Universidade de São Paulo–USP
Escola de Engenharia de São Carlos
Departamento de Engenharia Elétrica e de Computação
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

Renan Hermógenes Furlan

Análises e Ajustes Adaptativos da Proteção Aplicada a um Sistema de Distribuição na Presença de Geração Distribuída

São Carlos
2019

Renan Hermógenes Furlan

Análises e Ajustes Adaptativos da Proteção Aplicada a um Sistema de Distribuição na Presença de Geração Distribuída

Dissertação de mestrado apresentada ao Programa de Engenharia Elétrica da Escola de Engenharia de São Carlos como parte dos requisitos para a obtenção do título de Mestre em Ciências.

Área de concentração: Sistemas Elétricos de Potência

Orientador: Prof. Assoc. Mário Oleskovicz

São Carlos
2019

Trata-se da versão corrigida da dissertação. A versão original se encontra disponível na EESC/USP que aloja o Programa de Pós-Graduação de Engenharia Elétrica.

AUTORIZO A REPRODUÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO, POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

Ficha catalográfica elaborada pela Biblioteca Prof. Dr. Sérgio Rodrigues Fontes da EESC/USP com os dados inseridos pelo(a) autor(a).

F985a

Furlan, Renan Hermógenes
Análises e Ajustes Adaptativos da Proteção Aplicada a um Sistema de Distribuição na Presença de Geração Distribuída / Renan Hermógenes Furlan; orientador Mário Oleskovicz. São Carlos, 2019.

Dissertação (Mestrado) - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e Área de Concentração em Sistemas Elétricos de Potência -- Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, 2019.

1. Proteção de Sistemas de Distribuição. 2. Geradores Distribuídos. 3. Proteção Adaptativa. 4. Operação em Ilhamento. 5. Real-Time Digital Simulator. I. Título.

Eduardo Graziosi Silva - CRB - 8/8907

FOLHA DE JULGAMENTO

Candidato: Bacharel **RENAN HERMOGENES FURLAN.**

Título da dissertação: "Análises e ajustes adaptativos da proteção aplicada a um sistema de distribuição na presença de geração distribuida".

Data da defesa: 24/05/2019.

Comissão Julgadora:	**Resultado:**
Prof. Associado **Mario Oleskovicz** **(Orientador)** (Escola de Engenharia de São Carlos/EESC)	APROVADO
Prof. Dr. **Ulisses Chemin Netto** (Universidade Tecnológica Federal do Paraná/UTFPR)	Aprova
Prof. Dr. **Igor Kopcak** (Universidade Federal de Goiás/UFG)	APROVADO

Coordenador do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica:
Prof. Associado **Ivan Nunes da Silva**

Presidente da Comissão de Pós-Graduação:
Prof. Titular **Murilo Araujo Romero**

Este trabalho é dedicado à minha família e a todos que contribuíram com minha formação acadêmica.

Agradecimentos

Em especial aos meus pais Walter Hermógenes Furlan e Maria de Lurdes Guerrero Furlan, pelo apoio e confiança depositados durante minha formação. Ao meu irmão Renato Hermógenes Furlan, pela amizade e companheirismo que sempre tivemos.

A Bianca, por todo apoio e motivação, que sempre esteve ao meu lado em todos os momentos difíceis de minha formação acadêmica e pessoal. Obrigado por todo apoio e passiência durante minha caminhada.

Gostaria de agradecer imensamente ao meu orientador Prof. Dr. Mário Oleskovicz, por se mostrar disposto em todos os momentos em que necessitei de sua orientação, agradeço pela enorme contribuição acadêmica e pessoal oferecida nesses anos de mestrado.

A todos meus amigos do laboratório LSEE, que compartilharam momentos inesquecíveis ao longo desses anos. A todos os professores e funcionários da Universidade de São Paulo (USP) - Escola de Engenharia de São Carlos (EESC) que colaboraram com o desenvolvimento deste trabalho.

Agradeço também aos membros da banca examinadora por se disponibilizarem a avaliar esse trabalho e fazerem contribuições de modo a enriquecê-lo.

Em especial, agradeço ao apoio financeiro do Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq), pelo apoio proporcionado no desevovimento deste projeto de pesquisa.

"Se cheguei até aqui foi porque me apoiei no ombro dos gigantes."

(Isaac Newton)

Resumo

Furlan, Renan Hermógenes **Análises e Ajustes Adaptativos da Proteção Aplicada a um Sistema de Distribuição na Presença de Geração Distribuída**. 161 p. Dissertação de mestrado – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, 2019.

A proteção de Sistemas de Distribuição (SDs) é de fundamental importância considerando as condições adversas de operação e faltas elétricas a que os mesmos podem estar submetidos. A crescente utilização de Geradores Distribuídos (GDs) conectados aos SDs e as possíveis operações em ilhamento promovem interferências consideráveis aos dispositivos de proteção. Dessa forma, evidencia-se a importância de estudos para esses novos cenários. Neste contexto, esta pesquisa tem como proposta analisar o desempenho do sistema de proteção, quando na presença de uma elevada contribuição de geração distribuída, e aprimorar a proteção tradicional, quando tem-se a mudança do cenário de operação para o modo ilhado. Sendo assim, evidencia-se através de simulações no *Real-Time Digital Simulator* (RTDS) os efeitos da perturbação nos Relés de Sobrecorrente (RSC). Na metodologia desenvolvida implementa-se um sistema de proteção adaptativo, cujos parâmetros são definidos por um algoritmo de otimização. Também são adicionadas as proteções associadas aos GDs, recomendadas por norma. Tal prática é dificilmente abordada em trabalhos correlatos a pesquisa, no entanto através dos resultados observou-se que esses dispositivos podem influenciar na respostas dos elementos de proteção implementados nos SDs. Como diferencial também buscou-se implementar todo o sistema de controle dos GDs e utilizou-se da simulação em malha fechada com relés comerciais, afim de aproximar a modelagem da realidade encontrada nos SDs. Por fim, evidenciou-se que a utilização de relés adaptativos pode viabilizar a operação em ilhamento.

Palavras-chave: Proteção de Sistemas de Distribuição, Geradores Distribuídos, Proteção Adaptativa, Operação em Ilhamento, *Real-Time Digital Simulator*.

Abstract

Furlan, Renan Hermógenes **Analysis and Adaptive Adjustments of the Protection Applied to a Distribution System in the Presence of Distributed Generation**. 161 p. Master Thesis – São Carlos School of Engineering, University of São Paulo, 2019.

The protection of Distribution Systems (DSs) is of fundamental importance, considering the adverse operating conditions and electrical faults to which they may be submitted. The increasing usage of Distributed Generators (DGs) connected to DSs, and possible islanded operations promote considerable interference to protective devices. Thus, it is evident the importance of studies for these new scenarios.This research aims to analyze the performance of the protection system, when in the presence of a massive contribution of distributed generation, and to improve the traditional protection when there is a change from the operating scenario to island mode. Thus, via simulations, carried out in the Real-Time Digital Simulator (RTDS), the effects of the disturbance on the Overcurrent Relays (OCs) were evident. The developed methodology implements an adaptive protection system, whose parameters are defined by an optimization algorithm. The protections associated with DGs were also added, as recommended by the standard. This practice is hardly approached in related studies however, through the results, it was observed that these devices could influence the responses of the protective elements implemented. The closed-loop simulations carried out considering the standard controls systems regarding DGs and commercial intelligent eletronic devices, ensuring the test bed verisimilitude to actual DSs. This approach is not standard on the literature related. Finally, it was evidenced that the use of adaptive relays can contribute to the islanded operation.

Keywords: Distribution Systems Protection, Distributed Generators, Adaptive Protection, Islanded operation, Real-Time Digital Simulator.

Lista de ilustrações

Figura 1 Capacidade global de geração de energia por painéis solares. 26
Figura 2 Projeção, estimada da capacidade de potência de geradores fotovoltaicos distribuídos no Brasil. 27
Figura 3 A composição de um painel fotovoltaico. 32
Figura 4 Influência da variação da irradiação solar e da temperatura nas curvas de potência dos painéis. 33
Figura 5 Malha de controle do regulador de excitação do Gerador Síncrono (GS). 35
Figura 6 Atuação do controle de excitação para a operação conectada. 36
Figura 7 Atuação do controle de excitação para a operação ilhada. 36
Figura 8 Malha de controle do regulador de velocidade presente no GS. 37
Figura 9 Atuação do controle de velocidade para operação conectada. 38
Figura 10 Atuação do controle de velocidade para operação ilhada. 39
Figura 11 Alguns elementos de proteção normalmente encontrados em um SD radial. 40
Figura 12 Modelo comercial de um disjuntor a vácuo de média tensão. 42
Figura 13 Curvas de tempo inverso para o RSC. 44
Figura 14 A operação do relé direcional de corrente. 46
Figura 15 Sensibilidade do relé de sobrecorrente mediante a presença, ou não, do GD. 48
Figura 16 Influência do GD na proteção de um SD. 49
Figura 17 Principais etapas da metodologia desenvolvida. 56
Figura 18 Sistema do GD conectado à rede teste simplificada. 57
Figura 19 Diagrama para a análise da lógica de proteção e faltas aplicadas no sistema teste simplificado. 59
Figura 20 Sistema de GDs conectados ao sistema teste do *Conseil International des Grands Réseaux Électriques* (CIGRÉ). 62
Figura 21 Sistema de proteção inserido no sistema teste do CIGRÉ. 64

Figura 22 Estrutura do sistema de proteção. 65
Figura 23 Proteção interna e individual das chaves do inversor modelado. 69
Figura 24 Principais etapas que caracterizam a metodologia da proteção adaptativa. 70
Figura 25 Esquema de proteção adaptativa via RTDS. 71
Figura 26 O laço fechado via o RTDS e equipamentos externos e de interesse para a simulação. 77
Figura 27 Ambiente da interface gráfica. 77
Figura 28 Sistema teste simplificado modelado no RSCAD. 79
Figura 29 Bloco referente à usina solar. 80
Figura 30 O inversor *Voltage Source Converter* (VSC) de dois níveis modelado. . 80
Figura 31 Gerador de onda triangular moduladora do controle *Pulse Width Modulation* (PWM). 82
Figura 32 Controle PWM de uma das fases do sistema. 83
Figura 33 Controle de tensão no *link*-CC. 83
Figura 34 Controle de potência ativa do inversor. 84
Figura 35 Lógica para as situações de faltas aplicadas. 85
Figura 36 Bloco para o cálculo da DHT_V 85
Figura 37 Coordenograma dos relés de fase. 89
Figura 38 Coordenograma dos relés de neutro. 90
Figura 39 Corrente observada pelo relé da subestação, com e sem a presença de GD. 92
Figura 40 Corrente observada pelo relé da subestação, com o auxílio da proteção 47. 93
Figura 41 Desequilíbrio de tensão gerado em um ramal paralelo à contingência. . 94
Figura 42 Oscilografia das tensões trifásicas no ramal em paralelo. 95
Figura 43 Componentes harmônicas observadas sob condição de falta. 96
Figura 44 Comparação da atuação do relé G30 com o relé interno na área de atuação de R1. 97
Figura 45 Interferência causada pelo GD no relé R0. 99
Figura 46 Interferência causada pelo GD no relé R1. 100
Figura 47 Interferência causada pelo GD no relé R2. 102
Figura 48 Oscilografia de corrente do TC no secundário do relé no Ponto de Acoplamento Comum (PAC). 105
Figura 49 Interferência da proteção 67 utilizada durante o modo de ilhamento. . . 106
Figura 50 Oscilografia de tensão no secundário do relé do PAC. 107
Figura 51 Resposta do sistema de proteção com o ajuste adaptativo. 108
Figura 52 Resposta do sistema de proteção adaptado, considerando a influência da usina solar. 110

Lista de tabelas

Tabela 1 Ajustes recomendados por (IEEE, 2014), para o relé de frequência instalado no PAC. 38
Tabela 2 Constantes K_1, K_2 e K_3 para as curvas do padrão IEC. 43
Tabela 3 Ajuste das proteções para o sistema teste simplificado. 58
Tabela 4 Ajuste das proteções dos GD para o sistema teste do CIGRÉ. 68
Tabela 5 Parâmetros do módulo fotovoltaico em 1.000 W/m^2 e 25°C. 78
Tabela 6 Parâmetros do equivalente da subestação principal de energia. 86
Tabela 7 Ajustes das proteções do SD na ausência dos GDs 88
Tabela 8 Atuação dos relés para as faltas aplicadas no sistema teste simplificado 94
Tabela 9 Ajustes dos relés para o sistema ilhado, Curva C2. 108
Tabela 10 Ajustes dos relés para o sistema ilhado, Curva C1. 109
Tabela 11 Faltas aplicadas na região do relé R1. 131
Tabela 12 Faltas aplicadas na região do relé R0 com e sem GD. 135
Tabela 13 Faltas aplicadas na região do relé R1 com e sem GD. 138
Tabela 14 Faltas aplicadas na região do relé R2 com e sem GD. 144
Tabela 15 Dados dos trechos de linha do sistema e seu comprimentos. 157
Tabela 16 Cargas do sistema. 158
Tabela 17 Dados da máquina síncrona. 159
Tabela 18 Valores da malha de controle do regulador de excitação do GS. 160
Tabela 19 Valores da malha de controle do regulador de velocidade do GS. 161

Lista de siglas

ABNT Associação Brasileira de Normas Técnicas

ANEEL Agência Nacional de Energia Elétrica

ATP *Alternative Transients Program*

CA Corrente Alternada

CC Corrente Contínua

CIGRÉ *Conseil International des Grands Réseaux Électriques*

COELCE Companhia Energética do Ceará

DG *Distributed Generator*

DHTV Distorção Harmônica Total de Tensão

DS *Distribution System*

EMTDC *Electromagnetic Transients including DC*

EMTP *Electromagnetic Transients Program*

FD Fator de Desequilíbrio

FU Fusíveis

GD Gerador Distribuído

GS Gerador Síncrono

I_p Corrente de Partida

I_N Corrente de Neutro

MPPT *Maximum Power Point Tracker*

OC *Overcurrent Relay*

PAC Ponto de Acoplamento Comum

PI Proporcional-Integral

PID Proporcional-Integral-Derivativo

PLC *Power Line Communication*

PRODIST Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional

PSCAD *Power System CAD*

PSTN *Public Switched Telephone Network*

PWM *Pulse Width Modulation*

QEE Qualidade da Energia Elétrica

RA Religador Automático

RDT Relé de Desequilíbrio de Tensão

RSC Relés de Sobrecorrente

RTC Relação do Transformador de Corrente

RTDS *Real-Time Digital Simulator*

SD Sistema de Distribuição

SEP Sistema Elétrico de Potência

TC Transformador de Corrente

TP Transformador de Potencial

VSC *Voltage Source Converter*

Sumário

1 Introdução **25**

1.1 Objetivos da Pesquisa 28

1.2 Justificativa e Relevância do Tema 29

1.3 Estrutura do Trabalho 30

2 Referencial Teórico **31**

2.1 Componentes da Unidade Solar 32

2.1.1 Inversor VSC 33

2.2 Gerador Síncrono 34

2.2.1 Regulador de Tensão 34

2.2.2 Regulador de Velocidade 37

2.3 Proteção de Sistemas de Distribuição com Geradores Distribuídos 39

2.3.1 A Proteção dos Sistemas de Distribuição 40

2.3.2 Elementos de Proteção Usualmente Aplicados 40

2.3.3 Proteções Aplicadas aos Geradores Distribuídos 44

2.3.4 Os Impactos dos Geradores Distribuídos nos Sistemas de Proteção 47

2.3.5 Infraestrutura de Comunicação 49

2.4 Trabalhos Correlatos à Linha de Pesquisa 51

2.5 Considerações Finais 54

3 Metodologia Desenvolvida **55**

3.1 Sistema Teste Simplificado 55

3.1.1 Ajuste das Proteções do Sistema Simplificado na busca da Coordenação e Seletividade dos Relés 57

3.1.2 Análise das Situações de Curtos-Circuitos Através da Malha Fechada com um Relé Comercial 58

3.2 Sistema Teste de Distribuição (CIGRÉ) 60

3.2.1 Ajuste das Proteções do Sistema Cigré em busca da Coordenação e Seletividade dos Relés 62
3.2.2 Análise de Faltas para o Sistema do CIGRÉ 71
3.3 Considerações Finais 72

4 Modelagem do Sistema Elétrico 75
4.1 *Real-Time Digital Simulador* 75
4.2 Descrição dos Sistemas Modelados 78
4.2.1 Sistema Teste Simplificado 78
4.2.2 Sistema de Distribuição do CIGRÉ 86
4.3 Considerações Finais 89

5 Resultados 91
5.1 Análises realizadas sobre o sistema teste simplificado 91
5.1.1 Atuação do RSC da subestação para faltas na linha de distribuição em que o GD está conectado 91
5.1.2 Detecção de faltas na linha de distribuição através do RDT presente no PAC e do RSC localizado na subestação 92
5.1.3 Análise da QEE para o sistema implementado, considerando as proteções aplicadas 94
5.2 Análises realizadas sobre o sistema teste do CIGRÉ 96
5.2.1 Validação do sistema de proteção implementado no sistema teste do CIGRÉ 96
5.2.2 Interferência causada pela conexão dos GDs no sistema 98
5.2.3 A influência das proteções internas presentes nos GDs na melhoria do sistema de proteção 101
5.2.4 Redução dos impactos causados na proteção após o ilhamento do sistema 104
5.2.5 Sistema de proteção otimizado para o ilhamento, considerando a influência da usina solar 109
5.3 Considerações Finais 110

6 Considerações Finais 113
6.1 Divulgação da Pesquisa 114
6.2 Trabalhos Futuros 115

Referências 117

Apêndices **123**

APÊNDICE A Algorítimo de Otimização não Linear **125**

APÊNDICE B Situações de Faltas Consideradas **131**

Anexos **155**

ANEXO A Sistema de teste do CIGRÉ 14 barras **157**

A.1 Sistema Elétrico Teste 157

A.2 Gerador Síncrono 159

A.2.1 Regulador de tensão 160

A.2.2 Regulador de Velocidade 161

Capítulo 1

Introdução

Tem sido observado nas últimas décadas um elevado consumo de energia elétrica pela sociedade como um todo, fato pelo qual se justifica a busca e a utilização de fontes renováveis como uma interessante solução para suprir a demanda por energia elétrica, no cenário mundial, bem como para reduzir a emissão de gás carbônico gerado pelos combustíveis fósseis (AUNG et al.,).

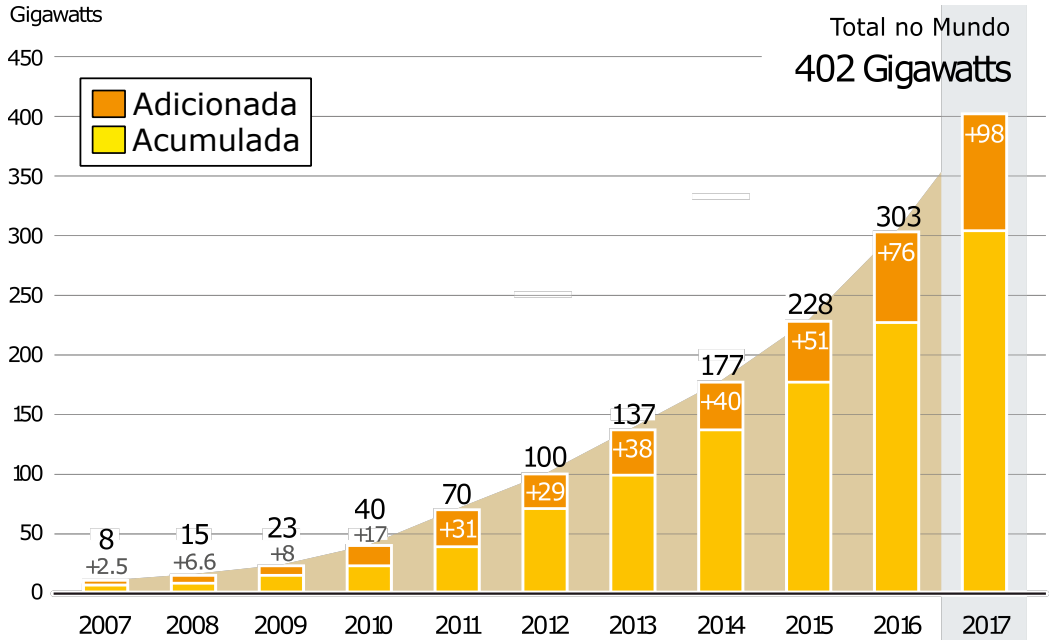
Vale comentar que a dependência da sociedade por eletricidade ocorre devido ao crescimento populacional em conjunto com o desenvolvimento tecnológico de produtos eletroeletrônicos. O aumento da demanda por eletricidade, assim como a conscientização da população em busca de fontes de geração de energia menos poluentes também impulsionam o desenvolvimento e o aprimoramento das fontes renováveis (REN21, 2018). Neste cenário, a crescente competitividade da geração de energia através de painéis solares vem promovendo a expansão do mercado desse tipo de Gerador Distribuído (GD). Fato este que pode ser evidenciado na *Figura 1*, onde é possível observar o aumento da produção global desse tipo de energia a cada ano, chegando a 402 GW no final do ano de 2017 .

O crescimento da geração fotovoltaica no Brasil também é considerável. A *Figura 2* apresenta uma projeção da capacidade de potência instalada no Brasil. O resultado estimado até o ano de 2023 é da ordem de 835 MWp.

Nesse contexto, visando buscar uma forma alternativa para atender a crescente demanda por energia elétrica, a conexão de GDs é realizada através da integração com a rede principal ou de forma isolada, fornecendo energia para a demanda local do consumidor. Essa apresenta-se como uma interessante solução para potencializar a produção de energia elétrica (WALLING et al., 2008) (SAHA; MUKHERJEE, 2016).

Os Sistemas de Distribuição (SDs) de energia elétrica são tradicionalmente projetados a partir de uma topologia radial, cujo fluxo de potência é unidirecional, sendo a subestação de energia da concessionária a única fonte responsável por toda a potência fornecida ao sistema. Contudo, no cenário atual, a crescente utilização de fontes distribuídas conectadas em paralelo com a rede principal apresenta-se como uma interessante solução para potencializar a produção de energia elétrica. Porém, como apresentado em Walling

Figura 1 – Capacidade global de geração de energia por painéis solares.



Fonte: Adaptado de REN21 (2018).

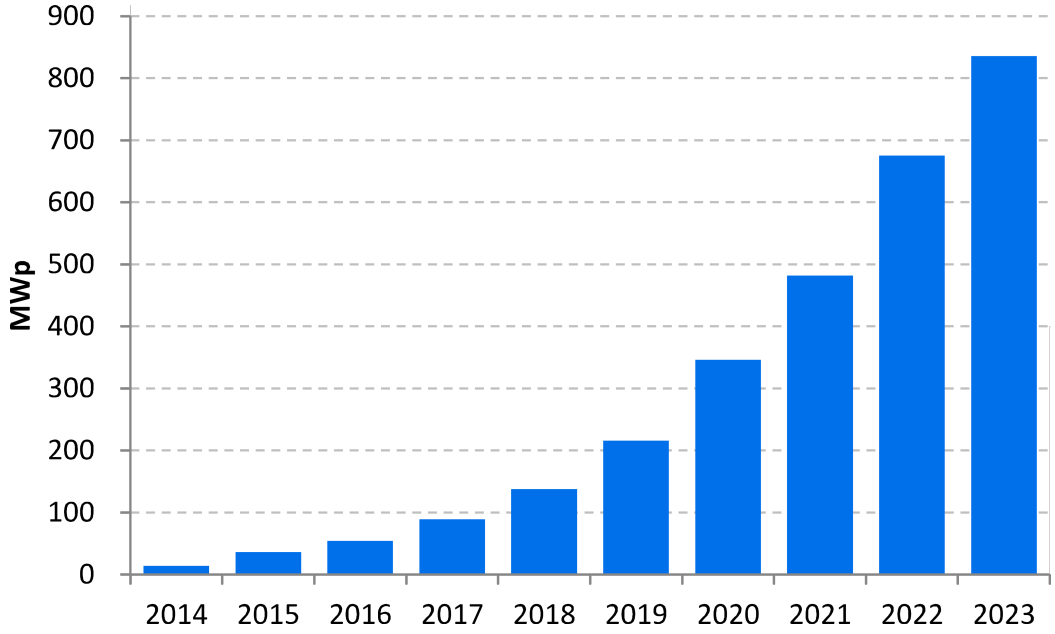
et al. (2008) e Aung et al. (), a conexão de GDs, como por exemplo as usinas solares e os Gerador Síncronos (GSs), altera algumas importantes características do sistema elétrico, principalmente a associada a sua radialidade.

Contudo, as mudanças nos SDs frente à inserção de GDs podem apresentar algumas vantagens, dentre as quais, têm-se a redução das perdas técnicas nos sistemas de transmissão e de distribuição, e maior confiabilidade no fornecimento de energia, uma vez que, a operação ilhada de certas regiões do sistema garantem o fornecimento de energia aos clientes, refletindo positivamente nos índices associados à Qualidade da Energia Elétrica (QEE) dessa região. Cabe salientar que a operação ilhada em SDs não é permitida em países como o Brasil, porém pesquisas voltadas para essa área são cada vez mais comuns, e buscam viabilizar essa forma de operação do sistema, mitigando os possíveis efeitos prejudicais envolvidos nessa operação, e apontando a mesma como uma tendência futura.

Considerando um cenário em que exista uma elevada penetração de GDs, ou seja, uma alta potência de fontes distribuídas conectadas à rede principal, as referências Sarwagya e Nayak (2015) Emadi, Afrakhte e Sadeh (2016) indicam que alguns efeitos prejudiciais podem ser observados, sendo esses: a injeção de componentes harmônicos; falhas nos sistemas de proteção convencionais, apresentando problemas, por exemplo, na detecção das situações de curtos-circuitos e coordenação dos relés; redistribuição do fluxo de potência; elevação das correntes de curtos-circuitos; e aumento no carregamento dos alimentadores.

Mais especificamente, para os sistemas de proteção, a mudança entre os modos de operação do GD de *conectado* e ou *ilhado* (*desconectado*) da rede principal cria dois

Figura 2 – Projeção, estimada da capacidade de potência de geradores fotovoltaicos distribuídos no Brasil.



Fonte: Adaptado de EPE (2014).

cenários com níveis de curtos-circuitos distintos. A conexão de GDs em conjunto com os diferentes cenários de operação do sistema modificam os níveis de curto-circuito da rede, perturbando, por exemplo, a operação adequada do Relés de Sobrecorrente (RSC), equipamento usualmente empregado para a proteção dos SDs (COFFELE; BOOTH; DYŚKO, 2015).

Vale frisar que uma falha de operação no sistema de proteção, pode, por exemplo, permitir que o defeito permaneça no sistema. Sendo assim, essa falha pode ser caracterizada por uma operação indevida, ou mesmo pela não operação, mediante a uma situação que esta seria indispensável a atuação. A falha pode gerar desde a manifestação de distorção harmônica, desequilíbrio de tensão e ruído, até a perda por completa de parte, ou do sistema como um todo, prejudicando diretamente os consumidores e a QEE, já que esses distúrbios podem extrapolar os limites estabelecidos e observados pelas concessionárias (WALLING et al., 2008).

Para finalizar o contexto apresentado, tem-se atualmente novos conceitos e aplicações sobre os sistemas elétricos de potência em geral, como os decorrentes das *smart grids*, ou redes elétricas inteligentes. Os conceitos e propósitos que norteiam as *smart grids*, podem vir a auxiliar na melhoria e na resolução dos eventuais problemas associados às filosofias e sistemas de proteção, uma vez que, as redes elétricas inteligentes buscam fornecer uma abordagem revolucionária à rede elétrica integrando de forma eficiente os dispositivos eletrônicos controláveis (como os GDs, relés de proteção, dispositivos armazenadores de energia e cargas controláveis) que possuam capacidade de trocar informações através de canais de comunicação (RAHBARI-ASR; ZHANG; CHOW, 2014).

1.1 Objetivos da Pesquisa

Com base no cenário apresentado, esta pesquisa tem como proposta analisar, definir e implementar um ajuste adaptativo que venha a auxiliar os RSCs, aplicados em SDs na presença de uma elevada penetração de GDs, contribuindo assim para uma eficiente detecção das situações de curtos-circuitos passíveis de ocorrência, bem como para uma adequada coordenação dos relés associados.

A fim de evidenciar os efeitos da perturbação nos RSCs usualmente aplicados em SDs quando da existência de uma elevada inserção de GDs, propõe-se inicialmente, através do ambiente de simulação *Real-Time Digital Simulator* (RTDS), uma análise das respostas destes equipamentos de proteção, tomando como base um sistema teste simplificado, que não considera a operação em ilhamento.

Após a análise do desempenho do RSC no sistema simplificado, será considerado um SD europeu real conforme indicado pelo *Conseil International des Grands Réseaux Électriques* (CIGRÉ), que apresenta um nível de complexidade maior. Para o escopo desta pesquisa, também foi necessária a conexão de uma usina solar ao SD do CIGRÉ. E apesar de caracterizar um sistema europeu, serão considerados os dados dos painéis fotovoltaicos e as condições climáticas da usina solar de Taúa, localizada próxima à Fortaleza (CE, Brasil). A fim de criar condições para uma operação em ilhamento, também será considerada a inclusão de um GS ao sistema teste do CIGRÉ. Salienta-se que ambos os GDs serão modelados considerando-se as respectivas estruturas de controle, aproximando assim o sistema teste às condições práticas encontradas.

A alocação dos GDs no SD do CIGRÉ será realizada visando a criação de regiões de interferência na cobertura dos RSCs, quando se tem a conexão dos geradores, bem como a operação em ilhamento. Para isso, será necessária a inclusão de um sistema de proteção ao SD do CIGRÉ, uma vez que os dados originais desse sistema não apresentam detalhes neste sentido. Conforme será apresentado, outras modificações também foram propostas sobre o sistema teste original para contemplar a operação ilhada.

Conforme comentado anteriormente, as alterações na operação do SD frente a inclusão do GD poderão influenciar negativamente no sistema de proteção. Nesse sentido, atualizações na ordem de ajustes dos elementos de proteção poderá ser necessária. Desse modo, será efetuada uma parametrização específica para cada dispositivo de proteção, realizando os ajustes da corrente de *pick-up* e do multiplicador de tempo, dentre outros parâmetros, a fim de se criar um sistema de ajuste adaptativo com base nas mudanças de topologia.

Por fim, a simulação em malha fechada com um relé comercial também será considerada. Esse tipo de simulação é desejável no âmbito dos estudos direcionados à proteção de Sistemas Elétricos de Potência (SEPs), uma vez que será possível realizar testes sobre as filosofias de proteção adotadas para diversas situações de falta. Neste caso, o algoritmo adaptativo poderá ser extensamente testado e comparado à resposta de um equipamento comercial, tomando como referência os SDs modelados nesta pesquisa. A

simulação em malha fechada também permitirá uma análise apurada do algoritmo adaptativo desenvolvido para se ter a garantia da coordenação entre todos os elementos de proteção incorporados ao SD teste do CIGRÉ, comprovando que a proposição adaptativa é viável, dando fortes indícios de que a mesma poderá ser embarcada em um relé comercial e utilizada em sistemas com elevados índices de GDs acoplados, bem como, estará apta a operar em situações de ilhamento.

1.2 Justificativa e Relevância do Tema

Com o aumento da parcela de geração distribuída na matriz energética nacional, os efeitos da perturbação nos RSCs usualmente empregados nos SDs serão cada vez mais evidentes. Sendo assim, um esquema de proteção adaptativo que venha a auxiliar na atuação desses elementos frente as mudanças de operação é mais do que desejável. Desta forma, tal sistema de proteção passará a ter um papel importante no contexto da evolução das redes elétricas, pois esse sistema estará apto às mudanças que venham a ocorrer nos SDs, tais como: a conexão de GDs e as consequentes mudanças de operação dos sistemas, como a tendência permissiva para a operação ilhada ou conectada ao sistema principal de fornecimento da energia. Vale frisar que a prioridade do sistema de proteção adaptativo é de se adequar as modificações da operação, isolando, quando necessário, a menor área possível e evitando que situações faltosas sejam prolongadas e acarretem danos permanentes aos equipamentos do SD de forma geral.

Baseado na revisão bibliográfica relacionada à proteção adaptativa de SDs na presença de GDs, observa-se um crescente interesse nessa área de pesquisa, constatado pela grande quantidade de artigos recentes abordando essa temática. Contudo, dentre os trabalhos apresentados, verifica-se que alguns estudos não analisam a influência das proteções internas presentes e recomendadas para os geradores distribuídos, assim como, não abordam as funções de proteção presentes no Ponto de Acoplamento Comum (PAC). Também se observa uma simplificação da modelagem desse geradores, não implementando os sistemas de controle, normalmente presentes. Em função disso, este pretende analisar a influência das proteções internas dos geradores, assim como as do PAC, regulamentadas e exigidas por normas, bem como considerar uma modelagem mais completa, implementando os sistemas de controles dos GDs associados.

Através das simulações até então realizadas, constatou-se que o cenário de ilhamento tem seu sistema de proteção afetado, quando se utiliza da parametrização tradicional do sistema (modo conectado). Nesse sentido, a implementação de um sistema de proteção adaptativo torna-se recomendável, a fim de melhorar a resposta das proteções presentes no SD frente a mudança de operação (conectado-ilhado).

1.3 Estrutura do Trabalho

Este documento está divido em seis capítulos. Este primeiro abordou a situação atual da geração fotovoltaica no Brasil e no mundo, evidenciando a pertubação causada pela conexão de GDs nos SDs, com as consequentes respostas do sistema de proteção, neste caso em específico, dos RSCs.

Já o segundo capítulo, será responsável por apresentar ao leitor os conceitos básicos da geração solar, dos geradores síncronos, bem como dos sistemas de proteção usualmente aplicados em SDs. Os impactos causados aos sistemas de proteção, quando se tem a conexão de GDs também é abordada. Uma revisão da infraestrutura de comunicação disponível em SDs também é discutida nesse capítulo. Por fim, uma revisão bibliográfica referente ao tema proposto neste trabalho também será exposta.

O terceiro capítulo apresenta a metodologia desenvolvida, abordando a modelagem dos sistemas testes, os ajustes das proteções empregadas, assim como expõe as principais etapas que se pretende executar durante o estudo relacionado. Também será abordada a determinação dos parâmetros otimizados dos relés para os diferentes cenários considerados e discutida a metodologia da coordenação para a filosofia adaptativa proposta nesta pesquisa.

Após a apresentação da metodologia desenvolvida, o quarto capítulo consiste em explanar a modelagem via o *software* RSCAD, que permite a configuração e implementação dos sistemas elétricos no RTDS. Também são apresentadas as estruturas de controle utilizadas no conversor que realizará a interligação do sistema solar à rede principal de fornecimento da energia. Uma abordagem dos parâmetros elétricos e mecânicos do GS é realizada. Por fim, detalham os ajustes dos sistemas de proteção implementados no sistema CIGRÉ.

O quinto capítulo expõe os resultados considerando os diferentes sistemas simulados, realizando uma abordagem das possíveis interferências geradas aos RSC do sistema quando da conexão dos GDs, bem como, analisa a influência das proteções internas presentes nos geradores considerando os tempos de atuação dos relés implementados. Por fim, esse capítulo apresenta as respostas dos relés presentes no sistema, frente a implementação do sistema de proteção adaptativa, considerando o cenário de ilhamento com base no sistema teste do CIGRÉ.

Por fim, o sexto capítulo traz as considerações finais dos resultados obtidos, via simulação do RTDS, considerando o sistema de malha fechada com um relé comercial.

Capítulo 2

Referencial Técnico-Científico

Os GDs são aplicações de pequeno porte, com potência tipicamente entre 1 MW a 10 MW, distribuídos pelos sistemas elétricos. A fim de fornecer energia mais próxima dos consumidores, diferentes fontes são utilizadas na geração de energia, e dentre outras, têm-se: a hidrelétrica, eólica, fotovoltaica, diesel, biomassa, células a combustível e turbinas a gás.

Nesta pesquisa uma das fontes utilizadas para a geração de energia foi a fotovoltaica, sendo que o processo de conversão da energia solar em elétrica é dado pela exposição de materiais semicondutores à luz solar. A energia gerada pelos painéis solares é disponível em Corrente Contínua (CC). Assim, para a utilização dessa energia nos SDs é necessário realizar a conversão de CC para Corrente Alternada (CA). Toda a composição dispõe de diversos componentes elétricos e sistemas de controle que participam da geração da energia elétrica proveniente do sol. Outra fonte de geração considerada foi um GS acoplado a uma turbina à vapor que fornece potência mecânica ao rotor. Alguns níveis de controle também foram necessários para esse tipo de fonte na busca de garantir o fornecimento adequado de energia e a estabilidade do sistema.

O ponto comum da inserção e análise destes GDs com a pesquisa desenvolvida é que a injeção de potência desses geradores aos SDs pode interferir na atuação dos elementos de proteção presentes nessas redes elétricas. Deste fato, tem-se então a necessidade de uma melhor avaliação, definição e parametrização das filosofias de proteção usualmente empregadas para se evitar situações de operação não desejáveis dos SDs.

Neste contexto, este capítulo apresenta em detalhes os principais elementos que compõem os SDs em análise. Esses são dispostos em: componentes da usina solar incluindo o inversor *Voltage Source Converter* (VSC); do GS e seus elementos de controle; bem como dos elementos de proteção presentes em SDs quando da presença dos GDs considerados. Por fim, é apresentada uma revisão bibliográfica dos principais trabalhos pesquisados e correlatos à linha de pesquisa.

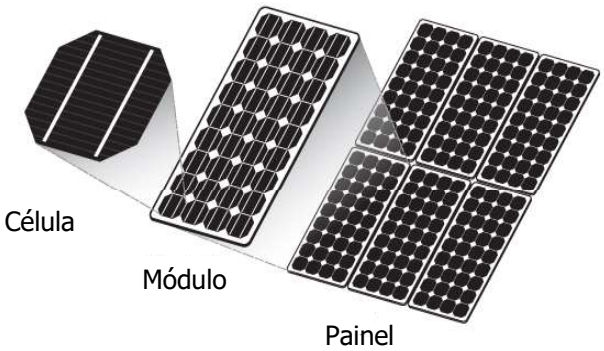
2.1 Componentes da Unidade Solar

O efeito fotovoltaico foi introduzido por Alexandre-Edmond Becquerel em 1839. Este observou que ao expor um determinado semicondutor a luz, uma diferença de potencial entre seus terminais era gerada, sendo a liberação de elétrons relacionada com o fluxo de luz incidente, assim como a capacidade de absorção dos materiais semicondutores, como o silício e germânio (CRESESB/CEPEL, 2007).

O componente fundamental de uma unidade de geração de energia solar fotovoltaica é a célula solar. Módulos solares fotovoltaicos são compostos por diversas células solares, podendo ser conectadas em série e/ou em paralelo, formando matrizes fotovoltaicas. Cabe salientar que o conjunto de módulos conectados em série é denominado *string*, nomenclatura essa que será utilizada no decorrer do trabalho. A configuração final (painel) permite fornecer valores específicos de tensões e correntes nos terminais de uma matriz fotovoltaica (RTDS® TECHNOLOGIES, 2012).

A *Figura 3* apresenta a composição de um painel fotovoltaico, contendo células fotovoltaicas que formam os módulos solares.

Figura 3 – A composição de um painel fotovoltaico.

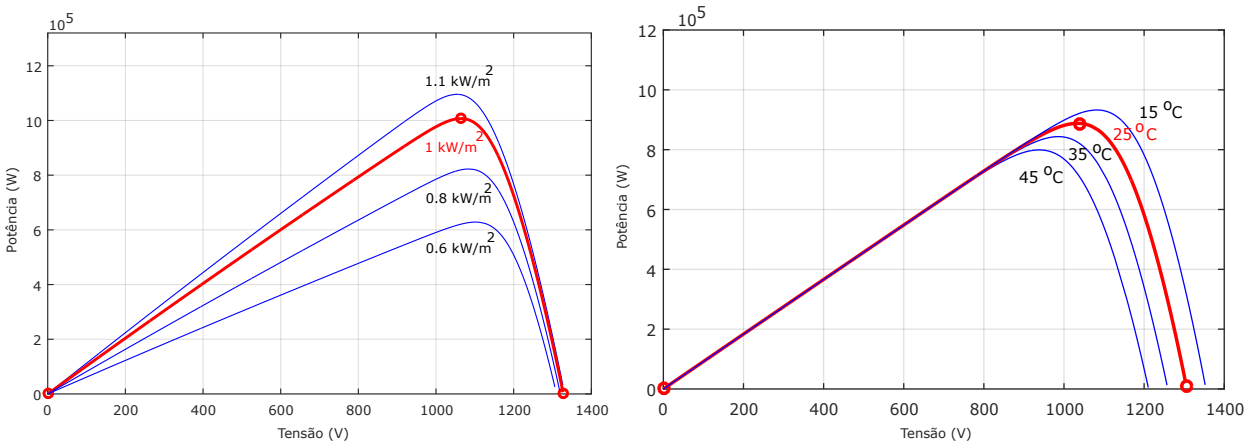


Fonte: RTDS® TECHNOLOGIES (2012).

Conforme relatado em kyocera (2011), a incidência da irradiação solar e a temperatura dos painéis modificam a potência gerada. Nesse contexto, a *Figura 4(a)* representa a influência da variação do nível de irradiação solar na potência produzida pelos painéis, para a temperatura fixa em 25°C, considerando um conjunto de 4.680 painéis fotovoltaicos do tipo *Kyocera* KD215GH-2PU, descrito na referência supracitada, utilizados neste trabalho. Nota-se que a potência produzida pelos painéis é diretamente proporcional ao índice de irradiação solar.

Já a *Figura 4(b)* apresenta o impacto da mudança da temperatura sobre a potência produzida, com o nível de irradiação solar fixado em 1.000 W/m^2, considerando o mesmo conjunto de painéis relatado acima. Para essa análise, nota-se que a potência gerada pelos painéis é inversamente proporcional ao aumento de temperatura.

