

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA MARIA
CENTRO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**PROPOSTA DE UM SISTEMA DE PROTEÇÃO
PARA PRESERVAR A COORDENAÇÃO
ENTRE RELIGADORES E ELOS FUSÍVEIS
DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO NA
PRESENÇA DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA**

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

Luiz Fernando de Freitas Gutierrez

Santa Maria, RS, Brasil

2013

**PROPOSTA DE UM SISTEMA DE PROTEÇÃO PARA
PRESERVAR A COORDENAÇÃO ENTRE RELIGADORES E
ELOS FUSÍVEIS DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO NA
PRESENÇA DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA**

Luiz Fernando de Freitas Gutierrez

Dissertação apresentada ao Curso de Mestrado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica (PPGEE), Área de Concentração em Processamento de Energia, da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como requisito parcial para obtenção do grau de
Mestre em Engenharia Elétrica

Orientador: Profº. Dr. Ghendy Cardoso Jr.

Santa Maria, RS, Brasil

2013

de Freitas Gutierrez, Luiz Fernando

Proposta de um Sistema de Proteção para Preservar a Coordenação entre Religadores e Elos Fusíveis de Sistemas de Distribuição na Presença de Geração Distribuída / por Luiz Fernando de Freitas Gutierrez. – 2013.

100 f.: il.; 30 cm.

Orientador: Ghendy Cardoso Jr.

Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal de Santa Maria, Centro de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, RS, 2013.

1. Geração distribuída. 2. Sistemas de distribuição. 3. Coordenação da proteção. I. Cardoso Jr., Ghendy. II. Título.

© 2013

Todos os direitos autorais reservados a Luiz Fernando de Freitas Gutierrez. A reprodução de partes ou do todo deste trabalho só poderá ser feita mediante a citação da fonte.

E-mail: luizgutierrez@gmail.com

**Universidade Federal de Santa Maria
Centro de Tecnologia
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica**

A Comissão Examinadora, abaixo assinada,
aprova a Dissertação de Mestrado

**PROPOSTA DE UM SISTEMA DE PROTEÇÃO PARA PRESERVAR A
COORDENAÇÃO ENTRE RELIGADORES E ELOS FUSÍVEIS DE
SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO NA PRESENÇA DE GERAÇÃO
DISTRIBUÍDA**

elaborada por
Luiz Fernando de Freitas Gutierres

como requisito parcial para obtenção do grau de
Mestre em Engenharia Elétrica

COMISSÃO EXAMINADORA:

Ghendy Cardoso Jr., Dr.
(Presidente/Orientador)

Glauco Nery Taranto, Dr. (UFRJ)

Adriano Peres de Moraes, Dr. (UFSM)

Santa Maria, 01 de Agosto de 2013.

“A melhor maneira de prever o futuro é criá-lo.”
— PETER FERDINAND DRUCKER (1909-2005)

RESUMO

Dissertação de Mestrado
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica
Universidade Federal de Santa Maria

PROPOSTA DE UM SISTEMA DE PROTEÇÃO PARA PRESERVAR A COORDENAÇÃO ENTRE RELIGADORES E ELOS FUSÍVEIS DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO NA PRESENÇA DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

AUTOR: LUIZ FERNANDO DE FREITAS GUTIERRES

ORIENTADOR: GHENDY CARDOSO JR.

Local da Defesa e Data: Santa Maria, 01 de Agosto de 2013.

Neste trabalho, apresenta-se um sistema de proteção que preserva a coordenação e a seletividade entre religadores e elos fusíveis de sistemas de distribuição na presença de geração distribuída. A ideia principal desse sistema concentra-se no uso de comparadores de corrente RMS. Em tempo real, esses comparadores são responsáveis por analisar as correntes supridas pela geração distribuída, identificar faltas e constatar a perda da coordenação e da seletividade entre religadores e elos fusíveis do sistema elétrico de distribuição. Uma vez detectado o problema, somente os geradores causadores são automaticamente desconectados temporariamente através de tiristores comutáveis pelo gatilho. Aplica-se esse sistema em uma rede elétrica de distribuição desenvolvida no ATP/EMTP. Os resultados obtidos são analisados e discutidos através de um estudo de caso. Além disso, a partir dos resultados, desenvolve-se uma metodologia de proteção de modo a colaborar com a padronização e normatização dos procedimentos de acesso à rede elétrica nacional. Dessa maneira, propõem-se mudanças nos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST). Significativamente, o sistema e a metodologia de proteção propostos contribuem na adequação dos atuais sistemas de distribuição com forte tendência de inserção de geração distribuída.

Palavras-chave: Geração distribuída. Sistemas de distribuição. Coordenação da proteção.

ABSTRACT

Master's Dissertation
Post-Graduate Program in Electrical Engineering
Federal University of Santa Maria

PROPOSAL OF A RECLOSER-FUSE COORDINATION PROTECTION FOR DISTRIBUTED GENERATION SYSTEMS

AUTHOR: LUIZ FERNANDO DE FREITAS GUTIERRES

ADVISOR: GHENDY CARDOSO JR.

Defense Place and Date: Santa Maria, August 01st, 2013.

This work presents a novel recloser-fuse coordination protection for distributed generation systems based on the use of RMS current comparators. In real-time, these comparators are responsible for analyzing current magnitude in upstream and downstream network directions; identify faults; and assess the recloser-fuse coordination status based on critical margins identified by the protection system. Once a miscoordination is detected, some distributed generation units are strategically disconnected from the distribution network by gate turn-off thyristors. As a result of this action, short-circuit current is reduced to a satisfactory level, restoring the coordination between recloser and fuses in the grid. The proposed protection system has been implemented in a 12.47-kV grid and simulations have been carried out in ATP/EMTP. The main contributions in this work are the results obtained mainly throughout testing fault circumstances and operational conditions. Besides, this work proposes a protection methodology in the perspective of a national standardized regulation. Significantly, the approach contributes to the adequacy and modernization of distribution systems with considerable tendency of distributed generation insertion.

Keywords: Distributed generation. Distribution system. Protection coordination.

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 – Diagrama unifilar de uma rede elétrica meramente didática e sem conexões de GD.	23
Figura 2.2 – Operação convencional das proteções segundo o princípio de operação rápida do religador para resguardar os elos fusíveis.	24
Figura 2.3 – Nova situação imposta ao SED do exemplo proposto com a inserção de uma GD.	25
Figura 2.4 – Curvas características de operação do religador e elo fusível do exemplo. ...	27
Figura 2.5 – Diagrama unifilar e principais características do SED da segunda análise teórica.	28
Figura 2.6 – Circuito elétrico equivalente do SED da segunda análise teórica.	29
Figura 2.7 – Equivalente de Thevenin do SED da segunda análise teórica.	29
Figura 3.1 – Diagrama unifilar de um SED com inserção de duas GDs com fins didáticos.	37
Figura 3.2 – Diagrama de blocos do sistema de proteção proposto.	40
Figura 3.3 – Sistema proposto com uma única unidade de proteção.	41
Figura 3.4 – Sistema proposto com duas unidades de proteção.	41
Figura 3.5 – Diagrama de sinais do sistema de proteção proposto.	42
Figura 3.6 – Esquema de entradas/saídas do bloco de lógica de comando.	43
Figura 3.7 – Configuração antiparalela dos blocos de GTOs.	45
Figura 3.8 – Diagrama unifilar de um sistema com verificação de sincronismo.	46
Figura 4.1 – Sistema de distribuição estudado e seu estado de operação padrão.	48
Figura 4.2 – Análise gráfica da resposta de um elo fusível limitador de corrente.	53
Figura 4.3 – Demonstração da curva de operação característica de um elo fusível com a adição do tempo de extinção do arco.	54
Figura 4.4 – Fluxograma do modelo de elo fusível implementado.	55
Figura 4.5 – Oscilografia de um elo fusível deste trabalho.	56
Figura 4.6 – Oscilografia de um religador deste trabalho.	57
Figura 4.7 – Fluxograma do modelo do sistema de proteção proposto.	58
Figura 4.8 – Tiristor disponibilizado na biblioteca de componentes do ATP/EMTP.	59
Figura 4.9 – Circuito de ajuda à comutação utilizado neste trabalho.	61
Figura 4.10 – Respostas das simulações do sistema de proteção proposto realizadas para o valor de corrente de 800 A.	62
Figura 4.11 – Respostas das simulações do sistema de proteção proposto realizadas para o valor de corrente de 1500 A.	62
Figura 4.12 – Respostas das simulações do sistema de proteção proposto sem <i>snubber</i>	63
Figura 4.13 – Estudo de curto-circuito e análise da sequência de operações das proteções no SED para a primeira categoria do estudo de caso.	65
Figura 4.14 – Oscilografia da corrente suprida pela GD destacando o momento de desconexão.	66
Figura 4.15 – Coordenação entre religador e elos fusíveis respeitada após ação do sistema de proteção proposto.	67
Figura 4.16 – Perda da coordenação entre religador e elos fusíveis com a inserção das fazendas eólicas de 10 MW e 15 MW no sistema.	68
Figura 4.17 – Estudo de curto-circuito e análise da sequência de operações das proteções no SED para a segunda categoria do estudo de caso.	69

Figura 4.18 – Estudo de curto-circuito para a inserção individualizada da fazenda eólica de 15 MW.....	70
Figura 4.19 – Estudo de curto-circuito para a inserção individualizada da fazenda eólica de 10 MW.....	70
Figura 4.20 – Oscilografia do processo de atuação do sistema de proteção proposto, localizado no PCC da fazenda eólica de 15 MW.	71
Figura 4.21 – Oscilografia do processo de atuação do sistema de proteção proposto para uma máxima contribuição no nível de curto-circuito de 900 A.	72
Figura 4.22 – Oscilografia do processo de atuação do sistema de proteção proposto para uma máxima contribuição no nível de curto-circuito de 1000 A.	73
Figura 4.23 – Oscilografia do processo de atuação do sistema de proteção proposto para uma máxima contribuição no nível de curto-circuito de 1500 A.	73
Figura 5.1 – Fluxograma da filosofia de proteção proposta.	77
Figura 5.2 – Divisão de responsabilidades para o sistema de proteção proposto.....	78

LISTA DE TABELAS

Tabela 4.1 – Dados das cargas conectadas ao SED.	49
Tabela 4.2 – Parâmetros das linhas de distribuição.	49
Tabela 4.3 – Nível de contribuição de curto-circuito conforme o tipo de gerador. Tabela baseada em BARKER; DE MELLO (2000).	51
Tabela 4.5 – Dados da curva característica do exemplo com fins meramente didáticos. ...	55
Tabela 4.7 – Lista de componentes utilizados na modelagem do sistema de proteção proposto.	61
Tabela 4.9 – Contribuição da GD aos níveis de curto-circuito (RMS) para diferentes localizações de faltas trifásicas francas no estudo de caso.	66
Tabela 5.1 – Prioridades estratégicas para desconecção otimizada das GDs	82

LISTA DE APÊNDICES

APÊNDICE A – Código fonte do sistema elétrico de distribuição desenvolvido no ATP/EMTP	89
APÊNDICE B – Código fonte do elo fusível desenvolvido no ATP/EMTP	94
APÊNDICE C – Código fonte do religador desenvolvido no ATP/EMTP	96
APÊNDICE D – Código fonte do sistema de proteção proposto desenvolvido no ATP/EMTP	100

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ATP	<i>Alternative Transients Program</i>
BDEW	<i>German Association of Energy Economics</i>
Can/Am	<i>Canadian/American EMTP Users Group</i>
CEESP	Centro de Estudos em Energia e Sistemas de Potência
EEUG	<i>European EMTP-ATP Users Group</i>
EMTP	<i>Electromagnetic Transients Program</i>
FCL	<i>Fault Current Limiter</i>
GD	Geração Distribuída
GCT	<i>Gate Commutated Thyristor</i>
GTO	<i>Gate Turn-Off Thyristor</i>
JAUG	<i>Japanese ATP Users Group</i>
PCC	Ponto de Conexão Comum
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
PPGEE	Pós-Graduação em Engenharia Elétrica
p.u.	Por-unidade
RMS	<i>Root Mean Square</i>
SED	Sistema Elétrico de Distribuição
TACS	<i>Transient Analysis of Control Systems</i>
TC	Transformador de Corrente
UFSM	Universidade Federal de Santa Maria

LISTA DE SÍMBOLOS

I_s	Corrente elétrica suprida pela subestação, para a primeira análise teórica
I_f	Corrente de curto-circuito, para a primeira análise teórica
E	Tensão da rede elétrica de distribuição, para a primeira análise teórica
R_f	Resistência de falta, para a primeira análise teórica
I_{gd}	Contribuição no nível de curto-circuito da geração distribuída, para a primeira análise teórica
Z_S	Impedância equivalente da subestação, para a primeira análise teórica
Z_1	Impedância equivalente para o primeiro ramo de distribuição, para a primeira análise teórica
Z_2	Impedância equivalente para o segundo ramo de distribuição, para a primeira análise teórica
l	Parâmetro de distância que indica a localização da geração distribuída relativa ao comprimento total do alimentador, para a segunda análise teórica
d	Ponto de inserção da geração distribuída em relação a uma rede elétrica externa, para a segunda análise teórica
d_{total}	Comprimento total do alimentador, para a segunda análise teórica
Z_L	Impedância total da linha de distribuição, para a segunda análise teórica
Z_g	Impedância equivalente da geração distribuída, para a segunda análise teórica
Z_S	Impedância equivalente da rede elétrica externa ao sistema elétrico de distribuição em análise, para a segunda análise teórica
R_L	Resistência total da linha de distribuição, para a segunda análise teórica
R_g	Resistência equivalente da geração distribuída, para a segunda análise teórica
R_S	Resistência equivalente da rede elétrica externa ao sistema elétrico de distribuição em análise, para a segunda análise teórica
X_L	Reatância total da linha de distribuição, para a segunda análise teórica
X_g	Reatância equivalente da geração distribuída, para a segunda análise teórica
X_S	Reatância equivalente da rede elétrica externa ao sistema elétrico de distribuição em análise, para a segunda análise teórica
V_S	Tensão da rede elétrica de distribuição externa ao sistema elétrico de distribuição em análise, para a segunda análise teórica
V_g	Tensão fornecida pela geração distribuída, para a segunda análise teórica
I_1	Corrente elétrica da primeira malha, para a segunda análise teórica
I_2	Corrente elétrica da segunda malha, para a segunda análise teórica
Z_{th}	Impedância equivalente de Thevenin, para a segunda análise teórica
V_{th}	Tensão equivalente de Thevenin, para a segunda análise teórica

$I_{k,GD}$	Contribuição no nível de curto-circuito por parte da geração distribuída, para a segunda análise teórica
$I_{k,SED}$	Contribuição no nível de curto-circuito por parte da rede elétrica externa, para a segunda análise teórica
$I_{k,FALTA}$	Corrente de curto-circuito, para a segunda análise teórica
V	Estado de operação de determinada barra do sistema elétrico de distribuição estudado
θ	Defasagem angular do estado de operação de determinada barra do sistema elétrico de distribuição estudado
P_L	Potência ativa consumida em determinada barra do sistema elétrico de distribuição estudado
P_G	Potência ativa gerada em determinada barra do sistema elétrico de distribuição estudado
Q_L	Potência reativa consumida em determinada barra do sistema elétrico de distribuição estudado
Q_G	Potência reativa gerada em determinada barra do sistema elétrico de distribuição estudado
Z_1	Impedância de sequência positiva das linhas de distribuição do sistema elétrico de distribuição estudado
Z_2	Impedância de sequência negativa das linhas de distribuição do sistema elétrico de distribuição estudado
Z_0	Impedância de sequência zero das linhas de distribuição do sistema elétrico de distribuição estudado
$I_{fusível}$	Dados da corrente da curva característica do elo fusível do exemplo de modelagem
$T_{fusível}$	Dados de tempo da curva característica do elo fusível do exemplo de modelagem
ΔI	Diferença entre as correntes analisadas para realização da regressão linear simples
A	Primeira parte da equação para o processo de regressão linear simples
B	Segunda parte da equação para o processo de regressão linear simples
I_{CC}	Corrente de curto-circuito através do elo fusível
I_{hold}	Nível de corrente no tiristor em que o processo de condução é interrompido
V_{ig}	Tensão entre os terminais do tiristor
Δt	Tempo de integração no ATP/EMTP
t	Tempo de simulação no ATP/EMTP
L	Indutor do <i>snubber</i>
i_L	Corrente no indutor do <i>snubber</i>
v_L	Tensão no indutor do <i>snubber</i>
R_d	Resistência do <i>snubber</i>

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	17
1.1 Palavras Iniciais	17
1.2 Objetivos	18
1.3 Justificativas e Motivações	19
1.4 Metodologia e Procedimentos	20
1.5 O ATP/EMTP	21
1.6 Estrutura da Dissertação	21
2 TEORIA DA PROTEÇÃO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO NA PRESENÇA DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	23
2.1 Análises	23
2.1.1 Primeira Análise Teórica	23
2.1.2 Segunda Análise Teórica	28
2.2 Técnicas de Proteção Aplicadas às GDs	31
2.2.1 Desconexão de todos geradores distribuídos durante o curto-circuito na rede elétrica	31
2.2.2 Divisão do sistema de distribuição em zonas de proteção	32
2.2.3 Uso de dispositivos microcontrolados	33
2.2.4 Determinação do ponto ótimo para a inserção da GD	34
2.2.5 Uso de limitadores de corrente para minimizar o impacto da GD	35
2.2.6 Proteções Adaptativas	35
3 FUNDAMENTOS DO SISTEMA DE PROTEÇÃO PROPOSTO	37
3.1 Introdução	37
3.2 Objetivo Principal do Sistema de Proteção	39
3.3 Estrutura do Sistema de Proteção Proposto	39
3.3.1 Diagrama de Blocos	39
3.3.2 Diagrama de Sinais	42
3.3.3 Comparador de Corrente RMS	43
3.3.4 Lógica de Comando	43
3.3.5 Bloco dos GTOs	44
3.3.6 Circuito de Sincronismo	45
3.4 Considerações Finais	46
4 ESTUDO DE CASO	47
4.1 Introdução	47
4.2 Sistema de Distribuição Estudado	47
4.2.1 Diagrama Unifilar	47
4.2.2 Estado de Operação Padrão	49
4.2.3 Especificações	49
4.3 Modelagem	50
4.3.1 Linhas de Distribuição	50
4.3.2 Cargas	50
4.3.3 Subestação	50
4.3.4 Geração Distribuída	51
4.3.5 Elo Fusível	53
4.3.6 Religador	57
4.3.7 Curto-circuito	58
4.3.8 Sistema de Proteção Proposto	58

4.4 Testes	63
4.4.1 Objetivos.....	63
4.4.2 Categorias de Testes	64
4.4.3 Primeira Categoria.....	64
4.4.4 Segunda Categoria.....	68
4.4.5 Terceira Categoria	71
4.5 Considerações Finais	74
5 METODOLOGIA DE PROTEÇÃO PROPOSTA	76
6 CONCLUSÃO	84
6.1 Recomendações Finais	85
REFERÊNCIAS	86
APÊNDICES	88

1 INTRODUÇÃO

1.1 Palavras Iniciais

A filosofia de proteção radial de Sistemas Elétricos de Distribuição (SEDs) utiliza principalmente religadores e elos fusíveis. Através da coordenação e da seletividade entre esses dispositivos, assegura-se a proteção do sistema como um todo. Dessa maneira, na ocorrência de anormalidades, como curtos-circuitos permanentes e temporários, as proteções devem atuar isolando o defeito com seletividade, ou seja, preservando a máxima integridade possível do SED. Entretanto, com a alocação de geradores distribuídos, pode-se perder a coordenação e a seletividade das proteções dos SEDs. De modo geral, isso se deve à contribuição não planejada da Geração Distribuída (GD) na capacidade de curto-circuito do sistema. Alteram-se desse modo a amplitude, o tempo de duração e o sentido das correntes de curto-circuito (GUTIERRES; MORAIS; CORRÊA, 2012). Nesse sentido, diversos trabalhos foram desenvolvidos visando solucionar esse problema. Muitas ideias já foram disponibilizadas na literatura especializada. Dentre essas, destacam-se NAIEM et al. (2012), TAILOR; OSMAN (2008), BRAHMA; GIRGIS (2004) e BRAHMA; GIRGIS (2002).

Percebe-se a partir das propostas dos trabalhos destacados que o impacto da GD na coordenação e na seletividade entre religadores e elos fusíveis ainda é um problema a ser resolvido. As atuais soluções apresentam alguns inconvenientes, bem como elevados custos de implantação, limitações tecnológicas, dificuldade de localização ótima dos geradores distribuídos e perdas parciais ou totais dos benefícios da GD. Neste trabalho desenvolve-se uma metodologia de proteção que soluciona o problema da perda de coordenação entre religadores e elos fusíveis em SEDs com GD de forma adequada. A técnica desenvolvida elimina algumas das principais limitações presentes nos trabalhos já mencionados.

O sistema de proteção fundamenta-se em comparadores de corrente em valores eficazes (*Root Mean Square* - RMS) localizados nas extremidades do Ponto de Conexão Comum (PCC) do gerador descentralizado. Em tempo real, esses comparadores são responsáveis por analisar as correntes supridas pela GD, identificar faltas e constatar a perda da coordenação e da seletividade entre religadores e elos fusíveis do SED. Uma vez detectado o problema, somente os geradores causadores da descoordenação entre as proteções são automaticamente desconectados temporariamente dos SEDs através de tiristores comutáveis pelo gatilho (*Gate Turn-Off*

Thyristors - GTOs). Assim, recupera-se a filosofia de proteção radial e garante-se a coordenação e a seletividade entre as proteções. Após a eliminação da falta, o sistema de proteção reconecta o gerador ao sistema. Em um cenário mais complexo com vários geradores descentralizados, somente serão desconectados do sistema os geradores que contribuírem efetivamente na corrente de curto-circuito e na perda de coordenação e de seletividade.

As contribuições deste trabalho são os resultados obtidos principalmente na modelagem e testes realizados no programa *Alternative Transients Program/Electromagnetic Transients Program* (ATP/EMTP) da metodologia de proteção para diferentes condições de operação e curtos-circuitos em um SED de 12,47 kV. Dessa forma, por meio de simulações de estudos de casos, os resultados obtidos procuram validar a metodologia proposta. A solução adequa-se com a metodologia de projeto do sistema de distribuição e, também, com a relação custo-benefício das concessionárias, distribuidoras de energia elétrica, outros potenciais produtores independentes e usuários. De modo geral, a metodologia proposta pode ser encarada também como uma solução viável em termos tecnológicos e de mercado. Portanto, contribuindo na adequação dos atuais SEDs com forte tendência de inserção de GD.

1.2 Objetivos

O principal objetivo deste trabalho é propor um sistema de proteção que preserve a coordenação entre religadores e elos fusíveis de SEDs na presença de GD. Pretende-se com este trabalho:

- Modelar dispositivos de proteção em linguagem de programação MODELS no ATP/EMTP, tais como religadores e elos fusíveis;
- Por meio de um estudo de caso, analisar teoricamente e através de simulações computacionais o comportamento de SEDs com inserção de GD para diferentes condições de operação e localizações de falta;
- Apresentar um sistema de proteção que elimine as principais limitações tecnológicas, inconvenientes e inviabilidades de outros trabalhos disponibilizados na literatura especializada;
- Desenvolver uma metodologia de proteção para SEDs com inserção de GD visando colaborar com a padronização das normatizações referentes ao acesso à rede elétrica nacional;

- Através das tecnologias e das técnicas desenvolvidas neste trabalho, viabilizar projetos de pesquisa com concessionárias e distribuidoras de energia elétrica;
- Fundamentar o sistema de proteção proposto de modo a possibilitar novas áreas de pesquisa, como a incorporação de estudos específicos nas áreas de eletrônica de potência, processamento de sinais e microeletrônica;
- Finalmente, inovar de modo a modernizar competitivamente o sistema elétrico nacional e possibilitar avanços tecnológicos que beneficiem a sociedade como um todo.

1.3 Justificativas e Motivações

Este trabalho tem como principal motivação propor uma solução para um problema de engenharia ainda não resolvido pela comunidade científica. A inserção de GD e seu aproveitamento integral em SEDs é ainda um obstáculo a ser conquistado principalmente na perspectiva da proteção de sistemas elétricos. Existem diversas técnicas de proteção desenvolvidas e disponibilizadas na literatura especializada visando preservar a coordenação e a seletividade entre religadores e elos fusíveis. Contudo, apresentam diversos inconvenientes e, até mesmo, inviabilidades. Dessa maneira, desenvolver um sistema de proteção que consiga plenamente possibilitar a inserção de GD em redes de distribuição é fundamental para o avanço tecnológico da sociedade como um todo.

Exemplo claro desse contexto é alcançar suficiente capacidade tecnológica para intensificar o aproveitamento das energias renováveis de diferentes localidades brasileiras e, assim, diversificar a matriz energética nacional. Tal avanço eliminaria os riscos de racionamento energético, represamento de vastas extensões de terra e impactos severos à biodiversidade brasileira. Além disso, possibilitaria a adaptação de novas tecnologias e modernização dos SEDs no caminho do *smart grid*. Entretanto, todas essas conquistas exemplificadas perpassam por conseguir conectar GDs em SEDs sem descoordenar as proteções do sistema.

Outra motivação está em cooperar no desenvolvimento de normatizações que padronizem o acesso à rede elétrica nacional. Até o momento, normas têm sido estipuladas de forma descentralizada por concessionárias e distribuidoras de energia elétrica no Brasil. Isso além de apresentar grau de desorganização, inviabiliza trabalhos de cooperação entre concessionárias e distribuidoras de energia de diferentes localidades com o objetivo de tornar a rede elétrica nacional mais confiável e segura.

Este trabalho possui também como motivação especializar o uso do ATP/EMTP. É uma ferramenta importante de análise de transitórios eletromagnéticos, bem como possui reconhecimento pela comunidade científica. Contudo, apresenta um número reduzido de referenciais teóricos e modelos disponíveis de dispositivos de proteção tais como religadores e elos fusíveis. Dessa maneira, este trabalho coopera também com o desenvolvimento de novos componentes e modelos para o ATP/EMTP.

1.4 Metodologia e Procedimentos

O trabalho foi desenvolvido no Centro de Estudos em Energia e Sistemas de Potência (CEESP), bem como é vinculado ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica (PPGEE) da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM).

A pesquisa foi realizada em quatro etapas:

- Fundamentação teórica;
- Modelagem e simulações;
- Investigação e síntese;
- Redação do texto final.

A fundamentação teórica estruturou-se na intensa investigação das últimas tecnologias e esquemas de proteção desenvolvidos de modo a preservar a coordenação e a seletividade entre religadores e elos fusíveis de SEDs quando da presença de GD. A partir disso, a pesquisa direcionou-se ao desenvolvimento de uma proposta inovadora que solucionasse efetivamente o problema de perda da coordenação das proteções e eliminasse os principais inconvenientes das ideias até o momento publicadas.

Investigou-se também referenciais teóricos sobre o ATP/EMTP de modo a identificar as principais estratégias de modelagem adotadas por outros autores neste simulador computacional. Neste estágio da pesquisa, as abordagens direcionaram-se à modelagem do comportamento de religadores, elos fusíveis, GTOs, entre outros dispositivos, bem como ao desenvolvimento no ATP/EMTP de um SED para realização de análises. Finalmente, validaram-se os modelos propostos após simulações e comparações de resultado com modelos e dados reais disponibilizados na literatura e pelos fabricantes.

As análises do sistema de proteção proposto caracterizaram-se como um estudo de caso voltado às diferentes condições operacionais do sistema estudado e localizações de falta. Diferentes situações de operação foram estudadas, incluindo a ocorrência de múltiplas faltas, de modo a analisar efetivamente o desempenho do sistema de proteção proposto.

A partir dos resultados obtidos, elaborou-se uma metodologia de proteção de modo a colaborar com novas normatizações e padronizações de acesso à rede elétrica nacional.

A redação do texto ocorreu durante toda a pesquisa através do desenvolvimento de artigos científicos. Ao término da pesquisa, consolidou-se o texto final.

1.5 O ATP/EMTP

O ATP/EMTP é um conjunto completo de ferramentas para simulação digital e análise de transitórios eletromagnéticos. Foi inicialmente desenvolvido para analisar sistemas elétricos de potência como um todo. Mas, é também capaz de simular sistemas de controle de processos e aplicações gerais de eletrônica digital/analógica e de potência. Destaca-se ainda que o ATP/EMTP apresenta consideráveis capacidades de modelagem e outras importantes ferramentas de simulação e análise além foco dado aos transitórios eletromagnéticos.

O processo de simulação no ATP/EMTP baseia-se no Método de Bergeron para elementos com parâmetros distribuídos e na regra de integração trapezoidal para parâmetros concentrados. Ademais, durante o cálculo da solução são utilizadas técnicas de esparsidade e de fatorização triangular otimizada de matrizes.

O ATP/EMTP é fornecido através de organizações de usuários licenciados, desenvolvedores, pesquisadores e professores de diversas localidades (*Japanese ATP Users Group* - JAUG e *European EMTP-ATP Users Group* - EEUG, por exemplo). Os direitos de cópia estão vinculados ao *Canadian/American EMTP Users Group* - Can/Am. A partir disso, não é um programa de domínio público. Entretanto, o ATP/EMTP pode ser utilizado livre de *royalties* por qualquer estudante, profissional e organização que aceitou e assinou os termos de licença de algum grupo de usuários licenciados.

Este trabalho utiliza a distribuição do código fonte do ATP/EMTP intitulada MingW.

1.6 Estrutura da Dissertação

A dissertação é composta de seis capítulos.

O Capítulo 2, "Teoria da Proteção de Sistemas de Distribuição na Presença de Geração Distribuída", apresenta brevemente conceitos e fundamentações teóricas da proteção de sistemas de distribuição na presença de GD. Enfatizam-se os impactos da GD principalmente na coordenação e na seletividade entre religadores e elos fusíveis. Tal conhecimento é importante para estudar o tema dessa dissertação e compreender adequadamente os próximos capítulos.

