

PROTEÇÃO DIFERENCIAL DE TRANSFORMADORES DE
POTÊNCIA BASEADA NA CORRENTE DE SEQUÊNCIA
NEGATIVA

LARISSA MARQUES PERES

TESE DE DOUTORADO
EM ENGENHARIA ELÉTRICA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

FACULDADE DE TECNOLOGIA
UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA

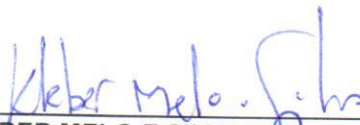
UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA
FACULDADE DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

PROTEÇÃO DIFERENCIAL DE TRANSFORMADORES DE
POTÊNCIA BASEADA NA CORRENTE DE SEQUÊNCIA
NEGATIVA

LARISSA MARQUES PERES

TESE DE DOUTORADO SUBMETIDA AO DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA DA
FACULDADE DE TECNOLOGIA DA UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA, COMO PARTE DOS
REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE DOUTOR.

APROVADA POR:



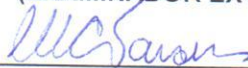
KLEBER MELO E SILVA, Dr., ENE/UNB
(ORIENTADOR)



FELIPE VIGOLVINO LOPES, Dr., ENE/UNB
(EXAMINADOR INTERNO)



GIOVANNI MANASSERO JÚNIOR, Dr., USP
(EXAMINADOR EXTERNO)



MARIA CRISTINA DIAS TAVARES, Dra., Unicamp
(EXAMINADORA EXTERNA)

Brasília, 08 de julho de 2019.

FICHA CATALOGRÁFICA

PERES, LARISSA MARQUES

PROTEÇÃO DIFERENCIAL DE TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA BASEADA NA CORRENTE DE SEQUÊNCIA NEGATIVA [Distrito Federal] 2019.

xv, 111p., 210 x 297 mm (ENE/FT/UnB, Doutora em Engenharia Elétrica, 2019).

Tese de Doutorado – Universidade de Brasília, Faculdade de Tecnologia.

Departamento de Engenharia Elétrica

1. Proteção Diferencial
 2. Corrente de Sequência Negativa
 3. Transformador de Potência
- I. ENE/FT/UnB
 - II. Título (série)

REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

PERES, L. M. (2019). Proteção Diferencial de Transformadores de Potência Baseada na Corrente de Sequência Negativa, Tese de Doutorado em Engenharia Elétrica, Publicação PPGE.TD - 146/2019, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 132p.

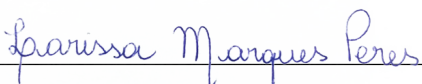
CESSÃO DE DIREITOS

NOME DA AUTORA: Larissa Marques Peres

TÍTULO DA TESE DE DOUTORADO: Proteção Diferencial de Transformadores de Potência Baseada na Corrente de Sequência Negativa.

GRAU/ANO: Doutora em Engenharia Elétrica/2019

É concedida à Universidade de Brasília permissão para reproduzir cópias desta tese de doutorado e para emprestar ou vender tais cópias somente para propósitos acadêmicos e científicos. A autora reserva outros direitos de publicação e nenhuma parte desta tese de doutorado pode ser reproduzida sem autorização por escrito da autora.



Larissa Marques Peres

Departamento de Eng. Elétrica (ENE) - FT

Universidade de Brasília (UnB)

Campus Darcy Ribeiro

CEP 70919-970 - Brasília - DF - Brasil



INSTITUTO FEDERAL
Goiás

MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
SECRETARIA DE EDUCAÇÃO PROFISSIONAL E TECNOLÓGICA
INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA
PRÓ-REITORIA DE PESQUISA E PÓS-GRADUAÇÃO
SISTEMA INTEGRADO DE BIBLIOTECAS

TERMO DE AUTORIZAÇÃO PARA DISPONIBILIZAÇÃO NO REPOSITÓRIO DIGITAL DO IFG - ReDi IFG

Com base no disposto na Lei Federal nº 9.610/98, AUTORIZO o Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás, a disponibilizar gratuitamente o documento no Repositório Digital (ReDi IFG), sem ressarcimento de direitos autorais, conforme permissão assinada abaixo, em formato digital para fins de leitura, download e impressão, a título de divulgação da produção técnico-científica no IFG.

Identificação da Produção Técnico-Científica

- | | |
|--|---|
| ☒ Tese | ☐ Artigo Científico |
| ☐ Dissertação | ☐ Capítulo de Livro |
| ☐ Monografia – Especialização | ☐ Livro |
| ☐ TCC - Graduação | ☐ Trabalho Apresentado em Evento |
| ☐ Produto Técnico e Educacional - Tipo: _____ | |

Nome Completo do Autor: Larissa Marques Peres

Matrícula: 1764285

Título do Trabalho: PROTEÇÃO DIFERENCIAL DE TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA BASEADA NA CORRENTE DE SEQUÊNCIA NEGATIVA

Autorização - Marque uma das opções

- ☒ Autorizo disponibilizar meu trabalho no Repositório Digital do IFG;
- ☐ Autorizo disponibilizar meu trabalho no Repositório Digital do IFG somente após a data ____/____/____;
- ☐ Não autorizo disponibilizar meu trabalho no Repositório Digital do IFG.

Ao indicar a opção **2 ou 3**, marque a justificativa:

- ☐ O documento está sujeito a registro de patente.
☐ O documento pode vir a ser publicado como livro, capítulo de livro ou artigo.
☐ Outra justificativa: _____

DECLARAÇÃO DE DISTRIBUIÇÃO NÃO-EXCLUSIVA

O/A referido/a autor/a declara que:

- o documento é seu trabalho original, detém os direitos autorais da produção técnico-científica e não infringe os direitos de qualquer outra pessoa ou entidade;
- obteve autorização de quaisquer materiais inclusos no documento do qual não detém os direitos de autor/a, para conceder ao Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás os direitos requeridos e que este material cujos direitos autorais são de terceiros, estão claramente identificados e reconhecidos no texto ou conteúdo do documento entregue;
- cumpru quaisquer obrigações exigidas por contrato ou acordo, caso o documento entregue seja baseado em trabalho financiado ou apoiado por outra instituição que não o Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás.

Brasília, 20/09/19
Local Data

Larissa Marques Peres

Assinatura do Autor e/ou Detentor dos Direitos Autorais

Dedico este trabalho aos meus pais,
Elenita e Osmar.

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus pela minha vida, pela inteligência e sabedoria, dons indispensáveis para superar os obstáculos e encontrar as soluções para o desenvolvimento desta tese, e por sempre estar me abençoando em cada etapa da vida.

Ao meu esposo Diogo, pelo seu companheirismo, amor e compreensão nas horas de minha ausência, apoiando-me nos momentos difíceis e sempre torcendo por mim.

Aos meus pais Elenita e Osmar, pelo apoio, amor, doação, paciência, orações e bençãos diárias, os quais foram imprescindíveis para superar os desafios encontrados no decorrer deste doutorado. Agradeço a eles por abdicarem de tempo e de muitos projetos pessoais para que eu tivesse a oportunidade de estudar. Às minhas irmãs Franciele e Taciana, juntas somos as trigêmeas, por sempre torcerem por mim, pelos abraços e sorrisos, ajudando-me a acalmar, e pelas palavras de fé e coragem que tanto me confortaram nos momentos de fragilidade e indecisão. À minha avó Francisca, pelas orações, carinho e por me ensinar a ser gentil.

Ao professor Kleber Melo e Silva, pela confiança, orientação e conhecimentos transmitidos. Agradeço também a ele por toda a dedicação, paciência e conselhos desprendidos a fim de aumentar o meu conhecimento e colaborar para minha formação acadêmica e profissional, tornando-se assim, além de um excelente orientador, um grande amigo.

Ao professor Felipe Vigolvinho Lopes, por todo incentivo, amizade e disposição em ajudar, compartilhando seu conhecimento comigo.

Aos colegas com quem convivi no Laboratório de Proteção de Sistemas Elétricos (LAPSE), pela troca de conhecimentos. Agradeço principalmente às amigas do LAPSE: Maria Leonor, Letícia, Olaia, Suellen, Hanni, Ina e Jéssica, por toda amizade, conversas e risadas. Em especial, agradeço a Maria Leonor, minha amiga-gêmea, pela cumplicidade e sintonia, por estar sempre disposta a me ajudar e por me ensinar que é preciso ter paciência, determinação e coragem para transformar os sonhos em realidade.

E a todos que de alguma forma contribuíram para a finalização desta tese.

RESUMO

Propõe-se na presente tese um novo algoritmo de proteção diferencial para transformadores de potência baseado na corrente de sequência negativa, a qual é reconstruída no tempo a partir do fasor correspondente em ambos os enrolamentos do transformador. Com o objetivo de fornecer uma operação mais rápida e confiável do método proposto, a relação dos sinais de corrente de sequência negativa de operação e restrição é integrada. O algoritmo desenvolvido ainda incorpora uma função que detecta a ocorrência de distúrbios, e uma nova estratégia de restrição harmônica também é proposta, para melhorar a segurança da proteção para faltas externas que levem à saturação do transformador de corrente (TC). A fim de avaliar o desempenho do algoritmo proposto, diversos distúrbios são simulados no *software Alternative Transients Program* (ATP), a saber: curtos-circuitos externos, saturação do TC, remoção de um curto-circuito próximo ao transformador, condição de energização solidária e faltas internas, variando o tipo de curto-circuito, porcentagem de espiras curto-circuitadas, força das fontes e o carregamento do sistema de potência. Além disso, realizou-se uma avaliação comparativa da proteção diferencial proposta com a proteção diferencial tradicional de corrente (fundamentada nos elementos de fase e sequência negativa). Por fim, a lógica do algoritmo proposto foi implementada em um relé de proteção diferencial comercial, possibilitando a sua validação experimental. Os resultados obtidos revelam que o método desenvolvido é capaz de detectar faltas entre espiras e espira-terra, mesmo para 1% de espiras curto-circuitadas, de forma que pode ser um complemento às funções diferenciais de fase, no que concerne a operações mais rápidas e sensíveis para faltas internas envolvendo poucas espiras, e seguro para curtos-circuitos externos com saturação do TC.

Palavras-chave: Proteção diferencial, corrente de sequência negativa, transformador de potência.

ABSTRACT

The present thesis proposes a new power transformers differential protection algorithm based on the negative sequence current, which is reconstructed in time from the corresponding phasor at both transformer windings. Aiming to provide a faster and more reliable operation of the proposed method, the ratio of the operating and restraint negative sequence current signals is integrated during the time. The proposed method also incorporates a function that detects disturbances nearby the transformer, and a new harmonic restraint strategy is also proposed, to improve protection security for external faults with current transformer (CT) saturation. In order to evaluate the performance of the proposed algorithm, a wide variety of disturbances is simulated in the software Alternative Transients Program (ATP): external short-circuits, CT saturation, transformer nearby external fault removal, sympathetic inrush condition and internal faults, by varying the fault type, short-circuited turns percentage, sources strength and the power system loading. In addition, it was performed comparative evaluation between the proposed differential protection and the current traditional differential protection (based on the phase and negative sequence elements). Finally, the proposed algorithm logic was implemented in a commercial differential protection relay, allowing its experimental validation. The obtained results reveal that the proposed method is able to detect turn-to-turn and turn-to-ground faults, even for 1% of short-circuited turns, so that it can be a complement to the phase differential functions, for a faster and more sensitive operations for internal faults involving few turns, and safe for external short-circuits with CT saturation.

Keywords: Differential protection, negative sequence current, power transformer.

SUMÁRIO

Sumário	i
Lista de Figuras	iv
Lista de Tabelas	viii
Lista de Símbolos	ix
Glossário	xv
Capítulo 1 – Introdução	1
1.1 Contextualização do Tema	1
1.2 Motivação	4
1.3 Objetivos e Contribuições	6
1.3.1 Produção Científica	7
1.4 Organização do Texto	8
Capítulo 2 – Fundamentos da Proteção Diferencial de Transformadores de Potência	9
2.1 Tipos de faltas em transformadores de potência	9
2.2 Fundamentos da Proteção Diferencial de Corrente	10
2.3 Fatores que influenciam a atuação da proteção diferencial	13
2.3.1 Corrente de <i>inrush</i> durante a energização	13
2.3.2 Corrente de <i>inrush</i> durante a remoção de uma falta próxima ao transformador	14
2.3.3 Energização solidária	14
2.3.4 Sobre-excitação	15
2.3.5 Saturação dos TCs	15
2.3.6 Defasagem entre as correntes dos enrolamentos primário e secundário do transformador	16
2.4 Ajustes e correções feitos para evitar a operação indevida da proteção diferencial	17
2.4.1 Correção das relações de transformação	17
2.4.2 Compensação da corrente de sequência zero	18
2.4.3 Correção da defasagem angular	19
2.4.4 Restrição harmônica	20
2.4.5 Bloqueio por harmônicas	21
2.5 Elemento diferencial de sequência negativa (87TQ)	21
2.6 Elemento de falta à terra restrita (REF)	22
2.7 Síntese do Capítulo	23

Capítulo 3 – Revisão do Estado da Arte	24
3.1 Métodos Tradicionais da Proteção Diferencial	24
3.2 Métodos alternativos de proteção de transformadores de potência	27
3.2.1 Métodos de proteção baseados na análise de transitórios	28
3.2.2 Métodos de proteção baseados em inteligência artificial e outros métodos de análise	30
3.2.3 Métodos de proteção baseados na componente de sequência negativa . . .	32
3.3 Síntese da Revisão Bibliográfica e Avaliação das Tendências	36
Capítulo 4 – Algoritmo Proposto	39
4.1 Normalização dos Sinais e Compensações	39
4.1.1 Normalização dos Sinais	39
4.1.2 Correção da defasagem angular	39
4.2 Estimação de Fasores	41
4.3 Correntes de sequência negativa	41
4.4 Reconstrução dos sinais de corrente	42
4.5 Detecção de Distúrbio	44
4.6 Restrição Harmônica	47
4.7 Correntes de operação, restrição e compensada	48
4.8 Razão Integrada	49
4.9 Lógica de <i>trip</i>	51
4.10 Desempenho do algoritmo proposto na presença de ruído	54
4.11 Síntese do Capítulo	55
Capítulo 5 – Apresentação e Análise dos Resultados	56
5.1 Simulação no Software ATP de faltas no Sistema Elétrico Simplificado	56
5.1.1 Análise Transitória de Curto-circuito (ATC)	61
5.1.1.1 Casos ATC.1, ATC.2, ATC.3 e ATC.4: Situações Adversas de Curtos-Circuitos Internos	61
5.1.1.2 Caso ATC.5: Remoção de uma Falta Externa Próxima ao Transformador	66
5.1.1.3 Casos ATC.6 e ATC.7: Falta Externa com Saturação do TC	68
5.1.1.4 Casos ATC.8, ATC.9, ATC.10 e ATC.11: Diversos curtos-circuitos internos	69
5.1.1.5 Casos ATC.12, ATC.13, ATC.14 e ATC.15: Curtos-circuitos externos	71
5.1.2 Análise de Sensibilidade Paramétrica (ASP)	72
5.1.2.1 Casos ASP.1, ASP.2, ASP.3 e ASP.4: Verificação da Influência da Porcentagem de Espiras em curto-circuito e do Tipo de falta	75
5.1.2.2 Casos ASP.5, ASP.6, ASP.7 e ASP.8: Verificação da Influência da Força da Fonte	76
5.1.2.3 Casos ASP.9, ASP.10, ASP.11 e ASP.12: Verificação da Influência do Carregamento	77
5.1.3 Avaliação Comparativa Entre o Algoritmo Proposto e os Elementos Diferenciais de Corrente Tradicionais	78
5.2 Simulação no Software ATP de faltas no Sistema Elétrico da CHESF	84
5.2.1 Análise Transitória de Curto-circuito: Sistema Elétrico da CHESF	87
5.2.2 Análise Transitória de Manobra (ATM)	90
5.2.2.1 Caso ATM.1: Energização solidária (<i>Sympathetic Inrush</i>)	90

5.2.2.2	Caso ATM.2: Rejeição de Carga	91
5.2.2.3	Caso ATM.3: Inserção de Carga	92
5.3	Implementação do Algoritmo Proposto em um relé de proteção diferencial comercial	93
5.3.1	Apresentação dos Resultados dos Testes Realizados no Relé SEL-487E: Sistema Elétrico Simplificado	95
5.3.2	Apresentação dos Resultados dos Testes Realizados no Relé SEL-487E: Sistema Elétrico da CHESF	98
5.4	Síntese do Capítulo	100
Capítulo 6 – Conclusões e Propostas para Trabalhos Futuros		102
Referências Bibliográficas		105

LISTA DE FIGURAS

2.1	(a) Região protegida em regime permanente ou com falta externa; (b) Ocorrência de uma falta interna.	11
2.2	Plano Operacional.	12
2.3	Plano Operacional. (a) Característica <i>dual slope</i> . (b) Característica dinâmica. .	12
2.4	Corrente de <i>inrush</i> durante a energização de um transformador.	14
2.5	Grupos de defasagem.	16
4.1	Diagrama de blocos do algoritmo proposto.	40
4.2	Reconstrução no tempo da corrente de sequência negativa: (a) no lado de alta tensão; (b) no lado de baixa tensão.	42
4.3	Correntes de sequência negativa reconstruídas para: (a) falta interna; (b) falta externa.	43
4.4	Energia calculada para uma falta interna.	45
4.5	Deteção de distúrbio para uma falta interna.	46
4.6	Reconstrução no tempo das componentes harmônicas de segunda e quinta ordens.	47
4.7	Correntes de sequência negativa de operação e restrição calculadas para: (a) falta interna; (b) falta externa.	48
4.8	Correntes de sequência negativa de restrição, compensada e restrição harmônica (R_h).	49
4.9	(a) E_{op} para uma falta interna; (b) E_{op} para uma falta externa.	50
4.10	Razão integrada de operação sem e com R_h	51
4.11	Avaliação da lógica de <i>trip</i>	52
4.12	Avaliação do sinal na presença de ruído: (a) Correntes de fase no secundário dos TCs do enrolamento de baixa tensão; (b) Correntes de sequência negativa (em ambos os enrolamentos), compensada e de operação.	54

4.13	Avaliação do sinal na presença de ruído: (a) Detecção de distúrbio; (b) Desempenho de E_{op}	55
5.1	Modelo do sistema elétrico simplificado utilizado para a simulação das faltas. . .	57
5.2	Esquema de particionamento dos enrolamentos do transformador de potência. .	58
5.3	Modelo do circuito equivalente do TC utilizado.	59
5.4	Caso ATC.1 (falta espira-terra no enrolamento estrela (1%)): (a) Desempenho de E_{op} para sistema simplificado; (b) Variáveis lógicas.	62
5.5	Caso ATC.2 (falta entre espiras no enrolamento delta ($p = 1\%$)): (a) Correntes de fase do enrolamento de alta tensão; (b) Correntes de fase do enrolamento de baixa tensão.	63
5.6	Caso ATC.2 (falta entre espiras no enrolamento delta ($p = 1\%$)): (a) Corrente de falta; (b) Correntes de sequência negativa (em ambos os enrolamentos), compensada e de operação; (c) Detecção de distúrbio.	64
5.7	Caso ATC.2 (falta entre espiras no enrolamento delta ($p = 1\%$)): (a) Desempenho de E_{op} para sistema simplificado; (b) Variáveis lógicas.	65
5.8	Caso ATC.3 (falta espira-terra no enrolamento delta ($p = 50\%$)): (a) Desempenho de E_{op} para sistema simplificado; (b) Variáveis lógicas.	66
5.9	Caso ATC.4 (falta entre espiras no enrolamento estrela ($p = 1\%$)): (a) Desempenho de E_{op} para sistema simplificado; (b) Variáveis lógicas.	67
5.10	Desempenho de E_{op} para os casos: (a) ATC.5 (falta externa trifásica); (b) ATC.6 (falta externa bifásica) e ATC.7 (falta externa bifásica com saturação do TC). .	68
5.11	Caso ATC.9 (falta interna trifásica): (a) Correntes de fase do enrolamento de alta tensão; (b) Correntes de fase do enrolamento de baixa tensão; (c) Correntes de sequência negativa (em ambos os enrolamentos), de restrição e de operação. .	70
5.12	Desempenho de E_{op} para os casos de curtos-circuitos internos e externos. . . .	71
5.13	Caso ATC.12 (falta externa trifásica): (a) Correntes de fase do enrolamento de alta tensão; (b) Correntes de fase do enrolamento de baixa tensão; (c) Correntes de sequência negativa (em ambos os enrolamentos), de restrição e de operação. .	73
5.14	Desempenho de E_{op} variando a porcentagem de espiras curto-circuitadas (p). . .	75
5.15	Desempenho de E_{op} variando a força da fonte.	77

5.16	Desempenho de E_{op} variando o carregamento do sistema (δ).	78
5.17	ACP.1 (falta entre espiras no enrolamento delta, com $\delta = -5^\circ$): (a) Elementos 87T; (b) Elemento 87TQ; (c) Algoritmo proposto.	80
5.18	ACP.2 (falta entre espiras no enrolamento delta, com $\delta = -15^\circ$): (a) Elementos 87T; (b) Elemento 87TQ; (c) Algoritmo proposto.	81
5.19	ACP.3 (falta espira-terra no enrolamento delta, variando o parâmetro RZS_X : (a) Elementos 87T; (b) Elementos 87TQ; (c) Algoritmo proposto.	82
5.20	ACP.4 (falta entre espiras no enrolamento delta, variando o carregamento do sistema: (a) Elementos 87T; (b) Elemento 87TQ; (c) Algoritmo proposto.	83
5.21	Diagrama do sistema elétrico da CHESF utilizado para a simulação das faltas (SILVA, 2009).	85
5.22	Desempenho de E_{op} para sistema da CHESF: (a) Caso ATC.1 (falta espira-terra no enrolamento estrela (1%)); (b) Caso ATC.2 (falta entre espiras no enrolamento delta ($p = 1\%$)); (c) Variáveis lógicas para o caso ATC.1; (d) Variáveis lógicas para o caso ATC.2.	87
5.23	Detecção de distúrbio (sistema elétrico da CHESF): (a) Caso ATC.1 (falta espira-terra no enrolamento estrela (1%)); (b) Caso ATC.2 (falta entre espiras no enrolamento delta ($p = 1\%$))	88
5.24	Correntes de sequência negativa, de restrição e operação (sistema elétrico da CHESF): (a) Caso ATC.9 (falta interna trifásica); (b) Caso ATC.12 (falta externa trifásica).	89
5.25	Desempenho de E_{op} para sistema da CHESF: (a) Caso ATC.9 (falta interna trifásica); (b) Caso ATC.12 (falta externa trifásica); (c) Variáveis lógicas para o caso ATC.9; (d) Variáveis lógicas para o caso ATC.12.	90
5.26	Caso ATM.1 (energização solidária): (a) Correntes medidas no lado de alta tensão do transformador energizado; (b) Desempenho de E_{op}	91
5.27	Desempenho de E_{op} para os casos: (a) ATM.2 (rejeição de carga); (b) ATM.3 (inserção de carga).	92
5.28	Sistema Elétrico Simplificado: resultado proveniente do relé para o caso ACP.1 com $p = 12\%$	96

5.29 Sistema Elétrico Simplificado: resultado proveniente do relé para o caso ACP.2	
com $p = 12\%$	96
5.30 Sistema Elétrico Simplificado: resultado proveniente do relé para o caso ATC.12.	97
5.31 Sistema Elétrico da CHESF: resultado proveniente do relé para o caso ACP.1	
com $p = 12\%$	98
5.32 Sistema Elétrico da CHESF: resultado proveniente do relé para o caso ATC.2. .	99

LISTA DE TABELAS

1.1	Desligamentos forçados de transformadores em 2016 (ONS, 2017a).	2
1.2	Desempenho dos sistemas de proteção dos transformadores em 2016 (ONS, 2017c).	3
3.1	Resumo dos trabalhos referentes à proteção de transformadores de potência.	38
5.1	Característica não linear do ramo de magnetização do transformador e dos TCs (lados de alta e baixa tensão).	58
5.2	Dados das resistências e indutâncias de dispersão dos enrolamentos dos TCs.	59
5.3	Casos avaliados nas análises transitórias de curtos-circuitos.	61
5.4	Casos avaliados nas análises de sensibilidade paramétrica.	74
5.5	Faixa de variação dos parâmetros analisados.	74
5.6	Parametrização do esquema de proteção diferencial tradicional (SCHWEITZER ENGINEERING LABORATORIES, 2017).	79
5.7	Casos analisados na avaliação comparativa entre os algoritmos.	79
5.8	Estatísticas do tempo de operação para o caso ACP.2.	84
5.9	Característica não linear do ramo de magnetização do transformador T4 e dos TCs (lados de alta e baixa tensão).	86

LISTA DE SÍMBOLOS

a	Operador complexo $1\angle 120^\circ$.
C_n	Fator de correção que depende da conexão dos TCs.
CTR_n	Relação de transformação do TC do enrolamento n.
FDD	<i>Flag</i> que indica a detecção de um distúrbio.
FDE	<i>Flag</i> que indica a detecção de distúrbio externo.
F_{SEH}	Fator de sensibilidade no enrolamento H .
F_{SEX}	Fator de sensibilidade no enrolamento X .
h	n-ésima ordem harmônica do sinal.
H	Índice que representa o enrolamento de alta tensão do transformador.
i_{compQ}	Sinal de corrente de sequência negativa compensada reconstruído no domínio do tempo discreto.
$i_{H\phi u}$	Sinal de corrente no enrolamento H na fase ϕ não normalizado e sem compensação.
$i_{H\phi}$	Sinal de corrente no enrolamento H na fase ϕ normalizado e compensado.
i_{HQ}	Sinal de corrente de sequência negativa reconstruído no domínio do tempo discreto no enrolamento H .
$i_{H\phi h}$	Sinal de corrente reconstruído no tempo no enrolamento H na fase ϕ na ordem harmônica h .
i_{opQ}	Sinal de corrente de sequência negativa de operação reconstruído no domínio do tempo discreto.
i_{resQ}	Sinal de corrente de sequência negativa de restrição reconstruído no domínio do tempo discreto.

$i_{X\phi u}$	Sinal de corrente no enrolamento X na fase ϕ não normalizado e sem compensação.
$i_{X\phi}$	Sinal de corrente no enrolamento X na fase ϕ normalizado e compensado.
i_{XQ}	Sinal de corrente de sequência negativa reconstruído no tempo no enrolamento X .
$i_{X\phi h}$	Sinal de corrente reconstruído no domínio do tempo discreto no enrolamento X na fase ϕ na ordem harmônica h .
$\hat{I}_0$	Fasor corrente de sequência zero.
$\hat{I}_1$	Fasor corrente de sequência positiva.
$\hat{I}_2$	Fasor corrente de sequência negativa.
I_{2harm}	Componente harmônica de segunda ordem da corrente de operação.
I_{5harm}	Componente harmônica de quinta ordem da corrente de operação.
$\hat{I}_{2\phi}$	Fasor corrente da componente harmônica de segunda ordem na fase ϕ .
$\hat{I}_{5\phi}$	Fasor corrente da componente harmônica de quinta ordem na fase ϕ .
$\hat{I}_a$	Fasor corrente da fase A no secundário do TC conectado no enrolamento do transformador com defasagem angular.
$\hat{I}_a^{c2}$	Fasor corrente compensada da fase A no secundário do TC conectado no enrolamento do transformador com defasagem angular.
$\hat{I}_b$	Fasor corrente da fase B no secundário do TC conectado no enrolamento do transformador com defasagem angular.
$\hat{I}_b^{c2}$	Fasor corrente compensada da fase B no secundário do TC conectado no enrolamento do transformador com defasagem angular.
$\hat{I}_c$	Fasor corrente da fase C no secundário do TC conectado no enrolamento do transformador com defasagem angular.
$\hat{I}_c^{c2}$	Fasor corrente compensada da fase C no secundário do TC conectado no enrolamento do transformador com defasagem angular.
$\hat{I}_A$	Fasor corrente da fase A no secundário do TC conectado no enrolamento do transformador que permite circulação de $\hat{I}_0$.

$\hat{I}_A^{c1}$	Fasor corrente compensada da fase A no secundário do TC conectado no enrolamento do transformador que permite circulação de $\hat{I}_0$.
$\hat{I}_B$	Fasor corrente da fase B no secundário do TC conectado no enrolamento do transformador que permite circulação de $\hat{I}_0$.
$\hat{I}_B^{c1}$	Fasor corrente compensada da fase B no secundário do TC conectado no enrolamento do transformador que permite circulação de $\hat{I}_0$.
$\hat{I}_C$	Fasor corrente da fase C no secundário do TC conectado no enrolamento do transformador que permite circulação de $\hat{I}_0$.
$\hat{I}_C^{c1}$	Fasor corrente compensada da fase C no secundário do TC conectado no enrolamento do transformador que permite circulação de $\hat{I}_0$.
$\hat{I}_H$	Fasor corrente no secundário do TC conectado no enrolamento H .
$\hat{I}_{Hpri}$	Fasor corrente no primário do TC conectado no enrolamento H .
$\hat{I}_{H\phi}$	Fasor corrente no enrolamento H na fase ϕ normalizado e compensado.
$I_{H\phi}$	Módulo do fasor corrente no enrolamento H na fase ϕ .
$\hat{I}_{H\phi h}$	Fasor corrente no enrolamento H na fase ϕ na ordem harmônica h .
$I_{H\phi h}$	Módulo do fasor corrente no enrolamento H na fase ϕ na ordem harmônica h .
$\hat{I}_{HQ}$	Fasor corrente de sequência negativa no enrolamento H .
I_{HQ}	Módulo do fasor corrente de sequência negativa no enrolamento H .
$\hat{I}_N$	Fasor corrente de neutro.
I_{op}	Corrente de operação do elemento 87T.
I_{opQ}	Corrente de operação do elemento 87TQ.
I_{opREF}	Corrente de operação do elemento REF.
I_{pk}	Corrente de <i>pickup</i> para atuação do elemento 87T.
I_{pkQ}	Corrente de <i>pickup</i> para atuação do elemento 87TQ.
I_{pkREF}	Corrente de <i>pickup</i> para atuação do elemento REF.
I_{comp}	Corrente compensada do elemento 87T.

I_{res}	Corrente de restrição do elemento 87T.
I_{resQ}	Corrente de operação do elemento 87TQ.
I_{resREF}	Corrente de restrição do elemento REF.
$\hat{I}_X$	Fasor corrente no secundário do TC conectado no enrolamento X .
$\hat{I}_{Xpri}$	Fasor corrente no primário do TC conectado no enrolamento X .
$\hat{I}_{X\phi}$	Fasor corrente no enrolamento X na fase ϕ normalizado e compensado.
$I_{X\phi}$	Módulo do fasor corrente no enrolamento X na fase ϕ .
$\hat{I}_{X\phi h}$	Fasor corrente no enrolamento X na fase ϕ na ordem harmônica h .
$I_{X\phi h}$	Módulo do fasor corrente no enrolamento X na fase ϕ na ordem harmônica h .
$\hat{I}_{XQ}$	Fasor corrente de sequência negativa no enrolamento X .
I_{XQ}	Módulo do fasor corrente de sequência negativa no enrolamento X .
jan	Janela de tempo para definição do fator de sensibilidade.
k	k -ésimo instante de amostragem.
k_2	Constante de proporcionalidade utilizada na restrição harmônica.
k_{2b}	Constante de proporcionalidade utilizada no bloqueio por harmônicas.
k_5	Constante de proporcionalidade utilizada na restrição harmônica.
k_{5b}	Constante de proporcionalidade no bloqueio por harmônicas.
k_R	Fator de estabilização.
L_{mag}	Indutância de magnetização do TC.
L_{pri}	Indutância do enrolamento primário do TC.
L_{sec}	Indutância do enrolamento secundário do TC.
$\max\{\cdot\}$	Função que retorna o valor máximo de um conjunto de valores.
$\min\{\cdot\}$	Função que retorna o valor mínimo de um conjunto de valores.
M_0	Matriz de compensação da corrente de sequência zero.

M_{θ}	Matriz de compensação da defasagem angular.
n	Enrolamento para o qual está sendo calculado o TAP, pode ser primário ou secundário.
n_H	Representa o número de espiras do enrolamento H .
n_X	Representa o número de espiras do enrolamento X .
p_{EE}	Número de espiras em curto-circuito para uma falta entre espiras.
p_{ET}	Número de espiras em curto-circuito para uma falta espira-terra.
N	Número de amostras por ciclo.
R_b	Carga conectada ao TC.
R_h	Sinal de restrição harmônica proposta.
R_{pri}	Resistência do enrolamento primário do TC.
R_{sec}	Resistência do enrolamento secundário do TC.
SH	Representação da fonte do lado de alta tensão.
SX	Representação da fonte do lado de baixa tensão.
RZS_H	Razão entre as impedâncias da fonte SH e do transformador.
RZS_X	Razão entre as impedâncias da fonte SX e do transformador.
SLP	Inclinação da característica de restrição no plano operacional.
S_{max}	Potência nominal do transformador.
TAP_H	TAP para normalização do sinal de corrente no enrolamento H .
TAP_X	TAP para normalização do sinal de corrente no enrolamento X .
V_n	Tensão nominal do enrolamento n .
X	Índice que representa o enrolamento de baixa tensão do transformador.
87	Código ANSI para a função diferencial de corrente.
87T	Código ANSI para a função diferencial de corrente aplicada a transformadores de potência.

$87TQ$	Código ANSI para a função diferencial de corrente de sequência negativa aplicada a transformadores de potência.
$\alpha_{H\phi}$	Ângulo do fasor corrente no enrolamento H na fase ϕ .
$\alpha_{X\phi}$	Ângulo do fasor corrente no enrolamento X na fase ϕ .
$\alpha_{H\phi h}$	Ângulo do fasor corrente no enrolamento H na fase ϕ na ordem harmônica h .
$\alpha_{X\phi h}$	Ângulo do fasor corrente no enrolamento X na fase ϕ na ordem harmônica h .
α_{HQ}	Ângulo do fasor corrente de sequência negativa no enrolamento H .
α_{XQ}	Ângulo do fasor corrente de sequência negativa no enrolamento X .
Δk_{ξ}	Tamanho da janela utilizada nos cálculos de ξ_H e ξ_X .
$\Delta \xi_H$	Razão calculada para detecção do distúrbio no enrolamento H .
$\Delta \xi_X$	Razão calculada para detecção do distúrbio no enrolamento X .
η_S	Margem de segurança do algoritmo de detecção de distúrbios.
θ	Defasagem angular do transformador.
ϕ	Fases A, B ou C.
ω	Frequência angular discreta.
ξ_H	Energia janelada no enrolamento H .
ξ_X	Energia janelada no enrolamento X .

GLOSSÁRIO

ANSI	<i>American National Standards Institute</i>
ASCII	<i>American Standard Code for Information Interchange</i>
ATP	<i>Alternative Transients Program</i>
ATC	Análise Transitória de Curto-Circuito
ATM	Análise Transitória de Manobra
ACP	Análise Comparativa
ASP	Análise de Sensibilidade Paramétrica
CEV	<i>Compressed Event Report</i>
CHESF	Companhia Hidro Elétrica do São Francisco
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
LKC	Lei de Kirchhoff das Correntes
MRR	Mirueira
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
SEL	<i>Schweitzer Engineering Laboratories</i>
SIN	Sistema Interligado Nacional
TC	Transformador de Corrente

INTRODUÇÃO

1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO DO TEMA

Na sociedade atual o desenvolvimento tecnológico e o crescimento industrial são acompanhados pela evolução do consumo de energia elétrica, e para isso, espera-se que o suprimento energético seja confiável, contínuo e de qualidade. De acordo com os dados da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), a demanda de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN) deverá crescer a uma taxa média de 4,8% ao ano, saindo de um patamar de consumo total de 456.500 GWh no ano de 2010 para 730.100 GWh até 2020. De acordo com informações da EPE, espera-se de 2018 a 2022 um crescimento médio anual da carga de energia elétrica do SIN de 3,7% ao ano (EPE, 2018). Nesse período, o Brasil necessitará expandir a oferta, o que significa um aumento da capacidade instalada existente, agregando diversos equipamentos elétricos necessários para garantir o atendimento integral da expansão da demanda por energia elétrica.

Os transformadores de potência são um dos equipamentos vitais em qualquer sistema elétrico de potência, uma vez que transformam as tensões e correntes alternadas nos níveis mais adequados para geração, transmissão, distribuição e utilização da energia elétrica. Além disso, esses equipamentos representam uma parte significativa dos investimentos realizados para a sua implantação. Os transformadores de potência estão constantemente sujeitos a falhas em seus componentes, podendo resultar na sua retirada e, conseqüentemente, na interrupção do fornecimento de energia elétrica ao consumidor. Quando falhas ocorrem no transformador, inevitavelmente levam a desligamentos, resultando em um alto custo de reparo ou substituição deste equipamento (IEEE STD C37.91-2008, 2008).

De acordo com o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), em 2016, ocorreram 878 desligamentos forçados em transformadores conectados ao SIN, considerando os níveis de ten-

são de 138, 230, 345, 440, 500, 600 e 750 kV. O número de desligamentos por tensão, a origem da causa e a duração média são mostrados na Tabela 1.1 (ONS, 2017a). Os dados estatísticos dessa tabela e das outras apresentadas nesta seção referem-se aos equipamentos da Rede de Operação (Rede Básica e Complementar) com tensão igual ou superior a 138 kV. O desligamento forçado é caracterizado pela retirada de serviço de um equipamento, em situações não programadas, decorrente de desligamento de emergência ou falha (ONS, 2013). De acordo com ONS (2017a), dos 878 desligamentos forçados de transformadores ilustrados na Tabela 1.1, 11,0% foram provocados por origem interna, 34,2% foram causados por origem secundária, 53,2% foram ocasionados por origem externa e 1,6% por origem operacional.

Tabela 1.1. Desligamentos forçados de transformadores em 2016 (ONS, 2017a).

Nº de transformadores	Tensão (kV)	Desligamentos	Duração média (h)
14	750	5	0,920
16	600	0	—
301	500	214	1,685
79	440	28	1,472
187	345	115	3,134
873	230	513	1,202
45	138	3	1,333

As origens citadas das causas de desligamento podem ser classificadas da seguinte forma (ONS, 2013):

- Interna: falha nas partes principais do transformador ou de seus equipamentos terminais, por exemplo, TCs, disjuntores, entre outros;
- Secundária: falha nos equipamentos secundários do transformador, tais como fiação, relés, entre outros;
- Externa: falha em outros equipamentos, mas que tem como consequência a atuação correta da proteção do transformador (atuação como proteção de retaguarda);
- Operacional: falha decorrente de condições adversas no sistema de potência, por exemplo, sobretensão, sobrefrequência e oscilação.

De acordo com Paithankar & Bhide (2007), os efeitos nocivos das falhas são minimizados, isolando rapidamente o elemento defeituoso do resto do sistema. Sendo assim, quando falhas

ocorrem no transformador, ele deve ser retirado de operação por atuação da proteção associada ao mesmo, pois o reparo de danos ou substituição deste equipamento demanda custos financeiros e tempo fora de serviço (ZIEGLER, 2005). Dentre os diferentes tipos de proteção para transformadores de potência, as proteções elétricas são utilizadas para detectar curtos-circuitos e outras situações de operação indesejáveis no sistema elétrico, e retirar de serviço os equipamentos sob a falha (CIGRE, 2011).

Curtos-circuitos nos enrolamentos do transformador, muitas das vezes envolvem poucas espiras. As magnitudes das correntes nas espiras em curto-circuito são elevadas, enquanto as variações das correntes nos terminais do transformador são pequenas em comparação com a corrente nominal do equipamento (IEEE STD C37.91-2008, 2008). Neste contexto, verifica-se a necessidade da utilização de esquemas de proteção sensíveis, eficientes e de alta velocidade para eliminar curtos-circuitos no transformador de potência, com o intuito de minimizar os danos e, consequentemente, reduzir os custos de reparo.

A atuação de um sistema de proteção pode ser classificada em cinco tipos (ONS, 2017b): correta, incorreta, recusa de atuação, sem dados ou acidental. Os três primeiros tipos são determinados pela solicitação da proteção, por uma grandeza mecânica ou elétrica, para a qual a proteção foi especificada para ser sensibilizada. De acordo com o ONS, em 2016, ocorreram 490 atuações dos sistemas de proteção dos transformadores conectados ao SIN, conforme apresentado na Tabela 1.2 (ONS, 2017c). Das atuações determinadas pela solicitação da proteção, as corretas representaram 74%, as incorretas 26% e nenhuma recusa de atuação, dessas incorretas, 55,4% foram causadas por erros no cálculo de ajuste das grandezas supervisionadas (ONS, 2017c). As atuações de proteção classificadas como sem dados não foram consideradas

Tabela 1.2. Desempenho dos sistemas de proteção dos transformadores em 2016 (ONS, 2017c).

Nº de transformadores	Tensão (kV)	Atuações		
		Corretas	Incorretas	Acidentais
14	750	1	0	2
16	600	0	0	0
301	500	35	25	42
79	440	9	4	8
187	345	28	6	33
873	230	152	43	101
45	138	0	1	0

no relatório do ONS para apuração do desempenho dos sistemas de proteção.

Analisando-se os dados estatísticos da Tabela 1.2, nota-se o quão importante é realizar um estudo detalhado da proteção de transformadores de potência, levando-se em consideração a importância desse equipamento para o sistema, os mais variados tipos de falhas que podem ocorrer durante a sua vida útil e a correta atuação do seu esquema de proteção.

1.2 MOTIVAÇÃO

Dentre os diferentes tipos de funções de proteção para transformadores de potência, a função diferencial tem sido amplamente utilizada como proteção primária para transformadores com potência acima de 10 MVA (PAITHANKAR; BHIDE, 2007). Este esquema de proteção é tradicionalmente aplicado às correntes nas três fases do sistema (segregada por fase) e permite uma operação segura e seletiva para curtos-circuitos dentro da região protegida. Dessa forma, atualmente, a função diferencial é a mais utilizada para a proteção de transformadores de potência (ONS, 2016), sendo aplicada pelas empresas do setor elétrico, e investigada na literatura por um número significativo de pesquisadores.

Existem condições de curtos-circuitos nas quais as correntes de fase não mudam significativamente e podem ser insuficientes para que a função diferencial de proteção detecte o distúrbio. Por exemplo, a proteção diferencial de fase tem sensibilidade limitada para detectar faltas entre espiras com poucas espiras envolvidas e faltas espira-terra perto do neutro do transformador, uma vez que em tais situações há apenas uma pequena mudança na corrente diferencial (KASZTENNY *et al.*, 2010; WISZNIEWSKI *et al.*, 2018). Porém, a corrente de curto-circuito é alta, e se não for detectada rapidamente, pode ocasionar um grande aquecimento local no transformador. Para superar essas limitações, vários fabricantes adicionaram aos relés, baseados em microprocessadores, as proteções de sequência negativa e de falta à terra restrita (SCHWEITZER ENGINEERING LABORATORIES, 2017; ABB, 2017).

O elemento diferencial de sequência negativa é muito sensível para detectar faltas entre espiras, no entanto, ele deve ser bloqueado para curtos-circuitos externos, principalmente se ocorrer a saturação do TC (KASZTENNY *et al.*, 2015). Já o elemento de falta à terra restrita apresenta alta sensibilidade para detectar faltas espira-terra, mas, ele só pode ser aplicado no

enrolamento estrela-aterrado (KASZTENNY *et al.*, 2010). Há casos de curtos-circuitos em que nenhuma dessas funções tradicionais conseguem atuar, por exemplo para faltas envolvendo 1% de espiras curto-circuitadas, sendo percebidas apenas pelas proteções intrínsecas (FERRER; SCHWEITZER, 2010), as quais possuem tempos de atuação maiores do que as funções elétricas, aumentando o risco de dano mais severo ao transformador.

No caso da proteção diferencial de transformadores de potência, algumas condições de operação podem causar falsas correntes diferenciais e merecem atenção especial. Alguns exemplos dessas situações são: energização do transformador, energização solidária, falta externa com saturação do TC (ZIEGLER, 2005). Com o objetivo de evitar a operação incorreta do relé, é necessário distinguir a corrente de falta das condições de operação do transformador. A literatura mostra que os métodos baseados na restrição e bloqueio por harmônicas têm sido utilizados para solucionar este problema. No entanto, eles podem atrasar a atuação do relé diferencial para faltas internas com saturação do TC e também para faltas internas combinadas com as correntes de *inrush* nas fases sãs (GUZMAN *et al.*, 2001).