Figura 4 – Influência da variação da irradiação solar e da temperatura nas curvas de potência dos painéis.



(a) Variação da irradiação. (b) Variação da temperatura.

Fonte: Elaborada pelo autor utilizando o *software* MATLAB.

2.1.1 Inversor VSC

A conexão entre uma unidade fotovoltaica e o SD necessita de algumas adequações, como, por exemplo, dos níveis de tensão. O equipamento responsável por tal tarefa é o conversor eletrônico. Sua principal função é ajustar os parâmetros de tensão e corrente fotovoltaica, assim como, converter esses sinais contínuos para alternados visando adequar-se à rede elétrica ou ao consumidor (com cargas em CA) (PALUDO, 2014).

Na literatura são encontrados conversores de um ou dois estágios. O conversor de um estágio, o mesmo utilizado nesta pesquisa, possui apenas um conversor de CC-CA. Já o conversor de dois estágios contém dois conversores interconectados: o conversor de CC-CC e o conversor de CC-CA. O emprego do conversor de um estágio é suficiente para trabalhos que não necessitam de um elevado nível de detalhamento do comportamento dos sistemas fotovoltaicos (PALUDO, 2014). A estratégia de controle adotada para esse conversor será apresentada na Seção 4.2.1.5.

Os inversores são responsáveis pela busca do ponto de máxima potência, mais conhecido como *Maximum Power Point Tracker* (MPPT), que possibilita obter sempre o melhor desempenho dos painéis fotovoltaicos, considerando as variações das condições climáticas em que esses se encontram.

Sendo assim, o controle do MPPT será apresentado com maiores detalhes na Seção 4.2.1.5. Tal controle se resume em encontrar, considerando o nível de irradiação solar e temperatura ambiente, a melhor tensão de operação dos painéis para que a máxima potência seja extraída (PALUDO, 2014).

2.2 Gerador Síncrono

De acordo com Farret e Simões (2006) os GDs são aplicações de pequeno porte, com potência tipicamente entre 1 MW a 10 MW, distribuídos pelos sistemas elétricos, que fornecem energia aos consumidores.

Do ponto de vista regulatório brasileiro, a resolução normativa Nº 687 (ANEEL, 2015) considera como sendo uma microgeração distribuída uma central geradora com potência superior a 75 kW e menor ou igual a 5 MW (sendo de 3 MW para fonte hídrica).

A fim de fornecer energia com boa qualidade aos sistemas das concessionárias os GDs devem satisfazer alguns requisitos básicos estabelecidos por normas, que serão comentadas no decorrer do texto, tais como: manter a tensão e a frequência constantes; os componentes harmônicos injetados na rede devem respeitar os limites definidos; e garantir níveis satisfatórios de confiabilidade no fornecimento de energia (operação ilhada); dentre outros (ANEEL, 2017). A fim de respeitar os requisitos definidos no item 3 (operação ilhada) da norma (ANEEL, 2009), em que a central geradora contribuía para uma parcela eletricamente isolada do sistema de distribuição, diversos níveis de controle também devem ser implementados nos GDs, sendo esses descritos nas próximas seções.

Vale relembrar que dentre as diferentes fontes que são utilizadas na geração de energia, têm-se as máquinas síncronas, e para os GSs são necessários o controle de tensão, frequência, potências ativa e reativa. Os GSs utilizam os sistemas de excitação e regulação de velocidade da máquina para obter o fornecimento adequado de energia e estabilidade do sistema.

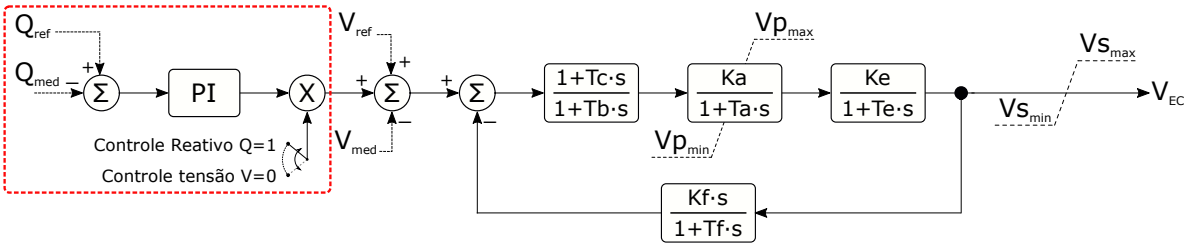
2.2.1 Regulador de Tensão

O modelo DC1A do IEEE (PES, 2006) foi utilizado como base nesta pesquisa para efetuar o controle de excitação da máquina síncrona. Este é utilizado para controlar a tensão contínua empregada no enrolamento de campo do GS, tomando como base os dados de tensão terminal da máquina, assim como as medidas de potência reativa injetada ou consumida. Com isso é possível regular a tensão de saída do GS (na operação ilhada), ou a potência reativa injetada/consumida na rede (para operação conectada).

A malha responsável por efetuar o controle de excitação do gerador está representada na *Figura 5*. Os blocos destacados pelo retângulo em vermelho fazem parte do controle da potência reativa da máquina. Este é ativado quando o valor do multiplicador for igual a "1". Caso o valor seja igual a "0", a malha realiza o apenas o controle de tensão do gerador.

Ainda na *Figura 5*, tem-se que: Q_{med} é a potência reativa injetada/absorvida pelo GS; Q_{ref} é a potência reativa tomada com base para o controle; V_{med} refere-se a tensão de terminal da máquina; V_{ref} representa a tensão tomada como base para o controle; Vp_{max} e Vp_{min} são os limites superior e inferior, respectivamente, do regulador principal; Vs_{max}

Figura 5 – Malha de controle do regulador de excitação do GS.



Fonte: Elaborada pelo autor.

e Vs_{min} são os limites superior e inferior, respectivamente, da saída do controle; e V_{EC} é referente a tensão contínua empregada no enrolamento de campo.

Os parâmetros de controle utilizados estão disponíveis no Anexo A.2.1. Cabe salientar que os ganhos dos controladores Proporcional-Integral-Derivativos (PIDs) foram ajustados de modo que se mantenha a operação do GS estável e que se atinja valores próximos aos de referência que foram parametrizados.

Nesta pesquisa foram consideradas duas formas de operação do GS, sendo elas: a operação conectada à concessionária e a ilhada. No primeiro cenário de operação o controle de excitação é responsável por controlar a potência reativa fornecida ou consumida da rede. Para isso o diagrama de controle é alterado através de um sinal de entrada que passa a considerar as medidas de potência reativa da máquina, Esse troca do controle é representado na *Figura 5* pelo multiplicador. Já para a operação ilhada, o gerador é responsável por controlar a tensão dessa rede, sendo desconsiderados os dados de potência reativa na malha de controle, objetivando a manutenção da tensão terminal V_{med} com base no valor de referência estabelecido V_{ref}.

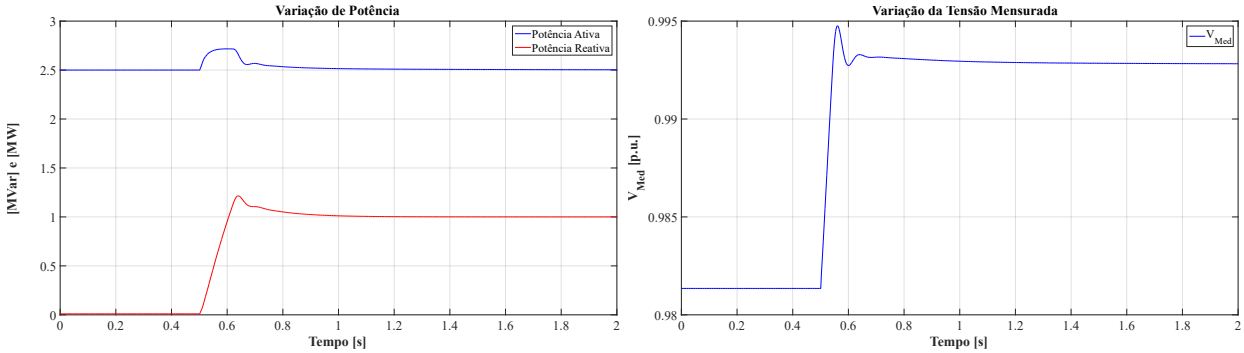
A fim de verificar a atuação do controle de excitação do GS, dois testes foram realizados com o intuito de observar o comportamento do gerador na operação conectada e ilhada. Essas situações serão exemplificadas com base no sistema de distribuição teste do CIGRÉ, que será posteriormente apresentado.

Sendo assim, na operação em paralelo com a rede, um degrau de 1 MVar de potência reativa é aplicado na referência do controle em t = 0,5 s. A *Figura 6(a)* apresenta a variação de potência no momento em que a referência do controle foi alterada. Nota-se que para o teste realizado o controle atingiu o valor especificado pela referência.

Já na *Figura 6(b)*, observa-se que o aumento de potência reativa fornecida pelo gerador causa um aumento em V_{med}. Isso ocorre pois parte da potência reativa consumida pela rede passa a ser suprida pelo GS, reduzindo assim, a queda de tensão do sistema.

Na operação ilhada uma variação de 0,02 p.u. é aplicada na V_{ref} em t = 0,5 s, a fim de apresentar o comportamento do controle, quando submetido a uma variação brusca na tensão de referência. A *Figura 7(a)* apresenta a resposta do controle após o teste ser aplicado. Nota-se que a V_{med} encontra-se em 1 p.u. antes de ocorrer a variação no

Figura 6 – Atuação do controle de excitação para a operação conectada.



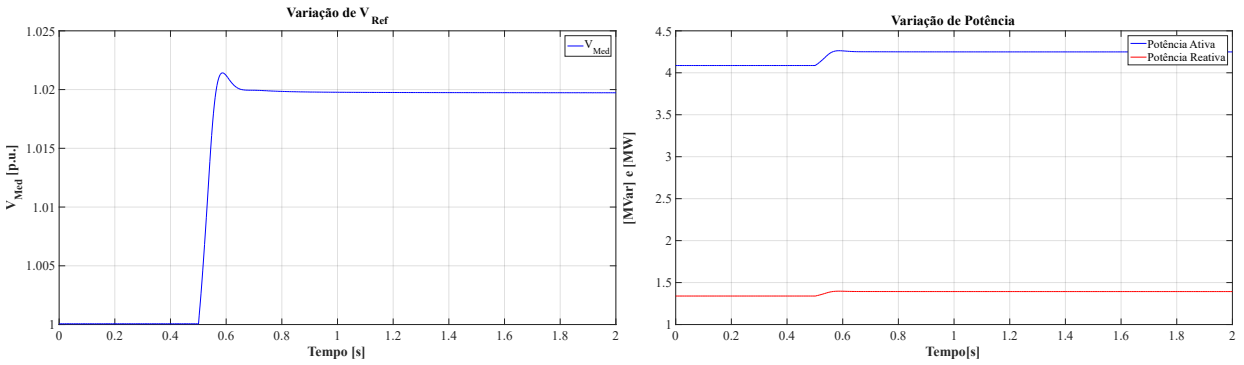
(a) Variação na potência da rede. (b) Variação na tensão medida.

Fonte: Elaborada pelo autor.

valor de referência. Dessa forma, observa-se que o controle de excitação da máquina está bem ajustado para operar na situação de ilhamento, uma vez que, esse mantém a tensão terminal desejada para a operação ilhada. Após ocorrer a variação na V_{ref} do controle, percebe-se que a tensão medida atinge o regime permanente de referência rapidamente, confirmando a boa resposta do controle de excitação do GS.

Já na *Figura 7(b)*, observa-se que ao ser aplicada uma variação de 0,02 p.u. na tensão de referência, ainda considerando o cenário ilhado, o GS aumenta a potência reativa injetada no sistema, a fim de suprir essa elevação de tensão. O crescimento no consumo da potência ativa deve-se ao fato das cargas do sistemas estarem modeladas como impedância constante. Sendo assim, o aumento na tensão da rede provoca a elevação no consumo de potência ativa.

Figura 7 – Atuação do controle de excitação para a operação ilhada.



(a) Variação na tensão de referência. (b) Variação na potência da rede.

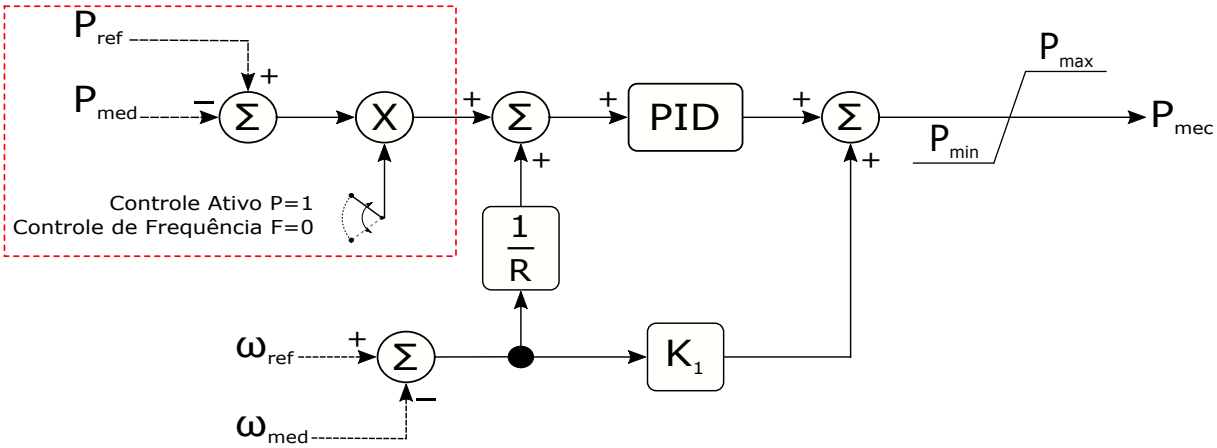
Fonte: Elaborada pelo autor.

2.2.2 Regulador de Velocidade

O modelo genérico do IEEE (REPORT, 2013) foi utilizado como base nesta pesquisa para efetuar o controle do regulador de velocidade do GS. Esse é implementado para controlar a frequência da rede, assim como, a potência ativa gerada por essa, tomando como base os dados de potência ativa injetada pela máquina na rede e as medidas de frequência no PAC. Com isso, através da potência mecânica aplicada ao eixo da máquina, é possível regular a potência de saída do GS (na operação conectada), ou a frequência da rede (para na situação de ilhamento).

A malha responsável por efetuar o controle do regulador de velocidade do GS está representada na *Figura 8*. Os blocos destacados pelo retângulo em vermelho fazem parte do controle da potência ativa da máquina. Esse é acionado quando o valor do multiplicador for igual a "1". Caso contrário, para o valor "0", a malha realiza apenas o controle de frequência da rede.

Figura 8 – Malha de controle do regulador de velocidade presente no GS.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Na figura *Figura 8*, tem-se que: P_{med} é a potência ativa injetada pelo GS; P_{ref} é a potência ativa tomada com base para o controle; ω_{med} refere-se a velocidade angular no PAC; ω_{ref} representa a velocidade angular tomada como base para o controle; P_{max} e P_{min} são os limites superior e inferior de potência mecânica fornecida à máquina; e P_{mec} é a potência mecânica aplicada no eixo do GS.

Os parâmetros de controle utilizados estão disponíveis no Anexo A.2.2, sendo ajustados de modo que se mantenha a operação do GS estável e que se atinja os valores próximos aos de referência que foram parametrizados.

Na operação conectada, o controle de velocidade da máquina é responsável por controlar a potência mecânica fornecida ao eixo do gerador, com o intuito de injetar uma potência ativa definida pela P_{ref}. Para isso, o diagrama de controle é alterado pelo sinal de entrada e passa a considerar as medidas de potência ativa da máquina. Já na operação

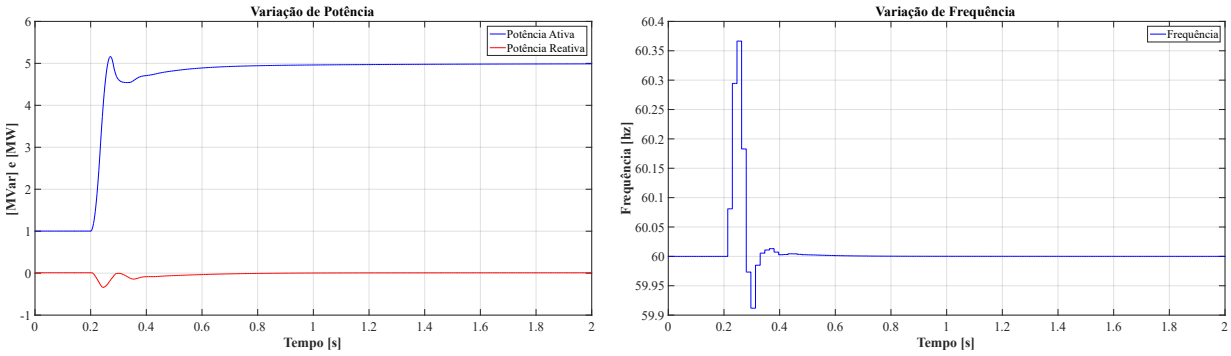
ilhada, o controle de velocidade do gerador é responsável por manter a frequência dessa rede, sendo os dados de potência ativa desconsiderados na malha de controle, objetivando a manutenção da frequência do sistema com base no valor de referência estabelecido.

Dois testes serão realizados com o intuito de observar a atuação do controle de velocidade da máquina síncrona para as operações conectada e ilhada. O sistema elétrico base para exemplificar essas situações corresponde ao mesmo utilizado nos testes do controle de excitação.

Dessa forma, na operação em paralelo com a rede, a potência ativa nominal injetada pelo gerador foi fixada em 1 MW. Posteriormente, em t = 0,2 s, alterou-se a P_{ref} para 5 MW. Na *Figura 9(a)*, observa-se a resposta do controle após o teste ser aplicado. Nota-se que a potência ativa atingiu o valor especificado pela referência.

Já na *Figura 9(b)*, observa-se que o aumento de potência mecânica fornecida ao eixo do gerador causa uma variação na frequência no barramento de acoplamento do GS. Isso ocorre pois o aumento na potência fornecida ao eixo do rotor acelera a máquina, causando uma variação momentânea na frequência. Cabe salientar que esse transitório na frequência não sensibiliza a proteção de sub/sobrefrequência da máquina, uma vez que, essa variação não ultrapassa os ajustes recomendados pela referência (IEEE, 2014), que estão definidos na Tabela 1.

Figura 9 – Atuação do controle de velocidade para operação conectada.



(a) Variação na potência ativa da rede. (b) Variação na frequência da rede.

Fonte: Elaborada pelo autor.

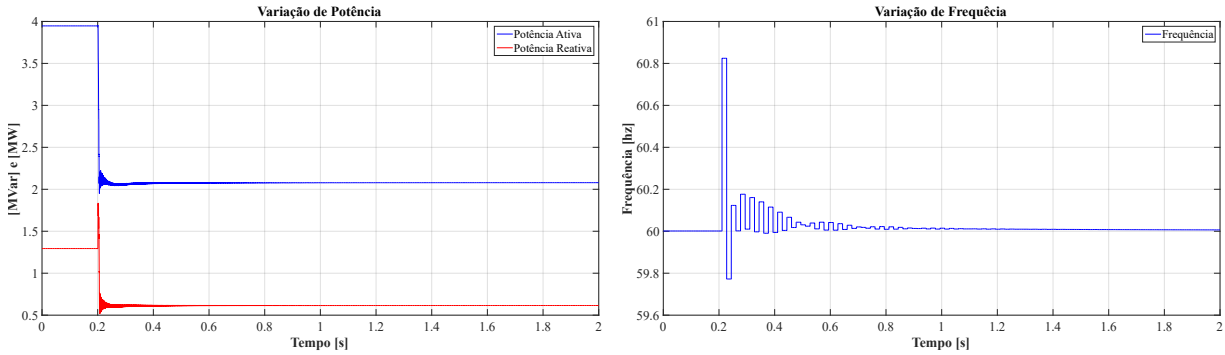
Tabela 1 – Ajustes recomendados por (IEEE, 2014), para o relé de frequência instalado no PAC.

Configuração Padrão	
Frequência (Hz)	Tempo de ajuste (s)
<57	0,16
<59,5	2
>60,5	2
>62	0,16

Para o teste na operação ilhada, uma porcentagem das cargas foi desconectada do sistema, a fim de ilustrar o comportamento do controle quando submetido a uma variação de potência. A *Figura 10(a)* apresenta a resposta do controle após o teste ser aplicado. Nota-se que a P_{med} diminuiu com o corte das cargas. Dessa forma, observa-se que o controle de velocidade da máquina se ajustou reduzindo a potência ativa fornecida ao sistema, adequando-se ao novo cenário de cargas.

Já na *Figura 10(b)*, é possível observar que ao ser realizado o corte de cargas no sistema, a frequência do barramento em que o GS está conectado sofre uma variação. Isso ocorre devido a um alívio de potência no eixo do rotor, levando algum tempo para o controle se ajustar ao novo cenário de carga. Apesar do transitório na frequência ultrapassar os valores de sensibilidade do relé de proteção de frequência determinados na Tabela 1, nota-se que essa variação não ultrapassa o tempo de atuação do relé, permitindo a continuidade no fornecimento de energia para a ilha.

Figura 10 – Atuação do controle de velocidade para operação ilhada.



(a) Variação da potência da rede. (b) Variação da tensão de referência.

Fonte: Elaborada pelo autor.

2.3 Proteção de Sistemas de Distribuição com Geradores Distribuídos

A proteção dos SEPs é uma assunto de extrema relevância, visto que uma boa parametrização garante a operação adequada dos mesmos. As conexões de GDs aos sistemas elétrico podem apresentar alguns efeitos prejudiciais, dentre os quais, têm-se: redistribuição do fluxo de potência; elevação das correntes de falta; aumento no carregamento dos alimentadores; e falha nos sistemas de proteções convencionais, apresentando problemas na detecção de faltas e coordenação dos relés (SARWAGYA; NAYAK, 2015). Esses efeitos são mais evidentes em sistemas com uma alta penetração de fontes distribuídas, visto que, a contribuição de corrente proveniente dos GD são maiores. No contexto das redes inteligentes (*smart grids*), a possibilidade de operação dos sistemas ilhados torna-se mais

evidente, criando um novo cenário frente aos níveis de curto-circuito do sistema (COFFELE; BOOTH; DYŚKO, 2015). Dessa forma, o desenvolvimento e aprimoramento dos sistemas de proteção devem acompanhar a conexão de novas tecnologias ao SEP, garantindo uma operação adequada. Neste contexto, esta seção apresentará uma abordagem sobre os sistemas de proteção usualmente aplicados em SDs, a infraestrutura de comunicação para a automação, bem como trará uma revisão dos trabalhos publicados na área de proteção de SD na presença de GDs conectados.

2.3.1 A Proteção dos Sistemas de Distribuição

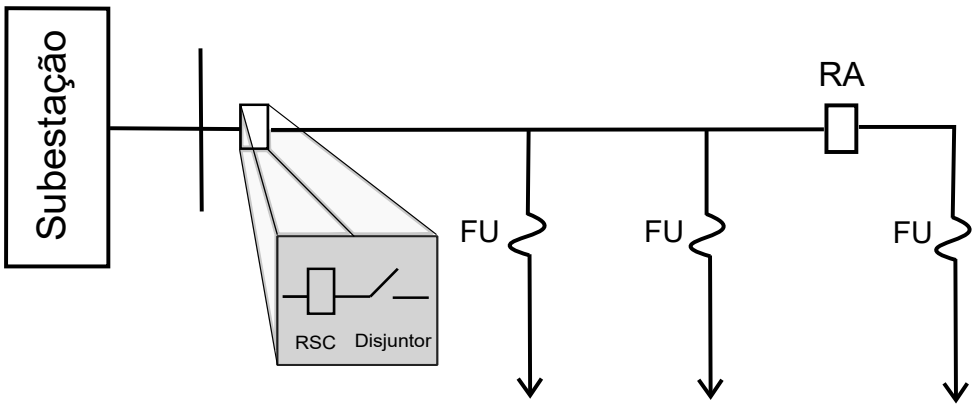
A proteção dos SDs é realizada através de alguns dispositivos responsáveis por efetuar a análise e/ou o diagnóstico de falhas (faltas) nos sistemas em que estão instalados. As ações tomadas por esses equipamentos, a fim de garantir a operação adequada do sistema, devem ter um rápido tempo de resposta frente a uma contingência, garantindo que a ação tomada interfira o mínimo na operação.

Para garantir a qualidade do serviço e manter a vida útil dos equipamentos presentes nos SDs, as concessionárias dispõem de dispositivos de proteção capazes de atenuar os efeitos das perturbações causadas por: curtos-circuitos; falhas de isoladores; descargas atmosféricas; e outras condições anormais de operação (COURY; OLESKOVICZ; GIOVANINI, 2011).

2.3.2 Elementos de Proteção Usualmente Aplicados

A aplicação dos elementos de proteção representados na *Figura 11* são comuns em SDs radiais, sendo estes: o disjuntor, o RSC, os Fusíveis (FUs) e os Religador Automáticos (RAs). Esses dispositivos são aplicados na remoção de qualquer falha que cause elevação de corrente no alimentador ao qual estão conectados e ultrapasse o valor parametrizado de atuação do relé.

Figura 11 – Alguns elementos de proteção normalmente encontrados em um SD radial.



Fonte: Adaptado de Sarwagya e Nayak (2015).

A proteção de sistemas convencionais de distribuição com a topologia radial é feita através de RSC, visto que tal topologia apresenta um fluxo de potência unidirecional. Esse deve estar coordenado com os RAs presentes no sistema e os FUs, garantindo a proteção seletiva do sistema para faltas temporárias ou permanentes (SARWAGYA; NAYAK, 2015).

Durante a ocorrência do curto-circuito, normalmente, é evidenciado o aumento da corrente nas fases afetadas, provocando aquecimento nos equipamentos e isolamentos dos condutores. Os efeitos térmicos são proporcionais ao tempo em que a falta permanece no sistema. Para evitar tais efeitos é necessário minimizar o tempo da contingência no sistema (Mamede Filho; MAMEDE, 2011).

A corrente elevada em situações anormais de operação pode ser utilizada para detectar a presença de uma situação de falta no sistema. Sendo assim, a corrente é utilizada para sensibilizar equipamentos de proteção que dependem da sua análise para atuação como, por exemplo, os RSCs, RAs e os FUs (SGUAÇABIA, 2015).

O funcionamento dos equipamentos utilizados nesta pesquisa será detalhado a seguir, visto que esses dispositivos fazem parte da proteção dos SD e foram implementados computacionalmente nas simulações realizadas. Cabe adiantar que os RSC foram computacionalmente implementados e comparados com equipamentos comerciais.

- Disjuntores

  Sguaçabia (2015) afirma que todo alimentador de um SD deve apresentar equipamentos de proteção na saída da subestação. Sendo assim, a utilização de disjuntores em conjunto com os RSCs são normalmente empregados nas saídas das subestações a fim de garantir a integridade dos alimentadores.

  Disjuntores são equipamentos utilizados como chaves de abertura ou fechamento de um sistema elétrico, sendo utilizados, ou para efetuar a interrupção planejada do fornecimento de energia a uma determinada porção do sistema, ou em conjunto com os relés a fim de garantir a interrupção da energia para um sistema sob falta. O tempo médio associado ao processo de abertura desses equipamentos é de aproximadamente 40 ms (WEG, 2017). A *Figura 12* ilustra um modelo comercial de disjuntor, que poderia ser aplicado no contexto desta pesquisa.

- Relés de Sobrecorrente

  Os RSCs, cujas funções de proteção são associadas à numeração 50/51 (função de sobrecorrente instantânea e temporizada de fase, respectivamente) e 50/51N (função de sobrecorrente instantânea e temporizada de neutro, respectivamente) (ANSI, 2018), são comumente empregados em SEPs em conjunto com os disjuntores. O princípio de operação desses dispositivos baseia-se na magnitude da corrente para a verificação da situação de falta no SEP a ser protegido. Esses são usualmente utilizados na proteção de linhas de transmissão e de distribuição, transformadores, geradores e motores, dentre outros (PHADKE; THORP, 2009).

Figura 12 – Modelo comercial de um disjuntor a vácuo de média tensão.

Fonte: WEG (2017).

Com esses relés é possível definir algumas áreas de atuação, uma vez que, a magnitude da corrente de falta é definida pela distância em que essa ocorre do ponto de medição. Para faltas distantes do ponto em que o relé está instalado, a amplitude da corrente medida pelo aparelho é menor quando comparada com uma falta localizada próxima a esse. Sendo assim, é possível parametrizar Corrente de Partida (I_p) para que o relé atue apenas para a região desejada.

O RSC normalmente possui três unidades de atuação, sendo elas:

- Atuação instantânea, projetada para ser sensibilizada instantaneamente ao atingir o valor da I_p parametrizada;
- Atuação por tempo definido, caracterizada pelo disparo após a corrente permanecer por um tempo determinado acima do valor previamente definido;
- Atuação de tempo inverso, onde a curva de atuação desse relé é inversamente proporcional ao valor de corrente mensurada nesse dispositivo.

Das três unidades de atuação, a curva de atuação por tempo inverso é padronizada pelo IEC (INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMISSION, 1989), sendo descrita pela equação (1):

$$T_{op} = TDS.\left(K_1 + \frac{K_2}{M^{K_3} - 1}\right) \tag{1}$$

Dado que:

T_{op} corresponde ao tempo de atuação do relé, sendo medido em segundos;

TDS é o valor multiplicador de tempo do relé;

$K_1, K_2 e K_3$ são constantes que interferem na declividade da curva de atuação; e

M representa o múltiplo da corrente de acionamento, sendo definido pela equação (2).

Na equação (2), I_m refere-se a máxima corrente admitida no circuito, em situação de sobrecarga do sistema, ou em um curto-circuito. Já I_{tf} corresponde ao ajuste da unidade temporizada de fase, e RTC representa a relação do Transformador de Corrente (TC).

$$M = \frac{I_m}{RTC \cdot I_{tf}} \tag{2}$$

O ajuste da unidade temporizada de fase é realizado de acordo com a equação (3), sendo que K_{tf} corresponde ao valor de sobrecarga admissível para a região protegida, e I_c representa a corrente para alimentar as cargas da mesma região.

$$I_{tf} = \frac{K_{tf} \cdot I_c}{RTC} \tag{3}$$

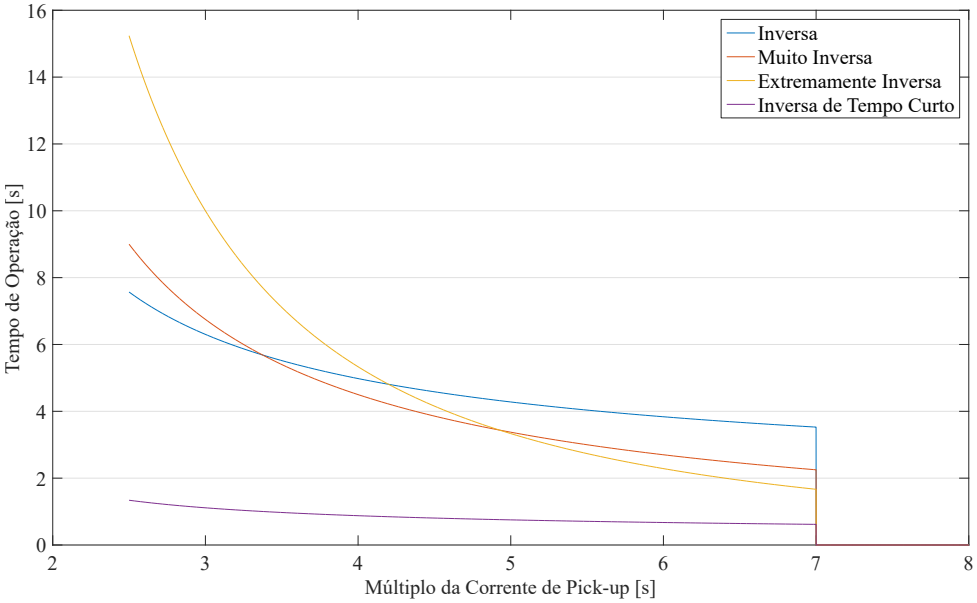
As constantes de ajuste K_1, K_2 e K_3 para o padrão IEC variam de acordo com a Tabela 2. Já o valor do multiplicador de tempo do relé TDS, responsável por deslocar a curva verticalmente, apresenta variações de 0,05 a 1, conforme disponível em INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMISSION (1989).

Tabela 2 – Constantes K_1, K_2 e K_3 para as curvas do padrão IEC.

Curva	K1	K2	K3
Inversa (C1)	0	0,14	0,02
Muito Inversa (C2)	0	13,50	1,00
Extremamente Inversa (C3)	0	80,00	2,00
Inversa de Tempo Longo (C4)	0	120,00	1,00
Inversa de Tempo Curto (C5)	0	0,05	0,04

Em busca de exemplificar as curvas de atuação de tempo inverso dos RSC, tem-se a *Figura 13*, seguindo o padrão apresentado na Tabela 2. Pela figura é possível observar que o tempo de atuação do relé é inversamente proporcional a intensidade da corrente de curto-circuito, variando de acordo as curvas de atuação. Para representar o ajuste de corrente instantânea foi definido o valor de $M = 7$. Sendo assim, quando o múltiplo da corrente de *pick-up* atingir tal valor, o relé atua pela proteção instantânea. Cabe esclarecer que os valores de $M = 7$ e $TDS = 1$ foram valores adotados apenas para a ilustração apresentada.

Figura 13 – Curvas de tempo inverso para o RSC.



Fonte: Elaborada pelo autor.

2.3.3 Proteções Aplicadas aos Geradores Distribuídos

Para se efetuar o acesso dos GDs aos SDs exitem alguns procedimentos determinados por agências regulatórias, como a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), no caso do Brasil. Sendo assim, alguns equipamentos de proteção são exigidos no PAC, de maneira a garantir, dentre outras, a proteção do sistema de fornecimento principal pelas funções de subtensão e direcional de corrente, que foram implementadas nesta pesquisa.

Além desses elementos recomendados e exigidos pela agência, normalmente instalados no PAC, exitem as proteções internas dos GDs, e essas variam de acordo com o tipo de fonte utilizada. No caso dos painéis fotovoltaicos, a proteção individual das chaves do inversor é utilizada. Já para os GS, a proteção é realizada por diversas funções, dentre as quais, têm-se a de subtensão, sobrecorrente e de desbalanço de corrente, que foram implementadas neste trabalho.

- Subtensão

  Segundo Rush (2011), a causa de uma subtensão no sistema pode estar vinculada com a insuficiência da geração de potência reativa das fontes do sistema, dificultando assim a manutenção no perfil de tensão da rede. Dessa forma, essa função associada à numeração 27 da Tabela ANSI (ANSI, 2018) é empregada na operação em que o gerador está suprindo um sistema de potência isolado e também é exigida pelas concessionárias de energia em operações conectadas a rede, sendo aplicadas no PAC.

  Para a operação ilhada, as principais causas da subtensão estão relacionadas com a sobrecarga do sistema, falhas no controle de regulação de tensão da máquina e situações de faltas na rede.

De acordo com Energy Networks Association (2015) a proteção de subtensão deve ser parametrizada de modo a garantir que a fonte de energia não seja desconectada do SD, a menos que o evento prejudique o equipamento, dado que o desacoplamento desnecessário da geração pode piorar a situação de subtensão.

Sendo assim, por essa referência, é recomendado que dois estágios de proteção sejam implementados na conexão de GDs aos SDs. O primeiro deles refere-se a um tempo de atuação de 2,5 s para uma queda de tensão de 13 %. Já o segundo estágio é direcionado para quedas de tensão mais acentuadas, dessa forma um tempo de atuação de 0,5 s para uma queda de 20 % é recomendado. Vale comentar que, segundo o Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), apesar do problema ser apontado como de subtensão nos dois estágios apresentados, o mesmo seria classificado corretamente em função do tempo de permanência no sistema, e pelo nível de tensão manifestado, como sendo um afundamento de tensão (ANEEL, 2018).

- Direcional de Corrente

Em sistemas não radiais, o relé de sobrecorrente tradicional pode não ser capaz de proteger adequadamente a rede. Esse fato deve-se a injeção bidirecional de corrente causada, por exemplo, pelo acoplamento de GDs no sistema. Uma solução normalmente empregada em redes de transmissão que também podem viabilizar uma aplicação em SDs, é implementar uma direcionalidade a esses relés tradicionais (PHADKE; THORP, 2009). Essa função refere-se à numeração 67 pela Tabela ANSI (ANSI, 2018).

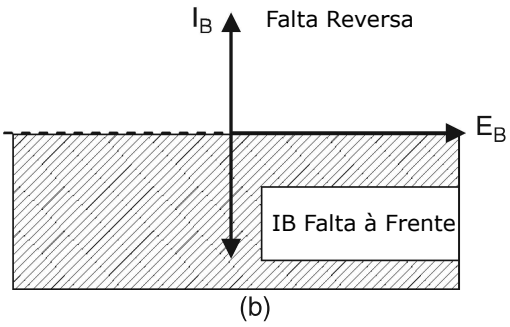
Para se determinar a direção em que a falta ocorre esses relés comparam o ângulo da corrente de falta com a referência do ângulo de tensão. A operação desse relé pode ser descrita pela equação (4) e é exemplificada na *Figura 14*. A parte hachurada da figura corresponde a região de operação do relé direcional, sendo que I_B está associado ao fasor de corrente da falta, enquanto que E_B representa o fasor de tensão de referência.

$$\begin{aligned} -\pi \leq \theta \leq 0, \quad & opera \\ 0 \leq \theta \leq \pi, não \quad & opera \end{aligned} \tag{4}$$

- Desbalanço de Corrente

Segundo REIMERT (2006), as correntes desbalanceadas que circulam pelos GSs são causadas, normalmente, pela não transposição das linhas, por cargas desbalanceadas e faltas assimétricas.

Figura 14 – A operação do relé direcional de corrente.



Fonte: Adptada de Phadke e Thorp (2009).

Essas condições citadas geram as correntes de sequência negativa, que produzem um campo magnético reverso na máquina, podendo gerar vibrações e aquecimento desses equipamentos, reduzindo sua vida útil.

A tolerância das corrente de sequência negativa (I_2) é analisada de duas maneiras, sendo pelo tempo máximo suportado pela máquina ao ser solicitado um alto nível dessas correntes, e pela análise do nível máximo que o gerador pode fornecer de I_2 de forma contínua.

Sendo assim, a equação (5) apresentada em (ABNT NBR 5117, 2007), representa a suportabilidade de fornecimento de correntes de sequência negativa do GS, em que t é o tempo máximo que o gerador pode fornecer uma determinada quantidade de I_2, sendo esse tempo dependente da constante k relacionada a potência da máquina, no cado desta pesquisa 5MVa.

$$\left(\frac{I_2}{I_n}\right)^2 t = k \tag{5}$$

A ABNT NBR 5117 define que para o funcionamento contínuo da máquina de rotor cilíndrico, utilizado nesta pesquisa, a corrente I_2 fornecida não deve exceder o valor de 10 % da corrente nominal. Também é apresentado que para esse tipo de equipamento, a constante k deve ser igual a 15. Sendo assim, para o valor máximo de I_2 fornecido pelo GS, esse deve ser desconectado da rede em no máximo 15 segundos.

- Proteção Individual das Chaves do Inversor

A conexão de uma unidade fotovoltaica ao SD é realizada por um inversor. Esse tem a função de ajustar os parâmetros de tensão e corrente dos módulos solares, como também converter os sinais desses para adequar-se à rede elétrica ou ao consumidor.

O dispositivo responsável pela conexão dos painéis solares à rede da concessionária possui algumas chaves que são responsáveis pela conversão do sinal. Normalmente,

a função de sobrecorrente instantânea está associada ao bloqueio dessas chaves realizando a proteção desse equipamento, sendo usualmente parametrizada com uma corrente de partida (I_p) de 2 a 3 p.u. da corrente nominal da chave (JOVCIC; AHMED, 2015).

2.3.4 Os Impactos dos Geradores Distribuídos nos Sistemas de Proteção

Do cenário atual, tem-se que a conexão de GDs aos SDs pode induzir problemas relacionados com a coordenação e falhas dos sistemas de proteção associados. Estas falhas são dificilmente solucionadas mediante a aplicação de técnicas e/ou filosofias convencionais de proteção (SARWAGYA; NAYAK, 2015), (PINTOS; MORETO; ROLIM, 2016) e (NIKOLAIDIS et al., 2015).

Os trabalhos anteriormente apresentados afirmam que a elevada penetração dos GDs em sistemas de distribuição prejudica a atuação dos relés convencionais e dificulta as estratégias de coordenação baseadas no tempo de atuação dos equipamentos (relés). Curtos-circuitos com média e alta impedâncias de falta podem não ser detectados pelos RSCs presentes nos SDs, devido a contribuição de corrente do GD para a falta, reduzindo a corrente injetada pela subestação. Tal atenuação pode ser suficiente para que o RSC não atinja a corrente de *pick-up* parametrizada para a sua atuação, permitindo que o sistema opere sob falta.

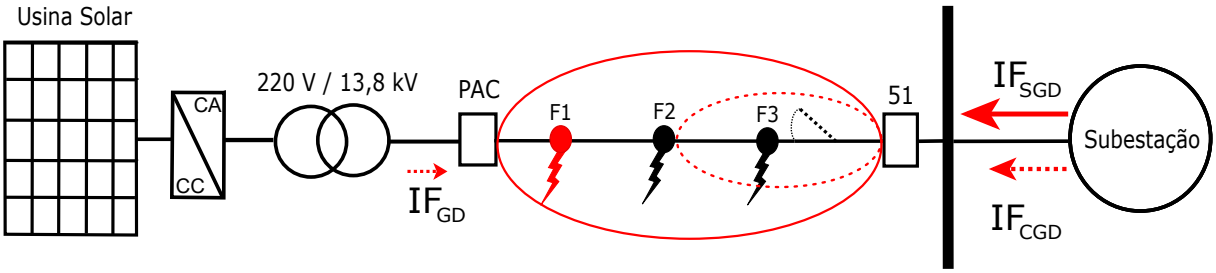
Papaspiliotopoulos et al. (2017) afirma que os SD tradicionais são alimentados por apenas uma fonte, sendo essa a única responsável pela magnitude de corrente fornecida para a falta. Assim, os RSC são parametrizados com base na corrente da subestação, protegendo a rede de distribuição para faltas de uma determinada impedância e a uma certa distância do alimentador principal, essas características definem o alcance do relé.

