta, falta e regime permanente falta; configurar canais lógicos de entrada para controlar triggers de estados da injeção; visualizar os sinais carregados em relação ao tempo (DOBLE, 2012b).

#### 3.1.2 SEL 487E

#### 3.1.2.1 Hardware

O relé SEL-487E é fabricado pela empresa Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. (SEL) e é destinado à proteção diferencial aplicada a transformadores de potência. O relé supervisiona o comportamento do transformador através de entradas analógicas de corrente e tensão. Ao todo são vinte e quatro canais analógicos, divididos em oito terminais com três fases cada: cinco terminais com quinze canais para correntes de fase  $(I_S, I_T, I_U, I_W, I_X)$ , um terminal com três canais para entradas monofásicas  $(I_Y)$  - para as correntes de neutro utilizadas na lógica do REF - e dois terminais para seis canais destinados a duas entradas de tensão trifásicas  $(V_V, V_Z)$ (SEL, 2012b). A Figura 3.5 mostra o painel frontal do relé contendo os botões para ajustes e acionamentos local e o painel traseiro do relé contendo as entradas analógicas do relé.

E importante salientar que as correntes de entrada do relé (terminais S até Y) são as secundárias do TC. Dessa forma, as correntes nominais podem ser de 1A a 5A a depender da configuração de fábrica do relé, verificável a partir de seu Z number. Esse número é atribuído ao relé para identificar qual a versão de *firmware* e quais dispositivos físicos estão instalados no relé, como o cartão Ethernet e conexões por fibra ótica.

O relé SEL-487E aceita lógicas de proteção, controle e automação de transformadores uti-



Figura 3.5. Interface física do relé SEL-487E. (a) Painel Frontal do Relé, (b) Painel Traseiro do Relé.

lizando equações de controle *SELogic*, que permitem programações personalizadas. Como a proteção e automação possuem tempos de processamento distintos, o relé separa as áreas de programação da proteção e automação (SEL, 2012b).

A interface de comunicação do relé pode ser estabelecida através de conexão Ethernet, dispondo dos diversos protocolos de comunicação comumente utilizados na indústria como Telnet, FTP, DNP3, LAN/WAN ou IEC-61850 (SEL, 2012b).

As Tabelas 3.3 e 3.4 ilustram as especificações mais relevantes da corrente e tensão suportáveis pelo relé SEL-487E configurado para uma corrente secundária nominal de 5A (SEL, 2012b). Essas e outras especificações podem ser visualizadas no manual de configuração do relé SEL-487E.

Limites de corrente AC (secundário)	Valor [A]
Limite térmico contínuo	15
Corrente de saturação (Região linear)	100
Limite térmico para um segundo	500
Limite térmico para um ciclo	1250 A-pico

Tabela 3.3. Especificações de corrente do relé SEL-487E (5A).

Tabela 3.4. Especificações de tensão do relé SEL-487E (5A).

Limites de tensão AC (secundário)	Valor [V]
Limite tensão aplicada continuamente	300
Limite máximo de tensão por 10 segundos	600

#### 3.1.2.2 Software

Em geral os relés microprocessados admitem duas formas de comunicação com o usuário: usando os botões do painel frontal para acessar os menus localmente ou utilizando um software exclusivo que permite o acesso remoto às configurações do relé de forma mais amigável ao usuário. O *software* de comunicação com os relés SEL é chamado *AcSELerator Quickset* (SEL-5030). Este *software* permite a criação e gerenciamento de configurações gerais, análise de eventos, monitoramento em tempo real das entradas analógicas, configuração de lógicas de controle, entre outras diversas facilidades. Além disso, o *AcSELerator Quickset* permite que configurações sejam salvas no computador, independentemente de estar conectado a um relé ou não. Dessa forma, há uma maior flexibilidade quanto à modificação e envio das configurações finais ao relé (SEL, 2012b). A Figura 3.6 apresenta uma janela genérica de ajustes no relé.

A ferramenta Analytic Assistant é instalada em conjunto com o AcSELerator Quickset. Essa ferramenta permite a captura das oscilografias de eventos para uma análise posterior das possíveis causas dos distúrbios que levaram ao disparo de alarmes ou trips por parte do relé. A taxa de amostragem das oscilografias pode ser configurada em 1 kHz, 2 kHz, 4 kHz ou 8 kHz. Além do formato de arquivo padrão utilizado pelo Analytic Assistant, é possível salvar o arquivo do evento no formato COMTRADE a uma taxa de amostragem fixa em 8 kHz. O

Araulus Editar Visualizar Comunicaçãos Estramontas Jas	alan Aiuda Idiana	
6 % E 🖓 H H 🗑 🖻 🖤 🖉 X		
⊳-⊜ Aliases	Trip Logic	
>-O Global	The Logic	
>- Monitor		
A-O Group I	I rip Logic	
- Set	TRXFMR Trip Condition(s) for Transformer Terminals	
Current Transformer Data	87R OR REFF1	
O Potential Transformer Data		
Voltage Reference Terminal Selection	ULTXFMR Unlatch Trip Condition(s) for Transformer Terminals	
- O Differential Element Configuration and Data	TRGTR	
- Restricted Earth Fault Elements	TRS Trip Condition(a) for Tourisal S	
- O Winding S	TRS Trip Condition(s) for Terminal S	
- O Winding T	SUSPI OR SUSQI	
- 🕘 Winding U	LITRS Unlatch Trip Condition(s) for Terminal S	
- Winding W	TRGTR	1
Winding X		
Inverse Time Overcurrent Elements	TRT Trip Condition(s) for Terminal T	
Voits per Heitz Elements	50TP1 OR 50TQ1	
Over Voltage Elements		
- 81 Elements	ULTRT Unlatch Trip Condition(s) for Terminal T	
Over Power Elements	TRGTR	
Under Power Elements	TRUE Trie Condition (a) for Transfer (1)	
- O Demand Metering Elements	TRU Trip Condition(s) for Terminal U	
- Trip Logic	SUPIOR SUQ1	
Olose Logic	ULTRU Unlatch Trip Condition(s) for Terminal U	
O Protection Logic 1	TD CTD	
Graphical Logic 1	INGIN	 L
Grave 2	TRW Trip Condition(s) for Terminal W	
D-O Group 3	50WP1 OR 50WQ1	
b- Broup 5		
>- G Group 6	ULTRW Unlatch Trip Condition(s) for Terminal W	
>- Automation Logic	TRGTR	
>- Outputs	TRY Tele Condition (a) for Templeal V	
▷-● Front Panel	TRX Trip Condition(s) for Terminal X	
>- Report	DOXAT OK 20XGT	
>- Port F	I have a second se	
art#: 0487E0X42312XXB4H74474X Group 1 : Trip Logic		Displaying Alias Values 📑 Relay rd

Figura 3.6. Menu do software de comunicação AcSELerator Quickset.



Figura 3.7. interface da ferramenta Analytic Assistant.

formato COMTRADE é de grande utilização na indústria e será melhor detalhado na Subseção 3.2.2. A Figura 3.7 apresenta a interface da ferramenta *Analytic Assistant*.

Maiores informações quanto a possibilidades de configurações no relé pelo *software AcSE-Lerator Quickset* podem ser visualizadas no guia prático Quickset - 5030 de autoria do próprio fabricante (SEL, 2012a).

## 3.2 MÉTODOS

Os métodos adotados neste trabalho, no intuito de desenvolver uma automação de procedimentos de teste, resumem-se ao desenvolvimento de ferramentas a serem utilizados em cada etapa do teste. Grande parte da dificuldade no processo reside na integração entre a externalização dos arquivos simulados no formato correto, o carregamento automático desses arquivos no *software* de comunicação com a mala de teste e o processamento da resposta do relé de forma a comparar o desempenho real do mesmo com uma resposta simulada computacionalmente.

Um fluxograma contendo a cadeia lógica de passos a serem executados desde a geração dos arquivos a serem testados até a externalização da resposta do relé e a realização das análises comparativas é apresentado na Figura 3.8. As subseções posteriores detalharão cada etapa do processo, as ferramentas utilizadas e a motivação para a sua criação.

![](_page_44_Figure_1.jpeg)

Figura 3.8. Fluxograma para a realização das análises.

# 3.2.1 ATP

O ATP (*Alternative Transients Program*) é um dos programas mais utilizados para simulação de transitórios eletromagnéticos de sistemas de potência. Contudo, as aplicações do ATP não se resumem a simulações de transitórios, sendo utilizado também em estudos de eletrônica de potência, modelagem de máquinas, analises de harmônicos, ressonância e testes de dispositivos de proteção.