Visando superar as limitações citadas, técnicas modernas têm sido desenvolvidas baseadas em inteligência artificial (lógica *fuzzy*), análise de transitórios (por exemplo, transformada *wavelet*) e em outros métodos de análise. Estas técnicas têm se mostrado bastante eficientes para distinguir a corrente de falta interna das outras condições de operação do transformador, além de atuar mais rápido do que os elementos diferenciais tradicionais. No entanto, alguns desses algoritmos não investigam faltas entre espiras e espira-terra, como os desenvolvidos por Vazquez *et al.* (2008) e Aktaibi *et al.* (2014). Dos métodos que abordam estes tipos de distúrbios, alguns deles não conseguem detectar curtos-circuitos internos envolvendo um número reduzido de espiras, como o mencionado em Barbosa *et al.* (2011), que não atua para distúrbios abaixo de 5% de espiras curto-circuitadas, não protegendo todo o enrolamento do transformador. Já outras técnicas, como as apresentadas por Ballal *et al.* (2016) e Murugan *et al.* (2017), investigam apenas alguns casos pontuais, sem investigações detalhadas de faltas com poucas espiras curto-circuitadas.

Boa parte dos algoritmos disponíveis na literatura que detectam faltas entre espiras são baseados na componente de sequência negativa. Nos últimos anos, novas propostas desta técnica têm sido desenvolvidas, como as apresentadas por Patel *et al.* (2015), Zacharias & Gokaraju (2016)

e Magrin (2017). A grande maioria destas soluções tem se destacado como muito sensíveis para detectar curtos-circuitos entre espiras, mesmo com 1% do enrolamento curto-circuitado, muito embora sejam, em sua maioria, dependentes de lógicas adicionais para garantir a segurança da proteção para faltas externas com saturação do TC e durante as condições de operação do transformador que podem causar falsas correntes diferenciais.

Nesse contexto, a discriminação entre a corrente de falta interna e outras condições de operação do transformador, e a detecção de faltas entre espiras e espira-terra, tornou-se uma tarefa desafiadora para pesquisadores e engenheiros do sistema elétrico de potência. Esta constatação justifica a busca por novos algoritmos de proteção que apresentem vantagens frente à proteção diferencial tradicional, no que concerne a operações mais rápidas, sensíveis e seguras da proteção de transformadores de potência, sendo portanto, a fonte de motivação para este trabalho.

1.3 OBJETIVOS E CONTRIBUIÇÕES

O objetivo principal desta tese é propor um algoritmo inovador de proteção diferencial de transformadores de potência baseado na corrente de sequência negativa. Sendo assim, os sinais de corrente dessa componente são usados para calcular uma razão integrada de operação, a qual é utilizada para investigar a atuação da nova função frente às mais diversas situações de curtos-circuitos às quais o transformador está constantemente exposto. Para tanto, a nova técnica apresentada será avaliada por meio de simulações computacionais, comparando o seu desempenho com o da proteção diferencial tradicional. Ademais, será realizada a validação experimental do método desenvolvido, implementando a sua lógica de proteção em um relé comercial.

Os objetivos específicos são:

- Desenvolvimento de um algoritmo baseado na corrente de sequência negativa que não apresente as deficiências de outras proteções diferenciais atuais que utilizam essa componente, tais como: atraso intencional no tempo de atuação, lógica de bloqueio em situações de curto-circuito externo que levem à saturação dos transformadores de corrente.
- Complementar às funções diferenciais de fase, no que concerne à operações mais rápidas

e sensíveis para faltas internas entre espiras e espira-terra, até mesmo as que envolvem uma porcentagem mínima do enrolamento do transformador de potência.

- Redução do tempo de operação da proteção diferencial durante faltas internas envolvendo poucas espiras.

Dentre as contribuições desta tese, as principais correspondem às vantagens do algoritmo proposto frente à proteção diferencial tradicional, sendo listadas a seguir:

- Atuação mais rápida com maior sensibilidade para detectar faltas entre espiras e espira-terra envolvendo poucas espiras curto-circuitadas.
- Emprego de uma estratégia de restrição por harmônicas que é utilizada somente para garantir a segurança do relé para faltas externas com saturação do TC, sem comprometer a rapidez na atuação da proteção diferencial durante faltas internas.
- Capacidade de atuar corretamente em situações de curto-circuito com saturação de TCs, energização solidária e durante a remoção de uma falta externa próxima ao transformador, dispensando a necessidade de lógicas adicionais de bloqueio para esses eventos.
- Validação experimental em um relé comercial, possibilitando seu uso em aplicações reais de proteção.

1.3.1 Produção Científica

Publicação em revista:

1. Peres, L. M.; Silva, K. M. *Power transformer protection using an instantaneous-current-value negative sequence differential element. International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, v. 108, p. 96 - 106, 2019.

Publicações em congresso:

1. Peres, L. M.; Silva, K. M. Análise de sensibilidade paramétrica da proteção diferencial de transformadores de potência. Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos (SBSE). Natal, Brasil, 2016.

2. Peres, L. M.; Silva, K. M. *Parametric sensitivity analysis of power transformer differential protection. Workshop on Communication Networks and Power Systems (WCNPS)*. Brasília, Brasil, 2017.
3. Honorato, T. R.; Moraes, C. R.; Peres, L. M.; Silva, K. M. Validação de Modelos Computacionais das Funções de Proteção de Relés Numéricos. Congresso Brasileiro de Automação (CBA). João Pessoa, Brasil, 2018.

1.4 ORGANIZAÇÃO DO TEXTO

Esta tese está organizada de acordo com a seguinte estrutura:

- No Capítulo 2, abordam-se os conceitos principais da proteção diferencial de transformadores de potência, citando as possíveis situações que podem provocar uma atuação indevida da proteção diferencial, bem como as soluções geralmente utilizadas.
- No Capítulo 3, realiza-se o levantamento do estado da arte sobre os métodos propostos na literatura para a proteção de transformadores de potência, investigando além da proteção diferencial tradicional, os métodos baseados na componente de sequência negativa.
- No Capítulo 4, descreve-se detalhadamente cada um dos módulos que compõem a implementação do algoritmo proposto, discriminando suas funções e particularidades.
- No Capítulo 5, apresentam-se os resultados obtidos das simulações realizadas por meio do *software* ATP, verificando o desempenho do algoritmo proposto por meio das análises transitórias (simulações de casos pontuais) e análises de sensibilidade paramétrica (simulações investigando a influência de cada um dos parâmetros envolvidos no defeito), e também os resultados da validação experimental da lógica de proteção proposta implementada em um relé comercial;
- Por fim, as conclusões e as propostas para trabalhos futuros são apresentadas no Capítulo 6.

CAPÍTULO 2

FUNDAMENTOS DA PROTEÇÃO DIFERENCIAL DE TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA

O princípio básico da proteção diferencial para qualquer dispositivo elétrico, por exemplo gerador, linha de transmissão e transformadores, é comparar as correntes medidas nos terminais do equipamento protegido a fim de detectar defeitos no mesmo. Considerando o transformador de potência de dois enrolamentos em condição normal de operação ou em situação de falta externa, as correntes medidas nos dois enrolamentos devem ser, idealmente, iguais em módulo (em pu) e de sentidos opostos, considerando a polaridade dos TCs, a menos dos erros intrínsecos que podem influenciar na sensibilidade do relé. Entretanto, durante uma falta interna, os sentidos das correntes nos enrolamentos devem ser os mesmos, considerando a polaridade dos TCs, podendo os módulos serem iguais ou não, a depender da configuração do sistema. Durante algumas manobras realizadas no transformador, falsas correntes diferenciais podem surgir, provocando uma atuação incorreta da proteção diferencial. Nesse contexto, a compreensão das principais causas para o surgimento dessas correntes indesejadas se faz necessária, a fim de fundamentar aspectos importantes considerados no desenvolvimento do esquema de proteção dos transformadores. Então, neste Capítulo são apresentados os conceitos fundamentais da proteção diferencial de transformadores de potência, os quais foram imprescindíveis para o desenvolvimento do tema ao qual se refere este trabalho.

2.1 TIPOS DE FALTAS EM TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA

Uma falta pode causar sérios danos no transformador de potência e, dependendo da sua duração, pode ocasionar danos aos demais equipamentos de um sistema elétrico, e até mesmo um *blackout*. As faltas que ocorrem podem ser resultantes de influências internas ou externas. Nos transformadores de potência ocorrem diversos tipos de faltas, como por exemplo (PAITHANKAR; Bhide, 2007):

- Curto-circuito fase-terra e entre fases nos seus terminais;
- Curto-circuito espira-terra e entre espiras nos seus enrolamentos;
- Ruptura do óleo isolante no tanque e nos acessórios;
- Falha no comutador de taps sob carga.

Neste contexto, é de suma importância o uso de esquemas de proteção eficientes para desconectar o transformador de potência de forma rápida e segura, isolando este equipamento, a fim de minimizar os danos ao sistema elétrico. Os primeiros relés desenvolvidos tinham a função de sobrecorrente como proteção primária de transformadores de potência. Com o aumento da complexidade do sistema e com o desenvolvimento da tecnologia digital, a função diferencial numérica passou a ser usada em grandes transformadores com potência nominal tipicamente superior a 10 MVA (HOROWITZ; PHADKE, 2014).

2.2 FUNDAMENTOS DA PROTEÇÃO DIFERENCIAL DE CORRENTE

A proteção diferencial – código ANSI 87 – baseia-se na aplicação da Lei de Kirchhoff das Correntes ao equipamento protegido. Considerando este sendo o transformador de potência, a proteção diferencial compara as correntes que entram e saem deste equipamento, conforme mostrado na Figura 2.1, na qual a corrente no lado de alta tensão $\hat{I}_{Hpri}$ (correspondente à $\hat{I}_H$ no secundário do TC) entra no elemento protegido, e a corrente no lado de baixa tensão $\hat{I}_{Rpri}$ (equivalente à $\hat{I}_X$ no secundário do outro TC) sai dele, de acordo com a conexão dos TCs assinalada. Essas correntes medidas no secundário dos TCs ($\hat{I}_H$ e $\hat{I}_X$) são transferidas para o relé diferencial, cuja função é analisá-las e decidir se gera ou não um sinal de disparo ou *trip* para o disjuntor. A zona protegida pelo relé diferencial se restringe àquela limitada pelos TCs, conforme mostrada na Figura 2.1(a).

Em condições normais de operação e durante faltas externas, a soma das correntes medidas nos terminais do elemento protegido é idealmente igual a zero, conforme ilustrado na Figura 2.1(a). No caso de uma falta interna ela resultará na corrente de falta denominada de corrente de operação (I_{op}), como indicado na Figura 2.1(b). Os relés diferenciais modernos calculam essa corrente numericamente via *software*. Considerando-se a polaridade dos TCs positiva para

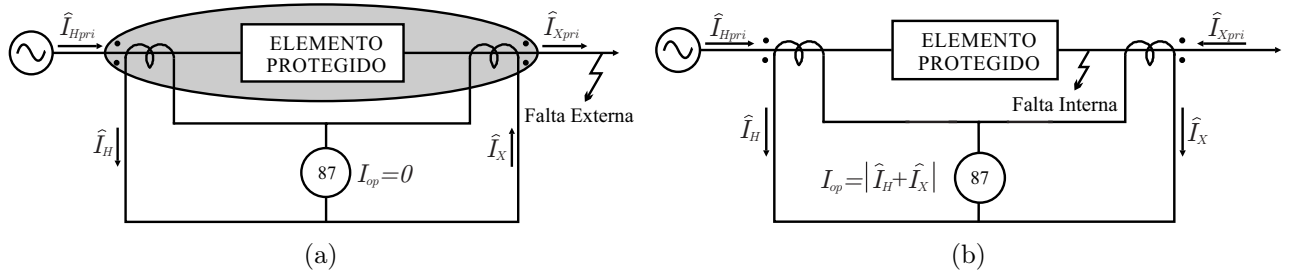


Figura 2.1. (a) Região protegida em regime permanente ou com falta externa; (b) Ocorrência de uma falta interna.

correntes entrando na região protegida, define-se I_{op} como (GUZMAN; TZIOUVARAS, 2005):

$$I_{op} = |\hat{I}_H + \hat{I}_X|. \quad (2.1)$$

Para lidar com erros que podem influenciar na sensibilidade do relé, como erros de medição e diferenças entre as relações de transformação dos TCs, a proteção diferencial é utilizada na sua forma percentual, na qual um limiar mínimo de atuação, denominado de corrente de *pickup* (I_{pk}), e uma corrente de restrição (I_{res}) devem ser considerados. Alguns fabricantes modificam as lógicas de proteção com o intuito de melhorar a sensibilidade e a confiabilidade do sistema de proteção. Desta forma, I_{res} pode ser calculada de diversas formas, sendo algumas delas representadas nas Equações (2.2), (2.3) e (2.4) (GUZMAN; TZIOUVARAS, 2005). Ressalta-se, que nesse trabalho é utilizada a Equação (2.3).

$$I_{res} = k_{fc} |\hat{I}_H - \hat{I}_X|, \quad (2.2)$$

$$I_{res} = k_{fc} \left(|\hat{I}_H| + |\hat{I}_X| \right), \quad (2.3)$$

$$I_{res} = \max \left(|\hat{I}_H|, |\hat{I}_X| \right), \quad (2.4)$$

sendo k_{fc} um fator de compensação, geralmente igual a 0,5 ou 1 (FERRER; SCHWEITZER, 2010).

Nesse contexto, o elemento diferencial percentual de fase (87T) gera o sinal de *trip* quando as duas condições abaixo são satisfeitas:

$$I_{op} > SLP \cdot I_{res}, \quad (2.5)$$

$$I_{op} > I_{pk}, \quad (2.6)$$

sendo SLP (do inglês, *slope*) a inclinação da característica de restrição no plano operacional. Esta inclinação determina a sensibilidade do relé diferencial e é definida em função do estudo dos erros intrínsecos aos TCs.

A combinação das condições abordadas nas Equações (2.5) e (2.6) determina a característica de operação do relé diferencial percentual, que pode ser apresentada por meio do plano operacional. Este plano é obtido plotando-se no plano cartesiano I_{op} em função de I_{res} , como mostrado na Figura 2.2, na qual estão indicadas as regiões de atuação e restrição do relé. Para possibilitar que o relé atue corretamente quando ocorrer saturação dos TCs para curtos externos à região protegida, pode-se empregar uma característica de restrição que utiliza duas inclinações diferentes, denominada *dual slope*, ilustrada na Figura 2.3(a). Pode-se também utilizar uma característica dinâmica, conforme mostrada na Figura 2.3(b), que reduz a região de atuação para faltas externas.

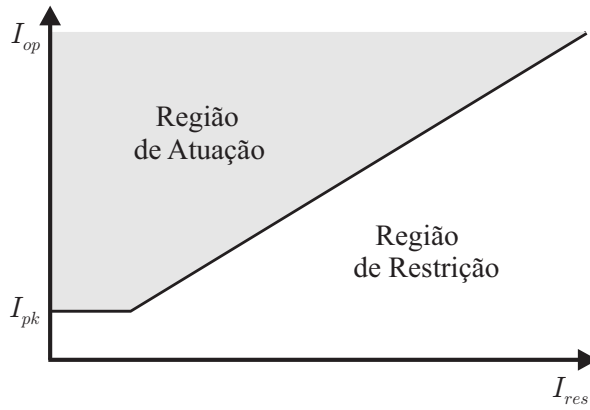


Figura 2.2. Plano Operacional.

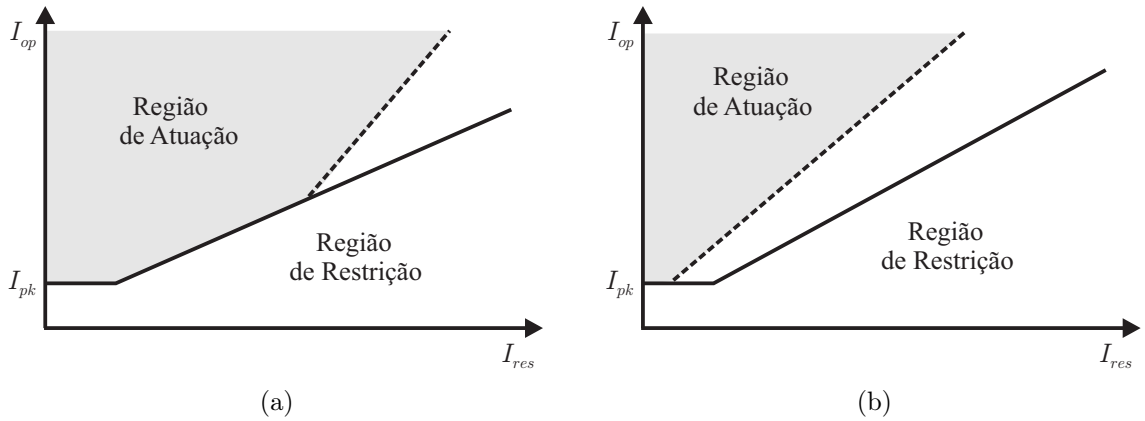


Figura 2.3. Plano Operacional. (a) Característica *dual slope*. (b) Característica dinâmica.

2.3 FATORES QUE INFLUENCIAM A ATUAÇÃO DA PROTEÇÃO DIFERENCIAL

Algumas manobras realizadas no transformador de potência podem resultar em falsas correntes diferenciais, provocando uma atuação indevida da proteção diferencial. As principais causas para o surgimento dessas correntes indesejadas são descritas a seguir.

2.3.1 Corrente de *inrush* durante a energização

O fenômeno da corrente de magnetização ou corrente de *inrush* é transitório e ocorre em um transformador sempre que a polaridade e a magnitude do fluxo residual não coincidem com a polaridade e a magnitude do valor instantâneo ideal do fluxo de regime permanente (CIGRE, 2011). Durante a energização do transformador, geralmente o seu lado secundário está desconectado do restante do sistema elétrico. Desta forma, a corrente do lado primário é elevada devido à energização, enquanto a corrente secundária é nula.

Existem vários fatores que influenciam na magnitude e duração da corrente de *inrush*, entre eles pode-se citar: a forma de onda da tensão no momento da energização, a densidade de fluxo residual no transformador no instante da energização e o nível de saturação dos transformadores que já se encontram conectados ao sistema (HOROWITZ; PHADKE, 2014).

Se a energização do transformador ocorrer no instante em que a tensão estiver passando pelo valor de pico, o fluxo magnético é praticamente zero. Desta forma, as correntes de *inrush* resultantes são desprezíveis. Entretanto, se o transformador for energizado, e em seu núcleo estiver um fluxo residual que permaneceu após uma desenergização, as correntes de *inrush* alcançam de 10 a 20 vezes o valor da corrente nominal do equipamento, apresentando o comportamento mostrado na Figura 2.4.

A corrente de *inrush* apresenta elevado conteúdo harmônico de segunda ordem, podendo alcançar valores típicos acima de 15% da componente de frequência fundamental, promovendo uma atuação indevida da proteção diferencial. Geralmente, utiliza-se a magnitude desta componente harmônica em relação a fundamental para aumentar a restrição ou bloquear o *trip* do relé durante manobras de energização (GUZMAN; TZIOUVARAS, 2005).

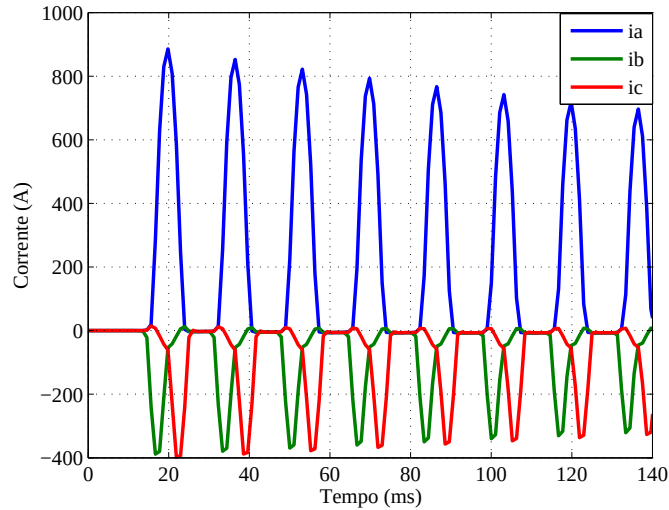


Figura 2.4. Corrente de *inrush* durante a energização de um transformador.

2.3.2 Corrente de *inrush* durante a remoção de uma falta próxima ao transformador

Quando uma falta externa perto do transformador é removida, aparecem correntes de magnetização ou *inrush* nos enrolamentos do transformador (HOROWITZ; PHADKE, 2014). Essas correntes são similares às correntes de *inrush* que surgem durante a energização do transformador, e também podem causar a operação incorreta da proteção diferencial. Como não existe fluxo residual no núcleo durante a remoção da falta, essa corrente é menor do que a produzida durante a energização do transformador.

2.3.3 Energização solidária

A corrente de *inrush* nos transformadores é geralmente tratada pela literatura assumindo que o transformador está sendo conectado a um sistema elétrico sem que outros equipamentos ou componentes elétricos estejam presentes no mesmo sistema. Porém, na prática, esta condição dificilmente ocorre, considerando que os transformadores são energizados em paralelo com outros equipamentos, e normalmente um ou mais transformadores já estão conectados ao sistema (HOROWITZ; PHADKE, 2014).

A energização de um transformador em paralelo com um que já se encontra energizado pode provocar transitórios e sobretensões nos transformadores próximos, mesmo que estes já estejam em operação normal. Este fenômeno, denominado de energização solidária (do inglês,

sympathetic inrush), ocorre devido à saturação dos transformadores já conectados ao sistema, e as correntes de *inrush* provenientes deste caso são maiores do que aquelas encontradas durante a energização de um transformador que não opera em paralelo (ZIEGLER, 2005).

2.3.4 Sobre-excitação

O fluxo de magnetização dentro do núcleo é diretamente proporcional à tensão aplicada e inversamente proporcional à frequência do sistema (GUZMAN; TZIOUVARAS, 2005). A sobre-excitação acontece quando o transformador é submetido a uma condição de sobretensão ou subfrequência, podendo produzir níveis de fluxo capazes de saturar o núcleo do transformador e fornecer harmônicos ímpares na corrente excitante.

Durante uma rejeição de carga, um transformador pode ser submetido a uma sobretensão em regime permanente. Nesta condição, as correntes apresentam um comportamento não linear, caracterizado pelo aparecimento de harmônicos ímpares, com elevado conteúdo harmônico de terceira e quinta ordens, podendo sensibilizar a proteção diferencial. Todavia, apenas a quinta harmônica tem sido empregada para fortalecer a corrente de restrição, a fim de evitar operações indevidas durante a sobre-excitação do transformador. Isso porque a terceira harmônica não pode ser usada no caso de transformadores com enrolamentos com conexão em delta, uma vez que ela é uma harmônica de sequência zero (BLACKBURN; DOMIN, 2006).

2.3.5 Saturação dos TCs

Em condições normais, o TC é construído para operar no limite da região linear, ou seja, próximo da região de início da saturação (denominada de joelho da curva de saturação). Se o TC passar a operar acima do joelho de sua curva característica, ocorre a saturação do seu núcleo. Nessas condições, em relação à proteção diferencial, durante faltas externas com saturação do TC, falsas correntes de operação podem surgir devido às ondas distorcidas no secundário do TC saturado, resultando em uma operação incorreta da função diferencial. Já para faltas internas, os harmônicos provenientes da saturação do TC podem atrasar o sinal de *trip* do relé com restrição ou bloqueio por harmônicos (GUZMAN; TZIOUVARAS, 2005).

2.3.6 Defasagem entre as correntes dos enrolamentos primário e secundário do transformador

A correta operação da proteção diferencial requer que as correntes dos enrolamentos primário e secundário do transformador medidas pelo relé diferencial estejam em fase. Quando existe diferença entre as conexões utilizadas nos enrolamentos de um transformador, verifica-se uma defasagem angular entre as correntes desses enrolamentos. Esta defasagem deve ser compensada para evitar uma operação indevida da proteção diferencial (IEEE STD C37.91-2008, 2008).

Normalmente, os transformadores são classificados em grupos de defasagem que indicam a conexão dos seus enrolamentos e qual a defasagem angular, determinada em múltiplos de 30° . Na Figura 2.5 são apresentados os grupos de defasagem, na qual D ou d indicam enrolamento delta, Y ou y, estrela e z, zigzag. Para compreender a nomenclatura das siglas mostradas na Figura 2.5, pode-se citar como exemplo o grupo Yd1: esta sigla indica que o lado de alta tensão (letra maiúscula) está conectado em estrela e o lado de baixa tensão (letra minúscula) está ligado em delta. Além disso, o valor numérico indica que as grandezas de sequência positiva do lado de alta tensão estão adiantadas de $1 \times 30^\circ$ em relação às correspondentes grandezas do lado de baixa tensão (IEC, 2000).

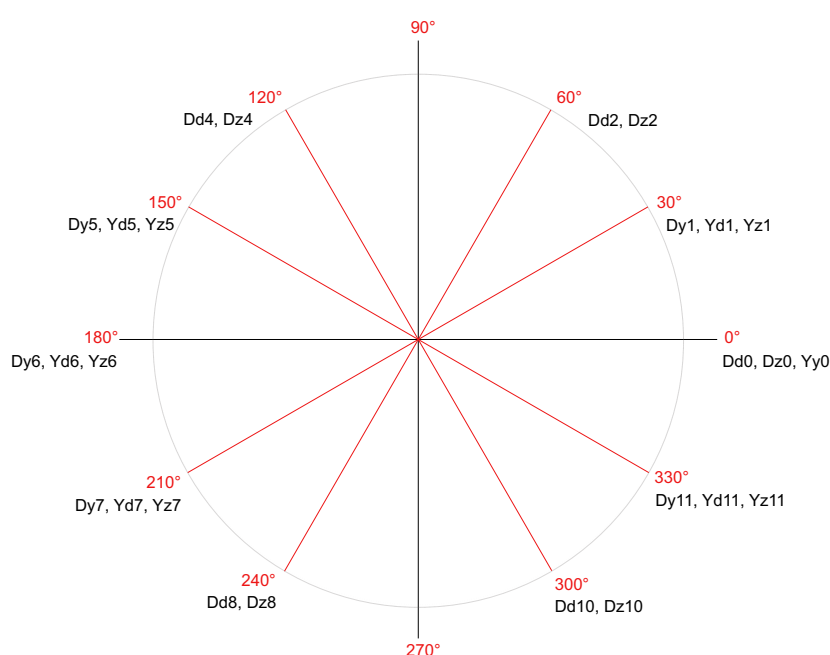


Figura 2.5. Grupos de defasagem.

2.4 AJUSTES E CORREÇÕES FEITOS PARA EVITAR A OPERAÇÃO INDEVIDA DA PROTEÇÃO DIFERENCIAL

Além dos fatores que afetam a proteção diferencial vistos na Seção 2.3, os transformadores apresentam características adicionais que geram incompatibilidade entre as correntes medidas em ambos os enrolamentos, a saber: erro entre as relações de transformação dos TCs, erro na relação de transformação do transformador de potência e corrente de sequência zero. Devido a estas características dos transformadores e aos fatores citados na Seção 2.3, ajustes e correções devem ser feitos para evitar a operação incorreta da proteção diferencial, a saber: correção das relações de transformação, compensação da sequência zero, correção da defasagem angular e restrição ou bloqueio por harmônicos. Ressalta-se que com o advento dos relés numéricos microprocessados, os ajustes e correções são feitos numericamente via *software*.

2.4.1 Correção das relações de transformação

Mesmo que um transformador tenha uma relação de transformação fixa, é geralmente difícil combinar exatamente as relações do TC nos dois lados do equipamento protegido. Sendo assim, para corrigir as relações de transformação dos TCs e dos transformadores de potência, as correntes medidas no secundário dos TCs devem ser normalizadas para p.u. da corrente nominal do transformador. Esta normalização é obtida dividindo as correntes medidas em ambos os enrolamentos primário e secundário pelo seguinte TAP de normalização (FERRER; SCHWEITZER, 2010):

$$TAP_n = \frac{1000}{\sqrt{3}} \frac{S_{max}}{V_n} \frac{C_n}{CTR_n}, \quad (2.7)$$

sendo n o enrolamento para o qual está sendo calculado o TAP, S_{max} é a potência nominal do transformador (MVA), C_n é um fator de correção que depende da conexão dos TCs ($C_n = 1$ conectado em estrela e $C_n = \sqrt{3}$ conectado em delta), V_n é a tensão de linha do enrolamento n (kV) e CTR_n é a relação de transformação do TC do enrolamento n .

2.4.2 Compensação da corrente de sequência zero

De acordo com a conexão dos enrolamentos do transformador protegido, as correntes que circulam pelos TCs podem ou não conter componente de sequência zero. Geralmente, durante faltas que envolvem a terra, correntes de sequência zero fluem no sistema conectado ao enrolamento estrela-aterrado ou ao enrolamento delta com transformador de aterramento dentro da zona de proteção. Se o outro enrolamento do transformador estiver conectado em delta, as correntes de sequência zero circulam dentro do delta e, portanto, não aparecem nas correntes de linha (CIGRE, 2011). Desta forma, o relé pode ser sensibilizado e permitir a atuação incorreta da proteção diferencial.

Neste caso, para a aplicação da proteção diferencial de transformador, é necessário remover as correntes de sequência zero das correntes medidas no enrolamento que permite a circulação desta componente. Esta compensação é feita com a seguinte equação matricial (ZIEGLER, 2005):

$$\begin{bmatrix} \hat{I}_A^{c1} \\ \hat{I}_B^{c1} \\ \hat{I}_C^{c1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \hat{I}_A - \hat{I}_0 \\ \hat{I}_B - \hat{I}_0 \\ \hat{I}_C - \hat{I}_0 \end{bmatrix}. \quad (2.8)$$

A corrente de sequência zero é definida pela expressão a seguir:

$$\hat{I}_0 = \frac{1}{3} \cdot (\hat{I}_A + \hat{I}_B + \hat{I}_C). \quad (2.9)$$

Substituindo a Equação (2.9) em (2.8), tem-se o seguinte desenvolvimento:

$$\begin{bmatrix} \hat{I}_A^{c1} \\ \hat{I}_B^{c1} \\ \hat{I}_C^{c1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \hat{I}_A - \frac{1}{3} \cdot (\hat{I}_A + \hat{I}_B + \hat{I}_C) \\ \hat{I}_B - \frac{1}{3} \cdot (\hat{I}_A + \hat{I}_B + \hat{I}_C) \\ \hat{I}_C - \frac{1}{3} \cdot (\hat{I}_A + \hat{I}_B + \hat{I}_C) \end{bmatrix}. \quad (2.10)$$

Rearranjando a Equação (2.10), obtem-se a equação matricial resumida:

$$\begin{bmatrix} \hat{I}_A^{c1} \\ \hat{I}_B^{c1} \\ \hat{I}_C^{c1} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \hat{I}_A \\ \hat{I}_B \\ \hat{I}_C \end{bmatrix}. \quad (2.11)$$

Assim, a compensação da corrente de sequência zero é feita pela aplicação da matriz apresentada na Equação (2.12), denominada neste trabalho de M_0 :

$$M_0 = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix}. \quad (2.12)$$

2.4.3 Correção da defasagem angular

Conforme mencionado na Seção 2.3.6, em algumas conexões dos transformadores de potência, as correntes do lado primário não estão em fase com as correntes do secundário. Esta defasagem deve ser compensada para evitar uma operação incorreta da proteção diferencial. A correção deste problema é feita por meio de uma matriz de compensação, denominada neste trabalho de M_θ , sendo θ a defasagem angular do transformador. A representação desta matriz é uma maneira conveniente de descrever cada configuração, sendo que em IEEE Std C37.91-2008 (2008), apresentam-se tabeladas as matrizes de compensação para vários grupos de defasagem. Sendo assim, M_θ é determinada pelo equacionamento matricial descrito em (GAJIC, 2008).

As correntes de fase do secundário do transformador são determinadas conforme apresentadas a seguir, considerando o sistema elétrico com sequência de fases ABC:

$$\begin{bmatrix} \hat{I}_a^{c2} \\ \hat{I}_b^{c2} \\ \hat{I}_c^{c2} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \hat{I}_0 \\ \hat{I}_1(1\angle\theta) \\ \hat{I}_2(1\angle-\theta) \end{bmatrix}. \quad (2.13)$$

A substituição das correntes de sequência por de fase resulta na expressão:

$$\begin{bmatrix} \hat{I}_a^{c2} \\ \hat{I}_b^{c2} \\ \hat{I}_c^{c2} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1\angle\theta & 0 \\ 0 & 0 & 1\angle-\theta \end{bmatrix} \cdot \frac{1}{3} \cdot \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \hat{I}_a \\ \hat{I}_b \\ \hat{I}_c \end{bmatrix}. \quad (2.14)$$

Os termos que multiplicam as correntes de fase na Equação (2.14) representam a matriz de compensação:

$$M_\theta = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1\angle\theta & 0 \\ 0 & 0 & 1\angle-\theta \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix}. \quad (2.15)$$

Após manipulações algébricas na Equação (2.15), obtém-se:

$$M_\theta = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 + 2\cos\theta & 1 + 2\cos(\theta + 120^\circ) & 1 + 2\cos(\theta - 120^\circ) \\ 1 + 2\cos(\theta - 120^\circ) & 1 + 2\cos\theta & 1 + 2\cos(\theta + 120^\circ) \\ 1 + 2\cos(\theta + 120^\circ) & 1 + 2\cos(\theta - 120^\circ) & 1 + 2\cos\theta \end{bmatrix}. \quad (2.16)$$

Combinando-se as matrizes M_0 e M_θ , obtém-se a matriz $M_{\theta 0}$:

$$M_{\theta 0} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos\theta & \cos(\theta + 120^\circ) & \cos(\theta - 120^\circ) \\ \cos(\theta - 120^\circ) & \cos\theta & \cos(\theta + 120^\circ) \\ \cos(\theta + 120^\circ) & \cos(\theta - 120^\circ) & \cos\theta \end{bmatrix}. \quad (2.17)$$

Assim, as correntes que entram no terminal do relé ($\widehat{I}_a$, $\widehat{I}_b$ e $\widehat{I}_c$) são compensadas por meio da multiplicação pela matriz $M_{\theta 0}$, originando as correntes compensadas ($\widehat{I}_a^{c2}$, $\widehat{I}_b^{c2}$ e $\widehat{I}_c^{c2}$):

$$\begin{bmatrix} \widehat{I}_a^{c2} \\ \widehat{I}_b^{c2} \\ \widehat{I}_c^{c2} \end{bmatrix} = M_{\theta 0} \cdot \begin{bmatrix} \widehat{I}_a \\ \widehat{I}_b \\ \widehat{I}_c \end{bmatrix}. \quad (2.18)$$

2.4.4 Restrição harmônica

Como visto na Seção 2.3, algumas condições de operação do transformador levam ao aparecimento de falsas correntes diferenciais, possibilitando um falso *trip* pelo relé. Para garantir a segurança e confiabilidade da proteção diferencial percentual, métodos de restrição e bloqueio por harmônicos são utilizados. Estes métodos baseiam-se na análise do conteúdo harmônico presente nos sinais de corrente fornecidos ao relé (FERRER; SCHWEITZER, 2010).

Para evitar a operação incorreta durante as correntes de *inrush* e condições de sobre-excitação do transformador, a restrição harmônica utiliza as componentes harmônicas de segunda e quinta ordem, respectivamente. Diferentes técnicas são utilizadas nos relés para calcular a restrição harmônica. Em alguns relés, utiliza-se a segunda e quinta harmônicas da corrente de operação para fornecer restrição adicional ao elemento diferencial (IEEE STD C37.91-2008, 2008). As duas parcelas referentes às harmônicas são somadas a parcela referente à característica de restrição da Equação (2.5). Desta forma, a condição para a atuação da proteção diferencial percentual passa a ser:

$$I_{op} > SLP \cdot I_{res} + (100/k_2)I_{2op} + (100/k_5)I_{5op}, \quad (2.19)$$

na qual I_{2op} e I_{5op} correspondem, respectivamente, as amplitudes das componentes harmônicas de segunda e quinta ordens da corrente de operação; e k_2 e k_5 são os limiares de ajuste, em porcentagem, que relacionam a corrente fundamental às de ordem harmônica.

Outra técnica utilizada nos relés para calcular a restrição harmônica, é proporcional à soma das componentes harmônicas de segunda e quinta ordens dos três elementos de fase do relé diferencial (IEEE STD C37.91-2008, 2008). Sendo assim, a nova condição para a atuação da proteção diferencial percentual pode ser reescrita como:

$$I_{op} > SLP \cdot I_{res} + \sum_{\phi=1}^3 \left((100/k_2)|\widehat{I}_{2\phi}| + (100/k_5)|\widehat{I}_{5\phi}| \right). \quad (2.20)$$

2.4.5 Bloqueio por harmônicas

No bloqueio por harmônicas a corrente de operação é comparada com as componentes harmônicas independentemente da corrente de restrição (FERRER; SCHWEITZER, 2010). Geralmente, as lógicas de bloqueio também utilizam as harmônicas de segunda e quinta ordens da corrente de operação, conforme apresentadas pelas Equações (2.21) e (2.22). Se alguma dessas condições forem satisfeitas, o bloqueio atuará, impedindo o comando de *trip*.

$$I_{op} < (100/k_2)I_{2op} , \quad (2.21)$$

$$I_{op} < (100/k_5)I_{5op} . \quad (2.22)$$

O relé diferencial envia um sinal de *trip* se as condições apresentadas pelas Equações (2.5) e (2.6) são satisfeitas e se as condições de bloqueio, Equações (2.21) e (2.22), não são satisfeitas (IEEE STD C37.91-2008, 2008; GUZMAN *et al.*, 2009).

Os métodos comuns de restrição e bloqueio por harmônicas aumentam a confiabilidade e a segurança da proteção diferencial do transformador durante as correntes de *inrush* e as condições de sobre-excitação. Porém, estes métodos podem atrasar a operação do relé para faltas internas com saturação do TC e para faltas internas durante a energização do transformador, devido ao conteúdo harmônico das correntes de *inrush* das fases sem falta (IEEE STD C37.91-2008, 2008).

2.5 ELEMENTO DIFERENCIAL DE SEQUÊNCIA NEGATIVA (87TQ)

Curtos-circuitos internos ao transformador envolvendo um número reduzido de espiras causam pouca alteração nas correntes de fase e, em alguns casos, não é suficiente para gerar uma corrente diferencial que sensibilize o elemento 87T. Este elemento é capaz de detectar faltas entre espiras se o transformador estiver operando com carregamento leve. Entretanto, para condições de alto carregamento, a sensibilidade do elemento 87T é reduzida e sua capacidade de detectar faltas entre espiras é limitada, sobretudo para casos nos quais há uma pequena porcentagem de espiras curto-circuitadas (KASZTENNY *et al.*, 2015).

Para melhorar a sensibilidade para faltas entre espiras, aumentando a confiabilidade da proteção diferencial, utiliza-se em conjunto com a proteção 87T o elemento de sequência negativa

(87TQ). Este elemento é relativamente independente da carga e consegue atuar para faltas assimétricas, pois detecta o desequilíbrio presente nas correntes que circulam pelo transformador (FERRER; SCHWEITZER, 2010). O elemento 87TQ apresenta o mesmo princípio de funcionamento da função 87T. Neste caso, deve-se extrair as componentes de sequência negativa das correntes de fase dos enrolamentos de alta tensão ($\hat{I}_{HQ}$) e de baixa tensão ($\hat{I}_{XQ}$) do transformador, após os devidos ajustes e correções citados nas Subseções 2.4.1, 2.4.2 e 2.4.3. As correntes de sequência negativa são utilizadas para calcular as correntes de operação (I_{opQ}) e restrição (I_{resQ}) (FERRER; SCHWEITZER, 2010), conforme apresentadas a seguir:

$$I_{opQ} = |\hat{I}_{HQ} + \hat{I}_{XQ}|, \quad (2.23)$$

$$I_{resQ} = \max(|\hat{I}_{HQ}|, |\hat{I}_{XQ}|). \quad (2.24)$$

Portanto, o elemento 87TQ gera o sinal de *trip* quando as duas condições abaixo são satisfeitas:

$$I_{opQ} > SLP \cdot I_{resQ}, \quad (2.25)$$

$$I_{opQ} > I_{pkQ}, \quad (2.26)$$

sendo I_{pkQ} a corrente de *pickup* para atuação do elemento 87TQ.

Como mencionado anteriormente, o elemento 87TQ é altamente sensível para detectar faltas desequilibradas. Sendo assim, durante uma falta externa assimétrica, este elemento pode atuar incorretamente. Desta forma, o relé diferencial usa uma lógica de detecção de falta externa para bloquear o elemento 87TQ para curtos-circuitos externos, principalmente se ocorrer a saturação do TC, que gera falsas correntes de sequência negativa (GUZMAN *et al.*, 2009). Além disso, o relé diferencial também bloqueia o elemento 87TQ durante as correntes de *inrush* e condições de sobre-excitação (FERRER; SCHWEITZER, 2010; KASZTENNY *et al.*, 2015), fornecendo segurança à proteção diferencial de transformadores.

2.6 ELEMENTO DE FALTA À TERRA RESTRITA (REF)

Durante faltas à terra muito próximas ao neutro do transformador conectado em estrela aterrada, as correntes de fase são pequenas enquanto a corrente no neutro é alta (FERRER;

SCHWEITZER, 2010). Sendo assim, o elemento 87T, que responde às correntes de fase, apresenta sensibilidade limitada para estas faltas. Para possibilitar a detecção de faltas próximas ao neutro é utilizado o elemento de falta à terra restrita, do inglês *Restricted Earth Fault Protection* (REF), que responde à corrente de neutro, detectando esse tipo de falta rapidamente.

Cada fabricante implementa o elemento REF de uma forma diferente, variando o cálculo das correntes de operação e restrição e até mesmo o tipo da função: diferencial ou direcional (TAJ *et al.*, 2011). Em sua forma diferencial, o elemento REF pode ser implementado comparando a corrente de neutro ($\hat{I}_N$) com a corrente de sequência zero ($\hat{I}_0$) calculada a partir das correntes medidas nos terminais do transformador. As correntes de operação (I_{opREF}) e de restrição (I_{resREF}) podem ser definidas pelas seguintes expressões (TAJ *et al.*, 2011):

$$I_{opREF} = |\hat{I}_N|, \quad (2.27)$$

$$I_{resREF} = k_R \cdot (|\hat{I}_N - 3 \cdot \hat{I}_0| - |\hat{I}_N + 3 \cdot \hat{I}_0|), \quad (2.28)$$

sendo k_R um fator de estabilização.

O elemento REF gera o sinal de *trip* quando as duas condições abaixo são satisfeitas:

$$I_{opREF} > I_{resREF} , \quad (2.29)$$

$$I_{opREF} > I_{pkREF} , \quad (2.30)$$

sendo I_{pkREF} a corrente de *pickup* para atuação do elemento REF.

2.7 SÍNTESE DO CAPÍTULO

Neste capítulo foram apresentados os conceitos principais sobre a proteção diferencial de transformadores de potência. Além disso, foram citados aspectos importantes da operação de transformadores que podem provocar uma atuação indevida da proteção diferencial, tais como: energização do transformador, condição de sobre-excitação, remoção de uma falta externa próxima ao transformador, saturação do TC e energização do transformador em paralelo com um transformador já energizado. A contextualização das principais características e os problemas associados à proteção e operação de transformadores é essencial para o melhor entendimento do algoritmo de sequência negativa proposto.