O Capítulo 2 identifica também os principais trabalhos disponibilizados na literatura especializada e desenvolvidos com o objetivo de solucionar os impactos da GD na coordenação e na seletividade entre religadores e elos fusíveis. Apresenta-se suas principais características, procedimentos padrões e possíveis inconvenientes. A partir disso, constata-se o impacto da GD na coordenação e na seletividade entre religadores e elos fusíveis como um problema ainda a ser resolvido.

O Capítulo 3, "Fundamentos do Sistema de Proteção Proposto", descreve a parte original da dissertação. Nesse capítulo, propõe-se um sistema de proteção que elimina algumas das principais limitações presentes nos trabalhos estudados no Capítulo 2. Além disso, soluciona o problema da perda de coordenação entre religadores e elos fusíveis em SEDs com inserção de GD de forma adequada.

O Capítulo 4, "Estudo de Caso", analisa diversos aspectos do sistema de proteção proposto no contexto de um estudo de caso. Através do ATP/EMTP e modelos desenvolvidos em linguagem MODELS, testa-se o sistema de proteção em um SED de 12,47 kV.

O Capítulo 5, "Metodologia de Proteção Proposta", evidencia como os resultados do Capítulo 4 podem ser utilizados para adequar os atuais sistemas de distribuição com forte tendência de inserção de GD. Os estudos desenvolvidos permitem entender o comportamento de GDs em SEDs complexos e suas correlações com as demais gerações presentes no sistema. A partir disso, elabora-se uma metodologia de proteção para nortear o planejamento de redes elétricas de distribuição de modo a preservar a coordenação e a seletividade entre religadores e elos fusíveis.

O Capítulo 6, "Conclusões e Recomendações", é reservado para considerações e comentários finais.

2 TEORIA DA PROTEÇÃO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO NA PRESENÇA DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

2.1 Análises

As próximas seções abordam teoricamente a proteção de redes elétricas de distribuição na presença de GD. A primeira análise teórica valida matematicamente o impacto da GD em um SED meramente didático. Nessa análise é possível verificar os riscos de perda da coordenação entre religadores e elos fusíveis em redes elétricas de distribuição com inserção de GD. A segunda análise teórica identifica a localização em que a GD proporciona sua maior contribuição no nível de curto-circuito em um SED. Apesar de serem independentes uma da outra, as análises matemáticas são fundamentais para o desenvolvimento do trabalho, bem como para o completo entendimento de SEDs com conexão de geradores descentralizados.

2.1.1 Primeira Análise Teórica

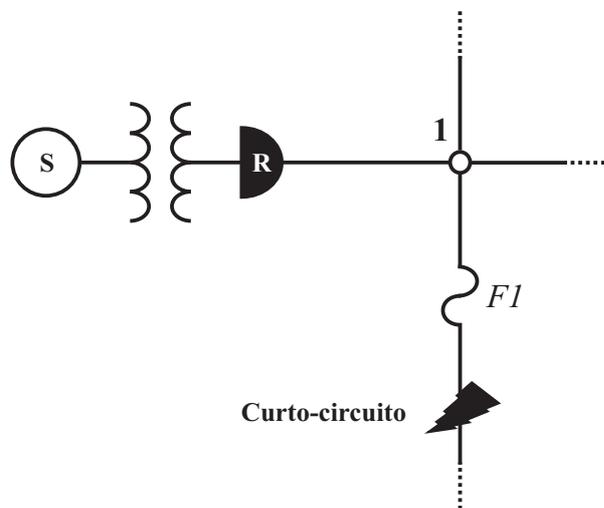


Figura 2.1 – Diagrama unifilar de uma rede elétrica meramente didática e sem conexões de GD.

A descoordenação entre religadores e elos fusíveis causada pela inserção de GD é justificada ao se validar matematicamente o seu impacto em um SED. Considere, por simplicidade, o diagrama unifilar de uma rede elétrica sem conexões de GDs, meramente didático e ilustrado na Figura 2.1. O esquema de proteção baseia-se na operação rápida do religador (R) para resguardar os elos fusíveis (F1, no caso do exemplo proposto). O religador foi programado para, ao detectar sobrecorrentes no sistema, responder com uma sequência de duas operações rápidas

com um determinado tempo de religamento. Dessa maneira, evita-se que faltas de natureza transitória queimem os elos fusíveis. Na permanência da falta no sistema, o religador responde com uma sequência de duas operações lentas com o objetivo de aguardar a atuação seletiva dos elos fusíveis.

Quando uma falta temporária ocorrer em linhas de distribuição adjacentes ao alimentador principal do SED, o religador atua conforme sua curva característica de operação rápida. A maioria das faltas em um sistema de distribuição caracteriza-se por ser temporária, de modo que as atuações rápidas do religador são suficientes. Em outras palavras, o religador é um dispositivo ideal na medida em que interrompe esse tipo de falta, evitando queima de elos fusíveis ou, se bem coordenado com esses, seccionando apenas o trecho sob defeito, permanecendo os demais ramos do sistema energizados. Dessa maneira, a característica de operação rápida reduz ao mínimo as possibilidades de danos ao sistema, evitando ao mesmo tempo a queima de elos fusíveis entre o local de defeito e o religador. Caso a falta seja permanente, o elo fusível deve operar durante as operações lentas do religador como ilustrado na oscilografia da Figura 2.2.

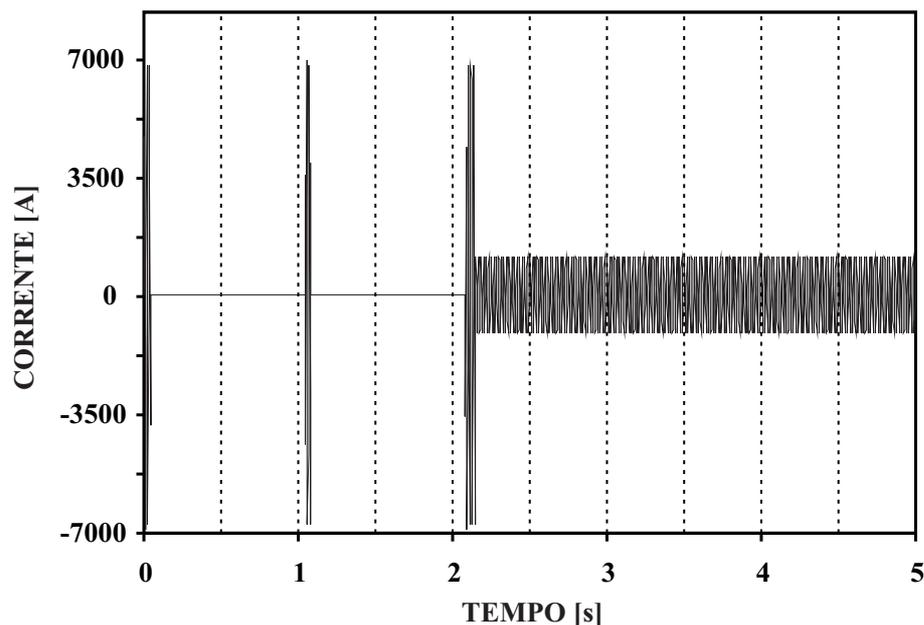


Figura 2.2 – Operação convencional das proteções segundo o princípio de operação rápida do religador para resguardar os elos fusíveis.

As principais vantagens dessa estratégia de proteção são:

- Nenhuma interrupção permanente no fornecimento de energia elétrica ocorre devido às faltas temporárias;
- A operação do elo fusível e, conseqüentemente, sua substituição são necessárias somente

em casos de faltas permanentes no SED.

Neste momento, supõe-se a inserção de um gerador distribuído a jusante do religador da Figura 2.1, como demonstra a Figura 2.3. Os impactos dessa GD na coordenação e na seletividade entre o religador (R) e o elo fusível (F1) da nova topologia decorrem principalmente da elevação no nível de corrente de curto-circuito em determinados trechos do sistema durante condições de falta.

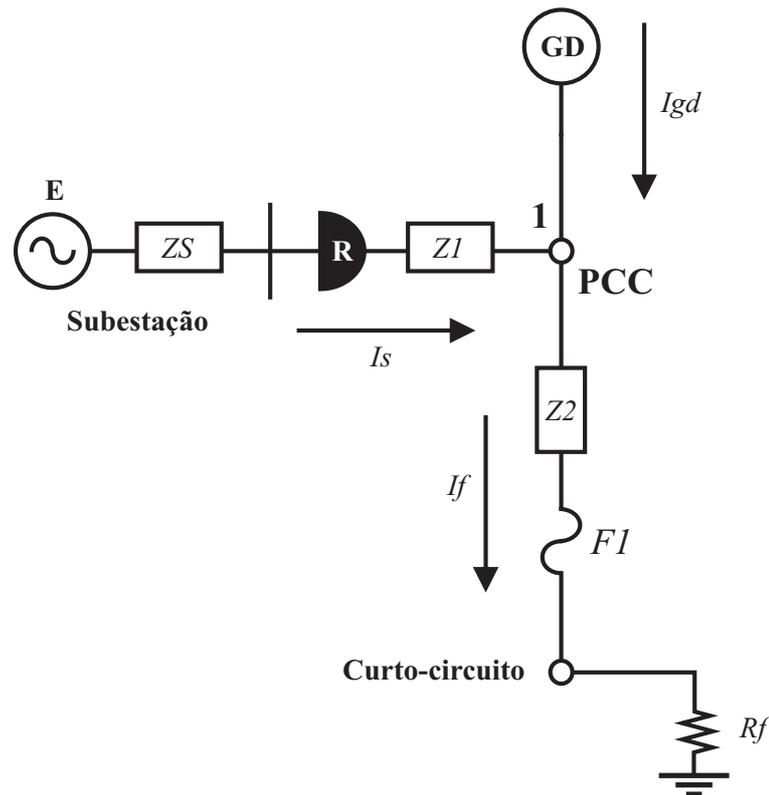


Figura 2.3 – Nova situação imposta ao SED do exemplo proposto com a inserção de uma GD.

Existe grande possibilidade de perda da coordenação e da seletividade entre o religador e o elo fusível se a GD possuir uma elevada capacidade de curto-circuito e localizar-se próximo do alimentador principal (pior caso para a topologia proposta).

Nesta primeira análise teórica, a corrente de curto-circuito trifásico para a topologia, sem inserções de GDs, pode ser estimada através da Equação 2.1, onde I_s é a corrente suprida pela subestação; I_f é a corrente de curto-circuito trifásico; E é a tensão do SED; Z_S , Z_1 e Z_2 são as impedâncias de sequência positiva representativas do sistema utilizadas neste exemplo (veja a Figura 2.3, sem considerar a GD); e R_f é a resistência de falta.

$$I_s = I_f = \frac{E}{Z_S + Z_1 + Z_2 + R_f} \quad (2.1)$$

Após adicionar a GD no SED, as correntes que fluem através do religador (R) e do elo fusível (F1) são respectivamente representadas através das Equações 2.2 e 2.3. Evidentemente, a corrente de curto-circuito, I_f , apresenta a contribuição específica da GD, I_{gd} , em condições de falta.

$$I_s = \frac{E}{Z_S + Z_1 + Z_2 + R_f} - I_{gd} \frac{R_f + Z_2}{Z_S + Z_1 + Z_2 + R_f} \quad (2.2)$$

$$I_f = \frac{E}{Z_S + Z_1 + Z_2 + R_f} + I_{gd} \frac{Z_S + Z_1}{Z_S + Z_1 + Z_2 + R_f} \quad (2.3)$$

No ponto *B* da Figura 2.4 e considerando a ocorrência de uma falta de baixa impedância nas proximidades do *PCC* ($R_f + Z_2 \approx Z_S + Z_1$), as correntes que fluem através do religador e do elo fusível podem ser aproximadas respectivamente por:

$$I_s \approx \frac{E}{Z_S + Z_1 + Z_2 + R_f} \quad (2.4)$$

$$I_f \approx \frac{E}{Z_S + Z_1 + Z_2 + R_f} + I_{gd} \quad (2.5)$$

A partir das Equações 2.4 e 2.5 conclue-se que se eleva a corrente no elo fusível ao inserir a GD para condições de faltas de baixa impedância. Nesse caso, o elo fusível pode atuar mais rapidamente que o religador. Dessa maneira, possibilitando problemas de perda da coordenação entre o religador (R) e o elo fusível (F1) no SED.

Ao contrário disso, para faltas de alta impedância ($R_f + Z_2 \gg Z_S + Z_1$), as correntes no religador e no elo fusível podem ser estimadas respectivamente através das seguintes expressões matemáticas:

$$I_s \approx \frac{E}{Z_S + Z_1 + Z_2 + R_f} - I_{gd} \quad (2.6)$$

$$I_f \approx \frac{E}{Z_S + Z_1 + Z_2 + R_f} \quad (2.7)$$

As equações 2.6 e 2.7 demonstram que para faltas de alta impedância, como no ponto *A* da Figura 2.4, a corrente no religador é reduzida consideravelmente após a inserção da GD. Além disso, a corrente no elo fusível permanece praticamente a mesma prevista nos planejamentos de proteção para o SED sem inserção de GD. Nessas condições, o tempo total de fusão do elo fusível permanece como planejado pelos engenheiros de proteção. Contudo, a mudança

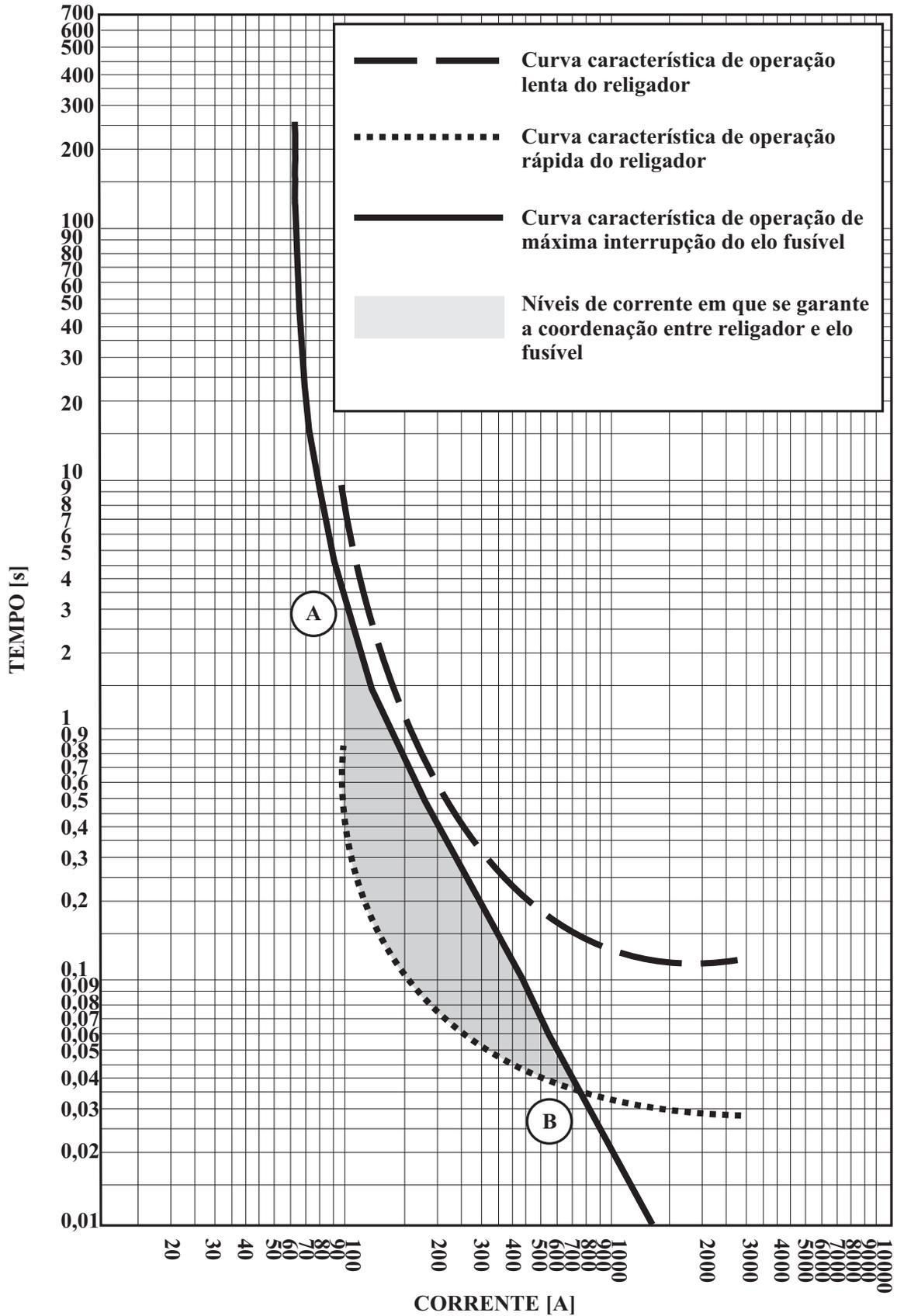


Figura 2.4 – Curvas características de operação do religador e elo fusível do exemplo.

mais perceptível ocorre na operação lenta do religador que apresenta um atraso adicional para essas condições de falta de alta impedância.

2.1.2 Segunda Análise Teórica

Nesta análise, o principal objetivo é identificar o local em um determinado SED em que a GD proporciona sua maior contribuição no nível de curto-circuito do sistema. Tal condição ocorre quando a contribuição da subestação da concessionária, por exemplo, é mínima em comparação com a GD. Dessa maneira, deve-se determinar primeiramente essas condições operacionais em um SED hipotético e meramente didático, ilustrado na Figura 2.5.

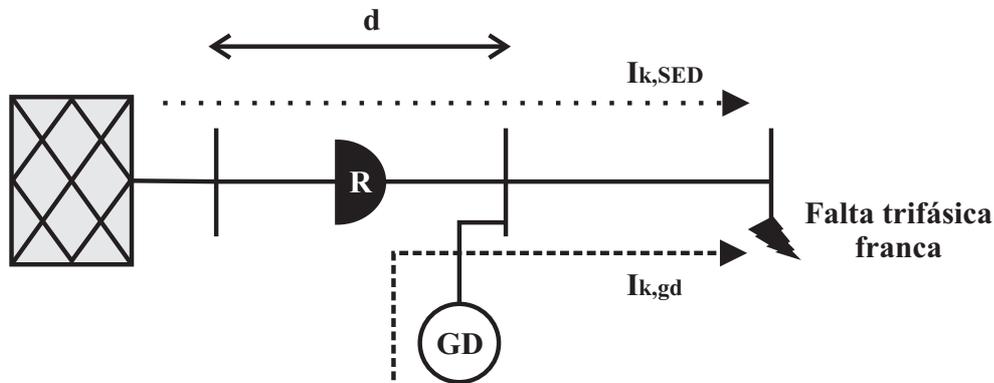


Figura 2.5 – Diagrama unifilar e principais características do SED da segunda análise teórica.

Conecta-se a GD a uma distância d de uma rede elétrica externa e uma falta trifásica franca é estabelecida no final do alimentador. Além disso, define-se um parâmetro de distância que indica a localização da GD relativa ao tamanho total do alimentador. Esse parâmetro é definido como:

$$l = \frac{d}{d_{total}} \quad (2.8)$$

Na equação 2.8, d é a distância entre a rede elétrica externa e a GD e d_{total} é o comprimento total do alimentador.

A Figura 2.6 ilustra o circuito elétrico unifilar e equivalente do SED em foco de análise. $Z_L = R_L + jX_L$ é a impedância total da linha de distribuição, $Z_g = jX_g$ é a impedância equivalente da GD e $Z_s = jX_s$ é a impedância equivalente da rede elétrica externa ao SED em análise. Além disso, as tensões da rede elétrica externa e da GD são representadas respectivamente através de V_s e V_g .

Definem-se as correntes das malhas do circuito elétrico equivalente como I_1 e I_2 e

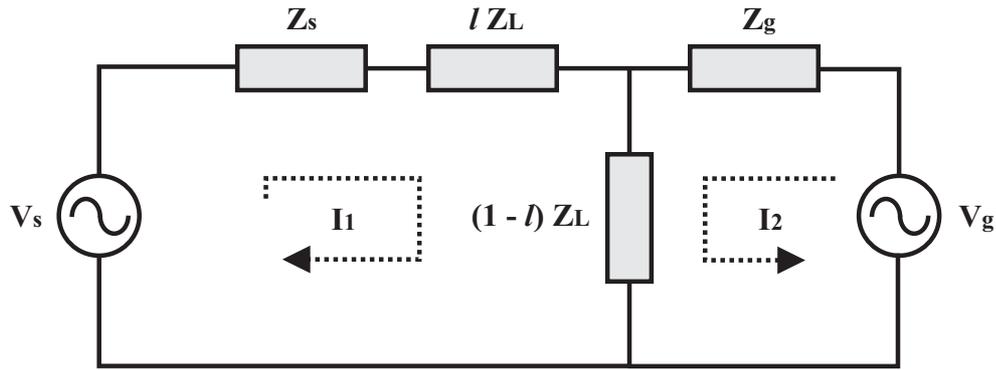


Figura 2.6 – Circuito elétrico equivalente do SED da segunda análise teórica.

aplica-se a Lei das Tensões de Kirchhoff (LTK). Dessa maneira, determina-se V_s e V_g através da Equação 2.9.

$$\begin{bmatrix} V_s \\ V_g \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_s + Z_L & (1-l)Z_L \\ (1-l)Z_L & Z_g + (1-l)Z_L \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \end{bmatrix} \quad (2.9)$$

Verifica-se através da Figura 2.6 e da Equação 2.9 que I_1 corresponde à contribuição no nível de curto-circuito da rede elétrica externa, representada por $I_{k,SED}$, e I_2 corresponde a contribuição da GD, representada por $I_{k,GD}$.

É possível obter uma expressão analítica para I_1 e I_2 através da resolução da Equação 2.9. Para tanto, aplica-se o Teorema de Thevenin no circuito elétrico equivalente apresentado na Figura 2.6, resultando no circuito ilustrado na Figura 2.7.

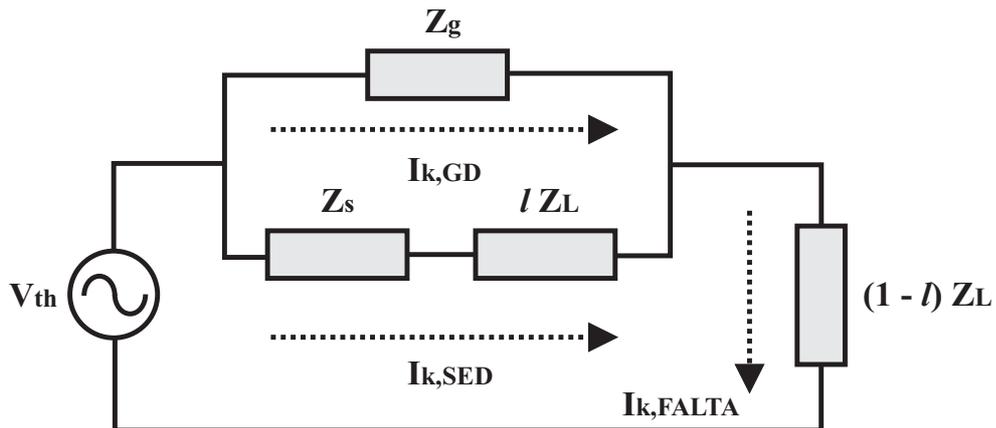


Figura 2.7 – Equivalente de Thevenin do SED da segunda análise teórica.

A partir da Figura 2.7 é possível definir a impedância de Thevenin, Z_{th} por meio da Equação 2.10.

$$Z_{th} = \frac{(Z_s + lZ_L)Z_g}{Z_s + lZ_L + Z_g} + (1-l)Z_L \quad (2.10)$$

Em seguida, determina-se a corrente de curto-circuito trifásico, $I_{k,FALTA}$, em função da impedância de Thevenin, Z_{th} , e da tensão de linha de Thevenin, V_{th} , anteriormente definidas. A Equação 2.11 evidencia esse procedimento.

$$I_{k,FALTA} = \frac{V_{th}}{\sqrt{3}Z_{th}} \quad (2.11)$$

Combinando as Equações 2.10 e 2.11, obtêm-se:

$$I_{k,FALTA} = \frac{V_{th}(Z_g + lZ_L + Z_s)}{\sqrt{3}[(Z_L Z_g + Z_s Z_g + Z_s Z_L) + lZ_L(Z_L - Z_s) - l^2 Z_L^2]} \quad (2.12)$$

Para a contribuição da rede elétrica externa, define-se:

$$I_{k,SED} = \frac{Z_g}{Z_g + lZ_L + Z_s} I_{k,FALTA} \quad (2.13)$$

Substituindo a Equação 2.12 na Equação 2.13, conclui-se a expressão final da contribuição no nível de curto-circuito da rede elétrica externa:

$$I_{k,SED} = \frac{V_{th}Z_g}{\sqrt{3}[(Z_L Z_g + Z_s Z_g + Z_s Z_L) + lZ_L(Z_L - Z_s) - l^2 Z_L^2]} \quad (2.14)$$

Identifica-se a menor contribuição no nível de curto-circuito por parte da rede elétrica externa através da aplicação da derivada da corrente de curto-circuito da rede externa em função da distância l e identificação do caso nulo, ou seja:

$$\frac{dI_{k,SED}}{dl} = 0 \quad (2.15)$$

O que proporciona um l equivalente a:

$$l = \frac{1}{2} \frac{R_L^2 - X_L(X_L - X_s) + jR_L(2X_L - X_s)}{(R_L^2 - X_L^2) - 2jX_L R_L} \quad (2.16)$$

Essa é a equação que define a localização da máxima contribuição no nível de curto-circuito por parte da GD em comparação com a rede elétrica externa para o exemplo desta segunda análise teórica. De modo geral, análises generalistas e teóricas como a realizada nesta segunda etapa são de grande ajuda, sobretudo em fases de planejamento das proteções do SED. Ademais, a equação resultante auxiliou na elaboração do estudo de caso realizado neste trabalho.

2.2 Técnicas de Proteção Aplicadas às GDs

As metodologias de proteção são divididas nas seguintes categorias e estudadas na sequência:

- Desconexão de todos geradores distribuídos durante o curto-circuito na rede elétrica;
- Divisão do sistema de distribuição em zonas de proteção;
- Uso de dispositivos protetores microcontrolados;
- Determinação do ponto ótimo para a inserção da GD;
- Uso de limitadores de corrente para minimizar o impacto da GD;
- Proteções adaptativas;

2.2.1 Desconexão de todos geradores distribuídos durante o curto-circuito na rede elétrica

TAILOR; OSMAN (2008) apresentam uma metodologia de proteção baseada na desconexão instantânea de todos os geradores descentralizados antes que qualquer religador ou elo fusível atue. Dessa maneira, recupera-se a filosofia de proteção radial, em que todos os dispositivos de proteção operam como planejado. Com a restauração dessa característica, descartam-se possíveis preocupações dos engenheiros de proteção relacionadas com a potência nominal, localização e capacidade de curto-circuito da GD.

Utilizam-se tiristores comutáveis pelo gatilho (*Gate Turn-Off Thyristors* - GTOs) para desconectar os geradores distribuídos. Esses dispositivos semicondutores de potência suportam correntes elétricas de até 4 kA (TAILOR; OSMAN, 2008) e, para cada fase da GD, são dispostos em pares em configuração antiparalelo de modo a possibilitar a condução tanto no semiciclo positivo quanto no negativo da corrente alternada.

Cada fase dos geradores distribuídos conectados ao sistema de distribuição apresenta uma unidade de monitoramento em tempo real. Transformadores de corrente (TCs) em conjunto com unidades microprocessadas dotadas de capacidade de decisão são sugeridas para cumprirem essa tarefa (TAILOR; OSMAN, 2008).

Se a amplitude da corrente de curto-circuito ultrapassar um valor pré-definido pelo usuário, um sinal de controle (*turn-off*) é enviado ao circuito de comutação dos GTOs. Dessa

maneira, em um intervalo de milissegundos os GTOs param de conduzir e os geradores são desconectados do sistema.

A técnica de proteção de TAILOR; OSMAN (2008) propõe tentativas de reconexão dos geradores ao sistema (restabelecimento da topologia original) como ocorre na operação padrão de religadores. Com isso, pretende-se automatizar o processo para casos de faltas transitórias e evitar desconexões prolongadas. Para tanto, deve-se assegurar a sincronização da GD com o sistema de alimentação da concessionária de energia elétrica. Em casos de faltas permanentes, aguarda-se a eliminação do distúrbio através da fusão de um elo fusível do SED, por exemplo.

A técnica proposta não necessita de mudanças significativas na infraestrutura do sistema de proteção. Ademais, é competitiva em nível de mercado e não necessita de métodos adicionais de sincronização aos presentes na própria GD do proprietário acessante. Contudo, apresenta uma grande desvantagem representada pela desconexão de todos os geradores distribuídos na ocorrência de faltas, até mesmo para faltas transitórias.

2.2.2 Divisão do sistema de distribuição em zonas de proteção

BRAHMA; GIRGIS (2004) propõem a divisão do SED em zonas de proteção delimitadas por relés e/ou disjuntores controlados remotamente em subestações computadorizadas.

As zonas de proteção de um determinado SED são estruturadas de forma que as capacidades de curto-circuito das cargas e geradores distribuídos estejam balanceadas. Delimitam-se as zonas através de disjuntores com comunicação remota e operação baseada em sucessivos religamentos. Além disso, devem possuir funcionalidades de sincronização com o sistema principal de alimentação.

Um relé principal capaz de se comunicar remotamente com os disjuntores delimitadores e com considerável capacidade de processamento encontra-se na subestação da concessionária de energia elétrica. Possui como principais funções: identificar faltas no sistema; classificá-las quanto ao tipo e zona de proteção; e isolar a falta através da operação do disjuntor que delimita a zona afetada. Dessa maneira, as demais zonas continuam seguras e conectadas normalmente ao SED.