O ATP também faz uso de dois modulos de simulações integrados: MODELS e TACS. A MODELS é uma linguagem descritiva do ATP suportada por uma extensa gama de ferramentas de simulação para representação e estudo de sistemas variantes no tempo. O TACS é um módulo de simulação para analise no domínio do tempo em sistemas de controle.

#### 3.2.1.1 ATPDraw

O ATPDraw, cuja interface é mostrado na Figura 3.9, é um pré-processador para o ATP no MS-Windows. No ATPDraw, o usuário constrói um modelo através de uma interface gráfica. Baseado no circuito modelado, o ATPDraw gera o arquivo de entrada do sistema modelado no formato adequado.

![](_page_45_Figure_3.jpeg)

Figura 3.9. Interface gráfica do ATPDraw.

Programas auxiliares também podem ser integrados ao ATPDraw. Esses programas ampliam ainda mais as possibilidades do ATPDraw ao adicionar funcionalidades como geração e manipulação de gráficos assim como exportação de arquivos COMTRADE, como é o caso do GTPPLOT.

#### 3.2.1.2 GTPPLOT

O ATP possui uma ferramenta integrada chamada GTPPLOT, utilizada principalmente para a visualização dos dados simulados em formato de gráficos, além de permitir a externalização dos dados no formato COMTRADE. Da Figura 3.10, observa-se que a interface utilizada pelo GTPPLOT é a mesma do *prompt* de comando do MS-Windows. Essa figura também exibe a sequência de comandos a serem inseridos no GTPPLOT para se obter o arquivo no

C:\TSP1\ATP\gtppl32\gtppl32.exe
Reading configuration from C:\Users\CRISTI~1\AppData\Roaming\ATPLnch\gtpplot.ini
=== Ok, ready to connect SistemaTeste.pl4
E
Reading 250000 points
250001 Timepoints, T-min, T-max(sec) 0.00000E+00 2.50000E-01
LAST COMMAND:[] PLOT: #1 2 3
Request Tune Cumue Name-1 Name-2
3 9 3 TC_ATC XYZ012
LAST COMMAND:[#1 2 3]
PLOI: comtrade Instead, the next plot will be sent to IEEE PES-compatible disk files.
LAST COMMAND:[comtrade]
PLOT: go 250001 Time points. T-min, T-max(sec)= 1.000000E-06 2.500000E-01
Begin COMTRADE input. Tags are: BITS=, MODE=, STATION=, DIGITAL=, FILE=, TIME1/2=, and LABELS=. Input continues through an arbitrary number of such
tags. If FILE= is used, that terminates the input. If not, the first line without an equal sign is taken as the file name and the end of input If this
untagged, ending input is blank, output will be parallel to the .PL4 file.
Send taged data [ $\langle CR \rangle == \rangle$ output names parallel to .PL4 ] :
Done creating COMTRADE output file of 250001 time steps.
O volume na unidade C é Windows?
V Numero de Serie do Volume e 0468-4808
Pasta de C:\Users\Cristiano\Desktop\TCC\Analise_em_massa\Curto-circuito
14/06/2016 17:49 10,879 SistemaTeste.acp 16/07/2016 16:36 6.678 SistemaTeste.atp
16/07/2016 16:41 503 SistemaTeste.cfg
16/07/2016 16:36 1,265,459 sistemateste.dbg
16/07/2016 16:36 8,001,233 sistemateste.pl4
0 pasta(s) 322,011,062,272 bytes disponíveis
LAST COMMAND:[go]

Figura 3.10. Sequência de comandos a serem inseridos no GTPPLOT.

formato COMTRADE. Primeiramente, seleciona-se as curvas desejadas no arquivo precedidas pelo simbolo #. A numeração das curvas é a mesma do arquivo PL4. Em seguida, digita-se o comando *comtrade*, seguido por *go* e finaliza-se a conversão ao apertar *ENTER* uma última vez.

Uma observação muito importante a ser feita é que a frequência nominal interpretada pelo GTPPLOT é de 50 Hz por padrão. Portanto, é necessário alterá-la nas configurações da ferramenta GTPPLOT caso os arquivos a serem injetados sejam de um sistema operando a 60 Hz.

#### 3.2.1.3 Sistema Analisado

O ATP foi utilizado para modelar e simular o sistema elétrico escolhido para a análise, ilustrado na Figura 3.11. O sistema consiste em um transformador de 230/69kV, com potência nominal de 50MVA, conexão YNd1 e modelado a partir de um banco monofásico de transformadores. Além disso, foram utilizados equivalente de Thévenin tanto no lado de 230kV como no de 69kV para representar o restante do sistema.

![](_page_47_Figure_1.jpeg)

Figura 3.11. Sistema analisado.

Os dados referentes aos parâmetros internos do transformador são mostrados na Tabela 3.5, em que  $R \in X$  correspondem, respectivamente, à resistência e à reatância dos enrolamentos e os índices  $p \in s$  representam primário e secundário, respectivamente. As impedâncias de Thévenin das fontes foram ajustadas em conjunto com o carregamento com a finalidade de obter uma corrente nominal no transformador de 1 pu. O ângulo de carregamento final obtido foi de -10° e os valores relativos às impedâncias de Thévenin para os equivalentes nas barras B1 e B2 são mostrados na Tabela 3.6.

Tabela 3.5. Parâmetros do transformador analisado.

$R_p(\Omega)$	$X_p(\Omega)$	$R_s(\Omega)$	$X_s(\Omega)$
2,0407	12,54	1,4391	38,035

 $\begin{array}{|c|c|c|c|c|c|c|c|c|} \hline \hline Barra & R_0(\Omega) & L_0(\Omega) & R_1(\Omega) & L_1(\Omega) \\ \hline \hline B1 & 8,40 & 43,89 & 8,40 & 43,89 \\ \hline B2 & 0,5756 & 15,2140 & 0,5756 & 15,2140 \\ \hline \end{array}$ 

Tabela 3.6. Parâmetros dos equilaventes de Thévenin.

A zona de proteção do transformador é delimitada por TCs do tipo C800. Os TAPs escolhidos foram 1000-5A e 2000-5A do lado de 230kV e do lado de 69kV, respectivamente. Além disso, foram realizadas faltas trifásicas nas buchas de alta e baixa tensão com a finalidade de confirmar a ausência de saturação dos TCs. Ao verificar o comportamento normal das correntes secundárias dos TCs, garante-se que os mesmos não saturarão para nenhuma falta, uma vez que esse é o curto-circuito mais severo no transformador.

Vale salientar que a aplicação de curtos-circuitos internos ao transformador é dependente do acesso aos enrolamentos internos do mesmo. Para tanto, utiliza-se um modelo de particiona-

![](_page_48_Figure_1.jpeg)

Figura 3.12. Diagrama de particionamento dos enrolamentos do transformador no ATP. (a) Particionamento do lado estrela. (b) Particionamento do lado delta.

mento dos enrolamentos internos como mostrado na Figura 3.12 (TAVARES; SILVA, 2014). A aplicação de falta nesse modelo é dependente do controle do fechamento das chaves das chaves. Dessa forma, seleciona-se faltas entre espiras e entre espira e terra tanto para o lado estrela quanto para o lado delta.

#### 3.2.1.4 Ajustes da Proteção Diferencial

A Tabela 3.7 contém os valores de ajuste utilizados tanto para o relé quanto para a execução do modelo computacional. Vale observar que as constantes  $K_2$  e  $K_4$ , utilizadas no cálculo do bloqueio e restrição do elemento harmônico diferencial por harmônicos, são calculadas a partir dos ajustes  $PCT_2$  e  $PCT_4$  como descrito pela Equação (2.9).

Tabela 3.7. Ajustes da proteção diferencial no relé.

Ajuste	Valor
$I_{Pickup87T}$	0,8
$I_{Pickup87Q}$	$0,\!05$
$Slope_{87T}$	$0,\!3$
$Slope_{87Q}$	$1,\!0$
$PCT_2$	15
$PCT_4$	15

#### 3.2.2 Formato COMTRADE

Com o advento da tecnologia, observa-se um crescente uso de relés de proteção digitais que se comunicam pela rede *Ethernet*, malas de teste digitais, arquivos de oscilografias e lógicas de controle e automação em subestações, isto é, estratégias e ferramentas que deixam a proteção mais confiável e robusta. No entanto, problemas de como armazenar tanta informação de forma compacta e segura e como esquematizar um sistema de intercomunicação sem incompatibilidades entre os equipamentos são introduzidos no planejamento. Visando solucionar esse problema, desenvolveu-se um formato de arquivos COMTRADE, normatizado segundo os padrões da IEEE desde 1991. O COMTRADE é um formato desenvolvido no intuito de padronizar os arquivos digitais e facilitar a comunicação entre os diferentes tipos de sistemas e dispositivos utilizados na indústria de sistemas elétricos de potência (IEEE C37.111, 1999).