CAPÍTULO 3

REVISÃO DO ESTADO DA ARTE

Neste Capítulo é descrito o levantamento do estado da arte sobre a proteção diferencial de transformadores de potência, contemplando os trabalhos que discorrem sobre o referido tema, juntamente com algumas publicações que propõem novas técnicas para a proteção dos transformadores de potência. Esta descrição do estado da arte é uma apresentação breve das principais ideias dos artigos mais relevantes relacionados ao tema proposto, abordando as maiores contribuições e as possíveis lacunas de cada uma das publicações mencionadas. Nesse contexto, primeiramente, são apresentados os métodos tradicionais da proteção diferencial de transformadores de potência e, posteriormente, são expostos outros métodos propostos na literatura baseados na análise de transitórios, na técnica de inteligência artificial, na componente de sequência negativa e em outros métodos de análise.

3.1 MÉTODOS TRADICIONAIS DA PROTEÇÃO DIFERENCIAL

Os trabalhos que fundamentaram os métodos tradicionais da proteção diferencial de transformadores são da década de 1930, como o de Cordray (1931), que propôs um método baseado na diferença vetorial das correntes que entram e saem do transformador. Nessa lógica, a técnica proposta não deve atuar para faltas externas, pois, a menos da corrente de excitação, o vetor diferença entre essas correntes é zero, exceto durante uma falta interna. Para evitar a operação da proteção durante a energização do transformador, foi introduzido um atraso de tempo intencional no relé diferencial. Essa solução consiste em usar um relé adicional de tensão para aumentar o ajuste do relé diferencial, durante um tempo pré-definido, quando o banco de transformadores de potência for energizado. De acordo com Guzman *et al.* (2001), esta foi a primeira solução para controlar os efeitos da corrente de magnetização do transformador.

Com o advento dos estudos da proteção diferencial de transformadores, pesquisadores inves-

tigaram e perceberam que o conteúdo harmônico da corrente diferencial poderia ser usado para restringir ou bloquear o relé diferencial, possibilitando distinguir faltas internas das correntes de *inrush* ou condições de sobre-excitação. Esses métodos utilizam o fato de que a relação entre a componente de segunda harmônica e a componente fundamental das correntes diferenciais sob condições de *inrush* é maior em comparação àquela durante uma falta.

Kennedy & Hayward (1938) propuseram um relé eletromecânico diferencial com restrição por harmônicas para a proteção de barramento. Hayward (1941) e Mathews (1954) desenvolveram este método, adicionando a restrição diferencial percentual com restrição por harmônicas para a proteção do transformador. Estes primeiros métodos de restrição utilizaram todas as componentes harmônicas da corrente diferencial para aumentar a restrição da proteção, proporcionando segurança para as correntes de *inrush*. Entretanto, o alto conteúdo harmônico presente na lógica adicional atrasou a atuação do relé diferencial para faltas internas com saturação do TC.

Com o passar dos anos, verificou-se a possibilidade de minimizar este problema usando apenas algumas componentes harmônicas para restringir ou bloquear a atuação do relé. Os primeiros pesquisadores a apresentar um bloqueio por harmônicas foram Sharp & Glassburn (1958). Estes autores projetaram um relé que consiste de uma unidade diferencial percentual, que impede a operação incorreta durante faltas externas, e uma unidade de bloqueio por harmônicas, que previne a operação indesejada durante as correntes de *inrush*. Sendo assim, durante uma falta interna, as duas unidades devem operar para o relé enviar um sinal de *trip* para o disjuntor. Nessa lógica, a unidade de bloqueio harmônico utiliza apenas a componente de segunda harmônica para bloquear a atuação da proteção diferencial.

Como mencionado anteriormente, a sobre-excitação do transformador também pode causar uma operação incorreta da proteção diferencial. Assim, Einvall & Linders (1975) apresentaram um relé estático diferencial de transformador com restrição de segunda e quinta harmônicas. Esta proteção complementou a ideia de utilizar apenas a componente harmônica de segunda ordem para identificar as correntes de *inrush*, proposta por Sharp & Glassburn (1958), usando o quinto harmônico para minimizar as atuações indevidas em condições de sobre-excitação.

Com o aumento da complexidade do sistema e com o desenvolvimento da tecnologia digital, os relés eletromecânicos foram sendo substituídos pelos relés digitais. Da literatura, percebe-

se que a teoria e os conceitos da proteção diferencial tradicional foram conservados, e que as pesquisas na busca por melhorias na proteção diferencial do transformador de potência continuaram, mas agora com foco nos relés digitais.

Guzman *et al.* (2001) revisaram os conceitos da proteção diferencial de transformadores e relataram detalhadamente as características e funcionamento dos métodos de restrição e bloqueio por harmônicas para diferenciar faltas internas das correntes de *inrush* e condições de sobre-excitação, apontando as limitações existentes e as adaptações necessárias para a melhor aplicação destas técnicas. Os métodos mencionados foram comparados entre si, avaliando os seguintes critérios, a saber: segurança da proteção diferencial durante as condições de *inrush*, faltas externas com saturação do TC e sobre-excitação, confiabilidade e velocidade na detecção e operação da proteção diferencial para faltas internas.

Guzman *et al.* (2002) propuseram um novo algoritmo para a proteção diferencial de transformadores baseado na combinação dos métodos de restrição e bloqueio por harmônicos com a técnica de reconhecimento da forma de onda. Nessa lógica, as harmônicas pares são usadas para restringir a proteção, enquanto a componente dc e a harmônica de quinta ordem para bloquear a atuação do relé diferencial. Os autores compararam o comportamento do novo algoritmo com os diferentes métodos de restrição e bloqueio por harmônicas, investigando os mesmos critérios analisados por Guzman *et al.* (2001). Dos resultados obtidos, os autores afirmaram que o método proposto permite um bom compromisso entre velocidade e confiabilidade, além de garantir a segurança para correntes de *inrush* com uma distorção harmônica total muito baixa.

Com o intuito de otimizar o desempenho do relé diferencial, Guzman *et al.* (2009) apresentaram um novo método que combina os elementos diferenciais de restrição e bloqueio por harmônicas. Basicamente, o elemento diferencial de restrição usa a segunda e quarta harmônicas da corrente diferencial para fornecer restrição adicional à proteção diferencial. Já o elemento de bloqueio usa as componentes harmônicas de segunda, quarta e quinta ordens. As duas primeiras componentes são usadas para bloquear a atuação do relé durante as condições de *inrush* e faltas externas com saturação do TC. Por sua vez, o elemento diferencial usa a componente de quinta ordem para bloquear sua atuação para situações de sobre-excitação do transformador. Segundo os autores, a técnica proposta possibilitou aumentar a velocidade de atuação do relé

diferencial, ao mesmo tempo em que a segurança e confiabilidade da proteção diferencial foram mantidas.

Tavares & Silva (2014) investigaram o desempenho das funções de proteção diferencial de fase, de sequência negativa e de falta à terra restrita. Estas funções foram avaliadas por meio de simulações de faltas internas entre espiras e espira-terra e energizações do transformador. Os resultados evidenciaram a importância de se entender as configurações da proteção diferencial dos transformadores de potência, para uma escolha adequada dos ajustes de cada função, a fim de melhorar a confiabilidade e segurança do esquema de proteção. Entretanto, o método avaliado não protegeu todo o enrolamento do transformador durante faltas internas entre espiras e espira-terra, sendo necessário o uso das proteções intrínsecas.

Sevov *et al.* (2017) propuseram algumas melhorias aplicadas ao princípio diferencial da proteção tradicional de transformadores, com o intuito de melhorar a confiabilidade e segurança da proteção. Nessa lógica, os autores implementaram uma técnica adicional de detecção de saturação do TC, além de uma lógica para verificar a direcionalidade do distúrbio. Segundo os autores, a proteção diferencial aprimorada ajudou a garantir a segurança durante faltas externas com condições severas de saturação do TC, não operando incorretamente durante este distúrbio. De fato, utilizando apenas a característica diferencial/restrrição como um critério de *trip* ou não, a saturação severa do TC causaria a operação da proteção durante a falta externa.

3.2 MÉTODOS ALTERNATIVOS DE PROTEÇÃO DE TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA

Alternativamente, vários métodos têm sido propostos na literatura para a proteção de transformadores de potência, visando não somente diferenciar falta interna de outras condições de operação do transformador, mas também aumentar a sensibilidade da proteção para detectar curto-circuitos internos, principalmente entre espiras e espira-terra.

3.2.1 Métodos de proteção baseados na análise de transitórios

Técnicas modernas têm sido desenvolvidas baseadas na análise de transitórios para diferenciar adequadamente faltas internas das outras condições de operação do transformador. Dentre estas técnicas, a transformada *wavelet* vem se destacando na literatura como uma eficiente ferramenta de diagnóstico para a análise de fenômenos transitórios, e sua aplicação na proteção de transformadores de potência tem despertado o interesse de muitos pesquisadores.

A transformada *wavelet* é capaz de apresentar informações do sinal analisado, tanto no domínio do tempo quanto no domínio da frequência. Desta forma, a análise por meio desta transformada possibilita determinar não somente a frequência existente no sinal, mas também o instante de tempo em que tal frequência é observada. A transformada *wavelet* existe em suas versões contínua (TWC), discreta (TWD), "*Packet*"(TWP) entre outras.

Silva (2014) apresentou um algoritmo diferencial numérico para a proteção de transformadores de potência baseado na TWD para distinguir as correntes transitórias de *inrush* das correntes de faltas internas no equipamento. Neste trabalho, os autores uniram a técnica de proteção diferencial percentual com as características da transformada *wavelet*, utilizando o princípio de conservação de energia presente na análise multirresolução para esse tipo de transformada. Sendo assim, esta é uma proposta alternativa para a proteção diferencial de transformadores com restrição por harmônicas. Para verificar a eficiência do método proposto foram simuladas diversas faltas internas, externas e energização do transformador. Segundo os resultados obtidos, em todos os casos analisados, a proteção proposta mostrou-se eficiente, atuando corretamente para todas as faltas internas simuladas. Entretanto, Silva (2014) não investigou curtos-circuitos internos entre espiras e espira-terra.

Aktaibi *et al.* (2014) desenvolveram um novo método que combina as componentes do eixo dq com a técnica híbrida baseada na TWP para proteção de transformadores de potência. Este método baseia-se na extração das sub-bandas de alta frequência das componentes do eixo dq das correntes diferenciais trifásicas. Para testar a eficiência do algoritmo proposto, um experimento foi realizado investigando faltas internas e correntes de *inrush*. No entanto, não foram contempladas faltas internas entre espiras e espira-terra. Os resultados experimentais mostraram que o método desenvolvido é confiável, preciso e rápido na discriminação da corrente

de *inrush* das correntes de falta.

Medeiros *et al.* (2016) recriaram os tradicionais elementos diferenciais de corrente de fase e de sequência negativa por meio da utilização da TWD redundante com efeitos de borda das correntes que circulam nos lados primário e secundário do transformador de potência. Nessa lógica, as energias de restrição e de operação dos elementos diferenciais recriados pela TWD foram utilizadas para detectar faltas internas, e garantir a segurança da proteção às condições que poderiam causar indevidas atuações. Para validação do método sugerido, diversas simulações foram realizadas, tais como: faltas internas, incluindo curtos-circuitos entre espiras e espira-terra, faltas externas e energizações em dois diferentes transformadores de potência. Os resultados obtidos mostraram que o método proposto foi bastante rápido, atuando para todos os curtos-circuitos internos simulados, mesmo para faltas com 1% de espiras curto-circuitadas. No entanto, o desempenho da técnica desenvolvida pode ser influenciada pela saturação do TC em faltas externas.

Medeiros & Costa (2018) propuseram uma melhoria no método de proteção diferencial de transformadores de potência baseado na TWD proposto por Medeiros *et al.* (2016), para superar o problema de saturação do TC durante faltas externas. Os autores apresentaram uma lógica de detecção de falta externa e uma lógica de detecção de saturação do TC. A primeira é utilizada para bloquear a lógica de disparo ou *trip* quando uma falta externa é detectada, evitando uma operação incorreta caso ocorra a saturação do TC. Já a segunda lógica é habilitada com o intuito de manter a lógica de *trip* bloqueada durante a saturação do TC e desbloqueada se ocorrerem faltas simultâneas (por exemplo, falta externa que evolui para uma falta interna). Os autores afirmaram que o método desenvolvido é eficiente e seguro, pois não foi afetado pela saturação do TC durante curtos-circuitos externos e apresentou um bom desempenho para distinguir faltas simultâneas de saturações do TC após faltas externas.

Dentre as potencialidades dos métodos que têm sido propostos na literatura por meio da transformada *wavelet*, destaca-se a eficiência em detectar e classificar os tipos de perturbações transitórias que podem ocorrer nos transformadores de potência. No entanto, verifica-se que alguns desses métodos não avaliam faltas entre espiras e espira-terra. Além disso, percebe-se que a grande maioria utiliza lógicas adicionais de segurança para evitar a operação incorreta do relé durante faltas externas com saturação do TC.

3.2.2 Métodos de proteção baseados em inteligência artificial e outros métodos de análise

A principal ideia de usar os algoritmos baseados em inteligência artificial é realizar um processo de reconhecimento de padrões para diferenciar as condições a que o transformador pode estar exposto, como correntes de *inrush*, faltas internas ou externas e sobre-excitação. Como exemplo de algoritmos baseados em conceitos de inteligência artificial, podem ser citados os seguintes: Vishwakarma *et al.* (2014) e Balaga *et al.* (2015), os quais se baseiam no uso de redes neurais artificiais; e Bejmert *et al.* (2014) e Deshmukh & Barhate (2017), os quais usam a lógica nebulosa (lógica *fuzzy*).

Combinando a técnica de inteligência artificial com outras técnicas, Barbosa *et al.* (2011) apresentaram um algoritmo baseado na transformada de Clarke e na lógica *fuzzy*, o qual permitiu diferenciar faltas internas das correntes de *inrush*, sem atrasar o tempo de atuação do relé para curtos-circuitos internos, mesmo para distúrbios perto do neutro do transformador. Entretanto, a técnica proposta não atuou para faltas internas abaixo de 5% de espiras curto-circuitadas. Noshad *et al.* (2014) sugeriram um algoritmo baseado na transformada de Clarke e na TWD. Nesta técnica, diversas simulações foram realizadas, incluindo correntes de *inrush*, o fenômeno de ultra-saturação, faltas internas e externas. Os resultados deste estudo mostraram a eficiência do algoritmo em diferenciar corretamente os fenômenos transitórios do transformador analisados. Entretanto, não foram investigadas faltas envolvendo poucas espiras curto-circuitadas, menores que 10% do enrolamento do transformador. Embora seja relatado na literatura um bom desempenho dos métodos baseados na técnica de inteligência artificial, estes requerem, em sua grande maioria, um vasto número de padrões de treinamento que são produzidos por simulações de vários casos.

Além dos métodos citados, encontram-se também na literatura outras soluções para a proteção do transformador, sendo alguns destacados nesta seção. Vazquez *et al.* (2008) apresentaram um algoritmo baseado na análise de componentes principais, do inglês *Principal Component Analysis* (PCA), para distinguir faltas internas das correntes de *inrush* e condição de sobre-excitação. Os autores utilizaram a PCA para extrair as características das correntes diferenciais trifásicas, e implementar um processo de reconhecimento de padrões em um espaço 2-D. Para a validação do algoritmo proposto, 3.170 casos foram simulados, considerando diferentes con-

dições de carregamento, relações dos TCs e curva de saturação do TC. O método desenvolvido diferenciou corretamente faltas internas de condições de *inrush* e sobre-excitação para todos os casos analisados. Entretanto, curtos-circuitos entre espiras e espira-terra não foram contemplados nos estudos realizados.

Oliveira *et al.* (2011) propuseram um esquema baseado na abordagem estendida do vetor de Park, do inglês *Extended Park's Vector Approach* (EPVA), para a detecção de faltas entre espiras no transformador de potência. Os autores aplicaram a abordagem estendida do vetor de Park à corrente de excitação em carga, e depois, realizaram uma análise espectral da componente CA. Vários testes experimentais e simulações foram realizados para avaliar o comportamento do transformador sob a ocorrência de faltas entre espiras. Com base nos resultados apresentados, a técnica proposta foi eficiente na detecção de todos os casos analisados, até mesmo para curtos-circuitos envolvendo 1% de espiras curto-circuitadas. No entanto, não foram estudadas faltas externas e saturação do TC.

Ballal *et al.* (2016) apresentaram um sistema baseado no diagnóstico da corrente de neutro para detectar faltas entre espiras nos transformadores de potência. O método proposto criou uma simetria entre todas as três fases do transformador, definindo a corrente de neutro do lado primário igual a zero. Na ocorrência de uma falta entre espiras, esta simetria deve ser perturbada. Diversos experimentos e simulações foram realizados, contemplando faltas internas entre espiras. Os resultados obtidos mostraram a sensibilidade e precisão do algoritmo proposto para detectar todas as faltas simuladas e, segundo os autores, ele tem potencial para detectar curtos-circuitos envolvendo apenas uma espira. Desta forma, esta técnica foi desenvolvida para detectar faltas entre espiras, não investigando faltas externas e saturação do TC.

Recentemente, Murugan *et al.* (2017) apresentaram um novo método para a proteção diferencial de transformadores baseado na transformada empírica de Fourier, do inglês *empirical Fourier transform* (EFT), para discriminar faltas internas de outras condições de operação do transformador. Esta nova técnica de transformação é derivada da transformada discreta de Fourier, do inglês *discrete Fourier transform* (DFT), com certas modificações baseadas na natureza das formas de onda das correntes. Vários casos foram simulados de faltas internas, correntes de *inrush* e saturação do TC. Segundo os autores, o algoritmo desenvolvido foi sensível para faltas internas e estável para correntes de *inrush* e saturação do TC, e mais rápido

do que o algoritmo de proteção diferencial baseado na DFT. As simulações para os casos de faltas espira-terra e entre espiras foram realizadas de 10% a 80% do enrolamento do transformador, mas apenas dois casos típicos foram apresentados, uma falta interna severa e uma falta que envolve uma pequena porcentagem do enrolamento em curto-circuito. Sendo assim, não foram investigadas faltas envolvendo poucas espiras curto-circuitadas, menores que 10% do enrolamento do transformador.

3.2.3 Métodos de proteção baseados na componente de sequência negativa

Mesmo com o progresso nas técnicas de proteção diferencial e com o desenvolvimento de novos métodos de proteção, faltas espira-terra perto do neutro do transformador e entre espiras têm sido um desafio para engenheiros e pesquisadores, pois esses tipos de curtos-circuitos são difíceis de proteger adequadamente.

O elemento diferencial de fase tradicional não é eficiente para detectar pequenos curtos-circuitos entre espiras no enrolamento do transformador, pois, o reflexo dessas faltas no terminal dos transformadores nem sempre é suficiente para causar uma corrente diferencial que sensibilize esse elemento. Porém, estes tipos de curtos-circuitos são assimétricos, o que faz com que surjam correntes de sequência negativa no sistema, as quais podem ser usadas para sensibilizar a proteção diferencial. Para superar essa limitação, vários fabricantes introduziram o elemento de sequência negativa nos relés diferenciais para aumentar a sensibilidade da proteção (SCHWEITZER ENGINEERING LABORATORIES, 2017). Esse elemento não é significativamente afetado pela corrente de carga, resultando em uma sensibilidade maior para detectar faltas entre espiras, principalmente em condições de carregamento elevado (GUZMAN *et al.*, 2009). Nesse contexto, a aplicação do algoritmo baseado na componente de sequência negativa tem atraído grande atenção nos últimos anos e várias propostas do método têm sido desenvolvidas.

Gajic *et al.* (2005) propuseram uma proteção sensível para faltas entre espiras no transformador de potência, baseada na componente de sequência negativa, devido a sua alta sensibilidade na detecção de faltas desbalanceadas. Os autores afirmaram que a nova técnica é independente da proteção diferencial tradicional de fase e é um bom complemento para esta proteção. Além

disso, os autores mencionaram que a parte essencial do novo esquema proposto é o discriminador direcional de faltas internas e externas. Nessa lógica, os módulos das correntes de sequência negativa dos lados primário e secundário do transformador são comparados com valores de limites pré-estabelecidos. Se ambos os módulos forem maiores que os limites definidos, a técnica proposta utiliza a diferença entre os ângulos de fase dessas correntes para detectar faltas entre espiras e rejeitar curtos-circuitos externos. O método proposto é avaliado apenas para um conjunto de parâmetros do sistema, sem investigações detalhadas. O resultado obtido indica que o algoritmo é capaz de detectar faltas entre espiras, envolvendo 1% de espiras curto-circuitadas.

Guzman *et al.* (2009) utilizaram um elemento diferencial de corrente de sequência negativa em paralelo com os elementos diferenciais tradicionais com restrição e bloqueio por harmônicas. Além disso, os autores implementaram uma lógica de detecção de falta externa, com o intuito de aumentar a segurança do elemento de sequência negativa durante curtos-circuitos externos com saturação do TC. Segundo os autores, o elemento adicional melhorou a sensibilidade da proteção diferencial na detecção de faltas internas entre espiras durante condições de operação com carga elevada, possibilitando ao relé a detecção de faltas internas envolvendo 2% do enrolamento.

Babiy *et al.* (2011) e Rizvi & Reeser (2013) também propuseram métodos de proteção para faltas entre espiras no transformador de potência baseados na componente de sequência negativa, adotando a mesma lógica do esquema proposto por Gajic *et al.* (2005), na qual os módulos e ângulos de fase das correntes de sequência negativa são utilizados para detectar faltas entre espiras e rejeitar curtos-circuitos externos. Babiy *et al.* (2011) investigaram o desempenho do método proposto para faltas externas e internas entre espiras. Segundo os resultados obtidos, a nova técnica forneceu uma detecção mais sensível e segura para curtos-circuitos internos, quando comparada com o desempenho do esquema de proteção diferencial tradicional, funcionando corretamente mesmo quando 1% de espiras são curto-circuitadas. Rizvi & Reeser (2013) investigaram o desempenho da técnica proposta em distinguir faltas internas de externas, no intuito de melhorar a sensibilidade e segurança do esquema de proteção de transformadores. Os autores afirmaram que ao utilizar o novo algoritmo, denominado de discriminador de faltas internas e externas, como um complemento à proteção diferencial de fase tradicional, os atrasos na atuação do relé para faltas internas com saturação do TC são reduzidos, além de diminuir o risco de operações incorretas para faltas externas.

Kasztenny *et al.* (2015) descreveram sobre a aplicação do elemento diferencial de sequência negativa (87Q) para proteção dos seguintes equipamentos: linhas de transmissão, transformadores de potência, reatores *shunt* e estatores de geradores e motores. Para linhas e transformadores, os autores defenderam que o emprego do elemento 87Q apresenta um bom desempenho, uma vez que ele não é influenciado pelo carregamento e, portanto, atua com elevada sensibilidade e rapidez em situações nas quais os elementos de fase não operam. Especificamente sobre a proteção de transformadores, os autores afirmaram que a proteção 87Q é muito sensível para detectar faltas entre espiras, devido a seus menores sinais de restrição, pois não contemplam a corrente de carga. Os autores também destacaram que o elemento 87Q pode operar indevidamente em situações de curtos-circuitos com saturação do TC, sendo necessário o emprego de uma lógica de detecção de falta externa para bloquear a sua operação. Além disso, esse elemento também deve ser bloqueado para condições de *inrush*.

Patel *et al.* (2015) investigaram uma nova metodologia para distinguir faltas internas de outras condições de operação do transformador de potência usando as componentes de sequência negativa e positiva. O método proposto comparou a diferença das correntes de sequência negativa, calculadas nos dois lados do transformador, com um valor de limiar pré-definido para discriminar uma falta interna e outras condições de operação. Além disso, o novo esquema utilizou a diferença entre os ângulos de fase das correntes de sequência positiva para determinar se a falta é interna ou externa. Para validação do algoritmo sugerido várias simulações foram realizadas, como por exemplo, faltas internas e externas, energização do transformador e situação com saturação do TC. Segundo os resultados obtidos, o algoritmo foi capaz de discriminar a condição de falta interna e externa, e atuou corretamente para todos os casos analisados. No entanto, não ficou claro se as faltas internas simuladas contemplaram faltas entre espiras e espira-terra.

Zacharias & Gokaraju (2016) desenvolveram um algoritmo baseado na componente de sequência negativa para proteger o transformador durante a energização e em condições normais de operação. Esse esquema proposto é a combinação do algoritmo descrito por Gajic *et al.* (2005), capaz de detectar faltas entre espiras durante a operação normal do transformador, com uma lógica que compara os módulos das tensões de sequência negativa dos lados primário e secundário do transformador para detectar faltas entre espiras durante a energização do trans-

formador. Sendo assim, foram analisados e comparados os desempenhos das proteções proposta e diferencial tradicional quando submetidas a situações adversas de operação e curto-circuitos, tais como: durante faltas externas, na presença dos TCs saturados e faltas internas entre espiras com resistência de falta. Os resultados obtidos mostraram que o algoritmo proposto foi mais rápido e mais sensível do que a proteção diferencial com restrição por harmônicas, detectando faltas entre espiras a partir de 3% do enrolamento do transformador.

Oliveira & Cardoso (2017) apresentaram uma comparação entre dois esquemas de proteção sensíveis para detectar faltas entre espiras, a saber: o algoritmo de proteção de sequência negativa (que corresponde aos métodos diferencial e direcional) e o algoritmo baseado na lógica EPVA. Para comparar o desempenho dos dois métodos, diferentes condições de falta interna entre espiras e falta externa foram apresentadas. Os autores afirmaram que para faltas internas envolvendo poucas espiras, o método EPVA foi um pouco mais sensível do que o esquema diferencial de sequência negativa.

Magrin (2017) desenvolveu dois elementos de proteção, sendo o primeiro baseado nas correntes de sequência negativa, enquanto o segundo, utiliza as tensões e correntes de sequência negativa. Os elementos foram comparados às funções diferenciais tradicionais, percentual por fase e de sequência negativa. Os resultados mostraram que os algoritmos desenvolvidos são mais sensíveis do que os métodos existentes para faltas internas entre espiras e espira-terra. No entanto, os elementos apresentados por Magrin (2017) utilizam técnicas adicionais para bloquear a atuação em casos de saturação de TCs e de falta externa.

A grande maioria dos métodos que têm sido propostos na literatura utilizando a componente de sequência negativa tem se destacado como altamente sensíveis para detectar curtos-circuitos entre espiras, mesmo com 1% do enrolamento curto-circuitado. Sendo assim, normalmente, faltas espira-terra não são contempladas para confirmar a eficiência dessas técnicas. Geralmente, na proteção diferencial tradicional, o elemento REF tem sido usado para detectar este tipo de falta. Além disso, os métodos que utilizam a sequência negativa, em sua maioria, dependem de lógicas adicionais para garantir a segurança da proteção para faltas externas com saturação do TC e durante as condições de operação do transformador que podem causar falsas correntes diferenciais.

3.3 SÍNTESE DA REVISÃO BIBLIOGRÁFICA E AVALIAÇÃO DAS TENDÊNCIAS

Os métodos de restrição e bloqueio por harmônicas aumentam a segurança do relé diferencial, mas podem atrasar a atuação deste relé para faltas internas com saturação do TC e também para faltas internas combinadas com as correntes de *inrush* nas fases sãs (GUZMAN *et al.*, 2001). Mesmo com o desenvolvimento de novos métodos de proteção para transformadores de potência, avaliando as técnicas disponíveis na literatura, percebe-se que a estratégia de restrição harmônica, independentemente de sua deficiência, popularizou-se mais rapidamente e tem sido amplamente utilizada (TRIPATHY *et al.*, 2005; BAOMING *et al.*, 2005).

Os métodos baseados na análise do sinal transitório, como por exemplo dos baseados nas *wavelets*, têm-se mostrado bastante rápidos e precisos na discriminação das diferentes correntes que fluem em um transformador de potência em várias situações de operação e condições de falta. No entanto, Silva (2014) e Aktaibi *et al.* (2014) não contemplaram faltas internas entre espiras e espira-terra para avaliar o desempenho do algoritmo proposto. Além disso, esses trabalhos não investigaram faltas externas com saturação do TC. Por outro lado, Medeiros *et al.* (2016) e Medeiros & Costa (2018) analisaram diversos casos de faltas entre espiras e espira-terra, atuando corretamente para todas as situações. Ademais, Medeiros & Costa (2018) utilizaram as lógicas de detecção de falta externa e detecção de saturação do TC, para garantir que a proteção não opere durante curtos-circuitos com saturação do TC, mas continue atuando para faltas simultâneas.

Já os métodos baseados em inteligência artificial e as outras técnicas de proteção citadas neste trabalho, mostram-se adequados para diferenciarem uma falta interna de outras condições de operação do transformador, além de atuarem de forma mais rápida e sensível do que a proteção diferencial tradicional. Entretanto, na maioria destes métodos, curtos-circuitos entre espiras e espira-terra não foram analisados para confirmar a eficiência da técnica proposta, como o algoritmo apresentado por Vazquez *et al.* (2008). Os métodos que abordaram estes tipos de distúrbios, em alguns deles, a identificação de faltas com poucas espiras curto-circuitadas não pode ser garantida, como por exemplo em Oliveira *et al.* (2011). Já em outros algoritmos, como os citados por Ballal *et al.* (2016) e Murugan *et al.* (2017), foram apresentados apenas alguns casos pontuais de curtos-circuitos entre espiras, contemplando basicamente faltas internas severa e leve, sem investigações detalhadas. Ressalta-se que a gravidade do distúrbio depende do

número de espiras curto-circuitadas e do valor da corrente de falta, que é limitada pela resistência de falta (BALLAL *et al.*, 2016). Barbosa *et al.* (2011) investigaram faltas espira-terra, mas o algoritmo só detectou faltas acima de 5% de espiras curto-circuitadas, sendo necessário utilizar o elemento REF para proteger todo o enrolamento.

Em relação aos métodos baseados na componente de sequência negativa, observa-se que eles se destacam como altamente sensíveis para a detecção de faltas entre espiras que envolve poucas espiras curto-circuitadas. Além disso, as técnicas apresentadas por Gajic *et al.* (2005), Babiy *et al.* (2011), Rizvi & Reeser (2013), Kasztenny *et al.* (2015), Patel *et al.* (2015) e Zacharias & Gokaraju (2016), utilizaram um elemento direcional de sequência negativa para distinguir faltas internas de externas, com o intuito de garantir a segurança da proteção durante curtos-circuitos com saturação do TC. No entanto, faltas espira-terra não são contempladas para confirmar a eficiência das técnicas propostas. Geralmente, na proteção diferencial tradicional, o elemento REF tem sido usado para detectar este tipo de falta.

Baseado nesta revisão bibliográfica, e com o intuito de aprimorar a proteção diferencial de transformadores de potência, este trabalho apresenta um algoritmo baseado na corrente de sequência negativa, o qual possui as seguintes vantagens frente aos métodos de proteção mencionados anteriormente: detecta faltas internas entre espiras e espira-terra, mesmo para 1% de espiras curto-circuitadas; é capaz de distinguir faltas internas de externas, sem precisar de utilizar um elemento direcional; atua corretamente em situações de curto-circuito com saturação de TCs, dispensando a necessidade de lógicas adicionais de bloqueio para esse evento.

Os trabalhos referentes à proteção numérica de transformadores de potência citados nesta revisão bibliográfica são resumidos na Tabela 3.1 de acordo com os principais aspectos analisados para validar o algoritmo proposto. De acordo com esta tabela, nota-se que a maioria dos artigos verifica o comportamento da proteção para faltas internas entre espiras, faltas externas, curtos-circuitos com saturação do TC. Entretanto, na maioria dos trabalhos, estes aspectos são avaliados separadamente em casos pontuais, sem investigações detalhadas da influência da variação de cada um deles. Para a validação do método proposto, a influência dos seguintes parâmetros será analisada detalhadamente: tipo de falta, porcentagem de espiras curto-circuitadas, força da fonte e carregamento do sistema, permitindo uma compreensão mais abrangente da relação entre cada parâmetro e o desempenho do algoritmo sugerido.

Tabela 3.1. Resumo dos trabalhos referentes à proteção de transformadores de potência.

Referência	Método avaliado	Principais aspectos analisados											
		TCS	FI	FE	FEE	FET	ME	CSE	RF	CAR	PEC	CPD	ES
Guzman <i>et al.</i> (2002)	PDT	–	✓	–	–	–	✓	–	–	✓	–	–	–
Gajic <i>et al.</i> (2005)	SN	–	✓	–	✓	–	–	–	–	–	✓	–	–
Vazquez <i>et al.</i> (2008)	PCA	–	✓	–	–	–	✓	✓	–	✓	–	–	–
Guzman <i>et al.</i> (2009)	PDT	✓	✓	✓	✓	–	✓	–	✓	–	✓	–	–
Babiy <i>et al.</i> (2011)	SN	–	✓	✓	✓	–	–	–	–	–	✓	✓	–
Barbosa <i>et al.</i> (2011)	TK+IA	–	✓	–	✓	✓	✓	–	–	–	✓	✓	–
Oliveira <i>et al.</i> (2011)	EPVA	–	✓	–	✓	–	✓	–	–	✓	✓	–	–
Rizvi & Reeser (2013)	SN	✓	✓	✓	✓	–	–	–	–	–	✓	–	–
Tavares & Silva (2014)	PDT	–	✓	–	✓	✓	✓	–	–	–	✓	–	–
Silva (2014)	TW	–	✓	✓	–	–	✓	–	–	✓	–	–	–
Aktaibi <i>et al.</i> (2014)	TW	✓	✓	–	–	–	✓	–	–	✓	–	–	–
Vishwakarma <i>et al.</i> (2014)	IA	–	✓	–	–	–	✓	✓	–	–	–	–	–
Bejmert <i>et al.</i> (2014)	IA	✓	✓	✓	✓	–	✓	–	–	–	✓	✓	–
Noshad <i>et al.</i> (2014)	TK+TW	✓	✓	✓	✓	✓	✓	–	✓	✓	✓	–	–
Balaga <i>et al.</i> (2015)	IA	–	✓	–	–	–	✓	✓	–	–	–	–	–
Kasztenny <i>et al.</i> (2015)	SN	✓	✓	✓	✓	–	–	–	–	✓	✓	–	–
Patel <i>et al.</i> (2015)	SN	✓	✓	✓	–	–	✓	–	✓	–	–	–	–
Zacharias & Gokaraju (2016)	SN	✓	✓	✓	✓	–	✓	✓	✓	–	✓	✓	–
Medeiros <i>et al.</i> (2016)	TW	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	–	✓	✓	–
Ballal <i>et al.</i> (2016)	CN	–	✓	–	✓	–	–	–	✓	✓	✓	–	–
Oliveira & Cardoso (2017)	CM	–	✓	✓	✓	–	–	–	✓	✓	✓	–	–
Sevov <i>et al.</i> (2017)	PDT	✓	✓	✓	–	–	–	–	✓	✓	–	✓*	–
Deshmukh & Barhate (2017)	IA	–	✓	✓	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Magrin (2017)	SN	✓	✓	✓	✓	✓	–	–	–	✓	✓	✓	–
Murugan <i>et al.</i> (2017)	EFT	✓	✓	✓	✓	✓	✓	–	–	–	✓	✓	–
Medeiros & Costa (2018)	TW	✓	✓	✓	✓	✓	✓	–	✓	✓	✓	✓	–
Algoritmo proposto	SN	✓	✓	✓	✓	✓	–	–	–	✓	✓	✓	✓

Legenda:

PDT: Proteção diferencial tradicional;

SN: Proteção baseada na componente de sequência negativa;

PCA: *Principal Component Analysis*;

TK: Transformada de Clarke;

IA: Proteção baseada na técnica em inteligência artificial;

EPVA: *Extended Park's Vector Approach*;TW: Proteção diferencial baseada na transformada *wavelet*;

CN: Proteção baseada na corrente de neutro;

CM: Comparação entre os métodos de proteção EPVA e correntes de sequência negativa;

EFT: *Empirical Fourier Transform*;

ES: Energização solidária;

TCS: Transformador de corrente saturado;

ME: Manobra de energização;

FI: Faltas internas (nos terminais do transformador);

CSE: Condição de sobre-excitação;

FE: Faltas externas;

RF: Resistência de falta;

FEE: Falta interna entre espiras;

FET: Falta interna espira-terra;

PEC: Porcentagem de espiras curto-circuitadas;

CAR: Carregamento do sistema;

CPD: Comparação com a proteção diferencial tradicional.

* Comparação entre os relés com e sem a proteção diferencial aprimorada.

** Apenas energização solidária.

ALGORITMO PROPOSTO

Apresenta-se nesta tese um algoritmo inovador de proteção diferencial de transformadores de potência baseado na componente de sequência negativa. Ele é dividido em alguns blocos, como mostrado no fluxograma da Figura 4.1, no qual o subscrito ϕ representa as fases (A, B ou C); os subscritos H e X representam os lados de alta e baixa tensão do transformador, respectivamente; e h representa a ordem harmônica. Os blocos apresentados no fluxograma e suas funcionalidades são descritos nas próximas seções.

4.1 NORMALIZAÇÃO DOS SINAIS E COMPENSAÇÕES

4.1.1 Normalização dos Sinais

Os sinais de corrente medidos pelos TCs devem ser normalizados para p.u. da corrente nominal do transformador, para corrigir o erro entre as relações de transformação dos TCs e o erro na relação de transformação do transformador de potência. Portanto, as correntes medidas em ambos os terminais, $i_{H\phi u}$ e $i_{X\phi u}$, devem ser divididas pelos seguintes TAPs de normalização, respectivamente:

$$TAP_H = \frac{1000}{\sqrt{3}} \frac{S_{max}}{V_H} \frac{C_H}{CTR_H}, \quad (4.1)$$

$$TAP_X = \frac{1000}{\sqrt{3}} \frac{S_{max}}{V_X} \frac{C_X}{CTR_X}. \quad (4.2)$$

4.1.2 Correção da defasagem angular

Conforme mencionado na Seção 2.4.3, quando há uma diferença entre as conexões utilizadas nos enrolamentos do transformador, é verificado um deslocamento de fase entre as correntes destes enrolamentos. Essa defasagem deve ser compensada por meio da matriz M_θ , Equação

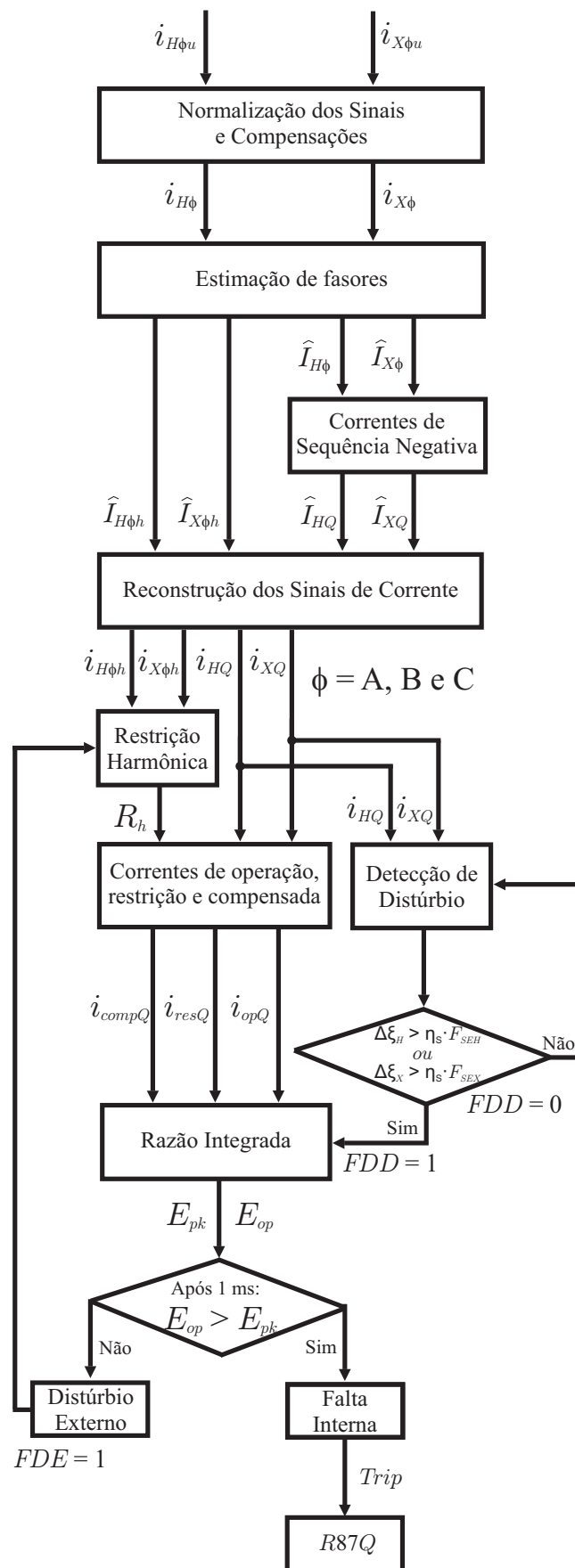


Figura 4.1. Diagrama de blocos do algoritmo proposto.

ção (2.15), sendo aplicada do lado de baixa tensão do transformador, para evitar a operação incorreta do relé.

Portanto, levando em conta a normalização dos sinais e a correção da defasagem angular, pode-se determinar as respectivas correntes normalizadas para pu e compensadas, $i_{H\phi}$ e $i_{X\phi}$:

$$i_{H\phi}(k) = \frac{i_{H\phi u}(k)}{TAP_H}, \quad (4.3)$$

$$i_{X\phi}(k) = \frac{i_{X\phi u}(k)}{TAP_X} \cdot M_\theta, \quad (4.4)$$

na qual k representa o k -ésimo instante de amostragem.

4.2 ESTIMAÇÃO DE FASORES

O bloco `Estimação de Fasores` é empregado para estimar os fasores corrente na frequência fundamental, com o intuito de eliminar as componentes harmônicas e outras perturbações, que podem causar erros no cálculo da corrente de sequência negativa, considerando que esta é muito sensível a ruídos. Diferentes algoritmos de estimação fasorial podem ser usados juntamente com o elemento diferencial de sequência negativa proposto. No presente trabalho, implementa-se o Filtro Cosseno Modificado relatado em Hart *et al.* (2000), devido à sua simplicidade e boa remoção da componente DC de decaimento exponencial. Desse modo, adotando $i_{H\phi}$ e $i_{X\phi}$ como entrada, o bloco `Estimação de Fasores` fornece como saída os fasores corrente na frequência fundamental $\hat{I}_{H\phi} = I_{H\phi} \angle \alpha_{H\phi}$ e $\hat{I}_{X\phi} = I_{X\phi} \angle \alpha_{X\phi}$. Além disso, estimam-se também os fasores de corrente com diferentes ordens harmônicas, $\hat{I}_{H\phi h} = I_{H\phi h} \angle \alpha_{H\phi h}$ e $\hat{I}_{X\phi h} = I_{X\phi h} \angle \alpha_{X\phi h}$, para serem usados na estratégia proposta de restrição harmônica.

4.3 CORRENTES DE SEQUÊNCIA NEGATIVA

Neste bloco, as correntes de sequência negativa do enrolamento de alta tensão ($\hat{I}_{HQ} = I_{HQ} \angle \alpha_{HQ}$) e do enrolamento de baixa tensão ($\hat{I}_{XQ} = I_{XQ} \angle \alpha_{XQ}$) são estimadas a partir dos fasores $\hat{I}_{H\phi}$ e $\hat{I}_{X\phi}$, aplicando a transformação de Fortescue.

4.4 RECONSTRUÇÃO DOS SINAIS DE CORRENTE

Neste bloco, as correntes de sequência negativa são reconstruídas no tempo a partir dos fasores, com o intuito de associar o comportamento desses sinais com uma técnica de integração para tornar a operação mais rápida e segura. Esse método é baseado nas funções no domínio do tempo disponíveis no relé SEL-T400L, que integra os sinais analisados para possibilitar à proteção atuar de forma segura e confiável. Então, a fim de manter a saída do sinal mais bem comportada e estável, utiliza-se neste trabalho um esquema de integração da relação entre as correntes de sequência negativa de operação e restrição, conforme será melhor explanado na Seção 4.8. Sendo assim, os fasores corrente de sequência negativa $\hat{I}_{HQ}$ e $\hat{I}_{XQ}$ são reconstruídos no tempo, resultando nos sinais de corrente i_{HQ} e i_{XQ} , conforme apresentados nas Equações (4.5) e (4.6).

$$i_{HQ}(k) = I_{HQ}(k) \cos[\omega t_k + \alpha_{HQ}(k)], \quad (4.5)$$

$$i_{XQ}(k) = I_{XQ}(k) \cos[\omega t_k + \alpha_{XQ}(k)], \quad (4.6)$$

na qual $t_k = k\Delta t$; sendo $\Delta t = \frac{1}{Nf}$ o intervalo de amostragem, f a frequência fundamental e N o número de amostras por ciclo.