Devido às características de comunicação remota presentes em diversos dispositivos protetores desse esquema de proteção, há probabilidade de falha na comunicação. Em outras palavras, existem chances reais do disjuntor delimitador de uma determinada zona não operar devido a problemas de comunicação com o relé principal na subestação. Nesse caso, o relé

principal continua a identificar a falta e o procedimento a ser tomado é a desenergização de todo o sistema (BRAHMA; GIRGIS, 2004).

Destaca-se também que a metodologia proposta não trabalha adequadamente na presença de geradores distribuídos com reduzidas contribuições na corrente de curto-circuito da rede elétrica (BRAHMA; GIRGIS, 2004).

A solução proposta envolve um alto investimento inicial em infraestrutura por parte da concessionária de energia elétrica, bem como do acessante. Sistemas de comunicação através de fibra óptica são alternativas viáveis quanto ao custo e velocidade de comunicação (HART et al., 2000). Investimentos com a manutenção e controle do sistema tendem a decrescer substancialmente com a incorporação dos dispositivos microcontrolados.

Além disso, o sistema de comunicação entre os dispositivos controlados remotamente pode ser impraticável em aplicações com longos alimentadores ou geradores distribuídos distantes do SED.

2.2.3 Uso de dispositivos microcontrolados

BRAHMA; GIRGIS (2002) em seus desenvolvimentos teóricos e simulações, identificam situações de curto-circuito em que religadores convencionais (leia-se hidráulicos) não são capazes de sustentar a coordenação e seletividade com os elos fusíveis. Além disso, identificam funcionalidades necessárias aos religadores de um SED com GD para diferentes capacidades de curto-circuito e localizações, descritas na sequência:

- Disponibilidade de diferentes curvas características de operação para cada caso de falta;
- Programação de curvas características de operação definidas pelo usuário;
- Permissão de escolha de curvas características de operação para manter a coordenação e seletividade com os elos fusíveis do sistema.

BRAHMA; GIRGIS (2002) concluem que tais funcionalidades podem ser cumpridas por religadores microcontrolados disponíveis no mercado. Dessa maneira, realizam estudos e simulações baseados em um religador com interface PCD 2000 (dispositivo de controle de energia) produzido pela ABB (ABB-PCD2000, 1998). Esse dispositivo é capaz de armazenar 16 curvas programáveis através de equações características e 3 curvas de operação definidas pelo usuário. Além disso, apresenta também diversos ajustes de tempo e capacidade de combinar

curvas de operação características, possibilitando ao usuário uma gama de soluções de modo a preservar a coordenação e seletividade com os elos fusíveis.

O trabalho desenvolvido por BRAHMA; GIRGIS (2002) soluciona o problema de forma parcial. Contudo, a substituição de todos os relés do sistema de proteção por dispositivos microcontrolados necessita de um elevado investimento. Além disso, envolve a reconfiguração das curvas de operação de todos os dispositivos microcontrolados a cada nova condição de curto-circuito imposta ao sistema. Tais considerações tornam a solução de BRAHMA; GIRGIS (2002) até mesmo inviável em aplicações reais.

2.2.4 Determinação do ponto ótimo para a inserção da GD

NAIEM et al. (2012) propõem um algoritmo computacional capaz de classificar a perda ou manutenção da coordenação e seletividade entre religadores e elos fusíveis. O processo de classificação é estruturado com base na comparação das correntes de curto-circuito e tempos de operação dos dispositivos protetores para uma sequência pré-definida de operações seletivas.

Uma vez detectado o problema, são aplicadas duas soluções complementares para minimizar os impactos proporcionados pela inserção da GD. A primeira solução envolve a determinação do ponto ótimo para alocação da GD. NAIEM et al. (2012) definem ponto ótimo como o local onde a coordenação e seletividade são mantidas para o maior número de casos independente da localização da falta e capacidade de curto-circuito da GD.

A segunda solução é baseada na reconfiguração das curvas de operação características do religador, assumindo a instalação da GD no ponto ótimo. A partir disso, percebe-se a necessidade da incorporação de religadores microprocessados com funcionalidade de ajuste de tempos. Dessa maneira, as curvas de operação rápida e lenta do religador são ajustadas até adequarem-se às novas condições impostas pela GD.

A principal vantagem do algoritmo proposto é evitar tomadas de decisões desnecessárias e discriminar casos que realmente requerem ações. Entende-se por desnecessário a desconexão de geradores distribuídos que não contribuam efetivamente na perda da coordenação e seletividade, por exemplo. Tal ação proporciona perdas parciais ou totais dos benefícios da GD.

De modo geral, as soluções complementares propostas por NAIEM et al. (2012) reduzem significativamente os casos de perda da coordenação e seletividade entre religadores e elos fusíveis. A metodologia de proteção não necessita de grandes mudanças na infraestrutura do sistema ou um elevado investimento por parte da concessionária de energia. Entretanto, as

soluções complementares apresentam limitações principalmente no que tange à dificuldade de localização ótima dos geradores distribuídos. Em outras palavras, nem sempre o ponto ótimo determinado pelo algoritmo está disponível para inserção da GD em SEDs reais.

2.2.5 Uso de limitadores de corrente para minimizar o impacto da GD

A aplicação de limitadores de corrente (*Fault Current Limiters* - FCLs) é uma solução que limita a corrente de falta suprida pela GD, reduzindo a necessidade de substituições ou de readequações dos dispositivos de proteção. Os maiores desafios relacionados aos limitadores de corrente está na determinação do local onde serão inseridos, bem como o dimensioná-los de modo a maximizar seus desempenhos (GUARDA et al., 2011).

Ainda segundo GUARDA et al. (2011), os limitadores de corrente de falta são dispositivos de baixa impedância que durante as condições nominais de operação do SED não produzem contribuição alguma. Entretanto, durante um curto-circuito, rapidamente inserem uma alta impedância em série com a rede de modo a limitar a corrente em um valor pré-definido.

Segundo MONTEIRO (2005), o uso de limitadores de corrente apresenta-se como uma solução mais econômica do que, por exemplo, a recapacitação das proteções superadas com a inserção de uma GD em um determinado SED, e ainda de mais fácil execução.

As principais vantagens dos limitadores de corrente são os reduzidos custo e complexidade de instalação ao compararmos com outras técnicas de proteção como as que utilizam dispositivos microcontrolados. Contudo, sua aplicação é reduzida devido a falta de flexibilidade a mudanças como, por exemplo, a expansão do SED.

2.2.6 Proteções Adaptativas

Alterações através de restauração da topologia original da rede elétrica com inserção de GD servem como base para constatar a confiabilidade do sistema na técnica desenvolvida por BAE; KIM (2007). Para tanto, classifica-se a GD em dois modos operativos principais e, também, a operação conjunta desses. O primeiro modo engloba geradores distribuídos focados na obtenção de lucros através do atendimento de consumidores com custo de energia elevado em horários de pico. O segundo considera geradores distribuídos em modo de espera (*standby*) com a função de manter os índices de confiabilidade do sistema através de sua operação em casos de falhas permanentes ou colapsos. Após isso, a confiabilidade é mensurada através da curva característica de carga e matrizes de conexão representativas do SED.

A alocação de dispositivos de proteção estratégicos para melhoria do índice de confiabilidade é abordada através de formulações matemáticas por BAE; KIM (2007). O problema de alocação de dispositivos é formulado como um problema de programação não-linear e um conjunto de restrições lineares. Para a solução desse problema, propõe-se o uso de algoritmo genético básico e uma versão referenciada como algoritmo genético intermediário (BAE; KIM, 2007). Como resultado da aplicação desses algoritmos na solução do problema de alocação de dispositivos de proteção em redes de distribuição obtêm-se as localizações onde deverão ser alocados esses dispositivos.

3 FUNDAMENTOS DO SISTEMA DE PROTEÇÃO PROPOSTO

3.1 Introdução

A ideia fundamental deste trabalho encontra-se na assertiva de que, durante condições de falta, nem todas as GDs necessitam ser desconectadas da rede elétrica de distribuição. Em outras palavras, preserva-se a coordenação e a seletividade entre religadores e elos fusíveis ao se reduzir os níveis de corrente de curto-circuito, respeitando o planejamento de operações seletivas dos dispositivos de proteção. Para tanto, desconecta-se as GDs que contribuem efetivamente na corrente de curto-circuito do sistema como um todo. Desenvolve-se esse processo através de estudos de proteção e estratégias de desconexões apresentadas neste trabalho.

Na Figura 3.1 supõe-se que a GD 1 apresente capacidade de curto-circuito suficiente e independente para impactar o planejamento das proteções da rede elétrica de distribuição. Ao contrário disso, mesmo que eleve os níveis de curto-circuito do sistema, a GD 2 não prejudica a coordenação entre religador e elos fusíveis (localizados em trechos do sistema não considerados na Figura 3.1). Como explicado anteriormente, o sistema de proteção proposto possibilita que a GD 2 permaneça conectada no SED durante condições de falta ao desconectar a GD 1 no que tange à fatores específicos da proteção. A partir disso, evita-se a perda parcial ou total dos benefícios das GDs desse sistema e preserva-se a coordenação das proteções conforme planejamento da distribuidora de energia elétrica.

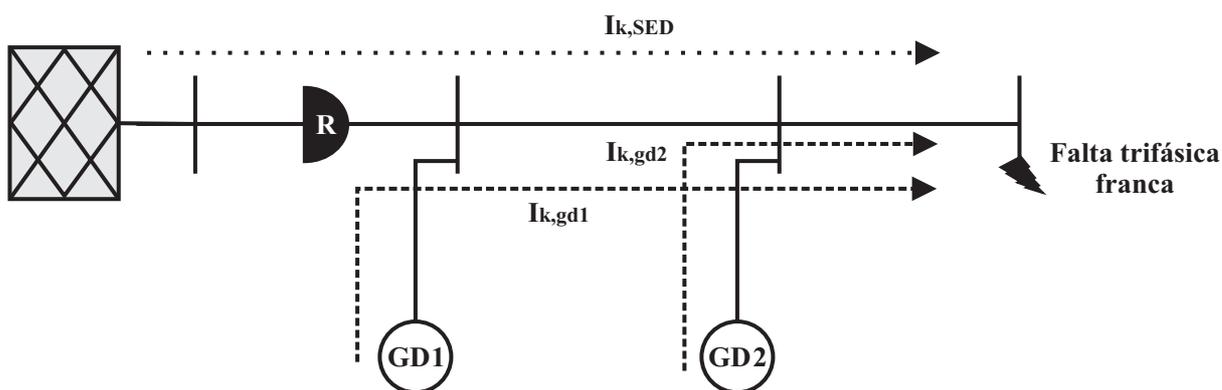


Figura 3.1 – Diagrama unifilar de um SED com inserção de duas GDs com fins didáticos.

Ainda na Figura 3.1, agora supõe-se que o efeito agregado das contribuições de curto-circuito das GDs proporcione a descoordenação entre religador e elos fusíveis. Em outras palavras, ambas não são capazes de impactar individualmente a coordenação das proteções. Entretanto, a soma das contribuições individuais das GDs atinge níveis de curto-circuito capazes

de levar à operação não planejada das proteções do sistema. Nesse contexto, os engenheiros de proteção devem realizar o estudo de curto-circuito do sistema assumindo a conexão das GDs. O objetivo principal desse estudo é verificar qual GD é a principal causadora da descoordenação, bem como identificar possibilidades de liberar a conexão de alguma GD durante condições de falta.

Se o estudo de curto-circuito indicar a possibilidade de desconexão de uma das GDs do exemplo, deve-se aplicar o sistema de proteção proposto neste trabalho. Dessa maneira, o SED sustenta a capacidade de, em condições de curto-circuito, permanecer com alguma das GDs da Figura 3.1 conectadas. Exemplo dessa situação ocorre se ambas as GDs do exemplo apresentarem a mesma contribuição no nível de curto-circuito e impactarem a coordenação das proteções. Contudo, verifica-se através de estudos que existe a possibilidade de desconexão de uma delas de modo a preservar a coordenação e a seletividade entre religador e elos fusíveis durante condições de falta. Dessa maneira, ao proteger uma das GDs do exemplo com o sistema deste trabalho, possibilita-se a permanência da conexão da outra GD na rede elétrica de distribuição, mesmo em circunstâncias de curto-circuito.

O sistema de proteção baseia-se em comparadores de corrente RMS localizados nas extremidades do PCC do gerador descentralizado. Em tempo real, esses comparadores são responsáveis por analisar as correntes supridas pela GD, identificar faltas e constatar a perda da coordenação e da seletividade entre religadores e elos fusíveis do SED. Configura-se um valor-alvo nos comparadores de corrente RMS de modo que desconectam a GD ao identificarem níveis de corrente acima do desejado. Dessa maneira, apresentam intrinsecamente a capacidade de análise e identificação de faltas do sistema através do monitoramento constante dos níveis de corrente supridos pelos geradores distribuídos.

Destaca-se que somente os geradores causadores da descoordenação das proteções são automaticamente desconectados temporariamente dos SEDs através de GTOs. Assim, recuperam-se os níveis de corrente planejados conforme sustentava a filosofia de proteção radial e garante-se a permanência da coordenação e da seletividade entre as proteções. Após a eliminação da falta, o sistema de proteção reconecta o gerador ao sistema respeitando procedimentos da distribuidora de energia elétrica e requisitos de sincronismo. Em um cenário mais complexo com vários geradores descentralizados, somente serão desconectados do sistema os geradores que contribuírem efetivamente na corrente de curto-circuito, isoladamente ou em conjunto, e na perda de coordenação e de seletividade.

A próxima seção apresenta sucintamente o objetivo principal do sistema de proteção proposto. Ademais, na sequência descrevem-se as principais características dos componentes presentes na estrutura desse sistema.

3.2 Objetivo Principal do Sistema de Proteção

O sistema de proteção proposto tem o objetivo principal de preservar a coordenação entre religadores e elos fusíveis de SEDs na presença de GD. A ideia principal desse sistema concentra-se no uso de comparadores de corrente RMS. Em tempo real, esses comparadores são responsáveis por analisar as correntes supridas pela GD, identificar faltas e constatar a perda da coordenação e da seletividade entre religadores e elos fusíveis do SED. Uma vez detectado o problema, somente os geradores causadores são automaticamente desconectados temporariamente através de GTOs.

3.3 Estrutura do Sistema de Proteção Proposto

Esta seção apresenta detalhadamente a estrutura do sistema de proteção deste trabalho. Além disso, as principais características e comportamentos dos dispositivos utilizados são estudados.

3.3.1 Diagrama de Blocos

A Figura 3.2 ilustra o diagrama de blocos do sistema de proteção proposto. O sistema de proteção proposto é constituído basicamente por blocos de monitoramento, controle e atuação. Os blocos de monitoramento correspondem aos comparadores de corrente RMS, circuito de sincronismo e amperímetros. O bloco de atuação corresponde ao grupo de GTOs que possuem a função primordial de desconectar e reconectar a GD no SED. Além disso, o bloco de lógica de comando apresenta as funções de operação, controle e processamento de sinais do sistema proposto como um todo.

Existem duas possibilidades de alocação do sistema de proteção proposto: acoplado ao barramento principal da GD; e duas unidades de proteção acopladas tanto a jusante quanto a montante do PCC do gerador descentralizado. Essas possibilidades devem adequar-se às situações de falta impostas ao sistema, possibilidade de operação ilhada das centrais geradoras, bem como estudos dos respectivos custos, capacidades do gerador e requisitos técnicos de cada

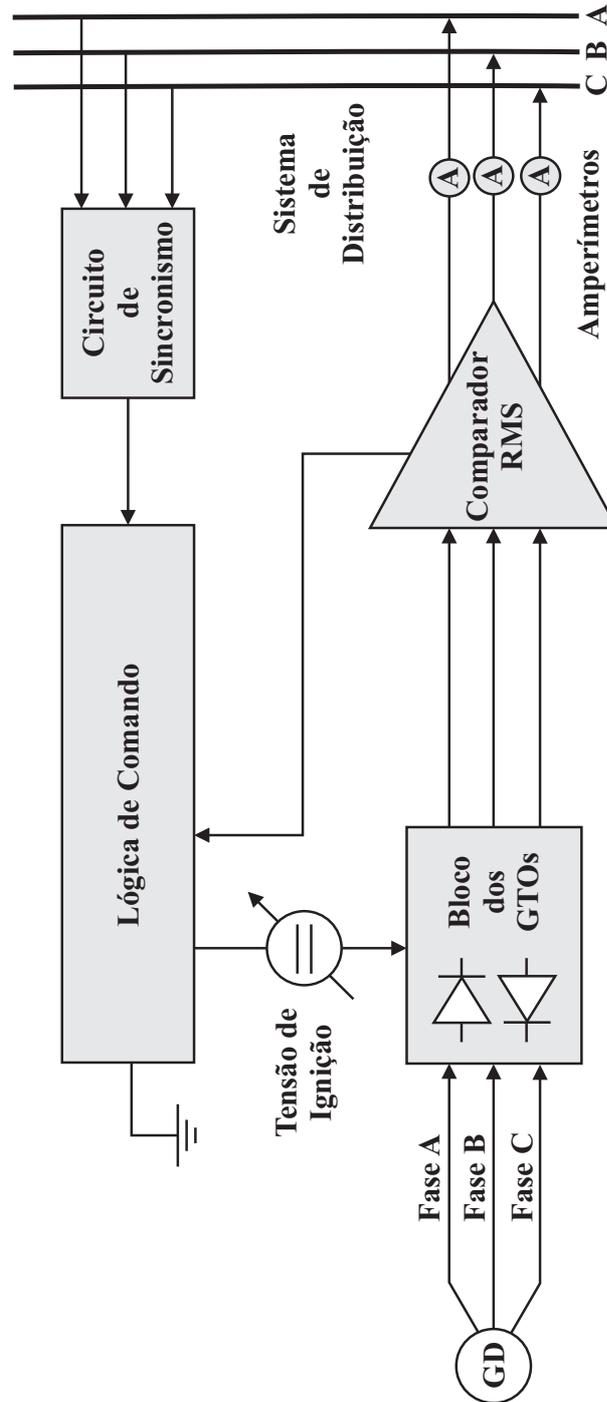


Figura 3.2 – Diagrama de blocos do sistema de proteção proposto.

distribuidora.

Com uma única unidade de proteção, como ilustrado na Figura 3.3 (UNIDADE-A), verifica-se apenas o menor nível de corrente de curto-circuito que a GD pode contribuir sem prejudicar a coordenação e a seletividade entre os dispositivos. Essa análise é realizada tanto para faltas a montante quanto a jusante do gerador descentralizado, eliminando assim todas as variações de problemas que podem ocorrer nesse ponto.

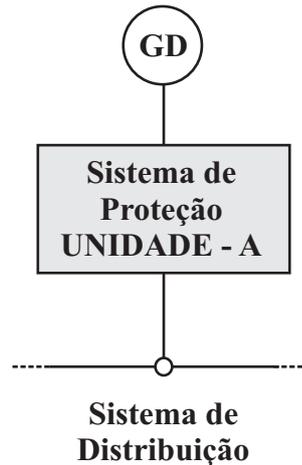


Figura 3.3 – Sistema proposto com uma única unidade de proteção.

Com duas unidades de proteção (UNIDADE-B e UNIDADE-C), como ilustrado na Figura 3.4, verifica-se a diferença entre a corrente a montante e a jusante do PCC do gerador distribuído. O monitoramento dessas correntes é realizado respectivamente pela UNIDADE-B e UNIDADE-C no caso da Figura 3.4. Dessa maneira, determina-se se a falta se encontra a montante ou a jusante da GD através da comparação em tempo real dos níveis de corrente monitorados pelas unidades. Por exemplo, uma indicação de falta no SED ocorre se a UNIDADE-B identificar considerável elevação no nível de corrente, ultrapassando valores toleráveis. Além disso, se a UNIDADE-C identificar níveis aceitáveis de corrente para as cargas do sistema localizadas a jusante dessa unidade. Dessa maneira, através de comparação determina-se a existência de curto-circuito a montante da UNIDADE-B. Caso identifiquem-se níveis de corrente de curto-circuito não desejados através da diferença entre as correntes monitoradas pelas unidades, a UNIDADE-B deve interromper o fluxo de corrente às regiões a montante da GD. A UNIDADE-C possibilita estratégias de gerenciamento de fornecimento de energia elétrica visto que pode ou não isolar completamente do SED a GD da Figura 3.4. A partir desse processo, por exemplo, existe a possibilidade de operação ilhada se tecnicamente possível e, até mesmo, desconexão automática da GD dependendo da localização da falta no sistema.

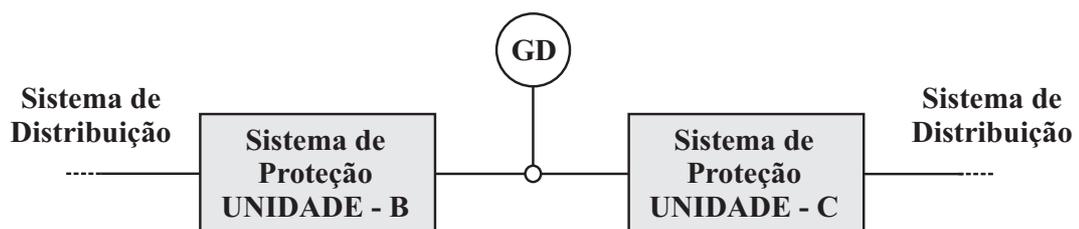


Figura 3.4 – Sistema proposto com duas unidades de proteção.

3.3.2 Diagrama de Sinais

A Figura 3.5 ilustra o diagrama de sinais do sistema de proteção proposto.

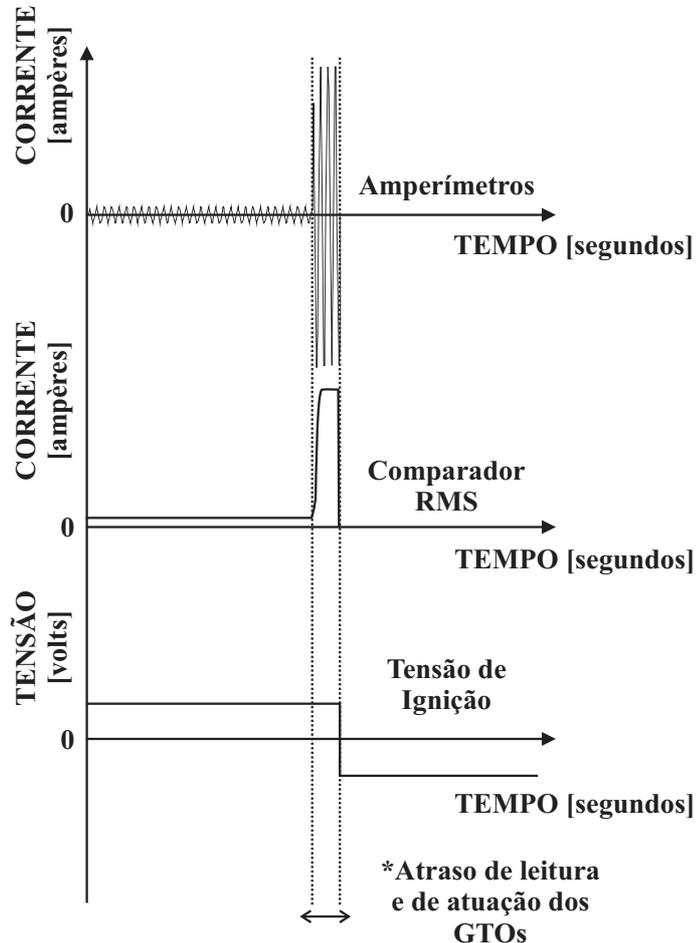


Figura 3.5 – Diagrama de sinais do sistema de proteção proposto.

Percebe-se que no momento em que a corrente, monitorada em tempo real pelos comparadores de corrente RMS, atinge níveis consideráveis como apresentado pelos amperímetros da Figura 3.5, a tensão de ignição inverte sua polaridade. Através disso, os GTOs interrompem o fornecimento de energia elétrica por parte da GD, por exemplo. Esse esquema de controle é realizado através do bloco lógico do sistema de proteção proposto e maiores detalhes são apresentados nas próximas seções.

Além disso, a Figura 3.5 ilustra a presença de atrasos de leitura e de atuação dos GTOs, responsáveis pela desconexão da GD no momento de inversão de polaridade da tensão de ignição. O atraso de leitura é referente ao processo de conversão dos níveis de corrente para valores eficazes e processamento de sinais de controle do bloco lógico. O atraso de atuação dos GTOs está vinculado ao tempo de operação necessário para interromper ou reconectar a GD após o

comando. As simulações no ATP/EMTP apresentam também atrasos de conversão de variáveis elétricas para TACS (*Transient Analysis of Control Systems*) e MODELS. Entretanto, tais atrasos são praticamente desprezíveis.

3.3.3 Comparador de Corrente RMS

Os comparadores de corrente RMS são transformadores de corrente (TCs) alocados em cada fase do sistema, capazes de efetuar medições em valores eficazes com considerável exatidão. De modo geral, os TCs são utilizados para transformar uma corrente elevada em uma corrente de menor valor, de forma a possibilitar o processamento de dados dos demais componentes do sistema de proteção proposto.

Análises em tempo real são fundamentais ao sistema de proteção proposto uma vez que diagnosticam o estado de operação da GD como um todo. Além disso, as condições de operação em um SED estão continuamente mudando devido a uma série de diferentes fatores. Dessa maneira, as análises em tempo real dos comparadores de corrente RMS possibilitam o diagnóstico contínuo da conexão das GDs à rede elétrica e elimina-se a necessidade de planejamentos baseados em cenários estimados e probabilísticos.

3.3.4 Lógica de Comando

Sistema inteligente responsável por monitorar os sinais elétricos fornecidos pelos comparadores de corrente RMS e pelo circuito de sincronismo, bem como controlar a fonte de alimentação das bases dos GTOs de modo a conectar ou desconectar a GD, como ilustrado na Figura 3.6.

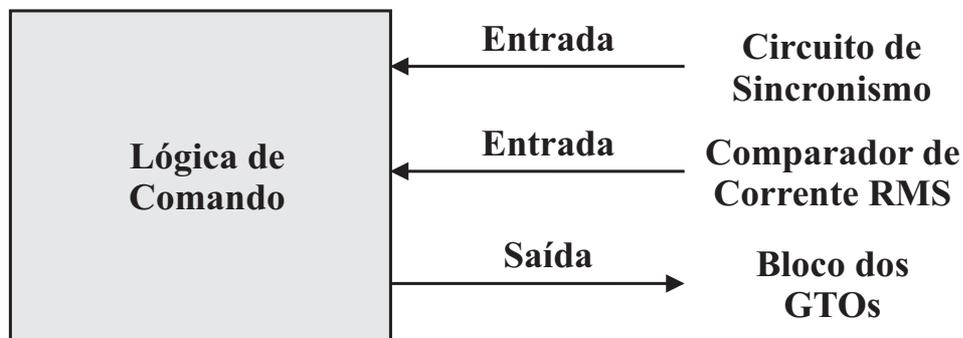


Figura 3.6 – Esquema de entradas/saídas do bloco de lógica de comando.

Este trabalho estipulou o bloco lógico como um microcontrolador devido às consideráveis necessidades por confiabilidade e desempenho do sistema de proteção proposto. De modo

geral, a presença de um dispositivo microcontrolador elimina a presença de um número elevado de instrumentos, uma vez que engloba diversas funções, o que reduz significativamente riscos de falhas e necessidades de ajustes específicos. Ademais, considera-se ainda a precisão no controle da fonte de alimentação das bases dos GTOs e a maior flexibilidade advinda de um dispositivo microcontrolador. A partir disso, a aplicação do sistema de proteção proposto evidencia e amplia as possibilidades de desenvolvimento integrado de outras tecnologias, como sistemas ligados ao *smart grid*.

De modo geral, os TCs amostram valores de corrente que são convertidos para sinais lógicos através de conversores analógico-digitais no microcontrolador. Dessa maneira, quando houver corrente acima de um determinado valor-alvo por períodos considerados elevados para o local monitorado, sinaliza-se para o controle de inversão de polaridade da tensão de referência do bloco de GTOs. Ademais, durante condições de restabelecimento da conexão da GD no SED, o circuito de sincronismo disponibiliza informações ao sistema de proteção proposto do momento adequado de reconexão.

Destaca-se também que o dispositivo microcontrolador apresenta isolamento elétrico com a rede elétrica de modo a não possibilitar interferências ou danos ao equipamento. Além disso, o sistema de proteção proposto deve possuir um modo de prevenção a possíveis problemas internos, informando periodicamente sobre o estado de funcionamento do sistema, disponibilizando relatórios de desconexões, possíveis desgastes, entre outros dados.

3.3.5 Bloco dos GTOs

A desconexão de GDs, durante condições de curto-circuito, deve ocorrer antes de qualquer atuação não planejada dos elos fusíveis em relação aos religamentos em curva rápida do religador. Segundo TAILOR; OSMAN (2008), para atingir esse objetivo, um conjunto relé/disjuntor é consideravelmente lento visto que, em determinadas circunstâncias, exigem-se atuações em meio ciclo de operação após a detecção da falta. Por isso, TAILOR; OSMAN (2008) propuseram o uso de chaves semicondutoras de potência para realizar a função de desconexão das GD, como os GTOs.

Neste trabalho adotaram-se GTOs em configuração antiparalelo como os dispositivos atuadores para realizar a desconexão das GDs, como apresentado na Figura 3.7. Em condições de regime permanente e sem ocorrências de faltas, o bloco de GTOs possibilita o fornecimento de eletricidade por parte da GD. Em outras palavras, a configuração dos GTOs viabiliza a condu-

ção em onda completa da corrente elétrica. Na ocorrência de falta no SED, os comparadores de corrente RMS identificam a elevação do nível de curto-circuito provido pela GD. Caso o bloco lógico do sistema de proteção proposto monitore níveis não desejáveis de corrente, inverte-se a polaridade da tensão de referência das bases dos GTOs. Dessa maneira, os GTOs são bloqueados e a GD é isolada do SED. A partir disso, recupera-se o nível de corrente de curto-circuito aceitável para preservar a coordenação e a seletividade entre religadores e elos fusíveis.