O formato COMTRADE é composto por três arquivos: um arquivo de extensão DAT, um arquivo de extensão CFG e um arquivo de formato HDR. Houve uma atualização da sintaxe do conteúdo de cada arquivo em 1999 e a inclusão de um quarto arquivo (INF) que é opcional e será omitido neste trabalho, assim como o HDR (IEEE C37.111, 1999). Dessa forma, o conteúdo de cada tipo de arquivo será detalhado a seguir segundo o padrão mais recente.

A Figura 3.13(a) apresenta a sintaxe do arquivo de extensão CFG. Este arquivo contém dados necessários para se interpretar o arquivo DAT tais como taxa de amostragem, número de canais, frequência, o formato de texto utilizado (ASCII ou binário), etc. O arquivo DAT, mostrado na Figura 3.13(b), contém os valores dos sinais de entrada analógica para cada amostra divididos em colunas. Os valores apresentados não representam os valores amostrados, mas

![](_page_49_Figure_5.jpeg)

Figura 3.13. (a) Arquivo COMTRADE de extensão .CFG (b) Arquivo COMTRADE de extensão .DAT.

uma conversão a partir de uma equação linear. Os coeficientes dessa equação estão no arquivo *CFG*, daí sua importância para que haja retorno aos valores originais. O arquivo *DAT* também contém as entradas dos canais digitais a cada instante amostrado (não mostrado na Figura). Maiores especificações quanto ao formato COMTRADE são encontradas em sua norma (IEEE C37.111, 1999).

#### 3.2.3 Geração das Bases do ATP

A montagem e a simulação dos arquivos ATP de forma individual e manual, assim como a geração do arquivo no formato COMTRADE, para cada tipo de situação em uma análise em massa tornaria o processo extremamente massante e demorado, tornando o processo como um todo pouco prático. Sendo assim, faz-se necessário automatizar o processo de simulação e a criação dos arquivos a serem utilizados na mala de testes. Nessa ideia, foi desenvolvida a planilha denominada *GeraBaseATP*, responsável por gerar e simular, de forma automática e a partir de um caso base, todos os casos a serem analisados e obter o arquivo COMTRADE dos canais selecionados do arquivo PL4. A Figura 3.14 apresenta a tela inicial da planilha com todas suas abas para demais configurações. As análises desse trabalho fizeram uso apenas das abas *Gera Casos, Parâmetros e NomeArqSaida*.

A geração de arquivos COMTRADE só surtirá efeito caso a caixa de seleção Gerar COM-TRADE esteja preenchida. A célula dos canais desejados deve ser preenchida na mesma sintaxe que o comando para selecionar os canais na ferramenta GTPPLOT, incluindo o símbolo # antes dos canais. É importante atentar para a ordem dos canais, uma vez que ela será utilizada na planilha GeraCasoDOBLE, a ser melhor detalhada na Subseção 3.2.4. As demais abas do arquivo têm sua utilização descrita na aba Instruções.

Ao clicar no botão *GERAR CASOS*, serão gerados dois arquivos de execução: o arquivo *SimularArquivos.bat* e o arquivo *GeraComtrade.vbs*. O primeiro é responsável pela simulação dos casos no ATP em massa, enquanto o segundo gera os arquivos COMTRADE dos canais selecionados para cada caso ATP simulado. Os arquivos devem ser executados nessa mesma ordem.

Por conta de incompatibilidades entre os dados amostrados no ATP e no software da mala

de teste *Protection suite*, deve-se ajustar o passo de integração do ATP em um valor superior a 10 kHz. Ao inserir o arquivo COMTRADE com uma amostragem superior a 10 kHz no *Protection suite*, ele irá reamostrar os dados a exatos 10 kHz, tornando-os compatíveis com o software da mala.

#### 3.2.4 Automatização dos Arquivos para Injeção

A motivação para automatizar o software de controle da Doble F6150sv para carregamento de arquivos COMTRADE em massa veio das próprias características do *Protection Suite*. Embora a interface gráfica seja amigável ao usuário no momento de carregar um arquivo COM-TRADE e selecionar os canais, o carregamento e a configuração de vários arquivos tornam-se inviáveis devido à quantidade de tempo requerida. Como o objetivo deste trabalho seria uma análise de sensibilidade paramétrica, necessitou-se de uma ferramenta de automatização do processo de configuração dos arquivos COMTRADE anteriormente à injeção.

O processo para carregamento de um arquivo segue a ordem mostrada na Figura 3.15 (a)

![](_page_51_Figure_5.jpeg)

🕨 Gera Casos / LeArqLis / Parâmetros Falta / Parâmetros / NomeArqSaida / Casos / Instruções / Plan1

Figura 3.14. Tela inicial da planilha *GeraBaseATP* e suas abas.

Files Relay, Device Test Plan: NewTestPlan1 Details		ory Reports	) Instrum	ent Cont	trol Panel Pre	eferences	telp						
Define test plan parameters and test steps										E	dit Open	Save	Run Test 🔻
Test Steps Worksheet Notes													8
	Device Nam	NenRelay1 Las	Test P Regulatory t Compliant	fan Name r Category t Test Run	NewTest Inherit	Plan1	Default Battery Setting Retest Interval Retest Due	0.0 V 72 mo	Created: 2016-Jul-1	by: TiagoH			
	Test Steps								Hide disable	i tests			
	# Tes	t Name Enables	d Type	Auto Run	Comments	Compliance, Required	Last Run	Modified	Created	Formula Errors			
	State Simi	ulation	•		and the second								
	Basic instr	ument controls	•	With Cor With Tran	nsWin3 Playbac	k Test							
	Transduce Insert cop	r/Metering y of selected test		Empty Tr	File ansient Playbac	:k Test							
	Append o	opy of selected test	*										
	Append to	est from Clipboard	*										
Autorun: Select al Select none											0 Total formula erro	rs found in device, j	plan and plan's tests
Battery 0 0 1 Tests												Time U	nits seconds (s) v

(a)

![](_page_52_Figure_3.jpeg)

![](_page_52_Figure_4.jpeg)

![](_page_52_Figure_5.jpeg)

**Figura 3.15.** Etapas de carregamento e configuração de arquivos. (a) Seleção dos arquivos COMTRADE, (b) Seleção dos canais do COMTRADE, (c)Seleção dos canais da mala e atribuição aos canais do COMTRADE.

à (c). Primeiramente, seleciona-se o arquivo COMTRADE desejado, Figura 3.15 (a). Após a seleção do COMTRADE, o usuário determina quais canais do COMTRADE serão injetados, Figura 3.15 (b). Em seguida, seleciona-se quais serão os canais da mala que serão utilizados e qual canal do COMTRADE é atribuido a qual canal da mala, Figura 3.15 (c). No caso de uma injeção em massa, em que diversos arquivos são carregados e injetados em série, esse processo é repetido para cada arquivo COMTRADE.

A solução encontrada para contornar essa limitação de carregamentos em massa foi utilizar um *software* de programação em *script* para enviar comandos ao *Protection Suite*, simulando as entradas de um usuário real. O programa que cumpriu os requisitos foi o *AutoIt*, que é um programa gratuito para automação da inteface gráfica do usuário em Windows.

Inicialmente, o *script* básico desenvolvido no *AutoIt* era usado para qualquer teste de análise em massa. Embora nesse código existissem janelas para entradas do usuário como número de arquivos e atraso entre comandos, era necessário realizar alterações significativas no código com relação à quantidade e tipo (corrente ou tensão) dos canais da mala no momento em que outro sistema ou até mesmo outro tipo de falta era analisada.

Com o objetivo de dar versatilidade ao processo, desenvolveu-se uma interface no *Microsoft Excel* embarcada com um código escrito em VBA (*Visual Basic for Applications*), que é uma linguagem de programação usada no *Microsoft Excel* para desenvolver macros. Dessa maneira, o usuário escolheria todos os parâmetros de configuração necessários para a injeção em uma interface visual, enquanto o código escrito em VBA geraria um *script* do *AutoIt* que, ao ser executado, carregaria e configuraria os arquivos COMTRADE de acordo como especificado pelo usuário.