Porém, a conexão de GDs nesses SDs pode prejudicar o alcance dos relés de proteção. Isso ocorre devido a contribuição da corrente de falta fornecida pelos GDs, uma vez que, essa pode contribuir com a redução da corrente de falta proveniente da fonte principal (subestação), comprometendo assim a sensibilidade do relé.

A *Figura 15* ilustra a situação descrita acima. Nota-se que antes do GD ser conectado, a sensibilidade do RSC alcançava toda a extensão do SD, sendo o módulo da corrente fornecida pela subestação nesta situação de falta *F1* representado pela seta contínua IF_{SGD}. Ao acoplar o GD, nota-se graficamente que houve uma redução considerável no módulo da corrente fornecida pela fonte principal IF_{CGD} (seta pontilhada) para a falta em *F1*, uma vez que, o gerador também passou a contribuir para essa falta através da corrente IF_{GD} (seta pontilhada, no PAC).

Papaspiliotopoulos et al. (2017) afirma que a sensibilidade do relé pode ser afetada por fatores como a potência do GD, a distância em que o gerador está da falta e a posição

Figura 15 – Sensibilidade do relé de sobrecorrente mediante a presença, ou não, do GD.



Fonte: Elaborada pelo autor.

em que a falta ocorre. A corrente fornecida pela fonte principal antes da conexão do GD pode ser calculada através da equação (6). Dado que V_f corresponde a tensão de barramento pré-falta, Z_{Sub} refere-se a impedância equivalente da subestação e, por fim, Z_L representa a impedância de linha do sistema até o ponto de falta (considerando uma falta com impedância nula).

$$IF_{SGD} = \frac{V_f}{Z_{Sub} + Z_L} \tag{6}$$

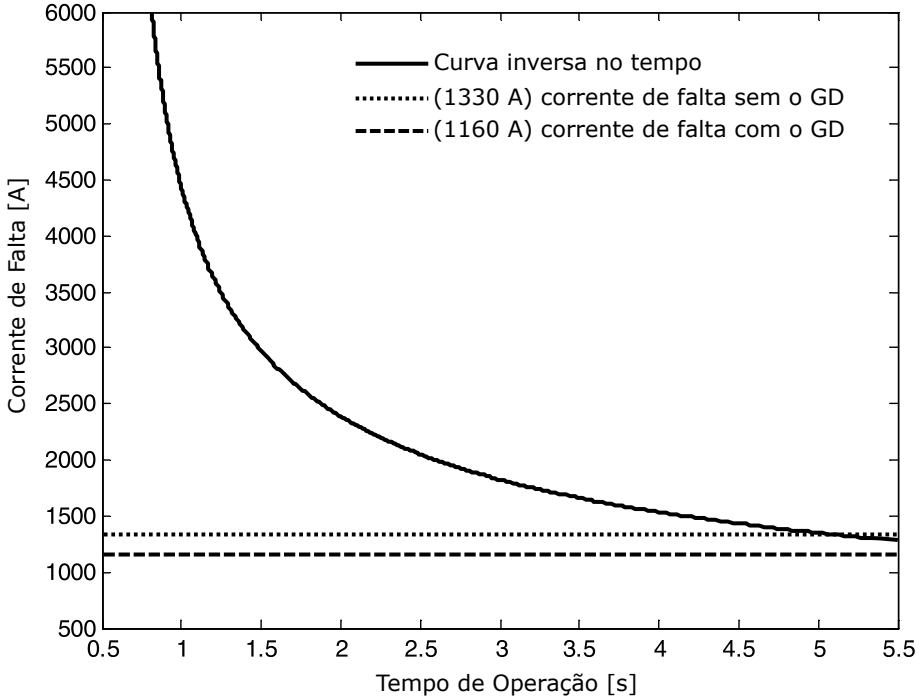
Já o cálculo da corrente fornecida pela fonte principal quando existe a conexão do gerador é dada pela equação (7), dado que Z_{GD} representa a impedância do GD. Sendo assim, ao relacionar a equação (6) com a (7), nota-se que ao acrescentar a impedância do GD no cálculo da corrente fornecida pela subestação, a tendência é que ocorra uma redução no módulo da corrente injetada pela fonte principal na rede. Também é possível deduzir que quanto menor for a impedância do GD, mais influência esse terá na redução da sensibilidade do relé.

$$IF_{CGD} = \frac{V_f}{Z_{Sub} \cdot \left(\frac{Z_L}{Z_{GD}} + 1\right) + Z_L} \tag{7}$$

A fim de melhor ilustrar o cenário delineado, em Sarwagya e Nayak (2015) foi utilizado o *software* de simulação *Power System CAD* (PSCAD)/*Electromagnetic Transients including DC* (EMTDC) para comprovar a falha de atuação nos RSCs, conforme pode ser visualizado na *Figura 16*. Para isto, foi aplicada uma situação de falta com uma impedância de 10 Ω em um SD, com e sem a presença de GD. Para um SD sem a presença de GD, o RSC temporizado atuou em aproximadamente 5 s. Já para o mesmo sistema com o acréscimo de GD, cuja potência é de 20 % da capacidade da subestação, houve uma falha da proteção implementada via RSC. Como pode ser observado, esta falha ocorreu devido a uma redução na corrente injetada pela subestação, sendo que o relé não observou a corrente de *pick-up* parametrizada para a sua sensibilização.

Contudo, vale lembrar que os relés de proteção digitais permitem ajustes das curvas internas de atuação, sendo possível reparametrizá-los de acordo com as alterações de

Figura 16 – Influência do GD na proteção de um SD.



Fonte: Sarwagya e Nayak (2015).

operação do sistema, como, por exemplo, quando da conexão de GDs, ou na operação ilhada. Tais cenários podem provocar a mudança no módulo da corrente fornecida pelas fontes do sistema afetando a parametrização e, consequente coordenação dos relés. A modificação dos ajustes dos relés paras as novas condições de operação do sistema pode ser então implementada. Essa é referenciada como proteção adaptativa, sendo utilizada a fim de manter a eficiência da proteção empregada (COURY; OLESKOVICZ; GIOVANINI, 2011).

2.3.5 Infraestrutura de Comunicação

Em Rush (2011) é descrita a dificuldade em escolher a melhor técnica de comunicação para aplicações de automação de redes de distribuição. Nesse sentido, esse trabalho apresenta diversas técnicas utilizadas na infraestrutura de comunicação de SDs, dentre as quais, têm-se:

- ❏ Comunicação via cabo;
- ❏ Rede de telefonia pública chaveada *Public Switched Telephone Network* (PSTN);
- ❏ Rádio móvel (pacotes de dados);
- ❏ Rádio convencional ou de baixa potência (incluindo microondas); e
- ❏ Comunicação por onda portadora na rede *Power Line Communication* (PLC).

A comunicação em SDs automatizados pode ser realizada através de cabos que interligam os equipamentos em que se deseja efetuar a troca de informação. Tal aplicação, normalmente, apresenta um elevado custo de implementação, dificultando a utilização desse tipo de técnica.

Desse modo, a utilização das redes PSTN apresenta uma vantagem sobre a técnica anterior, visto que, pode-se utilizar da infraestrutura pública de telecomunicação. Porém, a referência relata que testes efetuados nesse tipo de técnica aponta uma certa lentidão na transmissão dos dados.

Outra técnica mais atrativa é a por rádio móvel, visto que, é possível fazer a aquisição de pacotes de transmissão de dados juntamente com as operadoras de telefonia celular. Essa técnica apresenta uma maior cobertura das áreas rurais quando comparada com a anterior, característica essa relevante, pois dependendo da aplicação serão necessários conectar equipamentos que ficam localizados distantes dos centros urbanos.

A transmissão de informação por rádio convencional é uma técnica bastante consolidada entre as concessionárias. (RUSH, 2011) relata que diversas aplicações foram realizadas em SDs e que não foram constatados problemas relevantes. Porém, uma grande desvantagem desse método que também é relatada em outras técnicas, está associada a interferência de sistemas elétricos operando com frequência próxima a utilizada na aplicação da automação do sistema.

Nesse contexto, surge a necessidade de uma técnica de comunicação de sistemas autônomos um pouco mais robusta. Dessa forma, tem-se a utilização de uma técnica utilizada pelas concessionárias relatada em (RUSH, 2011), que trata da comunicação via onda portadora PLC. Nesta técnica os dados de comunicação são enviados através de infraestruturas já existentes, como, por exemplo, as linhas de distribuição. Porém, ainda são necessários equipamentos adicionais nas subestações com o intuito de garantir que o sinal seja transmitido ao longo do trecho desejado, evitando interferências em outros sistemas.

Atualmente no contexto das redes elétricas inteligentes, as infra-estruturas de comunicação vem ganhando espaço nos SDs. Essas redes dispõem de uma extensa infra-estrutura de comunicação que permite o gerenciamento e a troca de informações entre os dispositivos eletrônicos instalados na rede.

Como o foco desta pesquisa não esta para os meios de comunicação necessários para a implementação da metologia da proteção adaptativa, decidiu-se por somente referenciar o trabalho (KUZLU; PIPATTANASOMPORN; RAHMAN, 2014) que apresenta um resumo detalhado das principais técnicas de comunicação utilizadas em SD, considerando o cenário das redes elétricas inteligentes.

2.4 Trabalhos Correlatos à Linha de Pesquisa

Em SDs o ajuste da proteção tradicional é realizado *off-line*, considerando o máximo carregamento do sistema. Porém, o valor ajustado para a proteção é o mesmo para qualquer operação do sistema, podendo não ser eficiente frente às variações operacionais. Diante desse fato, o conceito de proteção adaptativa foi introduzido na década de 1980, em que sistemas de proteção eram alterados com base nas mudanças de operação do sistema e topologia, Ma et al. (2013).

Em Shah, Detjen e Phadke (1988) os autores relatam que os sistemas de proteção dos SDs daquela época apresentavam um excelente registro na detecção e isolamento das falhas nos sistemas, assim como no restabelecimento do serviço aos clientes afetados. Porém, esses sistemas apresentavam um baixo tempo de resposta. Sendo assim, os autores propuseram uma proteção adaptativa através de RSC computadorizados, que se utilizavam das medidas de corrente e tensão dos barramentos a fim de aprimorar o sistema de proteção, tornando esse adaptativo às variações da rede, e aprimorando assim a filosofia de proteção até então empregada, tornando-a mais sensível, eficiente, segura e flexível. Porém, a tecnologia empregada nesse sistema apresentava um custo muito elevado em comparação com os relés eletromecânicos, amplamente utilizados naquela época.

A evolução dos sistemas microprocessados, reduziu o custo dos relés digitais facilitando a implementação de sistemas de proteção computadorizados. Deu-se também a crescente conexão de GDs nos SDs. Neste contexto em Walling et al. (2008) são apresentados os principais impactos gerados por essas fontes, dentre esses, tem-se: falhas de coordenação dos equipamentos de proteção e dificuldade de detecção de faltas.

Uma das soluções possíveis para as falhas dos RSCs, quando se tem a presença de GDs, é apresentada em Walling et al. (2008), que consiste na adição de um elemento seccionador ao longo da linha do SD, como, por exemplo, um religador. Conforme relatado, geralmente, esse recurso pode solucionar o problema da interferência dos GDs na sensibilidade dos relés, visto que, a zona de proteção desses é reduzida com esse método, minimizando os efeitos das impedâncias da linha no momento de falta. Essa medida proposta pelos autores pode implicar em altos custos de implementação, uma vez que seria necessário adicionar outro dispositivo de proteção ao sistema e, mesmo assim, essa medida não solucionaria outros problemas associados a mudança de operação do sistema, como uma situação de ilhamento.

Em Martinez e Martin-Arnedo (2009), por exemplo, é proposto um reajuste da proteção de sobrecorrente, quando se tem a conexão de um novo gerador na rede, aumentando sua sensibilidade. Essa solução não implicaria na conexão de um novo equipamento de proteção ao sistema. No entanto, essa deve ser utilizada com parcimônia, uma vez que a proteção pode se tornar tão sensível a ponto de atuar para uma sobrecarga qualquer do sistema. Tal problema poderia se agravar caso ocorra uma desconexão do GD presente no sistema, e a reparametrização da proteção de sobrecorrente não seja realizada auto-

maticamente. Neste caso ocorreria um aumento da corrente que o relé está monitorando sensibilizando o mesmo, já que esse foi parametrizado considerando uma contribuição de corrente do GD.

A fim de evitar o aumento excessivo da sensibilidade dos RSCs os autores Agheli et al. (2010) propõem uma metodologia utilizando limitadores de corrente de falta, os quais reduzem os impactos nas proteções dos SDs causados pelas fontes distribuídas. Para isso, o trabalho utilizou três tipos de limitadores de corrente, sendo esses compostos por uma impedância resistiva, indutiva e de uma combinação entre as duas primeiras. O melhor desempenho veio da aplicação do limitador de impedância resistiva, solucionando o problema da coordenação entre os relés para o sistema teste. Porém, esse método, mostra-se ineficiente para a utilização em sistemas que necessitem de muitos limitadores, uma vez que se torna difícil a determinação dos valores de suas impedâncias, na busca da coordenação entre os relés do sistema.

Outra alternativa encontrada na literatura correlata é a utilização de um sistema multiagente. O método foi implementado por Wan, Li e Wong (2010) a fim de garantir a coordenação entre os relés de um SD industrial com GDs conectados. No sistema proposto, a comunicação entre os dispositivos do sistema é primordial, visto que essa permitirá a troca de informações entre os equipamentos do sistema em busca de obter a parametrização ótima dos relés de proteção. Sendo assim, esses são capazes de se ajustar à variação da corrente de falta causada pelas conexões dos GDs ao sistema. A atualização em tempo real dos parâmetros dos relés para cada configuração do sistema garantiu a coordenação desejada.

Em Mahat et al. (2011) é apresentada uma abordagem para a operação do sistema de forma ilhada. Os parâmetros de atuação dos relés são modificados através da detecção das diferentes operações do sistema na situação ilhado ou conectado ao fornecimento principal. Fica evidente através dos resultados apresentados pelos autores que a operação ilhada aumenta os tempos de atuação dos RSCs, os quais podem apresentar falhas de atuação em alguns casos. Para isso, os autores se utilizam da proteção adaptativa, modificando os grupos de ajustes dos relés para as variações nas condições do sistema, a fim de superar os desafios encontrados, considerando os diferentes cenários de operação.

Já o trabalho de Ma et al. (2013), concentrou suas análise na operação conectada dos geradores, utilizando de dispositivos eletrônicos inteligentes para: armazenar os dados da linha; mensurar as tensões e as correntes do sistema em tempo real; e facilitar a comunicação entre outros dispositivos do sistema. Para realizar a mudança de parâmetros dos relés, a filosofia se utilizou da diferença registrada na tensão e corrente dos dados de pré e pós-falta. Após realizar as alterações automáticas dos parâmetros dos relés, verificou-se a eficácia do método para conexão de GDs ao sistema teste.

Shih, Salazar e Enríquez (2015) descrevem um algoritmo de proteção adaptativa capaz de se ajustar para as mudanças de operação do sistema, como, por exemplo, quando

da conexão de GDs, contribuindo com a seletividade e sensibilidade dos relés presentes no SD teste. O trabalho aborda a comparação entre duas ferramentas para realizar a coordenação entre os relés, sendo algoritmo genético e a otimização de colônias de formigas. Segundo os autores, o primeiro método citado se destacou pela sua robustez e facilidade de implementação. Já o segundo se qualificou por ter uma memória global (matriz de feromônio), apresentando uma convergência melhor e mais rápida quando comparada com o primeiro método. A comunicação entre os relés e um computador central foram as bases para a metodologia aplicada, sendo essa topologia de comunicação assumida como uma tendência e necessidade para o desenvolvimento futuro dos SDs.

Ainda no contexto da evolução das redes de distribuição, uma outra abordagem é apresentada por Coffele, Booth e Dyśko (2015). As redes elétricas inteligentes (*smart grids*) estão cada vez mais evidentes também pelo fato da crescente conexão de GDs aos SDs. Essas possuem uma elevada comunicação entre os elementos do sistema que permitem o gerenciamento ativo da rede, característica essa também primordial para a operação ilhada do sistema. Sendo assim, o trabalho em discussão apresenta uma abordagem da operação dos relés de sobrecorrente no contexto das *smart grids*. Dessa forma, três cenários foram simulados na pesquisa, sendo esses: considerando o impacto da conexão de GDs ao sistema; o gerenciamento da rede ativa; e a operação ilhada. A utilização do RTDS em laço fechado com os relés comerciais proporcionou uma maior realidade para as simulações. A proteção adaptativa proposta pelos autores apresentou um melhor desempenho quando comparada com a proteção tradicional.

Mais especificamente relacionado aos problemas de proteção caudados pelos GDs, Zhan et al. (2016) ressaltam as mudanças nas magnitudes e direções das correntes de curto-circuito causadas pela elevada conexão de GDs aos SDs, e evidenciam que a substituição, ou a reconfiguração da proteção tradicional é cara e desafiadora. Sendo assim, a pesquisa reportada utiliza-se de um algoritmo genético como ferramenta para a alocação e dimensionamento ótimo do GD, a fim de maximizar o nível de penetração do gerador sem que seja necessário a alteração dos esquemas de proteção. Tal metodologia pode não ser promissora no contexto da evolução dos sistemas elétricos, visto que, o estudo de dimensionamento e alocação ótima podem não ser suficientes para evitar os problemas relacionados à proteção, quando uma grande quantidade de GDs forem conectados a rede.

É conhecido que a simulação em laço fechado é uma ferramenta promissora para a validação de algoritmos de proteção, visto que é possível criar uma interação entre o simulador e os equipamentos de proteção em teste. Nesse contexto os autores dos trabalhos Muda e Jena (2016) e Papaspiliotopoulos et al. (2017) também se utilizaram de um simulador digital em tempo real, denominado RTDS, a fim de realizar uma simulação em laço fechado com os relés de proteção reais, sendo que os grupos de ajustes dos relés foram alterados *online*, com base na variação da operação do sistema. Característica essa primordial no contexto da evolução dos sistemas elétricos.

2.5 Considerações Finais

Com base no conteúdo apresentado, é importante frisar que o foco desta pesquisa está voltado para a proteção de SDs na presença de GDs, considerando o contexto das *smart grids*, em função da crescente utilização e penetração desses geradores nos sistemas elétricos de potência, em conjunto com uma infra-estrutura de comunicação.

Neste contexto, este capítulo buscou exemplificar de forma sucinta as tecnologias e elementos utilizados na geração distribuída e na proteção de SDs, assim como, evidenciou-se algumas tecnologias de comunicação utilizadas na automação das redes de distribuição, tecnologias essas que facilitam a implementação das técnicas de proteção adaptativas. Também foi realizado uma análise dos trabalhos correlatos à linha de pesquisa e pôde ser constatado uma evolução dos métodos de proteção adaptativa, proporcionados pelas proteções digitais dos sistemas em conjunto com uma infra-estrutura de comunicação. Salienta-se que a maioria dos trabalhos correlatos buscam a solução de algum problema específico, não considerando uma abordagem que considere diferentes métodos de operação, como no caso do ilhamento. Vale frisar, que grande parte dos trabalhos não diversificam as fontes de GDs e restringem os estudos às proteções presentes nos SDs, desconsiderando as possíveis influências dos relés destinados a proteção dos GDs.

Com base no exposto, para esta pesquisa, sempre quando da existência de uma mudança significativa na operação do SD a ser protegido, pretende-se estabelecer de forma otimizada as configurações dos parâmetros de proteção e aplicá-los aos relés. Busca-se também a utilização do ambiente de simulação computacional em tempo real que venha possibilitar a aplicação do laço fechado com os relés comerciais, proporcionando verossimilhança para as simulações até então consideradas.

Capítulo 3

Metodologia Desenvolvida

Este capítulo tem por objetivo detalhar as etapas de desenvolvimento da pesquisa, a fim de avaliar os impactos dos GDs sobre os sistemas de proteção presentes nos sistemas testes modelados.

Para realizar as análises propostas na metodologia, dois sistemas testes foram simulados, sendo esses compostos por GDs conectados aos SDs. Esses sistemas permitiram a aplicação de curtos-circuitos a fim de efetuar a análise da atuação dos sistemas de proteção associados. Cabe salientar que em cada sistema foi aplicada uma metodologia distinta com o intuito de aprimorar o esquema de proteção.

Os detalhes mais aprofundados da modelagem dos SDs, assim como, as características e princípio de funcionamento do simulador digital em tempo real, denominado RTDS, serão introduzidos no próximo capítulo.

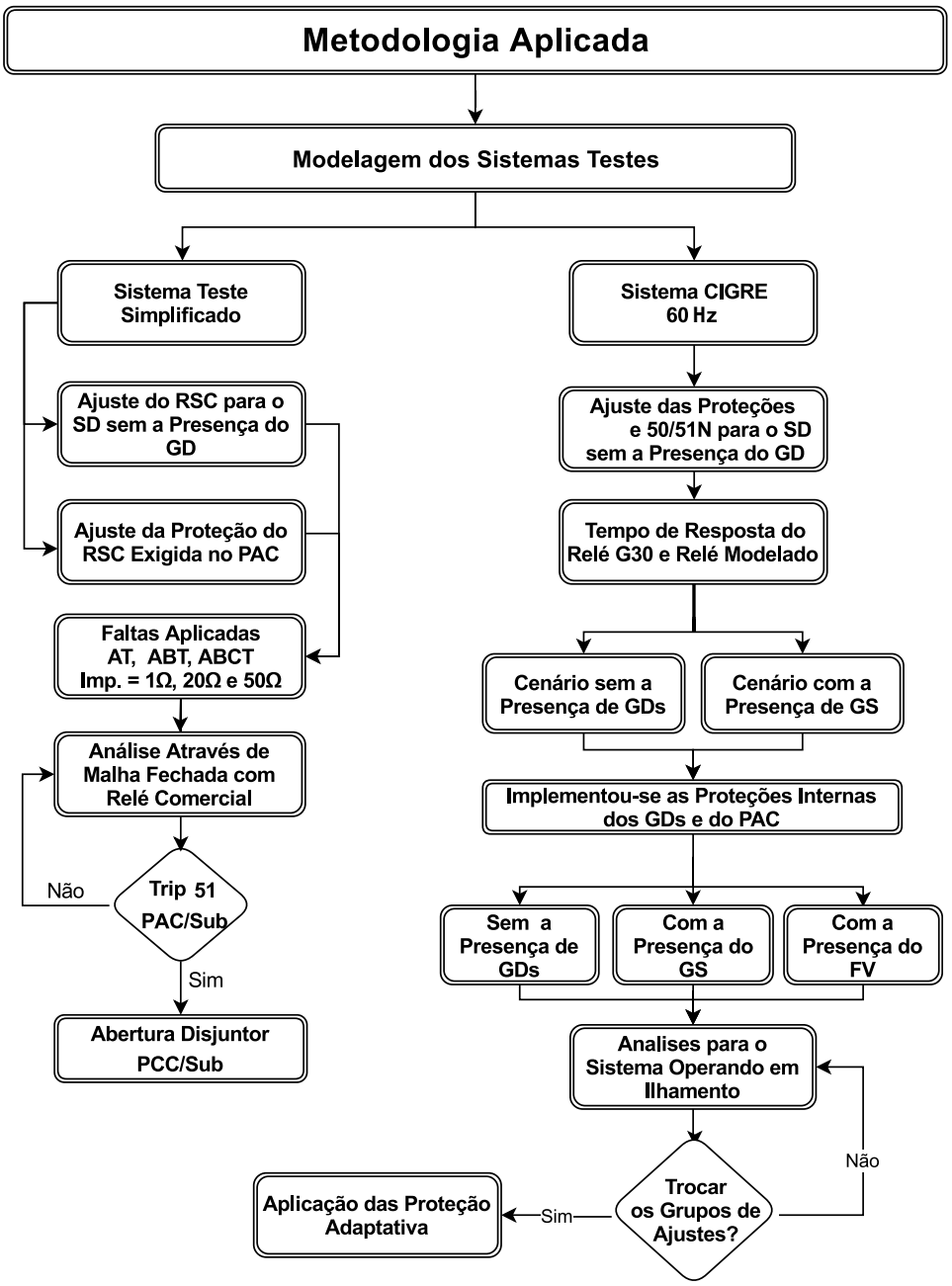
Em suma, as etapas da metodologia desenvolvida estão apresentadas na *Figura 17*. Essa foi dividida inicialmente entre os dois sistemas testes e, na sequência, buscou-se detalhar os passos tomados em cada um, almejando o aprimoramento das proteções para cada SD.

3.1 Sistema Teste Simplificado

O sistema teste simplificado em análise toma como base os dados referentes à usina solar de Tauá, localizada a cerca de 360 quilômetros da capital Fortaleza (INMET, 2017) e (BEIGELMAN, 2013). A *Figura 18* ilustra o GD conectado ao sistema teste simplificado. Também é possível observar na figura um segundo trecho da rede (L2) em paralelo com a linha de distribuição (L1), onde serão realizadas as análises referentes à QEE.

A usina solar modelada proporciona uma potência nominal de 1 MVA, considerando a operação do sistema em 1.000 W/m^2 de irradiação solar e temperatura de 25 °C. A fim de aproximar a modelagem do sistema fotovoltaico da realidade encontrada na geração de energia solar atual, realizou-se a conversão da energia elétrica gerada pelos painéis fotovoltaicos em CC para CA através de um inversor de potência.Um controle *P-Q* res-

Figura 17 – Principais etapas da metodologia desenvolvida.

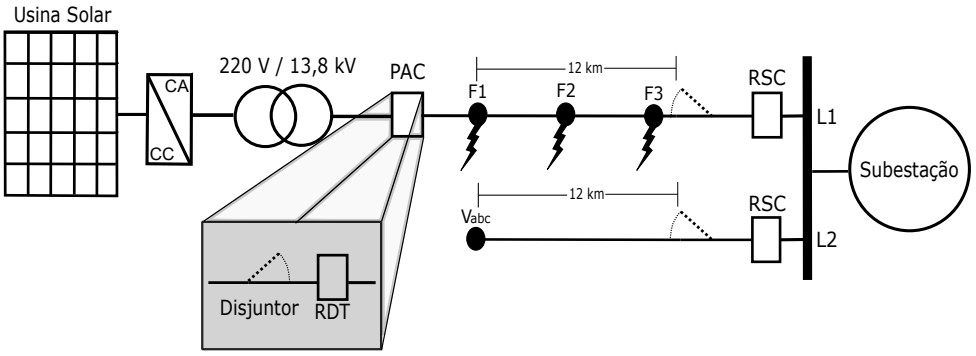


Fonte: Elaborada pelo autor.

ponsável por gerenciar a quantidade de potência ativa e reativa injetadas no PAC também foi implementado em conjunto com o inversor. Esse controle toma com base a referência (ADHIKARI; LI, 2014) e será detalhado no próximo capítulo.

Nas simulações optou-se por gerar somente potência ativa nos painéis fotovoltaicos, mantendo o fator de potência da geração unitário. Tal medida foi tomada visto que a injeção de reativo na rede através do GD é normalmente utilizada para auxiliar na regulação de tensão do sistema (WALLING et al., 2008), característica essa não abordada nessa pesquisa.

Figura 18 – Sistema do GD conectado à rede teste simplificada.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Por fim, modelou-se o sistema equivalente da subestação cuja potência nominal é de 10 MVA, com um impedância equivalente de (0,702+19.027i), sendo assim, a subestação apresenta uma característica indutiva. A usina solar tem uma penetração de 10% do equivalente de rede considerada. Conforme implementado, o modelo que representa a subestação é capaz de absorver potência ou injetá-la ao sistema simulado.

3.1.1 Ajuste das Proteções do Sistema Simplificado na busca da Coordenação e Seletividade dos Relés

O guia IEEE Std. 1547 (IEEE, 2008) destaca que em caso de curtos-circuitos no SD na presença de GDs, a proteção desses geradores deve atuar desconectando-os da rede principal da concessionária.

Normas técnicas de concessionárias brasileiras, como, por exemplo, (COELCE, 2012), exigem que a conexão de GDs possua proteção anti-ilhamento. Essa deve ser capaz de detectar a perda do suprimento de energia elétrica e desconectar-se da rede da concessionária em um tempo pré-determinado. Para GDs com potência superior a 500 kW são exigidos alguns elementos de proteção no PAC, como as que atuam por sub frequência e sobre frequência, subtensão e sobretensão, desequilíbrio de tensão e sobrecorrente, dentre outros. Essas proteções, quando sensibilizadas, podem garantir a desconexão com o SD, bem como atuar para faltas severas, capazes de atingir os valores parametrizados de tensão, corrente e frequência.

Para o sistema teste simplificado, nas simulações realizadas, o GD foi ajustado para operar em potência nominal, sendo essa a situação que pode causar a maior interferência na atuação do RSC da subestação no momento em que a falta ocorre. Desta maneira, a corrente injetada pelo GD contribuirá para a contingência, podendo diminuir a sensibilidade da proteção de sobrecorrente da subestação.

Ao realizar o ajuste da proteção de sobrecorrente dos alimentadores *L1* e *L2* da subestação, o GD foi desconectado do sistema, e então foram aplicadas faltas envolvendo a

fase A com conexão a terra (AT), as fase AB com conexão a terra (ABT), e as fases ABC com a terra ($ABCT$) nas posições *F1*, *F2* e *F3*, dispostas igualmente durante o trecho de linha de 12 km, ilustradas na *Figura 18*.

As impedâncias de falta consideradas na simulação foram de 1 Ω, 20 Ω e 50 Ω. Em seguida, analisaram-se as correntes no RSC da subestação para cada falta aplicada e então, realizou-se a parametrização da corrente de disparo (*trip*) do RSC da subestação em 6,6 p.u., garantindo a proteção para faltas no SD de até 20 Ω. É importante salientar que 1 p.u. equivale a 34,76 A, considerando as perdas técnicas do inversor. Esse valor é referente à corrente nominal fornecida pelo GD ao SD em regime permanente.

Posteriormente, foi ajustada a proteção de desequilíbrio de tensão localizada no PAC, sendo essa recomendada pelo guia IEEE Std. 1547 (IEEE, 2008). Para isso, parametrizou-se a proteção para atuar caso ocorra um desequilíbrio de tensão superior a 10 % no sistema, permanecendo até que o tempo de coordenação entre o RSC da subestação e o Relé de Desequilíbrio de Tensão (RDT) seja atingido.

Optou-se por ajustar o RDT com um valor superior aos 2 % recomendados pelo PRODIST (ANEEL, 2018), para garantir, com base nos testes realizados, que a proteção não atuará para operações normais do sistema. Conforme posteriormente será evidenciado, o desequilíbrio de tensão no período de falta aproxima-se de 23 %, para a falta fase (AT) de 20 Ω. A fim de detalhar as proteções ajustadas pra o sistema teste simplificado elaborou-se a Tabela 3.

Tabela 3 – Ajuste das proteções para o sistema teste simplificado.

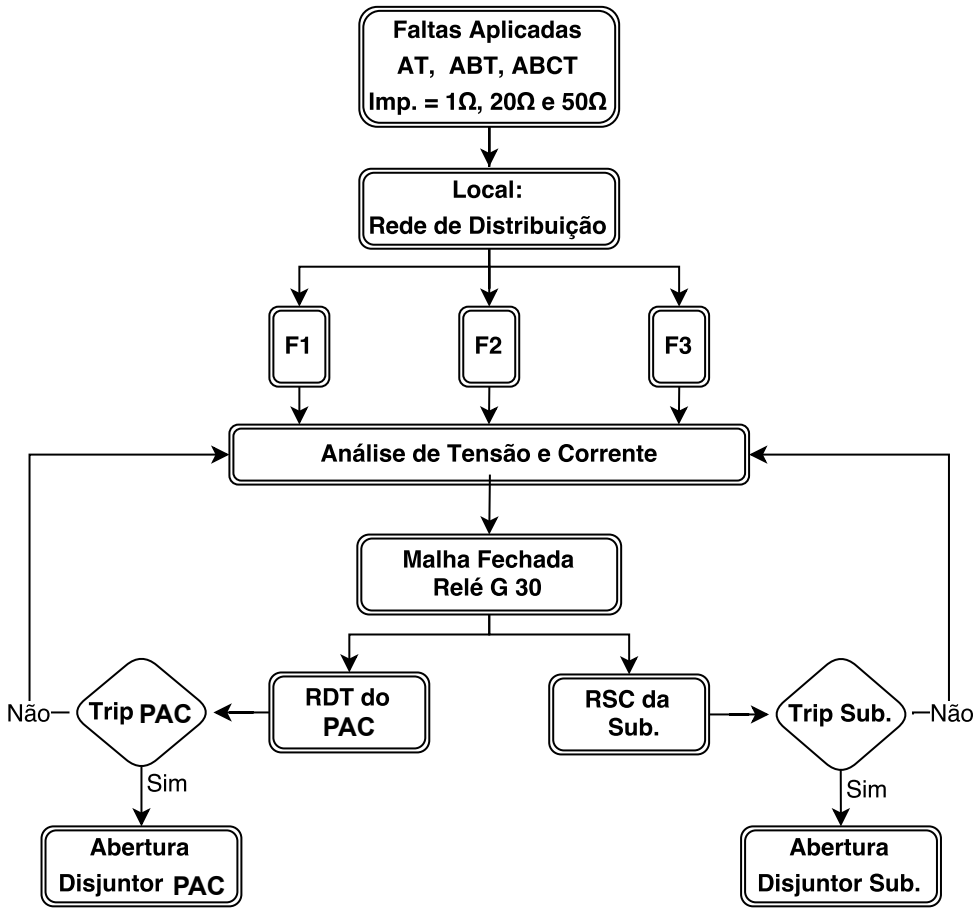
Relé	**Local**	**Curva de Atua.**	**T. de Ajuste**	**Ajuste do *Pickup***
ANSI 50P	Subestação L1	Tempo Definido	0,1s	6,61 p.u.
ANSI 50P	Subestação L2	Tempo Definido	0,1s	6,61 p.u.
ANSI 47	PAC	Tempo Definido	0,15s	0,1 p.u.

3.1.2 Análise das Situações de Curtos-Circuitos Através da Malha Fechada com um Relé Comercial

A verificação da atuação da proteção usual (convencional) aplicada no contexto desta pesquisa será realizada considerando o relé comercial *G30* (MULTILIN, 2006), sendo esse específico para a proteção de geradores em CA. Este relé foi escolhido por apresentar diversas funções de proteção, dentre as quais a de sobrecorrente e de desequilíbrio de tensão, sendo também possível utilizá-lo em malha fechada com o RTDS, característica essa desejável para a análise de desempenho do sistema de proteção.

O fluxograma apresentado na *Figura 19* resume os principais passos da lógica de proteção e análises das faltas aplicadas sobre o sistema teste simplificado.

Figura 19 – Diagrama para a análise da lógica de proteção e faltas aplicadas no sistema teste simplificado.



Fonte: Elaborada pelo autor.

As simulações das situações de faltas foram divididas em três etapas, tomando como base: a atuação do RSC da subestação para faltas na linha de distribuição em que o GD está conectado; o método auxiliar de proteção proposto para detectar faltas em SDs através do RDT presente no PAC e do RSC da subestação; e a análise da QEE para o sistema implementado, considerando os esquemas de proteção aplicados.

- Primeira etapa

  Nesta etapa é realizada a análise da atuação do RSC da subestação para faltas na linha de distribuição em que o GD está conectado. Assim, quando a corrente de curto-circuito mensurada ultrapassar o valor de ajuste do relé *G30*, esse emite um sinal temporizado para a abertura do disjuntor localizado na subestação, interrompendo o fornecimento da energia mediante a situação de falta manifestada.

  Caso a contingência não atinja a corrente parametrizada para a sensibilização do relé, ou o sistema não esteja operando sob falta, uma nova análise do sinal de corrente é realizada.

- Segunda etapa

Na segunda etapa é realizada uma nova simulação em malha fechada com o relé *G30*, em que, adiciona-se a proteção de desequilíbrio de tensão no PAC para auxiliar na atuação do RSC da subestação, a fim de detectar faltas no SD teste que não foram detectadas pela proteção convencional aplicada na primeira etapa, uma vez que, a introdução do GD ao sistema teste perturbou a atuação dessa proteção.

Desse modo, faltas não detectadas na primeira etapa foram novamente aplicadas e verificou-se a eficácia do esquema de proteção proposto.

- Terceira etapa

É realizado um estudo com foco na QEE, sendo avaliados o desequilíbrio de tensão e as componentes harmônicas de um ramo paralelo (L2) ao que o GD está conectado. O cálculo da Distorção Harmônica Total de Tensão (DHTV) foi efetuado através da equação (8). Na qual os termos V_2 até V_N representam os componentes harmônicos da tensão, já V_1 corresponde ao componente de tensão associado a frequência fundamental.

$$DHT_V\% = \frac{\sqrt{V_2^2 + V_3^2 + V_4^2 + ... + V_N^2}}{V_1} \times 100 \tag{8}$$

Já o cálculo do Fator de Desequilíbrio (FD) de tensão é realizado pela equação (9), dado que V^- corresponde a magnitude da tensão de sequência negativa eficaz (RMS - *R*oot Mean Square), enquanto que V^+ refere-se à magnitude da tensão de sequência positiva eficaz.

$$FD\% = \frac{V^-}{V^+} \tag{9}$$

As medidas foram efetuadas no ponto *Vabc* da linha de distribuição (L2) em paralelo com a linha principal (L1) apresentadas na *Figura 18*. Essa análise avaliou a propagação dos distúrbios gerados pela situação de curto-circuito monofásica aplicada no SD.

Neste sentido, dois cenários foram comparados, avaliando os esquemas de proteção aplicados: com a proteção tradicional, realizada apenas com o RSC da subestação; e com a proteção auxiliar, em que o RDT é utilizado para complementar a proteção do SD.

3.2 Sistema Teste de Distribuição (CIGRÉ)

O segundo sistema teste em análise toma como base os dados referentes ao SD do CIGRÉ, bem como, também utiliza os dados dos painéis fotovoltaicos e as condições

climáticas da usina solar de Tauá. Nesse sistema um GS também foi adicionado, os dados elétricos e mecânicos desse gerador serão discutidos no próximo capítulo.

A *Figura 20* ilustra os sistemas de GDs conectados à rede de distribuição modelada. Cabe salientar que optou-se pela escolha desse SD para dar continuidade a pesquisa, uma vez que este é baseado em um sistema real de distribuição europeu e que apresenta um nível de complexidade maior que o primeiro adotado.

A usina solar e o inversor de acoplamento foram modelados utilizando-se as mesmas configurações do sistema teste simplificado, porém, elevou-se a potência nominal do GD para 2 MVA, adicionando-se mais painéis solares aos módulos. Já o GS presente nesse sistema possui uma potência nominal de 5 MVA e tensão de operação em 6,6 kV.

Como dito anteriormente o SD em que os GDs se conectam é baseado no modelo do sistema teste do CIGRÉ. Os dados de potência da subestação, impedância das linhas, dados de carga e transformadores foram obtidos da brochura oficial do CIGRÉ Task Force C6.04 (2014) e estão apresentados no Anexo A.

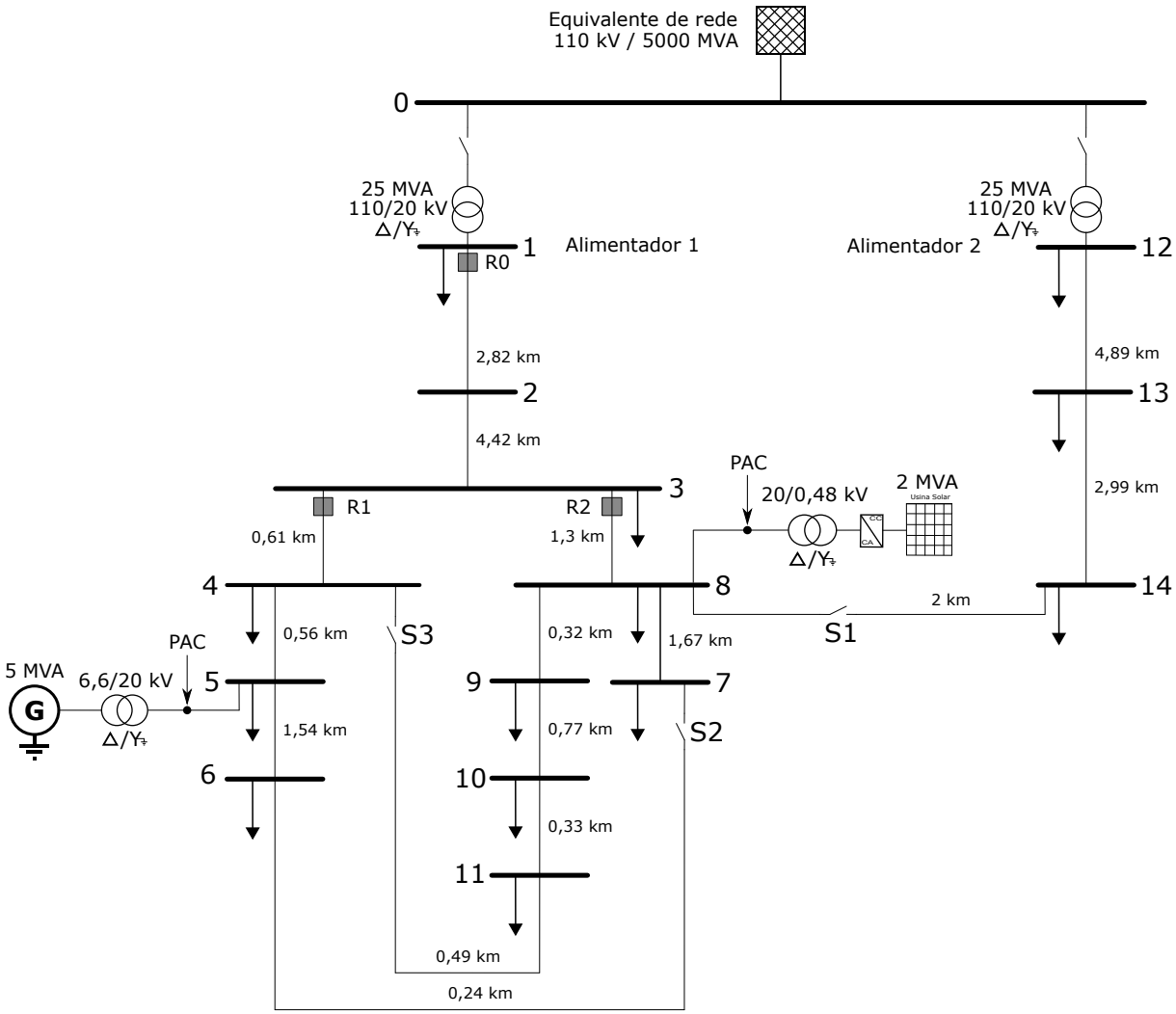
Esse sistema apresenta:

- Característica de um sistema de distribuição de média tensão (20 kV), com distância máxima entre os ramais e a subestação de 10,21 km (barra 7);
- Cargas distribuídas, que foram modeladas por composições RLC trifásicas, do tipo impedância constante;
- Alimentadores com características distintas, em que o alimentador 1 possui linhas subterrâneas com condutores de alumínio, e o segundo alimentador apresenta linhas aéreas com condutores de alumínio; e
- Transformadores de linha que fazem a redução da tensão de 110 kV para 20 kV.