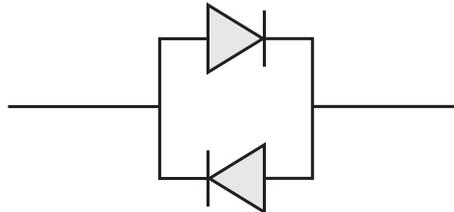


Figura 3.7 – Configuração antiparalela dos blocos de GTOs.

O princípio de funcionamento dos GTOs baseia-se na injeção de corrente positiva em suas portas de modo a possibilitar a condição de corrente entre ânodo e cátodo. No capítulo 4 discute-se com mais detalhes a modelagem e características de funcionamento do bloco de GTOs utilizado neste trabalho.

3.3.6 Circuito de Sincronismo

Grande parte das concessionárias e distribuidoras de energia elétrica requisita, em seus procedimentos de acesso à rede, um elemento de verificação de sincronismo por parte dos acessantes. Geralmente esse elemento é um relé de sincronismo (ANSI-25). Além disso, a sincronização da geração é de responsabilidade do acessante.

Apesar de não ser abordado neste trabalho, sincronismo é condição fundamental para a GD operar em SED. Adotar o sistema de proteção proposto favorece a integração de estruturas automatizadas inteligentes à rede de distribuição visto que é uma unidade que possibilita incorporar outras.

A Figura 3.8 ilustra o diagrama unifilar de um sistema com verificação de sincronismo. Ao detectar que a GD e a fonte da concessionária estão dentro de limites nominais de frequência, emite-se um sinal de indicação para fechar a chave de transferência do sistema, reconectando a GD ao SED.

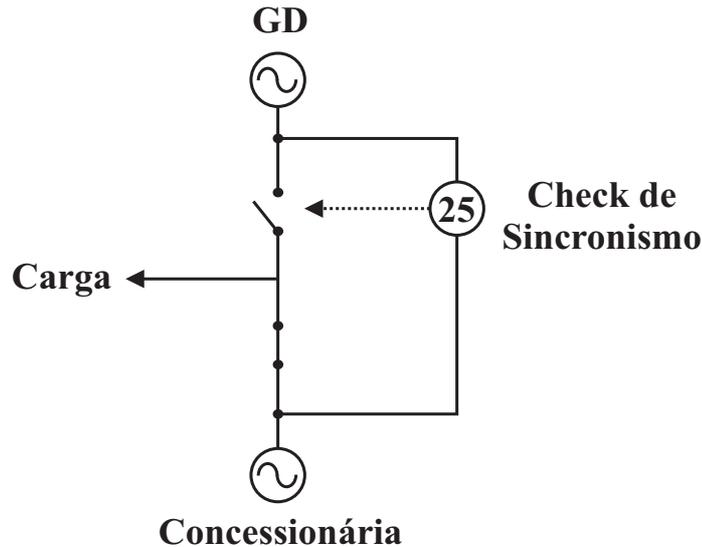


Figura 3.8 – Diagrama unifilar de um sistema com verificação de sincronismo.

3.4 Considerações Finais

TAILOR; OSMAN (2008) já haviam definido em seu trabalho que a desconexão dos geradores descentralizados não poderia ser realizada através de conjuntos tradicionais de relés/disjuntores. Ao contrário disso, dispositivos semicondutores como os GTOs deveriam ser adotados em SEDs como uma alternativa para as novas demandas das GDs por dispositivos de proteção ultrarrápidos. Este trabalho também necessita de dispositivos de proteção ultrarrápidos que possam desconectar as GDs responsáveis pela perda da coordenação entre religadores e elos fusíveis. Dessa maneira, adotam-se os GTOs como os dispositivos atuadores, uma vez que segundo TAILOR; OSMAN (2008), eles conseguem atuar em até microssegundos. Evidentemente, tempo mais do que suficiente para a metodologia de proteção proposta neste trabalho. Outros trabalhos mais específicos como as contribuições de MOTTO; YAMAMOTO (2012) e de APELDOORN et al. (2012) evidenciam tempos de ignição e bloqueio suficientes para a metodologia proposta neste trabalho, como na ordem de 30 microssegundos. Além disso, apontam ainda inovações como os tiristores controlados por base integrada (*Gate Commutated Thyristor* - GCTs) que são dispositivos de controle de alta tensão, desenvolvidos para aplicações de alguns kVA até muitos MVA, capazes de operar em torno de 2 microssegundos.

Esta seção apresentou também os fundamentos básicos do sistema de proteção proposto. Na próxima seção esses fundamentos são novamente discutidos com mais detalhes e aprofundamentos teóricos principalmente no caminho da modelagem de dispositivos e das simulações computacionais no ATP/EMTP.

4 ESTUDO DE CASO

4.1 Introdução

Este capítulo investiga a aplicabilidade, bem como o desempenho do sistema de proteção proposto a partir do método de estudo de caso. A abordagem é conduzida em um SED de 12,47 kV para diferentes condições de operação e de curtos-circuitos. Modelam-se dispositivos de proteção no ATP/EMTP em linguagem MODELS como, por exemplo, religadores e elos fusíveis. A partir da base teórica e dos resultados deste estudo de caso, elaboram-se critérios e novas definições para o desenvolvimento de uma metodologia de proteção que se enquadre no contexto de SEDs com forte tendência de inserção de GD. Além disso, propõem-se novos procedimentos de acesso aos SEDs no sistema elétrico nacional no que tange à proteção. Tais proposições podem ser adicionadas ao “Módulo 3”, referente ao acesso ao sistema de distribuição, do Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST, 2012). Dessa maneira, contemplando cenários com SEDs com considerável densidade de GDs interconectadas. Nesse caminho, assegura-se procedimentos padrões e regulamentados por parte das concessionárias e distribuidoras de energia elétrica quanto ao acesso a seus SEDs.

4.2 Sistema de Distribuição Estudado

Neste trabalho adotou-se um SED de 12,47 kV para realização das simulações e aplicações de estudos de casos. Suas especificações são obtidas de Kershaw (1969) e apresentadas na sequência. De modo geral, busca-se representar um SED encontrado na prática por meio de modelos computacionais no ATP/EMTP. O estudo apresenta diversas simulações visando representar situações reais de curto-circuito no cenário do sistema de distribuição estudado.

4.2.1 Diagrama Unifilar

A Figura 4.1 ilustra o diagrama unifilar e as principais características do SED estudado. Encontra-se no Apêndice A o código fonte do SED desenvolvido no ATP/EMTP.

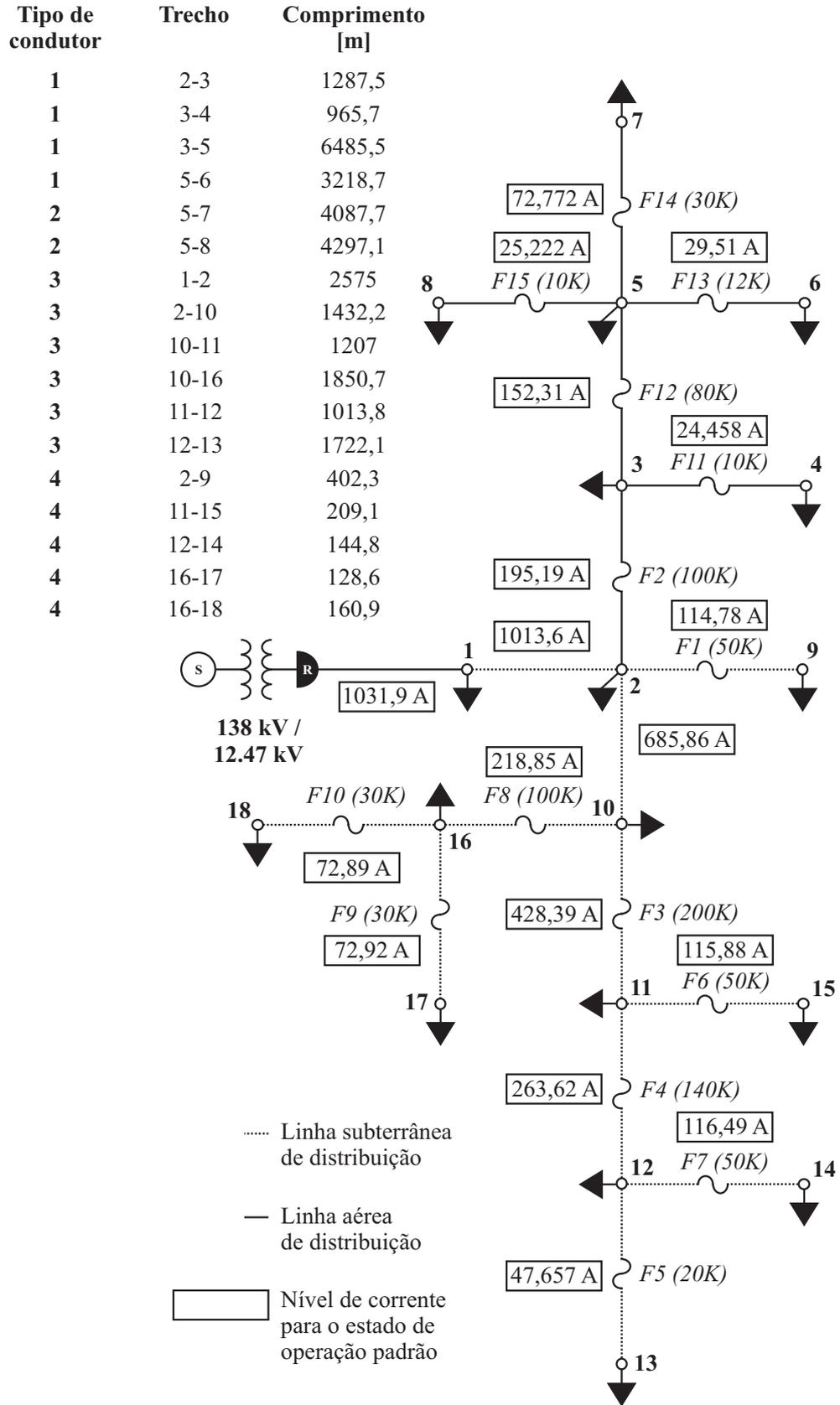


Figura 4.1 – Sistema de distribuição estudado e seu estado de operação padrão.

4.2.2 Estado de Operação Padrão

A Figura 4.1 também ilustra o estado de operação padrão do SED. Em outras palavras, sem qualquer tipo de perturbação, distúrbio e falta no sistema.

4.2.3 Especificações

As Tabelas 4.1 e 4.2 apresentam as especificações do SED de 12, 47 kV adotado neste trabalho.

Tabela 4.1 – Dados das cargas conectadas ao SED.

Barra	V [p.u.]	θ [graus]	P_L [MW]	Q_L [MVar]	P_G [MW]	Q_G [MVar]
01	1,050	0,0	0,4	0,1	14,4	6,4
02	0,992	-1,4	0,4	0,1	0,0	0,0
03	0,976	-1,8	0,4	0,1	0,0	0,0
04	0,975	-1,9	0,5	0,2	0,0	0,0
05	0,922	-3,5	0,5	0,2	0,0	0,0
06	0,914	-3,8	0,6	0,2	0,0	0,0
07	0,911	-3,7	0,5	0,2	0,0	0,0
08	0,910	-3,8	0,5	0,2	0,0	0,0
09	0,990	-1,4	0,4	0,1	0,0	0,0
10	0,970	-2,0	0,8	0,3	0,0	0,0
11	0,958	-2,3	1,0	0,4	0,0	0,0
12	0,952	-2,5	2,0	0,9	0,0	0,0
13	0,949	-2,6	1,0	0,3	0,0	0,0
14	0,951	-2,5	0,8	0,3	0,0	0,0
15	0,958	-2,3	0,8	0,3	0,0	0,0
16	0,962	-2,2	1,5	0,6	0,0	0,0
17	0,962	-2,2	0,5	0,2	0,0	0,0
18	0,962	-2,2	0,5	0,2	0,0	0,0

Tabela 4.2 – Parâmetros das linhas de distribuição.

Tipo do Condutor	Impedância [$\Omega/1000.ft$]
1	$Z_1 = Z_2 = (0,1150 + j 0,1386)$; $Z_0 = (0,2328 + j 0,4034)$
2	$Z_1 = Z_2 = (0,1809 + j 0,1434)$; $Z_0 = (0,3155 + j 0,4500)$
3	$Z_1 = Z_2 = (0,0550 + j 0,0581)$; $Z_0 = (0,1188 + j 0,0305)$
4	$Z_1 = Z_2 = (0,2100 + j 0,0543)$; $Z_0 = (0,5864 + j 0,2709)$

Sem considerar possíveis geradores distribuídos, planejou-se um esquema de proteção baseado na operação rápida do religador para resguardar os elos fusíveis. Determinou-se um

religador no começo do alimentador principal e um total de 15 elos fusíveis, localizados no início de cada ramificação do sistema de distribuição.

Programou-se o religador para, ao detectar sobrecorrentes no sistema, responder com uma sequência de duas operações rápidas com um tempo de religamento de um segundo. Dessa maneira, evita-se que faltas de natureza transitória queimem os elos fusíveis. Na permanência de sobrecorrentes no sistema, o religador responde com uma sequência de duas operações lentas com o objetivo de aguardar a atuação coordenada dos elos fusíveis. A seleção das proteções do sistema baseia-se nas seguintes características: corrente nominal, de carga e máxima de curto-circuito; tensão nominal; e capacidade de interrupção.

4.3 Modelagem

Esta seção apresenta detalhadamente os procedimentos de modelagem adotados neste trabalho. Além disso, as principais características e simulações ilustrativas desses modelos são estudadas. De modo geral, o ambiente computacional de simulações adotado é o ATP/EMTP e, especificamente, desenvolveram-se em linguagem MODELS os religadores, os elos fusíveis e o sistema de proteção proposto.

4.3.1 Linhas de Distribuição

O alimentador principal, bem como suas ramificações é constituído por cabos aéreos (tipos 1 e 2, conforme a Figura 4.1) e subterrâneos (tipos 3 e 4, conforme a Figura 4.1) com um comprimento total de aproximadamente 31190 metros. No ATP/EMTP, todos os trechos são representados por elementos RL (resistor-indutor) simétricos e mutuamente acoplados (LINESY_3).

4.3.2 Cargas

As cargas são representadas como impedâncias constantes e balanceadas conectadas em estrela (RLCY3) aos barramentos do SED.

4.3.3 Subestação

Neste trabalho, o transformador da subestação é representado para condições estacionárias, ou seja, em regime permanente para a frequência fundamental do sistema (60 Hz).

Dessa maneira, modela-se o transformador por meio do seu equivalente de sequência positiva no ATP/EMTP, em valores ôhmicos (RLCY3). Os efeitos da corrente de magnetização são desprezados.

O fornecimento de energia elétrica por parte da concessionária é representado como uma fonte trifásica de tensão constante (ACSOURCE – TYPE 14) de 12,47 kV no ATP/EMTP.

4.3.4 Geração Distribuída

Nas primeiras etapas deste trabalho, representa-se a GD através de geradores síncronos convencionais. Tal decisão deve-se ao fato de que geradores síncronos de velocidade variável (caso de geradores eólicos), conectados aos SEDs através de conversores estáticos apresentarem limitadas contribuições aos níveis das correntes de curto-circuito, geralmente abaixo de 2 p.u. da corrente nominal conforme a Tabela 4.3 (BARKER; DE MELLO, 2000). No ATP/EMTP, modelam-se as GDs como fontes de tensão constante (ACSOURCE – TYPE 14), considerando-se ainda as reatâncias subtransitória, transitória e síncrona do gerador descentralizado, bem como a reatância de dispersão do transformador elevador integrante da GD, em valores ôhmicos (RLCY3).

Tabela 4.3 – Nível de contribuição de curto-circuito conforme o tipo de gerador. Tabela baseada em BARKER; DE MELLO (2000).

Tipo de gerador	Nível de contribuição de curto-circuito nos terminais do gerador
Geradores síncronos de velocidade variável conectados à rede via conversor estático de frequência	1 p.u. - 4 p.u. da corrente nominal. Duração e nível da contribuição de curto-circuito depende das configurações dos controladores e proteções do gerador.
Geradores síncronos com excitação independente	Nos primeiros ciclos, atinge 5 p.u. – 10 p.u. da corrente nominal. Posteriormente, esse valor decai para 2 p.u. – 4 p.u.
Geradores síncronos auto-excitados e de indução	Nos primeiros ciclos, atinge 5 p.u. – 10 p.u. da corrente nominal. Após geralmente 10 ciclos, esse valor decai para valores desprezíveis.

Conforme a tabela acima, um gerador síncrono com excitação independente de 1000 kW em um SED de 12,47 kV contribui com um nível de curto-circuito entre 231 A e 463 A durante os primeiros ciclos de falta. Tais valores vão ao encontro de valores típicos como em torno de 100 A em regiões remotas e 10000 A nas proximidades da subestação do SED. Dessa maneira,

desde já se destaca que a contribuição de uma única GD pode potencialmente impactar negativamente a coordenação entre religadores e elos fusíveis em um SED. Evidentemente que, em regiões do sistema com a sensibilidade das proteções limitada, a elevação do nível da corrente de curto-circuito apresenta grandes chances de causar problemas.

Ademais, a Tabela 4.3 representa os níveis de contribuição de curto-circuito para o pior caso e pode ser encarada como um guia informativo. Para análises mais detalhadas, devem-se estudar os dados fornecidos pelos fabricantes e estimar os níveis de curto-circuito do gerador através de cálculo ou simulações computacionais.

Posteriormente, representa-se a GD através de geradores síncronos de velocidade variável conectados à rede via conversor estático de frequência. No ATP/EMTP, modelam-se esses geradores como fontes de corrente constante (ACSOURCE – TYPE 14) durante as análises de curto-circuito em regime permanente. Além disso, o relé de sobrecorrente instantâneo (ANSI-50) e o relé de subtensão (ANSI-27) são desconsiderados. O sistema de proteção proposto desconecta somente as GDs que afetam significativamente a coordenação entre religadores e elos fusíveis. Dessa maneira, desconexões não planejadas de GDs e que não estejam contempladas pelo planejamento de proteção integrado da concessionária devem ser evitadas. Em outras palavras, o relé de sobrecorrente instantâneo não deve operar uma vez que não participa da lógica proposta neste trabalho de coordenação com o sistema de proteção. Ademais, o principal dispositivo atuador, durante condições de curto-circuito no SED, devem ser os sistemas de proteção propostos neste trabalho encontrados junto às GDs.

Originalmente, as GDs não deveriam contribuir no nível de curto-circuito do sistema de distribuição como um todo. Por causa disso, o equipamento de proteção desconectaria o gerador distribuído ao identificar subtensão no SED em situações de falta. Contudo, devido ao considerável aumento na densidade de geradores a base de energias renováveis inseridos no SED, com destaque à energia eólica em alguns países europeus, uma falta durante um período de reduzida geração convencional levaria a um efeito cascata de falhas no sistema. Isso devido ao desbalanceamento entre demanda e geração de energia elétrica. Nesse contexto, a agência reguladora alemã, *German Association of Energy Economics* (BDEW), lançou novos procedimentos para SEDs com inserção de GD (ABDEL-MAJEED et al., 2011). Um deles, libera a desconexão de GDs (conectadas em redes de alta tensão maiores que 110 kV) durante os primeiros 150 ms após a detecção de falta. Dessa maneira, a geração convencional teria tempo hábil para compensar a perda de geração de energia elétrica. Na perspectiva de um SED e especificamente da

proteção, a mesma lógica deve ser seguida com foco na ação dos religadores e na coordenação das proteções do sistema como um todo. Assim, evitam-se possíveis colapsos ocasionados com desconexões desnecessárias e não planejadas.

4.3.5 Elo Fusível

Existem diversos tipos de elos fusíveis disponíveis no mercado com o objetivo de proteger SEDs. Por exemplo, existem os modelos limitadores de corrente e os de expulsão. Os primeiros limitam a magnitude da corrente de curto-circuito e sua duração como indicado na Figura 4.2. Por outro lado, os elos fusíveis de expulsão limitam apenas a duração da corrente de curto-circuito. Dessa maneira, permitem o fluxo de sobrecorrentes pelo SED até o momento em que queimam.

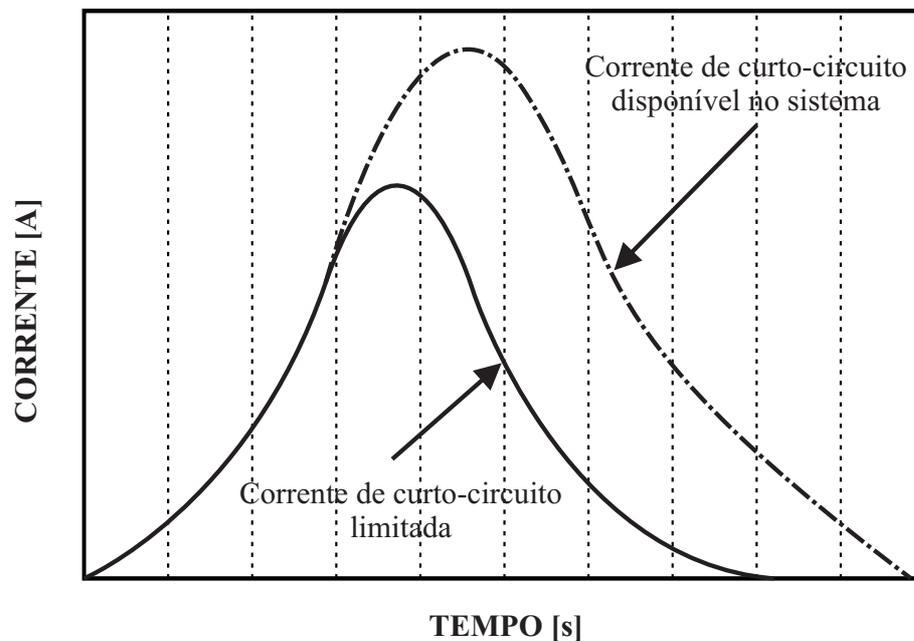


Figura 4.2 – Análise gráfica da resposta de um elo fusível limitador de corrente.

Neste trabalho, utilizam-se somente os elos fusíveis de expulsão. Entretanto, independentemente do modelo adotado de elo fusível, deve-se representar o tempo total de interrupção do dispositivo. Para tanto, soma-se o tempo de fusão do elo fusível com o seu respectivo tempo de extinção do arco. O primeiro é obtido através da análise da curva de operação característica, a curva corrente x tempo, fornecida pelos fabricantes. O tempo de extinção do arco depende do modelo do elo fusível e da corrente aplicada nesse, como destacado na Figura 4.3. Neste trabalho generalizou-se um tempo de extinção do arco correspondente a $\frac{1}{4}$ de ciclo, ou seja, 4,17 ms.

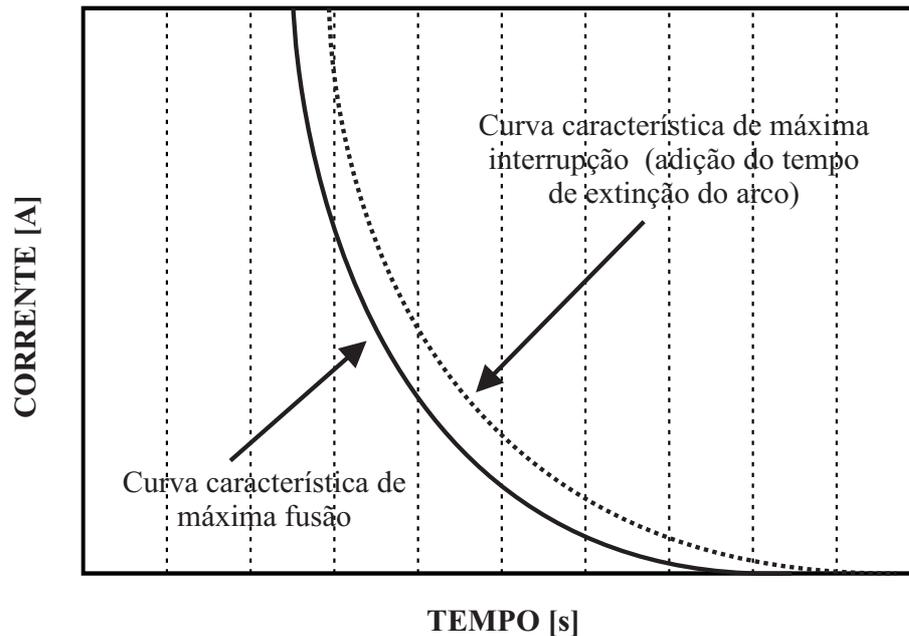


Figura 4.3 – Demonstração da curva de operação característica de um elo fusível com a adição do tempo de extinção do arco.

No ATP/EMTP, modelam-se os elos fusíveis em linguagem MODELS baseado na regressão linear simples das suas curvas de operação característica. Considera-se ainda o tempo de extinção do arco generalizado de 4,17 ms. A partir desse processo, é possível representar nas simulações computacionais o comportamento dos elos fusíveis de forma satisfatória no ATP/EMTP.

A escolha por esse tipo de modelagem justifica-se ao fato de que além de representar o comportamento de elos fusíveis de forma adequada, o modelo ser genérico. Em outras palavras, pode-se inserir a curva de operação característica de cada elo fusível utilizado, independente do tipo de fabricante ou característica específica, e representar seu comportamento durante análises de simulações.

A Figura 4.4 representa o fluxograma do elo fusível desenvolvido no ATP/EMTP. Além disso, no Apêndice B encontra-se o código fonte em MODELS para uso no ATP/EMTP.

Configura-se o elo fusível para uma determinada curva de operação característica (curva corrente x tempo) no ATP/EMTP. A partir disso, o elo fusível, localizado em determinado trecho do SED, monitora em tempo real de simulação a corrente em valores RMS. A conversão de valores reais para RMS é realizada através de ferramentas TACS disponíveis na biblioteca do ATP/EMTP, especificamente o DEVICE66. Caso a corrente monitorada pelo elo fusível atinja os níveis presentes na curva de operação característica, inicia-se o processo de regressão linear

simples.

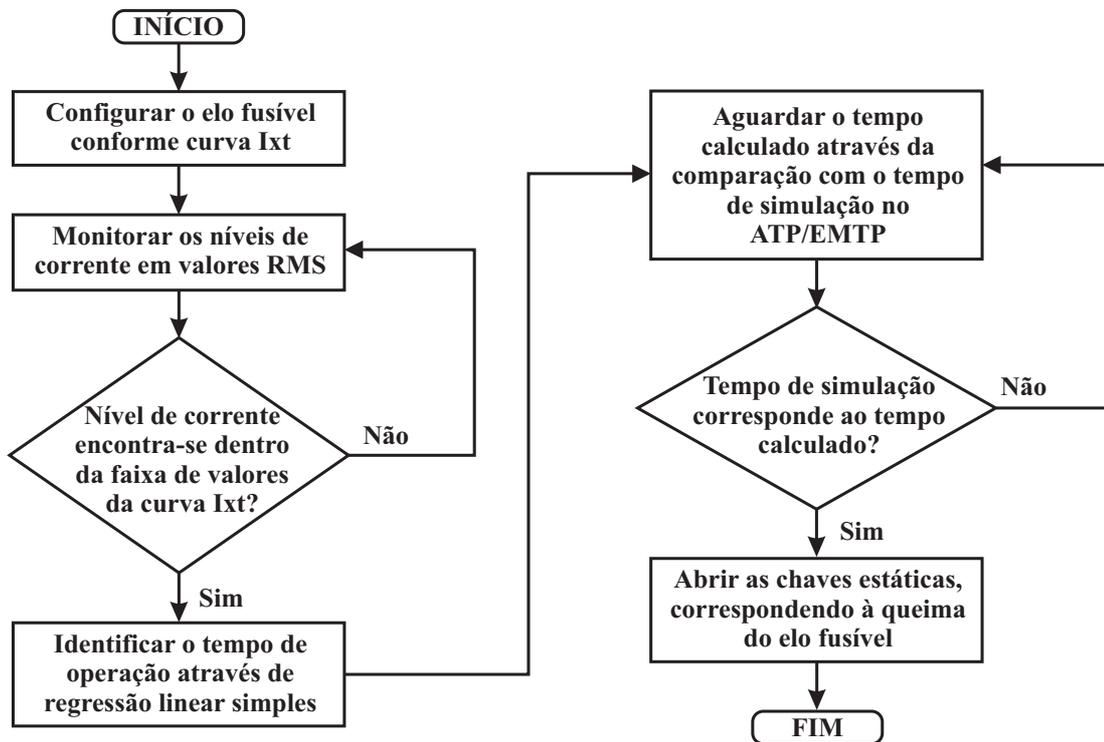


Figura 4.4 – Fluxograma do modelo de elo fusível implementado.

Como exemplo, configura-se um elo fusível com a curva de operação característica discriminada através da Tabela 4.5.

Tabela 4.5 – Dados da curva característica do exemplo com fins meramente didáticos.