Como ilustrado na Figura 3.16, o usúario tem controle sobre todos os parâmetros necessários para configurar a injeção para qualquer sistema. De acordo com as entradas do usuário na interface da planilha, o código em VBA modifica um *script* genérico do *AutoIt*. A planilha inclui os seguintes ajustes:

- Número de arquivos COMTRADE para injeção;
- Quantidade de canais de fontes conversíveis e de corrente;
- Paralelismo entre os canais de corrente;
- Opções de amplificação da potência;

- Seleção entre fontes de corrente ou tensão no caso de fontes conversíveis;
- Mapear a relação entre canais do COMTRADE e de injeção da mala.

A Figura 3.16 apresenta os ajustes de entrada na planilha utilizados para geração do *script* do *AutoIt* dos curtos-circuitos estudados que não apresentavam níveis relevantes para a corrente de neutro. Para cada teste, foram carregados 98 arquivos COMTRADE na mala, configurados em seis canais de corrente e sem canais em paralelo.

No caso de curtos-circuitos com corrente de neutro relevante, como existem apenas seis canais fixos de correntes, faz-se uma análise dos níveis de corrente para selecionar quais correntes podem ser injetadas através de fontes conversíveis e, com isso, liberar mais de um canal para o neutro. É pertinente liberar mais de um canal dedicado de corrente, na medida em que a corrente de neutro atinge níveis elevados quando curtos-circuitos à terra envolvem poucas espiras do enrolamento do transformador.

Vale ressaltar que, embora o usuário tenha liberdade para escolher o mapeamento dos sinais do COMTRADE nos canais da mala, os limites específicos de corrente para as fontes e para o número de canais tem que ser respeitado. Recomenda-se que, além de ter conhecimento dos limites da mala de testes, o usuário conheça o nível máximo de corrente e\ou tensão do caso em estudo. Assim, haverá uma particularidade de configurações dos canais da mala de teste para cada sistema simulado.

Com a finalização do carregamento dos arquivos COMTRADE no *software* de controle da mala e da conexão entre os canais de saída da mala e os terminais do relé, seleciona-se o

![](_page_54_Figure_7.jpeg)

![](_page_54_Figure_8.jpeg)

Figura 3.16. Interface da planilha vinculada ao código em VBA.

Files Relay, Device Test Plan: NewTestPlant	tails Results/Hi	istory Reports	S Instrument	Control Pa	inel Prefe	erences	ielp							
Define test plan parameters and test steps											Edit	Open	Save	Run Test
					_						✓ F	un Selected Test		F12
Test Steps / Worksheet / Notes											1		t Uniy	
	Device Nam	NewRelay1	Test Plan N	ame	NewTestPla	m1	Default Battery Setting	0.0 V	Created: 2016-Jul-18	by: TiagoH	E F	un with options		
			Regulatory Cate	gory	Inherit	~	Retest Interval	72 mo			1	utorun, Starting fr	rom Selected Test	Shift+F12
	Land Company, 1963 1						Natasi Din				4	utorun, Starting fr	rom First Test	Ctrl+Shift+F12
	Test Steps								Hide disabled	l tests	1	utorun, with Satel	lite Synchronization	
	<b>H F</b>	est Name Enabl	d Type	Auto Run Co	mments	Compliance/ Required	Last Run	Modified	Created	Formula Errors				
Azone: Sektal Sektoppe											0	Total formula erro	ors found in device,	Jan and plan's test
				_	_	_		_			_			
Batteny 0 0 1 Tests													Time II	A A A MANAGER AND A MANA

Figura 3.17. Seleção do modo de testes em sequência Autorun.

modo *Autorun*, mostado na Figura 3.17, para que a mala faça injeções automáticas em série. Também é possível controlar o tempo de atraso entre as injeções do modo *Autorun* na aba "Preferências"do *Protection Suite*.

#### 3.2.5 Captura e Processamento dos Eventos

Como anteriomente mencionado na Subseção 3.1.2, as injeções foram efetuadas no relé SEL-487E e os eventos foram capturados pelo *software* SEL-5030. Nesse *software*, é possível capturar eventos desde que esses tenham ativado uma variável de *trigger* definida nos ajustes do relé. Comumente, atribui-se a variável responsável por indicar o *trip* como *trigger*. Dessa forma, desde que o relé tenha emitido o *trip*, o evento estará disponível para captura.

Na Figura 3.18, observa-se uma lista de eventos disponíveis para captura no SEL-5030, em segundo plano, e a visualização de um desses eventos em primeiro plano, através do *Analytic Assistant*. No campo *Event Type*, escolhe-se, para o SEL-487E, entre sinais filtrados a quatro ou oito amostras por ciclo ou sinais no formato COMTRADE.

Embora o COMTRADE seja o formato com maior resolução, a ausência de parâmetros como corrente de operação e restrição inviabiliza a sua utilização na análise de sensibilidade paramétrica, uma vez que esses parâmetros estão apenas disponíveis em oscilografias filtradas. Assim, escolheu-se os sinais filtrados a oito amostras por ciclo para as análises, por possuírem maior resolução entre os eventos filtrados. O formato atribuído pela SEL para esses arquivos

![](_page_56_Figure_1.jpeg)

Figura 3.18. SEL-5030 e Analytic Assistant.

de oscilografia é *CEV*, porém esse arquivo nada mais é do que um ASCII (*American Standard Code for Information Interchange*), logo, pode ser aberto em editores de texto.

A simples captura dos eventos, contudo, não é suficiente para a análise de sensibilidade paramétrica, mesmo com a funcionalidade do SEL-5030 de coleta de vários eventos simultaneamente. Na análise de sensibilidade paramétrica, verifica-se como uma variável de saída varia de acordo com um parâmetro em estudo, enquanto, na oscilografia, verifica-se a variação da variável de saída no tempo. Assim, cada oscilografia capturada corresponde a um valor diferente do parâmetro analisado.

No caso dos testes feitos para transformadores, um dos parâmetros mais observados na análise de sensibilidade paramétrica foi o percentual de espiras curto-circuitadas de um enrolamento do transformador, enquanto as variáveis de saída foram as correntes de operação. Cada teste injetado no relé corresponde a um percentual de espira curto-circuitada. Com a finalidade de comparação com o caso simulado, capturou-se um ponto, em regime permanente de falta, nas curvas de correntes de operação para cada oscilografia. Dessa forma, atribui-se ao parâmetro analisado um único valor da variável de saída.

Por motivos de viabilidade, esse processo de seleção de um ponto da oscilografia foi automatizado por um código em VBA. Contudo, previamente ao processamento desse código, as extensões dos arquivos são convertidos para *CSV* (*Comma Separated Values*) com um comando

![](_page_57_Picture_1.jpeg)

Figura 3.19. Mudança de extensão.

no command prompt do MS-Windows, como mostrado na Figura 3.19. Essa alteração de extensão facilita a integração com o MS-Excel, por CSV ser um formato suportado, e não provoca nenhuma perda de informação, pois o CEV é um arquivo separado por virgulas.

O código escrito em VBA, primeiramente, verifica quantos arquivos CSV serão processados, assim recomenda-se que o usuário separe cada tipo de teste em uma pasta. O usuário entra com o instante em que deseja capturar o ponto em estado estacionário para a análise de sensibilidade paramétrica e as variáveis de saída observadas. O resultado do processamento é um único arquivo CSV em que cada linha corresponde a um valor do parâmetro analisado e cada coluna, as varáveis de saída.

#### 3.2.6 Processamento dos Dados de Sensibilidade Paramétrica

Finalmente, realiza-se a etapa de análise de sensibilidade paramétrica. Nessa etapa, comparase graficamente o comportamento do modelo computacional do relé SEL-487E com o comportamento do relé físico. As faltas simuladas são idênticas às faltas injetadas no relé por meio dos arquivos COMTRADE. A comparação, então, é feita para o comportamento de  $I_{op}$  e  $I_{res}$ para as funções diferencial de fase (87T) e diferencial de sequência negativa (87Q) entre os dados da curva simulada e os dados capturados da oscilografia do relé para os diversos tipos de faltas internas nos enrolamentos do transformador de potência. Por se tratar de uma análise envolvendo diferentes tipos de faltas ao longo do enrolamento do transformador, utiliza-se um

![](_page_58_Figure_1.jpeg)

Figura 3.20. Ponto em regime permanente de falta analisado.

instante específico de análise para um dado percentual de espiras curtos-circuitadas para ser comparado, que esteja relativamente estável no estado de regime permanente de falta. A Figura 3.20 ilustra comportamento de pré-falta e falta de  $I_{op}$  para um curto-circuito espira-terra lado estrela em 20% do enrolamento, o ponto de regime permanente utilizado e sua localização em um gráfico da corrente em pu pela porcentagem do enrolamento curto-circuitado.