O estudo da influência dos GDs na proteção do SD exigirá o acréscimo de um sistema de proteção ao SD do CIGRÉ, uma vez que, os dados originais desse sistema não apresentam detalhes sobre os elementos de proteção. Para isso algumas modificações serão propostas ao sistema apresentado na *Figura 20*.

As modificações que serão implementadas no SD base do CIGRÉ contam com a introdução no barramento 5 de um GS e seus elementos de conexão, como, por exemplo, o transformador de acoplamento e um sistema de proteção interno. Também será realizada a conexão da usina solar no barramento 8 e seus elementos de operação como o inversor, sistema de proteção e o transformador de acoplamento. O sistema de proteção da rede de distribuição apresentado pelos elementos *R0*, *R1* e *R2* na *Figura 20* estão alocados nos barramentos 01 e 03 e serão detalhados no próximo capítulo.

Figura 20 – Sistema de GDs conectados ao sistema teste do CIGRÉ.



Fonte: Elaborada pelo autor.

3.2.1 Ajuste das Proteções do Sistema Cigré em busca da Coordenação e Seletividade dos Relés

O objetivo dessa seção é apresentar os estudos que serão desenvolvidos relacionados aos impactos dos GDs no sistema de proteção do SD em análise operando em três cenários distintos, os quais são: sem a presença dos GDs; com a presença dos GDs; e o sistema operando ilhado. Como o foco da pesquisa é definir a filosofia de uma proteção adaptativa para os RSCs, optou-se por utilizar apenas as funções 50/51 e 50/51N associadas ao sistema de proteção do SD.

Será tomado como base para a alocação e especificação dos elementos de proteção a referência Mamede Filho e Mamede (2011). Deve-se salientar que os relés de proteção utilizados nesta pesquisa são compatíveis com alguns requisitos do sistema, como, por exemplo: a tensão nominal do disjuntor deve ser compatível com a da rede; a capacidade de corrente do disjuntor deve ser superior à máxima corrente conduzida pelo alimentador;

o disjuntor deve ser capaz de interromper correntes de curto-circuito igual ou superior à maior corrente de curto-circuito, sendo trifásico ou fase-terra; dentre outros.

A fim de facilitar a compreensão de como o estudo será conduzido, criaram-se quatro etapas que detalham as avaliações que serão realizadas.

- 1ª Etapa: Primeiramente, será adicionado um sistema de proteção ao sistema do CIGRÉ, visto que o sistema original não apresenta dados dos elementos de proteção. Os relés serão parametrizados sem considerar a presença dos GDs. Sendo assim, todo o cálculo de curto-circuito realizado nessa etapa não considera a contribuição dos geradores. Será função do algoritmo de otimização definir os ajustes dos relés do sistema, de modo que esses sejam seletivos e coordenados entre si.

- 2ª Etapa: Nesta serão apresentados os detalhes do algoritmo de otimização não linear responsável por definir os melhores ajustes dos RSC, garantindo uma boa sensibilidade e coordenação entre os equipamentos (relés). Cabe salientar que esse algoritmo toma como base os dados da corrente de curto-circuito do sistema para estimar os valores ótimos utilizados na parametrização dos relés (TDS) e (I_{tf}) .

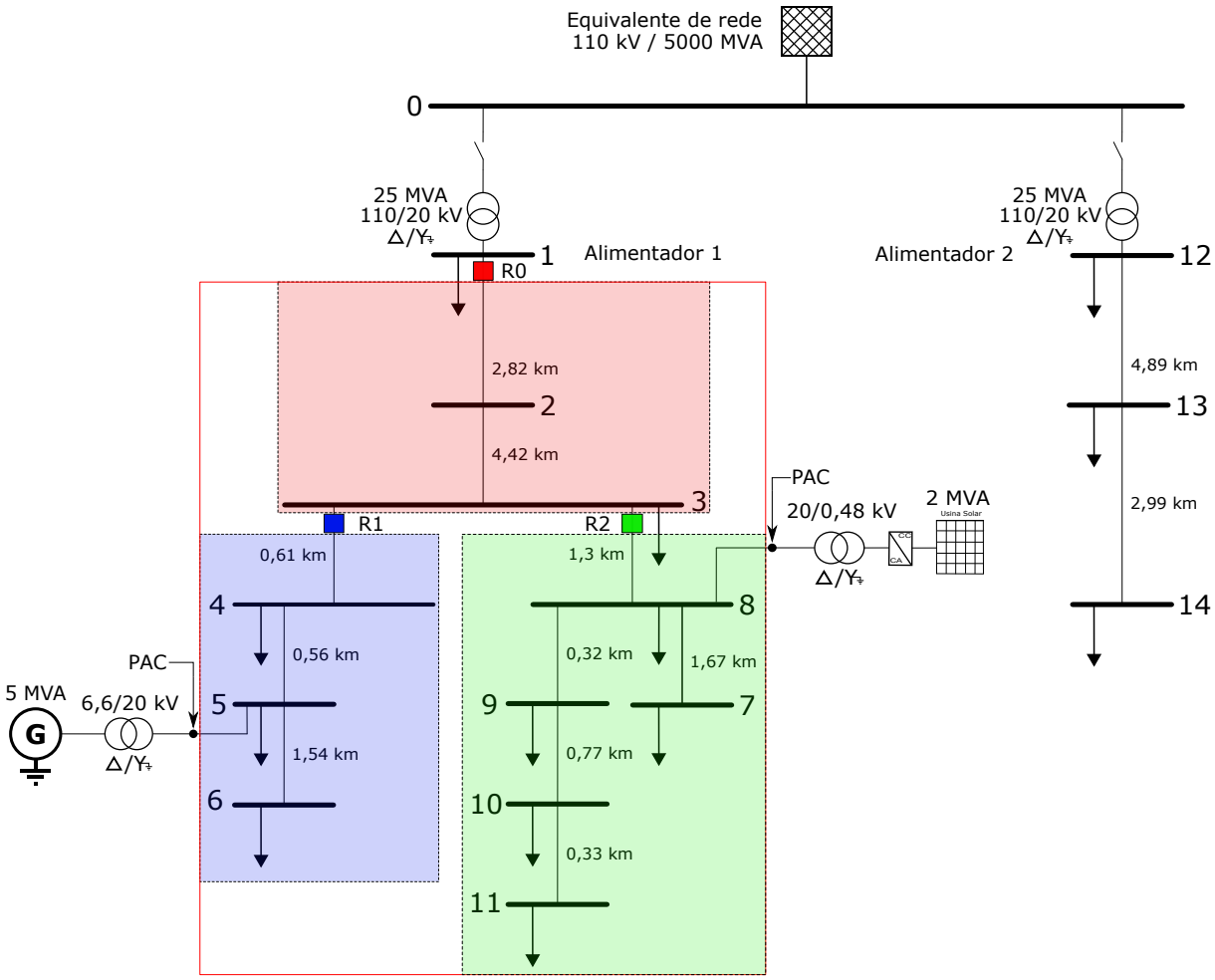
- 3ª Etapa: Os GDs serão introduzidos ao sistema com suas respectivas proteções de sobrecorrente e subtensão, sendo essas baseadas no guia IEEE Std. 1547 (IEEE, 2008) e normas de concessionárias de energia como a Elektro (2016). As demais proteções recomendadas pelo guia não serão implementadas, visto que o estudo se restringe à ótima coordenação e sensibilidade dos RSCs.

- 4ª Etapa: Nesta etapa, a metodologia dos ajustes dos relés adaptativos será apresentada. Os relés adaptativos foram empregados apenas ao cenário da operação ilhada do sistema. Optou-se apenas pelo estudo deste caso pois durante a pesquisa observou-se que era a situação que mais necessitava da aplicação dos relés adaptativos. Sendo assim, os relés adaptativos serão capazes de se auto-ajustar a fim de manter a coordenação e a seletividade, considerando as mudanças das correntes de curto-circuito quando da operação ilhada.

3.2.1.1 Estudo de Coordenação e Seletividade dos Elementos de Proteção do Sistema sem a Presença dos GDs

Inicialmente, será alocado um elemento de proteção com atuação por sobrecorrente no início do alimentador da subestação. Este relé é denominado de *R0* e conta com as funções 50/51 e 50/51N implementadas, tomando como referência Mamede Filho e Mamede (2011) e (ELEKTRO, 2014). A fim de criar uma melhor seletividade ao SD modelado adicionam-se mais dois relés (R1 e R2), semelhantes ao anterior, nas duas linhas de distribuição do barramento 3, esses relés e suas respectivas áreas de proteção podem ser melhor visualizados na *Figura 21* .

Figura 21 – Sistema de proteção inserido no sistema teste do CIGRÉ.



Fonte: Elaborada pelo autor.

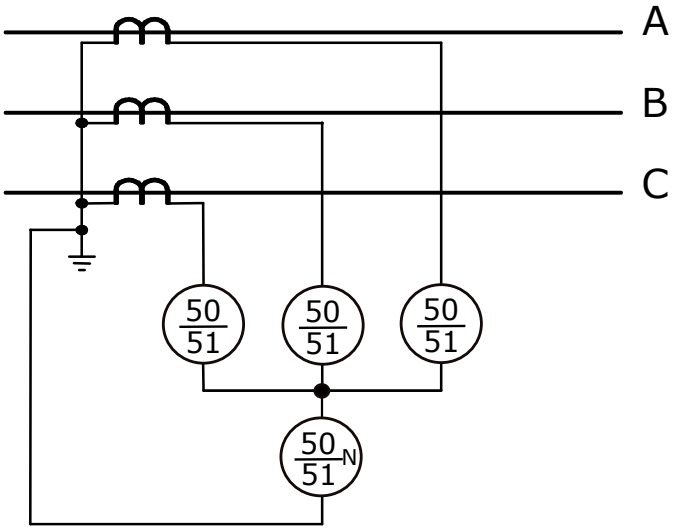
Posteriormente, delimitam-se zonas desejáveis de proteção no sistema. A região de retaguarda, responsável por proteger todo o alimentador 1, será compreendida entre as barras 1 e 11, sendo protegida pelo relé *R0*. Já a atuação primária deste foi parametrizada entre as barras 1 e 3 visando a coordenação com os demais relés a jusante. O relé *R1* possui área de atuação primária compreendida entre as barras 3 e 6, enquanto que o *R2* faz a proteção das barra de 3 a 7, sendo o barramento 7 o mais distante da subestação.

Os ajustes das proteções poderão ser realizados de acordo com a Seção 2.3.2, mais especificamente, por se tratar dos relés de sobrecorrente e disjuntores. A determinação dos ajustes deve ser realizada de modo que se mantenha a coordenação e a seletividade das respectivas zonas de proteção. Para tal, serão considerados dois tipos de proteção: a proteção primária e a proteção de retaguarda. As curvas de atuação das proteções serão muito inversa no tempo com um ajuste de sobrecorrente instantânea temporizado.

A filosofia de proteção implementada nessa pesquisa toma como base os dados da referência Elektro (2014). Esta referência afirma que os disjuntores são equipamentos utilizados nas saídas dos alimentadores das subestações, comandados por relés de sobre-

corrente de fase (50/51) e de neutro convencional (50/51N). A estrutura do sistema de proteção implementado nesta pesquisa é apresentada na *Figura 22*. Outras funções de proteção como a de neutro de alta impedância (51 NHI) e de religamento (79) também são citados pela norma, porém não foram implementadas nessa pesquisa, visto que o foco desta esta associado aos RSC.

Figura 22 – Estrutura do sistema de proteção.



Fonte: Adaptado de Elektro (2014).

Os relés de proteção principal deverão se restringir ao tempo de 1 s para a sua atuação após a ocorrência de um curto-circuito, valor esse tipicamente utilizado em sistemas primários de proteção, segundo Coffele, Booth e Dyśko (2015). Os autores também relatam que a diferença do tempo de coordenação entre o relé primário e o de retaguarda não deve ser menor do que 0,3 s, a fim de garantir a coordenação entre esses.

Desse modo, os ajustes das proteções, assim como a definição do tipo de curva de atuação serão tomadas com base nas correntes de curto-circuito do sistema para a zona em que se deseja proteger, bem como, considerando a corrente de carga dessas região. Sendo assim, através das equações (1), (2) e (3), juntamente com as curvas previamente apresentadas na Seção 2.3.2, serão realizados os ajustes das proteções a serem implementadas no sistema original.

Cabe salientar que o tempo mínimo de atuação pode estar sujeito a restrições técnicas como, por exemplo, o tempo necessário para manter a coordenação com outro dispositivo presente no sistema, como os fusíveis.

3.2.1.2 Determinação Ótima dos Parâmetros de Ajuste dos RSC

A equação não linear que será otimizada é uma junção das equações (1) e (2) já apresentadas neste documento. Nesse sentido, tem-se a equação (10), em que os valores do TDS e da I_{tf} serão otimizados pelo algoritmo na busca do melhor ajuste para a curva

selecionada. O algoritmo de otimização das curvas de proteção é apresentado no Apêndice A e será detalhado na sequência dessa seção.

$$T_{op} = TDS.\left(K_1 + \frac{K_2}{\frac{I_m}{RTC \cdot I_{tf}}^{K_3} - 1}\right) \tag{10}$$

Inicialmente a curva escolhida para realizar os ajustes dos relés presentes no SD antes da conexão dos GDs foi a curva muito inversa (C2) da Tabela 2, com $K1 = 0$, $K2 = 13{,}5$ e $K3 = 1$. Já o valor de I_m será ajustado com base no múltiplo da corrente de curto-circuito referente ao ajuste da unidade instantânea do relé a ser otimizado, este valor também serve de referência para se manter a coordenação com os demais relés do sistema.

Os ajustes das proteções são efetuados a fim de garantir limites recomendados para o tempo de operação dos relés. Esses são abordados por (COFFELE; BOOTH; DYŚKO, 2015), sendo definido o tempo máximo de atuação em 1 s para a proteção primária, e recomendado o valor de 0,3 s como o tempo mínimo para efetuar a coordenação entre os relés primário e de retaguarda.

As variáveis do TDS e da I_{tf} são configuradas para cada relé do SD e são definidas pelo otimizador de modo que se obtenha o menor tempo possível de atuação para as faltas aplicadas na região de proteção. Porém alguns limites são aplicados a essas variáveis, visto que os valores do TDS normalmente são restringidos pelos fabricantes dos relés. Nesta pesquisa os valores adotados apresentam variações limites entre 0,05 a 1, conforme recomendação da INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMISSION (1989), e apresentados na equação (11).

Já os valores de I_{tf} são restringidos pela corrente de carga da região protegida e pela corrente de falta mínima esperada para a atuação do RSC. Esta medida é tomada a fim de evitar *trips* indesejáveis durante a energização de cargas e garantir a atuação da proteção para todo o SD. A equação que limita os valores de I_{tf} para cada relé (r) é definida em (12).

$$TDS^{min} \leq TDS \leq TDS^{max} \tag{11}$$

$$I_{tf,r}^{min} \leq I_{tf,r} \leq I_{tf,r}^{max}, r = 0, 1 \ e \ 2 \tag{12}$$

Dada a equação (10), tem-se um problema de otimização não linear (PAPASPILIOTOPOULOS et al., 2017). Atualmente, existem muitos algoritmos de otimização não lineares de código aberto e comerciais que podem solucionar tais problemas, tomando como base diferentes métodos iterativos, dentre os quais têm-se: gradiente reduzido generalizado (Hwang; Tillman; Kuo, 1979); programação quadrática sequencial; pontos interiores, sendo que a referência (Nejdawi; Clements; Davis, 2000) faz uma comparação entre os dois métodos citados anteriormente em uma aplicação de fluxo de potência; e Lagrangeano aumentado.

O método iterativo utilizado nesta pesquisa foi o de pontos interiores, desenvolvido via MATLAB com o auxílio da *toolbox OPTI* (TOOLBOX, 2018). O Apêndice A apresenta o *script* programado que define o algoritmo otimização da proteção. Nesta pesquisa optou-se por utilizar o método dos pontos interiores pois esse permite restringir as variáveis que são otimizadas, característica essa necessária nesse estudo, como já comentado anteriormente. É importante salientar que não foi realizado um estudo de comparação entre os métodos de otimização nesta pesquisa, visto que esse não era o objetivo do trabalho.

3.2.1.3 Ajustes das Proteções dos GDs

Após a realização dos ajustes ótimos dos relés de proteção implementados no SD, a próxima etapa é ajustar a parametrização das proteções presentes nos GDs, bem como as funções de proteção associadas ao PAC que serão introduzidas ao sistema, tomando como base o guia do IEEE Std. 1547 (IEEE, 2008). Também será seguida a norma Elektro (2016), que menciona as proteções e os ajustes adequados para efetuar a conexão de GDs em SDs de média tensão. Salienta-se que essas proteções estarão coordenadas com os demais relés do sistema, a fim de evitar os desligamentos desnecessários dos GDs para faltas que ocorram fora da zona de atuação dessas. Porém, em cenários como o de ilhamento, será observado que os sistemas de proteção dos GDs atuam de forma descoordenada, sendo necessário algumas reconfigurações de tais proteções, a fim de manter a coordenação ideal entre os relés dos GDs com os do SD, garantindo o fornecimento de energia para a ilha.

Segundo Coury, Oleskovicz e Giovanini (2011), a conexão de GDs podem provocar o aumento na corrente de curto-circuito do sistema. Desse modo, a coordenação e a seletividade dos relés são prejudicadas devido a alteração da corrente de curto-circuito, fato esse também evidenciado por Shih, Salazar e Enríquez (2015). Em função disso, normas como a Elektro (2016) fazem uso de algumas funções de proteção implementadas no PAC como, por exemplo, a 67 e 27, referentes aos relés de sobrecorrente direcional e de subtensão, respectivamente. Essas proteções foram adotadas nesta pesquisa a fim de amenizar a interferência causada pelos GDs instalados no SD.

A função 67 (direcional de corrente) foi parametrizada conforme a norma Elektro (2016), orientando que o relé deve ser sensível para corrente de falta no sentido da exportação de potência (corrente fluindo do GD em direção ao sistema) para faltas entre fases e fase-terra em toda a zona religável. A curva de atuação deve ser de tempo definido com uma atuação de 0,150s.

Dessa forma, a parametrização desse relé foi realizada nesta pesquisa através dos dados de simulação. Para isso, faltas entre fases e fase-terra foram aplicadas nos pontos mais distantes do SD, tomando a posição do relé 67 como base. Porém a literatura não define qual a impedância de falta que deve ser aplicada para a parametrização deste relé. Sendo assim, definiu-se a impedância entre fases como 0,1 ohm e a entre fase-terra de 10 ohm,

Tabela 4 – Ajuste das proteções dos GD para o sistema teste do CIGRÉ.

Relé	Local	Curva de Atua.	T. Ajuste	Ajuste do Pickup
ANSI 67	PAC	Tempo Definido	0,150 s	1,57 p.u.
ANSI 27	PAC	Tempo Definido	0,5 s	0,80 p.u.
ANSI 46	GS	Instantânea	0,0 s	0,1 p.u.
ANSI 27	GS	Tempo Definido	2,5 s	0,87 p.u.
Prot. Individual	FV	Instantânea	0,0 s	2,00 p.u.

e assim se obteve uma corrente de partida para a função 67. Esses valores de resistência representam a máxima sensibilização deste relé para as faltas aplicadas no barramento 1, sendo esse o mais distante do GS. Tal sensibilização não poderia ser maior, uma vez que prejudicaria o funcionamento do GS em situações de máxima operação.

Sendo assim, optou-se pela implementação dessas duas funções de proteção recomendada pelas normas supracitadas no PAC do GS com a rede de distribuição. Esta medida foi adotada a fim de aproximar as simulações realizadas do contexto da proteção atual recomendada. Algumas proteções internas ao GS também foram implementadas de acordo com a seção 2.3.3, sendo essas relacionadas ao desbalanço de corrente e a subtensão, funções de número 46 e 27 segundo a tabela ANSI (2018), respectivamente.

Já a proteção do GD, cuja fonte de energia é proveniente do sol, foi realizada através da proteção individual das chaves do inversor, dado que, esse equipamento é responsável pela conexão dos painéis solares a rede da concessionária. Cabe salientar que os dispositivos de proteção associados ao PAC não foram implementados neste caso devido a limitação da capacidade de processamento do equipamento utilizado para as simulações. Sabe-se também que a proteção interna desse tipo de fonte distribuída é muito sensível e acredita-se que a implementação de outras funções de proteção não influenciariam no resultado desta pesquisa.

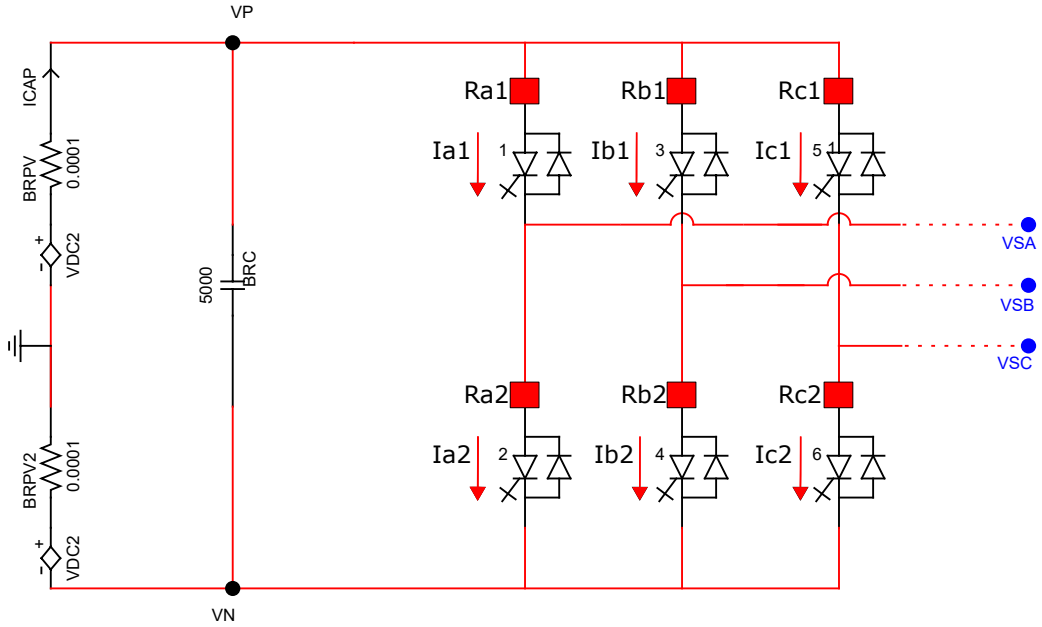
A *Figura 23* exemplifica o sistema de proteção interno e individual das chaves do inversor. Nota-se que em cada sistema de chaveamento foi introduzido um elemento de proteção (*Ra1*, *Ra2*, *Rb1*, e assim por diante) que avalia as magnitudes de corrente que passam pelas chaves (*Ia1*, *Ia2*, *Ib1*, e assim sucessivamente) e caso o nível parametrizado seja atingido, o elemento faz o bloqueio do disparo das chave abrindo todas as chaves do equipamento, desconectando esse do SD;

A fim de detalhar as proteções ajustadas, com base na literatura anteriormente citada, para os GDs implementados no SD do CIGRÉ, elaborou-se a Tabela 4.

3.2.1.4 Metodologia Adaptativa de Ajustes dos Relés

Conforme mencionado anteriormente, os ajustes da proteção do SD serão realizados na ausência dos GDs conectados ao sistema. Porém, como é de conhecimento, a conexão desses ao sistema modifica as características de curto-circuito da rede, provocando uma perturbação no sistema de proteção inicialmente parametrizado.

Figura 23 – Proteção interna e individual das chaves do inversor modelado.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Sendo assim, uma análise criteriosa relacionada a perturbação dos RSC para os diversos cenários aplicados foi realizada. Na sequência, avaliou-se qual cenário apresentava uma maior perturbação ao esquema de proteção implementado, e utilizou-se então de uma metodologia de ajuste adaptativa para a reparametrização dos RSC.

A fim de reajustar os relés de proteção presentes nos barramentos 1 e 3 do SD, buscou-se desenvolver uma metodologia que garanta a seletividade e a coordenação entre esses relés. Além disso, uma análise da estabilidade do sistema também foi realizada, para garantir que o sistema ilhado continuasse operando normalmente após uma situação de contingência. Esta análise está associada as proteções internas do GS, responsável por manter a tensão e a frequência da rede durante situações de ilhamento.

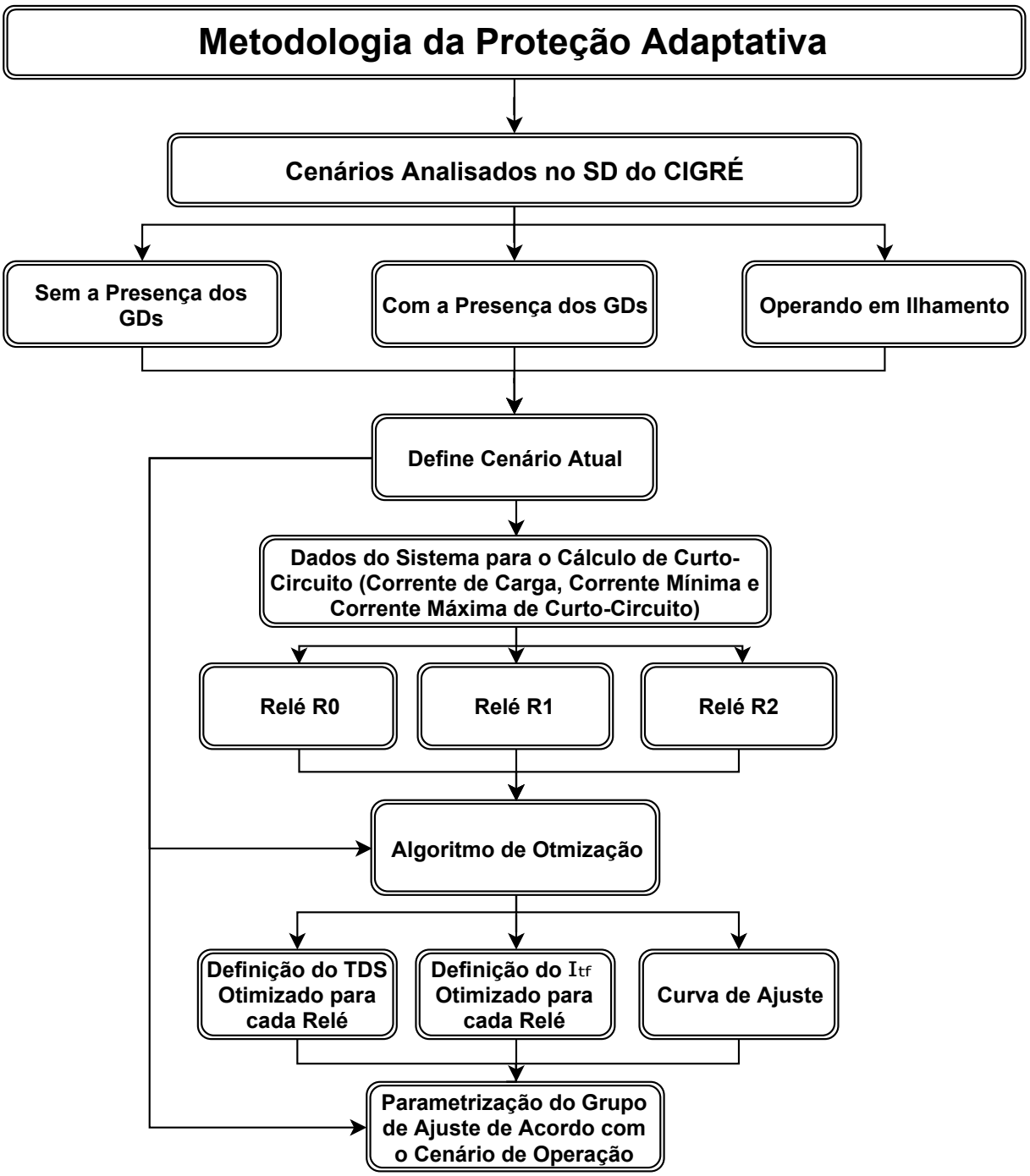
As principais etapas que caracterizam a metodologia adotada para a implementação da proteção adaptativa são apresentadas no fluxograma da *Figura 24*.

Inicialmente, alguns dados serão importados do SD do CIGRÉ, para verificar o estado de operação dos relés e detectar o modo de operação atual da rede, como: sem a presença dos GDs; com os geradores conectados; e a operação em ilhamento.

Posteriormente, é necessário realizar o cálculo da corrente de curto-circuito das regiões à ser protegida, sendo essas definidas pelos relés *R0*, *R1* e *R2*. Para isso, uma série de faltas são aplicadas ao SD, considerando os cenários citados anteriormente, a fim de obter a minima e a máxima corrente de curto-circuito da região a ser protegida. Tais variáveis foram nomeadas como $I_{tf,r}^{min}$ e $I_{tf,r}^{max}$.

Nesse contexto, será verificado se a mudança de cenário é capaz de prejudicar o sistema de proteção, de modo que seja necessário uma reparametrização desse sistema.

Figura 24 – Principais etapas que caracterizam a metodologia da proteção adaptativa.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Caso seja necessária, pretende-se efetuar uma parametrização específica para cada elemento de proteção através do algoritmo de otimização das proteções, definido na seção 3.2.1.2, e então obter os valores ótimos de TDS e I_{tf} para o cenário analisado. Por fim, são definidos três grupos de ajustes distintos, sendo eles: grupo 1, que contém os parâmetros do sistema de proteção para o cenário sem a presença de GDs; grupo 2, caracterizando os ajustes quando os GDs estão conectados ao SD; e por fim, o grupo 3 de ajuste, definindo

os parâmetros para a proteção do sistema operando ilhado.

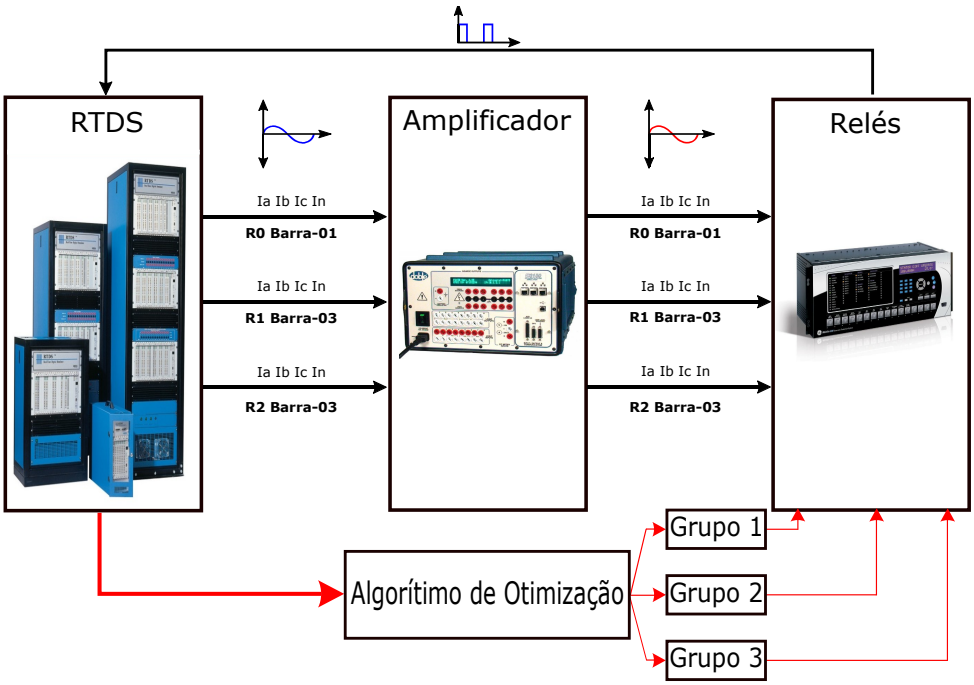
Cabe ressaltar que a troca do grupo de ajuste só é realizada caso a perturbação do sistema de proteção afete a coordenação dos relés ou então a sensibilidade desses. Essa troca dos grupos é realizada através do relé comercial G30 que permite a aplicação de até 6 grupos de ajustes. Esses podem ser alterados através de um pulso elétrico emitido por um equipamento externo (MULTILIN, 2006). Sendo assim, é possível aplicar o metodologia do ajuste adaptativo modificando os grupos de ajustes dos relés previamente parametrizados, quando for observada uma alteração no modo de operação do sistema.

Neste trabalho não consideram-se variações de potência dos GDs, já que esta ação demandaria uma grande quantidade de grupos de ajustes e esses são limitados no relé comercial utilizado nesta pesquisa. Sendo assim, pretende-se analisar a maior influência dos geradores no sistema através da injeção da potência nominal desses, para os cenários em que estes estiverem presentes.

3.2.2 Análise de Faltas para o Sistema do CIGRÉ

A modelagem do sistema, assim como a metodologia desenvolvida para o sistema de proteção adaptativa são implementados de acordo com o esquema demonstrado na *Figura 25*. No sistema proposto é possível verificar a eficácia do sistema de proteção adaptativo implementado no SD teste do CIGRÉ, bem como comparar o seu desempenho com uma proteção de sobrecorrente tradicional, através de um equipamento de uso comercial.

Figura 25 – Esquema de proteção adaptativa via RTDS.



Fonte: Elaborada pelo autor.

O sistema teste encontra-se modelado no ambiente de simulação em tempo real, denominado RTDS. Os sinais de corrente mensurados nos pontos de conexão dos relés passam por TCs, introduzidos na simulação, e então são exportados para a caixa de teste F6150, que condiciona os sinais recebidos para que esses sejam compatíveis com o nível de corrente aceito na entrada do relé comercial.

Através de um prévio estudo sobre o cenário em que a simulação se encontra (sem GD, com GD ou operando ilhado), o algoritmo de otimização auxilia na definição do grupo de ajuste ótimo para a operação do sistema. Cabe salientar que os grupos de ajustes são definidos em um estudo prévio de simulação, e as trocas dos ajustes são realizadas manualmente no relé G30, visto que a mudança automática desses grupos necessitaria de um canal de comunicação entre o RTDS e o relé G30, o qual não foi considerado.

Dessa forma, a infraestrutura de comunicação não foi implementada nesta pesquisa, visto que, o foco desta está direcionado a perturbação dos RSC na presença dos GDs, uma revisão teórica relacionada aos meios de comunicação necessários para o desenvolvimento deste trabalho foi apresentada na Seção 2.3.5.

Uma vez definido o grupo de ajuste ótimo, o relé comercial analisa os sinais provenientes do SD e caso o valor parametrizado seja atingido, esse retorna um sinal digital para a simulação, modificando variáveis internas que atuarão na abertura dos disjuntores via a sensibilização da proteção associada.

Sendo assim, essa metodologia adotada realizará os ajustes necessários frente às variações da corrente de curto-circuito no sistema, provocadas pelos diferentes cenários de operação, mantendo o tempo de coordenação desejável entres os relés primários e de retaguarda.

3.3 Considerações Finais

Este capítulo teve por objetivo detalhar as etapas da metodologia desenvolvida, visando explorar os impactos dos GDs sobre os sistemas de proteção nos SDs considerados. Além disso, propõe-se algumas técnicas para reduzir os problemas observados no sistema de proteção presentes em SD em que GDs estão conectados.

A apresentação da metodologia foi dividida com base nos dois sistemas testes simulados.

A primeira parte da metodologia se restringe ao primeiro sistema teste apresentado, e busca enfatizar os problemas de proteção do sistema analisado frente à uma elevada penetração de GDs conectados. A utilização da malha fechada com o relé comercial nas simulações, corrobora que o esquema de proteção pode ser implementado em sistemas reais através da utilização de relés comerciais já existentes no PAC.

A segunda etapa foi elaborada buscando aprimorar a metodologia inicialmente adotada no primeiro sistema teste, e analisar novos problemas causados ao sistema proteção,

quando da presença de GDs. Desta forma, implementou-se um sistema de proteção adaptativo que se ajustará para as diferentes configurações do sistema. Para isso, utilizou-se de um relé comercial que permite a parametrização de grupos de ajustes em sua estrutura. A parametrização desses grupos serão realizadas de forma otimizada para cada cenário de operação, caso tenha a necessidade da mudança. Já as trocas dos grupos são realizadas manualmente no relé G30. Vale comentar que essas alterações nos parâmetros são facilmente implementadas e de forma automática, mediante a disponibilização de uma infraestrutura de comunicação.

Através da metodologia supracitada, é possível obter uma melhor resposta dos RSC instalados nos SDs, já que a proteção adaptativa estará melhor parametrizada para os diferentes cenários encontrados nas redes de distribuição de energia, quando comparados com os relés de proteção não adaptativos.

O capítulo seguinte irá abordar com mais detalhes os parâmetros utilizados no sistema teste simplificado, assim como apresentará os dados do SD teste do CIGRÉ.

Capítulo 4

Modelagem do Sistema Elétrico

Dois sistemas testes foram modelados, sendo incorporada aos mesmos uma unidade solar fotovoltaica conectada a rede por um inversor e um GS. Através desses sistemas foi possível aplicar contingências e, posteriormente, realizar análises das operações decorrentes. As simulações foram efetuadas por meio de um simulador digital em tempo real, denominado RTDS. Os princípios de utilização e de execução desse simulador serão detalhados no início deste capítulo. Já as modelagens dos sistemas dois testes, incluindo a descrição dos componentes implementados e utilizados, bem como seus parâmetros serão apresentados na sequência.

4.1 *Real-Time Digital Simulador*

A utilização de um simulador digital em tempo real é desejável no âmbito de desenvolvimento de estudos em sistemas de proteção, uma vez que é possível realizar a análise do *software* e do *hardware* implementados em simulação. Nesse contexto, essa Seção apresenta a evolução dos simuladores utilizados na análise de SEPs.

Monaro (2013) relata que no passado, componentes passivos, como, resistores, indutores e capacitores, em escala reduzida eram utilizados em simuladores analógicos de maneira que representassem as características elétricas do SEP em análise. Tais simuladores por serem analógicos operam em tempo real e são configurados para trabalharem na frequência do sistema.

Com o passar dos anos, surgiram programas de computadores capazes de realizar as simulações necessárias para os transitórios eletromagnéticos. Alguns dos programas mundialmente conhecidos, como o *Electromagnetic Transients Program* (EMTP), *Alternative Transients Program* (ATP) e PSCAD/EMTDC, são baseados em modelos matemáticos capazes de adequadamente representar os componentes do SEP, onde cada componente modelado é interconectado, formando o sistema (MONARO, 2013).

Vale referenciar Dommel (1969) que desenvolveu um dos principais e mais utilizado algoritmo para programas de simulação de transitórios eletromagnéticos, o ATP. Através

da integração trapezoidal as equações diferenciais empregadas são convertidas, resultando em equações algébricas. Esse método necessita de instantes discretos de tempo cujo o passo de integração esteja entre 50 e 75 μs. Esse intervalo de tempo garante a convergência da maior parte dos modelos numéricos, conforme relata (MONARO, 2013).

Em um sistema interconectado com diversos componentes, todas as equações devem ser resolvidas no intervalo de tempo entre duas soluções discretas. Dessa forma, quanto maior for a complexidade do sistema, mais tempo será demandado para a resolução das equações, podendo durar vários segundos para serem processadas. Essas características fazem com que a simulação não seja considerada em tempo real.

Porém, esse fato depende da capacidade de processamento de dados do microprocessador. Se esse for capaz de realizar continuamente os cálculos em um tempo menor, ou igual, ao passo de integração, considera-se a simulação como sendo em tempo real.

Nesse contexto, surge o equipamento denominado RTDS, sendo esse um sistema digital que combina *hardware* e *software*, capazes de realizar os cálculos no espaço de tempo de um passo de integração de 50 μs. Sendo assim, este é considerado um simulador em tempo real devido a sua elevada capacidade de processamento. Esse equipamento também conta com um conjunto de *hardware* dedicado que possibilita a obtenção de saídas analógicas e digitais que podem reproduzir a operação em regime permanente e transitória do SEP em análise em tempo real (MAGUIRE; GIESBRECHT, 2005).