Corrente [posição]	Tempo [posição]
$I_{\text{fusível}} [1] = 9770, 93$	$T_{\text{fusível}} [1] = 0, 056161$
$I_{\text{fusível}} [2] = 5669, 91$	$T_{\text{fusível}} [2] = 0, 059997$
$I_{\text{fusível}} [3] = 4702, 87$	$T_{\text{fusível}} [3] = 0, 060938$
$I_{\text{fusível}} [4] = 4047, 80$	$T_{\text{fusível}} [4] = 0, 061858$
$I_{\text{fusível}} [5] = 3579, 32$	$T_{\text{fusível}} [5] = 0, 062796$
$I_{\text{fusível}} [6] = 3193, 68$	$T_{\text{fusível}} [6] = 0, 063679$
$I_{\text{fusível}} [7] = 2702, 49$	$T_{\text{fusível}} [7] = 0, 075118$
$I_{\text{fusível}} [8] = 2316, 77$	$T_{\text{fusível}} [8] = 0, 076459$
$I_{\text{fusível}} [9] = 1978, 17$	$T_{\text{fusível}} [9] = 0, 078236$
$I_{\text{fusível}} [10] = 1658, 93$	$T_{\text{fusível}} [10] = 0, 080496$
$I_{\text{fusível}} [11] = 1391, 21$	$T_{\text{fusível}} [11] = 0, 083102$
$I_{\text{fusível}} [12] = 1225, 28$	$T_{\text{fusível}} [12] = 0, 085114$
$I_{\text{fusível}} [13] = 1036, 83$	$T_{\text{fusível}} [13] = 0, 088652$
$I_{\text{fusível}} [14] = 902, 28$	$T_{\text{fusível}} [14] = 0, 091997$

Se a corrente de curto-circuito, I_{CC} , estiver entre os valores presentes na curva de ope-

ração característica do elo fusível, $I_{\text{fusível}}[\text{posição}] \leq I_{CC} \leq I_{\text{fusível}}[\text{posição} + 1]$, a regressão linear simples ocorre obedecendo as seguintes relações matemáticas:

$$\Delta I = I_{\text{fusível}}[\text{posição}] - I_{\text{fusível}}[\text{posição} + 1] \quad (4.1)$$

$$A = \frac{(I_{\text{fusível}}[\text{posição}] - I_{CC}) * T_{\text{fusível}}[\text{posição} + 1]}{\Delta I} \quad (4.2)$$

$$B = \frac{(I_{CC} - I_{\text{fusível}}[\text{posição} + 1]) * T_{\text{fusível}}[\text{posição}]}{\Delta I} \quad (4.3)$$

$$\text{Tempo Total} = A + B \quad (4.4)$$

O resultado desse processo corresponde ao tempo de fusão do elo fusível. Adiciona-se ainda o tempo de extinção do arco a esse resultado. A partir do instante de curto-circuito e da obtenção do tempo total de interrupção, chaves controladas remotamente pelo dispositivo modelado em MODELS são abertas, representando a queima do elo fusível. A Figura 4.5 ilustra uma oscilografia resultante desse processo e obedecendo as regras descritas.

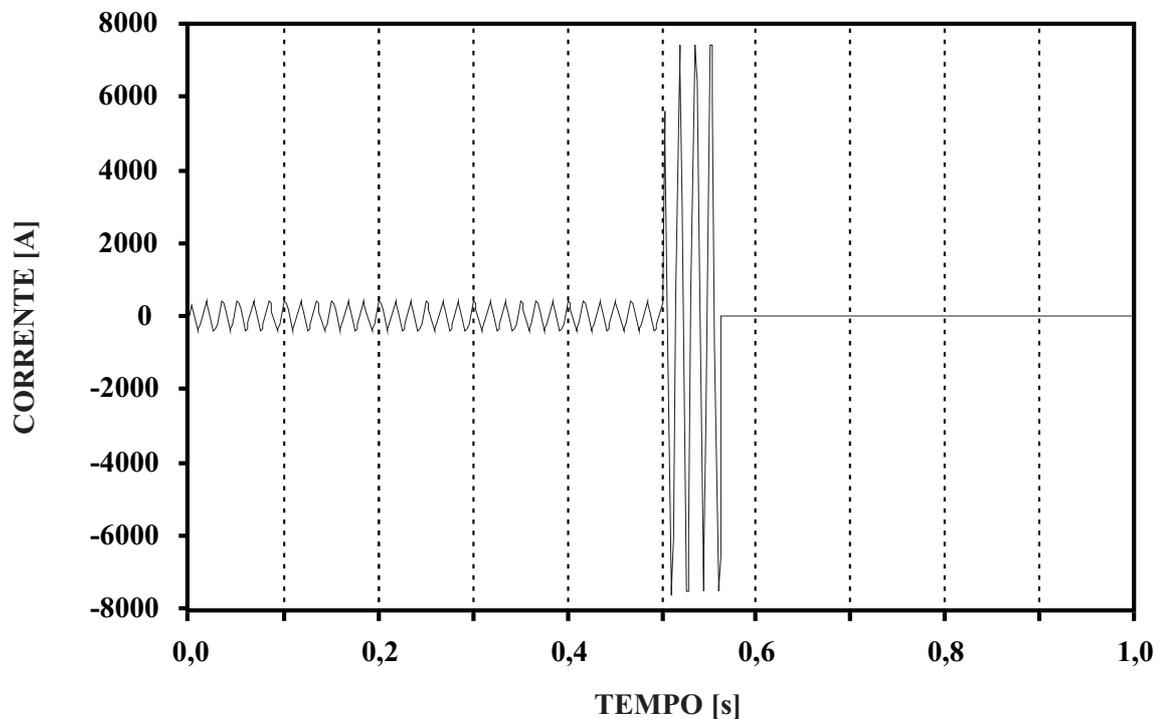


Figura 4.5 – Oscilografia de um elo fusível deste trabalho.

4.3.6 Religador

A implementação computacional no ATP/EMTP em linguagem MODELS do religador é semelhante à adotada para os elos fusíveis. A diferença fundamental é que religadores operam conforme duas curvas características de operação. No ATP/EMTP, modelam-se os religadores em linguagem MODELS baseado na regressão linear simples das suas curvas de operação rápida e lenta. A partir desse processo, é possível representar nas simulações computacionais no ATP/EMTP o comportamento dos elos fusíveis de forma satisfatória como ilustrado pela Figura 4.6.

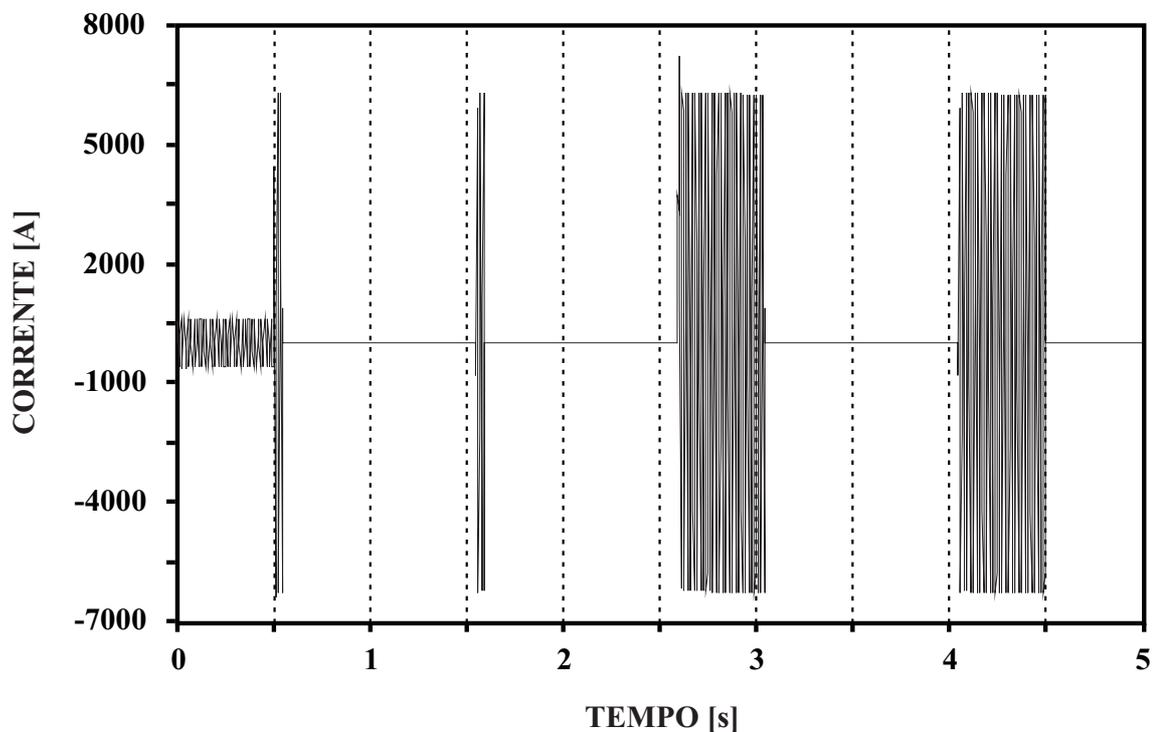


Figura 4.6 – Oscilografia de um religador deste trabalho.

O modelo desenvolvido neste trabalho é baseado no controle de chaves estáticas através de sinais em TACS que permite aos usuários configurar as curvas de operação rápida e lenta; especificar o número de religamentos para cada operação; e a duração de interrupção entre cada religamento. No Apêndice C encontra-se o código fonte do modelo desenvolvido em MODELS para o religador no ATP/EMTP.

4.3.7 Curto-circuito

Curto-circuitos ocorrem devido à redução da impedância como consequência de um defeito no SED. No ATP/EMTP, modelam-se as faltas como curtos-circuitos trifásicos francos para diferentes localizações. Para tanto, utiliza-se a funcionalidade de curto-circuito disponibilizada na própria biblioteca do ATP/EMTP.

4.3.8 Sistema de Proteção Proposto

O sistema de proteção proposto é constituído basicamente de uma unidade controladora e uma unidade atuadora. Neste trabalho, modelaram-se inicialmente ambas em linguagem MODELS no ATP/EMTP. A Figura 4.7 representa o fluxograma do sistema de proteção proposto desenvolvido no ATP/EMTP. Além disso, no Apêndice D encontra-se o código fonte em MODELS para uso no ATP/EMTP.

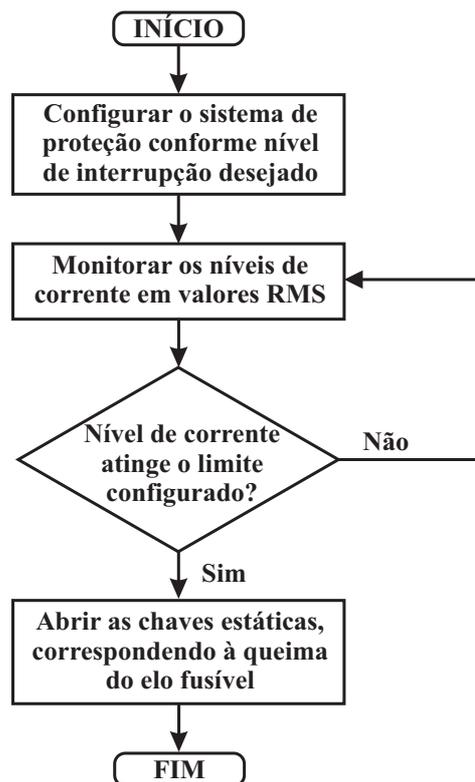


Figura 4.7 – Fluxograma do modelo do sistema de proteção proposto.

Conforme ilustrado no fluxograma, configura-se o sistema de proteção proposto para controlar chaves ideais (TSWITCH) disponibilizadas na biblioteca do ATP/EMTP. Caso a corrente, monitorada pela unidade controladora, atinja valores superiores ao configurado no dis-

positivo, as chaves devem ser abertas. Dessa maneira, a GD é desconectada do SED. Caso a corrente permaneça em níveis adequados e que não proporcionem riscos à coordenação e à seletividade entre religadores e elos fusíveis, as chaves devem continuar permitindo a condução de corrente.

É possível modelar alguns dispositivos como diodos, tiristores e determinadas válvulas através de chaves estáticas ideais no ATP/EMTP. Essas chaves podem ser controladas através de sinais lógicos como realizado com os modelos de elos fusíveis e religadores, ou seja, através de linguagem MODELS e sinais em TACS. De modo geral, esses modelos simplificados encontrados na biblioteca do ATP/EMTP podem representar de maneira ideal GTOs e IGBTs, por exemplo. A Figura 4.8 ilustra o modelo de tiristor presente no ATP/EMTP. Inicia-se o processo de condução quando a corrente na base do tiristor torna-se positiva ou quando a tensão entre os seus terminais é maior do que V_{ig} (mínima tensão na porta do GTO que garante a condução na mínima temperatura especificada). Após isso, mesmo que a corrente na base atinja valores consideravelmente reduzidos, o tiristor continuará conduzindo. O processo de condução apenas será interrompido quando a corrente no tiristor atinja níveis menores do que I_{hold} (corrente mínima de manutenção da condução).

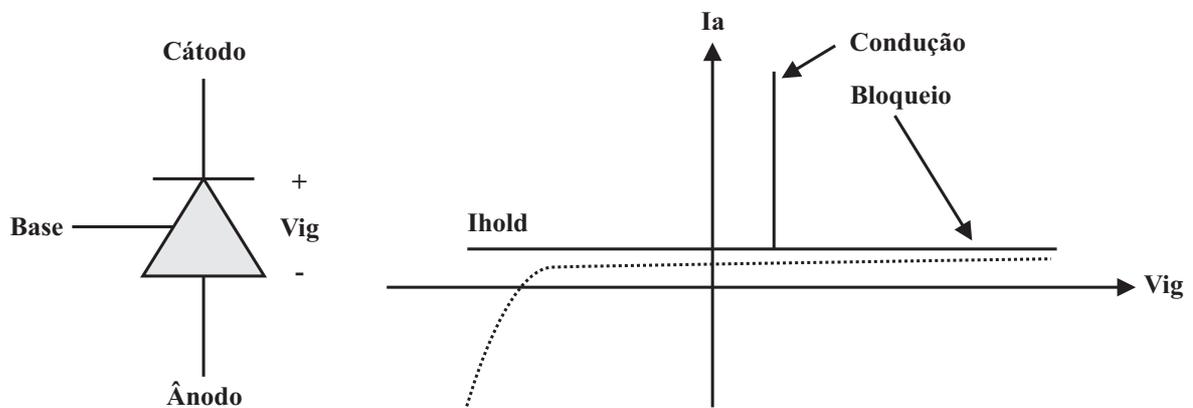


Figura 4.8 – Tiristor disponibilizado na biblioteca de componentes do ATP/EMTP.

Modelos mais precisos de chaves semicondutoras podem ser obtidos através da incorporação de elementos passivos lineares e não-lineares, bem como fontes dependentes aos modelos ideais presentes no ATP/EMTP.

Ao utilizar chaves estáticas deve-se evitar a oscilação numérica. Esse problema geralmente ocorre quando se desenvolve inadequadamente um modelo e é causa direta do método trapezoidal de integração utilizado pelo ATP/EMTP para resolver equações diferenciais. É possível resolver esse problema adicionando-se um circuito de ajuda à comutação como um

snubber em paralelo com a chave. Esse circuito deve apresentar uma constante de tempo razoavelmente menor que o intervalo de tempo de simulação do ATP/EMTP.

Em um indutor, a relação de tensão é dada pela seguinte relação matemática:

$$v_L(t) = L \frac{di_L}{dt} \quad (4.5)$$

Essa equação pode ser implementada computacionalmente para um pequeno intervalo de tempo, Δt , no ATP/EMTP. Dessa maneira:

$$i_L(t + \Delta t) = i_L(t) + \frac{\Delta t}{2L} [v_L(t + \Delta t) + v_L(t)] \quad (4.6)$$

Se $i_L(t) = 0$ e $i_L(t + \Delta t) = 0$, a tensão no instante $t + \Delta$ pode ser encontrada através da Equação 4.6, ou seja:

$$v_L(t + \Delta t) = -v_L(t) \quad (4.7)$$

Assim, a tensão entre os terminais do indutor oscila. Soluciona-se isso através da inserção de um resistor, R_d , em série com o indutor com o objetivo de amortecer o sinal. O valor desse resistor pode ser obtido idealmente dentro da seguinte faixa de valores:

$$2 \frac{2L}{\Delta t} < R_d < 10 \frac{2L}{\Delta t} \quad (4.8)$$

No ATP/EMTP, desenvolveu-se o sistema de proteção proposto com o uso de chaves semicondutoras ideais em modo de controle de onda completa, um circuito *snubber* e uma carga resistivo-indutiva como ilustrado na Figura 4.9. Além disso, utilizou-se a lista de componentes no ATP/EMTP discriminada na Tabela 4.7.

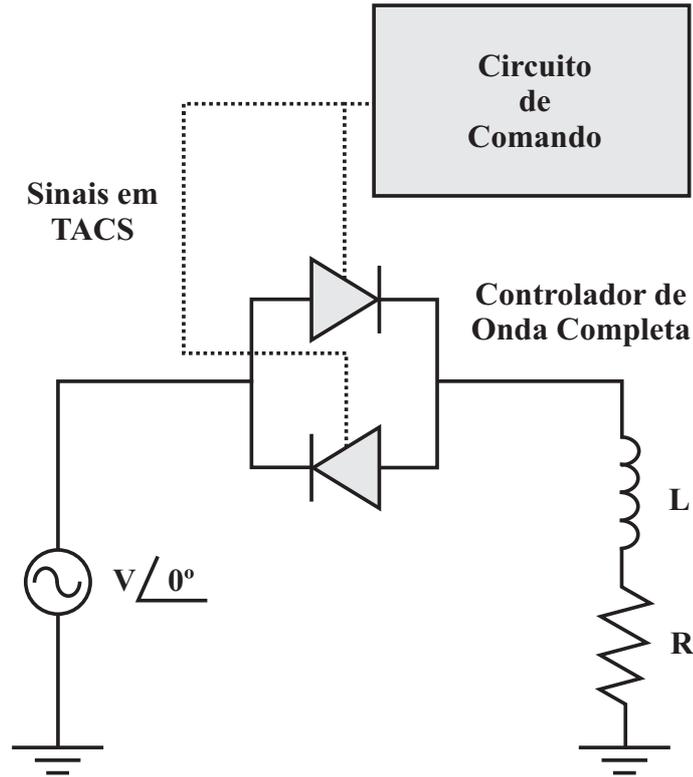


Figura 4.9 – Circuito de ajuda à comutação utilizado neste trabalho.

Tabela 4.7 – Lista de componentes utilizados na modelagem do sistema de proteção proposto.

Dispositivo	Componente do ATP/EMTP	Especificações
Fonte de corrente monofásica alternada	ACSOURCE	Valores de correntes testados: 800 A e 1500 A; Frequência: 60 Hz
Controlador de onda completa a base de tiristores	2 x SWVALVE (type 11) para cada fase	Tensão na base dos tiristores de ignição (V_{ig}) = 1 V (TACS); Mínima corrente (i_{hold}) = 1 μ A; Tempo de dissociação iônica = 1 ms
Circuito para comando de disparo e desligamento de tiristores	Desenvolvido em linguagem MODELS	Sinal positivo, fornecido em TACS, ativa o processo de condução dos tiristores; Sinal negativo, fornecido em TACS, desliga os tiristores
Carga	Resistor e indutor (RLC3)	$R = 100\Omega$ e $L = 5$ H
Snubber	Resistor e indutor (RLC3)	$R = 60\Omega$ e $L = 4$ H

Para um valor-alvo de 1000 A, as Figuras 4.10 e 4.11 apresentam respectivamente as respostas das simulações realizadas para os valores de corrente de 800 A e 1500 A. De modo geral, o modelo apresenta comportamento adequado e sua resposta praticamente não possui diferenças

com o modelo do sistema de proteção proposto desenvolvido em linguagem MODELS. Além disso, a Figura 4.12 ilustra a resposta sem a presença de um circuito *snubber*. Dessa maneira, visualizam-se oscilações numéricas ocasionadas devido ao método trapezoidal de integração.

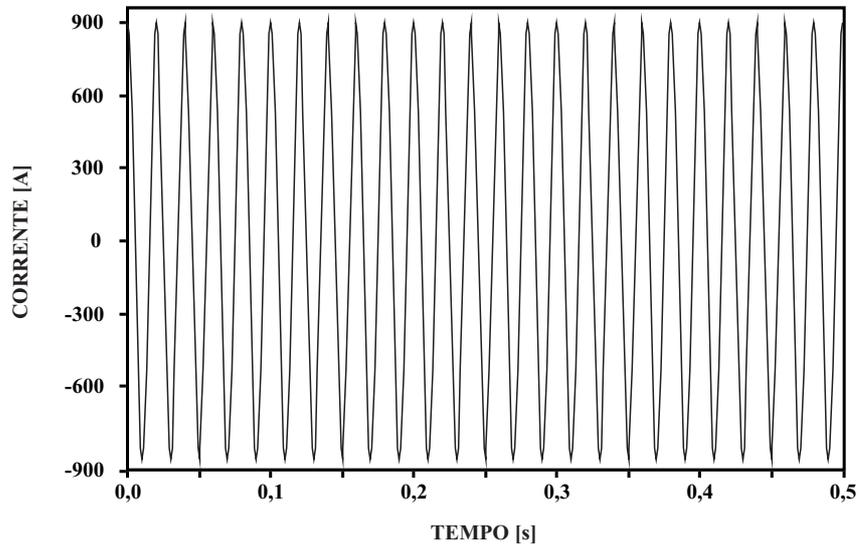


Figura 4.10 – Respostas das simulações do sistema de proteção proposto realizadas para o valor de corrente de 800 A.

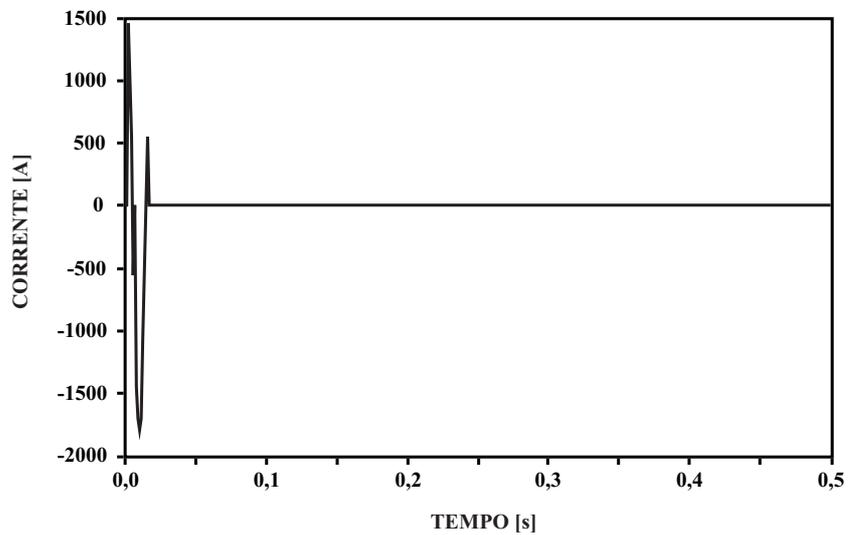


Figura 4.11 – Respostas das simulações do sistema de proteção proposto realizadas para o valor de corrente de 1500 A.

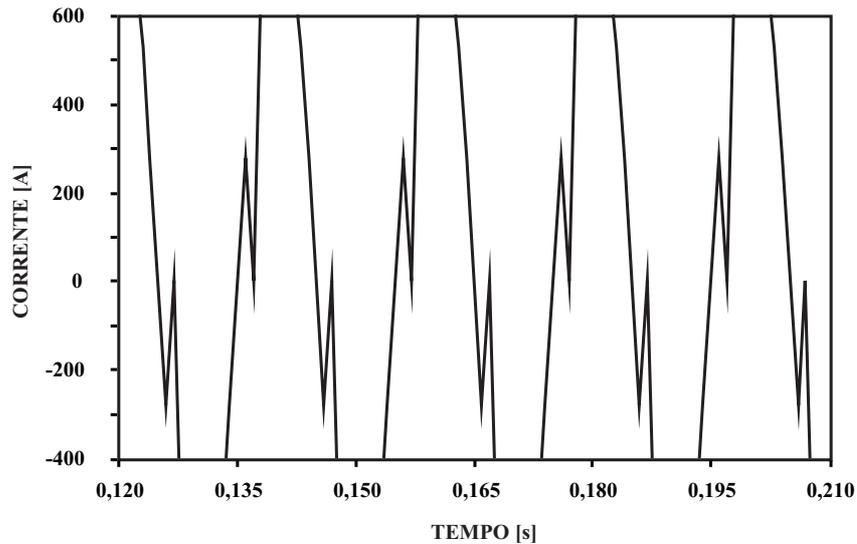


Figura 4.12 – Respostas das simulações do sistema de proteção proposto sem *snubber*.

Optou-se por realizar os testes de estudo de caso com o sistema de proteção desenvolvido em linguagem MODELS. Além de mais compacto, ou seja, menor número de componentes envolvidos durante uma simulação no ATP, o modelo em MODELS não apresenta possíveis distúrbios no sinal, ocasionados por oscilações numéricas originárias dos próprios procedimentos internos de cálculo do ATP/EMTP.

4.4 Testes

4.4.1 Objetivos

Para identificar e estudar a contribuição de diferentes tipos de geradores distribuídos no SED em diferentes condições de curtos-circuitos, simulações computacionais no ATP/EMTP foram realizadas no domínio do tempo.

O principal objetivo das simulações é verificar a operação do sistema de proteção proposto em diferentes cenários de falta e tipos de GD. Isso significa um número considerável de simulações com variação do ponto de falta e GD fixada em determinada localização do SED estudado, por exemplo. Entretanto, o ATP/EMTP não disponibiliza de uma ferramenta que torne esse processo automático e resulte em um único arquivo com todos os resultados combinados para posterior análise. Portanto, para alguns testes optou-se por uma abordagem investigativa e exaustiva. Em outras palavras, realizou-se uma simulação específica para cada local de falta em um determinado cenário no SED desenvolvido no ATP/EMTP. Além desses casos, optou-

se pelo desenvolvimento de cenários consideravelmente específicos, através da abordagem de hipóteses.

Na próxima seção, apresentam-se as categorias de testes desenvolvidos neste trabalho.

4.4.2 Categorias de Testes

Realizam-se os testes para três cenários de simulação diferentes. Por questão de organização das análises e resultados, optou-se por dividi-los em categorias de testes que na sequência são discriminadas.

- Primeira categoria - Cenário com inserção no SED de um gerador síncrono convencional de 8 MVA;
- Segunda categoria – Cenário com inserção no SED de duas fazendas eólicas de 10 MW e 15 MW em diferentes localizações;
- Terceira categoria – Cenário com inserção no SED de uma fazenda eólica de 15 MW e ocorrência de múltiplas faltas.

4.4.3 Primeira Categoria

Para um curto-circuito trifásico franco na barra 12 e uma GD convencional de 8 MVA conectada na barra 11, a Figura 4.13 ilustra o estudo do nível de curto-circuito e da superação das proteções para esse caso específico. Percebe-se através dos tempos de atuação a perda da coordenação entre o elo fusível F4 e o religador (R).

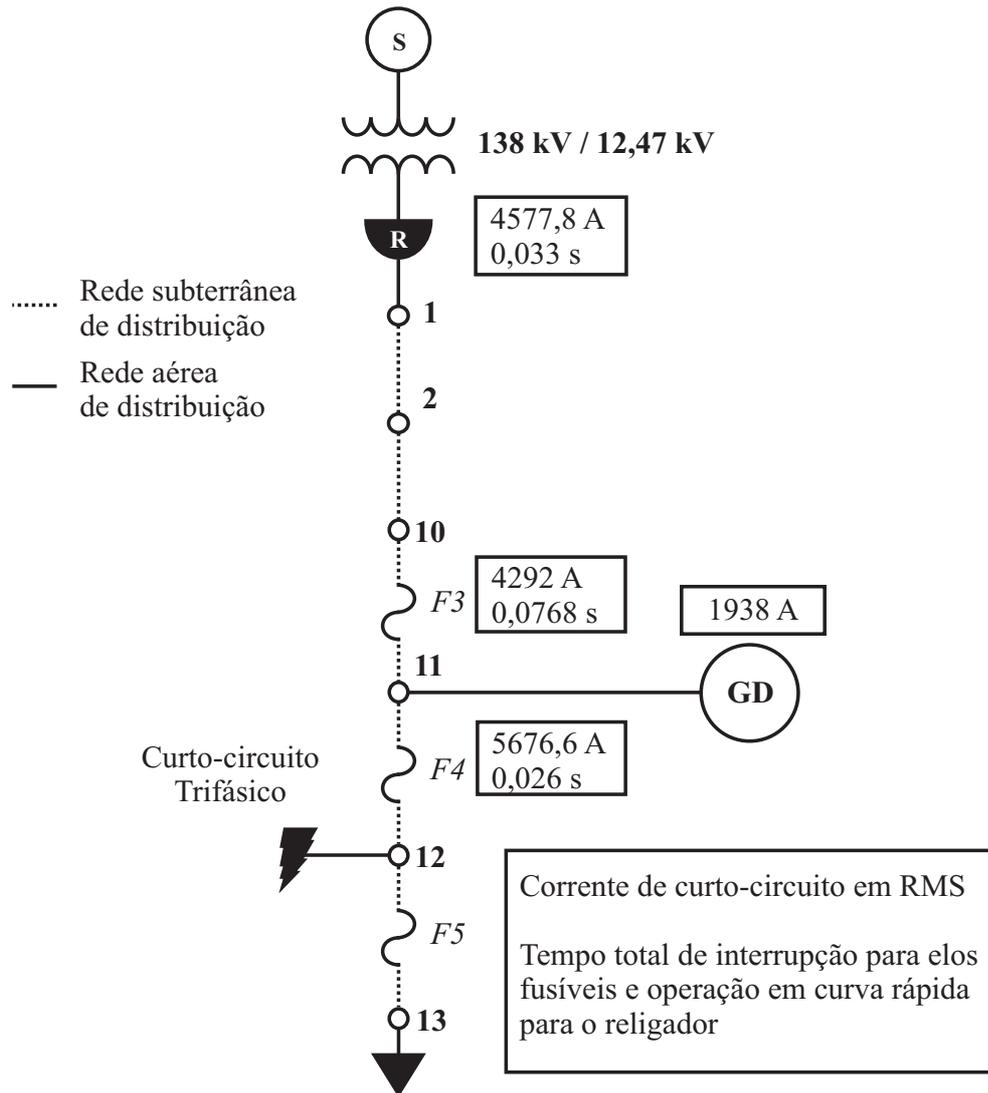


Figura 4.13 – Estudo de curto-circuito e análise da sequência de operações das proteções no SED para a primeira categoria do estudo de caso.