Após a captura desse ponto para um tipo de falta em um dos lados do transformador, plotam-se esses pontos em um gráfico de magnitude da corrente pela porcentagem de espiras curtos-circuitadas. Repete-se a mesma estratégia para os outros tipos de faltas nos dois lados do transformador.

A análise da função direcional de terra restrita (67REF) é semelhante à aplicada nas funções 87T e 87Q de selecionar um ponto estável no regime permanente de falta. Porém, a função 67REF faz uso de uma variável analógica, que representa a direcionalidade, denominada REFTQ1. Essa variável foi apresentada como T na Equação (2.26) e é calculada a partir de  $I_{op}$ e  $I_{res}$  a fim de determinar se a falta é interna ou externa à zona de proteção do transformador. A Figura 3.20 (b) ilustra o ponto utilizado para a análise em massa. Os resultados e análises dos gráficos do comportamento das funções 87T, 87Q e 67REF serão feitas no Capítulo 4.

# APRESENTAÇÃO E ANÁLISE DOS RESULTADOS

Neste capítulo serão apresentados e analisados os resultados obtidos quanto à resposta do sistema computacional utilizado, comparando-os com o comportamento do relé de proteção frente aos tipos de faltas internas mais recorrentes em transformadores, isto é, curtos-circuitos entre espiras e entre as espiras e a terra. A comparação será feita tanto do lado conectado em estrela quanto do lado conectado em delta do transformador. Ao final, será apresentado um resumo da atuação das funções de proteção diferencial ao longo do enrolamento de cada lado do transformador a fim de se verificar a complementariedade das funções utilizadas.

Adicionalmente, será feita uma análise no tempo, igualmente comparativa entre o modelo computacional e o relé, de situações anormais de funcionamento e, portanto, críticas ao comportamento da proteção diferencial. Tais situações podem ser no caso de faltas que ocorram diretamente na bucha do transformador, manobras de energização e incidência de faltas externas.

# 4.1 ANÁLISE DE SENSIBILIDADE PARAMÉTRICA (ASP)

Análises de sensibilidade paramétrica (ASPs) representam uma importante etapa na interpretação dos dados de forma a possibilitar a validação de modelos computacionais de relés numéricos. Tal validação tem por fim comprovar a confiabilidade na representação fiel do comportamento do equipamento físico em dadas circunstâncias operacionais. Particularmente a este trabalho, o modelo a ser validado é referente ao relé de proteção diferencial de transformadores SEL-487E.

As Subseções 4.1.1, 4.1.2, 4.1.3 e 4.1.4 abordam, respectivamente, as Análises de Sensibilidade Paramétrica para os curtos-circuitos internos espira-terra e espira-espira do lado estrela e do lado delta do transformador.

#### 4.1.1 Curto-Circuito Espira-Terra Lado Estrela

A simulação em análise é o caso de um curto-circuito espira-terra aplicado no lado estrela do transformador em que a falta está presente nos enrolamentos internos relativos à fase A. A falta foi aplicada em 50 ms enquanto o tempo total de duração do evento foi de 250 ms.

As Figuras 4.1(a)-(d) apresentam o comportamento em regime permamente de falta das correntes de operação e restrição para cada fase e para o elemento de sequência negativa. Já a Figura 4.1(e) retrata o comportamento do elementos REF. Por fim, a Figura 4.1(f) apresenta um resumo de cobertura do enrolamento do transformador para cada função de proteção separadamente. Desta última figura, observa-se que o enrolamento está protegido por completo, logo, uma falta espira-terra no lado Estrela do transformador em qualquer porcentagem provocará um *trip* do relé.

Embora a falta seja detectada pelo relé independentemente do percentual do enrolamento em que ela ocorra, as funções de fase não detectam faltas com poucas espiras curtos-circuitadas. Como para cada fase existe o cálculo dos parâmetros diferenciais, a cobertura da proteção diferencial de fase é determinada por uma união entre os diferenciais de fase. Em outras palavras, basta uma das fases detectar o defeito para ocorrer *trip* por diferencial de fase. As Figuras 4.1(a)-(c) ilustram a diferença entre o percentual do enrolamento coberto pelas fases. Enquanto a fase A cobre a partir de 2% do enrolamento, as fases B e C só atuariam a partir de 4%. Como o elemento 87R na Figura 4.1(f) demonstra a união entre o diferencial das fases, conclui-se que o diferencial de fase detecta faltas a partir de 2% do enrolamento.

O diferencial de sequência negativa, Figura 4.1(d), por outro lado, protege o enrolamento por completo. Sua atuação em relação à porcentagem do enrolamento é mostrada na Figura 4.1(f) como o elemento 87Q. Vale ressaltar que, devido à sensibilidade do diferencial de sequência negativa, aplica-se um atraso no *trip* por motivos de segurança.

Como fundamentado na Seção 2.6, a lógica do relé SEL-487E para o *REF* é baseada na direcionalidade da corrente. A lógica de saída do REF, *WordBit* REFF1, consiste na união entre a *WordBit* NDREF1 e a condição do valor da direcionalidade, REFTQ1, ser maior que zero. A curva da variável analógica REFTQ1 pelo percentual do enrolamento curto-circuitado, Figura 4.1(e), demonstra um sentido positivo da corrente de neutro, isto é, entrando na zona

![](_page_61_Figure_1.jpeg)

**Figura 4.1.** Comparação entre resultados provenientes do relé e simulado: Correntes de restrição e operação fase A (a), fase B (b), fase C (c), sequência negativa (d). Elemento de direcionalidade do *REF* (e) e resumo de cobertura do enrolamento (f).

de proteção. A curva, contudo, não acusa direcionalidade positiva em todo enrolamento. Em defeitos que envolvem menos de 4% do percentual do enrolamento curto-circuitado, a *WordBit* NDREF1 detectou corretamente o defeito e ativou a saída para o *trip*. Da mesma maneira que

o diferencial de sequência negativa, o elemento REF protege todo o enrolamento.

Com os resultados do diferencial de sequência negativa e *REF*, existe a possibilidade de aumento do *pickup* do diferencial de fase. Dessa forma, a sequência negativa e *REF* ficariam responsáveis por defeitos que envolvem poucas espiras do enrolamento com a finalidade de garantir mais segurança para a atuação do diferencial de fase.

Com relação ao modelo desenvolvido e sua comparação com o resultado capturado do relé nas análises de sensibilidade paramétrica, percebe-se que o modelo se comporta da forma similar ao relé. Nas regiões de transição entre detecção e não detecção, o comportamento foi equivalente ao proteger o mesmo percentual de enrolamento em todos os elementos das proteção diferencial.

#### 4.1.2 Curto-Circuito Espira-Espira Lado Estrela

A simulação em análise é o caso de um curto-circuito entre espiras aplicado no lado estrela do transformador em que a falta está presente nos enrolamentos internos relativos à fase A. A falta foi aplicada em 50 ms enquanto o tempo total de duração do evento foi de 250 ms.

De maneira similar ao caso anterior, da análise da Figura 4.2, percebe-se que a proteção diferencial protege o enrolamento por completo. Contudo, devido à natureza do defeito existem algumas diferenças relevantes.

As funções de fase apresentam comportamento semelhante ao espira-terra. As fases protegem o mesmo percentual do enrolamento e, consequentemente, o elemento 87R cobre faltas a partir de 2% do enrolamento. O mesmo se repete para o diferencial de sequência negativa, em que o enrolamento também é protegido por completo. Observa-se que até mesmo os valores de restrição e operação são simulares.

O comportamento do *REF*, contudo, é particular a esse tipo de falta. O esperado seria que o elemento não atuasse para nenhum percentual de enrolamento, visto que o defeito não envolve a terra. O algoritmo de direcionalidade do *REF* detectou a corrente no sentido reverso, isto é, saindo da zona de proteção. Como o algoritmo do NDREF1 também não ativou a *WordBit*, o relé não enviou *trip* pelo elemento *REF*.