Com o objetivo de ilustrar o procedimento de reconstrução, os módulos dos sinais de corrente de sequência negativa reconstruídos ($|i_{HQ}|$ e $|i_{XQ}|$) e os módulos dos fasores correspondentes (I_{HQ} e I_{XQ}) são mostrados na Figura 4.2.

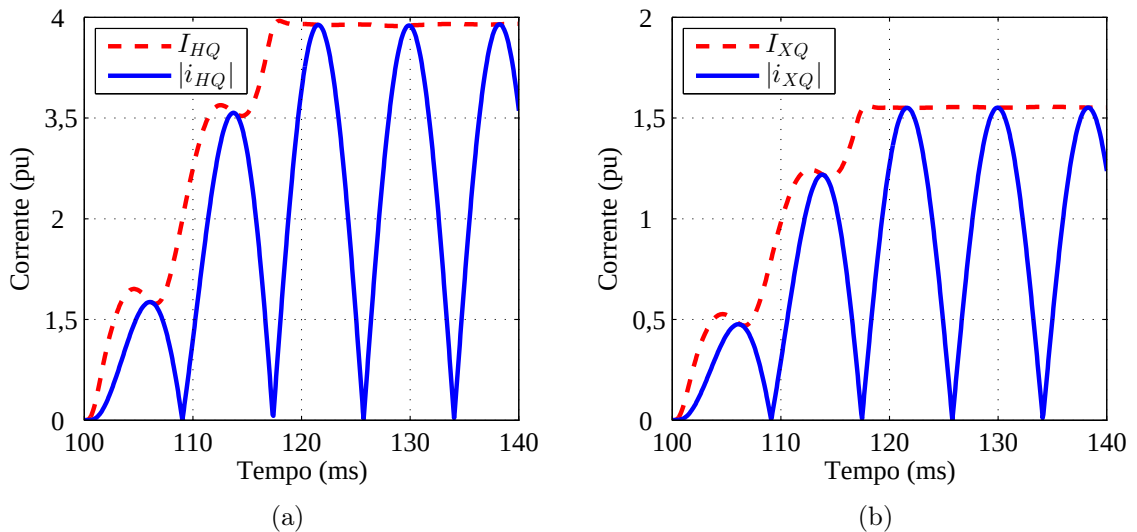


Figura 4.2. Reconstrução no tempo da corrente de sequência negativa: (a) no lado de alta tensão; (b) no lado de baixa tensão.

Dois exemplos do comportamento dos sinais de corrente i_{HQ} e i_{XQ} para faltas interna e externa são ilustrados nas Figuras 4.3(a) e 4.3(b), respectivamente. A falta interna do exemplo citado é um curto-circuito bifásico terra entre as fases A e B, aplicado em 100 ms no enrolamento de baixa tensão do transformador. Já a falta externa é um curto-circuito bifásico terra entre as fases A e B, aplicado em 100 ms no enrolamento de baixa tensão do transformador. Nestes casos, o sistema foi configurado com as fontes fracas e com baixo carregamento. Da Figura 4.3(a) nota-se que as correntes i_{HQ} e i_{XQ} estão em fase para faltas internas, e praticamente em contra fase para faltas externas (Figura 4.3(b)). Esta condição é consequência da homogeneidade do sistema de sequência negativa, que faz com que os sinais de corrente dessa componente apresentem esse comportamento (KASZTENNY *et al.*, 2015).

Os fasores das componentes harmônicas ($\hat{I}_{H\phi h}$ e $\hat{I}_{X\phi h}$) também são reconstruídos no tempo, mas de um modo diferente dos fasores de corrente de sequência negativa. A fim de evitar que uma defasagem no sinal de corrente harmônica possa interferir na reconstrução, de forma que o sinal reconstruído apresente lóbulos desiguais (um maior e outro menor), os sinais $i_{H\phi h}$ e $i_{X\phi h}$ são obtidos considerando o módulo das componentes harmônicas $\hat{I}_{H\phi h}$ e $\hat{I}_{X\phi h}$, respectivamente, mas usando a frequência e a fase da fundamental:

$$i_{H\phi h}(k) = I_{H\phi h}(k) \cos [\omega t_k + \alpha_{H\phi 1}(k)] , \quad (4.7)$$

$$i_{X\phi h}(k) = I_{X\phi h}(k) \cos [\omega t_k + \alpha_{X\phi 1}(k)] . \quad (4.8)$$

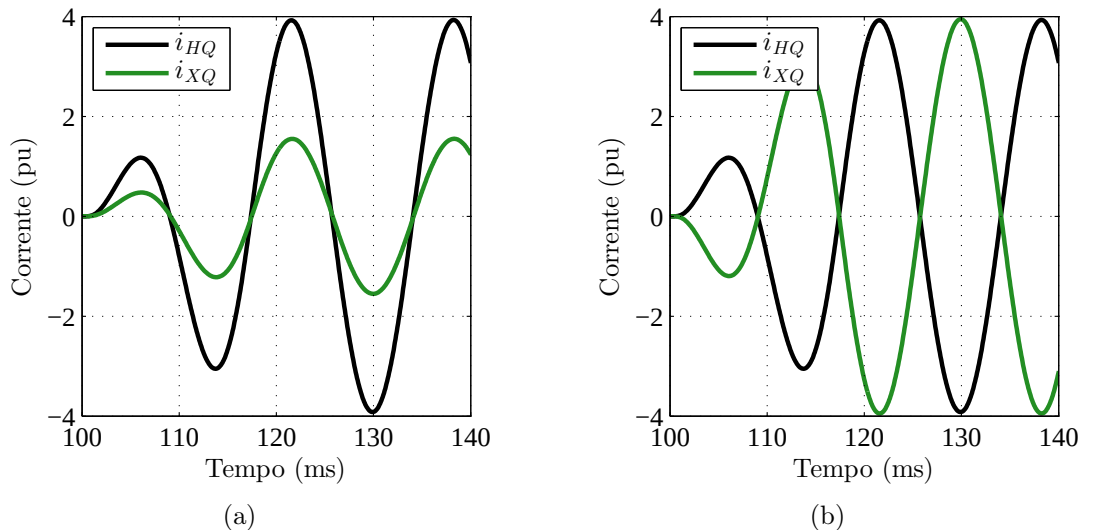


Figura 4.3. Correntes de sequência negativa reconstruídas para: (a) falta interna; (b) falta externa.

4.5 DETECÇÃO DE DISTÚRPIO

O bloco Detecção de Distúrbio é implementado por meio da modificação do algoritmo de detecção de transitórios relatado por Lopes *et al.* (2013), usando as energias dos sinais de corrente de sequência negativa em vez das energias dos coeficientes de transformação de Park, conforme proposto originalmente. Dentre os algoritmos existentes para detecção de distúrbio, a lógica apresentada por Lopes *et al.* (2013) foi escolhida por ser um método seguro e simples, além de permitir a detecção rápida de distúrbios, no que diz respeito à identificação de transitórios.

Com o intuito de exemplificar o desempenho da lógica de detecção de distúrbio, analisa-se o mesmo exemplo de falta interna mencionado na Seção 4.4, um curto-circuito bifásico terra ABT. A lógica empregada neste bloco calcula as energias dos sinais de corrente de sequência negativa para os enrolamentos de alta tensão (ξ_H) e baixa tensão (ξ_X) do transformador, de acordo com as Equações (4.9) e (4.10), respectivamente, utilizando uma janela de dados móvel no tempo que desliza sobre os sinais de corrente, atualizando suas amostras a cada iteração.

$$\xi_H(k) = \sum_{n=k-\Delta k_\xi-1}^k [i_{HQ}(n)^2], \quad (4.9)$$

$$\xi_X(k) = \sum_{n=k-\Delta k_\xi-1}^k [i_{XQ}(n)^2], \quad (4.10)$$

na qual Δk_ξ é o tamanho da janela, igual a N amostras.

O método proposto detecta os instantes nos quais ocorrem variações abruptas nas energias ξ_H e ξ_X , as quais caracterizam a ocorrência de transitórios no sistema. Sendo assim, as energias são percorridas por duas janelas, uma longa com tamanho Δ_{LONG} e uma curta com tamanho Δ_{CURT} , conforme ilustrado na Figura 4.4. Por simplicidade, apenas as grandezas do enrolamento de alta tensão serão apresentadas nas figuras.

De acordo com a lógica de detecção de distúrbio adotada, um limiar é utilizado para detectar crescimentos abruptos nas energias calculadas. Esse limiar é autoadaptativo, ou seja, seus valores são atualizados a cada iteração a partir dos dados de regime permanente, inibindo a interferência de ruídos elétricos e de desbalanceamentos, garantindo assim, uma detecção transitória mais confiável (LOPES *et al.*, 2013). Neste trabalho, esse limiar autoadaptativo é

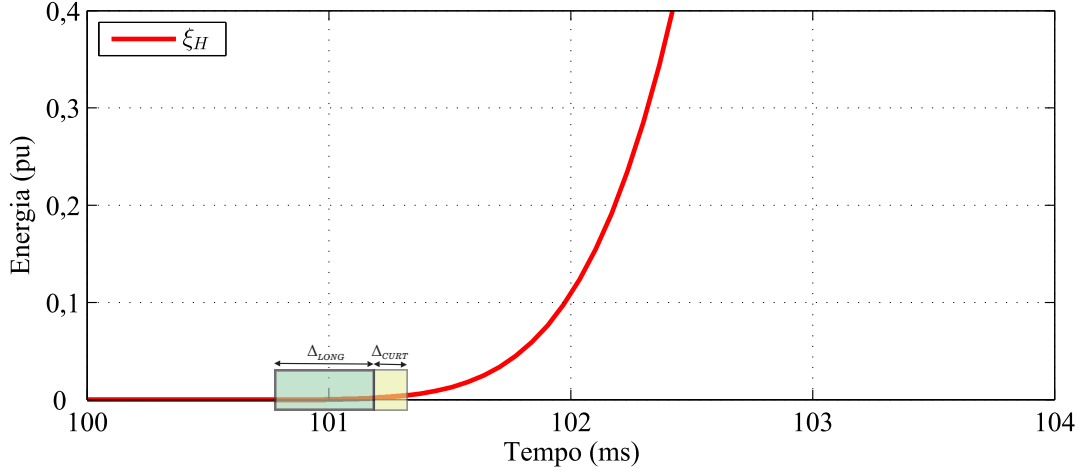


Figura 4.4. Energia calculada para uma falta interna.

denominado de Fator de Sensibilidade, sendo definido para os enrolamentos de alta (F_{SE_H}) e baixa (F_{SE_X}) tensão do transformador, determinados nas Equações (4.11) e (4.12), respectivamente.

$$F_{SE_H}(k) = \frac{\max\{\xi_H(k - \Delta_{LONG} - \Delta_{CURT} + 1), \dots, \xi_H(k - \Delta_{CURT})\}}{\min\{\xi_H(k - \Delta_{LONG} - \Delta_{CURT} + 1), \dots, \xi_H(k - \Delta_{CURT})\}}, \quad (4.11)$$

$$F_{SE_X}(k) = \frac{\max\{\xi_X(k - \Delta_{LONG} - \Delta_{CURT} + 1), \dots, \xi_X(k - \Delta_{CURT})\}}{\min\{\xi_X(k - \Delta_{LONG} - \Delta_{CURT} + 1), \dots, \xi_X(k - \Delta_{CURT})\}}, \quad (4.12)$$

sendo Δ_{LONG} igual a N amostras; Δ_{CURT} igual a $N/4$ amostras; $\max\{\}$ e $\min\{\}$ são funções que retornam os valores máximos e mínimos das energias ξ_H e ξ_X , respectivamente, no intervalo descrito.

Analisando ainda a Figura 4.4, nota-se que a janela curta é adjacente a janela longa, com o intuito de detectar as variações abruptas de ξ_H . Desta forma, calcula-se a razão entre a primeira e a última amostras de energia armazenadas na janela curta, a qual indica rapidamente a ocorrência de variações na energia calculada. Para tanto, são calculadas duas razões denominadas de $\Delta\xi_H$ e $\Delta\xi_X$ determinadas pelas Equações (4.13) e (4.14).

$$\Delta\xi_H(k) = \frac{\xi_H(k)}{\xi_H(k - \Delta_{CURT} + 1)}, \quad (4.13)$$

$$\Delta\xi_X(k) = \frac{\xi_X(k)}{\xi_X(k - \Delta_{CURT} + 1)}. \quad (4.14)$$

Uma vez que em regime permanente ξ_H e ξ_X são aproximadamente iguais a zero, conforme exemplificado para ξ_H na Figura 4.4, a ocorrência de um distúrbio é caracterizada por crescimentos abruptos nos valores das energias de sequência negativa calculados. Sendo assim, essas

alterações abruptas são detectadas comparando-se os valores de F_{SE_H} e $\Delta\xi_H$ como indicado na Equação (4.15), e os valores de F_{SE_X} e $\Delta\xi_X$ como descrito na Equação (4.16). Ressalta-se que F_{SE_H} e F_{SE_X} são multiplicados por uma margem de segurança, denominada de η_S , que torna a detecção mais ou menos sensível. Portanto, um distúrbio é detectado se pelo menos uma das condições abaixo é satisfeita:

$$\Delta\xi_H(k) > \eta_S F_{SE_H} , \quad (4.15)$$

$$\Delta\xi_X(k) > \eta_S F_{SE_X} , \quad (4.16)$$

sendo η_S igual a 1,1. Vale ressaltar que esse valor foi definido empiricamente para o sistema avaliado, podendo essa variável possuir diferente valor se for considerado outro sistema de potência, a depender da sensibilidade desejada.

Resumidamente, a lógica de detecção de distúrbio funciona da seguinte forma: na ocorrência de uma perturbação no transformador ou em suas proximidades, por exemplo, a mesma falta interna analisada na Seção 4.4, ou seja, um curto-circuito bifásico terra ABT, os valores de ξ_H e ξ_X mudam abruptamente, e consequentemente, pelo menos uma das condições descritas nas Equações (4.15) e (4.16) é satisfeita, conforme ilustrado na Figura 4.5. Sendo assim, uma perturbação é detectada, fazendo com que a variável *flag* de detecção de distúrbio (*FDD*) seja igual a 1 (um). Destaca-se que 1 ciclo após ser ativada, *FDD* retorna ao valor de 0 (zero), a fim de assegurar a identificação de distúrbios consecutivos e o correto cálculo da razão integrada de operação (mencionada na Seção 4.8). Oportuno se faz mencionar que quando uma falta externa é declarada, uma variável *flag* de distúrbio externo (*FDE*) assume o estado lógico 1.

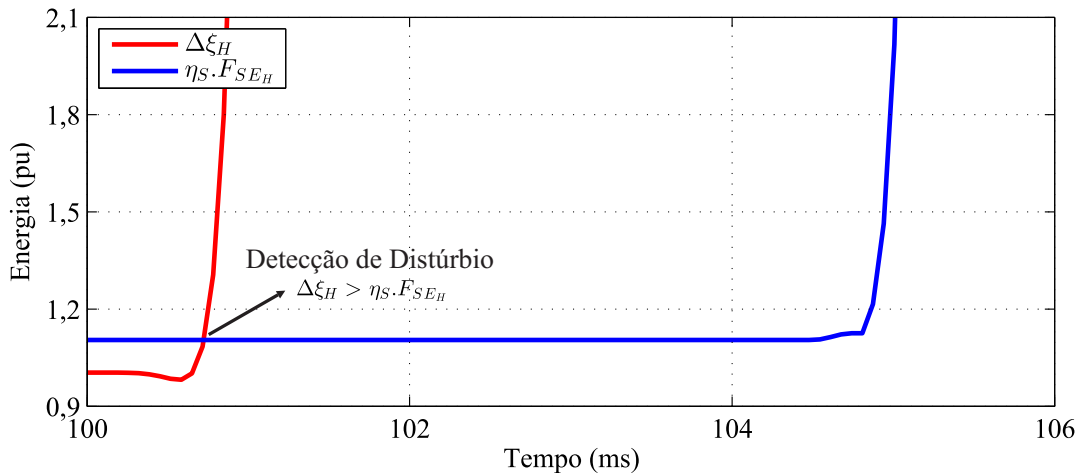


Figura 4.5. Detecção de distúrbio para uma falta interna.

4.6 RESTRIÇÃO HARMÔNICA

A estratégia de restrição harmônica apresentada no bloco Restrição Harmônica visa melhorar a segurança do esquema diferencial de sequência negativa proposto durante faltas externas, já que a saturação do TC pode ocorrer, permitindo à emissão de comandos falsos de *trip* (KASZTENNY *et al.*, 2015). Para tanto, da mesma forma que o algoritmo diferencial percentual tradicional discutido na Seção 2.4.4, um sinal de restrição harmônica (R_h) é usado para reforçar a corrente de restrição, mas neste trabalho é feito pela soma das componentes harmônicas reconstruídas de segunda e quinta ordens (isto é, $i_{H\phi 2}$, $i_{X\phi 2}$, $i_{H\phi 5}$ e $i_{X\phi 5}$):

$$R_h(k) = \sum_{\phi=1}^3 [(100/k_2) (|i_{H\phi 2}(k)| + |i_{X\phi 2}(k)|) + (100/k_5) (|i_{H\phi 5}(k)| + |i_{X\phi 5}(k)|)] . \quad (4.17)$$

Para melhor entender o procedimento de reconstrução dos sinais harmônicos de segunda e quinta ordens utilizados na estratégia de restrição harmônica, os módulos desses sinais e os módulos dos fasores correspondentes são apresentados na Figura 4.6. Uma vez que a reconstrução dos sinais $i_{H\phi h}$ e $i_{X\phi h}$ é devidamente alinhada, na mesma frequência e fase fundamental, a soma dessas componentes permite obter um sinal com lóbulos comportados. Ressalta-se que, por uma questão de simplicidade, apenas os sinais de corrente da fase A do enrolamento de alta tensão são ilustrados, uma vez que o comportamento destes sinais são parecidos com o do enrolamento de baixa tensão.

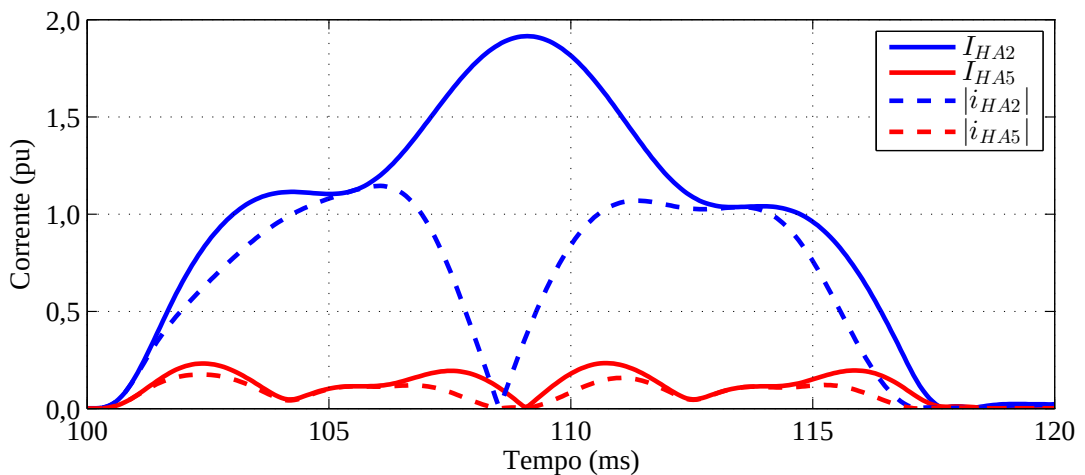


Figura 4.6. Reconstrução no tempo das componentes harmônicas de segunda e quinta ordens.

4.7 CORRENTES DE OPERAÇÃO, RESTRIÇÃO E COMPENSADA

Neste bloco, i_{HQ} and i_{XQ} são usadas para calcular os sinais de corrente de sequência negativa de operação e restrição (i_{opQ} e i_{resQ} , respectivamente):

$$i_{opQ}(k) = |i_{HQ}(k) + i_{XQ}(k)|, \quad (4.18)$$

$$i_{resQ}(k) = k_{fc}[|i_{HQ}(k)| + |i_{XQ}(k)|], \quad (4.19)$$

sendo k_{fc} igual a 1.

Para ilustrar o comportamento de i_{opQ} e i_{resQ} , foram considerados os mesmos curtos-circuitos analisados na Seção 4.4, um interno e outro externo, ambos bifásicos terra entre as fases A e B. O desempenho das correntes de operação e restrição para estes exemplos são mostrados nas Figuras 4.7(a) e 4.7(b), respectivamente. Da figura 4.7(a) percebe-se que os sinais de corrente são iguais. Esta condição é consequência da homogeneidade do sistema de sequência negativa, que resulta em correntes dessa sequência nos terminais do transformador praticamente em fase para faltas internas (Figura 4.3(a)) e praticamente em contra fase para faltas externas (Figura 4.3(b)) (KASZTENNY *et al.*, 2015), mesmo durante a fase de transição da estimação de fasores.

Neste trabalho, a corrente i_{resQ} somada ao sinal de restrição R_h é denominado de corrente de sequência negativa compensada (i_{compQ}), conforme apresentada na Equação (4.20). Essa corrente será empregada na lógica do algoritmo proposto, quando uma perturbação externa for detectada, habilitando a estratégia de restrição harmônica, fazendo com que a variável *flag*

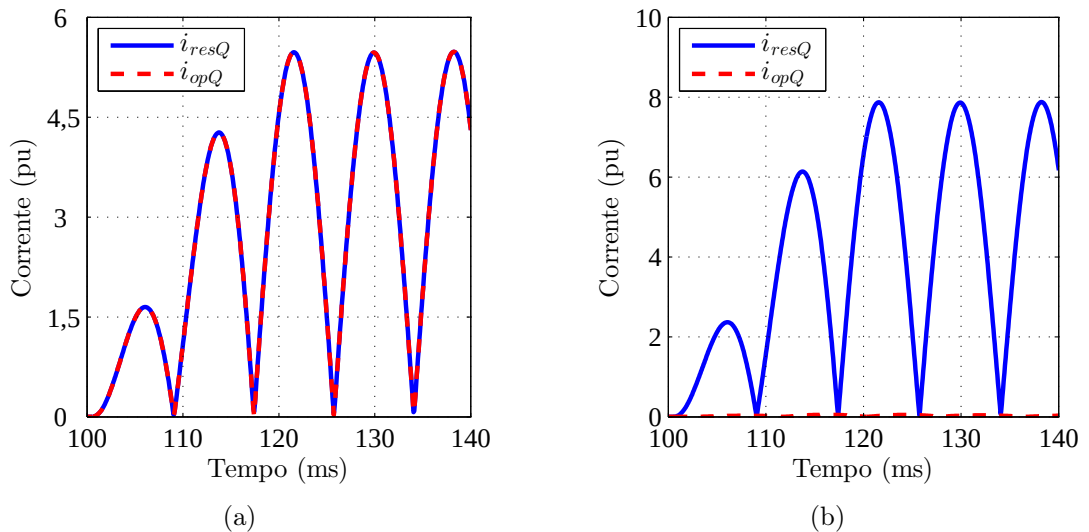


Figura 4.7. Correntes de sequência negativa de operação e restrição calculadas para: (a) falta interna; (b) falta externa.

de distúrbio externo (FDE) seja igual a 1 (um). Sendo assim, o método proposto utilizará a corrente i_{compQ} em vez de i_{resQ} .

$$i_{compQ}(k) = i_{resQ}(k) + FDE R_h(k) . \quad (4.20)$$

Com o objetivo de mostrar a estratégia de restrição harmônica proposta, na Figura 4.8, é ilustrado um exemplo de i_{resQ} , R_h e i_{compQ} durante uma falta externa bifásica terra entre as fases A e B aplicada no lado de baixa tensão. Dessa figura, observa-se que a estratégia de restrição harmônica melhora a segurança da proteção para faltas externas reforçando a corrente de restrição.

4.8 RAZÃO INTEGRADA

Diferente dos elementos de proteção tradicionais, o algoritmo proposto usa as correntes i_{opQ} e i_{compQ} para calcular uma razão, denominada neste trabalho de razão integrada de operação (E_{op}). Esta razão é calculada numericamente baseada na divisão entre as correntes i_{opQ} e i_{compQ} , e esse resultado é integrado, conforme descrito na Equação (4.21). Ressalta-se que E_{op} só começa a ser calculado quando uma perturbação é detectada, ou seja, $FDD = 1$.

$$E_{op}(k) = FDD \left[E_{op}(k-1) + \frac{i_{opQ}(k)}{i_{compQ}(k)} \right] . \quad (4.21)$$

Para exemplificar o cálculo de E_{op} , considera-se o mesmo exemplo analisado na Seção 4.4, uma falta interna ABT, sendo ilustrado o seu comportamento para este curto-circuito na Figura

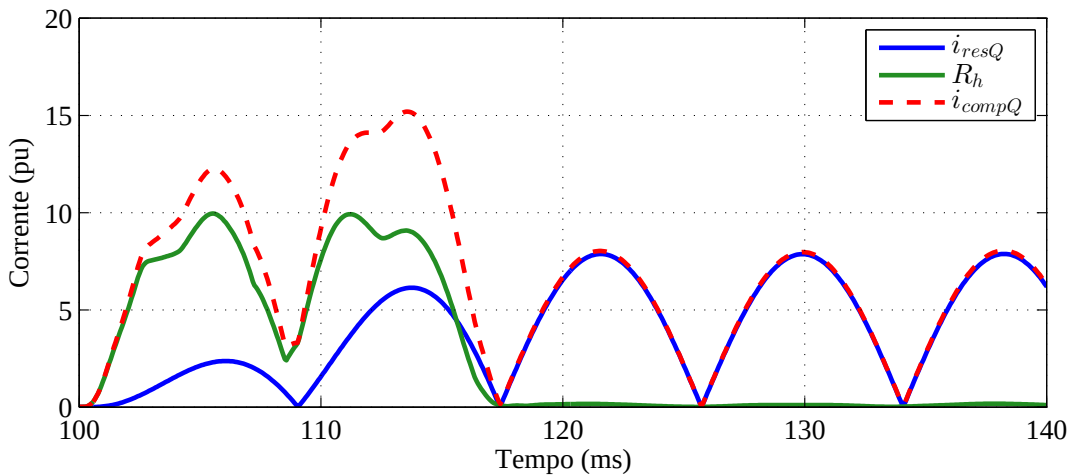


Figura 4.8. Correntes de sequência negativa de restrição, compensada e restrição harmônica (R_h).

4.9(a). Dessa figura, constata-se que a razão entre as correntes i_{opQ} e i_{compQ} é aproximadamente igual a 1, e que E_{op} cresce ao longo do tempo. Analisando esta razão para uma falta externa, mesmo exemplo abordado na Seção 4.4, um curto-circuito externo ABT, verifica-se que o resultado da divisão entre as correntes é muito pequeno, menor do que 0,01, e que E_{op} também cresce ao longo do tempo, conforme ilustrado na Figura 4.9(b), mas com valores bem menores do que para curtos internos.

Com o intuito de verificar o comportamento de E_{op} , outros casos de curtos-circuitos internos e externos foram simulados, conforme será apresentado no Capítulo 5. Foi possível averiguar que para todas as faltas internas E_{op} cresce ao longo do tempo com valores bem maiores do que para curtos externos, devido ao resultado da razão entre i_{opQ} e i_{compQ} . Sendo assim, para determinar a sensibilidade do relé diferencial, um limiar mínimo de atuação é considerado, cujo valor definido é igual a 0,5, e visando adequá-lo melhor ao comportamento de E_{op} , esse valor é acumulado ao longo do tempo, sendo denominado de E_{pk} , conforme apresentado na Equação (4.22). Ressalta-se que E_{pk} só começa a ser calculado quando um distúrbio é detectado, ou seja, $FDD = 1$.

$$E_{pk}(k) = FDD [E_{pk}(k-1) + 0,5] , \quad (4.22)$$

sendo que, o valor de 0,5 foi definido em função do estudo do comportamento de E_{op} para faltas internas e externas.

Para mostrar a influência de R_h no desempenho de E_{op} , utiliza-se o mesmo exemplo de falta

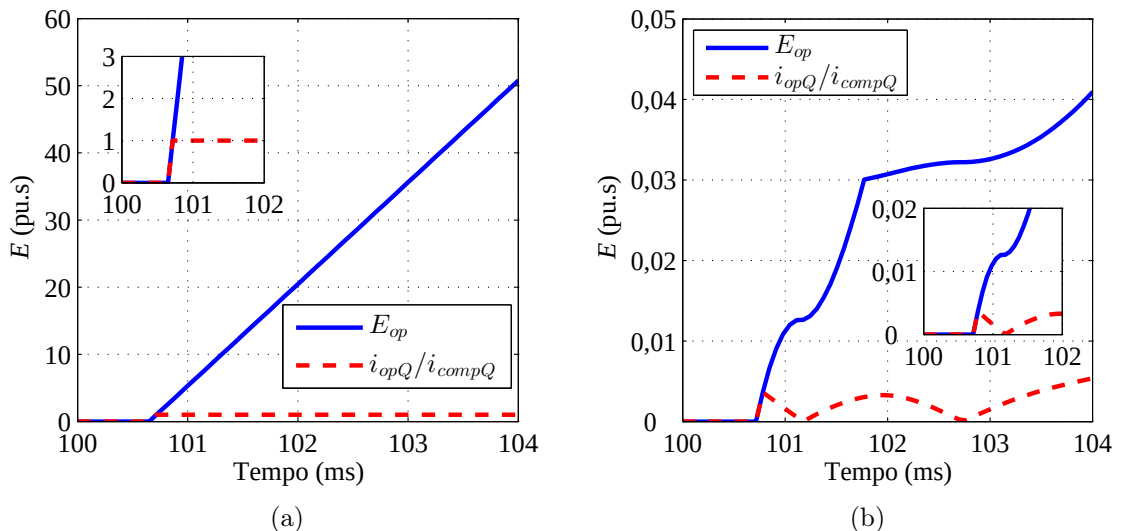


Figura 4.9. (a) E_{op} para uma falta interna; (b) E_{op} para uma falta externa.

externa analisado anteriormente. O comportamento de E_{op} com e sem a presença da restrição harmônica é ilustrado na Figura 4.10. Verifica-se dessa figura, que a estratégia de R_h reforça a corrente de restrição, reduzindo o valor de E_{op} , e consequentemente, melhorando a segurança da proteção diferencial para faltas externas.

Basicamente, se nenhuma perturbação é detectada ($FDD = 0$), E_{op} e E_{pk} permanecem iguais a 0 (zero). Por outro lado, se uma perturbação é detectada ($FDD = 1$), E_{op} e E_{pk} são calculados usando as Equações (4.21) e (4.22), respectivamente. Conforme mencionado na Seção 4.5, 1 ciclo após a detecção de distúrbio, FDD é resetada (isto é, $FDD = 0$), a fim de assegurar a identificação de distúrbios consecutivos e o correto cálculo da razão integrada de operação. Sendo assim, E_{op} e E_{pk} são zerados, conforme apresentado na Figura 4.10, sendo calculados novamente apenas se um novo distúrbio for detectado (ou seja, $FDD = 1$).

4.9 LÓGICA DE *TRIP*

O bloco Lógica de *trip* figura como a lógica principal, uma vez que nele são comparadas as razões integradas, resultando na atuação ou não da proteção diferencial proposta. Nesse bloco, as entradas E_{op} e E_{pk} são utilizadas para determinação de sua saída, denominada de $R87Q$, a qual é uma variável de *trip* que indica ou não o comando de abertura para os disjuntores. Ressalta-se que em condições normais de operação a variável $R87Q$ é normalmente igual a 0.

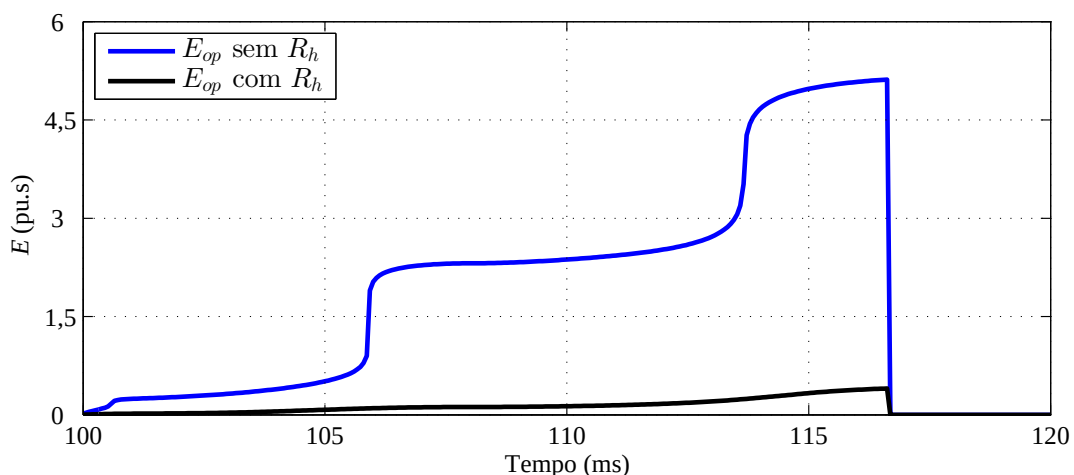


Figura 4.10. Razão integrada de operação sem e com R_h .

Desta forma, a proteção diferencial proposta compara E_{op} com E_{pk} , e gera um sinal de *trip* se a seguinte condição for satisfeita:

$$E_{op}(k) > E_{pk}(k) . \quad (4.23)$$

A operação do esquema proposto pode ser resumida da seguinte forma: quando pelo menos uma das condições descritas nas Equações (4.15) e (4.16) é satisfeita, um distúrbio é detectado e o valor de FDD enviado é igual a 1 (um). Assim, E_{op} e E_{pk} começam a ser calculados usando as Equações (4.21) e (4.22), respectivamente. Nesse momento, um contador de incremento é utilizado para registrar o tempo decorrido após a detecção de distúrbio. Então, quando o tempo de 1 ms é atingido, se a condição (4.23) for satisfeita, uma falta interna é declarada, caso contrário, um distúrbio externo (faltas, manobras de chaveamento) é declarado, conforme mostrado na Figura 4.11. Ressalta-se que a lógica utilizada pelo relé microprocessado SEL-487E para distinguir entre faltas internas e externas espera 2 ms para declarar a natureza do distúrbio (SCHWEITZER ENGINEERING LABORATORIES, 2017). Sendo assim, esse tempo poderia ser adotado na lógica proposta. No entanto, conforme mencionado na Seção 4.8, vários casos de curtos-circuitos internos e externos foram simulados, os quais permitiram verificar que o tempo de 1 ms é suficiente para identificar se o distúrbio é uma falta interna ou uma perturbação externa.

Na Figura 4.11, observa-se que como E_{pk} é calculado ao longo do tempo, duas regiões são

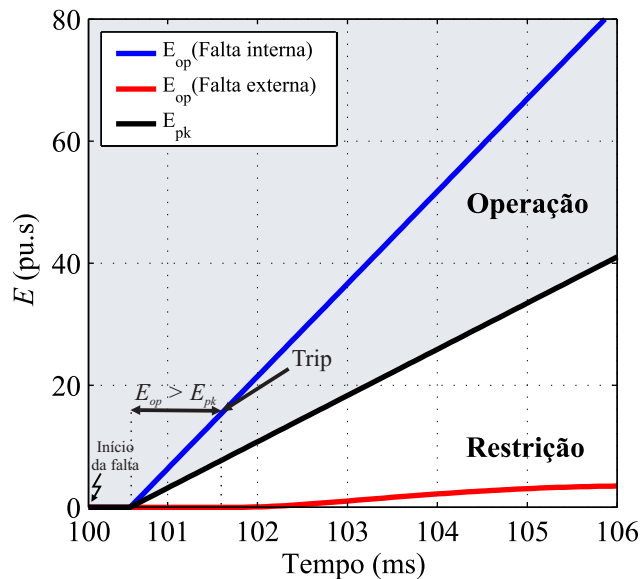


Figura 4.11. Avaliação da lógica de *trip*.

formadas. A região localizada acima de E_{pk} é denominada operação, e a região localizada abaixo de E_{pk} é chamada de restrição. No caso de uma falta interna ocorrer, por exemplo, um curto-circuito bifásico terra ABT, E_{op} desloca-se em direção à região de operação. Por outro lado, para uma falta externa, por exemplo, um curto-circuito bifásico terra ABT, E_{op} desloca-se em direção à região de restrição.

Quando uma falta interna é detectada, um comando de *trip* é enviado para a abertura dos disjuntores, ou seja, o estado da variável $R87Q$ altera de 0 (zero) para 1(um). No entanto, quando uma perturbação externa é detectada, a estratégia de restrição harmônica é habilitada, e então, E_{op} é calculado usando i_{compQ} em vez de i_{resQ} . Após 1 ciclo da detecção de distúrbio, FDD é resetada (isto é, $FDD = 0$), a fim de assegurar a identificação de distúrbios consecutivos e o correto cálculo da razão integrada de operação. Sendo assim, E_{op} e E_{pk} também são zerados.

Durante a manobra de energização do transformador, i_{opQ} é exatamente igual à i_{compQ} , pois as correntes são medidas em apenas um enrolamento, satisfazendo a condição $E_{op} > E_{pk}$ e, consequentemente, enviando um falso comando de *trip*. Conforme mencionado nesta seção, a estratégia de restrição harmônica é ativada apenas 1 ms após a detecção de uma perturbação, de modo que a segurança do esquema de proteção não é garantida durante a manobra de energização. Para superar esta desvantagem, pode-se supor que, se a restrição harmônica for sempre usada, um falso *trip* é completamente evitado. No entanto, como consequência, a sensibilidade da função de proteção seria bastante reduzida. É por isso que os fabricantes de relés optam por bloquear elementos de proteção baseados em corrente de sequência negativa (diferencial ou direcional) durante as manobras de energização do transformador (SCHWEITZER ENGINEERING LABORATORIES, 2017). Sendo assim, propõe-se a mesma estratégia, ou seja, utilizar lógicas de bloqueio durante a manobra de energização, como por exemplo, a mencionada na Seção 2.4.5, a fim de preservar a segurança do esquema de proteção durante a energização do transformador, além de garantir uma operação rápida e sensível durante as faltas entre espiras com uma porcentagem pequena de espiras curto-circuitadas.

4.10 DESEMPENHO DO ALGORITMO PROPOSTO NA PRESENÇA DE RUÍDO

Com o intuito de avaliar a presença de ruído, um curto-circuito externo monofásico na fase A é aplicado em 100 ms no lado de baixa tensão do transformador. Para avaliar os desempenhos da lógica de detecção de distúrbio utilizada e do algoritmo proposto para este caso, um sinal de ruído equivalente à 25 dB foi adicionado às correntes secundárias dos TCs, conforme apresentado nas Figuras 4.12(a) e 4.12(b). É importante avaliar a presença de ruído, pois este pode estar presente na aquisição de sinais no campo. Pela análise das Figuras 4.13(a) e 4.13(b), observa-se que, mesmo com a presença de ruído, o distúrbio externo é detectado, possibilitando que o algoritmo proposto opere adequadamente, não enviando um falso comando de *trip* para este caso, garantindo a segurança da proteção.

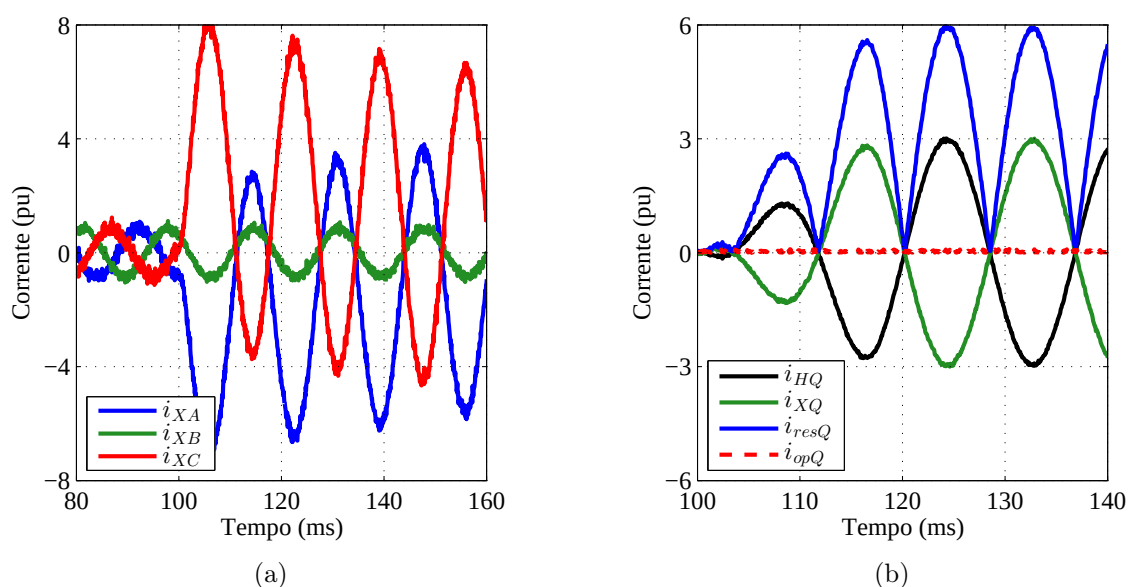


Figura 4.12. Avaliação do sinal na presença de ruído: (a) Correntes de fase no secundário dos TCs do enrolamento de baixa tensão; (b) Correntes de sequência negativa (em ambos os enrolamentos), compensada e de operação.

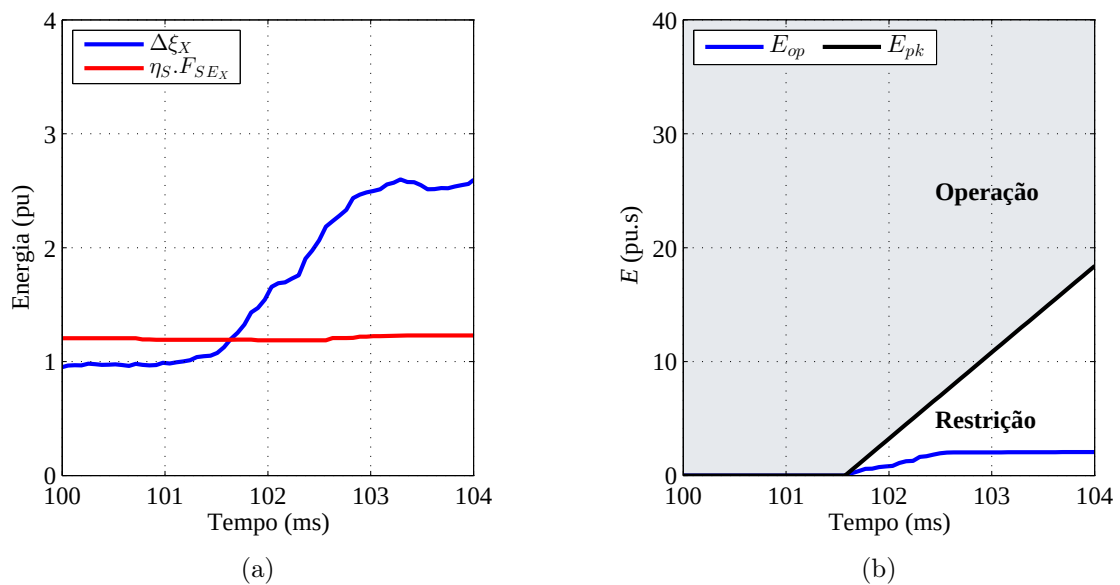


Figura 4.13. Avaliação do sinal na presença de ruído: (a) Detecção de distúrbio; (b) Desempenho de E_{op} .