A partir da constatação do problema, aplica-se o sistema de proteção proposto neste trabalho com base no menor nível de curto-circuito que prejudique a coordenação e a seletividade entre os dispositivos do SED. Para essa topologia, localização da GD e curvas de operação características das proteções, a contribuição no nível de curto-circuito do gerador distribuído favorece a atual coordenação e seletividade entre os dispositivos dos seguintes barramentos: 2-3, 2-9, 3-4, 3-5, 5-6, 5-7, 5-8, 10-16, 11-15, 12-14, 12-13, 16-17 e 16-18. Contudo, problemas podem ocorrer nos barramentos destacados neste estudo de caso (1-2, 2-10, 10-11, 11-12), tanto em faltas localizadas a jusante quanto a montante da GD. A Tabela 4.9 apresenta a contribuição da GD aos níveis de curto-circuito para faltas localizadas no barramento em questão.

Tabela 4.9 – Contribuição da GD aos níveis de curto-circuito (RMS) para diferentes localizações de faltas trifásicas francas no estudo de caso.

Ponto	2	10	11	12
Corrente de curto-circuito (RMS)	1956,9 A	2103,9 A	2246,2 A	1938 A

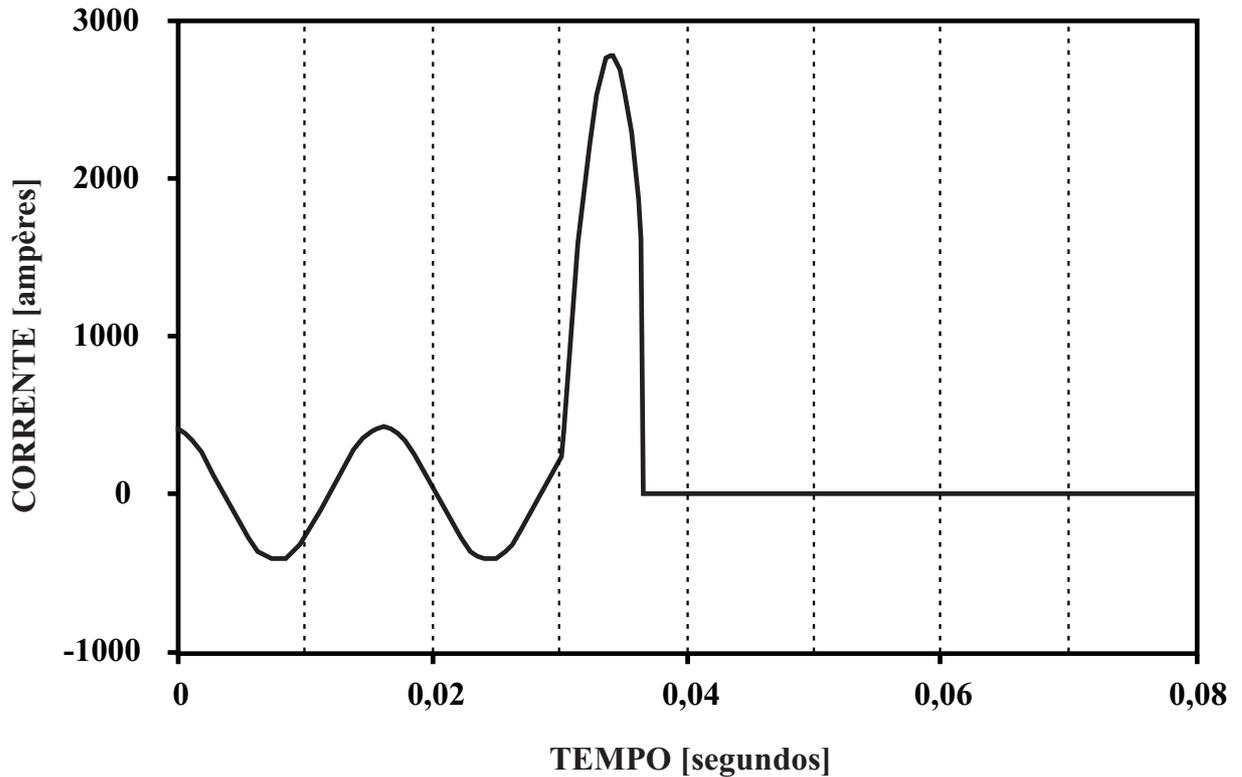


Figura 4.14 – Oscilografia da corrente suprida pela GD destacando o momento de desconexão.

O valor crítico de curto-circuito suprido pela GD corresponde a 1938 A (RMS). Por questões de segurança, subtrai-se um fator de 30 % desse valor e, assim, chega-se a 1356,6 A (RMS). Um comparador RMS, localizado no barramento principal da GD, desconecta o gerador descentralizado do SED ao detectar essa situação crítica como ilustrado na Figura 4.15. A partir disso, assegura-se a coordenação e a seletividade entre as proteções do sistema. Na Figura 4.14, pode-se verificar que se evita a queima do elo fusível F4 antes dos religamentos em curva rápida do religador através da desconexão da GD. Dessa maneira, durante o primeiro religamento em curva lenta, o elo fusível F4 deve atuar conforme planejado, isolando do resto do sistema o barramento 11-12 e regiões conectadas a jusante dele.

Para casos em que se perde a coordenação e a seletividade entre as proteções em uma estreita faixa de tempo, aconselha-se elevar o fator de segurança utilizado anteriormente. Dessa maneira, atrasos incutidos em processos de monitoramento e cálculo do valor RMS das corren-

tes de curto-circuito podem ser eliminados e mantém-se a funcionalidade do sistema de proteção (GUTIERRES et al., 2013).

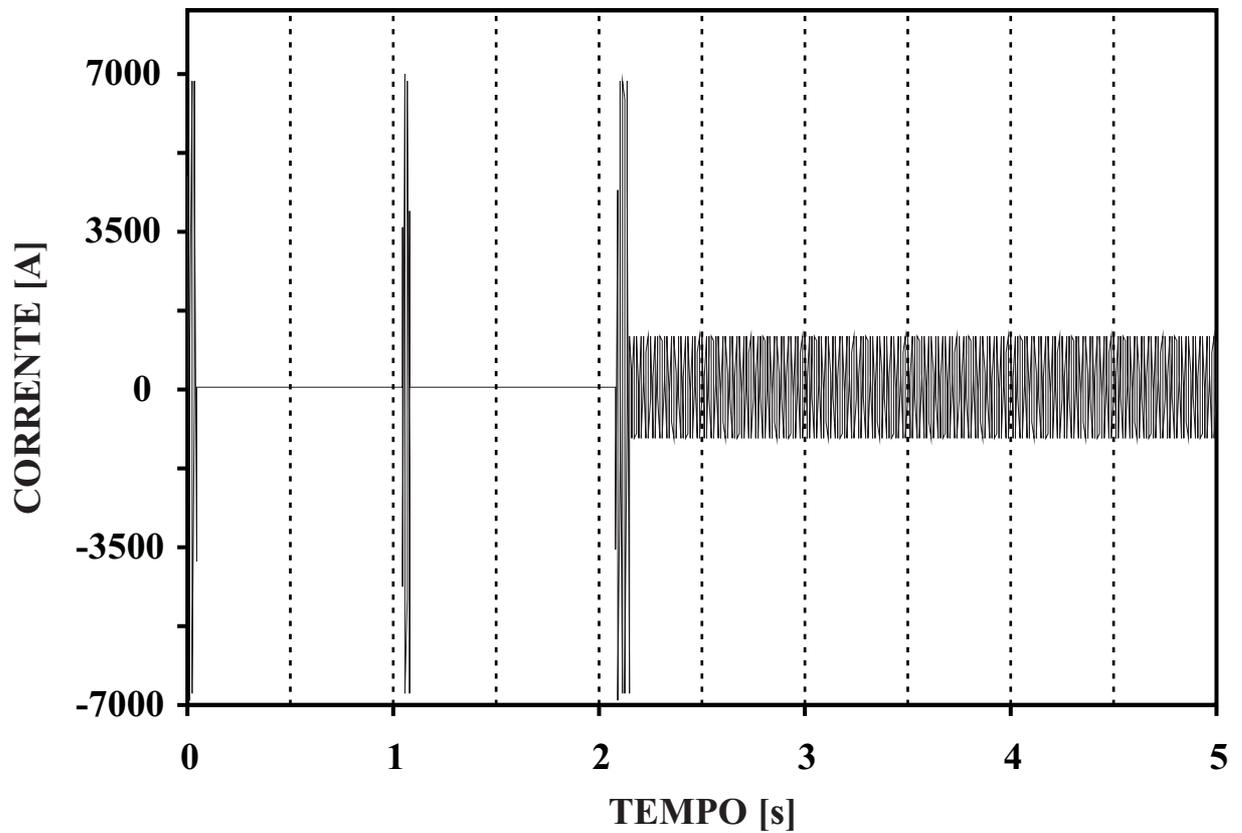


Figura 4.15 – Coordenação entre religador e elos fusíveis respeitada após ação do sistema de proteção proposto.

4.4.4 Segunda Categoria

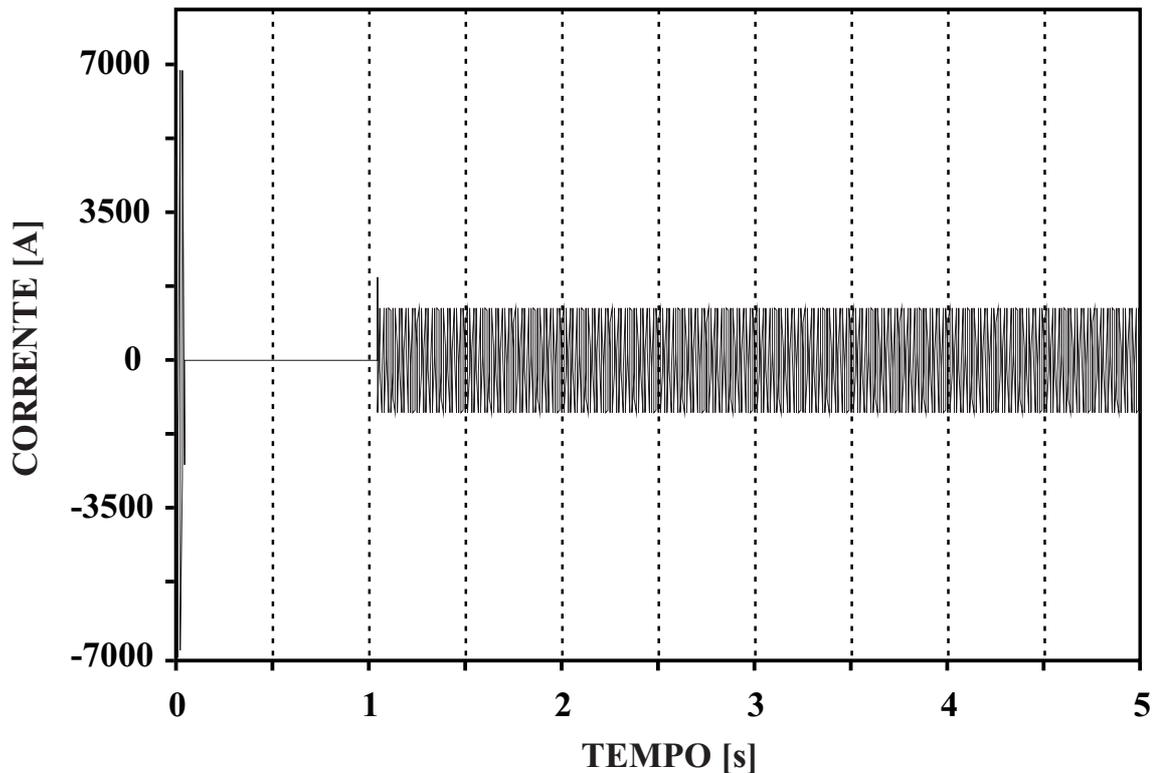


Figura 4.16 – Perda da coordenação entre religador e elos fusíveis com a inserção das fazendas eólicas de 10 MW e 15 MW no sistema.

A Figura 4.16 ilustra a oscilografia de corrente no religador do SED para o caso de uma falta trifásica na barra 12 e fazendas eólicas de 10 MW e 15 MW conectadas respectivamente nas barras 2 e 11. A GD de 15 MW apresenta uma contribuição no nível de curto-circuito de 1,39 kA. Por outro lado, a GD de 10 MW contribui com 0,67 kA para esse caso.

A Figura 4.17 apresenta o estudo de curto-circuito e análise da sequência de operações das proteções no SED. A partir desses resultados, pode-se concluir uma sequência não planejada de atuações através dos tempos de operação discriminados: F4 atua antes do segundo religamento em curva rápida do religador. Para resolver esse problema, a contribuição no nível de curto-circuito de cada uma das fazendas eólicas é individualmente analisada. Dessa maneira, investiga-se a origem da perda da coordenação entre religador e elos fusíveis no SED.

Para essa topologia, localização da GD e curvas de operação características das proteções, as contribuições no nível de curto-circuito das fazendas eólicas favorecem a atual coordenação e seletividade entre os dispositivos dos seguintes barramentos: 2-3, 2-9, 3-4, 3-5, 5-6, 5-7, 5-8, 10-16, 11-15, 12-13, 12-14, 16-17 e 16-18. Contudo, problemas podem ocorrer nos

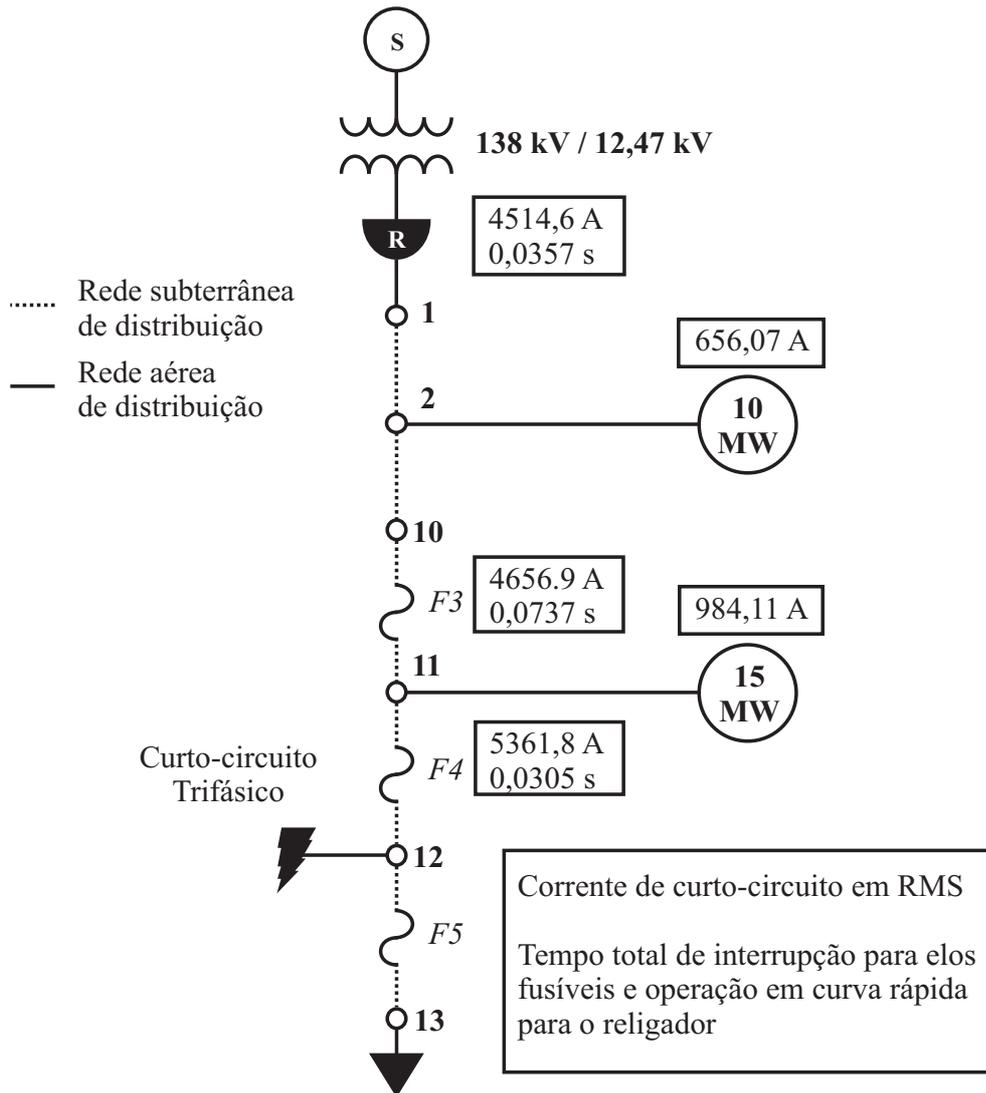


Figura 4.17 – Estudo de curto-circuito e análise da sequência de operações das proteções no SED para a segunda categoria do estudo de caso.

barramentos destacados neste estudo de caso (1-2, 2-10, 10-11, 11-12 e 12-13), tanto em faltas localizadas a jusante quanto a montante da GD de 15 MW. Com objetivos voltados à análise do sistema de proteção, a Figura 4.18 ilustra o estudo de curto-circuito quando uma falta trifásica franca ocorre no barramento 12 enquanto somente a GD de 15 MW está conectada no barramento 11. As mesmas análises são repetidas para o caso da conexão individual da fazenda eólica de 10 MW na Figura 4.19. Através desses resultados, a GD conectada no barramento 12 é identificada como a principal causadora de problemas na coordenação entre religador e elos fusíveis neste caso. Assim, deve ser desconectada através do sistema de proteção proposto neste trabalho. Além disso, a conexão da fazenda eólica de 10 MW deve ser mantida uma vez que não viola o planejamento das proteções do SED.

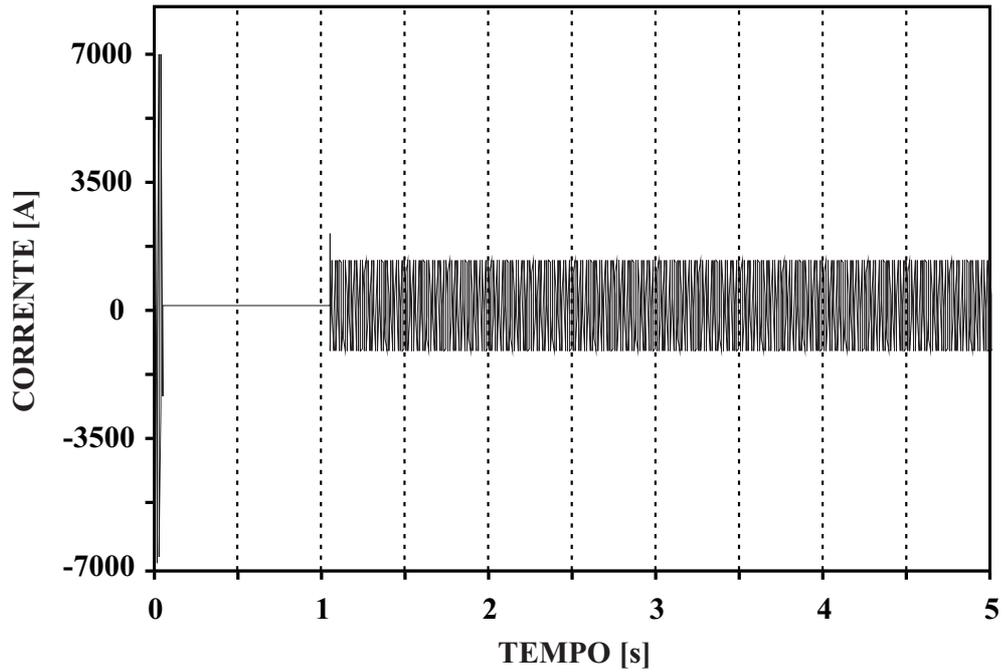


Figura 4.18 – Estudo de curto-circuito para a inserção individualizada da fazenda eólica de 15 MW.

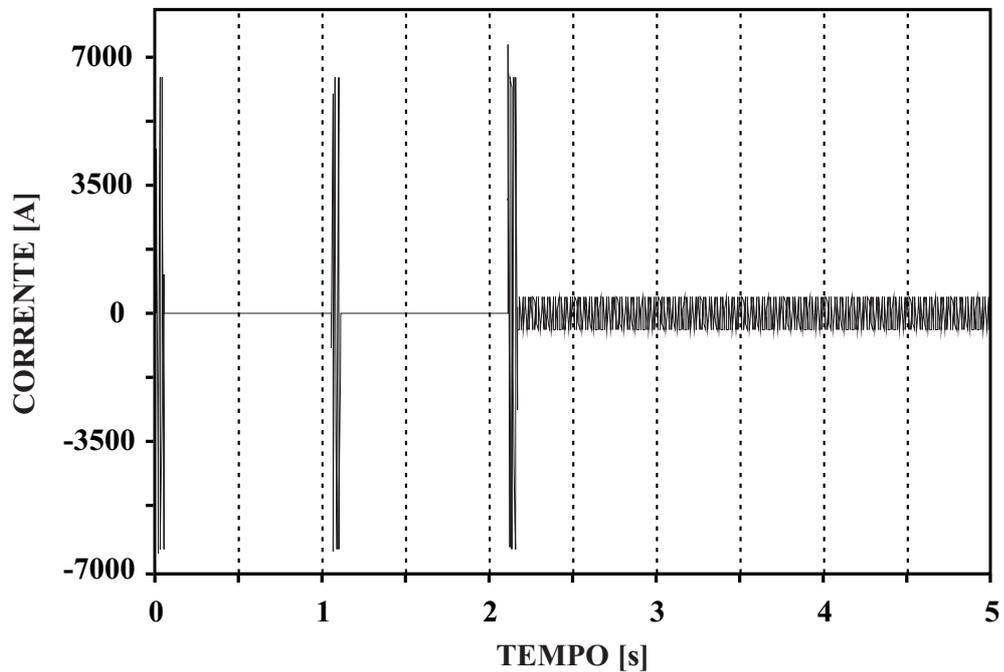


Figura 4.19 – Estudo de curto-circuito para a inserção individualizada da fazenda eólica de 10 MW.

A Figura 4.20 apresenta a oscilografia do processo de atuação do sistema de proteção proposto, localizado no PCC da fazenda eólica de 15 MW. Com o objetivo de elevar a sensibilidade do sistema de proteção, subtraiu-se um fator de segurança de 30% do nível de corrente de

curto-circuito para as condições estabelecidas nesta categoria de testes, chegando a um valor-alvo de 1 kA (RMS).

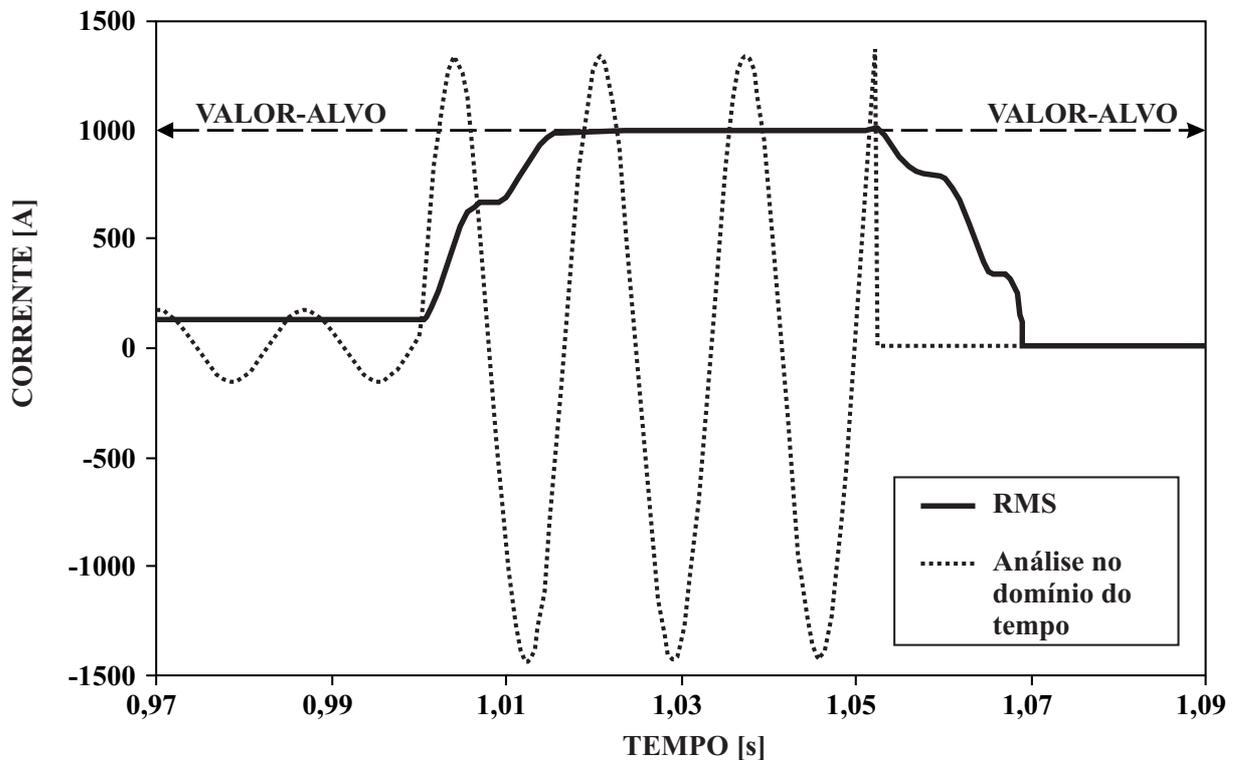


Figura 4.20 – Oscilografia do processo de atuação do sistema de proteção proposto, localizado no PCC da fazenda eólica de 15 MW.

4.4.5 Terceira Categoria

Nesta categoria de testes, investiga-se o desempenho do sistema de proteção em situações extremas como, por exemplo, múltiplas faltas. Este trabalho considera tal situação equivalente a uma tempestade, por exemplo, com a ocorrência de mais de um ponto de falta em região específica do SED. Para tanto, simulou-se o comportamento do sistema de proteção proposto acoplado ao barramento principal de conexão no SED de uma fazenda eólica de 15 MW. Além disso, estipulou-se a ocorrência de uma tormenta que proporcionou dois pontos de curtos-circuitos francos no SED estudado: o primeiro localizado na barra 12 e ocorrendo no primeiro segundo de simulação e o segundo localizado na barra 11 e ocorrendo 1 segundo após a ocorrência do anterior.

Por questões de segurança, elevou-se o fator de segurança e determinou-se um valor-alvo de 900 A para as condições impostas. Em casos reais, os engenheiros de proteção podem basear-se em estudos de climatologia para planejamento dos fatores de segurança dos sistemas de proteção presentes nos SEDs.

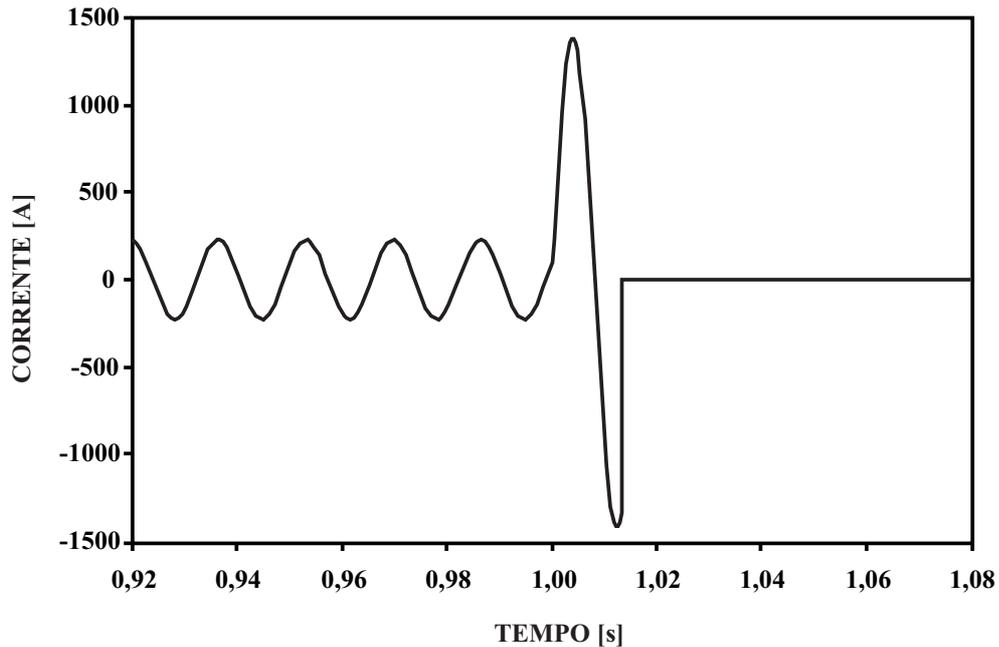


Figura 4.21 – Oscilografia do processo de atuação do sistema de proteção proposto para uma máxima contribuição no nível de curto-circuito de 900 A.

A Figura 4.21 ilustra a oscilografia da corrente suprida pela fazenda eólica durante a simulação dos testes. Devido ao grau do fator de segurança, o sistema de proteção proposto foi desconectado do sistema em questões de milissegundos. As proteções da GD atuaram antes mesmo da ocorrência da segunda falta no SED ocasionada devido à tormenta. Dessa maneira, as proteções do sistema atuarão como planejado: duas operações rápidas do religador seguidas da atuação seletiva do elo fusíveis F4. O fusível F5 não opera devido a ocorrência de falta no barramento 11. Ademais, destaca-se que a atuação do sistema de proteção evita o ilhamento da GD.

Testou-se o sistema de proteção proposto com um fator de segurança menos sensível em comparação ao anterior. Como na categoria de testes anterior, estipulou-se uma máxima contribuição no nível de curto-circuito de 1 kA para a fazenda eólica de 15 MW. A Figura 4.22 ilustra a oscilografia da corrente suprida pela GD nessas condições. O comportamento das proteções do sistema como um todo é a mesma da situação anterior e, também, evita-se o ilhamento da GD.