Ao comparar o modelo desenvolvido com os dados capturados do relé, percebe-se o mesmo

![](_page_63_Figure_1.jpeg)

**Figura 4.2.** Comparação entre resultados provenientes do relé e simulado: Correntes de restrição e operação fase A (a), fase B (b), fase C (c), sequência negativa (d). Elemento de direcionalidade do *REF* (e) e resumo de cobertura do enrolamento (f).

comportamento do caso anterior: baixo erro entre as curvas e mesmo percentual do enrolamento protegido.

#### 4.1.3 Curto-Circuito Espira-Terra Lado Delta

A simulação em análise é o caso de um curto-circuito espira-terra aplicado no lado delta do transformador em que a falta está presente entre os enrolamentos internos relativos à fase A e B. A falta foi aplicada em 50 ms enquanto o tempo total de duração do evento foi de 250 ms.

Os elementos de fase para uma falta espira-terra no lado delta do transformador, representados pelas Figuras 4.3(a)-(c), apresentam um comportamento bastante característico. Nota-se que o elemento da fase A deixa de detectar a falta para a faixa de 31% a 69% do enrolamento. Já a fase B detecta a falta até 53%, enquanto a fase C detecta a falta somente a partir de 47%. Como dito anteriormente, o elemento de fase 87R da proteção diferencial é composta pela união dos elementos das três fases separadas de forma que o enrolamento encontra-se totalmente protegido. Essa constatação é confirmada pelo elemento 87R da Figura 4.3(f).

O elemento de sequência negativa é representado pela Figura 4.3(d) e cobre faltas para todo o enrolamento, inclusive para curtos-circuitos que envolvem uma pequena parcela do enrolamento. O elemento de sequência negativa, além de assumir a responsabilidade de detectar faltas para uma pequena parcela do enrolamento de modo geral, garante uma maior segurança para o esquema de proteção por atuar apenas em uma eventual não detecção da falta pelos elementos de fase, tendo em vista que estes já conseguem cobrir todo o enrolamento. Ademais, a cobertura do enrolamento pelos elementos de fase pode modificar-se por alterações no carregamento do transformador e nas contribuições de curto-circuito do sistema.

Conexões do tipo Delta de um lado do transformador são filtros naturais de componentes de sequência zero das correntes que o percorrem. Dessa forma, na situação de uma falta no lado delta, não haverá corrente percorrendo o condutor neutro do lado conectado em estrela e, consequentemente, o REF não será excitado, constatado pela Figura 4.3(e).

Novamente, o erro entre o comportamento do relé e o do modelo computacional é muito pequeno, reforçando assim a validação do modelo desenvolvido.

![](_page_65_Figure_1.jpeg)

**Figura 4.3.** Comparação entre resultados provenientes do relé e simulado: Correntes de restrição e operação fase A (a), fase B (b), fase C (c), sequência negativa (d). Elemento de direcionalidade do *REF* (e) e resumo de cobertura do enrolamento (f).

#### 4.1.4 Curto-Circuito Espira-Espira Lado Delta

A simulação em análise é o caso de um curto-circuito entre espiras aplicado no lado delta do transformador em que a falta está presente entre os enrolamentos internos relativos à fase A

e B. A falta foi aplicada em 50 ms enquanto o tempo total de duração do evento foi de 250 ms.

Os elementos de fase para uma falta entre espiras no lado delta estão representadas nas Figuras 4.4(a)-(c) e apresentam a pior cobertura de proteção do enrolamento. O elemento da fase A detecta a falta a partir de 16% enquanto os elementos das fases B e C detectam a falta a partir de aproximadamente 27%. Dessa forma, o elemento de fase 87R encontra-se limitado e não protege contra faltas envolvendo até 16% do enrolamento.

O elemento de sequência negativa, representado pela Figura 4.4(d), detecta faltas que envolvem desde uma porcentagem mínima do enrolamento até a sua totalidade, complementado o elemento de fase.

Por fim, o elemento *REF* não apresentou nenhum comportamento por motivo análogo ao da Subseção 4.1.3. A Figura 4.4(f) mostra um resumo da atuação de todos os elementos de proteção para este tipo de falta e, assim como em todos os tipos de faltas anteriores, o erro entre o comportamento do relé e o do modelo computacional é praticamente desprezível.

#### 4.1.5 Análise Geral da Proteção Diferencial Faltas Internas

A Tabela 4.1 resume o percentual do enrolamento interno do transformador protegido pelos elementos diferencias de fase (87R), sequência negativa (87Q) e REF (REFF1) para cada tipo de falta. A quinta coluna representa a variável que envia o sinal de *trip* pelo relé e é composta pela união entre todos os elementos diferenciais.

Tipos de faltas internas	87R[%]	87Q[%]	REFF1[%]	TRIP[%]
ET-Y	98%	100%	100%	100%
EE-Y	98%	100%	_	100%
$ET-\Delta$	100%	100%	-	100%
$EE-\Delta$	84%	100%	-	100%

Tabela 4.1. Percentual do enrolamento protegido para cada tipo de falta.

Um ponto importante a ser salientado em relação ao comportamento da proteção é a atuação constante do elemento diferencial de sequência negativa, independentemente do tipo de falta. Isso justifica-se pelo fato desse elemento ser bastante sensível e os ajustes utilizados, apesar de típicos, poderem ser acertados a fim de garantir uma maior seletividade da proteção.

![](_page_67_Figure_1.jpeg)

**Figura 4.4.** Comparação entre resultados provenientes do relé e simulado: Correntes de restrição e operação fase A (a), fase B (b), fase C (c), sequência negativa (d). Elemento de direcionalidade do *REF* (e) e resumo de cobertura do enrolamento (f).

A partir da análise do formato das curvas das correntes de operação e restrição apresentadas nas Subseções 4.1.1 - 4.1.4 e da Tabela resumo de operação dos elementos diferencias é possível flexibilizar a tomada de decisões quanto à mudança de ajustes da proteção como o *pickup*, *slope*  e porcentagem a ser utilizada para bloqueio e restrição por harmônicos, por exemplo. Essa flexibilidade estende-se para outras configurações de sistemas e equipamentos diferentes como transformadores distintos, linhas de transmissão e barramentos, desde que seus modelos sejam devidamente validados.

Particularmente aos transformadores de potência, é possível verificar quais são as regiões do enrolamento mais vulneráveis a falhas na proteção e, na ocorrência de um defeito, identificar a natureza causadora da falha com rapidez. Assim, facilitam-se os esforços a serem dispendidos no monitoramento e manutenção preventiva desse equipamento.

Com o objetivo de quantificar o erro da resposta do modelo computacional com relação ao comportamento do equipamento testado, comparou-se percentualmente as duas respostas adotando como referência o relé. As diferenças percentuais para cada tipo de falta estão apresentadas na Tabela 4.2. A partir da analise do erro, constata-se que o maior erro médio apresentado foi de 1,67% pela função *REF* para a falta entre espiras do lado estrela do transformador. Em média, o erro do modelo foi de 0,72% e o desvio padrão de 0,35%, reforçando a validação do modelo computacional.

	Parâmetro	ET-Y[%]	EE-Y[%]	$ ext{ET-}\Delta[\%]$	$ ext{EE-}\Delta[\%]$
Fase A	$I_{op} \\ I_{res}$	$\begin{array}{c} 0,83\% \pm 0,07\% \\ 0,79\% \pm 0,14\% \end{array}$	$\begin{array}{c} 0,81\%\pm 0,07\%\\ 0,78\%\pm 0,13\%\end{array}$	$\begin{array}{c} 1,56\%\pm 4,01\%\\ 0,30\%\pm 0,17\%\end{array}$	$\begin{array}{c} 0,52\% \pm 0,51\% \\ 0,35\% \pm 0,14\% \end{array}$
Fase B	$I_{op}$ $I_{res}$	$\begin{array}{c} 0,82\%\pm 0,16\%\\ 0,84\%\pm 0,07\% \end{array}$	$\begin{array}{c} 0,79\%\pm 0,08\%\\ 0,85\%\pm 0,08\% \end{array}$	$\begin{array}{c} 0,74\%\pm 0,41\%\\ 0,50\%\pm 0,17\% \end{array}$	$\begin{array}{c} 0,70\%\pm 1,15\%\\ 0,31\%\pm 0,17\% \end{array}$
Fase C	$I_{op}$ $I_{res}$	$\begin{array}{c} 0,84\%\pm 0,16\%\\ 0,83\%\pm 0,18\%\end{array}$	$\begin{array}{c} 0,84\%\pm 0,13\%\\ 0,80\%\pm 0,16\%\end{array}$	$\begin{array}{c} 0,75\%\pm 0,53\%\\ 0,63\%\pm 0,19\%\end{array}$	$\begin{array}{c} 0,62\% \pm 0,86\% \\ 0,43\% \pm 0,14\% \end{array}$
Sequência Negativa	$\frac{I_{op}}{I_{res}}$	$\begin{array}{c} 0,86\%\pm 0,25\%\\ 0,84\%\pm 0,22\%\end{array}$	$\begin{array}{c} 0,77\%\pm 0,07\%\\ 0,82\%\pm 0,06\%\end{array}$	$\begin{array}{c} 0,45\%\pm 0,22\%\\ 0,57\%\pm 0,32\%\end{array}$	$\begin{array}{c} 0,49\%\pm 0,22\%\\ 0,74\%\pm 0,67\%\end{array}$
REF	REFTQ1	$1,63\%\pm 0,25\%$	$1,67\% \pm 0,26$	_	-

Tabela 4.2. Erro entre o modelo e o relé para cada curto-circuito.