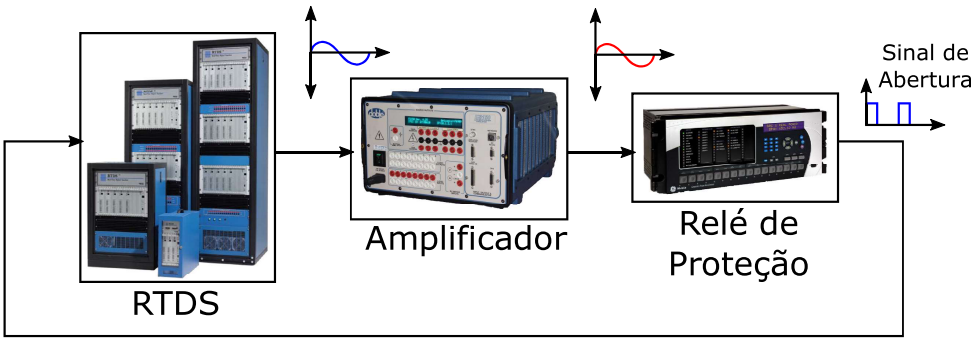
Através das saídas analógicas e digitas a simulação em laço fechado é possibilitada, sendo essa umas das características mais desejáveis e aplicáveis no âmbito da proteção de um SEP, permitindo que testes de avaliação de algoritmos de proteção sejam realizados e aprimorados. Pela análise em malha fechada, permite-se, por exemplo, registrar e trabalhar com informações diretas do sistema, controlar variáveis internas da simulação e observar impactos da atuação dos relés de proteção sobre o SEP em tempo real (MONARO, 2013).

O esquema de simulação em laço fechado é ilustrado na *Figura 26*. O RTDS é responsável por efetuar os cálculos das equações algébricas que representam cada elemento do SEP, sendo as equações resolvidas em tempo real. Através das suas saídas analógicas o equipamento envia sinais elétricos de $\pm$ 10 V, representando as grandezas pré-determinadas do SEP simulado. Esses valores são condicionados (pelo amplificador), uma vez que os relés de proteção operam com tensões de entrada de $\pm$ 115 V e correntes de $\pm$ 5 A. Por fim, o laço é fechado com a conexão da porta digital de saída do relé de proteção com a entrada digital do RTDS. Esse sinal pode ser utilizado para modificar variáveis internas à simulação, como, pela abertura e/ou fechamento de disjuntores (MONARO, 2013).

O RTDS possui uma ferramenta computacional utilizada para a elaboração das simulações de sistemas elétricos. Esse ambiente de interface gráfica é denominado de RSCAD. Sua estrutura é dividida em *Draft*, *RunTime* e *CBuider*, ilustrada pela *Figura 27*.

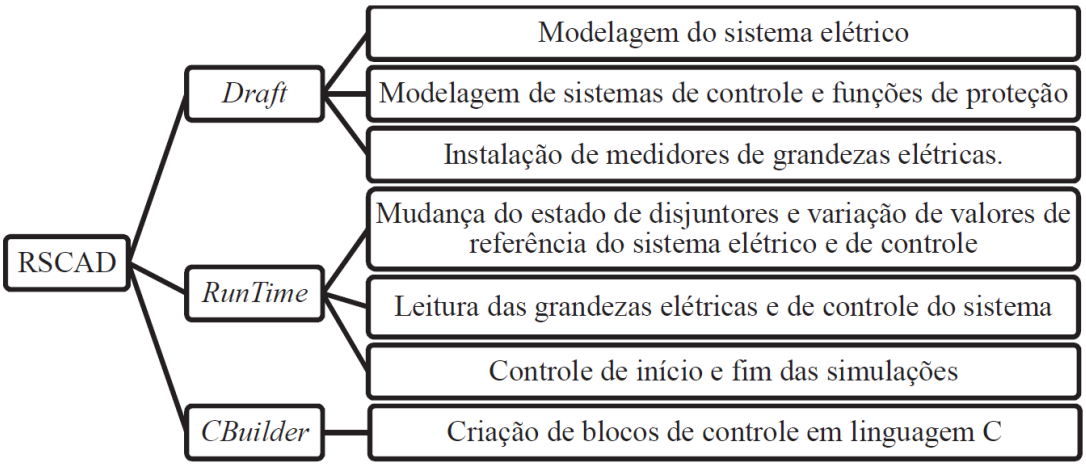
O *Draft* é utilizado para a modelagem do sistema elétrico através de uma biblioteca

Figura 26 – O laço fechado via o RTDS e equipamentos externos e de interesse para a simulação.



Fonte: Bataglioli (2015).

Figura 27 – Ambiente da interface gráfica.



Fonte: Motter (2014).

com componentes elétricos, elementos de controle, funções matemáticas, blocos de relés de proteção, elementos de processamentos de sinais, blocos responsáveis pela interface de sinais digitais e analógicos de entrada e saída, dentre outros elementos.

O módulo *RunTime* é utilizado para iniciar a simulação, controlar os comandos de abertura e fechamento das chaves, ajustar parâmetros de cargas e impedâncias e analisar oscilografias, dentre outras funções. Também é possível construir rotinas em linguagem *C*, essas por sua vez, podem, por exemplo, auxiliar na coleta de dados de simulações sequenciais, em que os parâmetros desejados podem ser modificados a cada nova simulação.

A terceira estrutura do RSCAD é o *CBuilder* responsável por modelar componentes através da linguagem em *C*. Esse é utilizado para gerar blocos que não estão disponíveis na biblioteca do *Draft* (MOTTER, 2014).

4.2 Descrição dos Sistemas Modelados

Os sistemas utilizados nesta pesquisa foram previamente apresentados na Seção 3.1 e 3.2, porém, neste item, algumas especificações relevantes de cada sistema serão apresentadas, a fim de detalhar como cada elemento dos SDs foram modelados via RTDS.

4.2.1 Sistema Teste Simplificado

O sistema teste simplificado foi modelado de modo que fosse possível verificar a influência da conexão de um GD no sistema de proteção implementado. Neste contexto, o esquema de proteção simulado em laço fechado com um relé comercial possibilitou observar a influência nos ajustes pré-determinados dos RSCs.

A modelagem foi realizada via a interface gráfica RSCAD do RTDS, sendo representada pelas *Figuras 28a e 28b*. Na sequência, serão apresentados os seus principais componentes, assim como as estratégias de controle do inversor, as situações de faltas aplicadas, o cálculo da DHTV do sistema e, por fim, a conexão desse sistema em laço fechado com um relé comercial.

4.2.1.1 Usina Solar Fotovoltaica

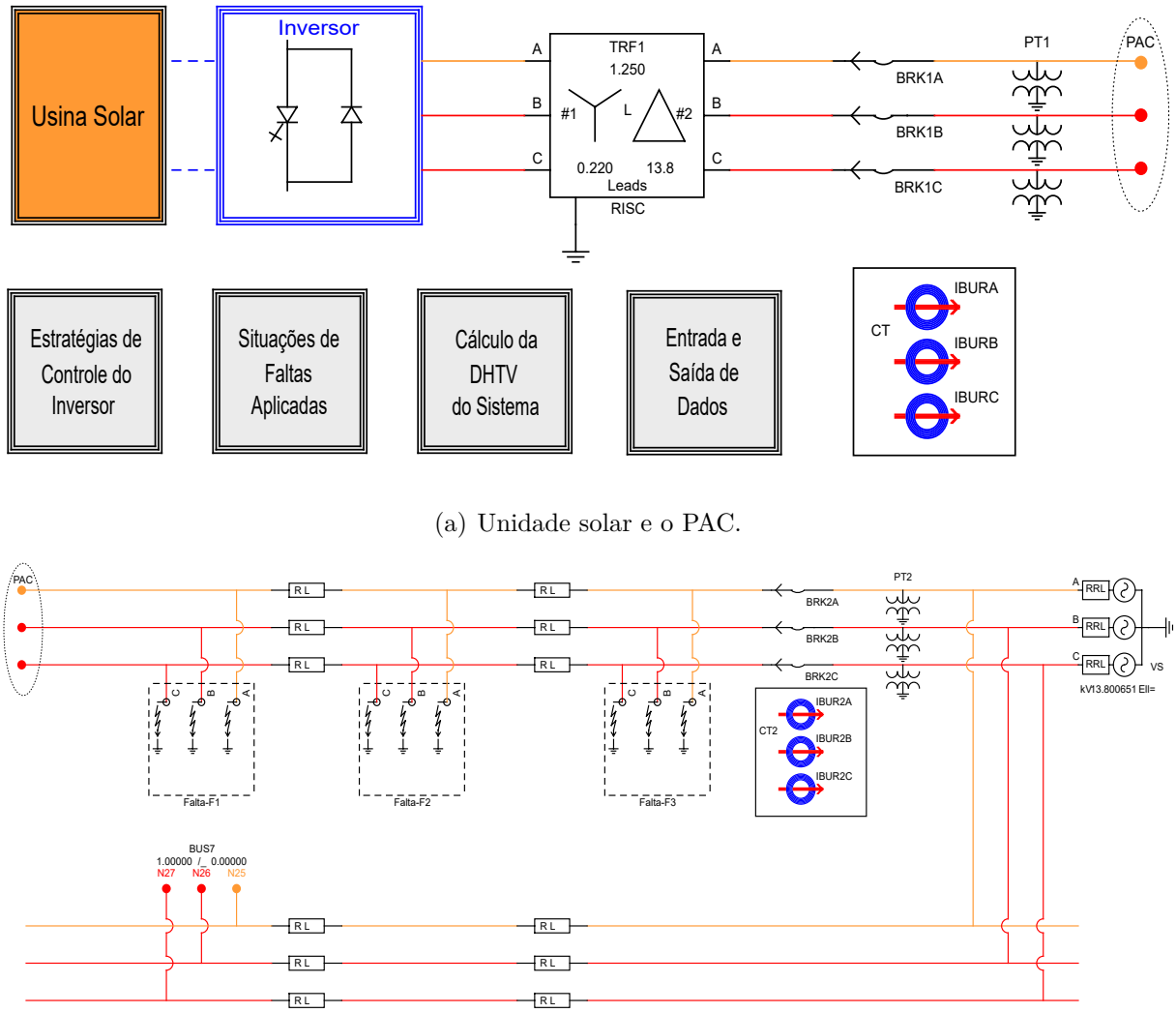
O GD representado pela usina solar possui 4.680 painéis solares de 215 W. Esses são agrupados formando 117 cadeias (*Strings*) em paralelo fornecendo uma corrente de 946,53 A ao barramento. Cada (*String*) contém 40 módulos que geram 1.064 V de tensão aplicados ao barramento CC. Tal configuração proporciona uma potência nominal de 1 MVA, considerando a operação do sistema em 1.000 W/m^2 de irradiação solar e temperatura de 25 °C. Os parâmetros de simulação dos painéis foram baseados em (BEIGELMAN, 2013) e são apresentados na Tabela 5. Na tabela, *Pmppt* representa a máxima potência fornecida por um módulo solar, e *Vmppt* e *Imppt* referem-se a tensão e corrente no ponto de máxima potência, respectivamente. Já a variável *Voc* representa a tensão de circuito aberto, enquanto que *Isc* corresponde a corrente de curto-circuito do painel.

Tabela 5 – Parâmetros do módulo fotovoltaico em 1.000 W/m^2 e 25°C.

Modelo	**Kyocera KD215GH-2PU**
P_{MPPT}	215 W
V_{MPPT}	26,6 V
I_{MPPT}	8,09 A
V_{oc}	33,2 V
I_{sc}	8,78 A

Na *Figura 29*, o bloco que representa o modelo da usina solar recebe dois parâmetros de entrada: irradiação e temperatura. Estes parâmetros interferem diretamente no desempenho da usina solar, como já apresentado na Seção 2.1. Em resumo, o aumento da

Figura 28 – Sistema teste simplificado modelado no RSCAD.



(a) Unidade solar e o PAC.

(b) PAC, linha de distribuição e subestação principal de energia.

Fonte: Elaborada pelo autor.

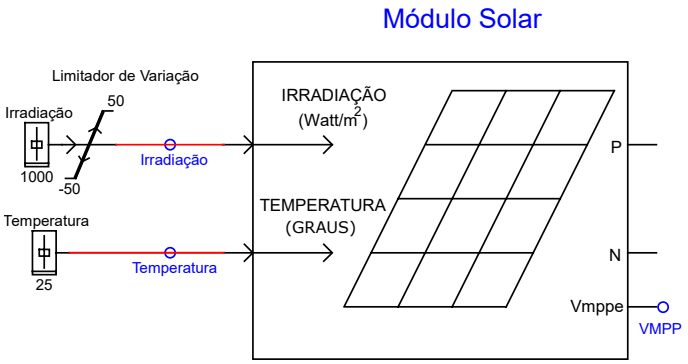
temperatura é inversamente proporcional à produção de energia da usina, enquanto que o aumento da irradiação propicia a elevação da potência produzida. Como saída do modelo tem-se: a corrente e a tensão em sinais contínuos fornecidos pelos painéis, e *Vmppt* que representa a tensão no ponto de máxima potência do painel. Esse por sua vez é calculado internamente pelo bloco da *Figura 29*, considerando a irradiação e temperatura incidentes.

4.2.1.2 Inversor de Frequência

A usina solar em estudo possui nove inversores de potência. Porém, decidiu-se simplificar as simulações utilizando apenas um inversor, sendo todos os módulos fotovoltaicos conectados conforme a configuração previamente citada na Seção 4.2.1.1.

Nas simulações, um controle *P-Q* foi responsável por gerenciar a quantidade de po-

Figura 29 – Bloco referente à usina solar.

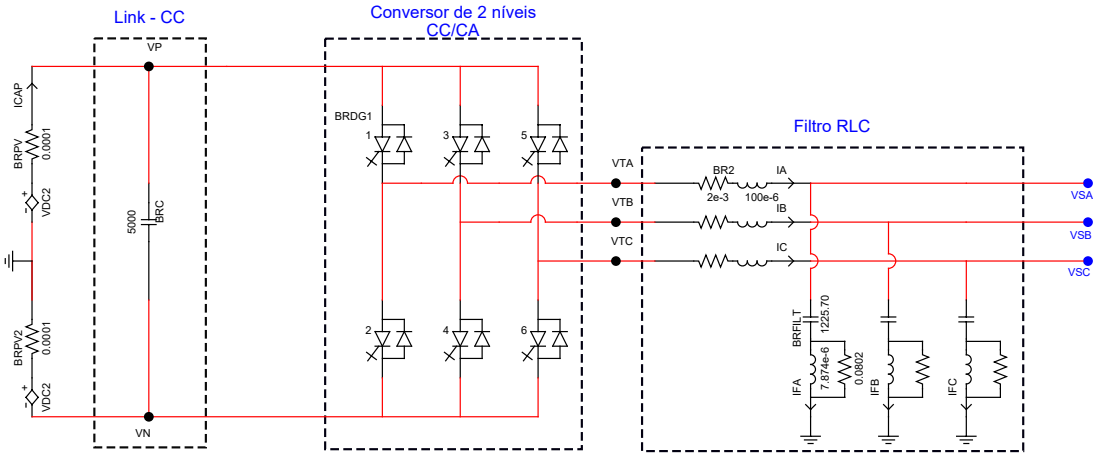


Fonte: Elaborado pelo autor utilizando o RSCAD.

tência ativa e reativa injetadas no PAC. O inversor aplicado é um conversor fonte de tensão (VSC). Esse realiza o controle de tensão no *link*-CC de acordo com o valor de referência *Vmppt*. A topologia do controle, assim como seus parâmetros, estão detalhados na Seção 4.2.1.5. O controle do inversor gera um sinal trifásico de 220 V entre as fases e uma corrente de 2.640 A no barramento de CA.

O inversor em estudo é dividido em três partes, representadas na *Figura 30*, sendo essas: *link*-CC; conversor de dois níveis CC/CA; e filtro RLC.

Figura 30 – O inversor VSC de dois níveis modelado.



Fonte: Elaborado pelo autor utilizando o RSCAD.

O *link*-CC é responsável por absorver toda a potência gerada pela usina solar e, através de um capacitor conectado em paralelo, pode amortecer as oscilações de tensão nesse trecho. Através de um controle no *link*-CC, a tensão é mantida a fim de garantir a máxima extração de potência do gerador. Esse controle é conhecido como MPPT e será posteriormente apresentado.

O conversor CC/AC possui dois níveis de tensão e converte a tensão contínua em alternada por meio da modulação de largura de pulso, também conhecida como *Pulse Width Modulation* (PWM). Esse é constituído por um conjunto de chaves eletrônicas

controladas. As chaves simuladas são baseadas no modelo proposto por Maguire e Giesbrecht (2005). De acordo com o equacionamento do modelo, os valores dos parâmetros RLC das chaves dependem do passo de integração considerado na modelagem, sendo que quanto menor for esse passo, maior será a razão entre as impedâncias da chave nas situações aberta e fechada, diminuindo assim as perdas desses elementos no processo de chaveamento do inversor. Em função disso, o inversor foi modelado no ambiente do RSCAD denominado *Small Time-Step*. Neste ambiente, o passo de integração dos elementos modelados é reduzido de 50 μs para 2 μs.

A metodologia do projeto de filtros para inversores de tensão é apresentada em Michels et al. (2005). O filtro utilizado neste trabalho é composto por um resistor em série com um indutor seguidos por um capacitor em paralelo. O conjunto forma um filtro passa-baixa, e tem como função reduzir as injeções harmônicas de alta frequência na rede, melhorando a qualidade da senoide produzida na saída do conversor através da modulação PWM, assegurando as especificação para a máxima DHTV admissível nas tensões de saída, segundo regulamentações, como, por exemplo, do PRODIST (ANEEL, 2018).

4.2.1.3 Transformador de Acoplamento

Utiliza-se um transformador elevador com potência nominal de 1.250 kVA, com a relação de transformação de 220 V / 13.800 V, com o intuito de elevar a tensão do sistema realizando a conexão em média tensão com o SD da concessionária. Os enrolamentos são conectados em estrela aterrado na baixa tensão, enquanto que na alta tensão são conectados em delta. Essa configuração mantém os padrões estabelecidos pela Companhia Energética do Ceará (COELCE), responsável pela rede de distribuição em que a usina solar tomada como referência está conectada (COELCE, 2012).

4.2.1.4 Disjuntores, Transformadores de Corrente e de Potencial

O sistema em análise possui dois pontos de medição, localizados no PAC e na subestação. Para que as informações do sistema, tais como, tensão e corrente, sejam enviadas para elementos externos à simulação, TC e Transformador de Potencial (TP) são empregados. Os elementos em questão são apresentados nas *Figuras 28a e 28b* pelos blocos PT1, PT2, CT1 e CT2. Os elementos de interrupção de corrente (disjuntores) estão localizados junto aos pontos de medição. Esses recebem um sinal de abertura proveniente do relé externo à simulação quando os valores parametrizados dos elementos de proteção são ultrapassados.

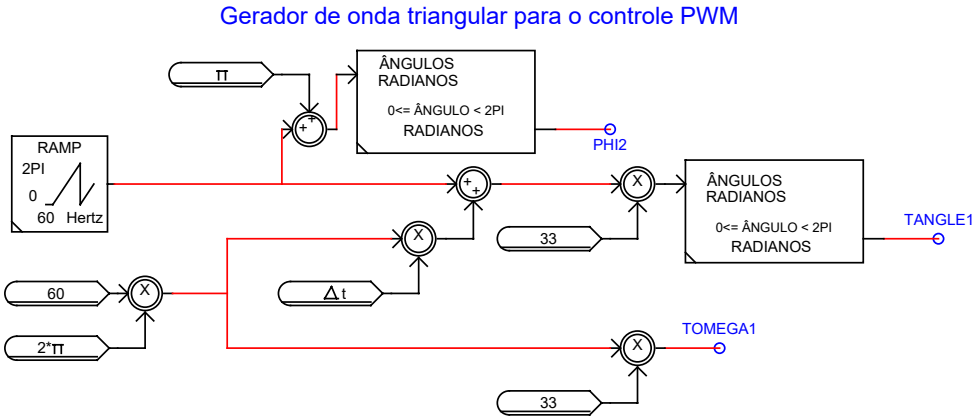
4.2.1.5 Blocos auxiliares

No *Draft* foram criados blocos auxiliares possibilitando que as análises propostas na metodologia fossem simuladas. A fim de detalhar como foi realizada a modelagem através dos blocos auxiliares, tem-se: o bloco de controle do inversor; o dos ajustes das faltas; o do cálculo da DHTV; e, por fim, o bloco referente a entrada e saída de dados para a simulação em malha fechada.

❑ Controle do Inversor

Inicialmente, apresenta-se o bloco referente a geração de onda triangular com frequência de chaveamento de 1.980 Hz, sendo essa a referência para o controle do PWM. O esquema apresentado na *Figura 31* é responsável por gerar os parâmetros da onda triangular que será comparada com os sinais de saída do controle do inversor. Após essa comparação ser realizada, três novos sinais são criados, sendo esses responsáveis por efetuar o chaveamento dos interruptores do conversor CC/CA.

Figura 31 – Gerador de onda triangular moduladora do controle PWM.

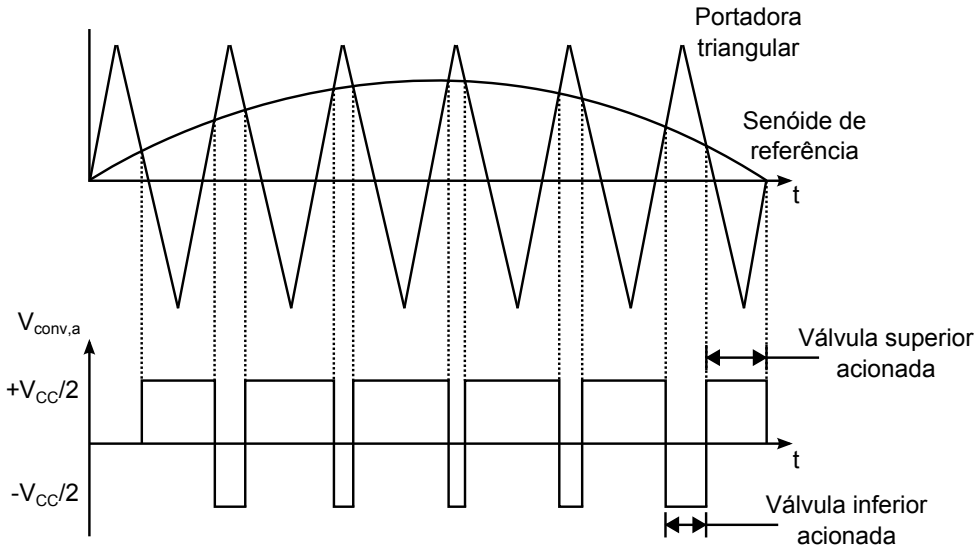


Fonte: Elaborado pelo autor utilizando o RSCAD.

O controle da abertura e fechamento das chaves do inversor é realizado a fim de produzir um sinal trifásico na saída do conversor. A operação descrita anteriormente é ilustrada na *Figura 32* para uma das fases geradas. Nesta, é possível observar a onda triangular moduladora e a senoide gerada pelo controle do inversor. A largura dos pulsos do sinal $V_{conv,a}$ representam o tempo em que as chaves do inversor permanecem abertas ou fechadas, sendo que o valor de tensão $+V_{cc/2}$ corresponde ao acionamento da chave superior do inversor, enquanto que $-V_{cc/2}$ corresponde ao acionamento da chave inferior. O princípio de funcionamento dessa técnica encontra-se detalhado em (WU, 2011).

Outro bloco utilizado nas simulações é o controle de MPPT. Esse pode ser observado na *Figura 33*. A função deste bloco é rastrear a referência *Vmppt* gerada pelo

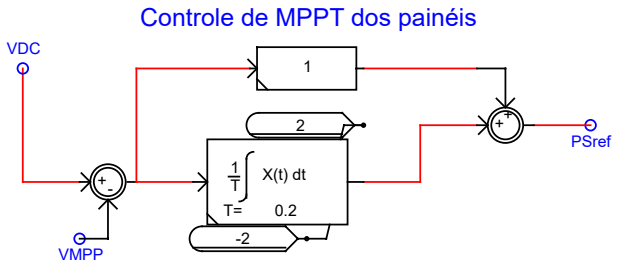
Figura 32 – Controle PWM de uma das fases do sistema.



Fonte: BERTHO JUNIOR (2017)

módulo solar da *Figura 29*. Sendo assim, através de um controle Proporcional-Integral (PI), a tensão do *link*-CC representada por V_{DC} é controlada de forma que essa se aproxime de *Vmppt*. Dessa forma é garantido que o módulo solar opere na sua maior potência para as diferentes variações climáticas consideradas. Como resposta do bloco de controle do MPPT, tem-se a variável Ps_{ref}, que será utilizada posteriormente no controle de potência ativa da rede.

Figura 33 – Controle de tensão no *link*-CC.



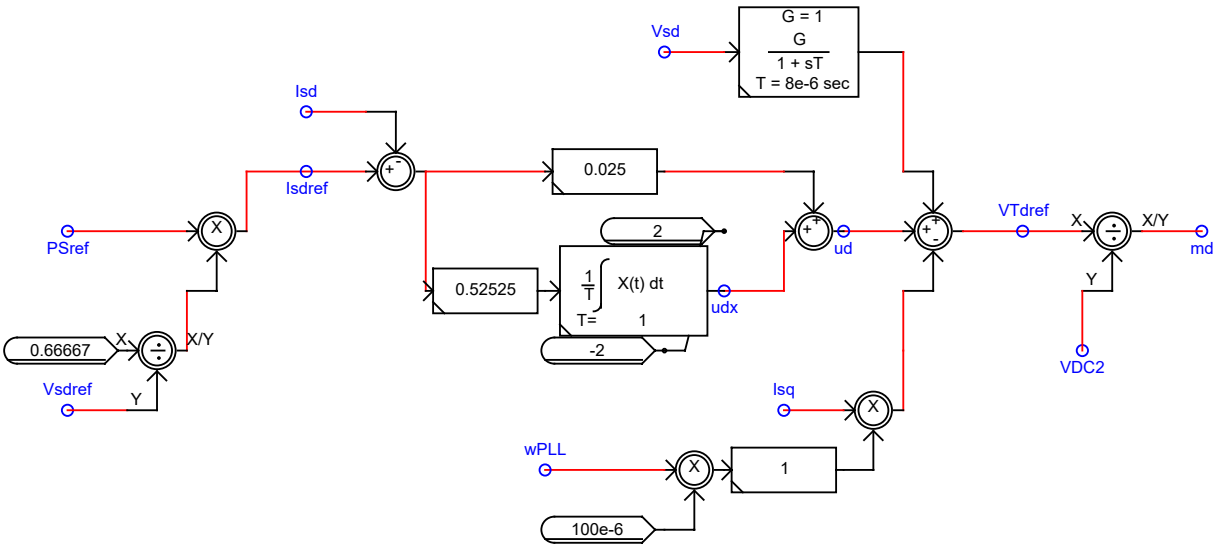
Fonte: Elaborado pelo autor utilizando o RSCAD.

O controle que produzirá os sinais de referência para o PWM é realizado no domínio *d-q*. A estratégia de controle de potência ativa utilizado no controle do inversor está detalhada na *Figura 34*. Já as variáveis de entrada e saída do controle de potência ativa do inversor serão apresentadas na sequência:

- Vsd_{ref} - Tensão de eixo direto de referência;
- Ps_{ref} - Potência de referência gerada pelo controle do MPPT;
- Isd - Corrente de eixo direto injetada na rede elétrica;
- W_{pll} - Velocidade angular síncrona da tensão da rede elétrica;

- Isq - Corrente de eixo em quadratura injetada na rede elétrica;
- Vsd - Tensão de eixo direto na rede elétrica; e
- MD - Sinal de eixo direto gerado pelo controle de potência ativa.

Figura 34 – Controle de potência ativa do inversor.



Fonte: Elaborado pelo autor utilizando o RSCAD.

❑ Aplicação dos Curtos-Circuitos na Rede

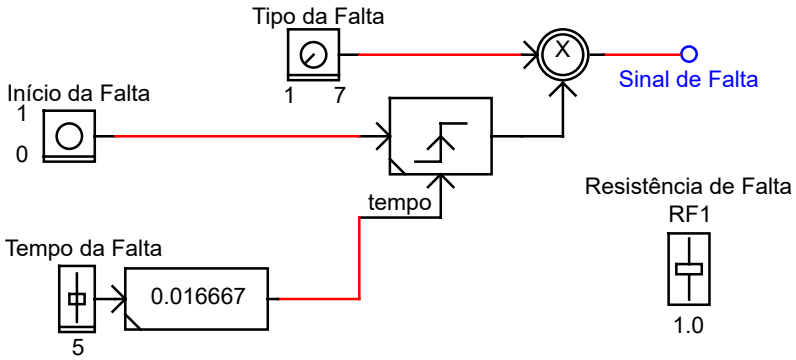
Para realizar o estudo de contingências no sistema, distribui-se igualmente na rede, três locais para a aplicação das situações de falta de interesse. As faltas aplicadas consideram o envolvimento da fase A com conexão a terra (AT), as fases AB com conexão a terra (ABT), e, por fim, as fases ABC com a terra ($ABCT$). Os blocos das faltas implementados estão ilustrados na *Figura 28b* pelos modelos: Falta-*F1*, Falta-*F2* e Falta-*F3*. As impedâncias de falta consideradas na simulação variam entre 1 Ω, 20 Ω e 50 Ω.

A lógica adotada na modelagem é apresentada na *Figura 35*. Essa permite que a impedância de falta seja modificada pelo bloco *RF1*, sendo possível também efetuar o ajuste do tempo em que a contingência permanece no sistema, assim como o tipo de falta que é aplicada.

❑ Cálculo da DHTV

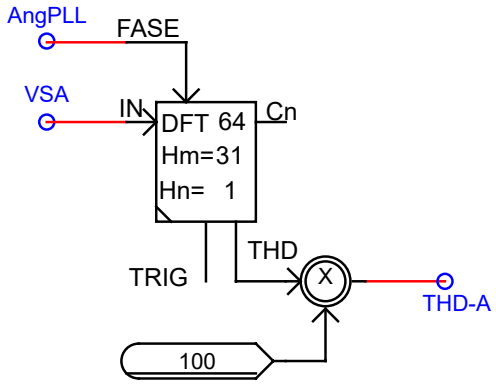
O bloco apresentado na *Figura 36* é responsável por efetuar o cálculo do valor da DHT_V de cada fase do sistema que se deseja analisar. O cálculo é realizado pela equação (8) apresentada anteriormente. Como entrada desse bloco, tem-se o ângulo e a tensão da fase em análise.

Figura 35 – Lógica para as situações de faltas aplicadas.



Fonte: Elaborado pelo autor utilizando o RSCAD.

Figura 36 – Bloco para o cálculo da DHT_V .



Fonte: Elaborado pelo autor utilizando o RSCAD.

- Entrada e Saída de Dados

  O bloco auxiliar referente a saída e a entrada dos dados é composto basicamente por elementos disponíveis no RSCAD que exportam e/ou importam os dados registrados pelos TCs, TPs e relés utilizados na simulação em laço fechado.

4.2.1.6 Rede de Distribuição

A linha de distribuição foi modelada no modelo "PI"com 12 km de extensão, permitindo que as situações de faltas (*F1*, *F2* e *F3*) fossem aplicadas nesse trecho. A modelagem da linha de distribuição é apresentada na *Figura 28b*. O sistema é composto por condutores de alumínio com alma de aço. A resistência desses condutores é de 0,3497 Ω/Km, apresentando uma reatância indutiva de 0,0344 Ω/km. Os dados dos condutores foram obtidos de Amity (2017). Um segundo trecho em paralelo de linha de distribuição também foi considerado no sistema teste. O mesmo possui as características da linha de distribuição iguais as apresentadas anteriormente, estando alocado entre a subestação de energia e o ponto *Vabc*, também denotado na *Figura 28b*.

4.2.2 Sistema de Distribuição do CIGRÉ

O SD do CIGRÉ foi modelado possibilitando análises complementares às que foram realizadas no sistema teste simplificado. Sendo assim, implementou-se o SD radial com suas respectivas cargas. Cabe esclarecer que não foram consideradas as possíveis conexões em malha entre os barramentos que esse sistema permite.

A fim de analisar novos cenários de operação do sistema, com foco nos sistemas de proteção na presença de GDs, algumas modificações no sistema base foram propostas, sendo elas: a adição da usina solar fotovoltaica; um esquema de proteção para o sistema como um todo; e, por fim, a conexão de um GS que será a fonte principal (de referência) na condição de operação ilhada.

A modelagem também foi realizada via a interface gráfica do RTDS. A seguir serão descritos somente os principais componentes do sistema do CIGRÉ que diferem do primeiro sistema teste já apresentado. Sendo assim, serão abordados o modelo equivalente da subestação principal de energia, os parâmetros que sofreram modificação no sistema fotovoltaico, os dados elétricos e mecânicos do GS e, por fim, serão detalhados os parâmetros utilizados no sistema de proteção otimizado, assim como os ajustes das proteções internas dos GD.

4.2.2.1 Subestação Principal de Energia

O modelo que equivale a subestação principal do sistema é baseado em CIGRÉ Task Force C6.04 (2014). Este possui uma fonte de tensão trifásica, com capacidade de curto-circuito de 5 GVA, conectada em série com uma impedância por fase, composta por uma resistência R_s em série com um ramo paralelo (R_p e L_p). Vale afirmar que para esta pesquisa, a frequência do sistema teste foi alterada de 50 Hz para 60 Hz, e todas as impedâncias foram recalculadas para a nova frequência. Como consequência, as perdas ôhmicas do SD aumentaram e a potência de curto-circuito da subestação foi reduzida para 4,173 GVA com um ângulo da impedância equivalente de 85,23 graus. Os parâmetros referentes ao modelo da subestação no SD teste em 60 Hz são apresentados na Tabela 6.

Tabela 6 – Parâmetros do equivalente da subestação principal de energia.

Parâmetros	**Valores considerados**
S_{cc}	4,173 GVA
V_{nom}	110 kV
R_s	0,241 Ω
R_p	10^{38} Ω
L_p	0,007664902 H

4.2.2.2 Usina Solar Fotovoltaica Modificada

Para o SD do CIGRÉ a potência nominal do sistema fotovoltaico foi elevada, mantendo as mesmas características dos painéis utilizado no sistema teste inicial. Dessas forma, duplicou-se a quantidade de painéis solares, a fim de obter uma potência nominal de aproximadamente 2 MVA de potência. Esse valor desconsidera as perdas elétricas dos equipamentos elétricos que compõe o GD, representado pela usina solar de 9.360 painéis solares.

A configuração dessa usina é composta de 234 cadeias (*Strings*), cada uma contendo 40 módulos que geram 1.064 V de tensão no barramento de CC. Posteriormente, os *strings* são conectadas em paralelo fornecendo a potência nominal, quando considerada a operação do sistema em 1.000 W/m^2 de irradiação solar e temperatura de 25 °C.

4.2.2.3 Parâmetros elétricos e mecânicos do GS

Uma fundamentação teórica sobre os GS foi realizada na Seção 2.2. O gerador utilizado nesta pesquisa possui uma potência nominal de 5 MVA com tensão de operação em 6,6 kV. Uma turbina a vapor fornece a energia mecânica desse gerador, responsável por fornecer torque ao eixo do gerador. Os dados elétricos e mecânicos foram obtidos de Moura (2011) e estão disponíveis no Anexo A.2.

Esta máquina é conectada ao lado de alta tensão através de um transformador de acoplamento com potência nominal de 10 MVA, com a relação de transformação de 6,6 kV / 20 kV, com o intuito de elevar a tensão primária do GS permitindo a conexão em média tensão com o SD da concessionária.

Os enrolamentos são conectados em estrela aterrado no lado de alta tensão, enquanto que no lado de baixa tensão são conectados em delta. Tal configuração não é muito usual entre as concessionárias brasileiras. Porém, esta ligação é utilizada por algumas distribuidoras como no caso da Energisa, que exige que o acessante tenha uma referência de terra no lado do SD, a fim de evitar sobretensões nas fases não faltosas (ENERGISA, 2017). Contudo, vale mencionar que esse tipo de conexão permite que o GS contribua intensamente para faltas monofásicas que ocorram no lado do SD (SALGADO, 2015).

Tal configuração foi escolhida pois nesta pesquisa simulou-se algumas situações do sistema operando no modo ilhado, utilizando o GS como referência da rede. Neste cenário, é necessário que o gerador possua uma configuração de acoplamento com a rede com um ponto de aterramento do lado da rede, evitando a elevação de tensão do sistema em um curto-circuito.

Por fim, tem-se que o controle do GS opera no modo de injeção de potência ativa e reativa para situações em que o mesmo esta conectado à rede da concessionária. Em situações de ilhamento o controle é reajustado para manter a tensão e a frequência da rede em 6,6 kV e 60 Hz, respectivamente.

4.2.2.4 Ajustes dos Sistemas de Proteção

O esquema de proteção dos RSC presentes no SD em estudo foi previamente apresentado na Seção 3.2.1.2. Como relatado anteriormente, os parâmetros dos relés são obtidos de forma otimizada, visando manter a coordenação com os demais relés do sistema e a garantir que o tempo de atuação seja menor que os limites recomendados para sua operação.

Inicialmente são definidos, pelo algoritmo de otimização, os ajustes das proteções do SD na ausência dos GDs conectados ao sistema. Os ajustes decorrentes são apresentados na Tabela 7.

Tabela 7 – Ajustes das proteções do SD na ausência dos GDs

	RTC	Relé 51			Relé 50		Relé 51 N		Relé 50 N	
		Curva	TDS	I_{Pickup}	T	I_{Pickup}	TD	I_{Pickup}	T	I_{Pickup}
R0	1/400	C2	0,136	1,852	0,05	10,359	0,251	1	0,05	9,48
R1	1/50	C2	0,093	1,937	0,05	26,174	0,057	1	0,05	8,75
R2	1/60	C2	0,075	1,882	0,05	20,85	0,056	1	0,05	8,57

Cabe salientar que as Relações de Transformação de Corrente (RTCs) de cada relé implementado no SD do CIGRÉ são mantidas iguais durante todos os cenários avaliados nesta pesquisa. Para isso, tomou-se como base a referência (SOUZA, 2010), que segue a norma regulamentadora da Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT) para dimensionar a RTC.

Os valores de TDS, I_{Pickup} utilizados nos relés são definidos pelo algoritmo de otimização e variam a fim de definir a melhor parametrização para a área a ser protegida. Para os relés instantâneos, função de número 50 na tabela ANSI (2018), definiu-se o tempo mínimo de atuação "T" em 0,05 s. Essa medida foi adotada a fim de evitar atuações indesejadas dos relés em situações transitórias da rede, como na energização de cargas e na abertura de disjuntores, dentre outras.

Cabe salientar que a I_{Pickup} de cada relé toma como base a corrente de carga da região a ser protegia, dessa forma, tem-se que o relé R0 foi parametrizado tomando como base o valor de corrente do primário de 119,022 A. Já os relés R1 e R2 utilizam a referência de 47,107 A e 57,892 A, respectivamente.

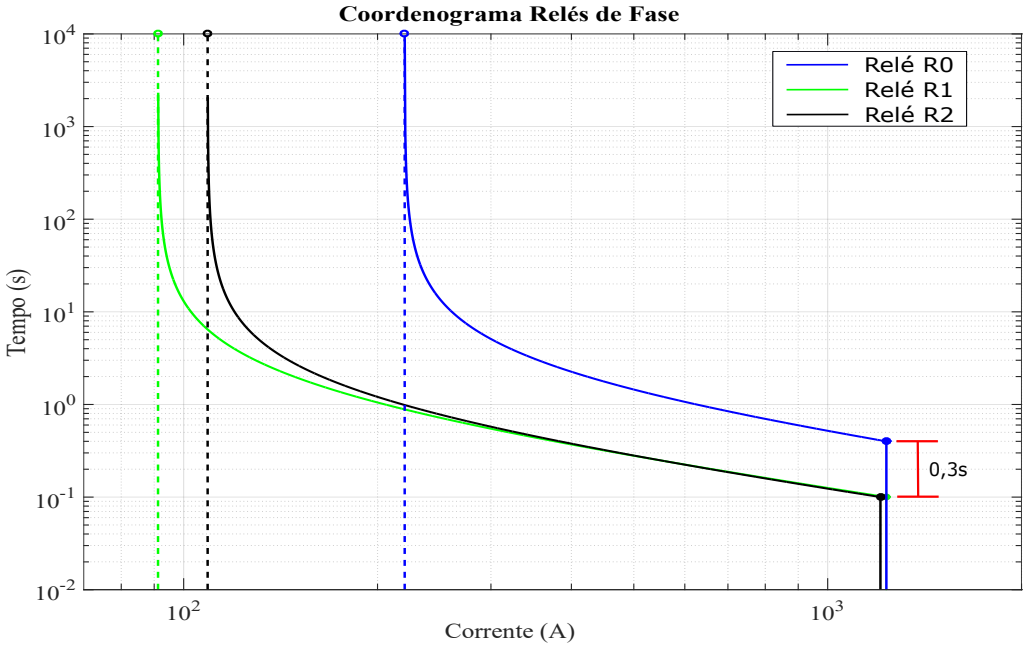
De posse dos parâmetros apresentados na Tabela 7, a *Figura 37* detalha o coordenograma dos relés de fase implementados no sistema teste. Nota-se na figura que as curvas dos relés R1 e R2 estão separadas do relé R0 por um tempo igual ou superior a 0,3 s. Valor esse recomendado pela literatura, para que se mantenha a coordenação entre as regiões de proteção.

O sistema de proteção implementado também conta com relés de sobrecorrente de neutro convencional (50/51N), cujos parâmetros estão na Tabela 7.

O SD em estudo não apresenta desequilíbrio de corrente, devido ao equilíbrio do carregamento do sistema. Desse modo, para definir a Corrente de Neutro (I_N) que sensibilizaria a proteção 50/51N, optou-se por aplicar faltas fase-terra de 100 ohms nos pontos mais distantes da área a ser protegida. Sendo assim, todas as faltas abaixo dessa impedância sensibilizam o relé de sobrecorrente de neutro. Desta maneira, foram obtidos os valores das correntes no primário de 29,686 A para o relé R0, 32,174 para o relé R1 e 31,53 para o relé R2, sendo esses os valores tomados como base para a corrente de partida dos relés de sobrecorrente de neutro.

A fim de exemplificar as curvas de atuação dos relés de sobrecorrente de neutro implementados no sistema, a *Figura 38* é apresentada. Nota-se que as curvas dos relés perdem a coordenação para as correntes de falta muito baixas. No entanto, ao considerar as impedâncias de falta utilizadas, de até 50 ohms nessa pesquisa, essa parametrização atenderá todas as situações simuladas.