4.11 SÍNTESE DO CAPÍTULO

Neste capítulo, foram apresentados os blocos implementados do algoritmo proposto, mostrando como os sinais de corrente de entrada são manipulados com o objetivo de resultar nos sinais reconstruídos das correntes de sequência negativa, que são utilizados para calcular a razão integrada de operação, a qual quando comparada com a razão integrada de *pickup* é responsável pelo envio ou não do sinal de *trip*. O funcionamento da lógica empregada foi avaliado para faltas internas e externas, mostrando o comportamento da razão integrada de operação para cada tipo de falta e a condição que deve ser satisfeita para o envio do comando de *trip*.

APRESENTAÇÃO E ANÁLISE DOS RESULTADOS

Com o intuito de avaliar o desempenho do algoritmo proposto, dois sistemas elétricos foram modelados e simulados no *software* ATP: um sistema elétrico simplificado, constituído apenas de um transformador de potência com equivalentes de Thévenin em seus dois terminais, e uma parte do sistema elétrico da Companhia Hidro Elétrica do São Francisco (CHESF). No que diz respeito às simulações no ATP, os sinais avaliados referem-se às correntes nos secundários dos TCs. Estes sinais de saída são filtrados por meio de um filtro passa-baixas do tipo Butterworth de terceira ordem com frequência de corte em 480 Hz, com o intuito de evitar o efeito de sobreposição de espectro. Desta forma, os sinais de saída são reamostrados a uma taxa de 256 amostras por ciclo, e utilizados no algoritmo proposto. Essa taxa de amostragem justifica-se como sendo uma frequência na qual se é possível obter um bom desempenho da corrente de sequência negativa reconstruída no tempo. Ressalta-se que para valores menores de taxa de amostragem o algoritmo proposto também atua corretamente, sem nenhuma alteração no tempo de atuação.

5.1 SIMULAÇÃO NO SOFTWARE ATP DE FALTAS NO SISTEMA ELÉTRICO SIMPLIFICADO

O sistema elétrico simplificado utilizado é ilustrado na Figura 5.1. Este consiste de um transformador de potência trifásico com potência nominal de 50 MVA, relação de transformação de 230/69 kV e conexão YNd1, ou seja, enrolamento primário conectado em estrela aterrada no lado de alta tensão e enrolamento secundário conectado em delta no lado de baixa tensão, de modo que o transformador pertença ao grupo de defasagem 1. Além disso, o sistema elétrico apresenta dois equivalentes de Thévenin, um em cada lado do transformador, sendo a fonte do lado de alta tensão representada por SH e a fonte do lado de baixa tensão representada por SX.

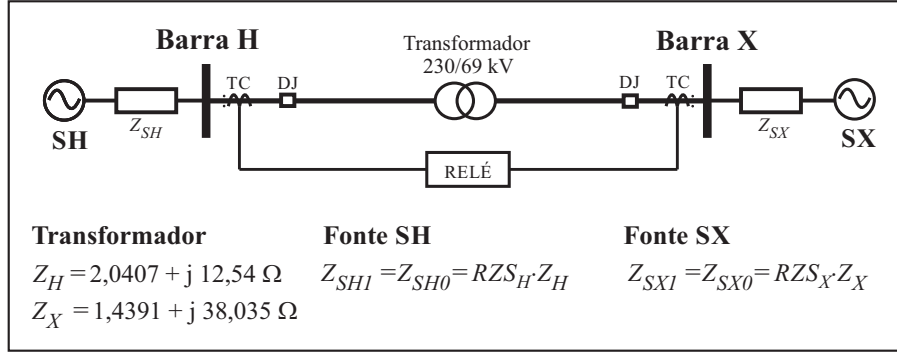


Figura 5.1. Modelo do sistema elétrico simplificado utilizado para a simulação das faltas.

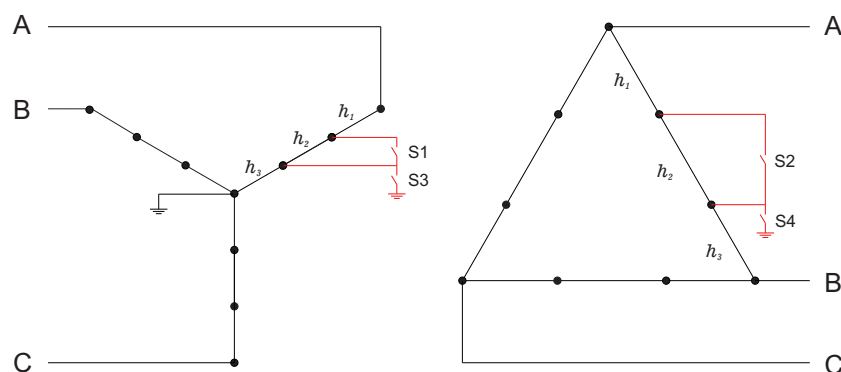
A força da fonte está relacionada à sua capacidade de contribuição de corrente de curto-circuito. Esse parâmetro é quantificado pela razão entre a impedância equivalente do sistema conectado à fonte e a impedância do transformador, chamada neste trabalho de RZS , sendo denominada de RZS_H para o lado de alta tensão e RZS_X para o lado de baixa tensão. Sendo assim, o cálculo das impedâncias dos equivalentes de Thévenin é baseado nessas razões, conforme ilustrado na Figura 5.1. Nesse sentido, quão menor o valor de RZS , menor é a impedância equivalente do sistema ligado à fonte analisada. Além disso, as impedâncias dos enrolamentos primário e secundário do transformador de potência também são apresentadas na Figura 5.1. Ressalta-se que os subíndices 0 (zero) e 1 (um), mostrados nessa figura, correspondem às componentes de sequência zero e positiva, respectivamente.

O transformador de potência foi modelado pelo componente *Saturable Transformer*, com os enrolamentos particionados para simulações de faltas internas entre espiras e espira-terra. Basicamente, os enrolamentos primário e secundário que compartilham o mesmo fluxo magnético são divididos em três segmentos cada (isto é, os segmentos são conectados em série para fornecer a relação de tensão e a impedância total do enrolamento completo). Para fazer isso, o modelo *Saturable Transformer* com seis enrolamentos é usado para cada par de enrolamentos que compartilham o mesmo fluxo magnético, ou seja, no total, foram usados três *Saturable Transformers* com seis enrolamentos cada um. Desta forma, sua característica não linear foi representada pela rotina *Hevia Hysteresis*, usada junto com um elemento 98 do ATP, conectado nos terminais de alta tensão do transformador (HEVIA, 2000). Os pares de pontos corrente(i)-fluxo(φ) que retratam a característica não linear do transformador são mostrados na Tabela 5.1.

As faltas entre espiras e espira-terra são simuladas configurando adequadamente os parâme-

Tabela 5.1. Característica não linear do ramo de magnetização do transformador e dos TCs (lados de alta e baixa tensão).

Transformador		TC (400-5 A)		TC (1000-5 A)	
i (A)	φ (Wb)	i (A)	φ (Wb)	i (A)	φ (Wb)
0,144	498,137	0,061	0,004	0,014	0,004
0,478	523,044	0,184	0,026	0,168	0,225
1,211	547,951	0,697	0,263	0,341	0,750
2,540	572,858	0,943	0,375	0,462	1,125
6,446	579,085	1,111	0,544	0,759	1,613
8,953	585,311	2,532	0,750	1,121	1,876
15,595	591,538	10,239	0,938	3,427	2,251
35,460	603,992	192,243	1,125	161,315	2,626

**Figura 5.2.** Esquema de particionamento dos enrolamentos do transformador de potência.

tros dos segmentos do enrolamento e usando chaves entre espiras e a terra. Conforme ilustrado na Figura 5.2, o transformador de potência foi modelado com seus enrolamentos particionados em três segmentos (h_1 , h_2 e h_3). Nessa figura, h_2 representa a porcentagem de espiras em curto-circuito para uma falta entre espiras, h_3 representa a porcentagem de espiras em curto-circuito para uma falta espira-terra e $h_1 = 1 - h_2 - h_3$. Para a aplicação das faltas internas, foram utilizadas as chaves S1, S2, S3 e S4, conforme ilustradas na Figura 5.2, na qual considera-se que para o enrolamento estrela uma falta entre espiras é aplicada com S1 fechada e S3 aberta e uma falta espira-terra é aplicada com S1 aberta e S3 fechada. Para o enrolamento delta uma falta entre espiras com S2 fechada e S4 aberta e uma falta espira-terra com S2 aberta e S4 fechada.

Os TCs empregados para o lado de alta e baixa tensão do transformador de potência são do tipo C400 1200-5 A, com relações de transformação de 400-5 A e 1000-5 A, respectivamente, com modelagem e parâmetros descritos por IEEE Power System Relaying Committee (2004).

A partir da família de curvas de excitação do TC escolhido, utilizou-se a rotina *SATURATION* do ATP, para obter a curva corrente-fluxo para a modelagem do elemento não linear tipo 93. Os pares de pontos corrente(i)-fluxo(φ) que descrevem a característica não linear dos TCs são apresentados na Tabela 5.1.

O modelo do circuito equivalente para os TCs utilizados nesta tese, ilustrado na Figura 5.3, e os valores das resistências e indutâncias de dispersão dos enrolamentos primário e secundário dos TCs, descritos na Tabela 5.2, foram retirados de IEEE Power System Relaying Committee (2004). Nessa figura, R_{pri} e R_{sec} representam as resistências dos enrolamentos primário e secundário, respectivamente; L_{pri} e L_{sec} correspondem às indutâncias dos enrolamentos primário e secundário, respectivamente; L_{mag} é a indutância de magnetização e R_c é a carga conectada ao TC. Ressalta-se que este modelo do circuito equivalente representa um TC de baixa reatância, em que basicamente a resistência do secundário é representada, e a resistência do primário é desprezada.

Uma ampla variedade de faltas foram investigadas variando o tipo de falta; porcentagem de espiras curto-circuitadas (p); força das fontes e condições de carregamento do sistema (δ). É importante destacar que as posições (F) nas quais as faltas avaliadas serão aplicadas neste trabalho, serão descritas de acordo com seguintes denominações:

- F_1 : Falta aplicada antes do TC no lado de alta tensão, configurando uma falta externa;

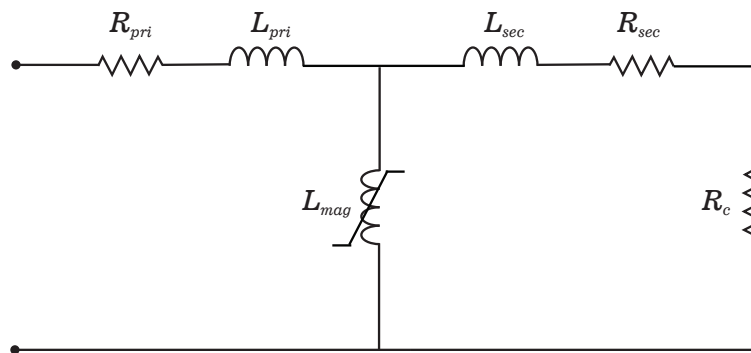


Figura 5.3. Modelo do circuito equivalente do TC utilizado.

Tabela 5.2. Dados das resistências e indutâncias de dispersão dos enrolamentos dos TCs.

Enrolamento	R (Ω)	L (Ω)
Primário	0,00001	0,00001
Secundário	0,75	0,00001

- F_2 : Falta aplicada no terminal do transformador no lado de alta tensão, configurando uma falta interna;
- F_3 : Falta aplicada no enrolamento estrela do transformador, configurando uma falta interna;
- F_4 : Falta aplicada no enrolamento delta do transformador, configurando uma falta interna;
- F_5 : Falta aplicada no terminal do transformador no lado de baixa tensão, configurando uma falta interna;
- F_6 : Falta aplicada depois do TC no lado de baixa tensão, configurando uma falta externa;

Conforme mencionado anteriormente, a força da fonte está relacionada à sua capacidade de contribuição de corrente de curto-circuito. Sendo assim, neste trabalho, a força da fonte será investigada variando RZS_H e RZS_X , de forma que, quão menor a impedância do sistema ligado à fonte, menor é o valor de RZS e, conseqüentemente, maior é a contribuição de corrente de curto-circuito. O carregamento do sistema é determinado considerando a tensão do barramento do lado de alta tensão igual a $1\angle 0^\circ$ pu e a tensão do barramento do lado de baixa tensão igual a $1\angle(\delta - 30^\circ)$ pu, onde δ é o ângulo de carregamento do sistema. Ressalta-se que, como o transformador simulado pertence ao grupo YNd1, as tensões e correntes de sequência positiva do lado de baixa tensão estão atrasadas de 30° das tensões e correntes de sequência positiva do lado de alta tensão, respectivamente.

Três tipos de testes são apresentados para avaliar o desempenho do algoritmo proposto para o sistema elétrico simplificado:

- Análise transitória de curto-circuito (ATCs): casos pontuais;
- Análise de sensibilidade paramétrica (ASPs): diferentes bases de dados foram geradas para analisar a influência do tipo de falta, porcentagem de espiras curto-circuitadas (p), força das fontes (variando RZS_H e RZS_X) e condições de carregamento do sistema (δ);
- Avaliação comparativa (ACP) entre o algoritmo proposto e os elementos diferenciais de corrente tradicionais (87T e 87TQ), por meio das ASPs.

5.1.1 Análise Transitória de Curto-circuito (ATC)

Para realizar a análise transitória, foi considerado que o sistema opera em regime permanente, quando um curto-circuito é aplicado em 100 ms. Todos os curtos-circuitos analisados nessa seção, e suas respectivas características, são descritos na Tabela 5.3.

Tabela 5.3. Casos avaliados nas análises transitórias de curtos-circuitos.

Caso	Tipo de Falta	F	p (%)	RZS_H	RZS_X	δ
ATC.1	espira-terra	F_3	1	0,1	0,1	-5°
ATC.2	entre espiras	F_4	1	0,1	0,1	-5°
ATC.3	espira-terra	F_4	50	0,1	0,1	-5°
ATC.4	entre espiras	F_3	1	0,1	1,0	-15°
ATC.5	externa ABCT	F_6	-	0,1	0,1	-5°
ATC.6	externa BC	F_1	-	0,1	0,1	-5°
ATC.7*	externa BC	F_1	-	0,1	0,1	-5°
ATC.8	interna AT	F_2	-	0,1	0,1	-5°
ATC.9	interna ABCT	F_5	-	0,1	1,0	-15°
ATC.10	espira-terra	F_3	70	0,1	0,1	-5°
ATC.11	entre espiras	F_4	30	0,1	0,1	-5°
ATC.12	externa ABCT	F_6	-	0,1	1,0	-15°
ATC.13	externa AT	F_6	-	0,1	0,1	-5°
ATC.14	externa ACT	F_1	-	0,1	0,1	-5°
ATC.15	externa AB	F_1	-	0,1	0,1	-5°

(*) Falta externa com saturação do TC.

5.1.1.1 Casos ATC.1, ATC.2, ATC.3 e ATC.4: Situações Adversas de Curtos-Circuitos Internos

Nos casos de 1 a 3, o sistema foi configurado com as fontes fortes ($RZS_H = 0,1$ e $RZS_X = 0,1$) e com baixo carregamento ($\delta = -5^\circ$). Ressalta-se que, para a simulação de curtos-circuitos internos entre espiras e espira-terra, as faltas foram aplicadas a partir do fechamento do neutro do transformador para o enrolamento estrela na fase A, e no enrolamento delta da fase A em direção à fase B.

O caso ATC.1 corresponde a uma falta espira-terra com 1% de espiras curto-circuitadas no enrolamento estrela do transformador. Esta falta é difícil de ser detectada pelo elemento diferencial de fase tradicional, porque durante este distúrbio, as correntes de fase são pequenas enquanto a corrente de neutro é alta (KASZTENNY *et al.*, 2010). Geralmente, o elemento

REF é usado para detectar este tipo de distúrbio (GUZMAN *et al.*, 2009). Analisando a Figura 5.4(a), observa-se que o algoritmo proposto é capaz de detectar esse distúrbio, enviando um comando de *trip* em aproximadamente 2,1 ms após o início da falta, ou seja, o estado da variável $R87Q$ altera de 0 (zero) para 1(um), conforme indicado na Figura 5.4(b). Sendo assim, a proteção diferencial proposta não precisa do elemento REF para detectar este tipo de falta.

O caso ATC.2 corresponde a uma falta entre espiras com 1% de espiras curto-circuitadas aplicada no enrolamento delta do transformador. Faltas entre espiras são difíceis de serem detectadas pelos elementos 87T, especialmente as faltas com pequena porcentagem de espiras em curto-circuito, pois causam pouca alteração nas correntes de fase (KASZTENNY *et al.*, 2010). Sendo assim, o caso ATC.2 é simulado com o intuito de verificar a atuação do algoritmo proposto para curtos-circuitos internos com pequena porcentagem de espiras. As correntes medidas nos secundários dos TCs dos enrolamentos de alta e baixa tensão do transformador de potência são apresentadas, respectivamente, nas Figuras 5.5(a) e 5.5(b), nas quais observa-se

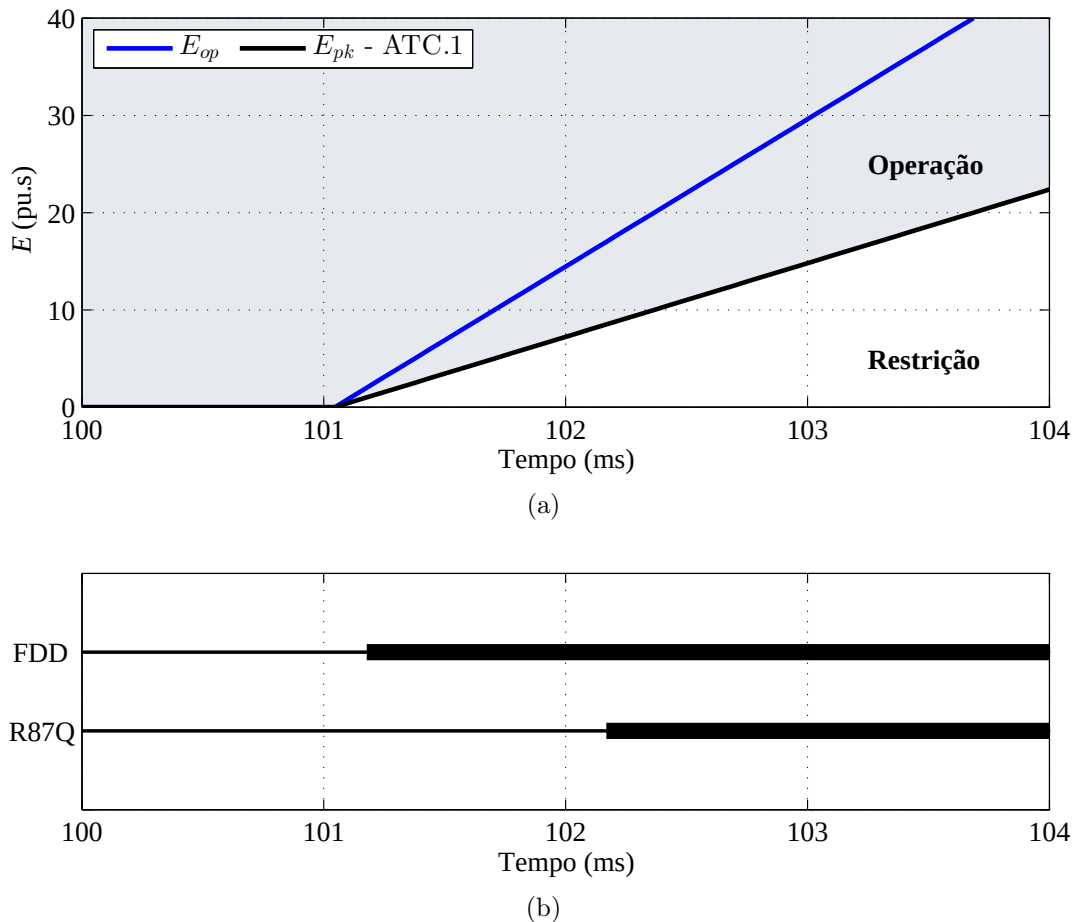


Figura 5.4. Caso ATC.1 (falta espira-terra no enrolamento estrela (1%)): (a) Desempenho de E_{op} para sistema simplificado; (b) Variáveis lógicas.

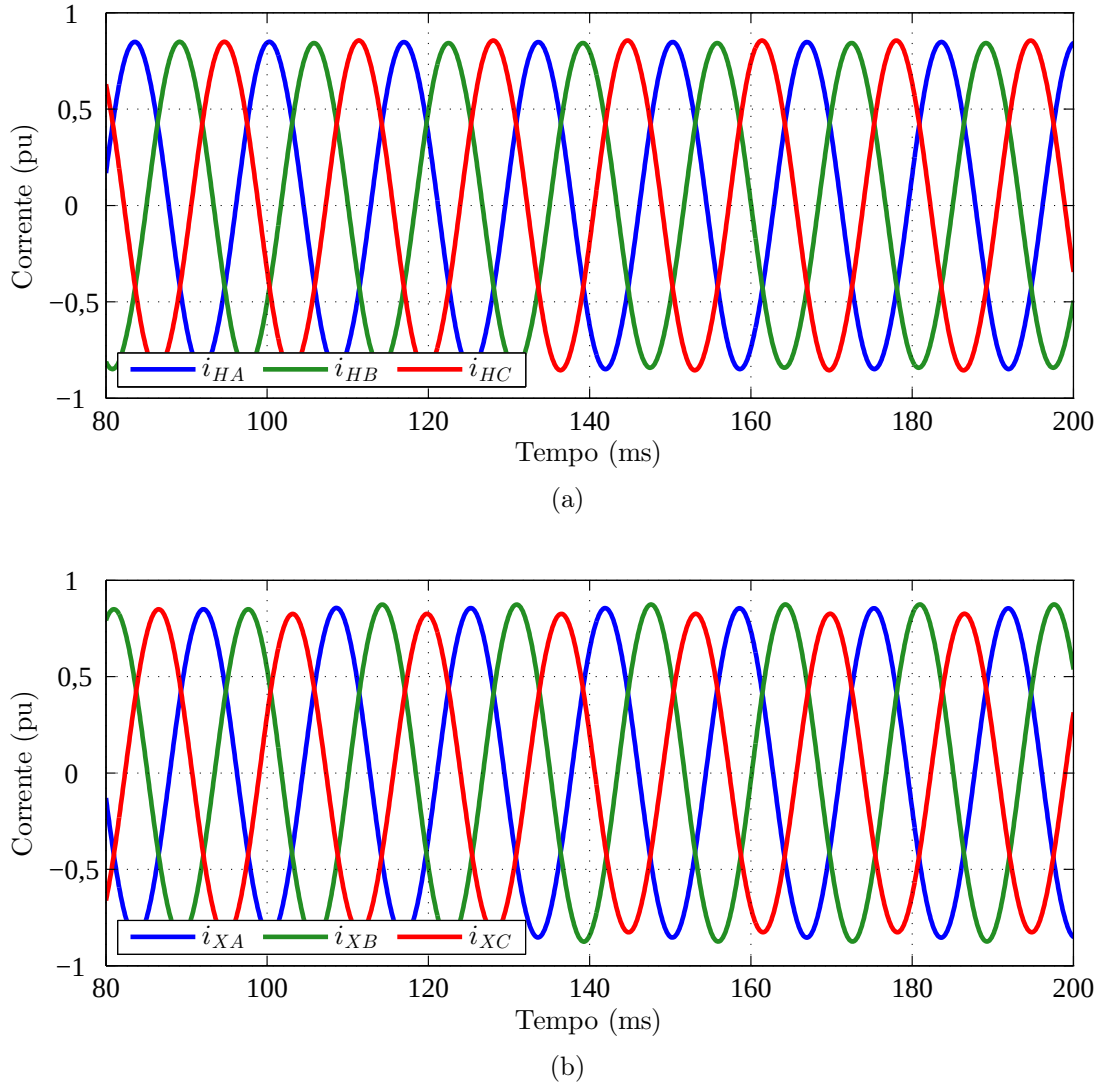


Figura 5.5. Caso ATC.2 (falta entre espiras no enrolamento delta ($p = 1\%$)): (a) Correntes de fase do enrolamento de alta tensão; (b) Correntes de fase do enrolamento de baixa tensão.

uma pequena alteração nas correntes das fases A e B no enrolamento delta, no qual o distúrbio foi aplicado. No entanto, a corrente de falta no curto-circuito é relativamente grande, atingindo o valor de 6,4 pu, que corresponde a 2678 A, conforme mostrada na Figura 5.6(a), podendo causar danos significativos se não for detectada e isolada rapidamente. Sendo assim, a alteração na simetria das correntes de fase em ambos os enrolamentos do transformador, possibilitou extrair as correntes de sequência negativa, ilustradas na Figura 5.6(b), sendo utilizadas para calcular os sinais de operação e restrição. E por sua vez, estas correntes foram usadas para calcular a razão integrada de operação. As Figuras 5.6(c) e 5.7(a) apresentam a detecção de distúrbio e o desempenho do método proposto para este caso, respectivamente. Da figura 5.7(a), verifica-se que a técnica desenvolvida é sensível o suficiente para detectar a falta entre espiras, gerando um comando de *trip* em aproximadamente 2,57 ms após o início da falta, ou seja, o

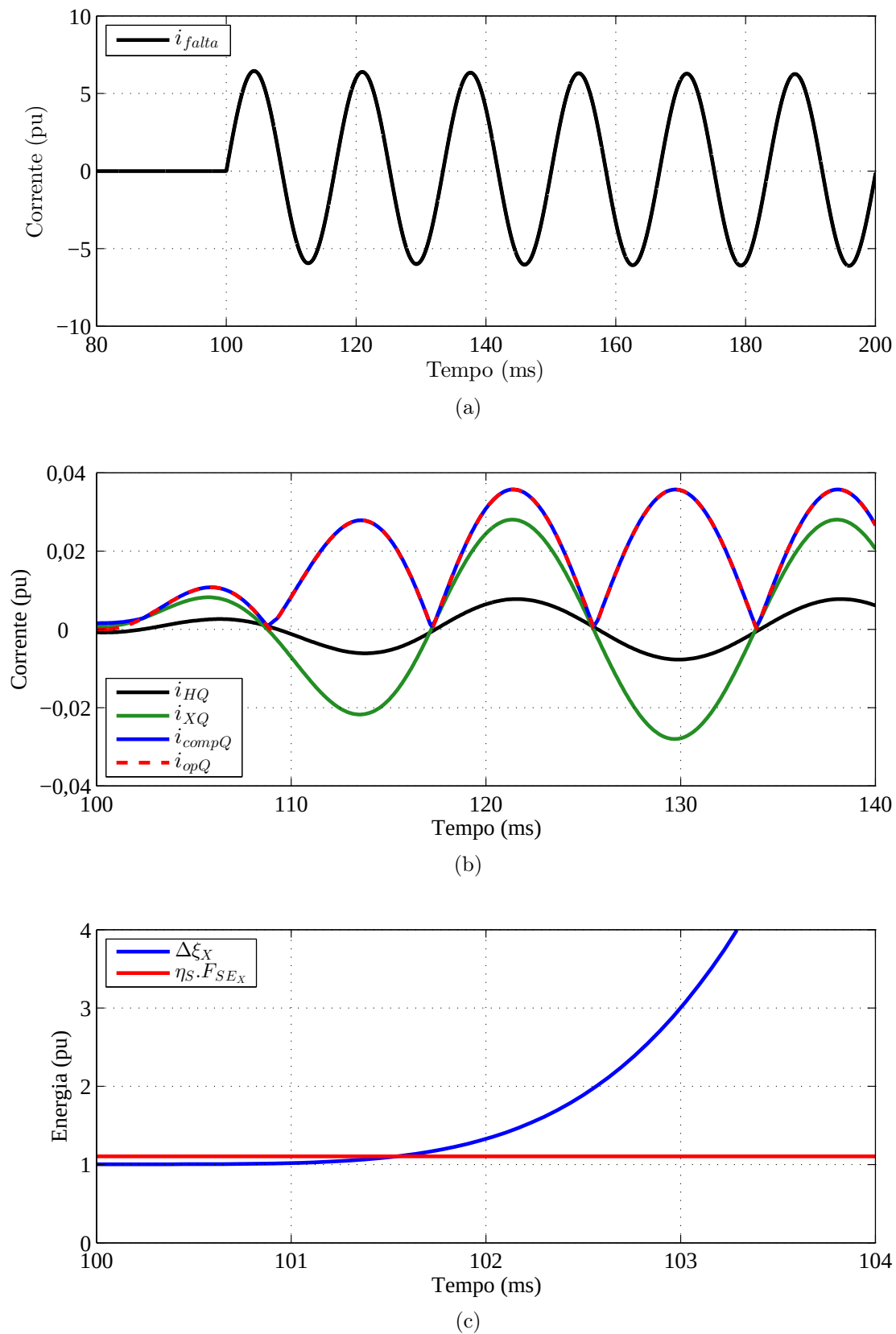


Figura 5.6. Caso ATC.2 (falta entre espiras no enrolamento delta ($p = 1\%$)): (a) Corrente de falta; (b) Correntes de sequência negativa (em ambos os enrolamentos), compensada e de operação; (c) Detecção de distúrbio.

estado da variável $R87Q$ altera de 0 (zero) para 1(um), conforme indicado na Figura 5.7(b).

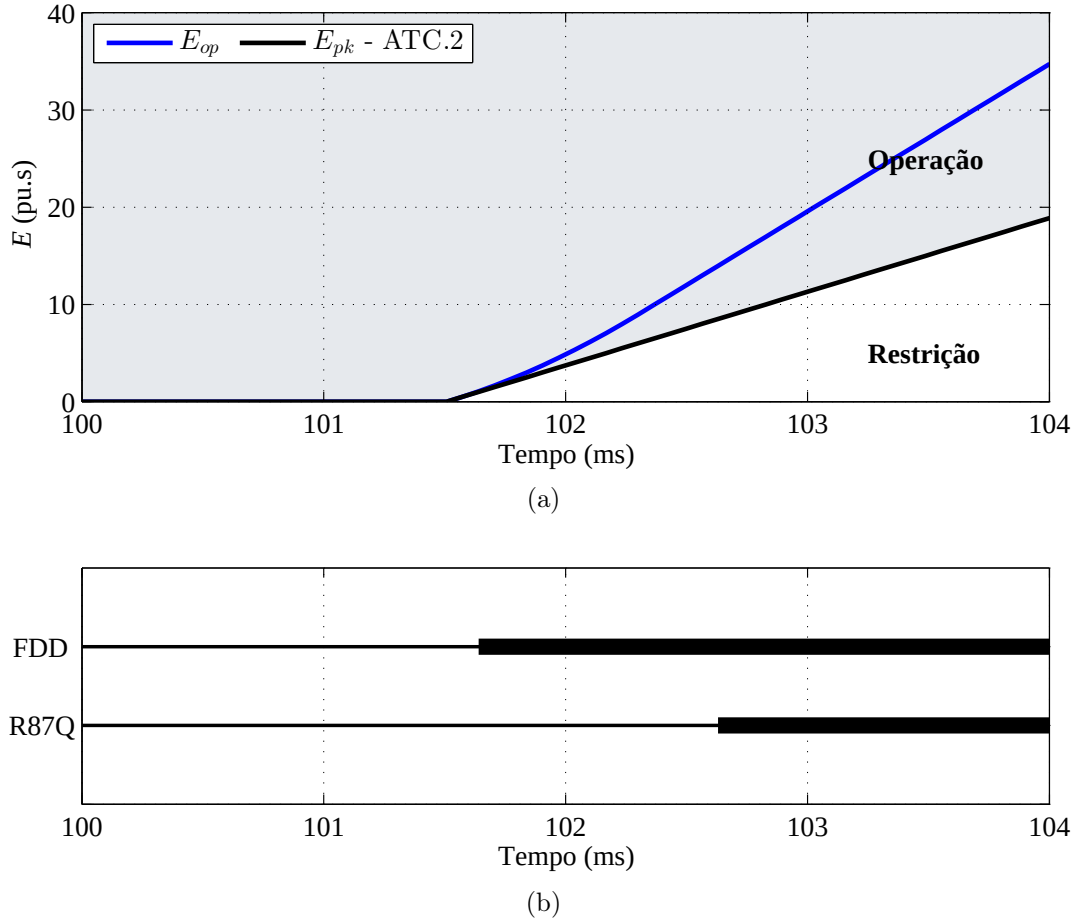


Figura 5.7. Caso ATC.2 (falta entre espiras no enrolamento delta ($p = 1\%$)): (a) Desempenho de E_{op} para sistema simplificado; (b) Variáveis lógicas.

No caso ATC.3, uma falta espira-terra com 50% de espiras curto-circuitadas é aplicada no enrolamento delta do transformador. Este caso resulta em uma situação crítica para a proteção do transformador de potência, pois faltas à terra apresentam valores mínimos quando ocorrem próximas à porção central do enrolamento delta (PAITHANKAR; BHIDE, 2007). O desempenho do algoritmo proposto durante este caso é mostrado na Figura 5.8(a). Nota-se dessa figura que o método sugerido consegue detectar este distúrbio, enviando um sinal de *trip* em aproximadamente 2,24 ms após o início da falta, ou seja, o estado da variável $R87Q$ altera de 0 (zero) para 1(um), conforme indicado na Figura 5.8(b).

A fim de analisar o comportamento do algoritmo proposto para uma situação em que o carregamento do sistema é moderado com uma das fontes fracas, simula-se o caso ATC.4, no qual o sistema encontra-se em regime permanente quando ocorre em 100 ms uma falta interna entre espiras com 1% de espiras curto-circuitadas no enrolamento estrela do transformador. Para essa simulação, o sistema é configurado com fonte SH forte e fonte SX fraca ($RZS_H = 0,1$

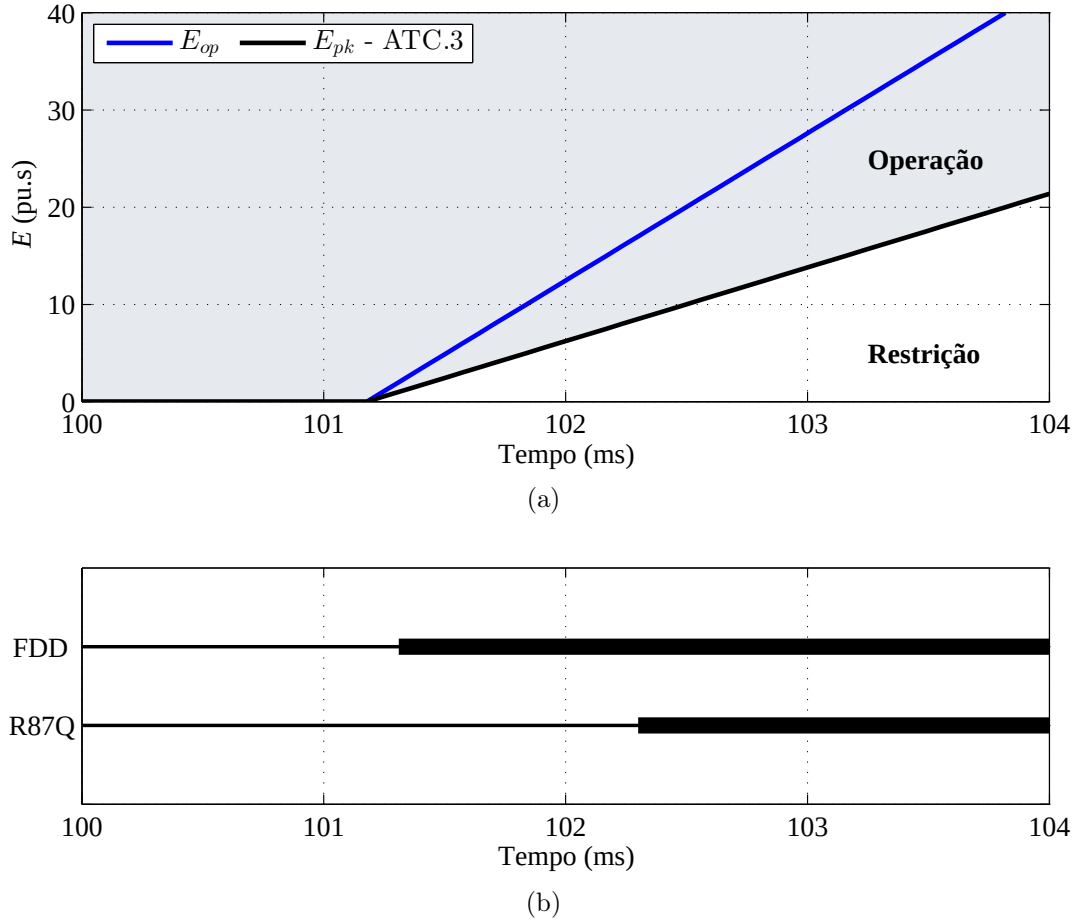


Figura 5.8. Caso ATC.3 (falta espira-terra no enrolamento delta ($p = 50\%$)): (a) Desempenho de E_{op} para sistema simplificado; (b) Variáveis lógicas.

e $RZS_X = 1, 0$), e o carregamento é moderado com $\delta = -15^\circ$. O comportamento da proteção para o caso ATC.4 é apresentado na Figura 5.9(a), na qual observa-se que mesmo aumentando o carregamento do sistema e diminuindo a contribuição da corrente de curto-circuito, o método sugerido consegue detectar este distúrbio, enviando um sinal de *trip* em aproximadamente 2,6 ms após o início da falta, ou seja, o estado da variável $R87Q$ altera de 0 (zero) para 1(um), conforme indicado na Figura 5.9(b).

5.1.1.2 Caso ATC.5: Remoção de uma Falta Externa Próxima ao Transformador

Durante o regime permanente, uma falta trifásica externa é aplicada no terminal do transformador no lado de baixa tensão em 100 ms e em 200 ms é eliminada. Conforme mencionado na Seção 2.3.2, quando uma falta externa próxima ao transformador é eliminada, correntes similares às de *inrush* obtidas durante a energização podem circular nos enrolamentos do transformador, ocasionando a operação indevida do relé. A fim de analisar a influência da estratégia

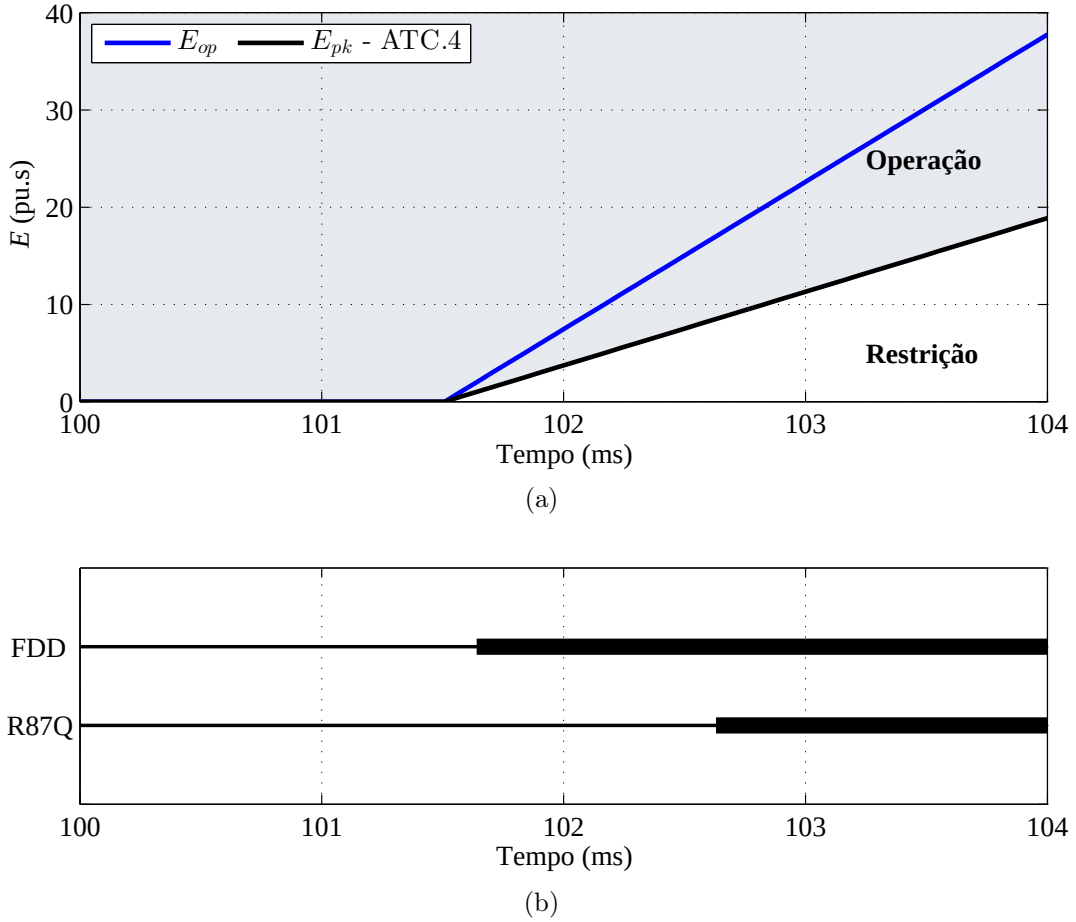


Figura 5.9. Caso ATC.4 (falta entre espiras no enrolamento estrela ($p = 1\%$)): (a) Desempenho de E_{op} para sistema simplificado; (b) Variáveis lógicas.

de restrição harmônica, analisa-se o caso ATC.5 sem a aplicação do sinal de restrição R_h , e depois considerando os efeitos da restrição.

Os resultados das simulações para o caso ATC.5 sem e com a aplicação da restrição por harmônicas são mostrados na Figura 5.10(a). Dessa figura, observa-se que no caso sem R_h o algoritmo proposto emite um falso comando de *trip*. No entanto, usando o sinal de restrição R_h para reforçar i_{resQ} , E_{op} cresce dentro da região de restrição, não alcançando a região de operação. Desta forma, o método proposto opera corretamente, garantindo a segurança da proteção. Ressalta-se que o sinal de restrição R_h contempla as harmônicas geradas pelas correntes de *inrush* oriundas da remoção da falta aplicada. Esse caso difere da energização do transformador pelo fato de que nele são medidas correntes em ambos os terminais do transformador, fazendo com que i_{opQ} e i_{resQ} sejam diferentes desde o início da perturbação, possibilitando a correta detecção de falta externa e consequente habilitação da estratégia de restrição por harmônicas.

5.1.1.3 Casos ATC.6 e ATC.7: Falta Externa com Saturação do TC

Com o intuito de verificar o desempenho do algoritmo proposto durante uma falta externa com saturação do TC, avalia-se primeiramente o caso ATC.6 sem a saturação, e depois o caso ATC.7 com a presença do TC saturado. O caso ATC.6 corresponde a uma falta externa bifásica BC aplicada no terminal do transformador no lado de alta tensão. O resultado da simulação para este caso é apresentado na Figura 5.10(b), na qual nota-se que o valor de E_{op} cresce, mas não supera E_{pk} , permanecendo dentro da região de restrição.

A mesma falta do caso ATC.6 é simulada no caso ATC.7, mas agora com a saturação do TC, que foi forçada aumentando-se deliberadamente o valor da sua carga secundária. É importante destacar que a presença do TC saturado gera componentes harmônicas, as quais são utilizadas para calcular o sinal de restrição R_h , reforçando i_{resQ} . O desempenho do algoritmo proposto para este caso é apresentado na mesma figura do caso ATC.6. Verifica-se da Figura 5.10(b) que E_{op} cresce mas permanece na região de restrição, não atingindo a região de operação. Desta forma, o algoritmo proposto consegue distinguir faltas internas de externas, mesmo com saturação do TC. Portanto, o relé diferencial não emite um comando falso de *trip* para este tipo de distúrbio.