## 4.2 ANÁLISE NO TEMPO

A ênfase na análise no tempo, diferentemente da Análise de Sensibilidade Paramétrica, está na resposta transitória do modelo em relação ao obtido do relé e, por isso, observa-se a variação do evento no tempo. Tal mecanismo permite comparações entre algoritmos de estimação de fasores já bastante utilizados em diversas aplicações e, possibilitando ainda, a resposta direta do equipamento com o objetivo de se analisar as diferenças no comportamento transitório.

As Subseções 4.2.1, 4.2.2, 4.2.3 referem-se a análises no tempo para curtos-circuitos na bucha do transformador, manobras de energização e defeitos externos, respectivamente. Tais situações foram testadas com a finalidade de observar outras situações de igual relevância para a confiabilidade da proteção de transformadores. Os algoritmos de estimação de fasores utilizados para comparar com a resposta do relé foram o Filtro Cosseno Modificado pela ABB (HART *et al.*, 2000) e a Transformada Discreta de Fourier de Um Ciclo.

#### 4.2.1 Falta na Bucha

A bucha é um dispositivo comumente utilizado em equipamentos de alta tensão e tem a finalidade de isolar a passagem de um condutor energizado da carcaça do equipamento. No caso de transformadores de potência, a bucha isola o tanque dos condutores em alta tensão que se conectam aos enrolamentos do transformador, tanto do lado primário como do lado secundário. Faltas nas buchas, assim como faltas internas nas espiras, são um dos defeitos mais recorrentes em transformadores de potência, visto que as buchas estão submetidas às condições do meio externo e qualquer falha pode levar ao rompimento do isolamento e desencadear um curto-circuito.

Com relação aos testes, aplicou-se um curto-circuito trifásico nas buchas de alta e baixa tensão. Optou-se pela falta trifásica para testar a confiabilidade do sistema de proteção por ser o curto-circuito mais severo para as fases dentro da zona de proteção e, portanto, apresentar maior chance de saturação dos transformadores de corrente. As correntes de restrição e operação foram os parâmetros escolhidos para a avaliação do desempenho da proteção diferencial e comparação entre as respostas transitórias do relé e dos algoritmos simulados.

A análise do desempenho da proteção será constatada a partir das Figuras 4.5 e 4.6 que apresentam as oscilografias para as faltas na bucha de alta e baixa tensão, respectivamente. Verifica-se que, nas duas faltas, houve atuação da proteção, identificada pela variável 87R. As correntes injetadas no relé não apresentaram nenhum sinal de saturação dos TCs, logo não ocorreu retardo da atuação da proteção diferencial devido aos harmônicos originados nesse

![](_page_70_Figure_1.jpeg)

Figura 4.5. Oscilografia para curto-circuito trifásico na bucha de alta tensão.

![](_page_70_Figure_3.jpeg)

Figura 4.6. Oscilografia para curto-circuito trifásico na bucha de baixa tensão.

fenômeno. O trip ocorreu em, aproximadamente, 1,37 ciclos para os dois eventos.

Os resultados do modelo desenvolvido para comparações de respostas transitórias, são ilustrados nas Figuras 4.7 e 4.8. Devido à natureza do sistema e do curto-circuito, as figuras expõem resultados equivalentes entre as fases e também entre o lado da falta. Embora os algoritmos tenham tempos de subidas próximos, o algoritmo de estimação do relé apresenta o menor sobre-sinal e o menor tempo de assentamento.

![](_page_71_Figure_1.jpeg)

**Figura 4.7.** Comparação entre as respostas transitórias de diferentes algoritmos de estimação de fasores para um curto-circuito trifásico na bucha de alta tensão: Fase A (a), Fase B (b), Fase C (c).


**Figura 4.8.** Comparação entre as respostas transitórias de diferentes algoritmos de estimação de fasores para um curto-circuito trifásico na bucha de baixa tensão: Fase A (a), Fase B (b), Fase C (c).

### 4.2.2 Energização

O processo de energização de um transformador isolado ou em paralelo com outros transformadores apresenta sérios desafios à proteção diferencial tendo em vista que é um fenômeno natural de funcionamento do equipamento e apresenta uma corrente de composição harmônica muito elevada, podendo causar assim uma operação incorreta do elemento diferencial. Em virtude de sua recorrência e características, as correntes de energização foram categorizadas entre as correntes de *inrush*. A Figura 4.9 ilustra a forma de onda característica de uma corrente de *inrush* composta por pulsos unipolares ou bipolares de decaimento exponencial e separados por intervalos de baixíssimos valores de corrente (FERRER; SCHWEITZER, 2010).



Figura 4.9. Forma de onda da corrente de inrush.

Dentre as principais características da corrente de *inrush*, destacam-se: a elevada magnitude da corrente em relação à corrente nominal, a presença de componente DC e os harmônicos (pares e ímpares) e constante de tempo muito superior à constante de tempo da componente DC de decaimento exponencial. Como a corrente de *inrush* é natural do próprio funcionamento do equipamento, a proteção diferencial utiliza de suas principais características para distinguir uma situação de energização em relação a operação normal e toma a decisão de bloqueio ou restrição por harmônicos de atuação do relé.

As Figuras 4.10(a)-(c) apresentam o comportamento da corrente de operação em comparação ao algoritmo de estimação fasorial do relé com os estimadores cosseno de um ciclo e cosseno modificado pela ABB.



Figura 4.10. Situação de energização: Correntes de operação fase A (a), fase B (b), fase C (c).

A transformada discreta de Fourier de um ciclo (FCDFT) apresentou o menor tempo de subida para todas as fases. Nota-se que, excluindo particularidades de cada algoritmo no início do transitório, o comportamento da resposta do relé está bem próxima do estimador cosseno modificado pela ABB, incluindo o tempo de transição e no perfil de sobre-sinal presente na Figura 4.10(a). Isso sugere uma proximidade da lógica do algoritmo implementado pela SEL em seus relés com o algoritmo do filtro cosseno modificado pela ABB.

### 4.2.3 Falta Externa

As correntes de *inrush* também podem ser ocasionadas a partir da recuperação de queda de tensão do sistema após eliminar uma falta externa. Esse fator por si só já serviria como motivação para a análise de faltas externas. Não obstante, faltas externas provocam altas correntes de curto passantes (*through faults*) pelo transformador de forma que sua vida útil, estimada em uma média de 30 anos, sofre uma redução drástica devido aos desgastes nos isoladores e nas bobinas, além de provocar o surgimento de impurezas no óleo utilizado para o seu resfriamento por conta de aquecimento (FERRER; SCHWEITZER, 2010).

Vale ressaltar que a função diferencial de transformadores deve proteger a zona do transformador delimitada pelos TCs e não deve atuar para uma falta externa. Dito isso, a proteção apenas monitora qualquer distúrbio no sistema para a correta detecção de uma falta externa e garanta a atuação da proteção de retaguarda caso nenhuma outra proteção atue em tempo hábil.

A Figura 4.11 mostra as correntes de restrição para uma falta externa trifásica tanto no lado de alta tensão, quanto no lado de baixa tensão. Como o objetivo é realizar a comparação entre os estimadores fasoriais, optou-se por analisar as correntes de restrição, haja vista que apresentam níveis de corrente muito maiores do que as correntes de operação, em razão das características da própria proteção diferencial apresentada nas Equações (2.1) e (2.3).