Figura 37 – Coordenograma dos relés de fase.

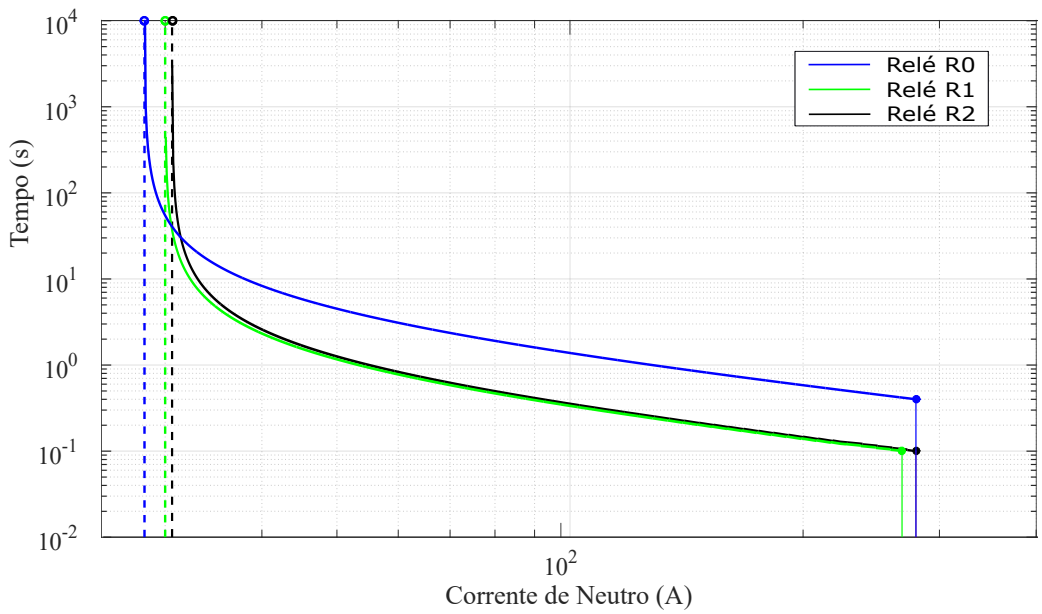


Fonte: Elaborado pelo autor utilizando o MATLAB.

4.3 Considerações Finais

Os modelos desenvolvidos via o *software* RSCAD para simulação no RTDS representam adequadamente o comportamento de uma unidade solar composta por um inversor VSC de dois níveis conectado à rede elétrica. A modelagem de uma usina solar conectada a rede através de um inversor trás maior fidelidade a simulação, visto que, a resposta do sistema em uma situação de contingência pode ser influenciada pelo método de controle adotado.

Figura 38 – Coordenograma dos relés de neutro.



Fonte: Elaborado pelo autor utilizando o MATLAB.

O sistema teste baseado no modelo do CIGRÉ mostra-se bem completo para os testes de proteção que serão realizados. Por este sistema, análises complementares de curtos-circuitos às que foram realizadas no sistema teste simplificado poderão ser executadas, visto que um GS foi acrescentado, permitindo a operação do sistema em modo ilhado. Esse fato é desejável no contexto de estudos de proteções adaptativas, visto que a troca de operação do sistema para o modo ilhado, pode interferir consideravelmente na resposta do sistema de proteção pré-parametrizado para a operação convencional (modo conectado).

A utilização de um simulador digital em tempo real é desejável no desenvolvimento de estudos em sistemas de proteção, uma vez que esse propicia a simulação em malha fechada. Essa possibilita que o estudo seja realizado utilizando equipamentos comerciais, garantindo uma maior fidelidade às situações práticas e aos resultados observados.

No próximo capítulo serão apresentados os resultados das simulações realizadas nos dois sistemas testes modelados. Neste poderá ser observado que o sistema teste do CIGRÉ obteve uma melhor resposta dos elementos de proteção, no cenário de ilhamento, quando utilizado um esquema de proteção adaptativa.

Capítulo 5

Resultados

Este capítulo apresenta os resultados obtidos das simulações realizadas nos dois sistemas testes modelados. No que segue, será possível observar a interferência nos sistemas de proteção causados pela conexão de GDs nos SDs, bem como, as variações nos tempos de atuação dos RSC para os diferentes cenários de operação do sistema CIGRÉ. Também será observado que a implementação de um sistema de proteção adaptativa contribui com a redução dos erros no sistema de proteção, principalmente na operação em ilhamento.

5.1 Análises realizadas sobre o sistema teste simplificado

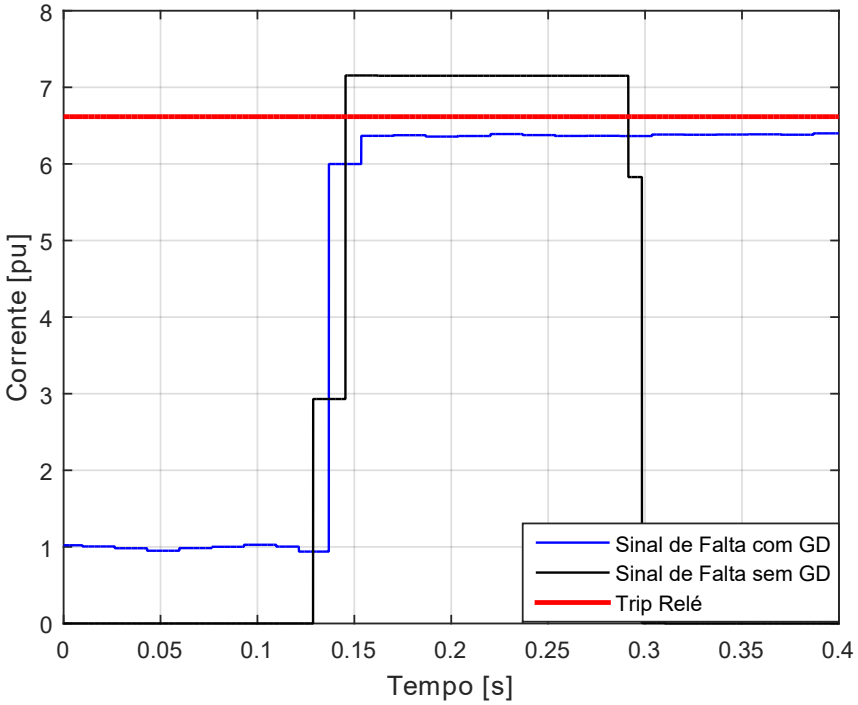
Os resultados referentes ao sistema teste simplificado serão divididos de acordo com as três etapas relatadas na metodologia (Seção 3.1.2), tomando como base: a atuação do RSC da subestação para faltas na linha de distribuição em que o GD está conectado; o método auxiliar de proteção proposto para detectar faltas em SDs através do RDT presente no PAC e do RSC da subestação; e a análise da QEE para o sistema implementado, considerando os esquemas de proteção aplicados.

5.1.1 Atuação do RSC da subestação para faltas na linha de distribuição em que o GD está conectado

Essa etapa da simulação expõe a dificuldade do RSC da subestação em detectar faltas com valores médios de impedância (20 Ω), quando o SD apresenta uma elevada penetração de geração distribuída. Em função disso, a *Figura 39* ilustra duas situações distintas.

No primeiro caso, uma falta AT (monofásica para a terra) com impedância de 20 Ω é aplicada em *F1* (*Figura 18*), sendo que para esse caso o GD está desconectado. Observa-se que a corrente de falta atinge o valor de 7,2 p.u., sensibilizando o RSC da subestação configurado para atuar em 6,6 p.u. como demonstra a curva em vermelho na (*Figura 18*).

Figura 39 – Corrente observada pelo relé da subestação, com e sem a presença de GD.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Após o tempo de coordenação do relé de 0,1 s ser atingido, o disjuntor da subestação é aberto, eliminando a falta do sistema.

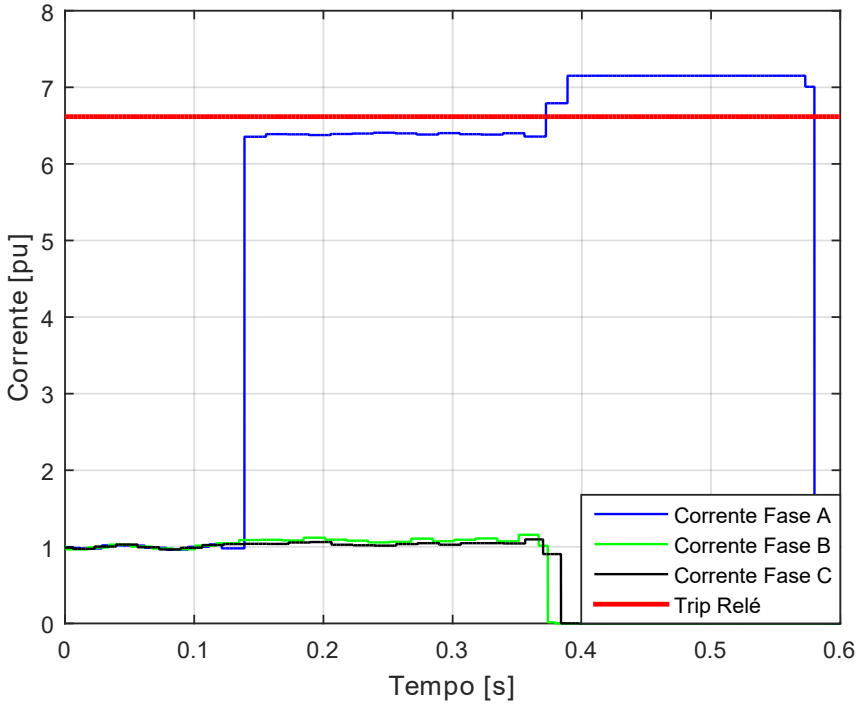
Para a segunda situação, aplica-se o mesmo tipo de falta descrito anteriormente, porém, é considerada a presença do GD operando em potência nominal. Verifica-se que a magnitude da corrente fornecida pela subestação para esse caso é de aproximadamente 6,4 p.u., insuficiente para sensibilizar o relé da subestação. Em função disso, o sistema continuará a operar sob falta. Cabe salientar que para as simulações realizados no SD teste as proteções do inversor não foram consideradas.

5.1.2 Detecção de faltas na linha de distribuição através do RDT presente no PAC e do RSC localizado na subestação

Na *Figura 40* são apresentados os níveis de corrente mensurados no secundário do TC da subestação. Nessa é possível observar o efeito da atuação do RDT implementado via o relé comercial *G30*, que auxilia na detecção de faltas do SD com elevada penetração de geração distribuída.

Inicialmente, observa-se que para uma falta *AT* com impedância de 20 Ω aplicada em F1 (*Figura 18*), a magnitude da corrente não atinge o valor parametrizado para a atuação do RSC da subestação. Consequentemente, não sensibilizando o sistema de proteção da subestação. Porém, para essa contingência, o RDT localizado no PAC verifica um desequilíbrio de tensão de aproximadamente 23 %, ultrapassando o valor de 10 %

Figura 40 – Corrente observada pelo relé da subestação, com o auxílio da proteção 47.



Fonte: Elaborada pelo autor.

parametrizado para a sua atuação. Dessa forma, um sinal de *trip* temporizado é enviado ao disjuntor do PAC desacoplando o GD da rede de distribuição em aproximadamente 0,2 s após a ocorrência da falta. Em função disso, a contribuição da corrente para a falta fornecida pelo GD é cessada. Nesse momento, a subestação aumenta sua contribuição de corrente para a contingência ultrapassando o valor de 6,6 p.u. parametrizado para a sensibilização do RSC da subestação. Então, após aguardar o tempo de coordenação de 0,14 s com os outros relés presentes no SEP, esse atua na abertura dos disjuntores da subestação em aproximadamente 0,44 s após o início da falta, impedindo que o sistema opere sob falha.

A Tabela 8 resume a atuação dos relés para cada tipo de falta aplicada no sistema teste simplificado. Verifica-se que para os curtos-circuitos no SD com elevada penetração de geração distribuída, apenas as faltas de baixa impedância foram detectadas pela proteção convencional. Ao acrescentar o esquema de proteção através do RDT, as faltas de média impedância passaram também a ser detectadas e isoladas do sistema. No entanto, faltas de alta impedância (50 Ω) não foram detectadas nem mesmo com o auxílio da proteção de desequilíbrio de tensão (RDT). Esse fato ocorre, pois os níveis de corrente para esse tipo de falta, mesmo com a desconexão do GD, não atingem os valores parametrizados para a atuação do RSC da subestação.

Nota-se também que para as faltas *ABCT* (trifásicas com o envolvimento da terra), o sistema de proteção auxiliar (RDT) não foi capaz de contribuir para a atuação do relé da subestação, uma vez que, em faltas trifásicas, não é gerado um desequilíbrio de tensão

Tabela 8 – Atuação dos relés para as faltas aplicadas no sistema teste simplificado

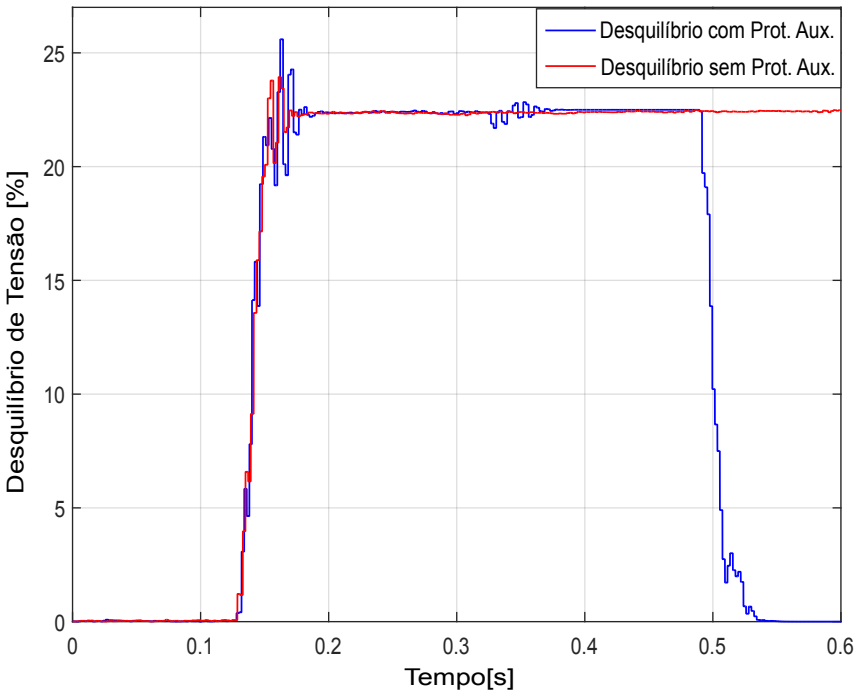
RF	AT (F1, F2 e F3)	ABT (F1, F2 e F3)	ABCT (F1, F2 e F3)
1Ω	RSC	RSC	RSC
20Ω	RSC + RDT.	RSC + RDT.	Não Atua
50Ω	Não Atua	Não Atua	Não Atua

suficiente para sensibilizá-lo.

5.1.3 Análise da QEE para o sistema implementado, considerando as proteções aplicadas

O nível do desequilíbrio de tensão, gerado pela falta *AT* com impedância de 20 Ω à um ramal paralelo do SD é ilustrado na *Figura 41*. O primeiro cenário, representado graficamente em vermelho na figura, consiste em um sistema com elevada penetração de geração distribuída, no qual a proteção é realizada somente pelo método convencional, não considerando o auxílio do RDT. Verifica-se que para esse caso, o desequilíbrio gerado pela falha é de aproximadamente 23 %, permanecendo no sistema durante todo o período de falta, uma vez, que a atuação da proteção convencional não é sensibilizada.

Figura 41 – Desequilíbrio de tensão gerado em um ramal paralelo à contingência.



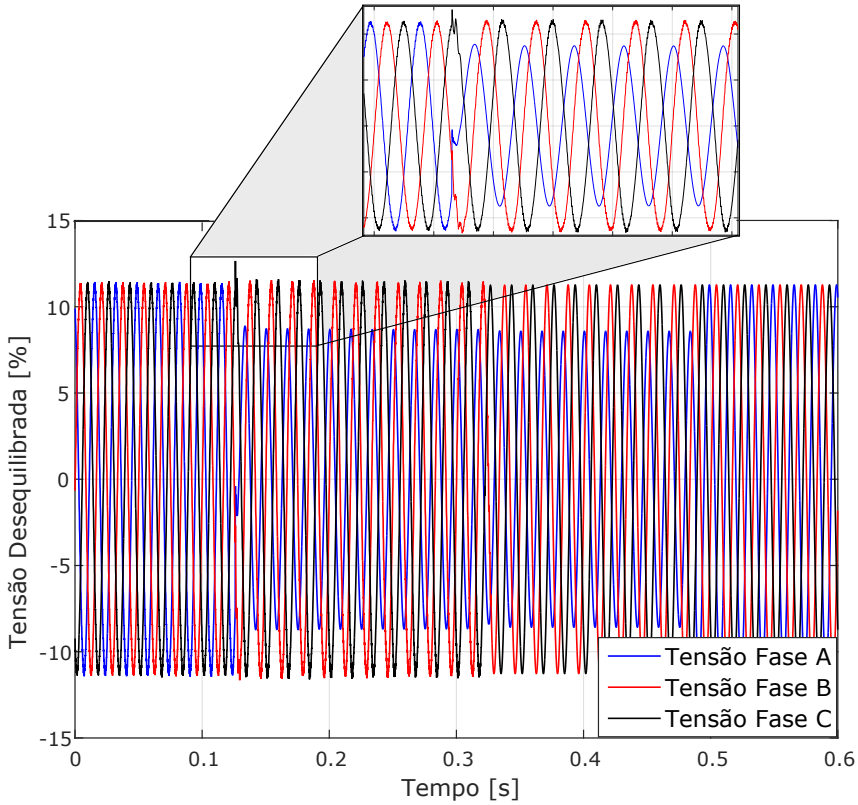
Fonte: Elaborada pelo autor.

Já o segundo cenário, representado graficamente em azul na *Figura 41*, conta com o auxílio do RDT localizado no PAC. É possível observar uma oscilação no desequilíbrio de tensão em aproximadamente 0,35 s, gerado pela atuação do RDT, que age no disjuntor

do PAC, desconectando o GD do sistema. Nesse momento, o RSC da subestação é sensibilizado devido ao aumento da contribuição de corrente proveniente da fonte principal, e após aguardar o tempo de coordenação, atua abrindo o disjuntor da subestação. Dessa forma, em 0,5 s a falta e os distúrbios causados por essa situação são eliminados do SD.

A *Figura 42* retrata o comportamento da tensão no ponto V_{abc} localizado no ramo em paralelo ao que a falta foi aplicada (*Figura 18*). Nesse teste é considerado o auxílio do RDT. Observa-se que em aproximadamente 0,12 s ocorre um afundamento de tensão na fase em falta, causando o desequilíbrio entre as fases. Em seguida, o RSC da subestação, com o auxílio do RDT, isola o trecho da linha de distribuição faltoso, evitando que os distúrbios associados a esta se propagem ao longo dos outros ramais da subestação.

Figura 42 – Oscilografia das tensões trifásicas no ramal em paralelo.

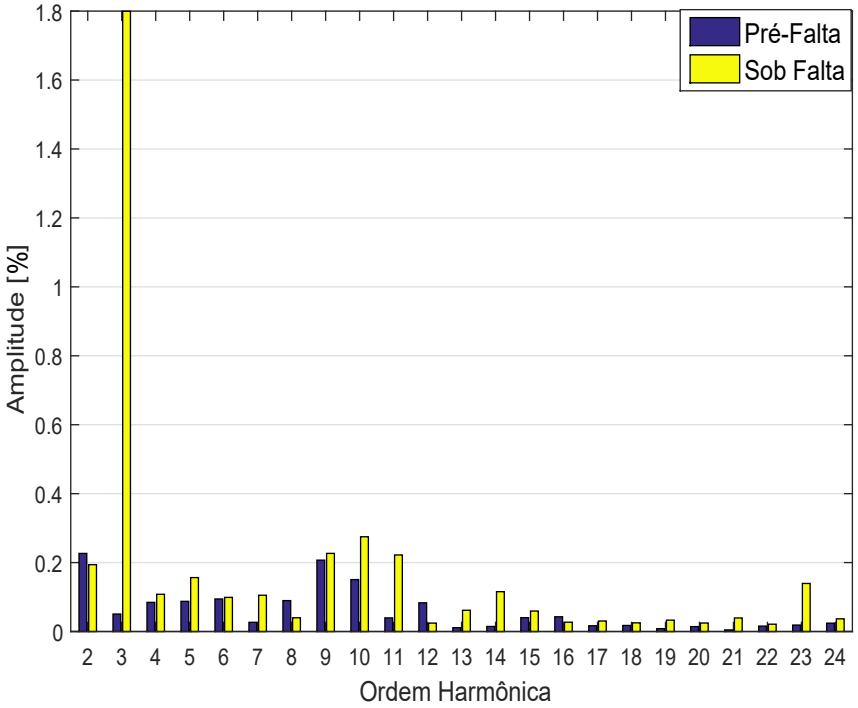


Fonte: Elaborada pelo autor.

Por fim, uma análise da composição harmônica foi realizada, sendo essa ilustrada na *Figura 43*. Constata-se que para o sistema operando sob falta, ocorre um aumento considerável da componente harmônica de terceira ordem. Esse fato se explica devido ao desequilíbrio de tensão no sistema, responsável pela geração de harmônicos de sequência zero, conforme relatado em (FUCHS; MASOUM, 2008). A DHTV calculada para a situação de pré-falta é de 1,51 %, valor inferior aos 8 % recomendado pelo PRODIST para o nível de tensão em estudo (ANEEL, 2018).

Durante a situação de falta o valor da DHTV elevou-se para 2,42 %. Apesar desse resultado estar dentro dos limites recomendados, deve-se salientar que os harmônicos

Figura 43 – Componentes harmônicas observadas sob condição de falta.



Fonte: Elaborada pelo autor.

gerados podem se sobrepor aos outros passíveis de ocorrência no SD, podendo ultrapassar os limites desejáveis para a QEE.

5.2 Análises realizadas sobre o sistema teste do CIGRÉ

A fim de orientar as análises dessa seção, dividiu-se os resultados em cinco etapas, a saber: a validação do sistema de proteção implementado no sistema teste do CIGRÉ; a interferência causada pela conexão do GS no sistema; a influência das proteções internas presentes nos GDs na melhoria do sistema de proteção; redução dos impactos causados na proteção, utilizando a proposta dos relés adaptativos na mudança de operação do sistema (conectado/ilhado); e, por fim, o sistema de proteção otimizado para o ilhamento, considerando a influência da usina solar.

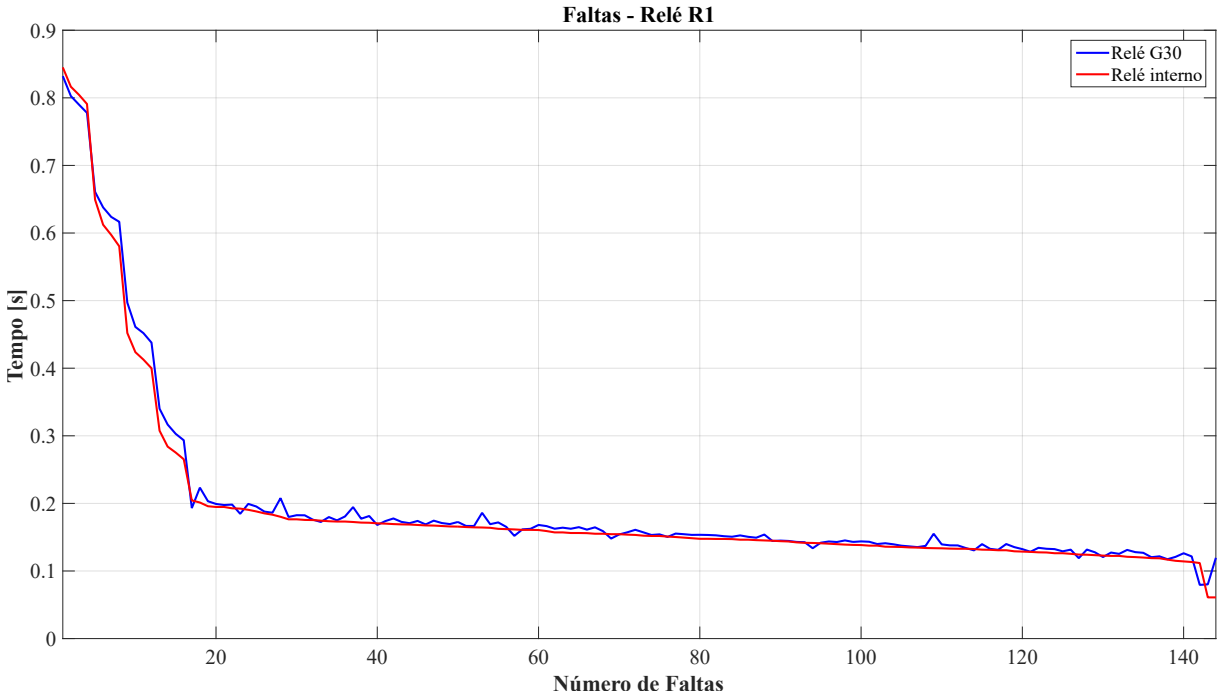
5.2.1 Validação do sistema de proteção implementado no sistema teste do CIGRÉ

A primeira etapa das análises sobre o sistema CIGRÉ é realizada a fim de validar o sistema de proteção implementado via o RSCAD, sendo que os parâmetros das proteções utilizados já foram apresentado na Seção 4.2.2.4. Conforme apresentado anteriormente,

os tempos de atuação dos relés internos implementados via o RSCAD, são comparados com os tempos de resposta de um relé comercial (G30). Esta medida é tomada para a validação do uso do relé interno nos demais testes de proteção realizados na pesquisa.

Neste contexto são gerados dois gráficos que comparam os tempos de atuação dos dois relés citados. Sendo assim, na *Figura 44*, tem-se o tempo de atuação primária dos relés para as situações de faltas AT, ABT, AB e ABC, para todos os barramentos compreendidos na região de atuação do relé R1. Salienta-se que foram gerados 144 casos de curto-circuitos, sendo esses ordenados no eixo inferior do gráfico de forma decrescente, quando relacionados com o tempo de atuação do relé. Para uma melhor compreensão, gerou-se a Tabela 11, apresentada no Apêndice B, que apresenta todos os casos de falta ordenados e suas respectivas impedâncias de falta.

Figura 44 – Comparação da atuação do relé G30 com o relé interno na área de atuação de R1.



Fonte: Elaborada pelo autor.

De posse dessas informações, nota-se que para todas as faltas aplicadas na região de operação do relé R1, o tempo de atuação das funções de proteção 50/51 e 50/51N foram inferiores ao valor recomendado de 1 s, segundo Coffele, Booth e Dyśko (2015).

Através das características das faltas e das distâncias em que essas foram aplicadas do relé R1, nota-se que o tempo de atuação do relé eleva-se para faltas distantes do ponto de medição dos relés. Observa-se também que a alta impedância de falta dificulta a rápida atuação dos mesmos, esses fatos podem ser verificados com o auxílio da Tabela 11.

Isso ocorre, pois a distância em que o curto-circuito é aplicado está associada a resistência de falta, em que, um aumento da distância implicará em uma maior parcela da linha que deverá ser percorrida pela corrente de curto-circuito.

Analisando a equação (6), observa-se que quanto maior a resistência de falta, menor o módulo da corrente de curto-circuito e, como consequência, tem-se o atraso no tempo de atuação dos relés, visto que esses tempos estão vinculados a curvas inversas no tempo, tais como as *Figuras 37 e 38* apresentadas nesse documento.

Pela figura, também é possível avaliar que o comportamento do relé G30 e do relé interno, modelado via o RSCAD, são semelhantes. Porém possuem algumas variações no tempo de atuação para as faltas aplicadas na região do relé R1. Essas discrepâncias foram quantificadas através dos erros mínimo, médio e máximo. Para a região em questão, os valores dos erros são: 0,00018 s; 0,0085 s, e 0,0585 s, respectivamente. Acredita-se que as variações no tempo de atuação dos dois relés em estudo estão associados aos erros dos equipamentos utilizados para realizar o laço fechado com o relé comercial.

Cabe esclarecer que os erros de cada equipamento utilizado no laço fechado não foram quantificados nesta pesquisa, já que fogem do escopo delineado.

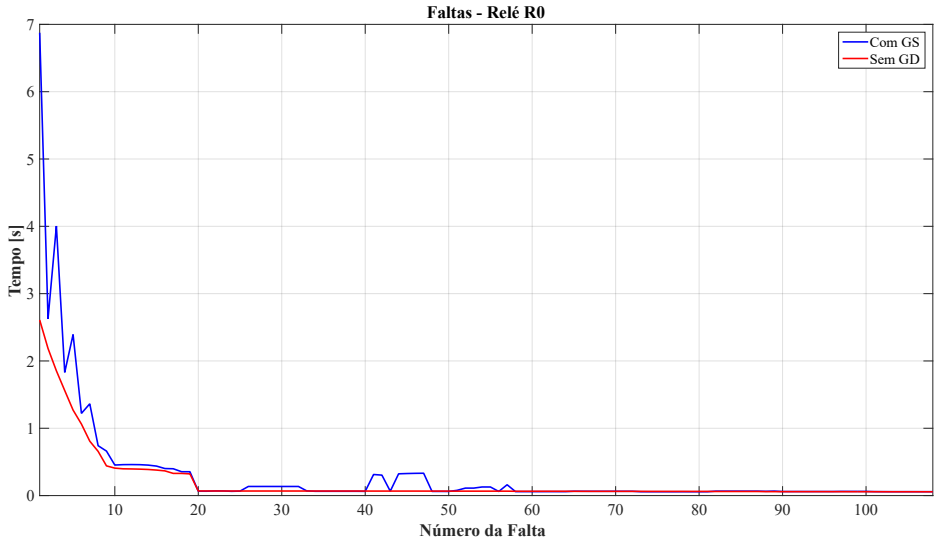
5.2.2 Interferência causada pela conexão dos GDs no sistema

Conforme observado na literatura, detalhada na Seção 2.3.4, fica evidente que os GDs implementados em SDs prejudicam a atuação dos relés convencionais, dificultando as estratégias de coordenação baseadas no tempo de atuação dos equipamentos de proteção, principalmente quando se trata de curtos-circuitos com alta impedância.

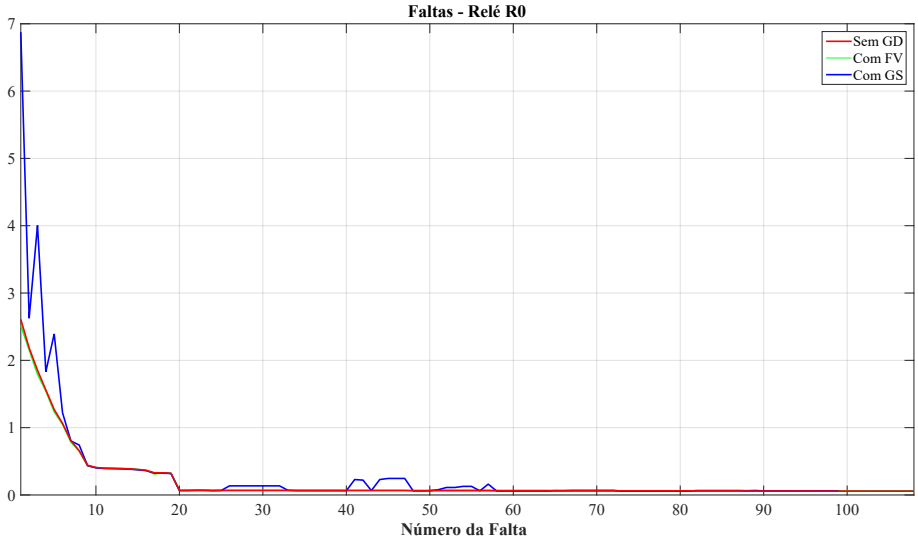
Os resultados das *Figuras 45a e 46a* exemplificam esse fato, dado que o primeiro gráfico refere-se a região de atuação do relé R0, para as situações de faltas (AT, ABT, AB, ABC e ABCT) aplicadas na área de atuação deste relé. Para esta área foram gerados 108 casos de curtos-circuitos que foram ordenados no tempo, de forma decrescente. Já o segundo gráfico se refere a região de atuação do relé R1 para as situações de faltas AT, ABT, AB, ABC e ABCT aplicadas. Nesta região de proteção foram gerados 216 casos de curtos-circuitos sendo esses também ordenados no tempo de forma decrescente. As situações de falta evidenciadas nessas regiões estão apresentadas nas Tabelas 12 e 13, respectivamente, disponíveis no Apêndice B.

Fazendo uma análise dos gráficos, em conjunto com as tabelas que identificam cada situação de falta, fica evidente que a contribuição de corrente do GS para faltas com alta impedância prejudica o tempo de atuação dos relés. Nota-se também que a interferência do GS na área de atuação de R0 é menor, causando apenas um atraso na atuação deste relé. Porém ao observarmos a figura *Figura 46a*, nota-se que as 11 primeiras situações de falta deixaram de sensibilizar o relé R1 (a não sensibilização é definida pelo tempo de 8s no gráfico). Tal medida foi tomada a fim de manter uma boa escala para as análises, visto que o tempo de não atuação tende ao infinito. Pela Tabela 13, em conjunto com a figura *Figura 46a*, nota-se que as faltas não identificadas pelo relé são de média e alta impedância (30 à 50 ohm), e estão localizadas em barramentos distantes do ponto de

Figura 45 – Interferência causada pelo GD no relé R0.



(a) Sem o sistema de proteção interno.



(b) Com o sistema de proteção interno.

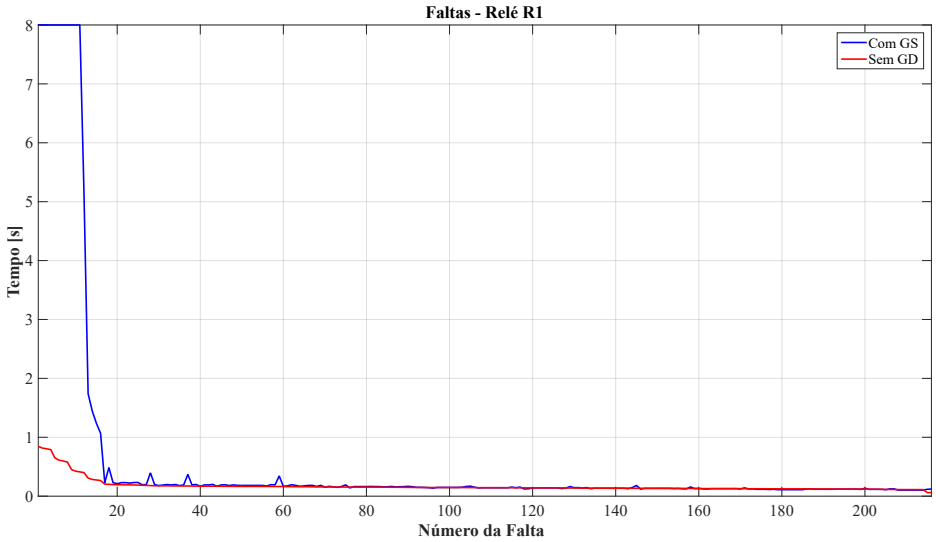
Fonte: Elaborada pelo autor.

medição do relé, comprovando que a interferência causada pela introdução dos GDs nos sistemas normalmente ocorre para situações de elevada impedância.

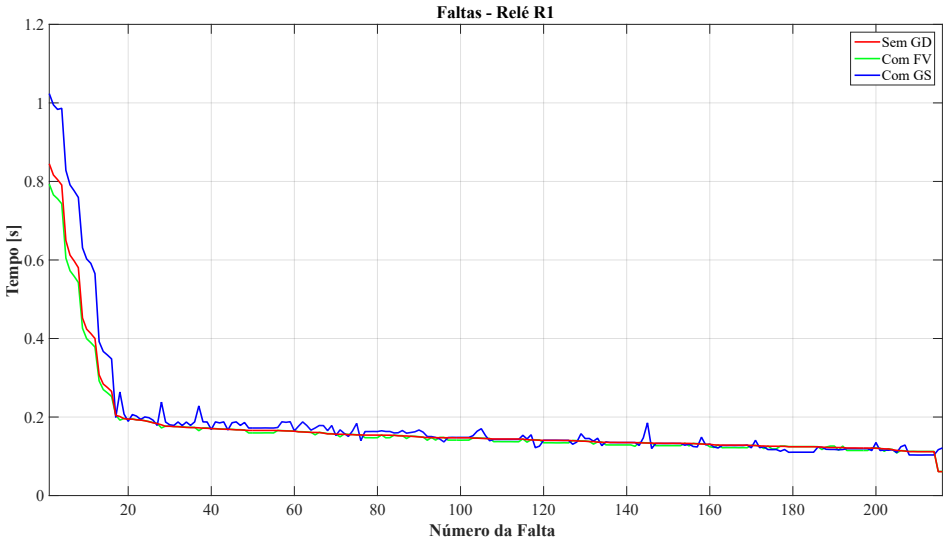
Conforme apresentado anteriormente é definido um tempo limite para atuação dos relés inferior a 1s, segundo Coffele, Booth e Dyśko (2015). Contudo, nos gráficos em análise é possível notar que algumas situações de curto-circuito extrapolaram esse tempo, prejudicando assim o esquema de proteção implementado, visto que, a falha no sistema permaneceria por mais tempo, prejudicando os equipamentos do sistema.

Em resumo, fica comprovado que ocorre uma redução na corrente que passa pelos relés R0 e R1. Tal atenuação prejudica o esquema de proteção implementado, uma vez que, a corrente de *pick-up* parametrizada para a sua atuação não é atingida em algumas situações de falta, permitindo que o sistema opere sob falta. Um aumento considerável

Figura 46 – Interferência causada pelo GD no relé R1.



(a) Sem o sistema de proteção interno.



(b) Com o sistema de proteção interno.

Fonte: Elaborada pelo autor.

no tempo de atuação também foi constatado nessas análises.

A configuração do sistema teste do CIGRÉ em conjunto com a localização do GS alocado, permite que um outro tipo de interferência no esquema de proteção seja analisado. Trata-se de um aumento na corrente que passa pelos relés devido a introdução do GS no sistema. Este acréscimo de corrente também pode prejudicar o esquema de proteção.

A fim de exemplificar tal situação, a *Figura 47a* foi gerada. Essa refere-se a região de atuação do relé R2 para as situações de faltas AT, ABT, AB, ABC e ABCT aplicadas nos barramentos na região de atuação do relé. Sendo assim, geraram-se 324 casos de falta e esses foram dispostos no tempo, de forma decrescente. Todas as situações de falta evidenciadas estão apresentadas na Tabela 14, disponível no Apêndice B.

Através do gráfico, nota-se uma redução considerável no tempo de atuação do relé

R2 para todas as situações de faltas aplicadas. Apesar da diminuição do tempo parecer um benefício para o esquema de proteção, devemos analisar esse caso com parcimônia, uma vez que, outros sistemas de proteção poderiam perder a coordenação com o relé a montante devido ao aumento na velocidade de atuação. Nesta pesquisa não foi possível avaliar os possíveis impactos causados nessa situação, pois não foram implementados relés a jusante do relé R2. Porém fica evidente uma redução considerável no tempo de atuação deste relé.

A interferência nessa situação é causada, uma vez que, a corrente de *pick-up* parametrizada para a sua atuação é atingida de forma mais rápida para todas as situações de falta em análise, conforme indica a curva em azul da *Figura 47b* . Esse fato ocorre, pois a introdução do GS contribui com o aumento de corrente que passa pelo relé R2, provocando uma redução considerável no tempo de atuação para faltas aplicadas nesta região.

5.2.3 A influência das proteções internas presentes nos GDs na melhoria do sistema de proteção

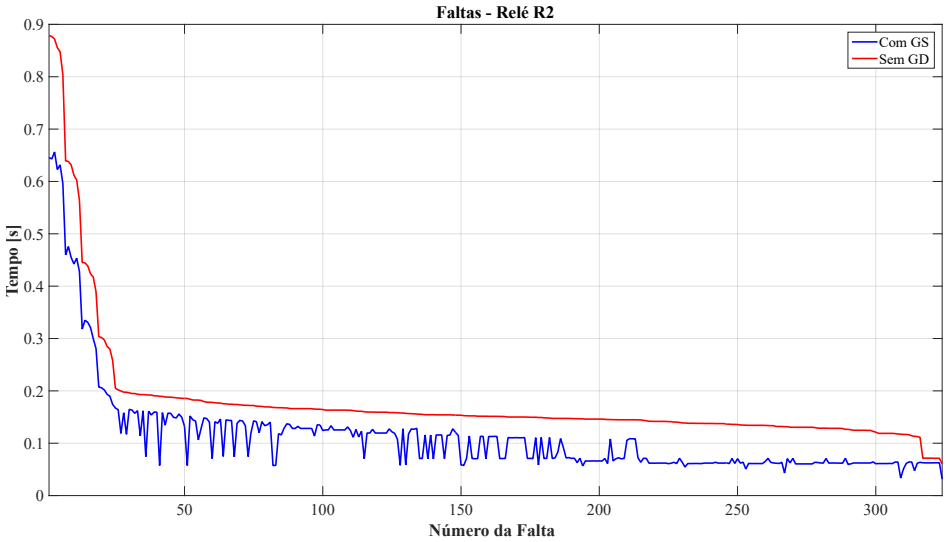
Conforme comentado anteriormente na Seção 3.2.1.3, a interligação de GDs na média tensão normalmente está associada a implementação de algumas funções de proteção no PAC, que deve seguir as recomendações do guia do IEEE Std. 1547 (IEEE, 2008). Também é usual a utilização de esquemas de proteção internos aos GDs. Estes devem estar coordenados com os demais relés do sistema, a fim de evitar os desligamentos desnecessários dos geradores.