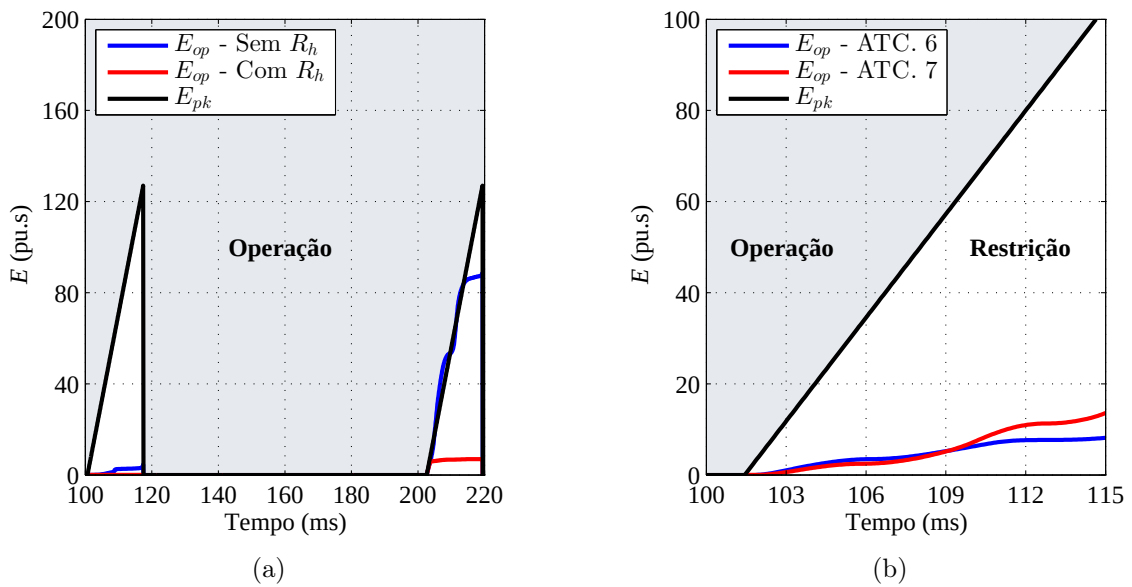


Figura 5.10. Desempenho de E_{op} para os casos: (a) ATC.5 (falta externa trifásica); (b) ATC.6 (falta externa bifásica) e ATC.7 (falta externa bifásica com saturação do TC).

5.1.1.4 Casos ATC.8, ATC.9, ATC.10 e ATC.11: Diversos curtos-circuitos internos

Os casos ATC.8, ATC.9, ATC.10 e ATC.11 são analisados com o intuito de avaliar o comportamento da técnica proposta na ocorrência de curtos-circuitos internos.

Para tanto, os casos ATC.8 e ATC.9 correspondem a faltas internas monofásica terra na fase A aplicada no terminal do transformador no lado de alta tensão e trifásica terra aplicada no terminal do transformador no lado de baixa tensão, respectivamente. Os casos ATC.10 e ATC.11 representam faltas internas espira-terra com 70% de espiras curto-circuitadas no enrolamento estrela e entre espiras envolvendo 30% de espiras curto-circuitadas no enrolamento delta, respectivamente.

O caso ATC.9 é simulado com o intuito de verificar o desempenho do elemento diferencial proposto para um curto-circuito interno trifásico. Para este caso, os comportamentos das correntes medidas nos secundários dos TCs conectados nos enrolamentos de alta e baixa tensão do transformador de potência são apresentados nas Figuras 5.11(a) e 5.11(b). Verifica-se dessas figuras, que a contribuição proveniente da fonte SH para a corrente de falta é maior do que a da fonte SX, pois a fonte SH apresenta um RZS menor.

Teoricamente, as correntes de sequência negativa não existem durante faltas trifásicas simétricas. No entanto, o algoritmo proposto opera com base nestes sinais, que são reconstruídos no domínio do tempo discreto a partir dos fasores da corrente de sequência negativa. Durante o período transitório de estimação fasorial do regime de pré-falta ao regime de falta, pode surgir uma componente de sequência negativa por tempo suficiente para que o relé julgue a decisão apropriada.

Diante dessa particularidade e conforme apresentado na Figura 5.11(c), constata-se a presença das correntes de sequência negativa durante a fase de transição para o caso ATC.9. Além disso, nota-se que os sinais de operação e restrição são iguais, incluindo a transição do valor zero de pré-falta para o valor da falta, conforme ilustrado na Figura 5.11(c). Esta condição resulta da homogeneidade do sistema de sequência negativa que, conforme mencionado na Seção 4.7, faz com que as correntes dessa sequência estejam praticamente em fase para faltas internas (KASZTENNY *et al.*, 2015). Sendo assim, observa-se da Figura 5.11(c) que as correntes i_{HQ}

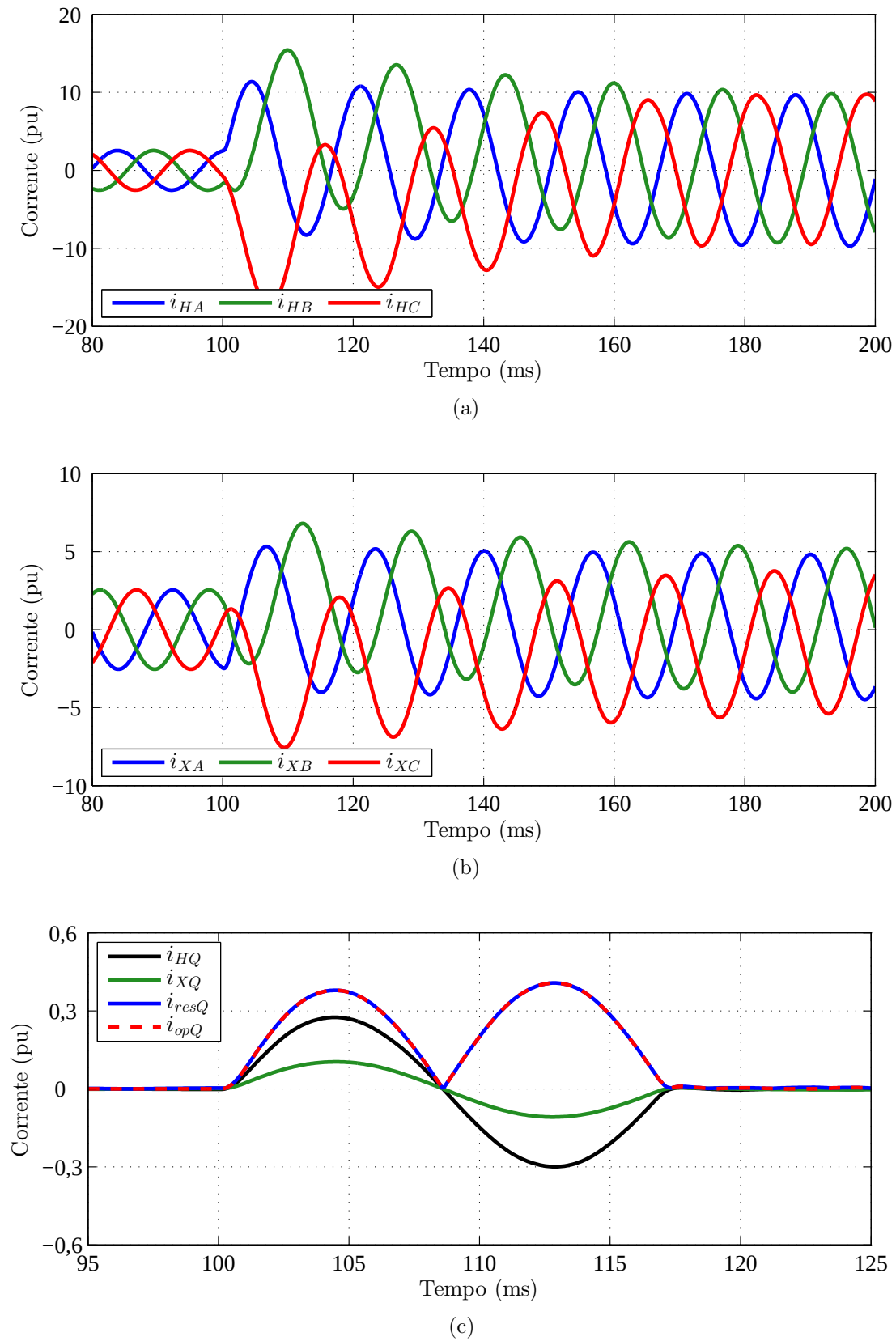


Figura 5.11. Caso ATC.9 (falta interna trifásica): (a) Correntes de fase do enrolamento de alta tensão; (b) Correntes de fase do enrolamento de baixa tensão; (c) Correntes de sequência negativa (em ambos os enrolamentos), de restrição e de operação.

e i_{XQ} estão em fase, ou seja, a direção das correntes é preservada, de modo que a técnica proposta fornece a operação correta para faltas internas trifásicas, de acordo com a Figura 5.12. Nota-se também dessa figura, que as razões de operação (E_{op}) para os casos ATC.8, ATC.9, ATC.10 e ATC.11 estão sobrepostas, e que o algoritmo proposto é capaz de detectar todas as faltas internas simuladas para todos esses casos, garantindo assim a correta atuação da proteção diferencial.

5.1.1.5 Casos ATC.12, ATC.13, ATC.14 e ATC.15: Curtos-circuitos externos

Os casos ATC.12, ATC.13, ATC.14 e ATC.15 são simulados com o objetivo de verificar o desempenho do método proposto na ocorrência de curtos-circuitos externos. Para tanto, os casos ATC.12 e ATC.13 correspondem a faltas externas trifásica terra e monofásica na fase A, respectivamente, aplicadas depois do TC no lado de baixa tensão. Os casos ATC.14 e ATC.15 representam faltas externas bifásica terra ACT e bifásica AB, respectivamente, aplicadas antes do TC no lado de alta tensão.

O comportamento do algoritmo proposto para cada um dos casos analisados é exibido na Figura 5.12, na qual observa-se que as razões de operação (E_{op}) para os casos ATC.12, ATC.13, ATC.14 e ATC.15 estão sobrepostas, e que a técnica sugerida não atua para os casos de curtos-circuitos externos simulados, garantindo a segurança da proteção. É interessante analisar detalhadamente o caso ATC.12, o qual é simulado a fim de verificar a confiabilidade

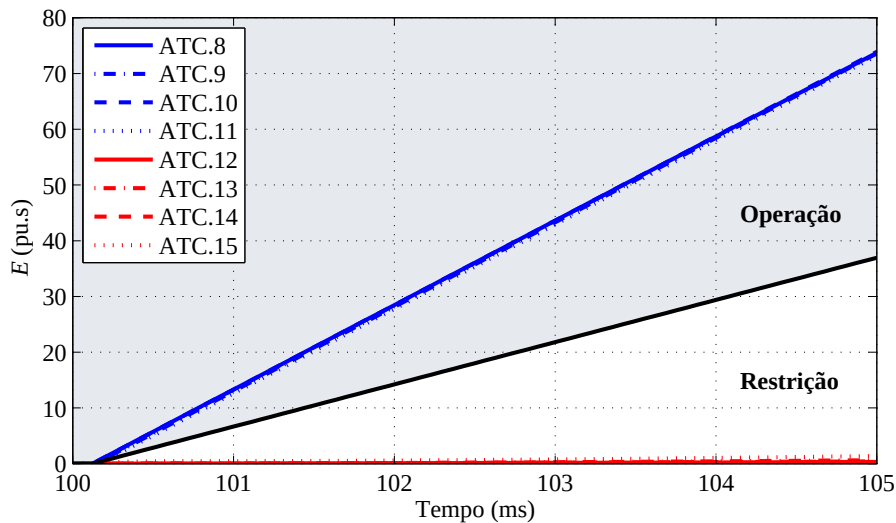


Figura 5.12. Desempenho de E_{op} para os casos de curtos-circuitos internos e externos.

da técnica proposta para faltas externas trifásicas. As Figuras 5.13(a) e 5.13(b) exibem, respectivamente, os comportamentos das correntes medidas nos secundários dos TCs conectados nos enrolamentos de alta e baixa tensão do transformador de potência para este caso.

Conforme mencionado na Seção 5.1.1.4, durante o período transitório de estimação fasorial do regime de pré-falta ao regime de falta, pode surgir uma componente de sequência negativa. Sendo assim, para o caso ATC.12, durante este período de transição, verifica-se a presença das correntes i_{HQ} e i_{XQ} , conforme apresentadas na Figura 5.13(c). Destaca-se também dessa figura, que o sinal de restrição é maior do que o de operação, e que as correntes de sequência negativa, medidas em ambos os enrolamentos do transformador, estão em contra fase, ou seja, a direção das correntes é preservada, de modo que a técnica proposta evita a atuação para faltas trifásicas externas, e fornece a operação correta para faltas trifásicas internas. Assim, o algoritmo proposto melhora a sensibilidade da proteção diferencial sem comprometer sua segurança. Desta forma, o método sugerido não precisa de um elemento direcional adicional para distinguir faltas internas de externas, e não é necessário bloquear sua atuação durante um curto-circuito externo quando há possibilidade de saturação do TC, da forma que os fabricantes têm feito com o elemento 87TQ em aplicações reais da proteção dos transformadores de potência (SCHWEITZER ENGINEERING LABORATORIES, 2017).

5.1.2 Análise de Sensibilidade Paramétrica (ASP)

As ASPs são realizadas considerando o comportamento das razões integradas de operação e *pickup* em regime permanente de falta, o que possibilita uma análise da influência de cada um dos parâmetros envolvidos no distúrbio. Neste tipo de análise, foi considerado que a detecção de distúrbio ocorre no mesmo instante em que a falta é aplicada, em 100 ms. Desta forma, o distúrbio é detectado no mesmo instante para todos os casos que serão analisados. Sendo assim, o início da integração de E_{pk} ao longo do tempo é o mesmo para qualquer caso simulado. E portanto, o seu desempenho nas ASPs é o mesmo para qualquer variação de parâmetro escolhido, apresentando o comportamento de uma reta, conforme será verificado nas Figuras 5.14, 5.15 e 5.16.

Para efetuar as ASPs, define-se um caso base de um transformador de potência imple-

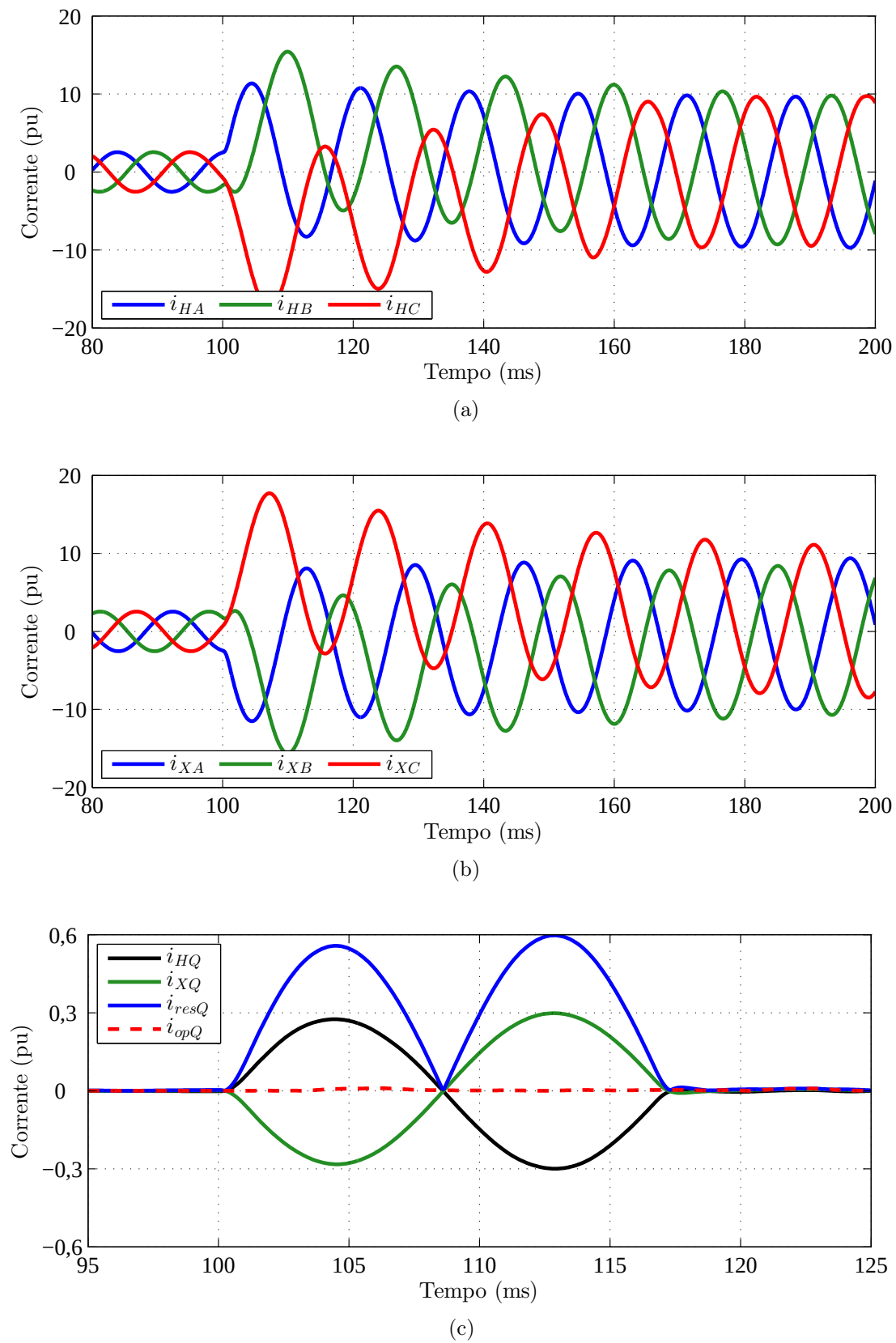


Figura 5.13. Caso ATC.12 (falta externa trifásica): (a) Correntes de fase do enrolamento de alta tensão; (b) Correntes de fase do enrolamento de baixa tensão; (c) Correntes de sequência negativa (em ambos os enrolamentos), de restrição e de operação.

mentado no ATP, configurado para fornecer as saídas desejadas no formato COMTRADE. No desenvolvimento desse caso, utiliza-se a rotina \$PARAMETER para parametrizar variáveis como módulo, ângulo, tipo de falta, força das fontes, entre outros. Por meio de uma planilha realizada no *software* EXCEL, replica-se o caso base com alterações nas variáveis de interesse, gerando um banco de arquivos ATP para cada caso. Esses são simulados de uma só vez por meio de uma rotina .bat que otimiza a simulação. Por fim, os resultados são analisados no algoritmo diferencial proposto.

Com o objetivo de obter uma compreensão mais abrangente da relação entre cada parâmetro e o desempenho do método proposto, nas ASPs, apenas um valor de parâmetro é variado por vez em uma faixa específica, mantendo os outros com valores fixos. Sendo assim, os casos analisados nesta seção são descritos na Tabela 5.4, e a Tabela 5.5 descreve a faixa de variação considerada para cada parâmetro analisado.

Tabela 5.4. Casos avaliados nas análises de sensibilidade paramétrica.

Caso	Tipo de Falta	F	p (%)	RZS_H	RZS_X	δ
ASP.1	espira-terra	F_4	p	0,1	1,0	-15°
ASP.2	espira-terra	F_3	p	0,1	1,0	-15°
ASP.3	entre espiras	F_3	p	0,1	1,0	-15°
ASP.4	entre espiras	F_4	p	0,1	1,0	-15°
ASP.5	espira-terra	F_4	50	1,0	RZS_X	-5°
ASP.6	espira-terra	F_3	10	RZS_H	1,0	-15°
ASP.7	entre espiras	F_3	1	1,0	RZS_X	$+30^\circ$
ASP.8	entre espiras	F_4	1	0,1	RZS_X	$+15^\circ$
ASP.9	espira-terra	F_4	50	1,0	1,0	δ
ASP.10	espira-terra	F_3	10	0,1	1,0	δ
ASP.11	entre espiras	F_3	1	0,1	1,0	δ
ASP.12	entre espiras	F_4	1	0,1	0,1	δ

Tabela 5.5. Faixa de variação dos parâmetros analisados.

Parâmetro	Intervalo de Variação
δ	$-30^\circ, -25^\circ, \dots, -5^\circ, 0^\circ, 5^\circ, \dots, 25^\circ, 30^\circ$
RZS_H e RZS_X	0,1; 0,2; ... ; 0,9; 1,0; 2,0; ... ; 10,0
p (%)	1%, 2%, 3%, ... , 97%, 98%

5.1.2.1 Casos ASP.1, ASP.2, ASP.3 e ASP.4: Verificação da Influência da Porcentagem de Espiras em curto-circuito e do Tipo de falta

Os casos ASP.1, ASP.2, ASP.3 e ASP.4 são simulados com o intuito de verificar a influência da variação da porcentagem de espiras curto-circuitadas e do tipo de falta. Nesse sentido, as simulações para os casos de faltas espira-terra e entre espiras foram realizadas desde 1% até 98% do enrolamento, contados a partir do fechamento do neutro do transformador para o enrolamento estrela na fase A, e no enrolamento delta da fase A em direção à fase B. Para os casos ASP.1 e ASP.2, foram simuladas faltas espira-terra, aplicadas no enrolamento delta e no enrolamento estrela, respectivamente. Já para os casos ASP.3 e ASP.4 foram simuladas faltas entre espiras, aplicadas no enrolamento estrela e no enrolamento delta, respectivamente. Para esses quatro casos analisados, a fonte SH é considerada forte e a fonte SX é considerada fraca ($RZS_H = 0,1$ e $RZS_X = 1,0$), com carregamento moderado ($\delta = -15^\circ$).

Analisando a Figura 5.14, verifica-se que as razões integradas de operação para os casos ASP.2, ASP.3 e ASP.4 apresentam comportamentos muito parecidos, ou seja, E_{op} de cada um desses casos cresce dentro da região de operação, e esse crescimento aumenta a medida que a porcentagem de espiras curto-circuitadas é maior, devido ao aumento da contribuição de corrente de curto-circuito. Como o algoritmo proposto é baseado na componente de sequência negativa, ele é bastante sensível para faltas assimétricas, pois detecta o desequilíbrio presente nas correntes que circulam pelo transformador. Sendo assim, da Figura 5.14, observa-se que o método sugerido detecta o desequilíbrio causado pelas faltas entre espiras e espira-terra,

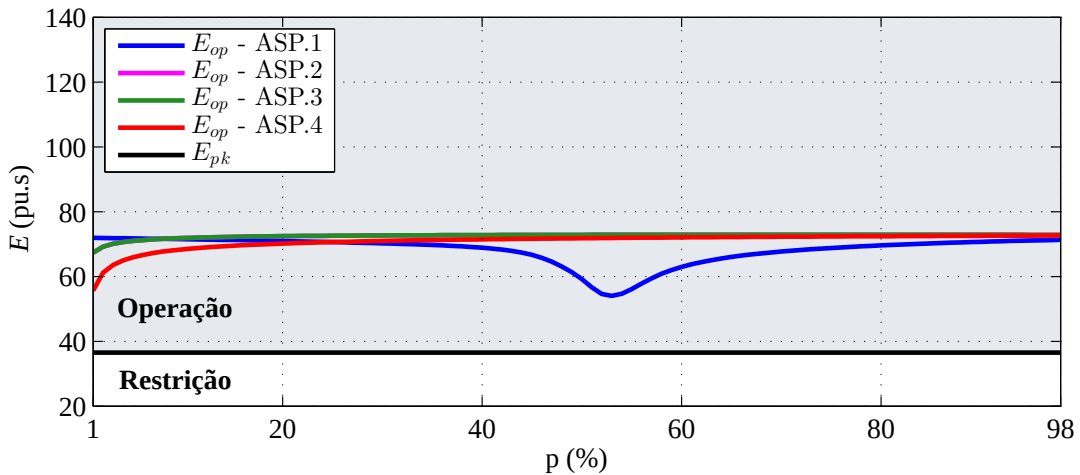


Figura 5.14. Desempenho de E_{op} variando a porcentagem de espiras curto-circuitadas (p).

operando adequadamente para os casos ASP.2, ASP.3 e ASP.4, mesmo para faltas com 1% de espiras curto-circuitadas.

Conforme mencionado na Seção 5.1.1.1, para enrolamentos em delta verifica-se que faltas à terra apresentam valores mínimos quando estas ocorrem próximas à porção central do enrolamento, resultando em uma situação crítica para a proteção diferencial tradicional. O caso ASP.1 é simulado a fim de verificar o comportamento do algoritmo proposto perante este tipo de falta. Da Figura 5.14, nota-se que E_{op} apresenta valores mínimos quando o curto-circuito ocorre próxima à porção central do enrolamento, no entanto, E_{op} continua dentro da região de operação. Sendo assim, este tipo de falta não resulta em uma situação crítica para o algoritmo proposto, atuando corretamente para qualquer porcentagem de espiras curto-circuitadas. Portanto, o método sugerido opera adequadamente para todos os casos analisados nesta seção, mesmo para faltas com poucas espiras curto-circuitadas.

5.1.2.2 Casos ASP.5, ASP.6, ASP.7 e ASP.8: Verificação da Influência da Força da Fonte

Os casos ASP.5, ASP.6, ASP.7 e ASP.8 são simulados com o intuito de verificar a influência da força das fontes, baseada na variação dos valores de RZS_H e RZS_X . Ressalta-se que a variação da força da fonte é feita separadamente para cada uma das fontes, de modo que enquanto o RZS de uma delas é variado, o da outra fonte permanece fixo.

A partir da análise da Figura 5.15, a qual apresenta os comportamentos do algoritmo proposto para todos os casos analisados nesta seção, observa-se que quanto maior o valor de RZS , menor é a força da fonte, reduzindo a contribuição proveniente da fonte para a corrente de falta. Nesse sentido, nota-se que mesmo o algoritmo proposto sendo influenciado pelo RZS , ele é capaz de detectar as faltas entre espiras e espira-terra para todos os casos analisados.

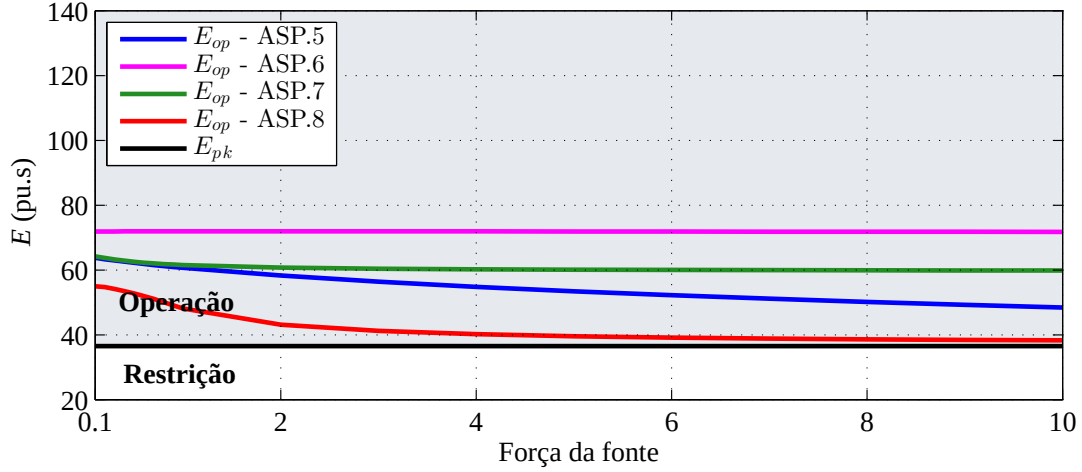


Figura 5.15. Desempenho de E_{op} variando a força da fonte.

5.1.2.3 Casos ASP.9, ASP.10, ASP.11 e ASP.12: Verificação da Influência do Carregamento

Os casos ASP.9, ASP.10, ASP.11 e ASP.12 são simulados com o intuito de verificar a influência da variação do carregamento do sistema. Desta forma, para cada um desses curtos-circuitos considera-se um tipo de falta e em todos eles varia-se o ângulo de carregamento no intervalo $-30^\circ < \delta < 30^\circ$, com passo de 5° . Ressalta-se que, esse intervalo foi escolhido, pois está dentro da faixa praticável, cujos ângulos limitam-se ao intervalo $-35^\circ < \delta < 35^\circ$ (SAADAT, 2010).

A Figura 5.16 exhibe os comportamentos da técnica proposta para todos os casos analisados nesta seção. Dessa figura, observa-se que para os casos ASP.9, ASP.10 e ASP.11, o esquema de proteção detecta as faltas para todas as condições de carregamento analisados, mesmo curtos-circuitos entre espiras, que são difíceis de serem detectados pelos elementos diferenciais tradicionais. Já o caso ASP.12, o algoritmo implementado detecta a falta praticamente para todos os casos analisados nesta seção, a menos para o ângulo de 30° .

Vale ressaltar que as correntes que entram no transformador de potência para carregamentos acima de 30° possuem valores acima de 192 % da corrente nominal. De acordo com Committee (1981) e ELECTRA (1983), os transformadores devem suportar sobrecargas correspondentes a 150% da sua corrente nominal. Nesse sentido, verifica-se que o transformador não poderia

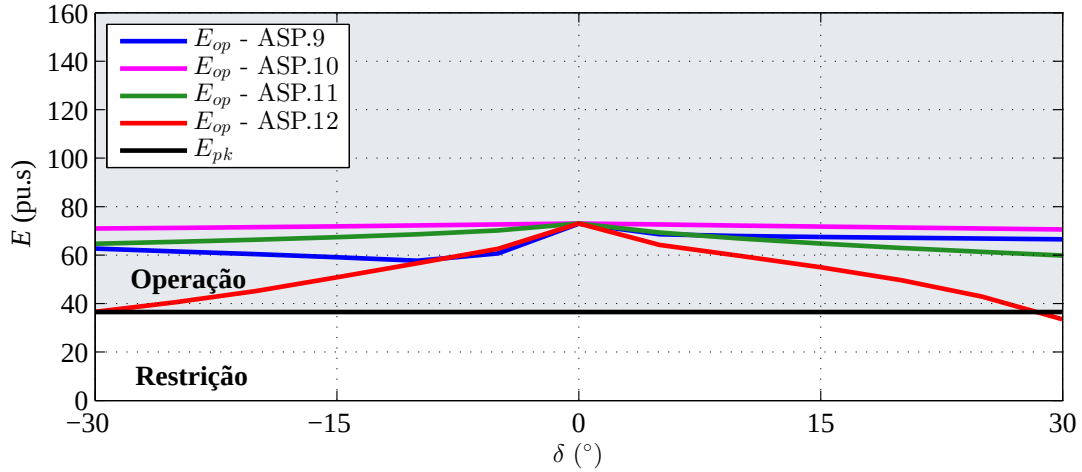


Figura 5.16. Desempenho de E_{op} variando o carregamento do sistema (δ).

operar para ângulos de carregamento acima de 30° , dado que os valores de correntes neste intervalo excedem os limites específicos de cargas máximas admissíveis. Assim, esse carregamento não constitui uma limitação do algoritmo proposto, já que em aplicações práticas, ele não seria atingido.

5.1.3 Avaliação Comparativa Entre o Algoritmo Proposto e os Elementos Diferenciais de Corrente Tradicionais

O algoritmo proposto foi comparado com a tradicional proteção diferencial de corrente relatada por Ferrer & Schweitzer (2010), considerando os elementos de fase (87T) e o elemento de sequência negativa (87TQ). A implementação desses elementos foi realizada baseada na teoria evidenciada no Capítulo 2. Os ajustes utilizados para o esquema de proteção diferencial convencional são configurados de acordo com os valores recomendados pelos fabricantes (SCHWEITZER ENGINEERING LABORATORIES, 2017), e indicados na Tabela 5.6.

Os casos simulados na avaliação comparativa estão descritos na Tabela 5.7. As Figuras 5.17, 5.18, 5.19 e 5.20 exibem o desempenho dos algoritmos avaliados para os casos ACP.1, ACP.2, ACP.3 e ACP.4, respectivamente.

Tabela 5.6. Parametrização do esquema de proteção diferencial tradicional (SCHWEITZER ENGINEERING LABORATORIES, 2017).

Ajustes	Funções			
	87T	87Q	Restrição	Bloqueio
I_{pickup}	0,5 pu	0,3 pu	-	-
SLP	0,35	0,25	-	-
k_2	-	-	15%	15%
k_5	-	-	15%	15%

Tabela 5.7. Casos analisados na avaliação comparativa entre os algoritmos.

Caso	Tipo de Falta	F	p (%)	RZS_H	RZS_X	δ
ACP.1	entre espiras	F_4	p	0,1	0,1	-5°
ACP.2	entre espiras	F_4	p	0,1	1,0	-15°
ACP.3	espira-terra	F_4	5	0,1	RZS_X	-15°
ACP.4	entre espiras	F_4	15	0,1	0,1	δ

O caso ACP.1 corresponde a uma falta interna entre espiras no enrolamento delta do transformador, no qual o sistema opera com carregamento leve ($\delta = -5^\circ$), com ambas as fontes fortes (elevada contribuição para o curto-circuito) e com a porcentagem de espiras curto-circuitadas variando de 1% até 98%. Da Figura 5.17(a) observa-se que os elementos 87T não detectam a falta entre espiras com poucas espiras envolvidas, sendo detectada somente acima de 10% de espiras curto-circuitadas. Analisando a Figura 5.17(b), nota-se que o elemento 87TQ detecta o curto-circuito entre espiras somente acima de 11% de espiras curto-circuitadas. Com o intuito de aumentar a sensibilidade deste elemento, considerando que ele é utilizado para detectar este tipo de falta, pode-se reduzir o *pickup* para 0,1 pu. Assim, o elemento 87TQ detecta a falta acima de aproximadamente 2% de espiras curto-circuitadas, mesmo que a segurança possa ser comprometida. Além disso, da Figura 5.17(c), verifica-se que o algoritmo proposto é sensível o suficiente para detectar faltas envolvendo pequena porcentagem de espiras curto-circuitadas, até mesmo para curtos-circuitos envolvendo 1% do enrolamento.

A fim de evidenciar o comportamento dos algoritmos analisados para uma situação em que o carregamento do sistema é moderado ($\delta = -15^\circ$) com uma das fontes fraca ($RZS_H = 0,1$ e $RZS_X = 1,0$), simula-se o caso ACP.2, no qual é aplicada a mesma falta do caso ACP.1 e varia-se a porcentagem de espiras curto-circuitadas de 1% até 98%. Da Figura 5.18(a) observa-se que os elementos 87T somente detectam a falta acima de 28% de espiras curto-circuitadas,

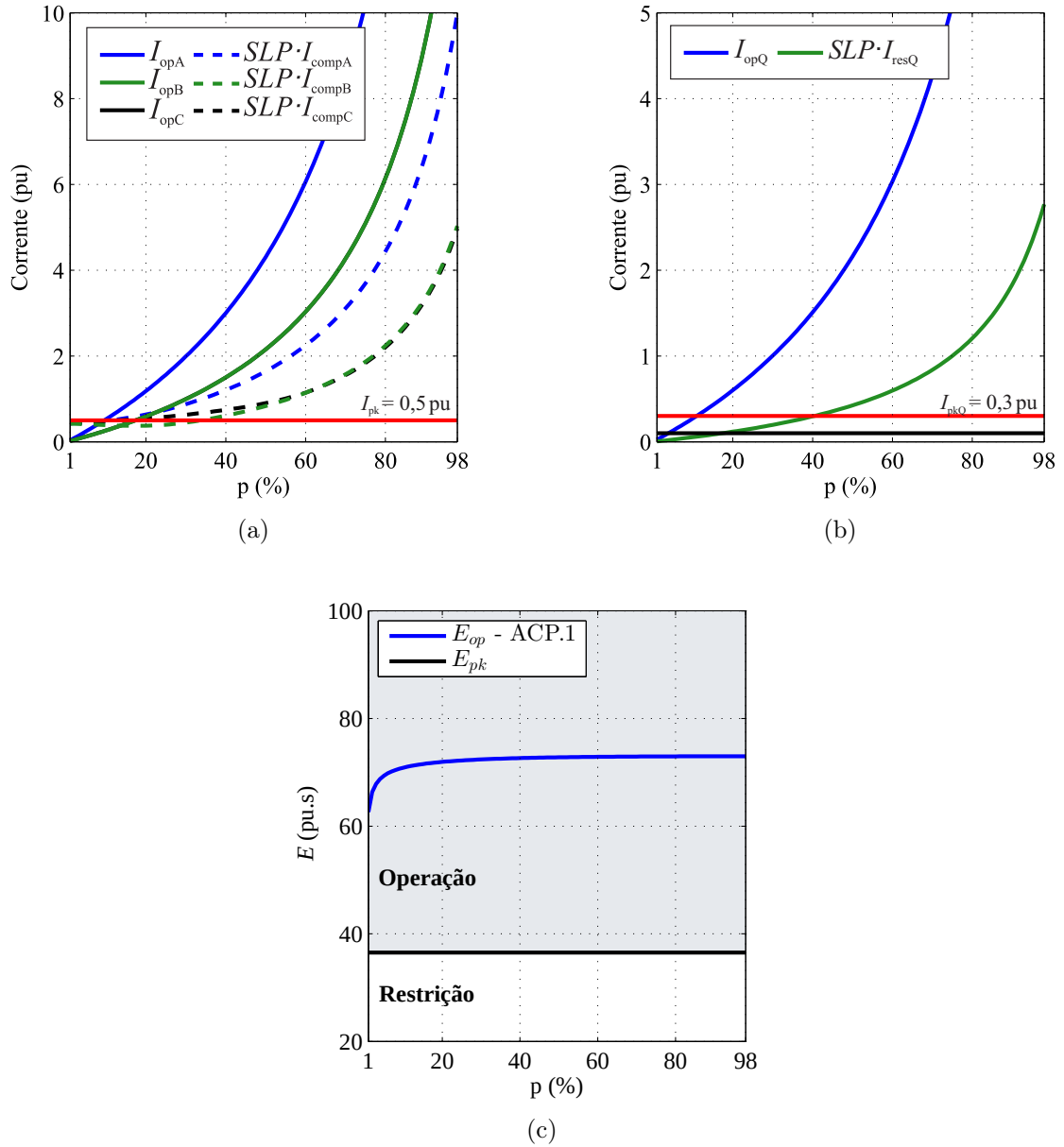


Figura 5.17. ACP.1 (falta entre espiras no enrolamento delta, com $\delta = -5^\circ$): (a) Elementos 87T; (b) Elemento 87TQ; (c) Algoritmo proposto.

comprovando que a sensibilidade da proteção de fase para detectar curtos-circuitos internos envolvendo poucas espiras é reduzida ao aumentar o carregamento do sistema. O desempenho do elemento 87TQ para o caso ACP.2 é apresentado na Figura 5.18(b). Constata-se dessa figura, que a função 87TQ continua detectando a falta interna acima de 2% de espiras curto-circuitadas, considerando o *pickup* de 0,1 pu. Além disso, da Figura 5.18(c), verifica-se que o algoritmo proposto continua sensível o suficiente para detectar faltas envolvendo pequena porcentagem de espiras curto-circuitadas, mesmo aumentando o carregamento do sistema.

O caso ACP.3 é simulado com o objetivo de avaliar a influência da força das fontes no

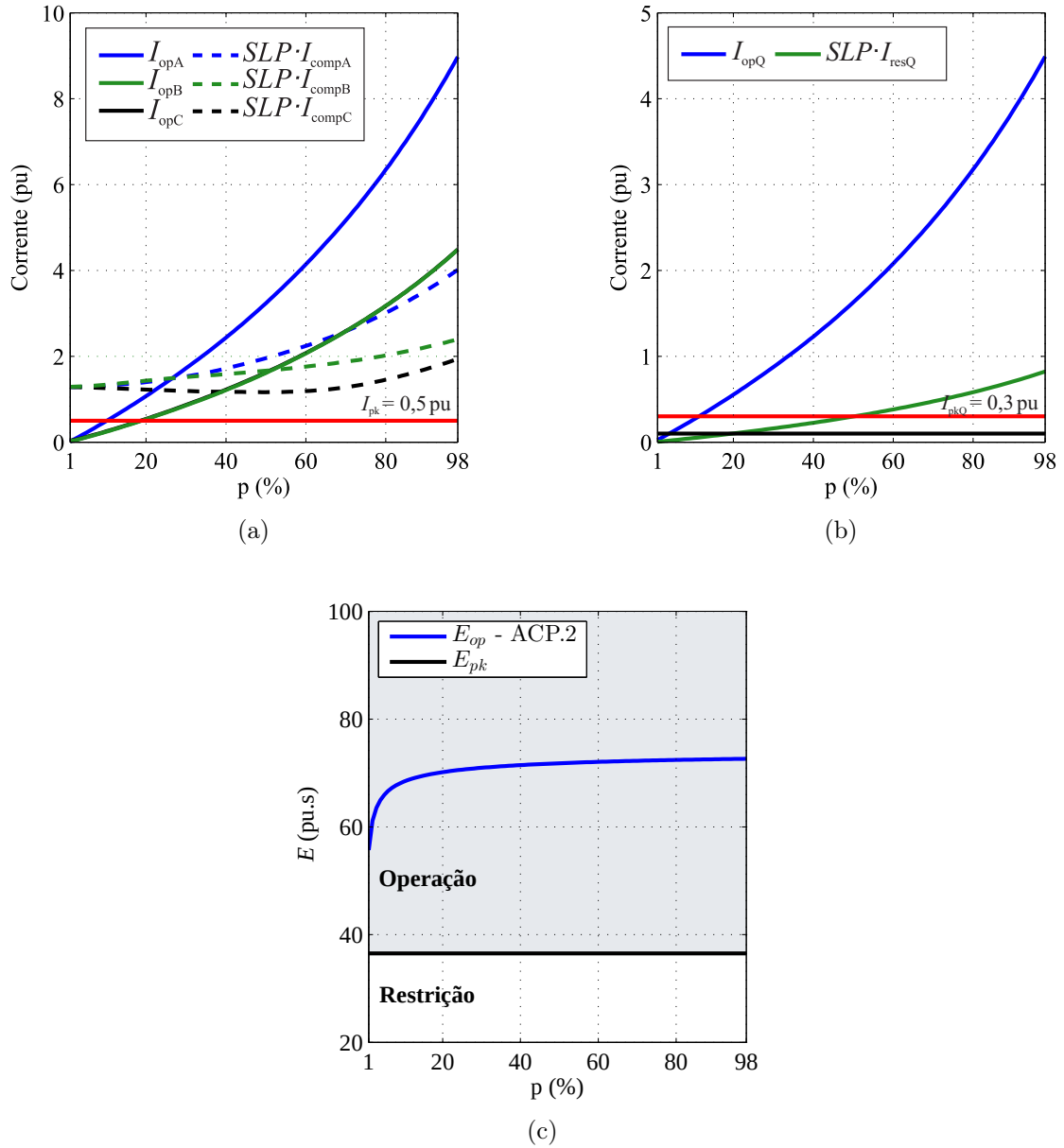


Figura 5.18. ACP.2 (falta entre espiras no enrolamento delta, com $\delta = -15^\circ$): (a) Elementos 87T; (b) Elemento 87TQ; (c) Algoritmo proposto.

desempenho dos algoritmos avaliados. Assim, varia-se o parâmetro RZS_X no intervalo entre 0,1 e 10,0; enquanto se aplica uma falta interna espira-terra com $p = 5\%$ no enrolamento delta, com a força da fonte SH forte ($RZS_H = 0,1$) e carregamento moderado com $\delta = -15^\circ$. As atuações dos elementos 87T e 87TQ para este caso são ilustradas nas Figuras 5.19(a) e 5.19(b), respectivamente, nas quais se observa que as operações dessas funções são comprometidas à medida que os valores de RZS_X aumentam. Esse comportamento é explicado porque quanto maior o valor de RZS , mais fraca é a fonte e menor será a sua contribuição para o curto-circuito. Sendo assim, os elementos 87T e 87TQ não detectam a falta aplicada a partir de determinados

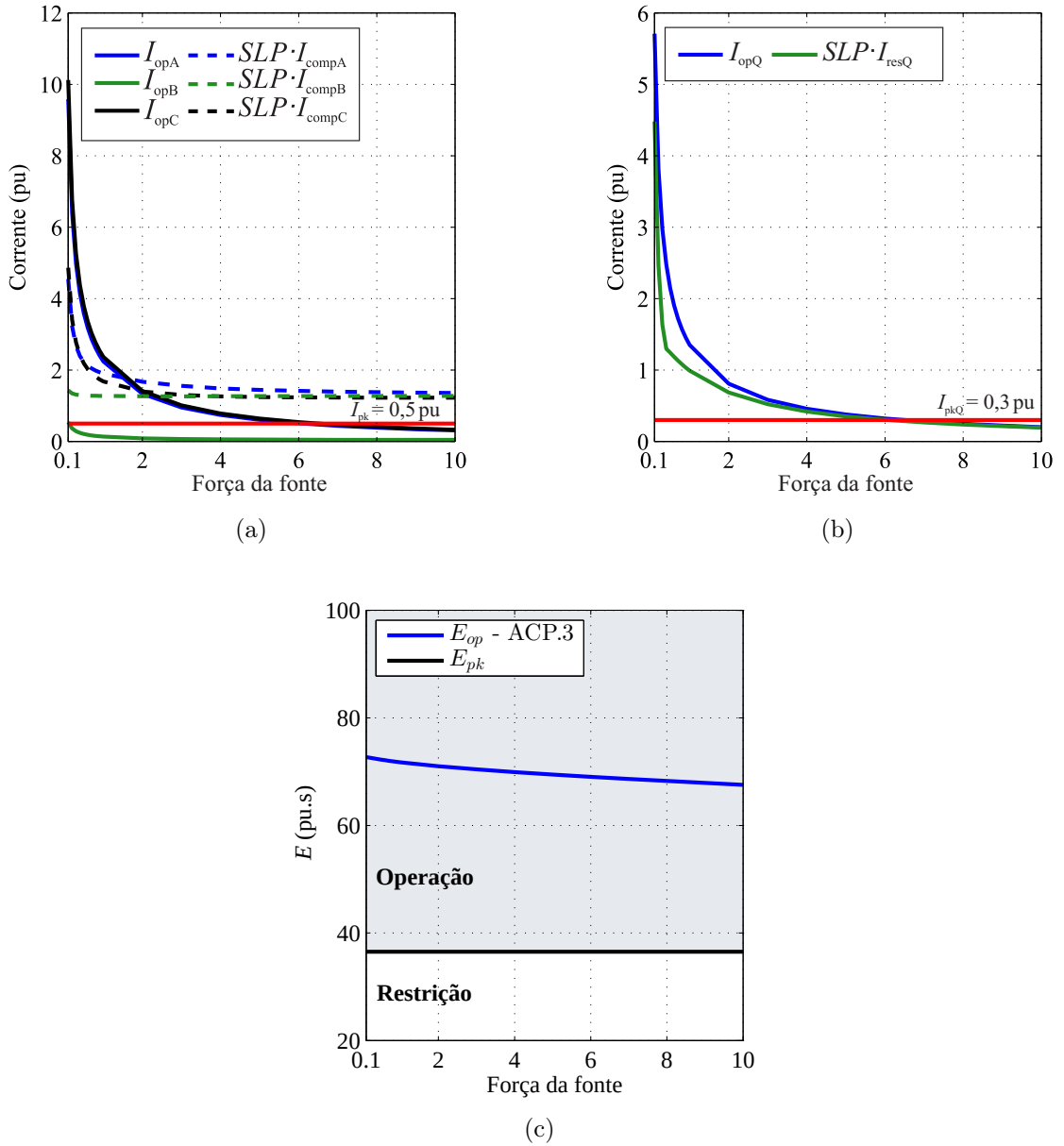


Figura 5.19. ACP.3 (falta espira-terra no enrolamento delta, variando o parâmetro RZS_X : (a) Elementos 87T; (b) Elementos 87TQ; (c) Algoritmo proposto.

valores de RZS_X . No entanto, da Figura 5.19(c), verifica-se que o algoritmo proposto varia minimamente com as variações nos valores de RZS_X , e consequentemente, sua operação não é comprometida pela força da fonte SX.