Observa-se que na maioria dos casos o estimador FCDFT é o que atua de forma mais rápida à transição, atingindo o valor de regime permanente de falta duas a três amostras antes do relé, porém apresenta o maior sobre-sinal para a maioria dos casos. Assim como na energização, o comportamento do filtro cosseno modificado da ABB é muito semelhante ao capturado do relé, reforçando a proximidade na formulação do algoritmo implementado nos relés SEL.



**Figura 4.11.** Correntes de restrição para falta externa no lado AT das fases: A (a), B (c) e C (e). Correntes de restrição para falta externa no lado BT das fases: A(b), B (d) e C (f).

### 4.2.4 Análise Geral do Comportamento do Relé para a Resposta no Tempo

Diferentemente das ASPs, o foco da análise no tempo é realizar um estudo dos transitórios para diversos fenômenos que devem ser considerados no momento da parametrização da proteção tamanha a sua recorrência e relevância.

Os algoritmos de estimação fasorial de filtro cosseno modificado pela ABB e FCDFT apresentam resposta mais rápida que o relé em todos os ensaios realizados, no entanto, apresentam maior sobre-sinal e tempo de assentamento. Um caso crítico dessas características é observado no comportamento do algoritmo cosseno de um ciclo para faltas na bucha do transformador, tanto no lado de alta quanto no de baixa tensão.

Apesar de particularidades na transição ao regime permanente, o filtro cosseno modificado pela ABB apresenta comportamento bastante semelhante ao estimador fasorial utilizado pelo relé, de maneira que se conclui que a formulação de ambos é bem próxima, diferindo em quesitos de estabilização e tempo de resposta. Tal tipo de análise é de extrema valia ao permitir o estudo de alterações nas formulações de novos estimadores fasoriais diante de implementações em relés de proteção no mercado com o objetivo de achar a melhor solução para a maior gama de desafios impostos à proteção.

## CAPÍTULO 5

## CONCLUSÃO E PROPOSTAS

Neste trabalho, apresentou-se uma estratégia de validação do modelo computacional de um relé diferencial de transformadores de potência, mediante a comparação de seu desempenho com o de um relé real em diversas situações de curtos-circuitos.

A análise do desempenho do modelo computacional do relé diferencial, a qual depende da aquisição de uma volumosa quantia de dados consistentes do equipamento real, transcorreu a partir do desenvolvimento e aperfeiçoamento de ferramentas computacionais que permitissem a implementação de uma metodologia de testes em massa, através de injeções em série de arquivos provenientes de simulações no relé real. Dessa maneira, a metodologia proposta proporciona a realização de inúmeras configurações de injeções em série utilizando arquivos no formato COMTRADE e que, consequentemente, permite a verificação de modelos computacionais de relés, desde que as limitações dos equipamentos sejam respeitadas.

A validação dos modelos concentra-se na utilização de análises de sensibilidade paramétrica, em que avaliou-se o comportamento do modelo computacional do relé em estado estacionário, frente aos dados coletados do relé real, para diversas configurações do sistema para cada curtocircuito testado. No caso deste trabalho, variou-se o percentual de espiras curto-circuitadas para cada evento. Contudo, a análise de sensibilidade paramétrica não é suficiente para avaliar o comportamento do modelo por completo. Embora o modelo convirja para o mesmo ponto que a resposta real em estado estacionário, o transitório também pode influenciar o desempenho do relé. Com isso dito, investigou-se o comportamento transitório do modelo em eventos críticos, confrontado a resposta do próprio equipamento.

As análises realizadas a partir da metodologia proposta permitiram averiguar a proximidade entre o modelo e os dados capturados do relé, além de proporcionar estudos detalhados dos ajustes da proteção. Com a validação do modelo do relé, a resposta computacional foi, praticamente, igual a do equipamento real independente do sistema ou evento testado. Além disso, devido à análise em massa, os ajustes da proteção podem ser precisamente ajustados para cada sistema, visto que essas análises cobriram parte significativa dos possíveis acontecimentos e configurações do sistema.

A metodologia proposta, além de flexibilizar injeções em relés por meio da automatização do processo de configuração e carregamento de arquivos em malas de testes, permite a verificação de modelos computacionais de relés, independentemente de características e configurações do sistema em análise. Dessa maneira, testes em massa podem ser realizados diretamente no modelo computacional com a finalidade de ajustar mais precisamente a proteção para um sistema específico.

Assim, destacam-se as seguintes propostas para trabalhos futuros:

- Verificar alterações no método e na resposta do modelo computacional do relé diferencial de transformador para análises de sensibilidade paramétrica de outros parâmetros como o carregamento do sistema, as contribuições de curto-circuito dos equivalentes e o ângulo de energização;
- Implementar novos modelos computacionais para diferentes tipos de relés;
- Integrar modelos computacionais de relés em *software* de cálculo de transitórios eletromagnéticos com o intuito de obter um ambiente completo para testes de ajustes e
- Comparação entre algoritmos de estimação de fasores pela resposta transitória direta do equipamento real.

# **REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS**

DOBLE ENGINEERING COMPANY. *F6 Hardware: User Guide*. [S.l.], 2012. Citado 3 vezes nas páginas iv, 22, and 23.

DOBLE ENGINEERING COMPANY. *Protection Suite: User Guide*. [S.l.], 2012. Citado 2 vezes nas páginas 24 and 25.

FERRER, H. J. A.; SCHWEITZER, E. O. Modern Solutions for Protection, Control, and Monitoring of Electric Power Systems. Pullman, Washington USA: Quality Books, Inc., 2010. Citado 12 vezes nas páginas 5, 6, 7, 8, 10, 15, 16, 17, 18, 19, 58, and 60.

GENERAL ELECTRIC. *Transformer Protection Principles*. [S.I.], 2007. Citado 2 vezes nas páginas vi and 20.

GUZMÁN, A.; FISCHER, N.; LABUSCHAGNE, C. Improvements in transformer protection and control. *SEL Journal of Reliable Power*, v. 2, sep. 2011. Citado 3 vezes nas páginas 10, 11, and 12.

HART, D.; NOVOSEL, D.; SMITH, R. *Modified cosine filters*. Google Patents, 2000. US Patent 6,154,687. Disponível em: <a href="http://www.google.com.br/patents/US6154687">http://www.google.com.br/patents/US6154687</a>. Citado na página 54.

HOROWITZ, S. H.; PHADKE, A. G. *Power System Relaying*. 3. ed. WestSussex, England: John Wiley & S Inc., 2008. Citado na página 1.

IEEE STANDARDS ASSOCIATION. C37.111-1999 – Standard Common Format for Transient Data Exchange (COMTRADE) for Power Systems. [S.l.], 1999. Citado 2 vezes nas páginas 34 and 35.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. *IEC 60076-1:2011 – Power transformers - Part 1: General.* [S.I.], 2011. Citado na página 16.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. Procedimentos de Rede - Submódulo 2.6: Requisitos mínimos para os sistemas de proteção e de telecomunicações. Brasília, 2011. Disponível em: <a href="http://www.ons.org.br/procedimentos/index.aspx">http://www.ons.org.br/procedimentos/index.aspx</a>. Citado na página 8.

PAITHANKAR, Y. G.; BHIDE, S. R. Fundamentals of Power System Protection. New Delhi, India: Prentice-Hall, 2007. Citado 4 vezes nas páginas 1, 4, 6, and 20.

SCHWEITZER ENGINEERING LABORATORIES. Guia Prático para instalação e utilização do software SEL-5030 AcSELerator QuickSet. [S.l.], 2012. Citado na página 28.

SCHWEITZER ENGINEERING LABORATORIES. SEL-487E Relay Current Differential and Voltage Protection: Instruction Manual. [S.1.], 2012. Citado 8 vezes nas páginas iii, 11, 12, 13, 14, 25, 26, and 27. TAVARES, K.; SILVA, K. Evaluation of power transformer differentialprotection using the atp software. *IEEE Latin America Transactions*, v. 12, n. 2, mar. 2014. Citado na página 33.

ZIEGLER, G. Numerical Distance Protection: Principles and Applications; 2. ed. Berlin, Germany: Simiens, AG, 2006. Citado na página 1.

ZIMMERMAN, K.; COSTELLO, D. Lessons learned from commissioning protective relaying systems. In: 62ND ANNUAL CONFERENCE FOR PROTECTIVE RELAY ENGINEERS. College Station, TX, 2009. Citado na página 21.