Investigou-se também um planejamento equivocado em que se estipulou uma máxima contribuição no nível de curto-circuito de 1,5 kA para a fazenda eólica de 15 MW em condições de tormenta. A Figura 4.23 apresenta a oscilografia do sistema de proteção proposto para essa situação específica. Percebe-se que o elo fusível F5 queimou logo após o início da condição de

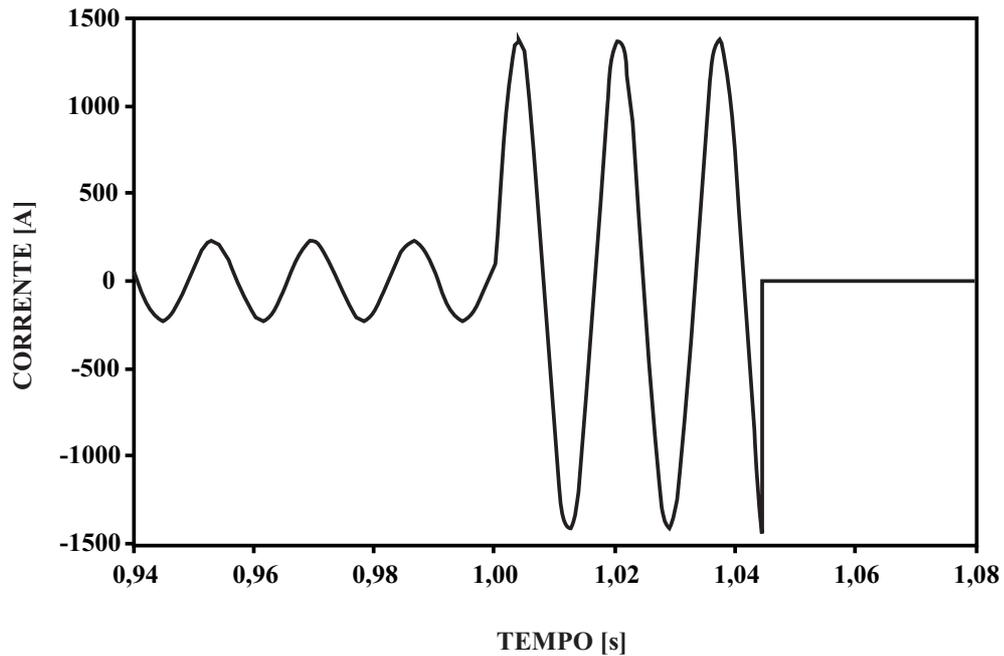


Figura 4.22 – Oscilografia do processo de atuação do sistema de proteção proposto para uma máxima contribuição no nível de curto-circuito de 1000 A.

falta na barra 12. Ademais, a GD continuou suprindo corrente para porção ilhada durante as operações rápidas do religador. No instante da ocorrência da segunda falta no sistema (2 segundos de simulação), o sistema de proteção atuou de forma extremamente atrasada e, finalmente, o elo fusível F4 queimou.

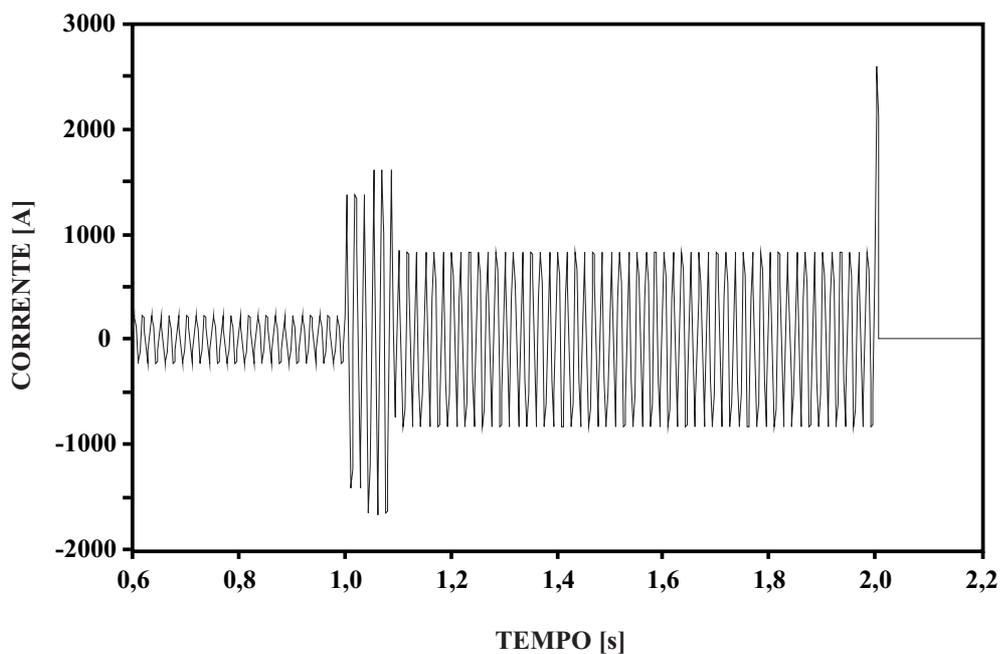


Figura 4.23 – Oscilografia do processo de atuação do sistema de proteção proposto para uma máxima contribuição no nível de curto-circuito de 1500 A.

Evidencia-se através dessa última categoria de testes que o estudo de curto-circuito deve ser realizado cuidadosamente. Devem-se considerar ainda as características específicas de cada SED e sensibilizar ou não, conforme cada situação, o sistema de proteção através de fatores de segurança.

4.5 Considerações Finais

Através de diferentes testes, esta seção apresentou um estudo de caso com foco em um SED específico. Para diferentes condições de falta e tipos de GD, o sistema de proteção proposto desempenhou sua função adequadamente. Além disso, é viável do ponto de vista tecnológico uma vez que os dispositivos atuadores, GTOs neste trabalho, são rápidos o suficiente para desconectarem as GDs causadoras de perda da coordenação entre religadores e elos fusíveis.

Um possível ponto de discussão está na dependência do sistema de proteção proposto na topologia do SED e características específicas. Evidentemente, cabe aos engenheiros de proteção realizem estudos de circuito-circuito detalhados que evidenciem problemas de coordenação entre religadores e elos fusíveis em SEDs com forte tendência de inserção de GD. Além disso, devem ser capazes de contabilizar fatores específicos e características intrínsecas de cada SED tais como, por exemplo, histórico de faltas em determinada região da rede elétrica, estudos de climatologia, locais do sistema que apresentam proteções com considerável maturidade, percurso do SED por florestas ou regiões propícias à faltas, entre outros fatores. Dessa maneira, cada SED apresenta uma melhor solução com forte dependência na topologia do SED no que tange à proteção das GDs que necessitarem ser desconectadas.

Em SEDs com elevada densidade de GDs deve-se atentar ao efeito agregado das contribuições no nível de curto-circuito dessas. Dentre os tipos de GD, atenção especial deve ser reservada aos geradores síncronos de velocidade variável conectados à rede via conversor estático de frequência devido sua reduzida contribuição no nível de curto-circuito. Entretanto, mesmo para esses casos, que tendem a tornarem-se mais comuns devido ao aproveitamento das energias renováveis, o sistema de proteção proposto é adequado.

A possibilidade de proteger determinadas GDs com mais de uma unidade do sistema de proteção proposto é uma considerável vantagem estratégica. Exemplo claro dessa possibilidade foi aplicado na segunda categoria de testes realizados no estudo de caso. Caso fosse possível e estivesse normatizado um acordo entre acessante e concessionária, a fazenda eólica de 15 MW poderia continuar fornecendo energia elétrica para determinada porção do SED se tecnicamente

possível. Para tanto, uma unidade do sistema de proteção proposto desconectaria a GD do resto da rede elétrica e outra unidade possibilitaria o fornecimento de energia para porções específicas do sistema.

Por último, os resultados evidenciados neste estudo de caso são organizados de modo a colaborar com novas normatizações de acesso a rede elétrica nacional na próxima seção. Assim, este trabalho incentiva a padronização de procedimentos de acesso aos SEDs promovidos por concessionárias e distribuidoras de energia elétrica de forma independente e descentralizada atualmente.

5 METODOLOGIA DE PROTEÇÃO PROPOSTA

A seguir, descrevem-se as principais etapas da filosofia de proteção proposta para preservar a coordenação e a seletividade entre religador e elos fusíveis na presença de GD. A Figura 5.1 apresenta o fluxograma das principais etapas e procedimentos recomendados.

O operador dos SEDs, ao receber pedidos de conexão de acessantes produtores de energia elétrica, deve requisitar especificações de localização, capacidade de curto-circuito, tipo de gerador e potência nominal, bem como demais padrões de projeto, critérios técnicos e operacionais, contratos e acordos envolvidos na conexão de acessantes geradores e presentes na política de requisitos de cada operador dos SEDs.

Especificamente no que tange aos procedimentos de acesso, mudanças devem ser realizadas nas etapas para viabilização do acesso, Item 2 – Etapas para Viabilização do Acesso da Seção 3.1 – Procedimentos de Acesso (PRODIST, 2012, pg. 9), com o objetivo de contemplar uma política voltada às proteções de sistemas de distribuição com inserção de GD. Atualmente, o PRODIST (2012, pg. 9) define que existem quatro “(...) etapas a serem observadas: consulta de acesso, informação de acesso, solicitação de acesso e parecer de acesso”. Nesse contexto, propõe-se a inserção de uma nova etapa, intitulada “Proteção do Acesso” em que se regula sobre as responsabilidades, bem como obrigações e direitos do acessante e da acessada relacionados especificamente à proteção do gerador descentralizado.

A última versão do PRODIST (2012, pg. 17), com data de vigência de 14/12/2012, determina que “acessante tem total responsabilidade técnica e financeira pelas instalações até o ponto de conexão (...)”. Tal referência indica, apesar de não contemplar unicamente aspectos da proteção da GD, que qualquer eventual custo de acesso ao SED é de responsabilidade do acessante. Propõe-se uma ampliação desta norma de modo a abranger o sistema de proteção proposto neste trabalho. De modo geral, as unidades de proteção podem estar localizadas nas proximidades do PCC, diretamente acopladas no barramento principal da GD, ou localizadas tanto a jusante quanto a montante da GD. Para o primeiro caso, como o sistema de proteção encontra-se dentro da região sob sua responsabilidade como ilustrado na Figura 5.2 para a UNIDADE-A, cabe a esse arcar integralmente com todo o investimento. Entretanto, para o segundo caso, os custos provenientes das adaptações nos ramos tanto a jusante quanto a montante são de responsabilidade integral da acessada como ilustrado na Figura 5.2 para a UNIDADE-B e UNIDADE-C. Neste segundo caso, apesar de arcar com os investimentos, percebe-se que

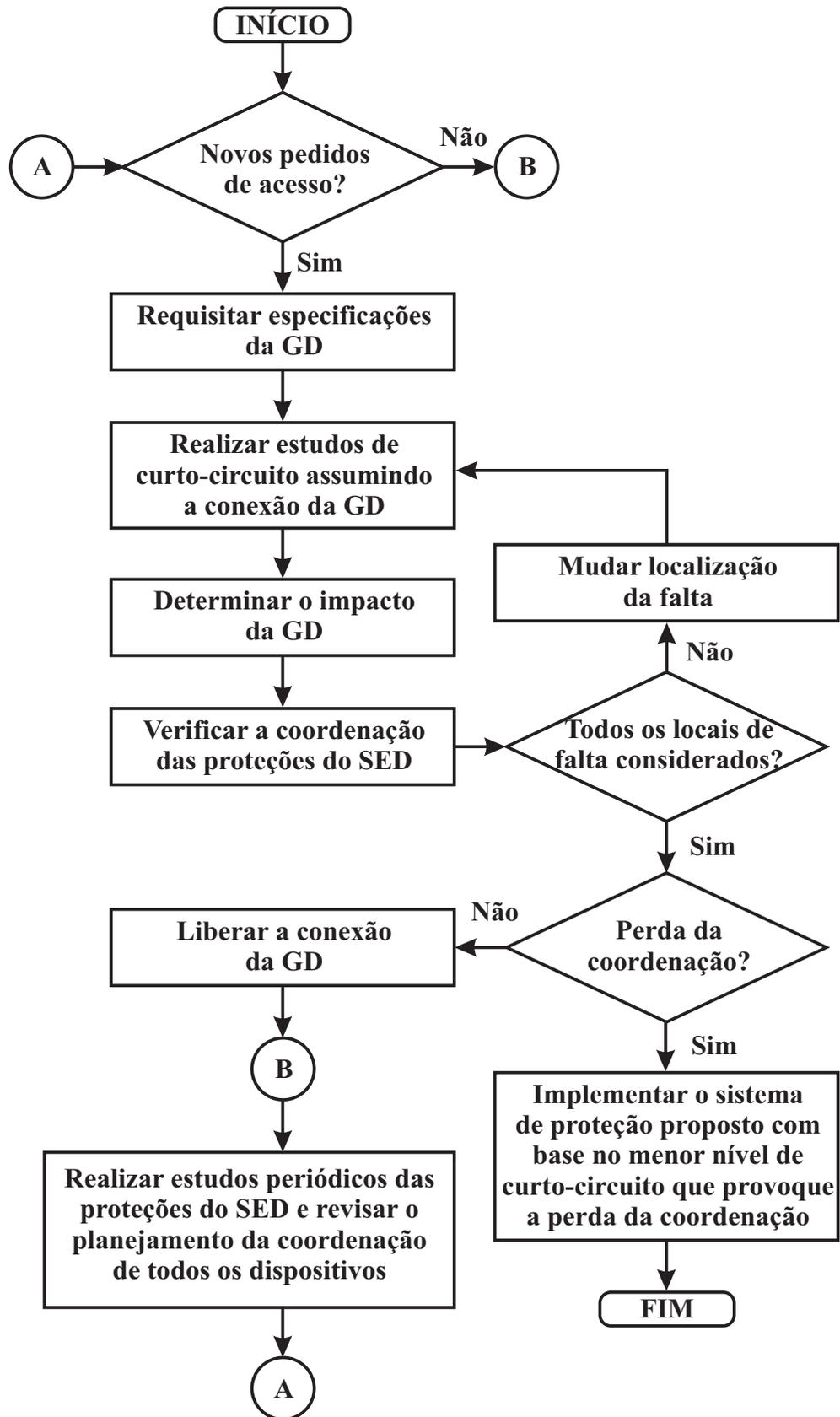


Figura 5.1 – Fluxograma da filosofia de proteção proposta.

a distribuidora de energia elétrica adquire consideráveis benefícios através dessa possibilidade. Como discutido anteriormente no Capítulo 4, o sistema de proteção proposto estruturado através de duas unidades de proteção viabiliza serviços auxiliares como, por exemplo, o fornecimento de reativos durante condições de curto-circuito (se for possível) ou operação ilhada de modo a manter o suprimento de energia elétrica para determinada região do SED.

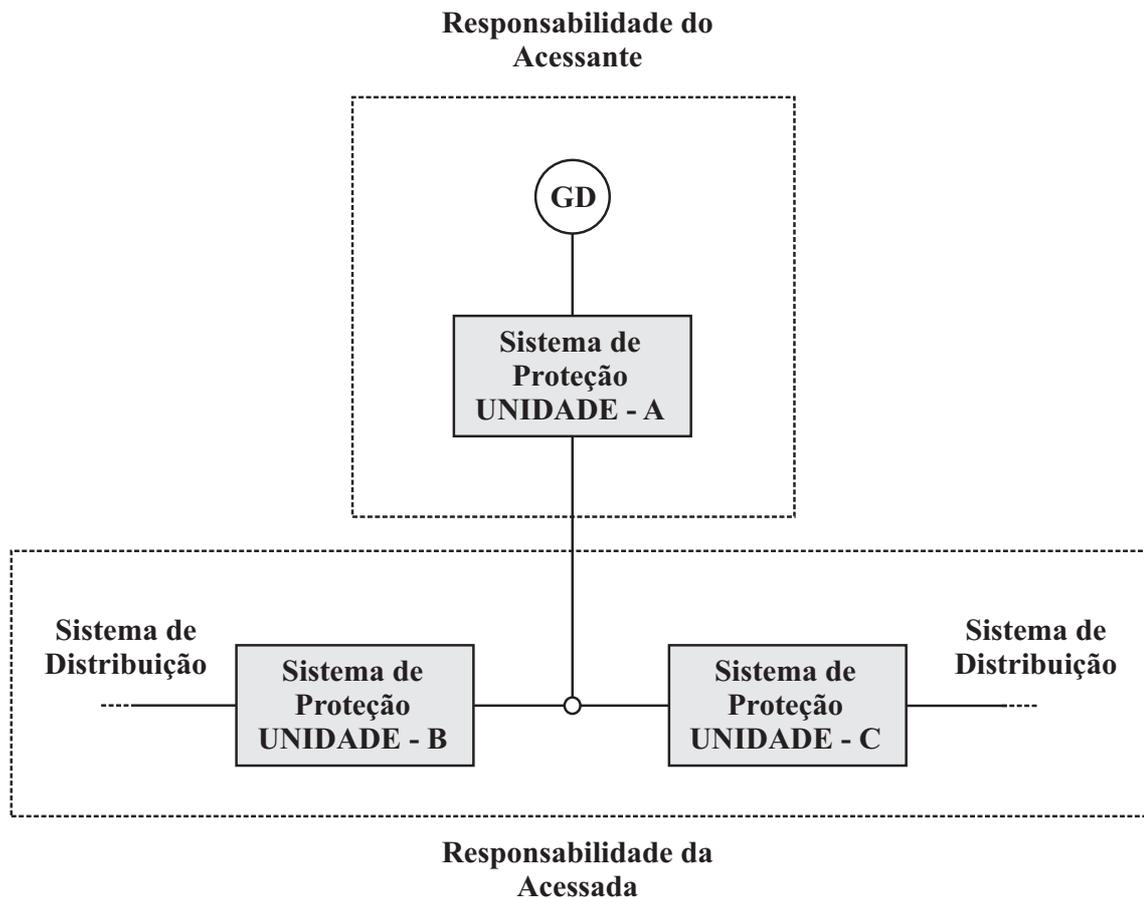


Figura 5.2 – Divisão de responsabilidades para o sistema de proteção proposto.

Além disso, o PRODIST (2012, pg. 16) estipula um critério de menor custo global a ser seguido. Segundo este critério:

(...) entre as alternativas consideradas para viabilização do acesso, de ser escolhida a alternativa tecnicamente equivalente de menor custo de investimentos, considerando-se:

- a) as instalações de conexão de responsabilidade do acessante;
- b) as instalações decorrentes de reforços e ampliações no sistema elétrico;
- c) os custos decorrentes das perdas elétricas no sistema elétrico.

(PRODIST, 2012, pg. 16)

Propõe-se um novo critério a ser considerado relacionado com a implantação do sistema de proteção proposto. De modo geral, este trabalho defende que GDs baseadas em pequenos aproveitamentos de energias renováveis são fundamentais para o desenvolvimento da sociedade

como um todo e diversificação das matrizes energéticas, por exemplo, evitando consideráveis investimentos em grandes centrais hidrelétricas (caso brasileiro). Ademais, permite a diminuição das perdas associadas ao transporte de energia elétrica visto que se localizam próximo às cargas. Um critério que incentive o surgimento de novos geradores síncronos de velocidade variável conectados à rede via conversor estático de frequência possibilita SEDs com uma maior densidade de inserções. Isso conduz os engenheiros de proteção a preocuparem-se com o efeito agregado das contribuições das GDs no nível de curto-circuito. O critério proposto deve conduzir as distribuidoras de energia elétrica a escolherem a alternativa que conduza a aplicação de um único sistema de proteção proposto, de responsabilidade da distribuidora, mas protegendo diversas GDs a base de energias renováveis, por exemplo. Deve-se considerar:

- O tipo de gerador descentralizado;
- A necessidade de aplicação de sistema de proteção para preservar a coordenação entre religadores e elos fusíveis do SED;
- A existência de unidades de proteção de responsabilidade da distribuidora na região requisitada para acesso.

Tal critério vai de encontro também às políticas institucionais de incentivo, aprimoramento de tecnologias com ênfase à participação de GD no SED.

No que tange aos critérios técnicos e operacionais mínimos da proteção para o desenvolvimento de projetos de acesso ao SED, com destaque às redes de média e alta tensão, o PRODIST (2012, pg. 23) estabelece:

a) as proteções das instalações do acessante, linhas, barramentos, transformadores e equipamentos de compensação reativa, devem ser concebidos de maneira a não depender de proteção de retaguarda remota no sistema de distribuição da acessada;

b) As proteções do acessante e da acessada devem atender aos requisitos de sensibilidade, seletividade, rapidez e confiabilidade operativa de tal forma a não deteriorar o desempenho do sistema elétrico durante as condições de regime permanente e de distúrbios no mesmo;

(PRODIST, 2012, pg. 23)

O sistema de proteção proposto contempla os critérios estabelecidos acima uma vez que independe das proteções de retaguarda remotas no SED e respeita a coordenação e seletividade entre religadores e elos fusíveis. Além disso, manter as GDs que não prejudicam a coordenação entre as proteções do SED durante condições de curto-circuito, não reduz a participação efetiva no suprimento de energia elétrica ao sistema como um todo.

O PRODIST (2012, pg. 23) estabelece também:

c) o acessante deve atender às condições estabelecidas nestes Procedimentos e atender aos padrões e instruções da acessada relativamente à capacidade de interrupção de disjuntores e religadores, lógica de religamento, esquemas de teleproteção, alimentação de circuitos de comando e controle, medição e registro de grandezas e oscilografia;

d) a acessada pode sugerir alterações nas especificações e no projeto dos sistemas de proteção relativas às instalações do acessante em função de particularidades do sistema de distribuição, registrando e justificando suas proposições no parecer de acesso.

(PRODIST, 2012, pg. 23)

Para atender aos critérios técnicos e operacionais determinados pelo PRODIST (2012) e aplicar o sistema de proteção proposto, deve-se seguir a metodologia proposto, bem como adicioná-la ao PRODIST. De modo a estimar precisamente a contribuição de curto-circuito da GD e avaliar a coordenação entre religadores e elos fusíveis no SED, a concessionária deve realizar estudos completos de nível de curto-circuito assumindo a conexão da GD. A partir disso, pode-se verificar a permanência ou não da coordenação e da seletividade entre os dispositivos de proteção com análise de superação de equipamentos do sistema como um todo. Dessa maneira, realizam-se comparações entre as sequências obtidas nas atuações das proteções com a sequência planejada.

Duas diferentes situações podem ocorrer em um determinado SED e é importante que o operador do SED consiga identificá-las. Seguem:

- SEDs com elevada densidade de GDs podem apresentar determinados alimentadores tendendo à perda da coordenação entre religadores e elos fusíveis. Isso ocorre devido ao considerável aumento do nível da corrente de curto-circuito. Nesse caso, a concessionária deve preocupar-se com o efeito agregado da contribuição de curto-circuito de diferentes GDs localizadas em diversos pontos do sistema. Nesse contexto, a liberação de inserção de novas GDs depende da topologia do SED, nível de contribuição de curto-circuito da GD e situação operacional das atuais proteções do sistema;
- A adição de geradores descentralizados em SED com baixa densidade de inserções de GDs eleva o nível da corrente de curto-circuito. Para assegurar a coordenação entre as proteções do sistema, os mesmos estudos e metodologias propostos neste trabalho devem ser realizados. Contudo, o operador do SED preocupa-se com a contribuição no nível de curto-circuito especificamente da GD nessas circunstâncias.

Caso a GD não cause problemas à coordenação e à seletividade entre as proteções do sistema, devem-se realizar estudos de curtos-circuitos periódicos conforme previsão e demanda de carga, bem como, revisão dos ajustes das proteções responsáveis pela região onde a GD está

conectada. Em caso de perda da coordenação e da seletividade entre religadores e elos fusíveis para alguma situação imposta nos testes anteriores, deve-se aplicar o sistema de proteção proposto neste trabalho.

Primeiramente, analisa-se o menor nível de curto-circuito que prejudique a coordenação e a seletividade entre as proteções que estiverem tanto a montante quanto a jusante da GD. Tendo em vista o nível de curto-circuito obtido nessa etapa, colocam-se comparadores de corrente RMS nas extremidades do PCC. Durante a ocorrência de uma falta no SED, esses comparadores são responsáveis por identificá-la e constatar a perda da coordenação e da seletividade entre religadores e elos fusíveis do SED em tempo real. Ao constatar o problema, os comparadores desconectam os geradores causadores através de tiristores comutáveis pelo gatilho (GTOs). Dessa maneira, recupera-se a filosofia de proteção radial conforme o planejamento das proteções da região faltosa. Tendo em vista isso, existem duas possibilidades de alocação dos comparadores de corrente RMS: um comparador acoplado ao barramento principal da GD; e dois comparadores acoplados tanto a jusante quanto a montante do PCC do gerador descentralizado. Essas possibilidades devem adequar-se às situações de falta impostas ao sistema, operação ilhada das centrais geradoras, bem como, estudos dos respectivos custos, capacidades do gerador e requisitos técnicos de cada operador do sistema de distribuição.

Com um único comparador de corrente RMS (uma unidade de proteção), verifica-se apenas o menor nível de corrente de curto-circuito que a GD pode contribuir sem prejudicar a coordenação e a seletividade entre os dispositivos. Essa análise é realizada tanto para faltas a montante quanto a jusante do gerador descentralizado, eliminando assim todas as variações de problemas que podem ocorrer nesse ponto.

Com dois comparadores de corrente RMS (duas unidades de proteção), verifica-se a diferença entre a corrente a montante e a jusante do PCC do gerador distribuído. Dessa maneira, em um determinado barramento, determina-se se a falta se encontra a montante ou a jusante da GD. A partir desse processo, por exemplo, existe a possibilidade de operação ilhada se tecnicamente possível e, até mesmo, desconexão automática da GD dependendo da localização da falta no sistema.

Prioridades estratégicas de desconexão ideal da GD devem variar conforme o tipo da GD e a localização da falta; nível de contribuição de curto-circuito da GD; topologia do sistema de distribuição; planejamento da concessionária; entre outros fatores como apresentado na Tabela 5.1. Geradores síncronos convencionais são as prioridades principais de desconexão uma vez

que apresentam as maiores contribuições de curto-circuito dentre os tipos de GD. Em segundo lugar nas prioridades, encontram-se os geradores síncronos de velocidade variável conectados à rede via conversor estático de frequência. Para esse caso, as análises principais direcionam-se à localização da GD e da falta, bem como ao efeito agregado das contribuições no nível de curto-circuito para SED com elevada densidade de inserções de GDs.

Fatores de segurança podem impor novas prioridades para concessionárias, tais como planos de gerenciamento do sistema contra situações de catastrofes. A concessionária busca minimizar os riscos de dano e possíveis interrupções no fornecimento de energia durante situações de risco como uma tempestade. Conseqüentemente, pode-se elevar a sensibilidade do sistema de proteção.

Tabela 5.1 – Prioridades estratégicas para desconecção otimizada das GDs

<p>1. GD convencional</p> <p>2. Geradores síncronos de velocidade variável conectados à rede via conversor estático de frequência</p> <ul style="list-style-type: none"> • Topologia do sistema; • Capacidade de curto-circuito da GD; • Localização da GD e do curto-circuito; • Condições que influenciem fatores de segurança como ocorrências históricas de queima de elos fusíveis em determinado trecho do SED; comprimento do alimentador; número de consumidores; entre outros fatores; • Gerenciamento do SED contra catástrofes; • Indicadores de qualidade e planejamentos da distribuidora de energia elétrica.

Concessionárias e distribuidoras de energia elétrica podem oferecer contratos de serviços de manutenção e suporte do sistema de proteção proposto aos acessantes geradores de energia elétrica. Os módulos de serviço podem ser selecionados de forma independente ou como parte do pacote de um acordo de prestação de serviços, projetado para determinada duração. Os serviços podem ser adaptáveis aos requisitos individuais de cada GD e na sequência descrevem-se algumas possibilidades:

- Manutenção preventiva: maximizar o tempo em condução de corrente elétrica do sistema de proteção proposto através de planos completos de manutenção preventiva;

- Suporte técnico remoto: resolução rápida de possíveis problemas, com acesso 24 horas, diretamente com especialistas em proteção e conhecimento das estratégias de coordenação entre GD e proteções do SED desenvolvidas pela distribuidora ou concessionária;
- Assistência de especialistas no estabelecimento da GD: diagnóstico e resolução de problemas relativos ao sistema de proteção diretamente no estabelecimento da GD através da assistência de especialistas de campo das distribuidora e concessionária;
- Condições que influenciem fatores de segurança como ocorrências históricas de queima de elos fusíveis em determinado trecho do SED; comprimento do alimentador; número de consumidores; entre outros fatores;
- Serviços de substituição e reparos: minimizar o tempo ocioso de acesso ao SED com reparação de qualidade ou a substituição de componentes defeituosos;
- Garantia estendida: prolongar a garantia original dos equipamentos possivelmente contratados e evitar despesas com reparos inesperados.

A modernização do sistema de proteção de SED é essencial para elevar os indicadores de segurança, confiabilidade e de desempenho. A redução estatística das perdas de coordenação entre religadores e elos fusíveis de SED com inserção de GD é uma missão a ser promovida pelas concessionárias e distribuidoras de energia elétrica baseadas em normas padronizadas por órgãos reguladores. O sistema de proteção proposto neste trabalho é um caminho para atingir tanto a modernização do SED, possibilitando a interconexão de novos dispositivos inteligentes (*smart grid*), quanto desenvolver redes elétricas de distribuição com consideráveis níveis de proteção e segurança. Somente com novas metodologias e filosofias de proteção é tangível atingir níveis tecnológicos que viabilizem SED com considerável densidade de GDs. Portanto, a metodologia e o sistema de proteção propostos neste trabalho estão no caminho desta evolução.

6 CONCLUSÃO

Este trabalho descreve uma proposta de um sistema de proteção para preservar a coordenação entre religadores e elos fusíveis de sistemas de distribuição na presença de GD. O principal foco da ideia foi desconectar as GDs que efetivamente contribuírem na corrente de curto-circuito, de modo manter a coordenação entre as proteções do sistema como planejado. A desconexão das GDs é realizada através de GTOs controlados por blocos lógicos comparadores de corrente em valores eficazes. Após a eliminação da falta, o sistema de proteção reconecta o gerador ao sistema. Em um cenário mais complexo com vários geradores descentralizados, somente serão desconectados do sistema os geradores que contribuírem efetivamente na corrente de curto-circuito e na perda de coordenação e de seletividade.