A fim de investigar a influência da variação do carregamento do sistema no desempenho dos algoritmos analisados, o caso ACP.4 é simulado. Nesse sentido, varia-se o parâmetro δ no intervalo entre -60° e 60° (com passo de 5°), enquanto aplica-se uma falta interna entre espiras com $p = 15\%$ no enrolamento delta, com ambas as fontes fortes ($RZS_H = 0,1$ e $RZS_X = 0,1$). Os resultados dessa investigação são ilustrados nas Figuras 5.20(a), 5.20(b) e 5.20(c). Da

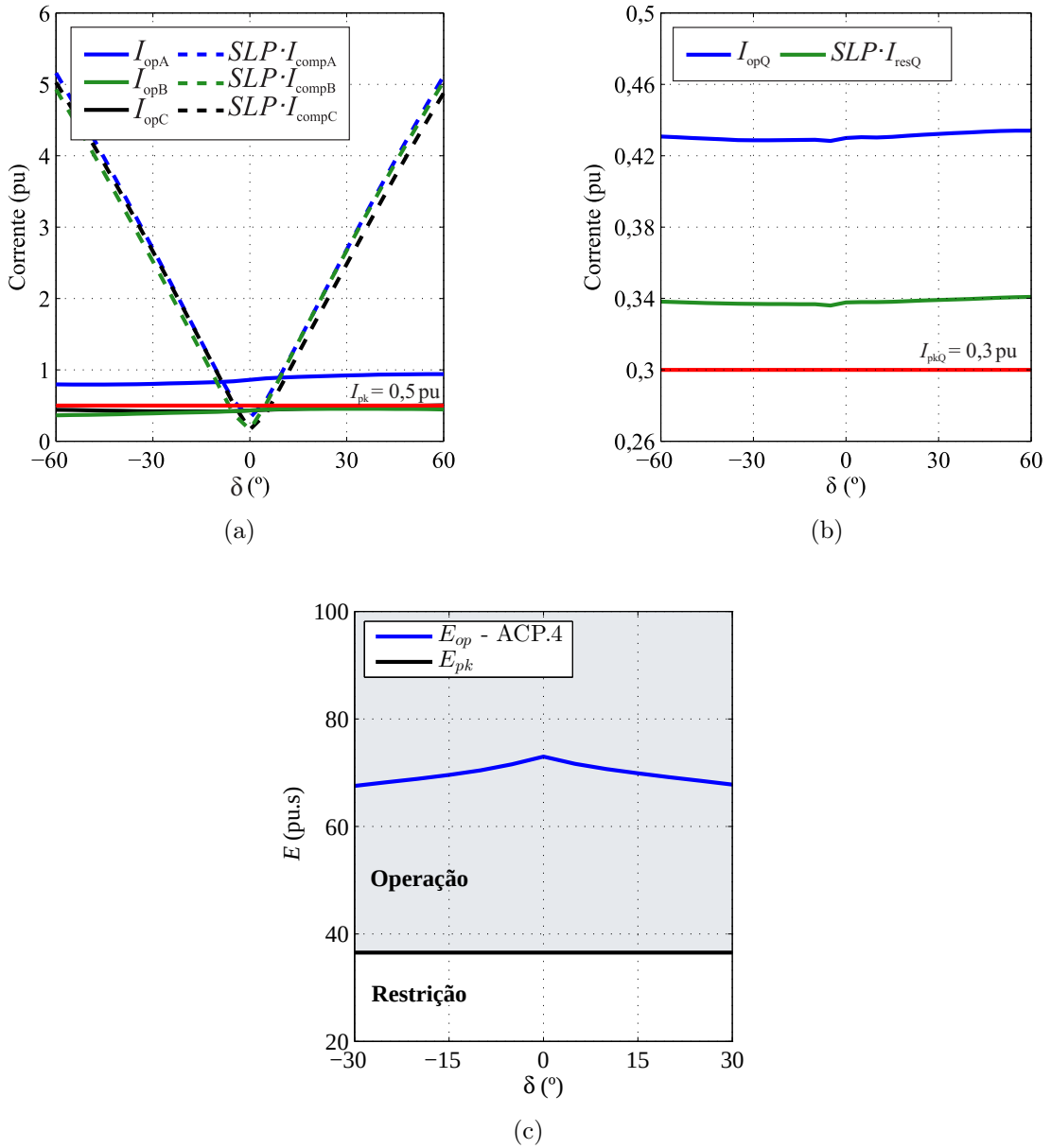


Figura 5.20. ACP.4 (falta entre espiras no enrolamento delta, variando o carregamento do sistema: (a) Elementos 87T; (b) Elemento 87TQ; (c) Algoritmo proposto.

Figura 5.20(a), observa-se que quando o transformador de potência está levemente carregado, o elemento 87T tem boa sensibilidade e detecta a falta aplicada no caso ACP.4. No entanto, à medida que o carregamento aumenta, a sensibilidade deste elemento é reduzida e a capacidade de detectar o distúrbio é diminuída. Com base nas Figuras 5.20(a) e 5.20(c), verifica-se que o elemento 87TQ e o algoritmo proposto são sensíveis a falta aplicada no ACP.4 e variam minimamente com as condições de carregamento, sendo portanto, relativamente independentes do carregamento.

A fim de verificar a velocidade de atuação dos algoritmos diferenciais proposto e tradicionais,

a média do tempo de operação (μ) e o desvio padrão (σ) são calculados para o caso ACP.2, conforme resumidos na Tabela 5.8. O filtro cosseno modificado aplicado nesta tese utiliza um ciclo mais uma amostra da janela de dados, de tal forma que, a princípio, pode-se supor que o tempo de *trip* é necessariamente maior que um ciclo. No entanto, se o algoritmo de estimação fasorial utilizado tiver uma resposta transitória suave, seria possível atuar mesmo na fase de transição, ou seja, antes de um ciclo após o início da falta. Sendo assim, para os resultados mostrados na Tabela 5.8, considerou-se que a atuação dos elementos 87T e 87TQ começa na primeira amostra a partir da qual as condições de operação são satisfeitas. Entretanto, geralmente os fabricantes optam por esperar terminar o processo de estimação fasorial, o que explica tempos de atuação na prática da ordem de 1 ciclo. Ademais, os tempos de operação mostrados nesta tabela podem ser muito maiores, especialmente os tempos do elemento 87TQ, devido ao fato de que os fabricantes adotam um tempo de atraso intencional para este elemento que é da ordem de 2 ciclos (SCHWEITZER ENGINEERING LABORATORIES, 2017).

Analisando a Tabela 5.8, observa-se que o algoritmo proposto opera mais rápido do que os demais elementos de proteção, devido ao fato de que esta técnica é baseada na razão integrada dos sinais de corrente e não utiliza a estratégia de restrição harmônica durante faltas internas.

5.2 SIMULAÇÃO NO SOFTWARE ATP DE FALTAS NO SISTEMA ELÉTRICO DA CHESF

Com o intuito de avaliar o algoritmo proposto para um sistema elétrico real e de grande porte, foi simulado o sistema ilustrado na Figura 5.21, que corresponde a uma parte do sistema elétrico da CHESF (SILVA, 2009). A região destacada nessa figura, composta por quatro transformadores de potência em paralelo, conectados no lado de alta tensão à subestação Mi-

Tabela 5.8. Estatísticas do tempo de operação para o caso ACP.2.

Algoritmo	μ (ms)	σ (ms)
Diferencial de fase (87T)	18,4823	5,6874
Diferencial de sequência negativa (87TQ)	4,8731	3,2458
Sequência negativa proposto	2,0864	0,3801

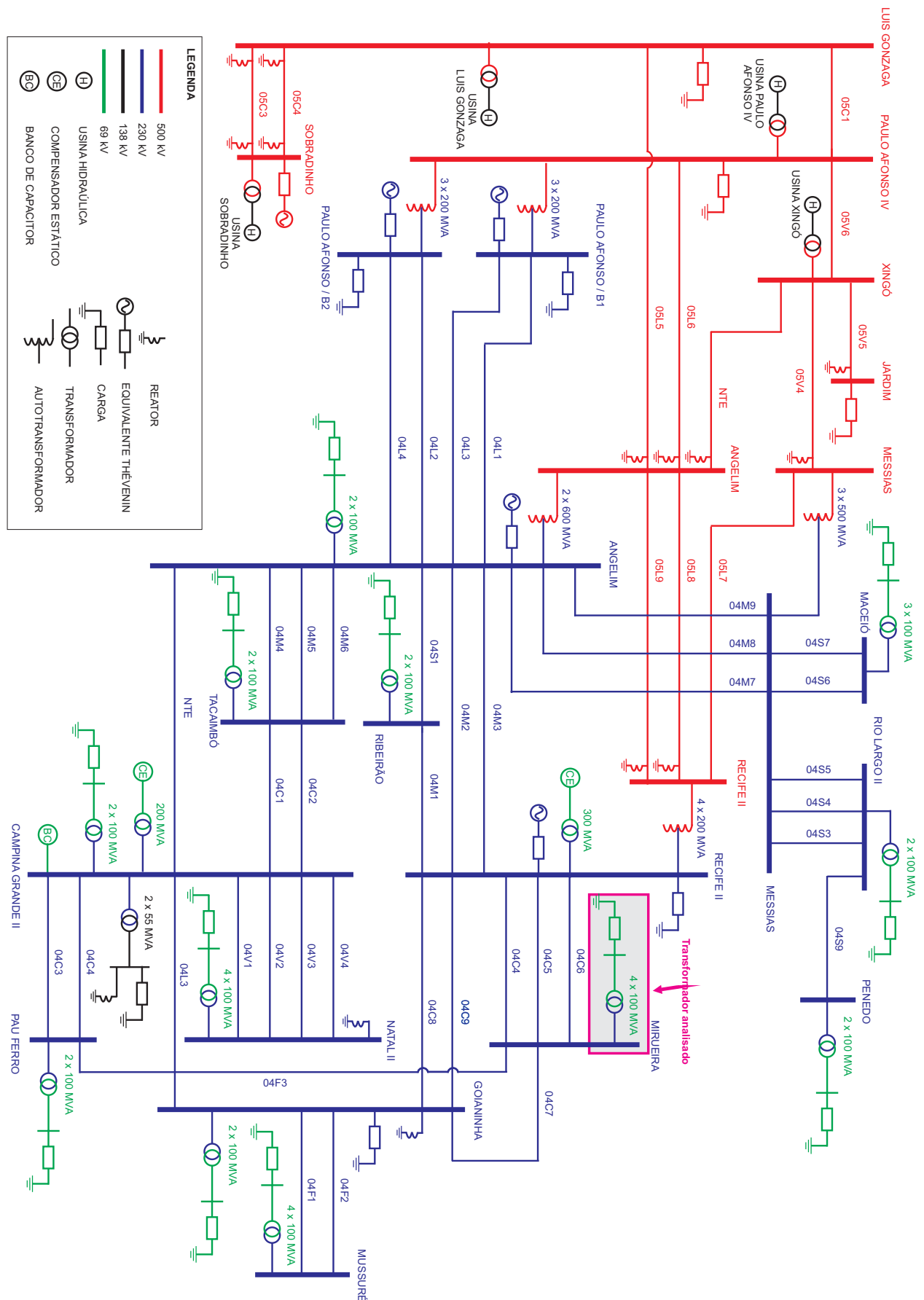


Figura 5.21. Diagrama do sistema elétrico da CHESF utilizado para a simulação das faltas (SILVA, 2009).

rueira (MRR), e no lado de baixa tensão conectados a uma carga de 363,56 MVA com fator de potência 0,95 indutivo, será analisada neste trabalho.

Foi escolhido um dos 4 transformadores da subestação MRR, denominado nesta tese de T4, para avaliar o desempenho da proteção diferencial proposta. Este transformador tem potência nominal de 100 MVA, relação de transformação de 230/69 kV e conexão YNd1. As impedâncias dos lados de alta e baixa tensão do T4 são $Z_H = R_H + jX_H = 0 + j34,914 \Omega$ e $Z_X = R_X + jX_X = 0 + j9,427 \Omega$. Este transformador também foi modelado com os enrolamentos particionados para simulação de faltas internas entre espiras e espira-terra. Na Tabela 5.9 são apresentados os pares de pontos corrente(i)-fluxo(φ) que retratam a característica não linear do transformador T4. A modelagem dos TCs e das suas curvas de saturação foi realizada de acordo com IEEE Power System Relaying Committee (2004). Os TCs empregados para o lado de alta e baixa tensão do transformador T4 são do tipo C800 2000-5 A, ambos com relações de transformação de 2000-5 A. Os pares de pontos corrente(i)-fluxo(φ) que descrevem a característica não linear dos TCs também são mostrados na Tabela 5.9.

Para efeito de validação do algoritmo proposto para um sistema elétrico de grande porte, os casos ATC.1, ATC.2, ATC.9 e ATC.12 são reavaliados e outro tipo de teste é realizado, denominado de Análise Transitória de Manobra (ATM), simulando os casos ATM.1, ATM.2 e ATM.3.

Tabela 5.9. Característica não linear do ramo de magnetização do transformador T4 e dos TCs (lados de alta e baixa tensão).

Transformador		TC (2000-5 A)	
i (A)	φ (Wb)	i (A)	φ (Wb)
1,774	547,951	0,019	0,285
16,148	597,765	0,028	0,604
70,345	647,578	0,043	1,114
165,663	697,392	0,056	1,534
269,855	747,206	0,069	1,860

5.2.1 Análise Transitória de Curto-circuito: Sistema Elétrico da CHESF

Conforme mencionado na Seção 5.1.1.1, os casos ATC.1 e ATC.2, resultam em situações críticas para a proteção do transformador de potência, pois faltas entre espiras com pequena porcentagem do enrolamento em curto-circuito são difíceis de serem detectadas, pois causam pouca alteração nas correntes de fase.

Nas Figuras 5.22(a) e 5.22(b) são apresentados os comportamentos do algoritmo proposto e nas Figuras 5.22(c) e 5.22(d) são mostradas as variáveis lógicas de proteção para os casos ATC.1 e ATC.2, respectivamente. Dessas figuras, constata-se que o método sugerido atua corretamente para os dois tipos de falta analisados. Observa-se ainda que os comandos de *trip*

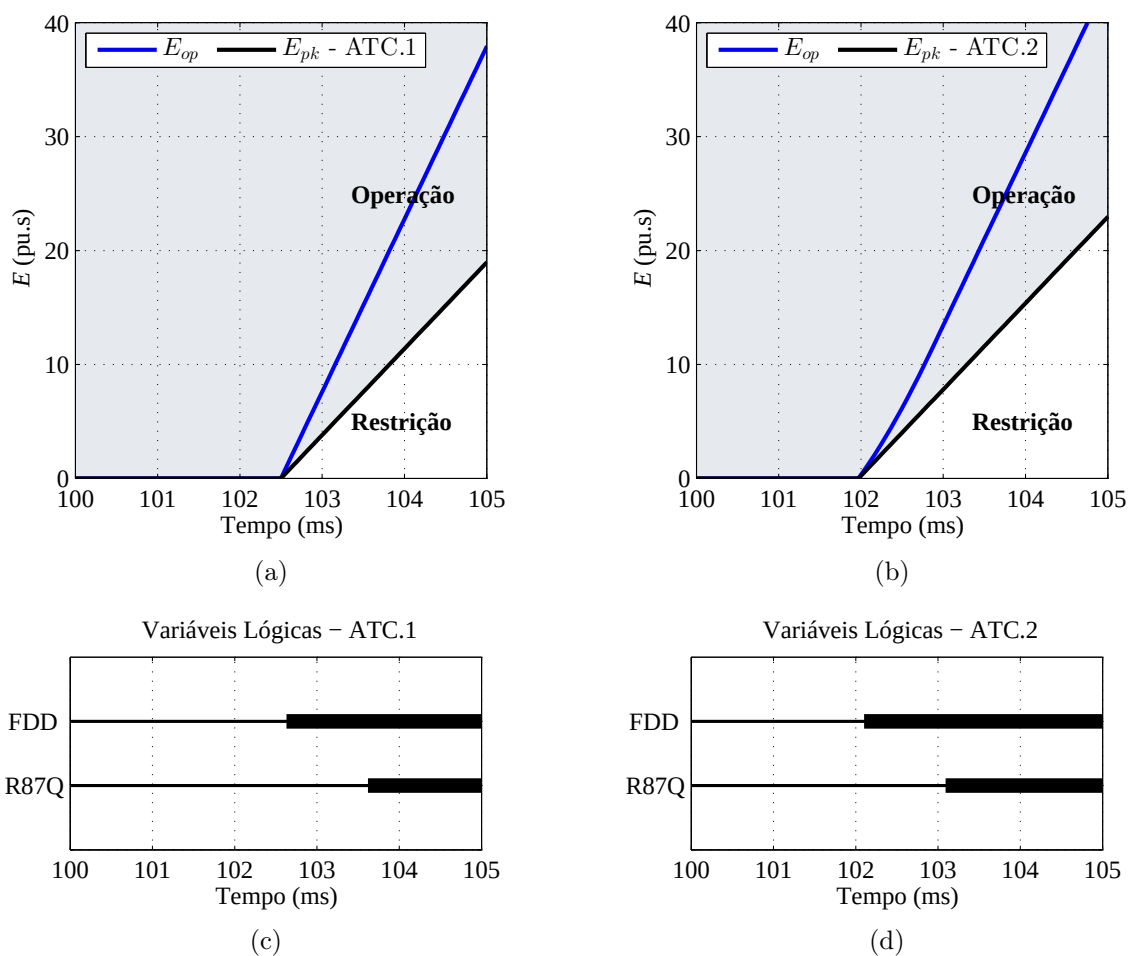


Figura 5.22. Desempenho de E_{op} para sistema da CHESF: (a) Caso ATC.1 (falta espira-terra no enrolamento estrela (1%)); (b) Caso ATC.2 (falta entre espiras no enrolamento delta ($p = 1\%$)); (c) Variáveis lógicas para o caso ATC.1; (d) Variáveis lógicas para o caso ATC.2.

são enviados em aproximadamente 3,6 ms e 3,1 ms após o início da falta, para os casos ATC.1 e ATC.2, respectivamente.

Ressalta-se que os tempos de atuação da proteção diferencial para os casos ATC.1 e ATC.2 do sistema elétrico da CHESF são um pouco maiores do que os do sistema elétrico simplificado, pois, nestes casos, a detecção de distúrbio atrasa aproximadamente 2 ms até detectar a perturbação, podendo atrasar um pouco mais dependendo do tipo de evento, devido ao fato da energia do sinal de sequência negativa apresentar variação suave, satisfazendo a condição indicada pela Equação (4.15) em aproximadamente 2 ms, conforme apresentado nas Figuras 5.23(a) e 5.23(b). Ressalta-se que o valor de η_S pode ser reduzido, no entanto, ao diminuir o valor deste parâmetro, a detecção torna-se mais sensível, podendo detectar ruídos e desbalanceamentos no regime permanente, comprometendo a robustez do método. Sendo assim, foi utilizado o valor de $\eta_S = 1,1$, considerando que mesmo a detecção atrasando em torno de 2 ms, o algoritmo desenvolvido opera com rapidez e segurança.

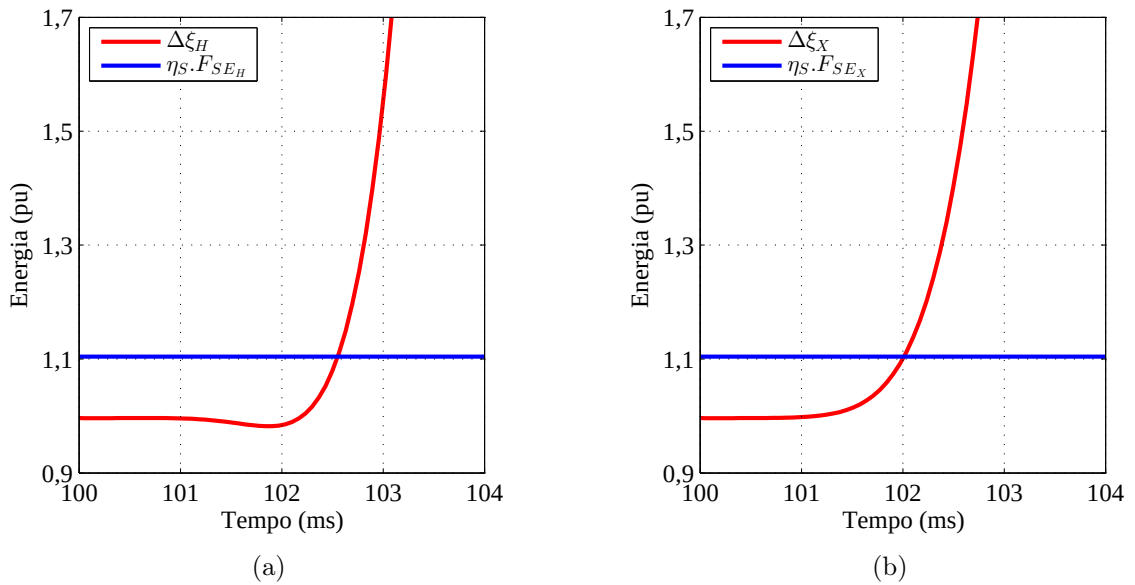


Figura 5.23. Detecção de distúrbio (sistema elétrico da CHESF): (a) Caso ATC.1 (falta espira-terra no enrolamento estrela (1%)); (b) Caso ATC.2 (falta entre espiras no enrolamento delta ($p = 1\%$))

Os casos ATC.9 e ATC.12 também são reavaliados com o intuito de analisar o comportamento da técnica proposta na ocorrência de curtos-circuitos trifásicos interno e externo, respectivamente.

Analisando primeiramente o caso ATC.9, observa-se da Figura 5.24(a) que as correntes i_{HQ} e i_{XQ} estão em fase, ou seja, a direção das correntes é preservada, de modo que a técnica proposta fornece a operação correta para faltas internas trifásicas, de acordo com a Figura 5.25(a). Da Figura 5.25(c), constata-se ainda que o comando de *trip* é enviado em aproximadamente 1,4 ms. Agora analisando a Figura 5.24(b), referente ao caso ATC.12, verifica-se que o sinal de restrição é maior do que o de operação, e que as correntes de sequência negativa, medidas em ambos os enrolamentos do transformador, estão em contra fase, ou seja, a direção das correntes é preservada, de modo que a técnica proposta evita a atuação para faltas trifásicas externas, conforme ilustrado na Figura 5.25(b).

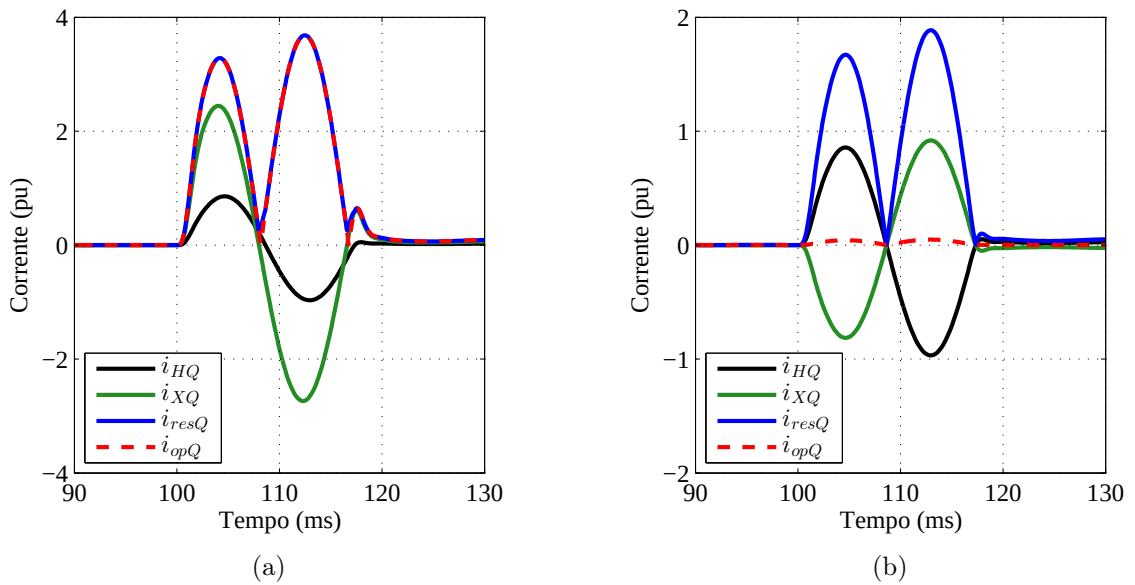


Figura 5.24. Correntes de sequência negativa, de restrição e operação (sistema elétrico da CHESF): (a) Caso ATC.9 (falta interna trifásica); (b) Caso ATC.12 (falta externa trifásica).

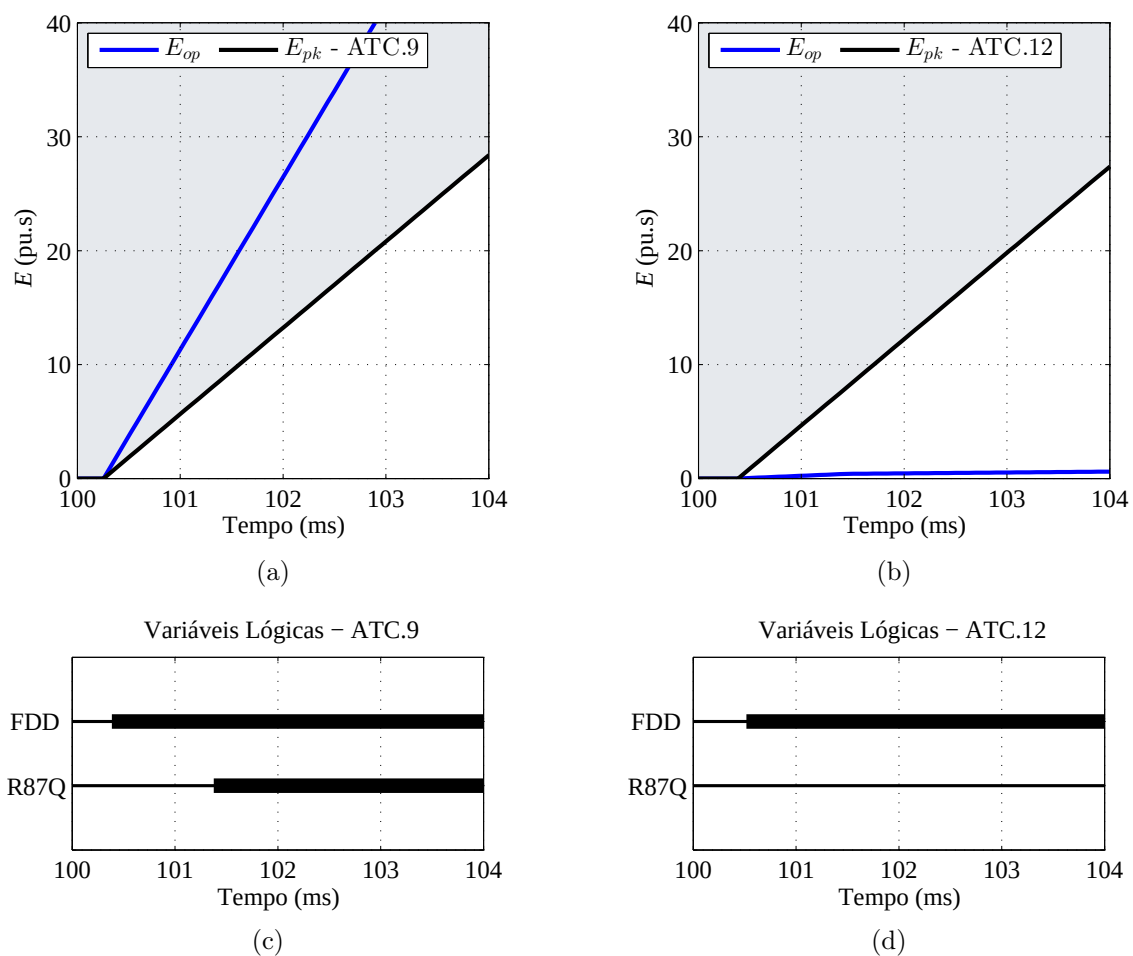


Figura 5.25. Desempenho de E_{op} para sistema da CHESF: (a) Caso ATC.9 (falta interna trifásica); (b) Caso ATC.12 (falta externa trifásica); (c) Variáveis lógicas para o caso ATC.9; (d) Variáveis lógicas para o caso ATC.12.

5.2.2 Análise Transitória de Manobra (ATM)

As ATMs são simuladas com o intuito de verificar o comportamento do algoritmo proposto durante a energização solidária e durante algumas possíveis alterações na configuração do sistema (rejeição e inserção de carga).

5.2.2.1 Caso ATM.1: Energização solidária (*Sympathetic Inrush*)

Conforme mencionado na Seção 2.3.3, a energização de um transformador em paralelo com um que já se encontra energizado, pode provocar transitórios e sobretensões nos transformadores próximos, mesmo que estes já estejam em operação normal (ZIEGLER, 2005). A corrente

produzida pela energização solidária é menor que a corrente de *inrush*, mas pode afetar a proteção diferencial fazendo com que a mesma opere de maneira incorreta. Desta forma, a energização solidária de transformadores deve ser verificada para garantir a confiabilidade e seletividade de um sistema de proteção.

A fim de avaliar o desempenho do algoritmo proposto em uma situação de energização solidária, o transformador T4 já está previamente energizado e um dos transformadores da subestação MRR, denominado neste trabalho de T3, é energizado em 100 ms. As correntes de *inrush* medidas no lado de alta tensão do transformador T3 energizado são mostradas na Figura 5.26(a). O comportamento de E_{op} e de E_{pk} são apresentados na Figura 5.26(b). Observa-se dessa figura, que E_{op} cresce ao longo do tempo, mas desloca-se em direção à região de restrição, não resultando na operação incorreta do algoritmo diferencial proposto. Assim, a segurança da proteção diferencial dos transformadores de potência é garantida mesmo durante a condição de energização solidária.

5.2.2.2 Caso ATM.2: Rejeição de Carga

O caso ATM.2 corresponde a uma rejeição de carga, no qual o sistema encontra-se em regime permanente, quando ocorre em 100 ms a rejeição da carga de 363,56 MVA, com fator

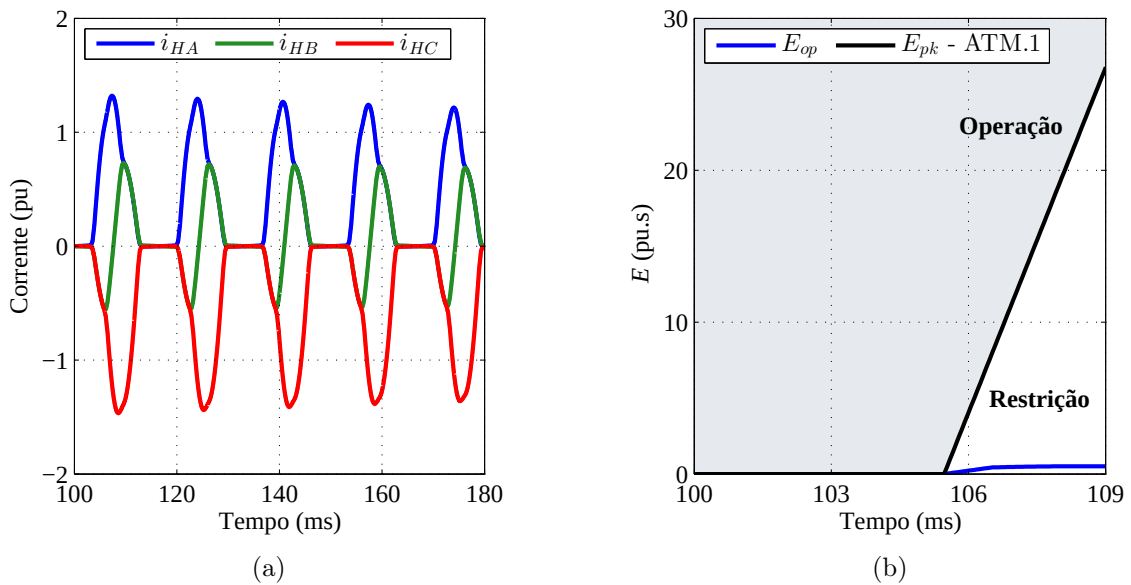


Figura 5.26. Caso ATM.1 (energização solidária): (a) Correntes medidas no lado de alta tensão do transformador energizado; (b) Desempenho de E_{op} .

de potência 0,95 indutivo, da barra do lado de baixa tensão do transformador T4.

O comportamento de E_{op} e de E_{pk} são apresentados na Figura 5.27(a). Constata-se dessa figura, que após a rejeição de carga em 100 ms, E_{op} cresce ao longo do tempo, mas desloca-se em direção à região de restrição. Sendo assim, o caso ATM.2 não resulta na operação incorreta da proteção diferencial baseada no algoritmo proposto.

5.2.2.3 Caso ATM.3: Inserção de Carga

O caso ATM.3 refere-se a uma situação de inserção de carga, no qual o sistema encontra-se em regime permanente, quando ocorre em 100 ms a inserção da carga de 363,56 MVA, com fator de potência 0,95 indutivo, na barra do lado de baixa tensão do transformador T4.

O comportamento de E_{op} e de E_{pk} são apresentados na Figura 5.27(b). Nota-se dessa figura, que após a inserção de carga em 100 ms, E_{op} cresce ao longo do tempo, mas desloca-se em direção à região de restrição. Sendo assim, o caso ATM.3 não resulta na operação indevida da proteção diferencial baseada no algoritmo proposto.

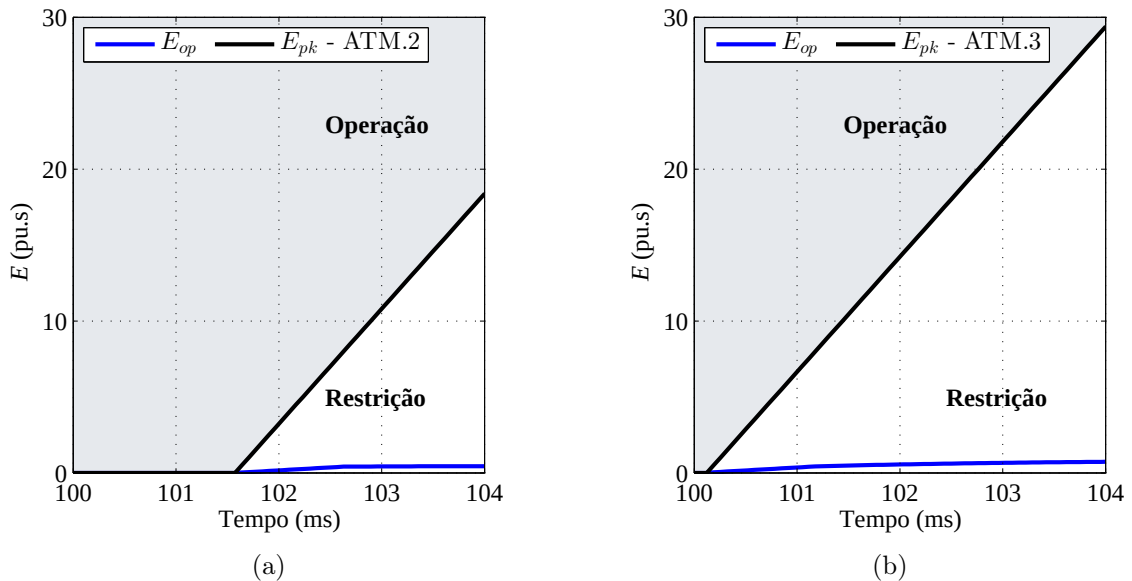


Figura 5.27. Desempenho de E_{op} para os casos: (a) ATM.2 (rejeição de carga); (b) ATM.3 (inserção de carga).

5.3 IMPLEMENTAÇÃO DO ALGORITMO PROPOSTO EM UM RELÉ DE PROTEÇÃO DIFERENCIAL COMERCIAL

Com o intuito de validar experimentalmente o algoritmo proposto nesta tese, a reconstrução dos sinais de sequência negativa do lado de alta e baixa tensão do transformador e as razões integradas de operação e *pickup* foram implementadas no relé microprocessado SEL-487E. Este dispositivo é fabricado pela empresa *Schweitzer Engineering Laboratories, Inc.* (SEL) e supervisiona o comportamento do transformador por meio de entradas analógicas de corrente e tensão. O relé SEL-487E permite lógicas de proteção de transformadores utilizando equações de controle *SELogic*, que possibilitam programações personalizadas (SCHWEITZER ENGINEERING LABORATORIES, 2017). Nesse sentido, o relé disponibiliza ao usuário um espaço de armazenamento para até 250 linhas de programação, denominado de *protection Free-Form logic*. Sendo assim, a lógica do algoritmo proposto foi implementada neste espaço, por meio das equações de controle *SELogic*.

Para realizar a validação experimental do algoritmo desenvolvido, a seguinte metodologia foi empregada (HONORATO *et al.*, 2018): Os sinais de corrente obtidos a partir de simulações dos sistemas modelados no ATPDraw foram exportados no formato COMTRADE (IEEE STANDARDS ASSOCIATION, 1999). Desta forma, esses arquivos foram aplicados ao relé SEL-487E via mala de testes Doble F6150sv (DOBLE ENGINEERING COMPANY, 2012), a qual é capaz de reproduzir condições reais, por meio de reprodução desses sinais diretamente nos terminais do equipamento. Após o carregamento dos arquivos no *software* de controle da mala e a reprodução destes nos terminais do relé, foi possível capturar a oscilografia de eventos, por meio do *software* SEL *AcSELerator Quickset* (SEL-5030) (SCHWEITZER ENGINEERING LABORATORIES, 2012), o qual permite a configuração de lógicas de controle, entre outras parametrizações. Os eventos gerados estão disponíveis no formato COMTRADE ou em oscilografias filtradas. Foi escolhido os sinais filtrados a 8 amostras por ciclo, no formato CEV, arquivo do tipo ASCII (*American Standard Code for Information Interchange*), pois a ausência de parâmetros como correntes de sequência negativa de operação e restrição no formato COMTRADE, inviabilizou a sua utilização nas análises que serão feitas neste trabalho. Sendo assim, para exibir e analisar os relatórios dos eventos gerados pelo relé SEL-487E, foi utilizado o *software* SEL *SynchroWAVE Event* (SEL-5601-2).

Com o intuito de validar o algoritmo diferencial proposto e realizar uma avaliação comparativa entre esse método e as funções diferenciais 87T e 87TQ já implementadas no relé SEL-487E, algumas situações de curtos-circuitos avaliadas nas ATCs e ASPs são reavaliadas, mas plotando, em um mesmo gráfico, o comportamento de E_{op} e E_{pk} e as variáveis de *trip* 87R (elemento diferencial de fase), 87Q (elemento diferencial de sequência negativa) e R87Q (algoritmo diferencial proposto), a fim de possibilitar uma avaliação comparativa entre elas. Destaca-se que os elementos de fase e sequência negativa implementados no relé SEL-487E são denominados de 87R e 87Q, respectivamente.

A validação experimental do método sugerido é realizada para os sinais de corrente obtidos do sistema elétrico simplificado e do sistema elétrico da CHESF. Os valores de ajustes utilizados para os elementos de fase e sequência negativa são os mesmos indicados na Tabela 5.6. Ressalta-se que não foi possível implementar no relé SEL-487E a técnica de detecção de distúrbio descrita nesta tese, pois este dispositivo não disponibiliza as amostras do sinal analisado, uma vez que na lógica de detecção estas são utilizadas para calcular as variáveis ξ , F_{SE} e $\Delta\xi$ dos enrolamentos de alta e baixa tensão do transformador. Sendo assim, utiliza-se a lógica de detecção de distúrbio do relé SEL-487E para detectar uma perturbação e habilitar o cálculo das razões integradas E_{op} e E_{pk} .

A lógica de detecção do relé SEL-487E para distinguir faltas internas de externas, usa o princípio de que as correntes de operação e de restrição aumentam simultaneamente para faltas internas, mas que somente a corrente de restrição aumenta para faltas externas (se não houver saturação de TC) (SCHWEITZER ENGINEERING LABORATORIES, 2017). Comparando a variação da corrente de operação com a variação da corrente de restrição, o relé distingue entre curtos-circuitos interno e externo. Se um distúrbio externo é declarado, a variável *CON* é ativada, ou seja, $CON = 1$, alterando o modo de operação do relé para o modo seguro, evitando a operação incorreta da proteção se ocorrer a saturação do TC durante faltas externas. Entretanto, quando uma falta interna é declarada, as variáveis *IFLTA*, *IFLTB* e *IFLTC* são ativadas. Nesse sentido, quando alguma dessas variáveis é setada para 1 (um), as razões integradas E_{op} e E_{pk} passam a ser calculadas.