O intuído das concessionárias em implementar essas proteções esta normalmente associado a uma redução dos impactos causados pela introdução desses geradores no sistema. Sendo assim, alguns testes foram realizados nesta pesquisa em busca de verificar a eficácia de algumas funções de proteção, cujos parâmetros foram apresentados na Tabela 4.

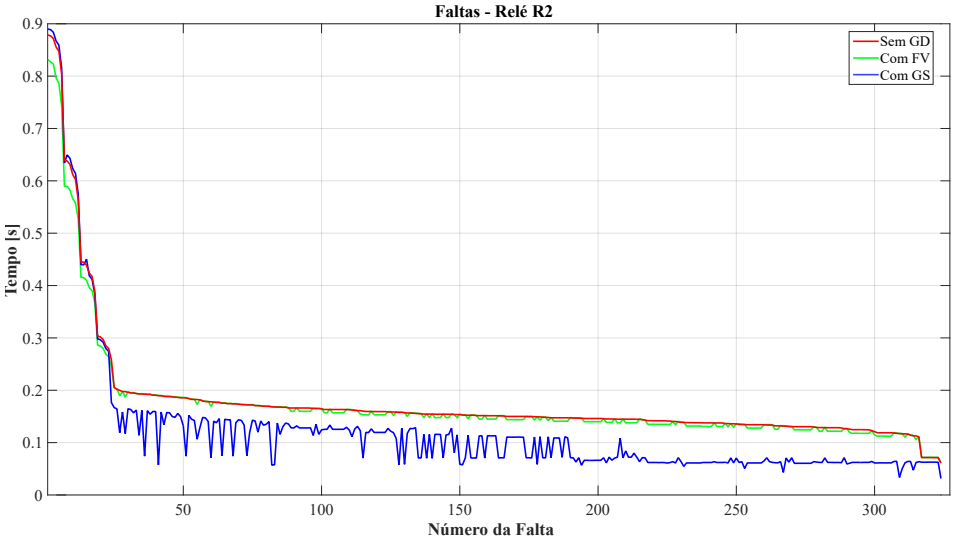
Inicialmente é feita uma análise da influência da aplicação das funções de proteção interna dos GDs na área de atuação do relé R0. Pelas *Figuras 45a e 45b*, nota-se que a introdução das funções de proteção referenciadas na Tabela 4 pouco influenciam na variação do tempo de atuação do relé R0. Porém, para os casos de falta simulados de 7 à 18, nota-se que ao introduzir os esquemas de proteção internos, o tempo de atuação do relé R0 voltou a ser o mesmo para esses casos. Sendo assim, constatou-se através das simulações que a proteção 27 implementada no PAC foi sensibilizada, devido a uma subtensão ocasionada pelas faltas. Essa função de proteção realizou a desconexão do GS antes que esse pudesse afetar o tempo de atuação do relé R0. Para todas as outras situações de faltas aplicadas, a introdução dos relés internos não influenciaram no tempo de resposta do relé R0.

Um teste considerando somente a conexão da usina solar também foi realizado. Para

Figura 47 – Interferência causada pelo GD no relé R2.



(a) Sem o sistema de proteção interno.



(b) Com o sistema de proteção interno.

Fonte: Elaborada pelo autor.

esta condição, nota-se que o tempo de resposta do relé R0 permaneceu o mesmo. Esse fato ocorre devido a baixa influência desse tipo de fonte de energia na região de atuação do relé em questão, uma vez que, essa, encontra-se distante da usina solar. Cabe salientar que o sistema de proteção individual das chaves do inversor é muito sensível e, dependendo do tipo de falta aplicada no SD, a usina solar é desconectada instantaneamente, evitando danos maiores ao sistema de distribuição. Por esse motivo nenhuma interferência dessa fonte pode ser notada na região de operação do relé R0.

A região de atuação do relé R1 também foi avaliada. Conforme observado na seção anterior, a introdução do GS prejudicou consideravelmente a atuação do relé presente nesta área. Porém, ao realizar uma análise considerando os relés de proteção internos, nota-se pelas *Figuras 46a e 46b* que houve uma melhora no tempo de resposta do relé,

garantindo assim, uma boa atuação do relé mesmo com a conexão do GS, uma vez que, o tempo de atuação para as situações de faltas aplicadas foi reduzido, ficando abaixo de 1,02 s. Dessa forma, fica evidente que uma boa parametrização das proteções internas do gerador evitou os impactos causados pelo GS na proteção do sistema.

Para as análises voltadas para a interferência causada pela usina solar na região de proteção do relé R1, nota-se uma redução no tempo de resposta deste relé. Essa ocorre, uma vez que, a corrente de *pick-up* parametrizada para a sua atuação é atingida com mais rapidez para algumas situações de falta. Isso se deve a introdução da usina solar que contribuiu com o aumento da corrente observada pelo relé R1, provocando uma redução considerável no tempo de atuação para faltas aplicadas nesta região.

Por fim, os impactos causados pela introdução dos relés internos na região de atuação do relé R2 foram também analisadas. Observa-se pelas *Figuras 47a e 47b* que a proteção interna do GS apenas auxilou no tempo de atuação das primeiras faltas aplicadas na região R2. Tal fato, deve-se ao tempo de atuação da função 27 do GS, uma vez que, essa necessita de um tempo mínimo para a sua ativação de 0,5s. Sendo assim faltas eliminadas em um tempo menor que esse não sensibilizam tal proteção. Nota-se, que para as faltas que sensibilizam rapidamente o relé R2, a introdução das funções de proteção internas pouco modificaram o tempo de resposta do relé R2, mantendo assim uma alta interferência no sistema de proteção quando da introdução do GS.

A partir de uma análise voltada para a interferência da usina solar na região de atuação de R2, fica evidente um aumento na influência desse tipo de fonte de energia na atuação dos relés do SD. Isso ocorre pois a usina solar está localizada na região de atuação deste relé. Pela *Figura 47b* é possível observar que houve uma pequena redução no tempo de atuação do relé, quando não considerada a conexão de GDs.

Algumas análises de simulação mostraram que para as faltas aplicadas na presença da geração fotovoltaica houve um aumento no módulo de desbalanço de corrente do sistema, sensibilizando com menor tempo a função de proteção 51N, implementada no relé R2. Acredita-se, que esse aumento no desbalanço de corrente do sistema possa estar vinculado com o tipo de controle implementado no inversor, uma vez que esse não considera as componentes de sequência zero em seu controle. Dessa forma, no instante de aplicação da situação de falta, não ocorre nenhuma correção nas correntes enviada pelas fases do GD, aumentando assim o desbalanço das correntes observadas pela proteção 51N do relé R2. Tal assunto não foi aprofundado neste trabalho, ficando orientado como uma possível área de pesquisa nos trabalhos futuros.

Cabe salientar que para esses casos em que houve uma redução no tempo de atuação do relé, a proteção interna do inversor não foi sensibilizada, uma vez que a corrente de partida dessa proteção não foi atingida. Pela Tabela 14 é possível observar que as faltas em discussão são de impedâncias elevadas, justificando assim o motivo pelo qual o sistema de proteção individual das chaves do inversor não foi disparado, já que, faltas de maior

impedância estão associadas a um menor módulo de corrente de falta. Outros elementos do sistema como por exemplo: a potência da subestação ilhada fornecida pelo GS de 5 MVA, a impedância do transformador de acoplamento, a configuração do acoplamento do transformador como o sistema, e a rápida resposta de do relé R2 também poderiam interferir nessa análise.

5.2.4 Redução dos impactos causados na proteção após o ilhamento do sistema

Conforme evidenciado na Seção 3.2.1.4, uma análise da mudança de cenário também foi considerada a fim de identificar a necessidade de uma reparametrização do sistema de proteção dos SD. Através dos resultados obtidos na seção anterior, observou-se que o cenário 2 que considera a conexão do GDs em paralelo com a rede principal de alimentação, pouco influenciou na atuação dos relés presentes no SD, quando se considera a utilização dos sistemas de proteção internos aos geradores. Sendo assim, os ajuste dos relés presentes na distribuição foram mantidos iguais aos apresentados na Tabela 7.

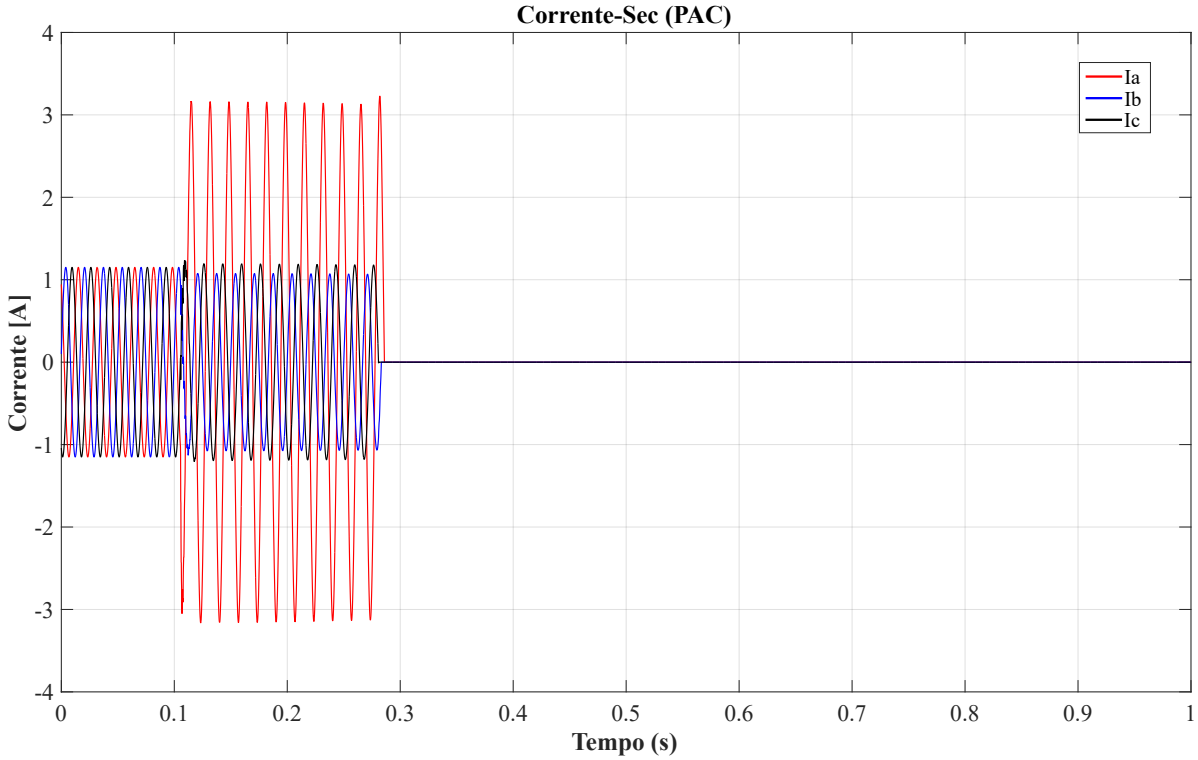
No entanto, a utilização dos mesmos ajustes dos relés presentes na distribuição, assim como dos relés internos aos geradores, não apresentaram um bom resultado frente ao cenário 3 (operação ilhada) também analisado nesta pesquisa.

A *Figura 48* apresenta a oscilografia de corrente do TC presente no PAC no momento em que uma falta fase-terra de 50 ohms foi aplicada no início da região de proteção do relé R2. Nota-se que no momento em que a falta é aplicada ocorre um aumento na corrente injetada pelo GS, sensibilizando a proteção 67 implementada no PAC, que atua retirando o gerador do sistema. Contudo, perde-se a coordenação da rede, já que o relé R2 deveria atuar primeiramente ao sistema de proteção localizado no PAC.

Já a *Figura 49a* evidencia que a utilização das proteções convencionais, normalmente utilizadas na conexão de GSs, em conjunto com as proteções implementadas no SD, detectaram todas as situações de faltas simuladas e apresentadas na Tabela 14. Porém, uma análise mais criteriosa verificou que apesar das faltas serem extintas do sistema em um tempo reduzido, a coordenação entre os relés presentes no sistema foi perdida na maioria dos casos. Esse fato ocorre devido a atuação da função 67 implementada no PAC do GS e essa proteção atuou antecipadamente ao relé R2, responsável pela atuação primária de proteção. Vale lembrar que essa proteção apresentou um ótimo desempenho para o cenário 2, uma vez que evitou que a conexão do GS em paralelo com a rede principal de energia perturbasse a operação dos relés presentes no SD.

Mais especificamente, 6,95% das situações de falta aplicadas na região de proteção de R2 permaneceram coordenadas, as quais estão representadas na *Figura 49a* pela cor verde. Já as outras 93,05% não coordenaram com o sistema devido a atuação da função de proteção 67. Tal resultado já era esperado, uma vez que essa proteção é utilizada

Figura 48 – Oscilografia de corrente do TC no secundário do relé no PAC.



Fonte: Elaborada pelo autor.

normalmente para desconectar rapidamente o GS em situações de falta que ocorram no SD ao qual o mesmo está conectado.

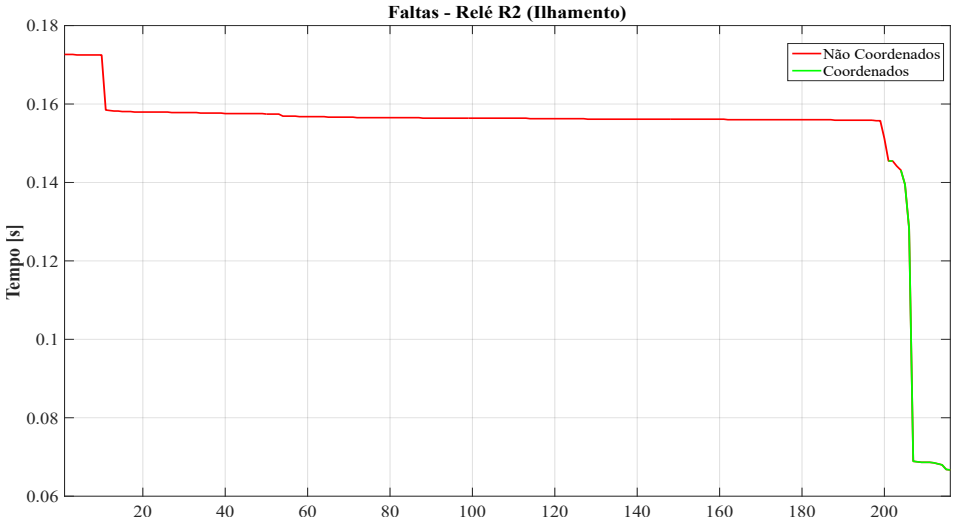
Vale afirmar que a coordenação só foi mantida em casos em que a atuação do relé R2 foi mais rápida que o tempo parametrizado para a atuação da proteção 67, que é de 0,150 s. Dessa forma, uma reparametrização da função 67 foi necessária, restringindo a área de atuação primária dessa proteção até o barramento 3 do sistema. Tal medida permitiu que mais situações de faltas aplicadas na região de R2 pudessem se manter coordenadas com os demais relés do sistema.

A *Figura 49b* apresenta o resultado de atuação dos relés frente a uma reparametrização da função 67 do PAC.

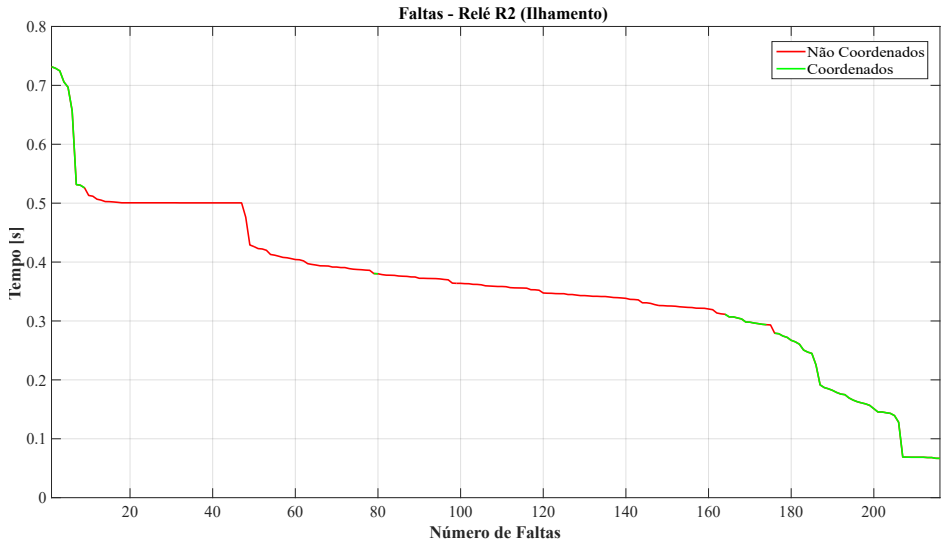
Da comparação com a figura *Figura 49a*, nota-se que ao se restringir a região de atuação da função 67, houve um aumento no número de faltas aplicadas na região de R2 que mantiveram o sistema coordenado, representando 33,33 % do total das situações de faltas aplicadas. Tais faltas representadas pela cor verde, referem-se a atuação de uma das funções de proteção implementadas no relé R2. Os parâmetros dessas proteções podem ser observados na Tabela 7, uma vez que, para essa análise, foi mantido o mesmo esquema de proteção implementado para o cenário 2.

Já os 66,66 % restantes das faltas, representados na cor vermelha, foram extintos do sistema. Porém, sensibilizaram a função de proteção de subtensão do PAC, desconectando o GS que sustentava o SD durante o ilhamento.

Figura 49 – Interferência da proteção 67 utilizada durante o modo de ilhamento.



(a) Com o sistema de proteção 67.



(b) Sem o sistema de proteção 67.

Fonte: Elaborada pelo autor.

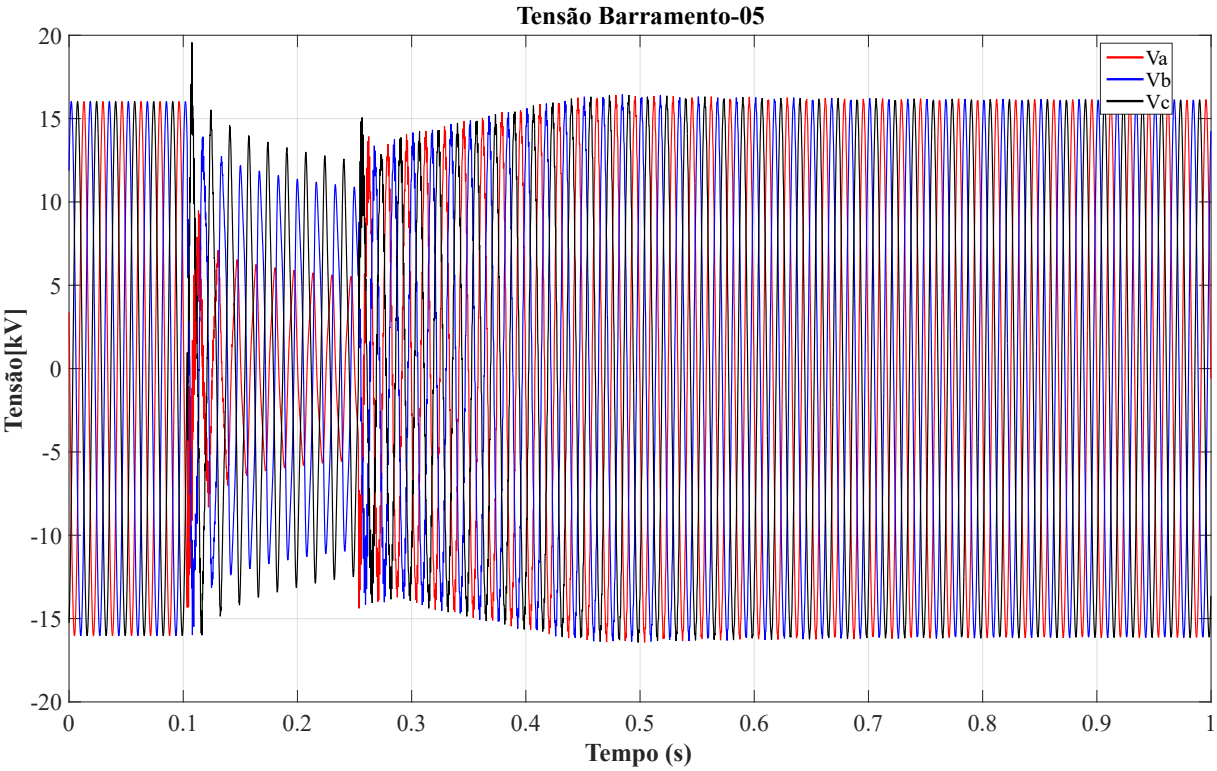
Pela *Figura 49b* observa-se que as faltas compreendidas entre as posições 18 e 47 foram eliminadas do sistema pela atuação da função 27 localizada no PAC, uma vez que esta está ajustada para atuar em aproximadamente 0,5 s.

Já o restante das faltas aplicadas na região de atuação de R2 foi eliminado por funções implementadas nesta região. Porém, cabe comentar que em algumas situações o GS não conseguiu restabelecer a tensão ocasionado pelas faltas antes do tempo de atuação da função 27. Sendo assim, o GS foi desconectado do sistema, mesmo ocorrendo a eliminação da falta por R2, prejudicando a coordenação entre as regiões do SD.

A fim de exemplificar uma situação de coordenação entre os relés considerando o cenário 3 de operação, uma falta fase-terra de 0,1 ohm foi aplicada no Barramento 3, na região de atuação do relé R2.

A *Figura 50* apresenta a oscilografia de tensão do Barramento 5, onde o GS está conectado. No momento em que a falta foi aplicada, verifica-se que ocorre uma queda de tensão no barramento e, em seguida, a falha é extinta pela atuação do relé R2, e o nível de tensão do barramento é recuperado antes que o tempo de atuação da proteção 27 fosse atingido, mantendo assim as outras regiões do sistema energizadas.

Figura 50 – Oscilografia de tensão no secundário do relé do PAC.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Após a verificação de que 66,66 % das faltas ainda ocasionavam a perda de coordenação entre os relés do sistema, um novo teste foi realizado. Neste, utilizou-se do algoritmo de otimização apresentado na Seção 3.2.1.4, para reparametrizar o sistema, considerando a operação em ilhamento. Desta forma, toda a metodologia já apresentada anteriormente foi aplicada para o novo cenário, considerando as novas condições do sistema ilhado.

Os resultados para esta análise apresentaram algumas alterações, já que a fonte principal de energia encontra-se desconectada do sistema. Nesta condição, a potência de curto-circuito do sistema é reduzida consideravelmente, já que, a energia da rede passa a ser suprida apenas pelo GS de 5 MVA. Esta reconfiguração do sistema requer uma modificação dos parâmetros de proteção do sistema, assim como a desativação da direcionalidade do relé R1, uma vez que o fluxo da corrente passa a ter apenas uma direção no barramento em que esta proteção foi instalada.

Os dados de reparametrização dos relés são definidos pelo algoritmo de otimização considerando os ajustes da proteção para a operação no modo ilhado. As informações

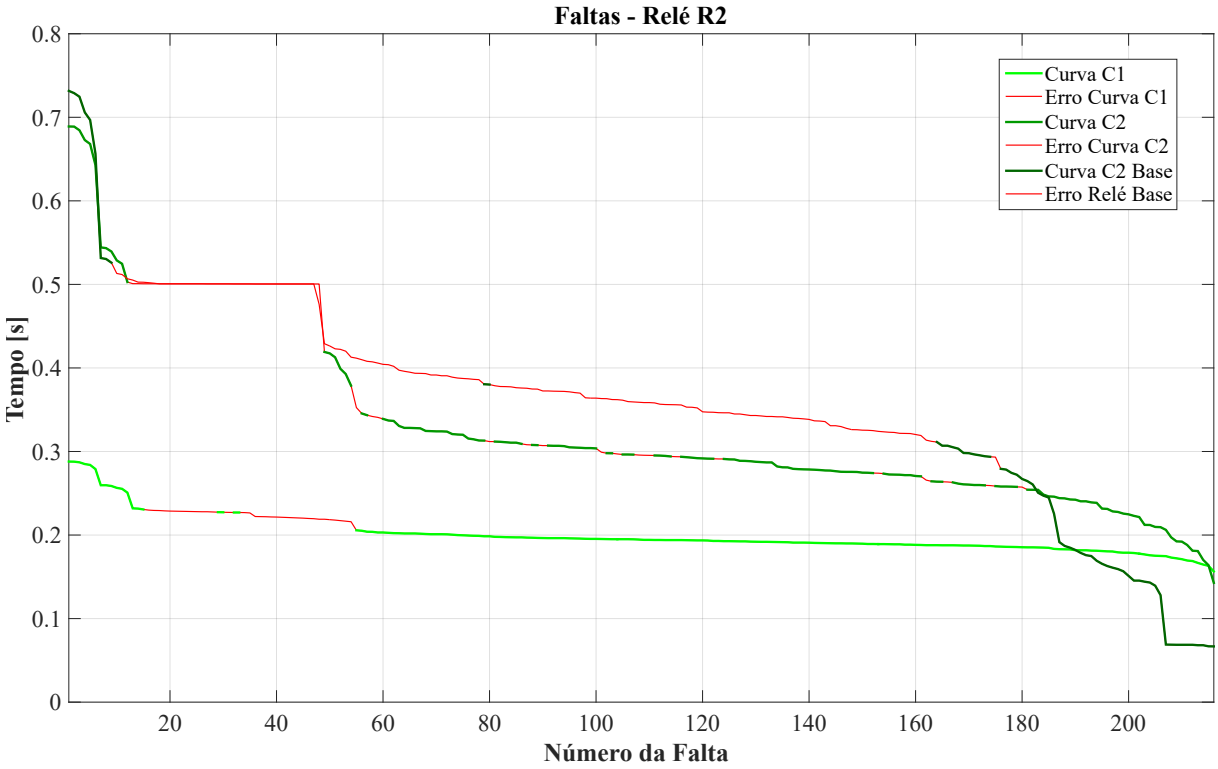
necessárias para a reparametrização são apresentadas na Tabela 9.

Tabela 9 – Ajustes dos relés para o sistema ilhado, Curva C2.

	RTC	Relé 51			Relé 50		Relé 51 N		Relé 50 N	
		Curva	TDS	I_{Pickup}	T	I_{Pickup}	TD	I_{Pickup}	T	I_{Pickup}
RGD	1/150	C2	0,22	1,959	0,05	9,854	0,369	1,926	0,05	4,32
R1	1/50	C2	0,18	1,979	N	N	0,106	1	N	N
R2	1/60	C2	0,06	1,925	0,05	17,23	0,09	1	0,05	7,92

Da consideração dos parâmetros apresentados na Tabela 9, a *Figura 51* ilustra a resposta do sistema frente a reparametrização dos relés do sistema, considerando o cenário 3 de operação (ilhamento). Salienta-se que para o cenário de ilhamento as funções 50 e 50N do relé R1 foram desativadas, uma vez que a região de atuação primária desse relé se limitava ao barramento em que esse estava instalado.

Figura 51 – Resposta do sistema de proteção com o ajuste adaptativo.



Fonte: Elaborada pelo autor.

A título de comparação, o gráfico apresentado anteriormente na *Figura 49b*, que refere-se a atuação dos relés não adaptados para o cenário 3, é novamente apresentado na *Figura 51*, com o título de curva C2 base (primeira de cima para baixo). Já as demais curvas apresentam os resultados referentes ao tempo de atuação dos relés adaptados para o cenário 3. Cabe salientar que todas as situações de falta utilizaram como referência a mesma sequência de faltas apresentadas na Tabela 14.

Ao comparar a curva *C2* Base, que representa a atuação dos relés considerando a parametrização tradicional do sistema, com a curva *C2* referente a resposta adaptada para o novo cenário, nota-se um aumento considerável na coordenação do sistema de proteção. Os ajustes calculados pelo algoritmo de proteção, considerando o ilhamento, obtiveram uma melhoria na resposta da proteção, totalizando uma coordenação de 75,46% dos casos de faltas aplicados na região de R2. Já 24,54 % dos casos de faltas aplicadas, representadas na cor vermelha, indicam erro de coordenação da curva *C2* otimizada, uma vez que sensibilizaram a função de proteção da subtensão do PAC, desconectando o GS responsável por fornecer energia para a rede na situação de ilhamento.

A fim de melhorar a resposta do sistema de proteção, frente as novas condições de operação, optou-se por alterar o tipo da curva de muito inversa para inversa (vide Tabela 2). Esta alteração provocou uma mudança na resposta do algoritmo de otimização das proteções. A Tabela 10 apresenta os novos parâmetros utilizados no sistema de proteção. Nota-se pela *Figura 51* (Cuva C1) que, para algumas situações de falta, houve uma diminuição do tempo de resposta das funções de proteção implementadas no relé R2. Essa variação no tempo caracterizou uma melhoria no sistema de proteção, propiciando um aumento nas situações de faltas coordenadas. Esse fato se deve a rapidez com que as faltas foram eliminada do sistema, diminuindo a quantidade de casos que sensibilizaram a função de proteção 27 do PAC. Quantificando esses valores, obteve-se uma melhora nos resultados em relação aos dados constatados anteriormente, totalizando 85,15 % dos casos de falta coordenados, restando apenas 14,85 % das situações que não obtiveram o resultado esperado.

Tabela 10 – Ajustes dos relés para o sistema ilhado, Curva C1.

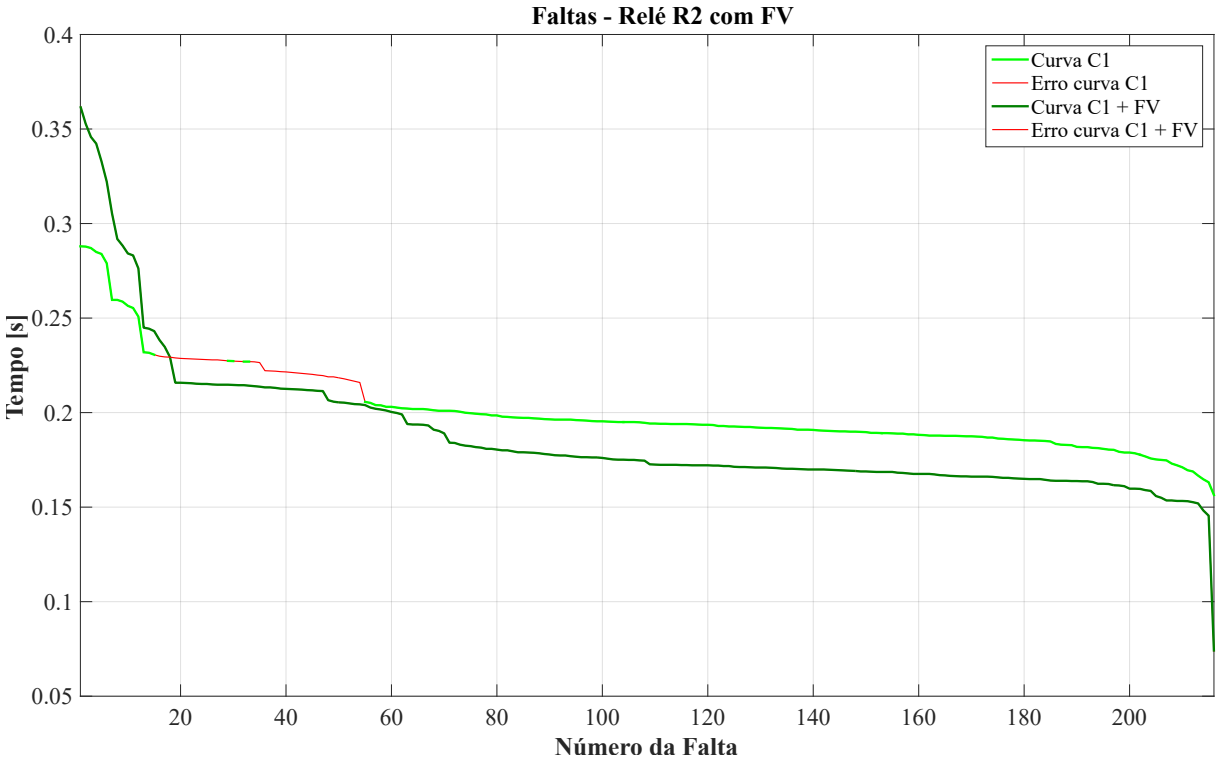
	RTC	Relé 51			Relé 50		Relé 51 N		Relé 50 N	
		Curva	TDS	I_{Pickup}	T	I_{Pickup}	TD	I_{Pickup}	T	I_{Pickup}
12 RGD	1/150	C1	0,17	2,03	0,05	9,854	0,22	1,907	0,05	4,32
R1	1/50	C1	0,12	2,05	N	N	0,09	1	N	N
R2	1/60	C1	0,05	1,2	0,05	17,23	0,05	1	0,05	7,92

5.2.5 Sistema de proteção otimizado para o ilhamento, considerando a influência da usina solar

Nesta etapa da pesquisa, uma análise do comportamento do sistema de proteção otimizado para o cenário 3, considerando a conexão da usina solar operando em máxima potência é realizada. Para isso, efetuou-se a parametrização das proteções tomando como base os dados da Tabela 10, por onde se verificou o comportamento do sistema de proteção adaptado, frente a essa nova condição de operação.

A *Figura 52* apresenta o comportamento da curva *C1* otimizada para o cenário 3, anteriormente apresentada. Já a curva *C1 + FV* representa a resposta do sistema de proteção frente a conexão da usina solar. Observa-se que a operação no modo ilhado em conjunto com a conexão do sistema solar possibilitou a coordenação total do sistema para a região de proteção do relé R2. Esse fato se deve a diminuição do tempo de atuação do relé para alguns casos que anteriormente não estavam coordenados. Também é possível observar que a usina solar propiciou uma regulação (sustentação) de tensão no sistema, evitando a sensibilização da função de proteção 27 do PAC. Esse fato fica evidenciado na situação de falta número 18, em que o tempo de atuação das duas curvas se igualam. Contudo, para esta situação, o sistema considerando o gerador solar manteve-se coordenado com as demais proteções, caracterizando assim a sustentabilidade na tensão pós-falta.

Figura 52 – Resposta do sistema de proteção adaptado, considerando a influência da usina solar.



Fonte: Elaborada pelo autor.

5.3 Considerações Finais

Através das simulações realizadas no sistema teste simplificado, observou-se que a conexão de GDs no SD altera a topologia tradicional da rede. Analisando os resultados apresentados, fica evidente os efeitos da perturbação nos RSC presentes no sistema, quando existe uma elevada penetração de GD.

Neste primeiro sistema teste, observa-se o mau desempenho das proteções implementadas quando se tem a conexão do GD, o que permite que o SD opere sob falta, gerando distúrbios na QEE, tais como: afundamentos de tensão, aumento dos níveis harmônicos do sistema e desequilíbrios de tensão.

A proteção auxiliar realizada através do RDT mostrou-se eficiente para faltas que promovem desequilíbrios de tensão no SD, auxiliando o esquema de proteção convencional. Também foi possível comprovar que o esquema de proteção implementando contribuiu com os níveis da QEE, extinguindo os distúrbios gerados pela permanência da falta no sistema, evitando assim que esses se propaguem pela rede elétrica.

Para o sistema teste baseado no modelo do CIGRÉ, evidenciou-se que o esquema de proteção modelado via o RSCAD apresentou resultados semelhantes à atuação do relé comercial (G30), servindo para validar o modelo empregado.

A interferência gerada pela conexão de GDs conectados em paralelo com a rede principal foi evidenciada pelos resultados apresentados. Observa-se claramente que a distância em que esses geradores se encontram das faltas, influencia diretamente na perturbação do dispositivo de proteção. Através das análises realizadas, conclui-se que quanto mais próximo o GD estiver do ponto de falta, maior será a sua interferência causada. A depender da configuração do sistema, a conexão de GDs podem reduzir o tempo de atuação de um relé parametrizado para uma configuração tradicional. Porém, a contribuição de corrente do gerador também pode ocasionar uma diminuição no tempo de resposta. Ambas as situações podem ser prejudicais ao sistema de proteção, visto que os relés presentes na rede podem perder a coordenação com os demais, ou até mesmo não ser sensibilizados.

Através da implementação das proteções recomendadas pelos guias de conexão de GDs nas redes de distribuição, observou-se que as interferências causadas pelos geradores ao sistema de proteção do CIGRÉ foram reduzidas para algumas situações de falta. Porém, é possível observar que em alguns casos o sistema de proteção continuou sendo prejudicado pela conexão do GD, dando margem para uma reconfiguração dos parâmetros de proteção através de um sistema que se adapte a conexão dos geradores. Salienta-se que o sistema de proteção adaptativo foi aplicado apenas para a situação de ilhamento (cenário 3), em que se constatou uma grande perturbação da proteção, quando da mudança de operação do sistema.

Por fim, tem-se o cenário que apresenta a maior perturbação no esquema de proteção, quando da mudança de operação para o modo ilhado. Pelos resultados apresentados, observou-se que as funções de proteções localizadas no PAC, dentre elas a 67, prejudicam consideravelmente a coordenação do sistema, caso seja mantida a configuração tradicional. A restrição da área de atuação da função 67 possibilitou uma maior quantidade de situações de faltas coordenadas no sistema do CIGRÉ operando em ilhamento. Porém, tal medida não foi o suficiente, pois grande parte das situações de faltas consideradas ainda continuou sem coordenação com os demais relés.

Dessa forma, a partir de uma reparametrização do sistema de proteção pelo algoritmo de otimização, em conjunto com a troca da curva de atuação do relé R2, obteve-se uma melhora considerável no esquema de proteção, obtendo uma maior número de situações de faltas atendidas. Fica então evidente a importância da utilização de relés de proteção adaptativos, os quais devem se adequar as mudanças de operação do sistema.

Contudo, vale lembrar que algumas situações de curtos-circuitos aplicadas na região de atuação do relé R2 não foram coordenadas com o relé do PAC do GS, onde a função 27 estava implementada. Tal fato se deve ao tempo em que o GS leva para restabelecer o nível de tensão em seu barramento após uma situação de contingência. Fato esse que foi solucionado quando considerada a introdução da usina solar no sistema. Essa por sua vez, auxiliou na suportabilidade de tensão, evitando assim, que a função 27 do PAC fosse sensibilizada.

Capítulo 6

Considerações Finais

A crescente conexão de GDs aos SDs em todo o mundo apresenta uma grande oportunidade para viabilizar as operações dos SDs em modo ilhado, quando da inexistência de conexão com a fonte principal de energia. Tal operação pode aumentar a confiabilidade da rede de distribuição, reduzindo o tempo em que os consumidores passarão sem energia. Também é de conhecimento que a introdução de GDs operando em paralelo com os SDs, assim como as operações em modo ilhado, apresentarão desafios significativos para os sistemas de proteção das rede existentes.

Com base no conteúdo apresentado, esta pesquisa analisou a influência das proteções internas dos geradores, assim como as localizadas no PAC, exigidas por normas e recomendadas por padrões nacionais e internacionais, bem como considerou uma modelagem completa dos modelos de geradores, implementando os sistemas de controles presentes nessas fontes de energia.

A metodologia utilizada nesta pesquisa foi aplicada sobre dois sistemas testes simulados. O primeiro sistema teste permitiu realçar os problemas de proteção do sistema associados à elevada penetração de GDs conectados aos SDs, e também abordou alguns problemas associados a QEE, quando da falha do sistema de proteção.

As análises realizadas sobre os sistemas, foram simuladas através do ambiente de simulação do RTDS. Esse por sua vez, é desejável em pesquisas com enfoque aos sistemas proteção, visto que propicia caracterizar simulações em malha fechada. Pelo laço fechado foi possível o uso de um relé comercial nas análises, servindo para confirmar que o esquema de proteção em estudo pode ser implementado em sistemas reais através da utilização de relés comerciais já existentes.

A segunda etapa da pesquisa aprimorou a metodologia aplicada ao primeiro SD teste, possibilitando novas analises associadas aos problemas causados ao sistema proteção, quando da presença de GDs. Por meio desse segundo sistema teste foi possível realizar análises voltadas para a operação em paralelo dos GDs com a rede principal, assim como observar a dificuldade do sistema tradicional de proteção atuar em condições de ilhamento.

Em relação a operação dos GDs conectados em paralelo com a rede principal, conclui-se que a implementação das proteções recomendadas pelos guias de conexão de GDs minimizou as interferências causadas pelos geradores ao sistema de proteção. Porém, é notório que tal método não foi suficiente para eliminar as interferências causadas pela conexão dos GDs no sistema CIGRÉ.

Através das análises da operação no modo ilhado, observou-se um grande impacto dos GDs no esquema de proteção tradicional. Inicialmente, uma reconfiguração da proteção 67 localizada no PAC do GS, que restringiu a área de atuação dessa função, aprimorou o esquema de proteção, apresentando uma maior coordenação dos relés presentes no sistema do CIGRÉ. Porém, tal medida não foi o suficiente para solucionar os problemas associados a mudança de operação do sistema.

Dessa forma, uma reparametrização do sistema de proteção delineada pelo algoritmo de otimização em conjunto com a troca da curva de atuação do relé R2 obteve uma melhora considerável nas respostas do esquema de proteção, obtendo mais situações de faltas coordenadas. Deste promissores resultados, ficou evidente a importância da utilização de relés de proteção adaptativos que se adequem às mudanças de operação do sistema.

Em suma, tem-se que os sistemas de proteção recomentados por normas reduzem os impactos ocasionados pela conexão dos GDs nas redes de distribuição. Porém, nesta pesquisa, observou-se que a depender da configuração do sistema tais proteções podem não ser suficientes para evitar o atraso ou a não sensibilização dos relés.

Tem-se então a necessidade de elucidar tais interferências e analisar se esquemas de proteção adaptativos solucionariam tais problemas. Todavia, salienta-se que nessa pesquisa, optou-se por abordar apenas a utilização da proteção adaptativa na operação no modo ilhado. Em relação as análises desse cenário, constatou-se a importância de considerar a implementação das proteções internas aos GDs assim como as associadas ao PAC, visto que tais proteções influenciaram nos resultados desta pesquisa.