Inicialmente, no Capítulo 2, é apresentada a teoria da proteção de sistemas de distribuição na presença de GD. Além disso, são discutidas as principais técnicas de proteção desenvolvidas até o momento, bem como disponibilizadas na literatura especializada para preservar a coordenação entre religadores e elos fusíveis. Neste estágio da pesquisa, concluiu-se que a inserção de GD em SED ainda é um considerável problema a ser resolvido do ponto de vista específico da proteção.

No Capítulo 3, são desenvolvidas fundamentações teóricas que descrevem os principais componentes integrantes do sistema de proteção proposto. De modo geral, em um primeiro estágio de elaboração teórica, apresenta-se também a dinâmica desse sistema e algumas estratégias de proteção.

No Capítulo 4, encontram-se as principais contribuições deste trabalho: modelagem do SED estudado de 12,47 kV no ATP/EMTP; modelagem em linguagem computacional MODELS das proteções de SEDs tais como religadores e elos fusíveis; estudos de caso para diferentes condições de operação e curtos-circuitos com o objetivo de validar o sistema proposto; e os desenvolvimentos iniciais da metodologia de proteção. O sistema de proteção desenvolvido elimina algumas das principais limitações presentes em outros trabalhos e contribui na adequação dos atuais SEDs com forte tendência de inserção de GD.

No Capítulo 5, descreve-se a metodologia desenvolvida a partir dos resultados dos estudos de casos. A metodologia é apresentada através de indicações de mudanças no PRODIST de modo a colaborar com a padronização de procedimentos de acesso às redes elétricas nacionais.

Portanto, o sistema e a metodologia de proteção propostos neste trabalho evidenciam que

é possível inovar o SED de modo a suportar as novas demandas da sociedade como um todo. Somente com o desenvolvimento de novos dispositivos de proteção e implantação de novas ideias, o SED conseguirá suportar as novas condições atuais do mercado e das comunidades.

6.1 Recomendações Finais

Este trabalho demanda modelos no ATP/EMTP mais complexos e realistas, principalmente das unidades atuadoras de GTOs de modo a não ocasionar operações incorretas do sistema de proteção proposto, sobretudo no que tange aos tempos de operação desses dispositivos. Além disso, devem-se realizar pesquisas na área de Eletrônica de Potência direcionadas especificamente ao desempenho experimental dos GTOs.

Deve-se desenvolver um conjunto de programas de modo a fornecer informações seguras sobre as operações das GDs para o gerenciamento do SED realizado pelas concessionárias e distribuidoras de energia elétrica juntamente com os acessantes geradores. Dessa maneira, tomadas de decisões podem ser fundamentadas em dados reais.

Finalmente, deve-se viabilizar e intensificar testes deste trabalho junto com distribuidoras, concessionárias e empresas gestoras de energia elétrica. A metodologia e o sistema de proteção devem ser testados em protótipos, bem como em SED reais. Além disso, o sistema de proteção apresenta considerável oportunidade de se tornar um produto.

REFERÊNCIAS

- ABB-PCD2000. **ABB Power T&D Company**. Issue A, Document PCD2000 IB38-737-1.
- ABDEL-MAJEED, A. et al. Effects of Distributed Generators from Renewable Energy on the Protection System in Distribution Networks. In: UNIVERSITIES' POWER ENGINEERING CONFERENCE (UPEC), PROCEEDINGS OF 2011 46TH INTERNATIONAL. **Anais...** [S.l.: s.n.], 2011. p.1–6.
- APELDOORN, O. et al. **High Voltage Dual-Gate Turn-off Thyristors**. Acessado em Janeiro/2013, ABB Industrie AG.
- BAE, I.-S.; KIM, J.-O. Reliability Evaluation of Distributed Generation Based on Operation Mode. **Power Systems, IEEE Transactions on**, [S.l.], v.22, n.2, p.785 –790, may 2007.
- BARKER, P.; DE MELLO, R. Determining the impact of distributed generation on power systems. I. Radial distribution systems. In: POWER ENGINEERING SOCIETY SUMMER MEETING, 2000. IEEE. **Anais...** [S.l.: s.n.], 2000. v.3, p.1645–1656 vol. 3.
- BRAHMA, S.; GIRGIS, A. Microprocessor-based reclosing to coordinate fuse and recloser in a system with high penetration of distributed generation. In: POWER ENGINEERING SOCIETY WINTER MEETING, 2002. IEEE. **Anais...** [S.l.: s.n.], 2002. v.1, p.453–458 vol.1.
- BRAHMA, S.; GIRGIS, A. Development of adaptive protection scheme for distribution systems with high penetration of distributed generation. **Power Delivery, IEEE Transactions on**, [S.l.], v.19, n.1, p.56–63, 2004.
- GUARDA, F. G. K. et al. **Restauração da Coordenação Original de Relés Direcionais de Sobrecorrente em um Sistema Elétrico com Geração Distribuída Utilizando Limitadores de Corrente**. Curitiba, Brasil, 2011.
- GUTIERRES, L. F. d. F. et al. Proposta de uma metodologia de proteção para preservar a coordenação e seletividade entre religadores e elos fusíveis de sistemas de distribuição na presença de geração distribuída. In: DÉCIMO QUINTO ENCONTRO REGIONAL IBERO-AMERICANO DO CIGRÉ. **Anais...** [S.l.: s.n.], 2013.
- GUTIERRES, L. F. d. F.; MORAIS, A. P. de; CORRÊA, R. Revisão de técnicas elaboradas de modo a evitar a perda da coordenação e seletividade entre religadores e elos fusíveis de sistemas

de distribuição quando da inserção de geração distribuída. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE AUTOMÁTICA (CBA). **Anais...** [S.l.: s.n.], 2012.

HART, D. G. et al. Real-time wide area measurement for adaptive protection and control. In: NAT. SCI. FOUND./DEPT. OF ENERGY/ELECT. POWER RES. INST.-SPONSORED WORKSHOP ON FUTURE RES. DIRECTIONS FOR COMPLEX INTERACTIVE ELECTRIC NETWORKS, Washington DC. **Proceedings...** [S.l.: s.n.], 2000.

KERSHAW, S. S. **Distribution-System Protection Manual**. [S.l.]: McGraw-Edison Power Systems Division, 1969.

MONTEIRO, A. M. **Um Estudo de Dispositivos Limitadores de Corrente de Curto-Circuito com Ênfase no IPC (Interphase Power Controller)**. 2005. Dissertação (Mestrado em Ciência da Computação) — Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil.

MOTTO, E. R.; YAMAMOTO, M. **New High Power Semiconductors**: high voltage igbts and gcts. Acessado em Janeiro/2013, <http://www.pwr.com/pwr/app/HighPwr.pdf>.

NAIEM, A. F. et al. A Classification Technique for Recloser-Fuse Coordination in Distribution Systems With Distributed Generation. **Power Delivery, IEEE Transactions on**, [S.l.], v.27, n.1, p.176–185, 2012.

PRODIST. ANEEL - MÓDULO 3 - Acesso ao Sistema de Distribuição. Acessado em Janeiro/2013, <http://www.aneel.gov.br/>.

TAILOR, J. K.; OSMAN, A. Restoration of fuse-recloser coordination in distribution system with high DG penetration. In: POWER AND ENERGY SOCIETY GENERAL MEETING - CONVERSION AND DELIVERY OF ELECTRICAL ENERGY IN THE 21ST CENTURY, 2008 IEEE. **Anais...** [S.l.: s.n.], 2008. p.1–8.

APÊNDICES

APÊNDICE A – Código fonte do sistema elétrico de distribuição desenvolvido no ATP/EMTP

```

BEGIN NEW DATA CASE
C -----
C Generated by ATPDRAW julho, segunda-feira 8, 2013
C A Bonneville Power Administration program
C by H. K. Høidalen at SEFAS/NTNU - NORWAY 1994-2009
C -----
C dT >< Tmax >< Xopt >< Copt >< Epsiln>
.0001 .2 60.
500 1 1 1 1 0 0 1 0
/TACS
TACS HYBRID
91X0092A 1.E3
981-2 66 +X0092A 60.
91X0099A 1.E3
982-10 66 +X0099A 60.
91X0089A 1.E3
9810-16 66 +X0089A 60.
91XX0097 1.E3
9816-18 66 +XX0097 60.
91X0100A 1.E3
9816-17 66 +X0100A 60.
91X0082A 1.E3
9811-12 66 +X0082A 60.
91XX0081 1.E3
9811-15 66 +XX0081 60.
91XX0088 1.E3
9812-14 66 +XX0088 60.
91X0090A 1.E3
9810-11 66 +X0090A 60.
91X0091A 1.E3
9812-13 66 +X0091A 60.
91X0101A 1.E3
982-3 66 +X0101A 60.
91X0093A 1.E3
985-8 66 +X0093A 60.
91X0102A 1.E3
983-4 66 +X0102A 60.
91X0096A 1.E3
985-6 66 +X0096A 60.
91XX0095 1.E3
985-7 66 +XX0095 60.
91X0094A 1.E3
983-5 66 +X0094A 60.
982-9 66 +XX0098 60.
91XX0098 1.E3
331-2
332-10
3310-16
3316-18
3316-17
3311-12
3311-15
3312-14
3310-11
3312-13
332-3
335-8
333-4
335-6
335-7
333-5

```

```

332-9
C   1   2   3   4   5   6   7   8
C 34567890123456789012345678901234567890123456789012345678901234567890
/BRANCH
C < n1 >> n2 >>ref1>>ref2>> R >> L >> C >
C < n1 >> n2 >>ref1>>ref2>> R >> A >> B >>Leng><><>0
511A X0001A      1.0036 .25768025
521B X0001B      .46466 .4908465
531C X0001C
51X0002A2A      .55825 .143330261
52X0002B2B      .25846 .273025026
53X0002C2C
51X0003A10A     .72133 .185199549
52X0003B10B     .33396 .352780434
53X0003C10C
5117A 16A       .24439 .11576304
5217B 16B       .08862.00229146506
5317C 16C
5116A 18A       .30578 .14484096
5216B 18B       .11088.00286704634
5316C 18C
5110A 11A       .47044 .12078449
5210B 11B       .2178 .23007834
5310C 11C
51X0084A12A     .39514 .101450966
52X0084B12B     .18294 .193250556
53X0084C12C
51X0085A13A     .67121 .172330547
52X0085B13B     .31075 .328266702
53X0085C13C
51X0084A15A     .39728 .18818352
52X0084B15B     .14406.00372498823
53X0084C15C
51X0085A14A     .27508 .130302
52X0085B14B     .09975 .0025792557
53X0085C14C
512A 9A         .76444 .3621024
522B 9B         .2772.00716761584
532C 9C
512A 3A         1.03 1.67375
522B 3B         .48577 .585452
532C 3C
51X0086A4A     .77249 1.25528832
52X0086B4B     .36432.43908054221
53X0086C4C
51X0086A5A     5.1884 8.43115
52X0086B5B     2.447 2.94908656
53X0086C5C
516A X0087A     2.575 4.18431
526B X0087B     1.2144 1.463607264
536C X0087C
51X0087A8A     4.2971 6.44565
52X0087B8B     2.5503 2.021656637
53X0087C8C
51X0087A7A     4.0877 6.13155
52X0087B7B     2.426 1.923140219
53X0087C7C
1A           403.39100.85      0
1B           403.39100.85      0
1C           403.39100.85      0
2A           360.0590.013      0

```

2B	360.0590.013	0
2C	360.0590.013	0
X0086A	348.5387.133	0
X0086B	348.5387.133	0
X0086C	348.5387.133	0
X0005A	254.87101.95	0
X0005B	254.87101.95	0
X0005C	254.87101.95	0
X0087A	227.9191.165	0
X0087B	227.9191.165	0
X0087C	227.9191.165	0
X0006A	194.8664.952	0
X0006B	194.8664.952	0
X0006C	194.8664.952	0
X0007A	222.0288.807	0
X0007B	222.0288.807	0
X0007C	222.0288.807	0
XX0008	74.16929.668	0
XX0009	55.67420.878	0
10A	160.3460.128	0
10B	160.3460.128	0
10C	160.3460.128	0
X0084A	123.0349.211	0
X0084B	123.0349.211	0
X0084C	123.0349.211	0
X0085A	58.599 26.37	0
X0085B	58.599 26.37	0
X0085C	58.599 26.37	0
X0103A	128.4838.544	0
X0103B	128.4838.544	0
X0103C	128.4838.544	0
XX0010	51.37419.265	0
XX0011	52.133 19.55	0
XX0012	82.70533.082	0
X0083A	82.70533.082	0
16A	82.70533.082	0
16B	82.70533.082	0
16C	82.70533.082	0
/SWITCH		
C < n 1>< n 2>< Tclose ><Top/Tde >< le ><Vf/CLOP >< type >		
X0085AXX0004	1.E3	0
X0085BXX0004	1.E3	0
X0085CXX0004	1.E3	0
X0001AX0092A	MEASURING	
X0001BX0092B	MEASURING	
X0001CX0092C	MEASURING	
X0092A2A	MEASURING	0
X0092B2B	MEASURING	0
X0092C2C	MEASURING	0
X0002AX0099A	MEASURING	
X0002BX0099B	MEASURING	
X0002CX0099C	MEASURING	
X0099A10A	MEASURING	0
X0099B10B	MEASURING	0
X0099C10C	MEASURING	0
X0003AX0089A	MEASURING	
X0003BX0089B	MEASURING	
X0003CX0089C	MEASURING	
X0089A16A	MEASURING	0
X0089B16B	MEASURING	0
X0089C16C	MEASURING	0

18A XX0097	MEASURING	
XX0097XX0012	MEASURING	0
17A X0100A	MEASURING	
X0100AX0083A	MEASURING	0
12A X0082A	MEASURING	
12B X0082B	MEASURING	
12C X0082C	MEASURING	
X0082AX0085A	MEASURING	0
X0082BX0085B	MEASURING	0
X0082CX0085C	MEASURING	0
15A XX0081	MEASURING	
XX0081XX0011	MEASURING	0
14A XX0088	MEASURING	
XX0088XX0010	MEASURING	0
11A X0090A	MEASURING	
11B X0090B	MEASURING	
11C X0090C	MEASURING	
X0090AX0084A	MEASURING	0
X0090BX0084B	MEASURING	0
X0090CX0084C	MEASURING	0
13A X0091A	MEASURING	
13B X0091B	MEASURING	
13C X0091C	MEASURING	
X0091AX0103A	MEASURING	0
X0091BX0103B	MEASURING	0
X0091CX0103C	MEASURING	0
3A X0101A	MEASURING	
3B X0101B	MEASURING	
3C X0101C	MEASURING	
X0101AX0086A	MEASURING	0
X0101BX0086B	MEASURING	0
X0101CX0086C	MEASURING	0
8A X0093A	MEASURING	
8B X0093B	MEASURING	
8C X0093C	MEASURING	
X0093AX0007A	MEASURING	0
X0093BX0007B	MEASURING	0
X0093CX0007C	MEASURING	0
4A X0102A	MEASURING	
4B X0102B	MEASURING	
4C X0102C	MEASURING	
X0102AX0005A	MEASURING	0
X0102BX0005B	MEASURING	0
X0102CX0005C	MEASURING	0
6A X0096A	MEASURING	
6B X0096B	MEASURING	
6C X0096C	MEASURING	
X0096AX0006A	MEASURING	0
X0096BX0006B	MEASURING	0
X0096CX0006C	MEASURING	0
5A X0094A	MEASURING	
5B X0094B	MEASURING	
5C X0094C	MEASURING	
X0094AX0087A	MEASURING	0
X0094BX0087B	MEASURING	0
X0094CX0087C	MEASURING	0
7A XX0095	MEASURING	
XX0095XX0008	MEASURING	0
9A XX0098	MEASURING	
XX0098XX0009	MEASURING	0
/SOURCE		

```
C < n 1><>< Ampl. >< Freq. ><Phase/T0>< A1 >< T1 >< TSTART >< TSTOP >
141A    10691.  60.      -1.  100.
141B    10691.  60. -120.  -1.  100.
141C    10691.  60. -240.  -1.  100.
/OUTPUT
BLANK TACS
BLANK BRANCH
BLANK SWITCH
BLANK SOURCE
BLANK OUTPUT
BLANK PLOT
BEGIN NEW DATA CASE
BLANK
```

APÊNDICE B – Código fonte do elo fusível desenvolvido no ATP/EMTP

MODEL NOVOFUSIVEL

```
-----
INPUT
      IRMS
      INCONTADOR
-----
DATA
      FUNCIONANDO
-----
VAR
      --IFUSIVEL[1..21]
      --TFUSIVEL[1..21]
      IFUSIVEL[1..14]
      TFUSIVEL[1..14]
      SINALCONTROL
      BLOCOIRMS
      BLOCOINCONTADOR
      DIFIFUSIVEL
      CONTADOR
      POSICAO
      NUMEROPONTOS
      j
      TEMPOOPERA
      A
      B
-----
OUTPUT
      SINALCONTROL
      CONTADOR
-----
INIT
      --NUMEROPONTOS := 20
      NUMEROPONTOS := 13
      CONTADOR := 0
      TEMPOOPERA := 300
      SINALCONTROL := 1
ENDINIT
-----
EXEC
      BLOCOIRMS := IRMS
      BLOCOINCONTADOR := INCONTADOR
----- Inserir aqui pontos característicos de uma curva lxt de um elo fusível
-----
      IF FUNCIONANDO = 1 THEN
      IF BLOCOIRMS > IFUSIVEL[NUMEROPONTOS+1] AND BLOCOIRMS <
IFUSIVEL[1] AND BLOCOINCONTADOR < TEMPOOPERA THEN
      -----
      FOR j := 1 TO NUMEROPONTOS DO
      IF BLOCOIRMS > IFUSIVEL[j+1] AND BLOCOIRMS < IFUSIVEL[j]
THEN
      POSICAO := j
      ENDIF
      ENDFOR
      -----
      DIFIFUSIVEL := IFUSIVEL[POSICAO] - IFUSIVEL[POSICAO+1]
      A := (((IFUSIVEL[POSICAO] - BLOCOIRMS) * TFUSIVEL[POSICAO+1]) /
DIFIFUSIVEL)
      B := (((BLOCOIRMS - IFUSIVEL[POSICAO+1]) * TFUSIVEL[POSICAO]) /
DIFIFUSIVEL)
      TEMPOOPERA := A + B
```

```
-----  
BLOCOINCONTADOR := BLOCOINCONTADOR + TIMESTEP  
-----  
ELSE  
BLOCOINCONTADOR := 0  
ENDIF  
-----  
IF BLOCOINCONTADOR >= TEMPOOPERA THEN  
    SINALCONTROL := -1  
ENDIF  
ENDIF  
IF FUNCIONANDO = 0 THEN  
    SINALCONTROL := 1  
ENDIF  
-----  
CONTADOR := BLOCOINCONTADOR  
ENDEXEC  
-----  
ENDMODEL
```

APÊNDICE C – Código fonte do religador desenvolvido no ATP/EMTP

MODEL NOVORELIGADOR

```
-----
INPUT
    IRMS
    INCONTADOR
    INCASO
-----
DATA
    FUNCIONANDO
-----
VAR
    IFUSIVEL[1..6]
    TFASTFUSIVEL[1..6]
    TLOWFUSIVEL[1..6]
    SINALCONTROL
    BLOCOIRMS
    BLOCOINCONTADOR
    DIFIFUSIVEL
    CONTADOR
    POSICAO
    NUMEROPONTOS
    j
    TEMPOOPERA
    TEMPOTOTAL
    A
    B
    BLOCOINCASO
    CASO
-----
OUTPUT
    SINALCONTROL
    CONTADOR
    CASO
-----
INIT
    NUMEROPONTOS := 5
    CONTADOR := 0
    TEMPOOPERA := 300
    TEMPOTOTAL := 300
    SINALCONTROL := 1
    CASO := 0
ENDINIT
-----
EXEC
    BLOCOIRMS := IRMS
    BLOCOINCONTADOR := INCONTADOR
    BLOCOINCASO := INCASO
-----
----- Inserir pontos caracteristicos de uma curva rápida de um religador
----- Inserir pontos caracteristicos de uma curva lenta de um religador
-----
    IF FUNCIONANDO = 1 AND BLOCOINCASO = 0 THEN
        IF BLOCOIRMS > IFUSIVEL[NUMEROPONTOS+1] AND BLOCOIRMS <
IFUSIVEL[1] AND BLOCOINCONTADOR < TEMPOOPERA THEN
            -----
                FOR j := 1 TO NUMEROPONTOS DO
                    IF BLOCOIRMS > IFUSIVEL[j+1] AND BLOCOIRMS < IFUSIVEL[j]
THEN
                        POSICAO := j
                    ENDIF
                ENDFOR
            -----
        ENDIF
    ENDIF
ENDFOR
```

```

-----
DIFIFUSIVEL := IFUSIVEL[POSICAO] - IFUSIVEL[POSICAO+1]
A := (((IFUSIVEL[POSICAO] - BLOCOIRMS) *
TFASTFUSIVEL[POSICAO+1]) / DIFIFUSIVEL)
B := (((BLOCOIRMS - IFUSIVEL[POSICAO+1]) *
TFASTFUSIVEL[POSICAO]) / DIFIFUSIVEL)
TEMPOOPERA := A + B
TEMPOTOTAL := TEMPOOPERA + 1
-----
BLOCOINCONTADOR := BLOCOINCONTADOR + TIMESTEP
-----
ELSE
-----
IF BLOCOINCONTADOR >= TEMPOOPERA AND SINALECONTROL > 0 THEN
SINALECONTROL := -1
BLOCOINCASO := 0
ENDIF
IF BLOCOINCONTADOR >= TEMPOOPERA AND SINALECONTROL < 0 AND
BLOCOINCONTADOR < TEMPOTOTAL THEN
SINALECONTROL := -1
BLOCOINCASO := 0
BLOCOINCONTADOR := BLOCOINCONTADOR + TIMESTEP
ENDIF
IF BLOCOINCONTADOR >= TEMPOOPERA AND SINALECONTROL < 0 AND
BLOCOINCONTADOR >= TEMPOTOTAL THEN
SINALECONTROL := -1
BLOCOINCASO := 1
BLOCOINCONTADOR := 0
ENDIF
ENDIF
ENDIF
-----
IF FUNCIONANDO = 1 AND BLOCOINCASO = 1 THEN
SINALECONTROL := 1
IF BLOCOIRMS > IFUSIVEL[NUMEROPONTOS+1] AND BLOCOIRMS <
IFUSIVEL[1] AND BLOCOINCONTADOR < TEMPOOPERA THEN
-----
FOR j := 1 TO NUMEROPONTOS DO
IF BLOCOIRMS > IFUSIVEL[j+1] AND BLOCOIRMS < IFUSIVEL[j]
THEN
POSICAO := j
ENDIF
ENDFOR
-----
DIFIFUSIVEL := IFUSIVEL[POSICAO] - IFUSIVEL[POSICAO+1]
A := (((IFUSIVEL[POSICAO] - BLOCOIRMS) *
TFASTFUSIVEL[POSICAO+1]) / DIFIFUSIVEL)
B := (((BLOCOIRMS - IFUSIVEL[POSICAO+1]) *
TFASTFUSIVEL[POSICAO]) / DIFIFUSIVEL)
TEMPOOPERA := A + B
TEMPOTOTAL := TEMPOOPERA + 1
-----
BLOCOINCONTADOR := BLOCOINCONTADOR + TIMESTEP
-----
ELSE
-----
IF BLOCOINCONTADOR >= TEMPOOPERA AND SINALECONTROL > 0 THEN
SINALECONTROL := -1
BLOCOINCASO := 1
ENDIF
IF BLOCOINCONTADOR >= TEMPOOPERA AND SINALECONTROL < 0 AND

```

```

BLOCOINCONTADOR < TEMPOTOTAL THEN
    SINALCONTROL := -1
    BLOCOINCASO := 1
    BLOCOINCONTADOR := BLOCOINCONTADOR + TIMESTEP
ENDIF
IF BLOCOINCONTADOR >= TEMPOOPERA AND SINALCONTROL < 0 AND
BLOCOINCONTADOR >= TEMPOTOTAL THEN
    SINALCONTROL := -1
    BLOCOINCASO := 2
    BLOCOINCONTADOR := 0
ENDIF
ENDIF
ENDIF
-----
IF FUNCIONANDO = 1 AND BLOCOINCASO = 2 THEN
    SINALCONTROL := 1
    IF BLOCOIRMS > IFUSIVEL[NUMEROPONTOS+1] AND BLOCOIRMS <
IFUSIVEL[1] AND BLOCOINCONTADOR < TEMPOOPERA THEN
        -----
        FOR j := 1 TO NUMEROPONTOS DO
            IF BLOCOIRMS > IFUSIVEL[j+1] AND BLOCOIRMS < IFUSIVEL[j]
THEN
                POSICAO := j
            ENDIF
        ENDFOR
        -----
        DIFIFUSIVEL := IFUSIVEL[POSICAO] - IFUSIVEL[POSICAO+1]
        A := (((IFUSIVEL[POSICAO] - BLOCOIRMS) *
TSLOWFUSIVEL[POSICAO+1]) / DIFIFUSIVEL)
        B := (((BLOCOIRMS - IFUSIVEL[POSICAO+1]) *
TSLOWFUSIVEL[POSICAO]) / DIFIFUSIVEL)
        TEMPOOPERA := A + B
        TEMPOTOTAL := TEMPOOPERA + 1
        -----
        BLOCOINCONTADOR := BLOCOINCONTADOR + TIMESTEP
        -----
    ELSE
        -----
    IF BLOCOINCONTADOR >= TEMPOOPERA AND SINALCONTROL > 0 THEN
        SINALCONTROL := -1
        BLOCOINCASO := 2
    ENDIF
    IF BLOCOINCONTADOR >= TEMPOOPERA AND SINALCONTROL < 0 AND
BLOCOINCONTADOR < TEMPOTOTAL THEN
        SINALCONTROL := -1
        BLOCOINCASO := 2
        BLOCOINCONTADOR := BLOCOINCONTADOR + TIMESTEP
    ENDIF
    IF BLOCOINCONTADOR >= TEMPOOPERA AND SINALCONTROL < 0 AND
BLOCOINCONTADOR >= TEMPOTOTAL THEN
        SINALCONTROL := -1
        BLOCOINCASO := 3
        BLOCOINCONTADOR := 0
    ENDIF
ENDIF
ENDIF
ENDIF
-----
IF FUNCIONANDO = 1 AND BLOCOINCASO = 3 THEN
    SINALCONTROL := 1
    IF BLOCOIRMS > IFUSIVEL[NUMEROPONTOS+1] AND BLOCOIRMS <
IFUSIVEL[1] AND BLOCOINCONTADOR < TEMPOOPERA THEN

```

```

-----
FOR j := 1 TO NUMEROPONTOS DO
  IF BLOCOIRMS > IFUSIVEL[j+1] AND BLOCOIRMS < IFUSIVEL[j]
THEN
      POSICAO := j
      ENDIF
    ENDFOR
-----
DIFIFUSIVEL := IFUSIVEL[POSICAO] - IFUSIVEL[POSICAO+1]
A := (((IFUSIVEL[POSICAO] - BLOCOIRMS) *
TSLOWFUSIVEL[POSICAO+1]) / DIFIFUSIVEL)
B := (((BLOCOIRMS - IFUSIVEL[POSICAO+1]) *
TSLOWFUSIVEL[POSICAO]) / DIFIFUSIVEL)
TEMPOOPERA := A + B
TEMPOTOTAL := TEMPOOPERA + 1
-----
BLOCOINCONTADOR := BLOCOINCONTADOR + TIMESTEP
-----
ELSE
-----
IF BLOCOINCONTADOR >= TEMPOOPERA AND SINCONTROL > 0 THEN
  SINCONTROL := -1
  BLOCOINCASO := 3
ENDIF
IF BLOCOINCONTADOR >= TEMPOOPERA AND SINCONTROL < 0 AND
BLOCOINCONTADOR < TEMPOTOTAL THEN
  SINCONTROL := -1
  BLOCOINCASO := 3
  BLOCOINCONTADOR := BLOCOINCONTADOR + TIMESTEP
ENDIF
IF BLOCOINCONTADOR >= TEMPOOPERA AND SINCONTROL < 0 AND
BLOCOINCONTADOR >= TEMPOTOTAL THEN
  SINCONTROL := -1
  BLOCOINCASO := 4
  BLOCOINCONTADOR := 0
ENDIF
ENDIF
ENDIF
-----
IF FUNCIONANDO = 1 AND BLOCOINCASO = 4 THEN
  SINCONTROL := -1
ENDIF
-----
IF FUNCIONANDO = 0 THEN
  SINCONTROL := 1
ENDIF
-----
CONTADOR := BLOCOINCONTADOR
CASO := BLOCOINCASO
-----
ENDEXEC
-----
ENDMODEL

```

APÊNDICE D – Código fonte do sistema de proteção proposto desenvolvido no ATP/EMTP

MODEL PROTECAOCONTROLE

```
-----  
      INPUT          IRMS  
-----  
      DATA          FUNCIONANDO  
-----  
      VAR            SINALCONTROL  
                    BLOCOIRMS  
-----  
      OUTPUT         SINALCONTROL  
-----  
      INIT           SINALCONTROL := 1  
      ENDINIT  
-----  
      EXEC  
                    BLOCOIRMS := IRMS  
                    -----  
                    -- Adicionar o fator de segurança  
                    IF FUNCIONANDO = 1 THEN  
para a GD -- THEN      IF BLOCOIRMS > -- Adicionar a máxima contribuição de curto-circuito planejada  
                        SINALCONTROL := -1  
                    ENDIF  
                    ENDIF  
                    IF FUNCIONANDO = 0 THEN  
                        SINALCONTROL := 1  
                    ENDIF  
                    -----  
      ENDEXEC  
-----  
ENDMODEL
```