5.3.1 Apresentação dos Resultados dos Testes Realizados no Relé SEL-487E: Sistema Elétrico Simplificado

Nesta seção, algumas situações de curtos-circuitos avaliadas nos casos ACP.1 e ACP.2 são reavaliadas. O caso ACP.1 corresponde a curtos-circuitos entre espiras no enrolamento delta do transformador, no qual o sistema opera com carregamento leve e com ambas as fontes fortes. Já o caso ACP.2 também corresponde a curtos-circuitos entre espiras no enrolamento delta do transformador, mas nesta situação, o sistema opera com carregamento moderado e com uma das fontes fraca. Esses casos são reavaliados nesta seção, mas considerando uma porcentagem fixa de espiras curto-circuitadas, ou seja, ACP.1 e ACP.2 são analisados considerando $p = 12\%$. Nas Figuras 5.28 e 5.29 são apresentados os comportamentos do algoritmo proposto implementado no relé e as variáveis de *trip* para os casos ACP.1 e ACP.2 com $p = 12\%$, respectivamente, os quais são analisados para verificar a sensibilidade e rapidez das funções de proteção diferencial.

Da Figura 5.28, observa-se que os elementos diferenciais de fase e sequência negativa detectam a falta entre espiras, gerando as variáveis de *trip* $87R$ e $87Q$, respectivamente, em aproximadamente 22,92 ms (11 amostras) e em 47,92 ms (23 amostras) após o início da falta. Ainda analisando a Figura 5.28, verifica-se que a técnica desenvolvida também detecta a falta aplicada, gerando a variável de *trip* $R87Q$ em aproximadamente 6,25 ms (3 amostras) após o início da falta. Ressalta-se que os tempos de operação das análises feitas no relé são maiores do que as simuladas, devido as seguintes situações: a lógica utilizada pelo relé SEL-487E para detectar o distúrbio só identifica a falta entre espiras em 4,17 ms (2 amostras), conforme apresentado na Figura 5.28; geralmente, os fabricantes optam por esperar terminar o processo de estimação fasorial para enviar o sinal de *trip*; e, em especial para o elemento de sequência negativa, o fabricante adota um tempo de atraso intencional que é da ordem de 2 ciclos, conforme foi mencionado na Seção 5.1.3. Retirando os 2 ciclos do tempo de operação da função de sequência negativa convencional, esta enviaria um comando de *trip* em aproximadamente 14,58 ms (7 amostras) após o início da falta, conforme ilustrado na Figura 5.28. Ressalta-se que mesmo realizando esse procedimento, o algoritmo proposto continua operando mais rápido do que o elemento $87TQ$.

Analisando agora a Figura 5.29, referente ao caso ACP.2 com $p = 12\%$, constata-se que a proteção diferencial de fase não detecta o curto-circuito entre espiras quando o carregamento

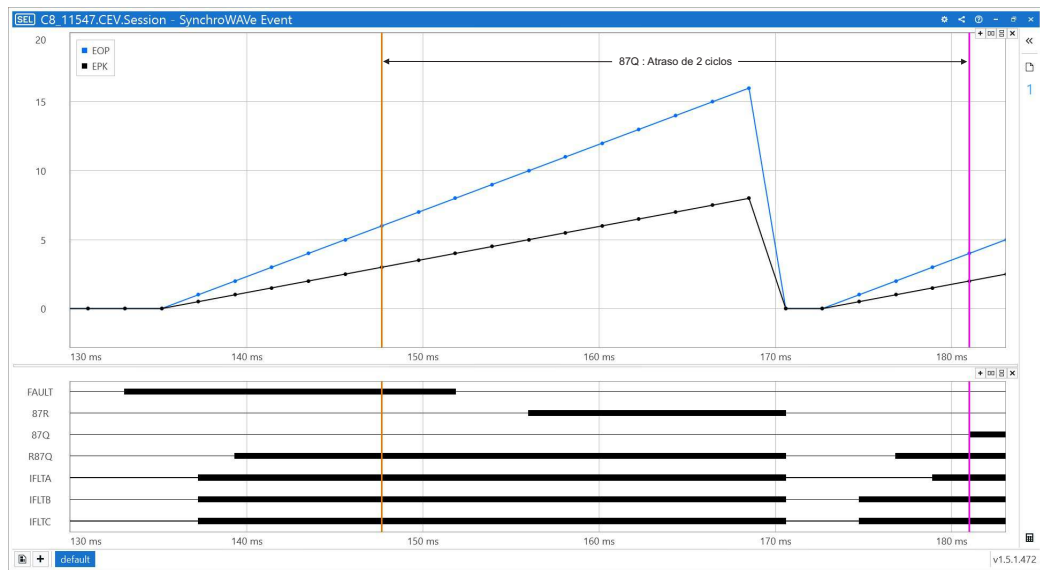


Figura 5.28. Sistema Elétrico Simplificado: resultado proveniente do relé para o caso ACP.1 com $p = 12\%$.

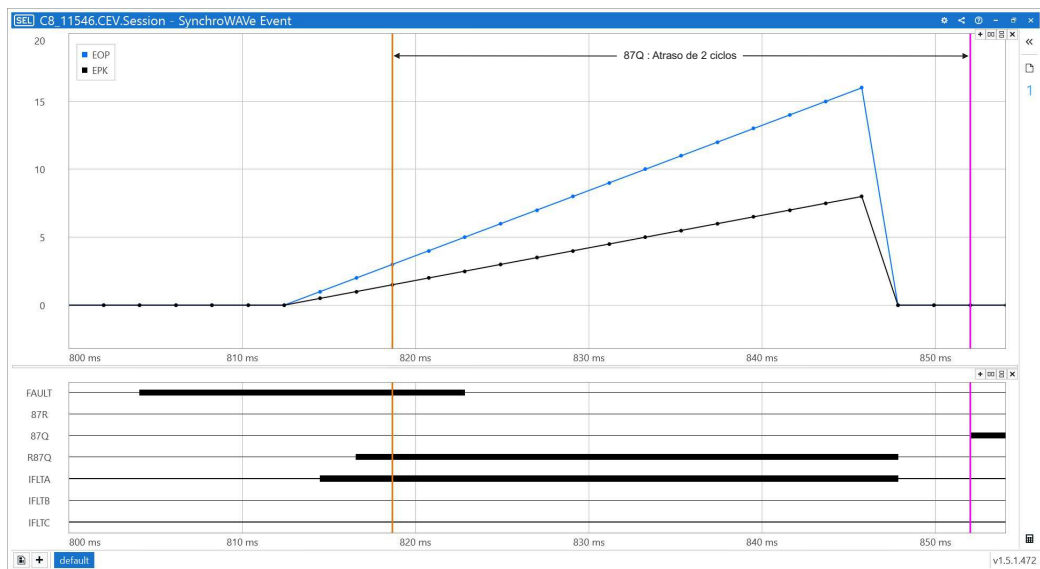


Figura 5.29. Sistema Elétrico Simplificado: resultado proveniente do relé para o caso ACP.2 com $p = 12\%$.

do sistema é moderado ($\delta = -15^\circ$), ou seja, a variável $87R$ permanece no estado lógico 0 (zero), comprovando que a sensibilidade deste elemento é reduzida com o aumento do ângulo de carregamento. No entanto, verifica-se dessa figura, que o elemento de sequência negativa tradicional detecta a falta aplicada, gerando a variável de *trip* $87Q$ em aproximadamente 14,58 ms (7 amostras), sem incluir o atraso de 2 ciclos. O algoritmo proposto também atua para o curto-circuito analisado, enviando um comando de *trip* $R87Q$ em 12,5 ms (6 amostras) após o início da falta.

E por fim, nota-se das Figuras 5.28 e 5.29, que do mesmo modo que ocorre na detecção de distúrbio proposta, a variável FDD retornar ao valor de 0 (zero) 1 ciclo após ser ativada, as

variáveis $IFLTA$, $IFLTB$ e $IFLTC$ também retornam ao valor de 0 (zero), dois ciclos após serem habilitadas (16 amostras). Sendo assim, E_{op} e E_{pk} são zerados, conforme apresentado nas Figuras 5.28 e 5.29, sendo calculados novamente apenas se um novo distúrbio for detectado (ou seja, se $IFLTA = 1$ ou $IFLTB = 1$ ou $IFLTC = 1$).

É pertinente mencionar, que curtos-circuitos externos também foram testados no relé. Os casos ATC.12 (curto-circuito trifásico ABCT) e ATC.13 (curto-circuito monofásico na fase A) foram reavaliados a fim de verificar a confiabilidade da técnica proposta para faltas externas. Quando um distúrbio externo é declarado, a variável CON é ativada, alterando o modo de operação do relé para o modo seguro. Como as variáveis $IFLTA$, $IFLTB$ e $IFLTC$, que indicam a detecção de um curto-circuito interno, permanecem iguais a 0 (zero), E_{op} e E_{pk} não são calculados para verificar o desempenho do método proposto, conforme apresentado na Figura 5.30. Dessa figura, verifica-se que quando um distúrbio externo é declarado, o bloqueio por harmônicas é habilitado, ou seja, a variável $87QB$ é igual a 1 (um). Desta forma, o relé SEL-487E bloqueia o elemento de sequência negativa durante curtos-circuitos externos.

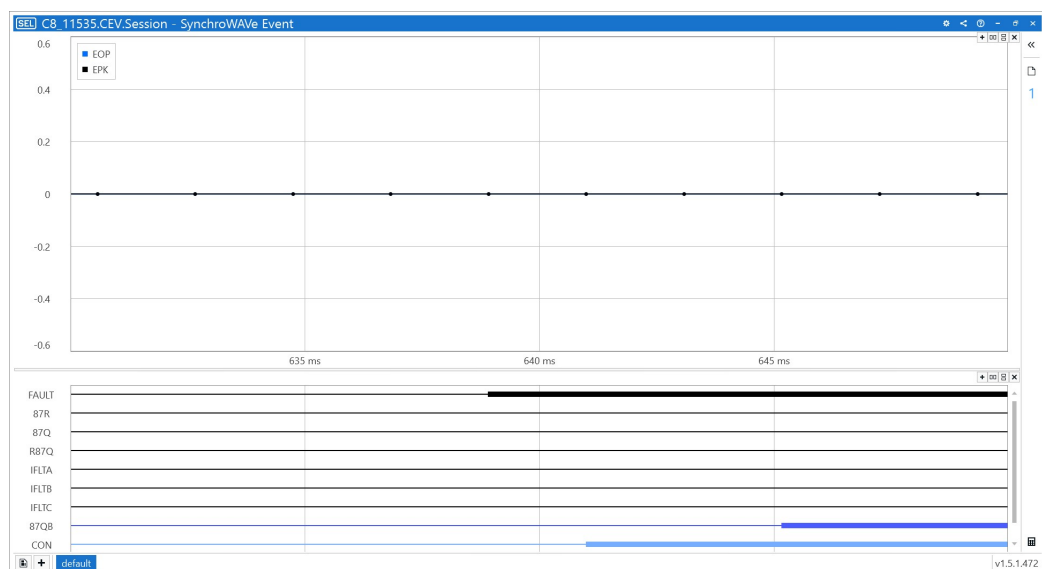


Figura 5.30. Sistema Elétrico Simplificado: resultado proveniente do relé para o caso ATC.12.

5.3.2 Apresentação dos Resultados dos Testes Realizados no Relé SEL-487E: Sistema Elétrico da CHESF

O caso ACP.1 com $p = 12\%$ também é avaliado para o sistema elétrico da CHESF. Na Figura 5.31 é ilustrado o comportamento do algoritmo proposto implementado no relé e as variáveis de *trip* para este caso. Dessa figura, nota-se que os elementos diferenciais de fase e sequência negativa detectam o curto-circuito entre espiras, gerando as variáveis de *trip* 87R e 87Q, respectivamente, em aproximadamente 18,75 ms (9 amostras) e aproximadamente 10,42 ms (5 amostras) após o início da falta, sem incluir o atraso de 2 ciclos. Constata-se também que a técnica desenvolvida detecta a falta aplicada, enviando um sinal de *trip* R87Q em aproximadamente 6,25 ms (3 amostras) após o início da falta.

O caso ATC.2, que corresponde a uma falta entre espiras com 1% de espiras curto-circuitadas aplicada no enrolamento delta do transformador, é reavaliado para validar a sensibilidade do método proposto durante faltas entre espiras, que são difíceis de serem detectadas pelos elementos de fase. Na Figura 5.32 é ilustrado o comportamento do algoritmo proposto implementado no relé e as variáveis de *trip* para este caso. Nota-se dessa figura, que os elementos diferenciais de fase e sequência negativa do relé não detectam o distúrbio. No entanto, com o intuito de verificar a atuação do algoritmo proposto para o caso analisado, foi definida uma detecção de distúrbio após 3 amostras do início da falta. Este instante foi escolhido baseado no momento que

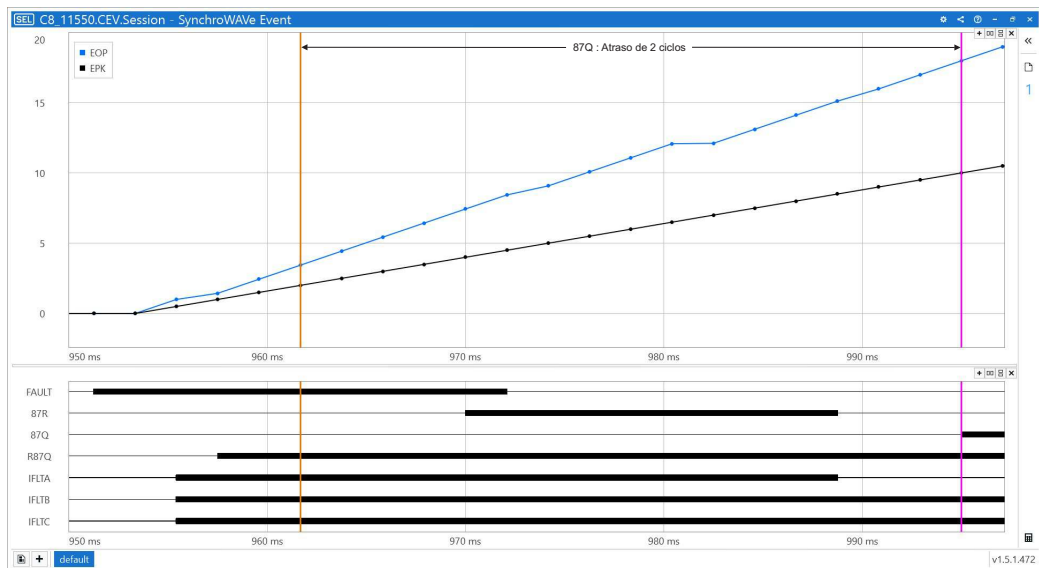


Figura 5.31. Sistema Elétrico da CHESF: resultado proveniente do relé para o caso ACP.1 com $p = 12\%$.

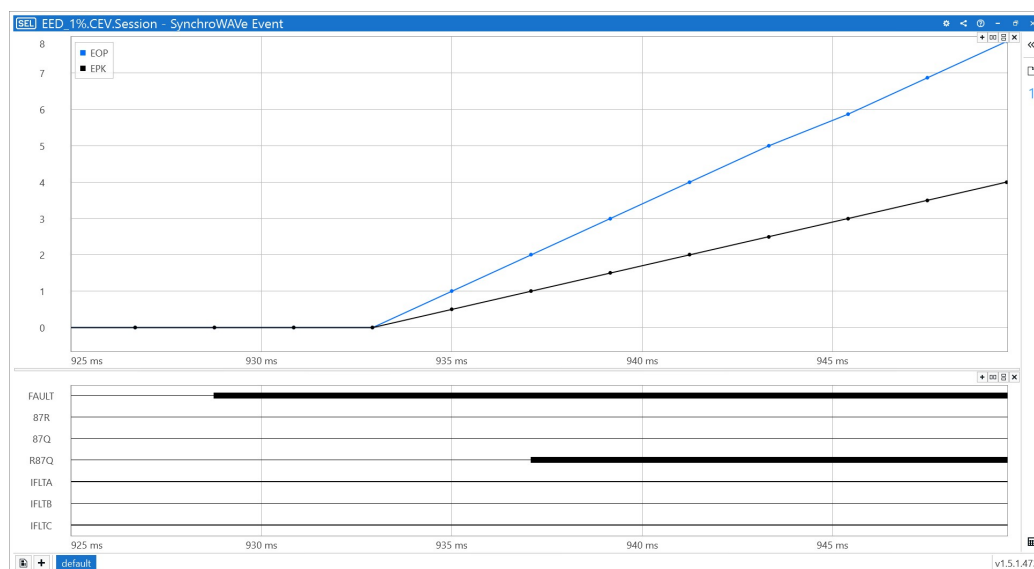


Figura 5.32. Sistema Elétrico da CHESF: resultado proveniente do relé para o caso ATC.2.

a detecção de perturbação é habilitada para os outros casos avaliados. Da Figura 5.32, constata-se que após a detecção forçada do distúrbio, E_{op} cresce ao longo do tempo, sendo maior que E_{pk} , possibilitando uma atuação correta da proteção diferencial para o caso analisado. Sendo assim, pode-se concluir que o método desenvolvido apresenta um bom desempenho, atuando com alta sensibilidade e rapidez em situações nas quais os elementos de fase não operam.

Após analisar todos os resultados obtidos dos testes realizados no relé SEL-487E, pode-se concluir que o algoritmo proposto atua com alta sensibilidade e rapidez, detectando faltas entre espiras, mesmo com 1% do enrolamento curto-circuitado, situações nas quais os elementos de fase não operam. Além disso, a semelhança entre os resultados obtidos para os dois sistemas elétricos simulados, no que concerne ao tempo de atuação do relé, atestam a sensibilidade e rapidez do esquema de proteção proposto. Ressalta-se a importância dos algoritmos utilizados para detecção de distúrbio, uma vez que estes devem ser robustos e rápidos para identificar o instante inicial da perturbação. O método de detecção utilizado neste trabalho, provou ser seguro e simples, além de permitir a detecção rápida de distúrbios, no que diz respeito à identificação de transitórios.

5.4 SÍNTESE DO CAPÍTULO

Neste capítulo dois sistemas elétricos foram modelados e simulados no software ATP: um sistema elétrico simplificado e uma parte do sistema elétrico da CHESF. Primeiramente, foram apresentadas as simulações realizadas no sistema elétrico simplificado. Três tipos de análises foram realizadas para avaliar o desempenho do algoritmo proposto frente a diversos curtos-circuitos internos e externos, a saber: Análise Transitória de Curto-circuito (ATC), Análise de sensibilidade paramétrica (ASP) e, por fim, uma avaliação comparativa entre o algoritmo proposto e os elementos diferenciais tradicionais (87T e 87TQ), fundamentada também nas ASPs. Nessas análises realizadas, uma ampla variedade de curtos-circuitos foram investigados variando o tipo de falta; porcentagem de espiras curto-circuitadas (p); força das fontes (RZS) e condições de carregamento do sistema (δ). Depois, foram apresentadas as simulações realizadas no sistema elétrico da CHESF. Com o intuito de avaliar o desempenho do algoritmo proposto, dois casos da ATC foram reavaliados e outro tipo de teste é realizado, denominado de Análise Transitória de Manobra (ATM). Além desse estudo realizado a partir dos resultados obtidos das simulações computacionais, a lógica do algoritmo proposto foi implementada em um relé de proteção comercial, com o intuito de validar experimentalmente o método desenvolvido. Dos resultados obtidos, verificou-se que a técnica proposta é capaz de distinguir faltas internas de externas, além de detectar faltas internas entre espiras e espira-terra, mesmo para 1% de espiras curto-circuitadas. Sendo assim, o algoritmo desenvolvido é mais rápido e sensível durante faltas internas envolvendo poucas espiras, do que os elementos diferenciais tradicionais utilizados pelos fabricantes em aplicações práticas de proteção, sendo, portanto, um complemento às funções diferenciais de fase.

Dos resultados obtidos com as análises comparativas realizadas, verificam-se potencialidades decorrentes do emprego do algoritmo proposto quando comparado com a proteção diferencial tradicional, sendo listadas a seguir:

- Atua mais rápido e apresenta alta sensibilidade para detectar faltas entre espiras e espira-terra envolvendo poucas espiras curto-circuitadas;
- Não é comprometido pela força das fontes;
- Varia minimamente com as condições de carregamento;

- Não envia um falso comando de *trip* em situações de curto-circuito com saturação de TCs, energização solidária e durante a remoção de uma falta externa próxima ao transformador, dispensando a necessidade de lógicas adicionais de bloqueio para esses eventos;
- Não é necessário um atraso intencional no tempo de atuação, o que geralmente os fabricantes adotam para o elemento diferencial tradicional de sequência negativa.

CONCLUSÕES E PROPOSTAS PARA TRABALHOS FUTUROS

Nesta tese, foi apresentada uma nova técnica de proteção diferencial para transformadores de potência baseada na componente de sequência negativa. Sua implementação utiliza os sinais reconstruídos das correntes de sequência negativa para calcular uma razão integrada de operação para distinguir faltas internas das externas. Além disso, a técnica desenvolvida incorpora uma lógica para detecção de distúrbios e uma estratégia de restrição por harmônicas, assegurando assim a correta operação do algoritmo proposto mesmo durante faltas externas com saturação do TC.

A fim de fundamentar aspectos importantes considerados no desenvolvimento da proteção diferencial proposta, no Capítulo 2, foi descrita a fundamentação da proteção diferencial de corrente, abordando os conceitos principais sobre a proteção diferencial de transformadores de potência. Sendo assim, foram citados os possíveis problemas que podem provocar uma atuação indevida da proteção diferencial, bem como as soluções geralmente utilizadas. A contextualização dessas principais características e os problemas associados à proteção e operação de transformadores foi essencial para o desenvolvimento do algoritmo de sequência negativa proposto.

Da revisão bibliográfica realizada no Capítulo 3, foi possível analisar os principais trabalhos que investigam sobre a proteção de transformadores de potência, identificando a contribuição de cada um deles, bem como a deficiência dos métodos de proteção utilizados.

O algoritmo proposto baseado na corrente de sequência negativa foi apresentado no Capítulo 4, com a descrição detalhada de cada um dos módulos que compõem a sua implementação. Os sinais de corrente, medidos no secundário dos TCs do lado de alta e baixa tensão do transformador, são compensados, manipulados, para obter as correntes de sequência negativa, e reconstruídos no tempo, resultando na determinação das razões integradas de operação e *pic-*

kup. Sendo assim, a lógica de atuação do método proposto, baseia-se na comparação entre essas razões integradas, gerando um sinal de *trip* se E_{op} for maior que E_{pk} .

Para avaliar o desempenho do método proposto, um sistema elétrico simplificado e uma parte do sistema elétrico da CHESF foram simulados no *software* ATP. Em ambos os sistemas, um transformador de potência foi submetido a diferentes condições de operação, por exemplo, condições de faltas internas e externas. As análises dessas simulações realizadas foram apresentadas no Capítulo 5, sendo classificadas em ATCs, ASPs e ATMs.

Dos resultados obtidos das ATCs no Capítulo 5, constatou-se que a técnica desenvolvida operou adequadamente em todos os casos analisados de curtos-circuitos internos, incluindo situações críticas, tais como faltas entre espiras e espira-terra envolvendo 1% de espiras curto-circuitadas e faltas trifásicas, considerando que o método é baseado na corrente de sequência negativa. Além disso, verificou-se também que o algoritmo proposto é capaz de discriminar faltas internas e externas, mesmo com a saturação do TC.

Os resultados obtidos no Capítulo 5 ainda mostraram que o uso das ASPs fornecem uma investigação mais abrangente e confiável do algoritmo de proteção desenvolvido, confirmando os principais aspectos observados nas ATCs. Das simulações obtidas com as ASPs, analisando a influência da porcentagem de espiras curto-circuitadas, verificou-se que o algoritmo proposto detecta todas as faltas entre espiras e espira-terra, protegendo todo o enrolamento do transformador de potência. Em relação a influência do *RZS*, observou-se que a força das fontes interfere tanto no comportamento do método desenvolvido quanto no dos elementos de fase e de sequência negativa. No entanto, mesmo sendo influenciado pelo *RZS*, o algoritmo proposto opera corretamente para todos os casos analisados. Acerca das condições de carregamento do sistema, constatou-se que o método desenvolvido varia minimamente com as condições de carregamento.

Dos resultados obtidos das ATMs no Capítulo 5, constatou-se que o método desenvolvido foi seguro e não forneceu *trip* incorretamente nos casos de faltas externas com saturação do TC, durante a remoção de um curto-circuito próximo ao transformador e na condição de energização solidária. Sendo assim, as estratégias adicionais adotadas pelos fabricantes e pesquisadores para o elemento 87TQ tradicional, tais como lógica de detecção de falta externa e o bloqueio do relé diferencial quando uma falta externa é detectada, são dispensáveis para a operação

segura da nova técnica desenvolvida baseada na corrente de sequência negativa. Entretanto, ressalta-se, que o elemento diferencial proposto deve ficar bloqueado durante a energização do transformador.

No Capítulo 5, uma avaliação comparativa entre a tradicional proteção diferencial de corrente (fundamentada nos elementos de fase e sequência negativa) e a proteção diferencial proposta foi realizada, com o intuito de apresentar as vantagens do novo método proposto em relação aos elementos diferenciais tradicionais (87T e 87TQ). Os resultados obtidos revelaram que o novo algoritmo de sequência negativa é mais rápido e sensível, detectando faltas entre espiras e espira-terra difíceis de serem detectadas pelos elementos diferenciais convencionais.

Ainda no Capítulo 5, a lógica do algoritmo proposto foi implementada em um relé de proteção diferencial comercial, possibilitando uma avaliação comparativa entre esse método e as funções diferenciais 87T e 87TQ já implementadas no relé. Os resultados obtidos mostraram que o algoritmo desenvolvido é mais rápido e sensível durante faltas internas envolvendo poucas espiras, do que os elementos diferenciais tradicionais utilizados pelos fabricantes em aplicações práticas de proteção. Conclui-se, portanto, que o algoritmo desenvolvido baseado na corrente de sequência negativa é um excelente complemento às funções diferenciais tradicionais, no que concerne às operações mais rápidas e sensíveis para faltas internas envolvendo poucas espiras, e seguro para faltas externas com saturação do TC. Além disso, a implementação do método proposto é simples, possibilitando seu uso em aplicações práticas de proteção.

Como continuação dos estudos realizados nesta tese, são sugeridas as seguintes propostas de trabalhos futuros:

- Adaptar o algoritmo proposto para o caso de faltas simultâneas, por exemplo, um curto-circuito externo que se desenvolve para um curto-circuito interno;
- Avaliar a aplicação do método desenvolvido na proteção de outros equipamentos, como geradores e reatores;
- Desenvolver técnicas de estimação das componentes de sequência no domínio do tempo.
- Desenvolver plataforma de testes com relés que inclua o processo de detecção rápida.
- Avaliar o desempenho do algoritmo proposto com registros reais.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ABB. *Transformer Protection RET670 2.2*: Technical manual. Västerås, Sweden, 2017. Citado na página 4.
- AKTAIBI, A.; RAHMAN, M. A.; RAZALI, A. M. An experimental implementation of the dq -axis wavelet packet transform hybrid technique for three-phase power transformer protection. *IEEE Transactions on Industry Applications*, v. 50, n. 4, p. 2919–2927, July 2014. ISSN 0093-9994. Citado 4 vezes nas páginas 5, 28, 36 e 38.
- BABIY, M.; GOKARAJU, R.; GARCIA, J. C. Turn-to-turn fault detection in transformers using negative sequence currents. In: *2011 IEEE Electrical Power and Energy Conference*. [S.l.: s.n.], 2011. p. 158–163. Citado 3 vezes nas páginas 33, 37 e 38.
- BALAGA, H.; GUPTA, N.; VISHWAKARMA, D. N. Ga trained parallel hidden layered ann based differential protection of three phase power transformer. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, v. 67, p. 286 – 297, 2015. ISSN 0142-0615. Citado 2 vezes nas páginas 30 e 38.
- BALLAL, M. S.; SURYAWANSHI, H. M.; MISHRA, M. K.; CHAUDHARI, B. N. Interturn faults detection of transformers by diagnosis of neutral current. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 31, n. 3, p. 1096–1105, June 2016. ISSN 0885-8977. Citado 5 vezes nas páginas 5, 31, 36, 37 e 38.
- BAOMING, G.; ALMEIDA, A. T. de; QIONGLIN, Z.; XIANGHENG, W. An equivalent instantaneous inductance-based technique for discrimination between inrush current and internal faults in power transformers. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 20, n. 4, p. 2473–2482, Oct 2005. ISSN 0885-8977. Citado na página 36.
- BARBOSA, D.; NETTO, U. C.; COURRY, D. V.; OLESKOVICZ, M. Power transformer differential protection based on clarke's transform and fuzzy systems. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 26, n. 2, p. 1212–1220, April 2011. ISSN 0885-8977. Citado 4 vezes nas páginas 5, 30, 37 e 38.
- BEJMERT, D.; REBIZANT, W.; SCHIEL, L. Transformer differential protection with fuzzy logic based inrush stabilization. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, v. 63, p. 51 – 63, 2014. ISSN 0142-0615. Citado 2 vezes nas páginas 30 e 38.
- BLACKBURN, J. L.; DOMIN, T. J. *Protective Relaying Principles and Applications*. Boca Raton, USA: CRC Press, 3 Ed., 2006. Citado na página 15.
- CIGRE. *Modern Techniques for Protecting, Controlling and Monitoring Power Transformers*. [S.l.]: Working Group B5.05, 2011. Citado 3 vezes nas páginas 3, 13 e 18.
- COMMITTEE, I. T. Progress report on a guide for loading oil-immersed power transformers rated in excess of 100 mva. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-100, n. 8, p. 4020–4032, Aug 1981. ISSN 0018-9510. Citado na página 77.

- CORDRAY, R. E. Percentage-differential transformer protection. *Electrical Engineering*, v. 50, n. 5, p. 361–363, May 1931. ISSN 0095-9197. Citado na página 24.
- DESHMUKH, M. S.; BARHATE, V. T. Microcontroller based differential relay using fuzzy logic for transformer protection. In: *2017 International Conference on Intelligent Computing and Control Systems (ICICCS)*. [S.l.: s.n.], 2017. p. 712–717. Citado 2 vezes nas páginas 30 e 38.
- DOBLE ENGINEERING COMPANY. *F6 Hardware*: User guide. [S.l.], 2012. Citado na página 93.
- EINVAL, C. H.; LINDERS, J. R. A three-phase differential relay for transformer protection. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, v. 94, n. 6, p. 1971–1980, Nov 1975. ISSN 0018-9510. Citado na página 25.
- ELECTRA. *Overloading and loading limitations of large transformers*. [S.l.]: no. 86, 1983. Citado na página 77.
- EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. *Previsões de carga para o Planejamento Anual da Operação Energética 2018-2022, 1 Revisão Quadrimestral*. [S.l.], 2018. Citado na página 1.
- FERRER, H. J. A.; SCHWEITZER, I. E. O. *Modern Solutions for Protection, Control and Monitorin of Eletronic Power System*. Schweitzer Engineering Laboratories Inc., Pullman, WA, 2010. Citado 8 vezes nas páginas 5, 11, 17, 20, 21, 22, 23 e 78.
- GAJIC, Z. *Differential Protection for Arbitrary Three-Phase Power Transformers*. Tese (Doutorado) — Department of Industrial Electrical Engineering and Automation, Lund University, 2008. Citado na página 19.
- GAJIC, Z.; BRNCIC, I.; HILLSTROM, B.; IVANKOVIC, I. Sensitive turn-to-turn fault protection for power transformers. *CIGRE, Study Committee B5 Colloq.*, 2005. Citado 5 vezes nas páginas 32, 33, 34, 37 e 38.
- GUZMAN, A.; FISCHER, N.; LABUSCHAGNE, C. Improvements in transformer protection and control. In: *2009 62nd Annual Conference for Protective Relay Engineers*. [S.l.: s.n.], 2009. p. 563–579. Citado 7 vezes nas páginas 21, 22, 26, 32, 33, 38 e 62.
- GUZMAN, A.; ZOCHOLL, S.; BENMOUYAL, G.; ALTUVE, H. J. A current-based solution for transformer differential protection. ii. relay description and evaluation. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 17, n. 4, p. 886–893, Oct 2002. ISSN 0885-8977. Citado 2 vezes nas páginas 26 e 38.
- GUZMAN, A.; ZOCHOLL, Z.; BENMOUYAL, G.; ALTUVE, H. J. A current-based solution for transformer differential protection. i. problem statement. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 16, n. 4, p. 485–491, Oct 2001. ISSN 0885-8977. Citado 4 vezes nas páginas 5, 24, 26 e 36.
- GUZMAN, H. A. A.; TZIOUVARAS, D. Power transformer protection improvements with numerical relays. In: *proceedings of the CIGRE B5 Colloquium*. Calgary, Canada: [s.n.], 2005. Citado 3 vezes nas páginas 11, 13 e 15.

- HART, D. G.; NOVOSEL, D.; SMITH, R. A. *Modified Cosine Filters*. 2000. U.S. Patent 6,154,687. Citado na página 41.
- HAYWARD, C. D. Harmonic-current-restrained relays for transformer differential protection. *Transactions of the American Institute of Electrical Engineers*, v. 60, n. 6, p. 377–382, June 1941. ISSN 0096-3860. Citado na página 25.
- HEVIA, O. P. *HYSTERESIS HEVIA: a new routine to generate input data for inductors with hysteresis*. Santa Fe, Argentina: EEUG NEWS, 2000. Citado na página 57.
- HONORATO, T. R.; MORAES, C. R.; PERES, L. M.; SILVA, K. M. Validação de modelos computacionais das função de proteção de relés numéricos. *Congresso Brasileiro de Automática (CBA)*. João Pessoa, Oct 2018. Citado na página 93.
- HOROWITZ, S. H.; PHADKE, A. *Power system relaying*. 4. ed. West Sussex, England: John Wiley & Sons Inc., 2014. Citado 3 vezes nas páginas 10, 13 e 14.
- IEC. *Power Transformer - Part 1: General*. [S.l.]: International Standard IEC 60076-1, Edition 2.1, 2000-04, 2000. Citado na página 16.
- IEEE POWER SYSTEM RELAYING COMMITTEE. *EMTP Reference Models for Transmission Line Relay Testing*. [S.l.], 2004. Disponível em: <<http://www.pes-psrc.org>>. Citado 3 vezes nas páginas 58, 59 e 86.
- IEEE STANDARDS ASSOCIATION. *C37.111-1999 Standard Common Format for Transient Data Exchange (COMTRADE) for Power Systems*. [S.l.], 1999. Citado na página 93.
- IEEE STD C37.91-2008. *IEEE Guide for Protecting Power Transformers - (Revision of IEEE Std C37.91-2000)*. [S.l.], 2008. 1-139 p. Citado 6 vezes nas páginas 1, 3, 16, 19, 20 e 21.
- KASZTENNY, B.; FISCHER, N.; ALTUVE, H. J. Negative-sequence differential protection - principles, sensitivity, and security. In: *2015 68th Annual Conference for Protective Relay Engineers*. [S.l.: s.n.], 2015. p. 364–378. Citado 10 vezes nas páginas 4, 21, 22, 34, 37, 38, 43, 47, 48 e 69.
- KASZTENNY, B.; THOMPSON, M.; FISCHER, N. Fundamentals of short-circuit protection for transformers. In: *2010 63rd Annual Conference for Protective Relay Engineers*. [S.l.: s.n.], 2010. p. 1–13. Citado 4 vezes nas páginas 4, 5, 61 e 62.
- KENNEDY, L. F.; HAYWARD, C. D. Harmonic-current-restrained relays for differential protection. *Transactions of the American Institute of Electrical Engineers*, v. 57, n. 5, p. 262–271, May 1938. ISSN 0096-3860. Citado na página 25.
- LOPES, F. V.; FERNANDES, D.; NEVES, W. L. A. A traveling-wave detection method based on park's transformation for fault locators. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 28, n. 3, p. 1626–1634, July 2013. ISSN 0885-8977. Citado na página 44.
- MAGRIN, F. G. S. *Novas Funções para a Proteção de Transformadores*. Tese (Doutorado) — Universidade Estadual de Campinas, março 2017. Citado 3 vezes nas páginas 6, 35 e 38.
- MATHEWS, C. A. An improved transformer differential relay. *Electrical Engineering*, v. 73, n. 7, p. 648–648, July 1954. ISSN 0095-9197. Citado na página 25.

- MEDEIROS, R. P.; COSTA, F. B. A wavelet-based transformer differential protection with differential current transformer saturation and cross-country fault detection. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 33, n. 2, p. 789–799, April 2018. ISSN 0885-8977. Citado 3 vezes nas páginas 29, 36 e 38.
- MEDEIROS, R. P.; COSTA, F. B.; SILVA, K. M. Power transformer differential protection using the boundary discrete wavelet transform. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 31, n. 5, p. 2083–2095, Oct 2016. ISSN 0885-8977. Citado 3 vezes nas páginas 29, 36 e 38.
- MURUGAN, S. K.; SIMON, S. P.; SUNDARESWARAN, K.; NAYAK, P. S. R.; PADHY, N. P. An empirical fourier transform-based power transformer differential protection. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 32, n. 1, p. 209–218, Feb 2017. ISSN 0885-8977. Citado 4 vezes nas páginas 5, 31, 36 e 38.
- NOSHAD, B.; RAZAZ, M.; SEIFOSSADAT, S. G. A new algorithm based on clarke's transform and discrete wavelet transform for the differential protection of three-phase power transformers considering the ultra-saturation phenomenon. *Electric Power Systems Research*, v. 110, p. 9 – 24, 2014. ISSN 0378-7796. Citado 2 vezes nas páginas 30 e 38.
- OLIVEIRA, L. M.; CARDOSO, A. M.; CRUZ, S. M. Power transformers winding fault diagnosis by the on-load exciting current extended park's vector approach. *Electric Power Systems Research*, v. 81, n. 6, p. 1206 – 1214, 2011. ISSN 0378-7796. Citado 3 vezes nas páginas 31, 36 e 38.
- OLIVEIRA, L. M. R.; CARDOSO, A. J. M. Comparing power transformer turn-to-turn faults protection methods: Negative sequence component versus space-vector algorithms. *IEEE Transactions on Industry Applications*, v. 53, n. 3, p. 2817–2825, May 2017. ISSN 0093-9994. Citado 2 vezes nas páginas 35 e 38.
- ONS. *Metodologia de classificação estatística de desligamentos forçados e do desempenho de proteção, religamento automático e SEP*. Rio de Janeiro, Brasil: Operador Nacional do Sistema Elétrico, 2013. Citado na página 2.
- ONS. *Submódulo 2.6 - Requisitos mínimos para os sistemas de proteção, de registro de perturbações e de teleproteção*. Rio de Janeiro, Brasil: Operador Nacional do Sistema Elétrico, 2016. Citado na página 4.
- ONS. *Relatório de análise estatística de desligamentos forçados de equipamentos referente ao ano de 2016 - RE 3/0041/2017*. Rio de Janeiro, Brasil: Operador Nacional do Sistema Elétrico, 2017. Citado 2 vezes nas páginas viii e 2.
- ONS. *Relatório de análise estatística do desempenho dos sistemas de proteção e dos relés de proteção referente ao ano de 2016 - Lindas de transmissão - RE 3/0042/2017*. Rio de Janeiro, Brasil: Operador Nacional do Sistema Elétrico, 2017. Citado na página 3.
- ONS. *Relatório de análise estatística do desempenho dos sistemas de proteção e dos relés de proteção referente ao ano de 2016 - RE 3/0043/2017*. Rio de Janeiro, Brasil: Operador Nacional do Sistema Elétrico, 2017. Citado 2 vezes nas páginas viii e 3.
- PAITHANKAR, Y. G.; BHIDE, S. R. *Fundamentals of Power System Protection*. New Delhi, India: Prentice-Hall, 2007. Citado 4 vezes nas páginas 2, 4, 9 e 65.

- PATEL, D. D.; CHOTHANI, N. G.; MISTRY, K. D. Sequence component of currents based differential protection of power transformer. In: *2015 Annual IEEE India Conference (INDICON)*. [S.l.: s.n.], 2015. p. 1–6. Citado 4 vezes nas páginas 5, 34, 37 e 38.
- RIZVI, I. A.; REESER, G. Using symmetrical components for internal external fault discrimination in differential protection schemes. In: *2013 66th Annual Conference for Protective Relay Engineers*. [S.l.: s.n.], 2013. p. 68–79. Citado 3 vezes nas páginas 33, 37 e 38.
- SAADAT, H. *Power System Analysis*. 3. ed. Minnesota, USA: PSA Publishing, 2010. Citado na página 77.
- SCHWEITZER ENGINEERING LABORATORIES. *Guia Prático para instalação e utilização do software SEL-5030 AcSELeator QuickSet*. [S.l.], 2012. Citado na página 93.
- SCHWEITZER ENGINEERING LABORATORIES. *SEL-487E-3, -4 Relay Current Differential and Voltage Protection: Instruction manual*. Pullman, WA, USA, 2017. Citado 11 vezes nas páginas viii, 4, 32, 52, 53, 72, 78, 79, 84, 93 e 94.
- SEVOV, L.; KHAN, U.; ZHANG, Z. Enhancing power transformer differential protection to improve security and dependability. *IEEE Transactions on Industry Applications*, v. 53, n. 3, p. 2642–2649, May 2017. ISSN 0093-9994. Citado 2 vezes nas páginas 27 e 38.
- SHARP, R. L.; GLASSBURN, W. E. A transformer differential relay with second-harmonic restraint. *Transactions of the American Institute of Electrical Engineers. Part III: Power Apparatus and Systems*, v. 77, n. 3, p. 913–918, April 1958. ISSN 0097-2460. Citado na página 25.
- SILVA, K. M. *Estimação de Fasores Baseada na Transformada Wavelet para Uso na Proteção de Distância de Linhas de Transmissão*. Tese (Doutorado) — Universidade Federal de Campina Grande, abril 2009. Citado 3 vezes nas páginas vi, 84 e 85.
- SILVA, P. H. L. da. *Proteção Diferencial de Transformadores usando a transformada wavelet*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Estadual Paulista, ago. 2014. Citado 3 vezes nas páginas 28, 36 e 38.
- TAJ, B. N.; MAHMOUDI, A.; KAHOURZADE, S. Comparison of low-impedance restricted earth fault protection in power transformer numerical relay. *Australian Journal of Basic and Applied Sciences*, v. 12, n. 5, p. 2458–2474, 2011. ISSN 1991-8178. Citado na página 23.
- TAVARES, K. A.; SILVA, K. M. Evaluation of power transformer differential protection using the atp software. *IEEE Latin America Transactions*, v. 12, n. 2, p. 161–168, March 2014. ISSN 1548-0992. Citado 2 vezes nas páginas 27 e 38.
- TRIPATHY, M.; MAHESHWARI, R. P.; VERMA, H. K. Advances in transformer protection: A review. *Electric Power Components & Systems*, v. 33, n. 11, p. 1203 – 1209, 2005. Citado na página 36.
- VAZQUEZ, E.; MIJARES, I. I.; CHACON, O. L.; CONDE, A. Transformer differential protection using principal component analysis. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 23, n. 1, p. 67–72, Jan 2008. ISSN 0885-8977. Citado 4 vezes nas páginas 5, 30, 36 e 38.

- VISHWAKARMA, D. N.; BALAGA, H.; NATH, H. Application of genetic algorithm trained masterslave neural network for differential protection of power transformer. In: *2014 9th International Conference on Computer Engineering Systems (ICCES)*. [S.l.: s.n.], 2014. p. 164–169. Citado 2 vezes nas páginas 30 e 38.
- WISZNIEWSKI, A.; SOLAK, K.; REBIZANT, W.; SCHIEL, L. Calculation of the lowest currents caused by turn-to-turn short-circuits in power transformers. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, v. 95, p. 301 – 306, 2018. ISSN 0142-0615. Citado na página 4.
- ZACHARIAS, D.; GOKARAJU, R. Prototype of a negative-sequence turn-to-turn fault detection scheme for transformers. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 31, n. 1, p. 122–129, Feb 2016. ISSN 0885-8977. Citado 4 vezes nas páginas 5, 34, 37 e 38.
- ZIEGLER, G. *Numerical Differential Protection: Principles and Applications*. 4. ed. Erlangen: Publicis Corporate Publishing, 2005. Citado 5 vezes nas páginas 3, 5, 15, 18 e 90.