Por fim, considera-se de grande importância o aprimoramento de técnicas de proteções adaptativas que se utilizem do suporte de comunicação fornecido pelas redes elétricas inteligentes, uma vez que é notória a crescente utilização desses geradores nos SDs atuais. Tais técnicas podem viabilizar as operações em ilhamento, garantindo uma confiabilidade no sistema de proteção, uma vez que essa é reconfigurada de forma otimizada para tal operação.

6.1 Divulgação da Pesquisa

Os seguintes trabalhos reportam a divulgação dos resultados desta pesquisa de mestrado até o momento:

- FURLAN, R. H.; OLESKOVICZ, M. O Desequilíbrio de Tensão Empregado na Proteção de Sistemas de Distribuição com Geração Distribuída. *XII Conferência*

Brasileira sobre Qualidade da Energia Elétrica - CBQEE, Curitiba, PR, Brasil, de 21 à 23 de agosto de 2017. Artigo publicado e apresentado no congresso

- FURLAN, R. H.; BATAGLIOLI, R. P. ; CARVALHO, W. C. ; OLESKOVICZ, M. Optimal Allocation of Distributed Generation in a Radial Distribution Network for Losses Reduction and Voltage Profile Improvement. *VII Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos - SBSE*, Niterói, RJ, Brasil, 12 a 16 de maio de 2018. Artigo publicado e apresentado no congresso

- FURLAN, R. H.; BEUTER, C. H.; BATAGLIOLI, R. P.; FARIA, I M; OLESKOVICZ, M. Improvement of Overcurrent Protection considering Distribution Systems with Distributed Generation. 18th International Conference on Harmonics and Quality of Power. Ljubljana/Slovenia, 13 a 16 de maio de 2018. Artigo publicado e premiado com o título de "*BEST PAPER PRIZE*".

Já os seguintes trabalhos foram desenvolvidos em paralelo com a pesquisa realizada:

- FARIA, I. M. ; FURLAN, R. H. ; MARTINS, P. E. T. ; MENEZES, T. S. ; OLESKOVICZ, M. ; COURY, D. V. The Proposition of a Multiagent System for Adaptive Protection of a Distribution System. *VII Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos - SBSE*, Niterói, RJ, Brasil, 12 a 16 de maio de 2018. Artigo publicado.

- CAMPOS, G. P. ; BARRA, P. H. A. ; OLESKOVICZ, M. ; FURLAN, R. H. ; BICZKOWSKI, M. Energy Storage System Specification and Allocation for a Distribution System with Distributed Generation. *VII Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos - SBSE*, Niterói, RJ, Brasil, 12 a 16 de maio de 2018. Artigo publicado.

6.2 Trabalhos Futuros

Como pontos para a continuidade desta pesquisa, têm-se:

- Considerar todas as proteções associadas a conexão dos GDs no SD;

- Aplicar métodos de otimização diferente do utilizado nesta pesquisa (gradiente reduzido generalizado, programação quadrática sequencial e Lagrangeano aumentado);

- Implementar o esquema de proteção adaptativo para o cenário em que os GDs operem conectados em paralelo com a rede principal;

- Verificar se a variação de potência dos GDs influenciam nos ajustes dos parâmetros dos relés adaptativos;

- ❑ Realizar variações nos modos de conexão dos transformador de acoplamento dos GDs, a fim de verificar uma possível redução na interferência causada pelos geradores ao sistema de proteção.

- ❑ Considerar a atuação de elos fusíveis no esquema de proteção do SD, visando manter a coordenação entre esses dispositivos e os demais elementos de proteção do sistema;

- ❑ Considerar uma reconfiguração topológica do sistema CIGRÉ e verificar a necessidade da alteração dos parâmetros de proteção. Caso seja necessária, adotar a metodologia desenvolvida nessa pesquisa a fim de melhorar a resposta do sistema de proteção para tais variações;

- ❑ Promover modificações nas estratégias de controle dos GDs, a fim de verificar possíveis variações na injeção de corrente, em situações adversas de operação.

- ❑ Implementar um algoritmo de detecção de ilhamento que verifique o estado de operação da rede (ilhado/conectado) e informe os relés adaptativos, visando a troca dos parâmetros de proteção. Tal medida funcionaria como um sistema de *backup* dos canais de comunicação, caso essa apresente falha, o sistema de proteção deve ser capaz de fazer a mudança dos parâmetros automaticamente através da resposta de um algoritmo de detecção de ilhamento; e

- ❑ Implementar um canal de comunicação que realize a troca de informações entre a simulação modelada via o RTDS com o dispositivo de proteção comercial, visando a troca dos parâmetros dos relés de forma automática.

- ❑ Implementar a proteção de anti-ilhamento do inversor de frequência.

Referências

ABNT NBR 5117. **Máquina elétrica girante Máquina síncrona Especificação**: Norma Brasileira. 2007.

ADHIKARI, S.; LI, F. Coordinated v-f and p-q control of solar photovoltaic generators with mppt and battery storage in microgrids. **IEEE Transactions on Smart Grid**, 2014. v. 5, n. 3, p. 1270–1281, May 2014. ISSN 1949-3053.

AGHELI, A.; ABYANEH, H. A.; CHABANLOO, R. M.; DEZAKI, H. H. Reducing the impact of dg in distribution networks protection using fault current limiters. In: **2010 4th International Power Engineering and Optimization Conference (PEOCO)**. Shah Alam, Malaysia: [s.n.], 2010. p. 298–303.

AMITY, I. **Aluminum Conductor Steel Reinforced**. 2017. Acesso em 09/2018. Disponível em: <http://www.amitycable.cn>.

ANEEL. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST**: Módulo 4 - Procedimento Operativos do Sistema de Distribuição, Revisão 1. 2009.

_____. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST**: Módulo 3 - Acesso ao Sistema de Distribuição, Revisão 7. 2017.

_____. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST**: Módulo 8 - Qualidade da energia elétrica, Revisão 10. 2018.

ANEEL, A. N. D. E. E. . **RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 687**: Renewable Energy Policy Network for the 21st Century. nov. 2015. Acesso em: 03/2018. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>.

ANSI. **Tabela ANSI - (American National Standards Institute)**. 2018. Acesso em: 08/2017. Disponível em: <https://www.ansi.org/>.

AUNG, H. N.; KHAMBADKONE, A. M.; SRINIVASAN, D.; LOGENTHIRAN, T. Agent-based intelligent control for real-time operation of a microgrid. **Joint International Conference on Power Electronics, Drives and Energy Systems**. New Delhi, India.

BATAGLIOLI, R. P. **Relé Universal baseado na Plataforma PC104 Aplicado na Proteção de Geradores Síncronos**. [S.l.], 2015. Trabalho de conclusão de curso.

BEIGELMAN, B. B. **A Energia Solar Fotovoltaica e a Aplicação na Usina Solar de Tauá**. [S.l.], 2013. Trabalho de conclusão de curso.

BERTHO JUNIOR, R. **Um Novo Algorítimo de Proteção para Redes HVDC Multiterminais**. Tese (Doutorado) — Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, 2017.

CIGRÉ Task Force C6.04. **Benchmark Systems for Network Integration of Renewable and Distributed Energy Resources**: Brochura técnica 575. 2014.

COELCE. **Norma Técnica NT-010/2012 R-00**: Conexão de Micro e Minigeração Distribuída ao Sistema da Coelce. 2012. Acesso em: 03/2017. Disponível em: <www.coelce.com.br>.

COFFELE, F.; BOOTH, C.; DYŚKO, A. An adaptive overcurrent protection scheme for distribution networks. **IEEE Transactions on Power Delivery**, 2015. v. 30, n. 2, p. 561–568, April 2015. ISSN 0885-8977.

COURY, D. V.; OLESKOVICZ, M.; GIOVANINI, R. **Proteção Digital de Sistemas Elétricos de Potência**: dos Relés Eletromecânicos aos Microprocessados Inteligentes. [S.l.]: EESC-USP, 2011. 11–13 p. ISBN 978-85-85205-78-2.

CRESESB/CEPEL. **Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sergio de Salvo Brito / Centro de Pesquisas de Energia Elétrica**: Energia Solar: Princípios e Aplicações. 2007. Acesso em: 05/2017. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br>.

DOMMEL, H. W. Digital computer solution of electromagnetic transients in single-and multiphase networks. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, 1969. PAS-88, n. 4, p. 388–399, April 1969. ISSN 0018-9510.

ELEKTRO. **Norma ND.78 Proteção de Redes Aéreas de Distribuição**. 2014. Acesso em: 08/2018. Disponível em: <www.elektro.com.br>.

_____. **Norma ND.65 Conexão de geradores em paralelo com o sistema de distribuição de média tensão da Elektro**. 2016. Disponível em: <www.elektro.com-.br>.

EMADI, A.; AFRAKHTE, H.; SADEH, J. Fast active islanding detection method based on second harmonic drifting for inverter-based distributed generation. **IET Generation, Transmission Distribution**, 2016. v. 10, n. 14, p. 3470–3480, 2016. ISSN 1751-8687.

ENERGISA. **Critérios para a Conexão de Acessantes de Centrais Geradoras e Geração Distribuída ao Sistema de Distribuição Para Conexão em Média Tensão**: Norma de Distribuição Unificada. 2017.

ENERGY NETWORKS ASSOCIATION. **Recommendations for the connection of generating plant to the distribution systems of licensed distribution network operators**: Engineering recommendation g59. 2015.

EPE. **Inserção da Geração Fotovoltaica Distribuída no Brasil**: Condicionantes e Impactos. Rio de Janeiro: [s.n.], Outubro 2014. Acesso em: 04/2018. Disponível em: <www.epe.gov.br>.

FARRET, F. A.; SIMÕES, M. G. Integration of alternative sources of energy. In: _____. **Integration of Alternative Sources of Energy**. [S.l.]: Wiley-IEEE Press, 2006. p. 408–. ISBN 9780471755623.

FUCHS, E. F.; MASOUM, M. A. S. **Power Quality in Power Systems and Electrical Machines**. [S.l.: s.n.], 2008.

Hwang, C. L.; Tillman, F. A.; Kuo, W. Reliability optimization by generalized lagrangian-function and reduced-gradient methods. **IEEE Transactions on Reliability**, 1979. R-28, n. 4, p. 316–319, Oct 1979. ISSN 0018-9529.

IEEE. **Std 1547: IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources With Electric Power Systems**. 2008.

_____. **Std 1547a-2014: IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources With Electric Power Systems - Amendment 1**. 2014.

INMET. **Instituto Nacional de Meteorologia**. 2017. Disponível em: <http://www-.inmet.gov.br>.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMISSION. **IEC 60255-3**: electrical relays - part 3: single input energizing quantity measuring relays with dependent or independent time. 1989.

JOVCIC, D.; AHMED, K. **High Voltage Direct Current Transmission - Convertes, Systems and DC Grids**. United Kingdom: West Sussex, 2015.

KUZLU, M.; PIPATTANASOMPORN, M.; RAHMAN, S. Communication network requirements for major smart grid applications in han, nan and wan. **Computer Networks**, 2014. v. 67, p. 74–88, jul. 2014.

KYOCERA. **HIGH EFFICIENCY Multi-Crystalline PHOTOVOLTAIC MODULE**. 2011. Acesso em: 01/2017. Disponível em: <https://www.sicleanenergy-.com.au/wp-content/uploads/2013/07/Kyocera-KD215GH-2PU.pdf>.

MA, J.; MA, W.; WANG, X.; WANG, Z. A new adaptive voltage protection scheme for distribution network with distributed generations. **Canadian Journal of Electrical and Computer Engineering**, 2013. v. 36, n. 4, p. 142–151, Fall 2013. ISSN 0840-8688.

MAGUIRE, T.; GIESBRECHT, J. Small time-step ($<2\mu$s) vsc model for the real time digital simulator. In: **International Conference on Power Systems Transients**. [S.l.: s.n.], 2005.

MAHAT, P.; CHEN, Z.; BAK-JENSEN, B.; BAK, C. L. A simple adaptive overcurrent protection of distribution systems with distributed generation. **IEEE Transactions on Smart Grid**, 2011. v. 2, n. 3, p. 428–437, Sept 2011. ISSN 1949-3053.

Mamede Filho, J.; MAMEDE, D. R. **Proteção de Sistemas Elétricos de Potência**. Rio de Janeiro: LTC, 2011.

MARTINEZ, J. A.; MARTIN-ARNEDO, J. Impact of distributed generation on distribution protection and power quality. In: **2009 IEEE Power Energy Society General Meeting**. [S.l.: s.n.], 2009. p. 1–6. ISSN 1932-5517.

MICHELS; CAMARGO, L.; BOTTERÓN, R. F.; PINHEIRO, F.; HUMBERTO. Metodologia de projeto de filtros de segunda ordem para inversores de tensão com modulação PWM digital. **Sba: Controle & Automação Sociedade Brasileira de Automatica**, 2005. scielo, v. 16, p. 221 – 242, 06 2005. ISSN 0103-1759.

MONARO, R. M. **Lógica Fuzzy Aplicada na Melhoria da Proteção Digital de Geradores Síncronos**. Tese (Doutorado) — Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, 2013.

MOTTER, D. **Modelagem Computacional de Funções de Proteção Baseadas em Medidas de Frequência para Detecção de Ilhamentode Geração Distribuída**. Dissertação (Mestrado) — Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, 2014.

MOURA, F. A. M. **Geração distribuída - impactos e contribuições para a qualidade da energia elétrica e dinâmica dos sistemas elétricos - uma análise através do ATP-EMTP**. Tese (Doutorado) — Universidade Federal de Uberlândia, 2011.

MUDA, H.; JENA, P. Real time simulation of new adaptive overcurrent technique for microgrid protection. In: **2016 National Power Systems Conference (NPSC)**. [S.l.: s.n.], 2016. p. 1–6.

MULTILIN, G. **G30 Generator Management Relay**. [S.l.], 2006.

Nejdawi, I. M.; Clements, K. A.; Davis, P. W. An efficient interior point method for sequential quadratic programming based optimal power flow. **IEEE Transactions on Power Systems**, 2000. v. 15, n. 4, p. 1179–1183, Nov 2000. ISSN 0885-8950.

NIKOLAIDIS, V. C.; PAPANIKOLAOU, E.; SAFIGIANNI, A. S.; MEMBER, S. A Communication-Assisted Overcurrent Protection Scheme for Radial Distribution Systems With Distributed Generation. **IEEE Transactions on Smart Grid**, 2015. v. 7, n. 1, p. 1–10, 2015.

PALUDO, J. A. **Avaliação dos Impactos de Elevados Níveis de Penetração da Geração Fotovoltaica no Desempenho de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica em Regime Permanente**. Dissertação (Mestrado) — Escola de Engenharia de São Carlos,, 2014.

PAPASPILIOTOPOULOS, V. A.; KORRES, G. N.; KLEFTAKIS, V. A.; HATZIARGYRIOU, N. D. Hardware-in-the-loop design and optimal setting of adaptive protection schemes for distribution systems with distributed generation. **IEEE Transactions on Power Delivery**, 2017. v. 32, n. 1, p. 393–400, Feb 2017. ISSN 0885-8977.

PES. **IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies**. [S.l.: s.n.], 2006. 0_1–85 p. ISBN VO -.

PHADKE, A. G.; THORP, J. S. **Computer Relaying for Power Systems**. United Kingdom: [s.n.], 2009.

PINTOS, L. M.; MORETO, M.; ROLIM, J. G. Applicability Analysis of Directional Overcurrent Relay Without Voltage Reference in Microgrids. **IEEE Latin America Transactions**, 2016. v. 14, n. 2, p. 687–693, 2016.

RAHBARI-ASR, N.; ZHANG, Z.; CHOW, M.-y. Asynchronous Incremental Welfare Consensus Algorithm for Cooperative Distributed Demand Response and Generation Management in Smart Grid. **Smart Grid, IEEE Transactions on**, 2014. v. 5, n. 6, p. 1–5, 2014. ISSN 1949-3053.

REIMERT, D. **Protective Relaying for Power Generation Systems**. United States: CRC Press Taylor & Francis Group, 2006. ISBN 978-0-8247-0700-2.

REN21. **Renewable Global Status Report**: Renewable Energy Policy Network for the 21st Century. 2018. Acesso em: 06/2018. Disponível em: <http://www.ren21.net-/status-of-renewables/global-status-report/>.

REPORT, T. Jan 2013 Dynamic Models for Turbine-Governors in Power System Studies. 2013. p. 26–27, 2013.

RTDS® TECHNOLOGIES. **Real Time Digital Simulator: Power System User Manual**. [S.l.], Dezembro 2012.

RUSH, P. **Proteção e Automação de Redes: Conceito e Aplicação**. São Paulo: Schbeider, 2011.

SAHA, S.; MUKHERJEE, V. Optimal placement and sizing of DGs in RDS using chaos embedded sos algorithm. **IET Generation, Transmission Distribution**, 2016. v. 10, n. 14, p. 3671–3680, 2016. ISSN 1751-8687.

SALGADO, D. A. **Uma Abordagem Paramétrica do Impacto da Geração Distribuída Sobre as Correntes de Curto-Circuito e na Proteção de Redes de Distribuição**. Dissertação (Mestrado) — Escola Polotécnica da Universidade de São Paulo, 2015.

SARWAGYA, K.; NAYAK, P. K. An extensive review on the state-of-art on microgrid protection. **IEEE Power, Communication and Information Technology Conference (PCITC)**, 2015. p. 862–866, 2015.

SGUAÇABIA, R. R. **Avaliação do Impacto da Geração Distribuída sobre o Sistema de Proteção de Sobrecorrente de uma Rede de Distribuição Operando em Ilhamento Intencional**. Dissertação (Mestrado) — Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, 2015.

SHAH, K. R.; DETJEN, E. D.; PHADKE, A. G. Feasibility of adaptive distribution protection system using computer overcurrent relaying concept. **IEEE Transactions on Industry Applications**, 1988. v. 24, n. 5, p. 792–797, Sep 1988. ISSN 0093-9994.

SHIH, M. Y.; SALAZAR, C. A. C.; ENRÍQUEZ, A. C. Adaptive directional overcurrent relay coordination using ant colony optimisation. **IET Generation, Transmission Distribution**, 2015. v. 9, n. 14, p. 2040–2049, 2015. ISSN 1751-8687.

SOUZA, M. P. de Melo Gomes de. **Coordenação da Proteção de um Sistema Elétrico de Potência Interligado Utilizando Relés de Sobrecorrente e de Distância**. [S.l.], 2010.

TOOLBOX, O. **A free MATLAB Toolbox for Optimization**. 2018. Acesso em: 09/2018. Disponível em: <https://www.inverseproblem.co.nz/OPTI/>.

WALLING, R. A.; SAINT, R.; DUGAN, R. C.; BURKE, J.; KOJOVIC, L. A. Summary of distributed resources impact on power delivery systems. **IEEE Transactions on Power Delivery**, 2008. v. 23, n. 3, p. 1636–1644, July 2008. ISSN 0885-8977.

WAN, H.; LI, K. K.; WONG, K. P. An adaptive multiagent approach to protection relay coordination with distributed generators in industrial power distribution system. **IEEE Transactions on Industry Applications**, 2010. v. 46, n. 5, p. 2118–2124, Sept 2010. ISSN 0093-9994.

WEG. **Catálogo Disjuntor a Vácuo de Média Tensão (VBW)**. www.weg.net, 2017.

WU, B. **Power Conversion and Control of Wind Energy Systems**. New Jersey: [s.n.], 2011.

ZHAN, H.; WANG, C.; WANG, Y.; YANG, X.; ZHANG, X.; WU, C.; CHEN, Y. Relay protection coordination integrated optimal placement and sizing of distributed generation sources in distribution networks. **IEEE Transactions on Smart Grid**, 2016. v. 7, n. 1, p. 55–65, Jan 2016. ISSN 1949-3053.

Apêndices

APÊNDICE **A**

Algoritmo de Otimização não Linear

Este apêndice exemplifica o algoritmo de otimização relatado na seção 3.2.1.2, que tem o intuito de minimizar os tempos de atuação dos relés primários e de retaguarda presentes no sistema modelado, mantendo-se a coordenação entre os mesmos.

```
1  ------------------------------ Otimização Relés de Fase ------------------------------
   tic
3  //Relé R1
   Tmin=0.1;
5  RTC=50;
   Ic=47.1074;
7  IM=1233;

9  //Relé R2
   RTC2=60;
11 Ic2=57.8922;
   IM2=1207.57;
13
   //Relé R0
15 RTC3=400;
   Ic3=119.022;
17 IM3=1233;

19 ------------------------------ Otimização Relé R1 ------------------------------

21 //Estimativa inicial
   x0 = [0.05 1.2];
23
   //limite da variavel TD
25 lb(1) = 0.05;
   ub(1) = 1;
27
   //limite da variavel KTF
29 lb(2) = 1.2;
   ub(2) = 10.423;
```

```
31
//Restrições lineares
33 A = [];
b = [];
35 Aeq = [];
beq = [];
37
//Otimização com fmincon
39 [x,fvalP] = fmincon(@(x) FPrimario(x,RTC,Ic,IM,Tmin),x0,A,b,Aeq,beq,lb,ub);

41 //Imprime o objetivo inicial
disp(['Objetivo Inicial Primário: ' num2str(FPrimario(x0,RTC,Ic,IM,Tmin))])
43 //Imprime o objetivo final
disp(['Objetivo Final Primário: ' num2str(fvalP)])
45
//Imprime solução
47 disp('Solução')
disp(['TD = ' num2str(x(1))])
49 disp(['KTF = ' num2str(x(2))])

51 Itf= (x(2)*Ic)/(RTC)
ItfA = (x(2)*Ic)
53 M=IM/(RTC*Itf)

55 R= x(1)*((13.5/(((IM/(Itf*RTC))^1)-1)));


57
if fvalP > 3000
59 disp('Erro')
else
61 disp('Ok')
end
63
------------------------------------ Otimização Relé R2 ------------------------------------
65
//limite da variavel TD
67 lbs(1) = 0.05;
ubs(1) = 1;
69
//limite da variavel KTF
71 lbs(2) = 1.2;
ubs(2) = 8.4418;
73
//Otimização com fmincon
75 [xsec,fvalS] = fmincon(@(x) FSecundario(x,RTC2,Ic2,IM2,Tmin),x0,A,b,Aeq,beq
    ,lb,ub);
```

```
//Imprime o objetivo inicial
disp(['Objetivo Inicial Secundário: ' num2str(FSecundario(x0,RTC2,Ic2,IM2,
    Tmin))])

//Imprime o objetivo final
disp(['Objetivo Final Secundário: ' num2str(fvalS)])

//Imprime solução
disp('Solução')
disp(['TD sec = ' num2str(xsec(1))])
disp(['Ipk sec = ' num2str(xsec(2))])

if fvalS > 1.5
disp('Erro')
else
disp('Ok')
end

Itf2= (xsec(2)*Ic2)/(RTC2)
Itf2A = (xsec(2)*Ic2)
Msec=IM2/(RTC2*Itf2)

Rs= xsec(1)*((13.5/(((IM2/(Itf2*RTC2))^1)-1)));

------------------------------ Otimização Relé R0 ------------------------------

//limite da variavel TD
lbt(1) = 0.05;
ubt(1) = 1;
//limite da variavel KTF
lbt(2) = 1.2;
ubt(2) = 4.35; menor que Iccmin (Falta FF 3,333 ; 3,333 bar 7

//Otimização com fmincon

[xtir,fvalT] = fmincon(@(x) FSTerciario(x,RTC3,Ic3,IM3,fvalS),x0,A,b,Aeq,
    beq,lbt,ubt);

//Imprime o objetivo inicial
disp(['Objetivo Inicial Terciario: ' num2str(FSTerciario(x0,RTC3,Ic3,IM3,
    fvalS))])

Imprime o objetivo final
disp(['Objetivo Final Secundário: ' num2str(fvalT)])

//Iimprime solução
disp('Solução')
```

```
disp(['TD sec = ' num2str(xtir(1))])
disp(['Ipk sec = ' num2str(xtir(2))])

if fvalT > 1.5
disp('Erro')
else
disp('Ok')
end

Itf3= (xtir(2)*Ic3)/(RTC3)
Itf3A = (xtir(2)*Ic3)
Mtir=IM3/(RTC3*Itf3)

Rtir= xtir(1)*((13.5/(((IM3/(Itf3*RTC3))^1)-1)));
```

```
// Cria arquivo nlres.m para restrições não lineares para o Relé R1

function fob= FPrimario(x,RTC,Ic,IM,Tmin)

Itf= (x(2)*Ic)/(RTC);
M=IM/(RTC*Itf);

fob = ((x(1)*13.5)/((M^1)-1))+0;
if fob < Tmin
fob=fob+10;
elseif fob > 100
fob=fob+100;
end

end

// Cria arquivo nlres.m para restrições não lineares para o Relé R2

function fob= FSecundario(x,RTC2,Ic2,IM2,Tmin)

Itf2= (x(2)*Ic2)/(RTC2);
Msec=IM2/(RTC2*Itf2);


fob = ((x(1)*13.5)/((Msec^1)-1))+0;
if fob < Tmin
fob=fob+10;
elseif fob > 100
fob=fob+100;
end

end
```

```
// Cria arquivo nlres.m para restrições não lineares para o Relé R0

function fob= FSTerciario(x,RTC3,Ic3,IM3,fvalS)

Itf3= (x(2)*Ic3)/(RTC3);
Mtir=IM3/(RTC3*Itf3);


fob = ((x(1)*13.5)/((Mtir^1)-1))+0;
if fob < (fvalS+0.3)
fob=fob+100;
elseif fob > 100
fob=fob+100;
end

end
```

APÊNDICE **B**

Situações de Faltas Consideradas

Este apêndice apresenta todas as situações de faltas, às quais o SD do CIGRÉ foi submetido. O mesmo tem o intuito de expor os detalhes de cada contingência aplicada ao sistema, apresentando o número de situações de falta aplicado (Nº) a cada região do relé considerado, a barra que a mesma foi aplicada, o tipo de falta, a referência da falta e, por fim, o valor da impedância de falta. Cabe salientar que a sigla *RFT* representa uma resistência de falta fase-terra. Já *RFF* representa a resistência de uma falta fase-fase, enquanto que *RFFT* representa a resistência de uma situação de falta fase-fase-terra.

Tabela 11 – Faltas aplicadas na região do relé R1.

Nº	Barra	Tipo Falta	1ª Ref. Falta	Valor (Ohm)	2ª Ref. Falta	Valor (Ohm)
1	6	AT	RFT	50	-	-
2	5	AT	RFT	50	-	-
3	4	AT	RFT	50	-	-
4	3	AT	RFT	50	-	-
5	6	AT	RFT	40	-	-
6	5	AT	RFT	40	-	-
7	4	AT	RFT	40	-	-
8	3	AT	RFT	40	-	-
9	6	AT	RFT	30	-	-
10	5	AT	RFT	30	-	-
11	4	AT	RFT	30	-	-
12	3	AT	RFT	30	-	-
13	6	AT	RFT	20	-	-
14	5	AT	RFT	20	-	-
15	4	AT	RFT	20	-	-
16	3	AT	RFT	20	-	-
17	6	AB	RFF	10	-	-

Continua na próxima página

Tabela 11 – *Continuação da página anterior*

Nº	Barra	Tipo Falta	1ª Ref. Falta	Valor (Ohm)	2ª Ref. Falta	Valor (Ohm)
18	6	AT	RFT	10	-	-
19	6	ABT	RFF	10	RFFT	50
20	6	AB	RFF	8	-	-
21	6	ABT	RFF	10	RFFT	40
22	6	ABT	RFF	10	RFFT	30
23	6	ABT	RFF	10	RFFT	0,1
24	6	ABT	RFF	10	RFFT	20
25	6	ABT	RFF	10	RFFT	10
26	6	AB	RFF	6	-	-
27	5	AB	RFF	10	-	-
28	5	AT	RFT	10	-	-
29	5	ABT	RFF	10	RFFT	50
30	6	AB	RFF	4	-	-
31	4	AB	RFF	10	-	-
32	5	ABT	RFF	10	RFFT	40
33	6	ABT	RFF	5	RFFT	0,1
34	5	ABT	RFF	10	RFFT	30
35	5	AB	RFF	8	-	-
36	6	ABT	RFF	5	RFFT	50
37	4	AT	RFT	10	-	-
38	6	ABT	RFF	5	RFFT	40
39	5	ABT	RFF	10	RFFT	20
40	5	ABT	RFF	10	RFFT	0,1
41	6	ABT	RFF	5	RFFT	30
42	4	ABT	RFF	10	RFFT	50
43	5	ABT	RFF	10	RFFT	10
44	6	AB	RFF	2	-	-
45	4	ABT	RFF	10	RFFT	40
46	6	ABT	RFF	5	RFFT	20
47	3	AB	RFF	10	-	-
48	4	ABT	RFF	10	RFFT	30
49	6	ABC	RFT	10	-	-
50	4	AB	RFF	8	-	-
51	6	ABT	RFF	5	RFFT	10
52	4	ABT	RFF	10	RFFT	20
53	3	AT	RFT	10	-	-

Continua na próxima página

Tabela 11 – *Continuação da página anterior*

Nº	Barra	Tipo Falta	1ª Ref. Falta	Valor (Ohm)	2ª Ref. Falta	Valor (Ohm)
54	5	AB	RFF	6	-	-
55	6	AB	RFF	0,1	-	-
56	4	ABT	RFF	10	RFFT	10
57	3	ABT	RFF	10	RFFT	50
58	4	ABT	RFF	10	RFFT	0,1
59	6	ABC	RFT	8	-	-
60	3	ABT	RFF	10	RFFT	40
61	3	ABT	RFF	10	RFFT	30
62	3	AB	RFF	8	-	-
63	3	ABT	RFF	10	RFFT	20
64	6	ABT	RFF	0,1	RFFT	0,1
65	6	ABC	RFT	6	-	-
66	4	AB	RFF	6	-	-
67	5	AB	RFF	4	-	-
68	6	ABT	RFF	0,1	RFFT	50
69	3	ABT	RFF	10	RFFT	10
70	5	ABT	RFF	5	RFFT	0,1
71	6	ABT	RFF	0,1	RFFT	40
72	5	ABT	RFF	5	RFFT	50
73	5	ABT	RFF	5	RFFT	40
74	6	ABT	RFF	0,1	RFFT	30
75	6	ABC	RFT	4	-	-
76	5	ABT	RFF	5	RFFT	30
77	3	ABT	RFF	10	RFFT	0,1
78	6	ABT	RFF	0,1	RFFT	20
79	5	ABT	RFF	5	RFFT	20
80	6	ABC	RFT	2	-	-
81	3	AB	RFF	6	-	-
82	4	AB	RFF	4	-	-
83	5	AB	RFF	2	-	-
84	5	ABC	RFT	10	-	-
85	4	ABT	RFF	5	RFFT	50
86	6	ABT	RFF	0,1	RFFT	10
87	5	ABT	RFF	5	RFFT	10
88	4	ABT	RFF	5	RFFT	40
89	4	ABT	RFF	5	RFFT	0,1

Continua na próxima página

Tabela 11 – *Continuação da página anterior*

Nº	Barra	Tipo Falta	1ª Ref. Falta	Valor (Ohm)	2ª Ref. Falta	Valor (Ohm)
90	6	ABC	RFT	0,1	-	-
91	4	ABT	RFF	5	RFFT	30
92	5	ABC	RFT	8	-	-
93	4	ABT	RFF	5	RFFT	20
94	5	ABT	RFF	0,1	RFFT	0,1
95	5	AB	RFF	0,1	-	-
96	4	ABC	RFT	10	-	-
97	4	AB	RFF	2	-	-
98	3	AB	RFF	4	-	-
99	4	ABT	RFF	5	RFFT	10
100	3	ABT	RFF	5	RFFT	50
101	3	ABT	RFF	5	RFFT	40
102	5	ABC	RFT	6	-	-
103	3	ABT	RFF	5	RFFT	30
104	5	ABT	RFF	0,1	RFFT	50
105	4	ABC	RFT	8	-	-
106	3	ABT	RFF	5	RFFT	0,1
107	5	ABT	RFF	0,1	RFFT	40
108	3	ABT	RFF	5	RFFT	20
109	6	AT	RFT	0,1	-	-
110	4	AB	RFF	0,1	-	-
111	3	ABC	RFT	10	-	-
112	5	ABT	RFF	0,1	RFFT	30
113	5	ABC	RFT	4	-	-
114	4	ABT	RFF	0,1	RFFT	0,1
115	3	AB	RFF	2	-	-
116	3	ABT	RFF	5	RFFT	10
117	5	ABT	RFF	0,1	RFFT	20
118	4	ABC	RFT	6	-	-
119	5	ABC	RFT	2	-	-
120	4	ABT	RFF	0,1	RFFT	50
121	3	ABC	RFT	8	-	-
122	4	ABT	RFF	0,1	RFFT	40
123	5	ABT	RFF	0,1	RFFT	10
124	4	ABT	RFF	0,1	RFFT	30
125	4	ABC	RFT	4	-	-

Continua na próxima página

Tabela 11 – *Continuação da página anterior*

Nº	Barra	Tipo Falta	1ª Ref. Falta	Valor (Ohm)	2ª Ref. Falta	Valor (Ohm)
126	3	AB	RFF	0,1	-	-
127	4	ABC	RFT	0,1	-	-
128	4	ABT	RFF	0,1	RFFT	20
129	3	ABC	RFT	6	-	-
130	3	ABT	RFF	0,1	RFFT	0,1
131	4	ABC	RFT	2	-	-
132	5	ABC	RFT	0,1	-	-
133	3	ABT	RFF	0,1	RFFT	50
134	4	ABT	RFF	0,1	RFFT	10
135	3	ABT	RFF	0,1	RFFT	40
136	3	ABC	RFT	4	-	-
137	3	ABT	RFF	0,1	RFFT	30
138	3	ABT	RFF	0,1	RFFT	20
139	3	ABC	RFT	2	-	-
140	5	AT	RFT	0,1	-	-
141	3	ABT	RFF	0,1	RFFT	10
142	3	ABC	RFT	0,1	-	-
143	4	AT	RFT	0,1	-	-
144	3	AT	RFT	0,1	-	-

Tabela 12 – Faltas aplicadas na região do relé R0 com e sem GD.

Nº	Barra	Tipo Falta	1ª Ref. Falta	Valor (Ohm)	2ª Ref. Falta	Valor (Ohm)
1	2	AT	RFT	50	-	-
2	1	AT	RFT	50	-	-
3	2	AT	RFT	40	-	-
4	1	AT	RFT	40	-	-
5	2	AT	RFT	30	-	-
6	1	AT	RFT	30	-	-
7	2	AT	RFT	20	-	-
8	1	AT	RFT	20	-	-
9	2	AT	RFT	10	-	-
10	2	AB	RFT	50	-	-
11	2	ABT	RFF	10	RFFT	50
12	2	ABT	RFF	10	RFFT	40

Continua na próxima página

Tabela 12 – *Continuação da página anterior*

Nº	Barra	Tipo Falta	1ª Ref. Falta	Valor (Ohm)	2ª Ref. Falta	Valor (Ohm)
13	2	ABT	RFF	10	RFFT	30
14	2	ABT	RFF	10	RFFT	20
15	2	ABT	RFF	10	RFFT	10
16	2	AB	RFT	40	-	-
17	2	ABT	RFF	10	RFFT	0,1
18	2	AB	RFT	30	-	-
19	1	AT	RFT	10	-	-
20	2	AT	RFT	0,1	-	-
21	2	ABT	RFF	0,1	RFFT	0,1
22	2	ABC	RFT	30	-	-
23	2	ABC	RFT	40	-	-
24	1	ABT	RFF	5	RFFT	0,1
25	1	AT	RFT	0,1	-	-
26	2	ABCT	RFF	10	RFFT	20
27	2	ABCT	RFF	10	RFFT	50
28	2	ABCT	RFF	10	RFFT	0,1
29	2	ABCT	RFF	10	RFFT	10
30	2	ABCT	RFF	10	RFFT	30
31	2	ABCT	RFF	10	RFFT	40
32	2	ABC	RFT	50	-	-
33	2	ABT	RFF	5	RFFT	0,1
34	2	ABT	RFF	0,1	RFFT	40
35	2	ABT	RFF	0,1	RFFT	10
36	2	ABT	RFF	0,1	RFFT	20
37	2	ABT	RFF	0,1	RFFT	30
38	2	ABT	RFF	0,1	RFFT	50
39	2	AB	RFT	0,1	-	-
40	2	AB	RFT	10	-	-
41	2	ABT	RFF	5	RFFT	10
42	2	AB	RFT	20	-	-
43	1	ABT	RFF	10	RFFT	0,1
44	2	ABT	RFF	5	RFFT	20
45	2	ABT	RFF	5	RFFT	30
46	2	ABT	RFF	5	RFFT	40
47	2	ABT	RFF	5	RFFT	50
48	1	ABT	RFF	5	RFFT	10

Continua na próxima página

Tabela 12 – *Continuação da página anterior*

Nº	Barra	Tipo Falta	1ª Ref. Falta	Valor (Ohm)	2ª Ref. Falta	Valor (Ohm)
49	1	ABT	RFF	5	RFFT	20
50	1	AB	RFT	30	-	-
51	1	ABT	RFF	10	RFFT	10
52	1	ABT	RFF	10	RFFT	20
53	1	ABT	RFF	10	RFFT	30
54	1	ABT	RFF	10	RFFT	40
55	1	ABT	RFF	10	RFFT	50
56	1	AB	RFT	40	-	-
57	1	AB	RFT	50	-	-
58	2	ABCT	RFF	0,1	RFFT	50
59	2	ABC	RFT	0,1	-	-
60	2	ABCT	RFF	0,1	RFFT	10
61	2	ABCT	RFF	0,1	RFFT	20
62	2	ABCT	RFF	0,1	RFFT	30
63	2	ABCT	RFF	0,1	RFFT	40
64	2	ABCT	RFF	0,1	RFFT	0,1
65	2	ABC	RFT	10	-	-
66	2	ABC	RFT	20	-	-
67	2	ABCT	RFF	5	RFFT	10
68	2	ABCT	RFF	5	RFFT	30
69	2	ABCT	RFF	5	RFFT	40
70	2	ABCT	RFF	5	RFFT	50
71	2	ABCT	RFF	5	RFFT	0,1
72	2	ABCT	RFF	5	RFFT	20
73	1	ABC	RFT	30	-	-
74	1	ABCT	RFF	10	RFFT	20
75	1	ABCT	RFF	10	RFFT	30
76	1	ABCT	RFF	10	RFFT	50
77	1	ABCT	RFF	10	RFFT	40
78	1	ABC	RFT	40	-	-
79	1	ABCT	RFF	10	RFFT	0,1
80	1	ABCT	RFF	10	RFFT	10
81	1	ABC	RFT	50	-	-
82	1	ABT	RFF	0,1	RFFT	50
83	1	ABT	RFF	0,1	RFFT	10
84	1	ABT	RFF	0,1	RFFT	20

Continua na próxima página

Tabela 12 – *Continuação da página anterior*

Nº	Barra	Tipo Falta	1ª Ref. Falta	Valor (Ohm)	2ª Ref. Falta	Valor (Ohm)
85	1	ABT	RFF	0,1	RFFT	30
86	1	ABT	RFF	0,1	RFFT	40
87	1	AB	RFT	0,1	-	-
88	1	AB	RFT	10	-	-
89	1	ABT	RFF	0,1	RFFT	0,1
90	1	ABCT	RFF	0,1	RFFT	10
91	1	ABCT	RFF	0,1	RFFT	20
92	1	ABCT	RFF	0,1	RFFT	30
93	1	ABCT	RFF	0,1	RFFT	40
94	1	ABCT	RFF	0,1	RFFT	0,1
95	1	ABC	RFT	0,1	-	-
96	1	ABCT	RFF	0,1	RFFT	50
97	1	AB	RFT	20	-	-
98	1	ABT	RFF	5	RFFT	30
99	1	ABT	RFF	5	RFFT	40
100	1	ABT	RFF	5	RFFT	50
101	1	ABC	RFT	10	-	-
102	1	ABC	RFT	20	-	-
103	1	ABCT	RFF	5	RFFT	0,1
104	1	ABCT	RFF	5	RFFT	10
105	1	ABCT	RFF	5	RFFT	40
106	1	ABCT	RFF	5	RFFT	50
107	1	ABCT	RFF	5	RFFT	20
108	1	ABCT	RFF	5	RFFT	30

Tabela 13 – Faltas aplicadas na região do relé R1 com e sem GD.

Nº	Barra	Tipo Falta	1ª Ref. Falta	Valor (Ohm)	2ª Ref. Falta	Valor (Ohm)
1	6	AT	RFT	50	-	-
2	5	AT	RFT	50	-	-
3	4	AT	RFT	50	-	-
4	3	AT	RFT	50	-	-
5	6	AT	RFT	40	-	-
6	5	AT	RFT	40	-	-
7	4	AT	RFT	40	-	-

Continua na próxima página

Tabela 13 – *Continuação da página anterior*

Nº	Barra	Tipo Falta	1ª Ref. Falta	Valor (Ohm)	2ª Ref. Falta	Valor (Ohm)
8	3	AT	RFT	40	-	-
9	6	AT	RFT	30	-	-
10	5	AT	RFT	30	-	-
11	4	AT	RFT	30	-	-
12	3	AT	RFT	30	-	-
13	6	AT	RFT	20	-	-
14	5	AT	RFT	20	-	-
15	4	AT	RFT	20	-	-
16	3	AT	RFT	20	-	-
17	6	AB	RFT	50	-	-
18	6	AT	RFT	10	-	-
19	6	ABT	RFF	10	RFFT	50
20	6	AB	RFT	40	-	-
21	6	ABT	RFF	10	RFFT	40
22	6	ABT	RFF	10	RFFT	30
23	6	ABT	RFF	10	RFFT	0,1
24	6	ABT	RFF	10	RFFT	20
25	6	ABT	RFF	10	RFFT	0,1
26	6	AB	RFT	30	-	-
27	5	AB	RFT	50	-	-
28	5	AT	RFT	10	-	-
29	5	ABT	RFF	10	RFFT	50
30	6	AB	RFT	20	-	-
31	4	AB	RFT	50	-	-
32	5	ABT	RFF	10	RFFT	40
33	6	ABT	RFF	5	RFFT	0,1
34	5	ABT	RFF	10	RFFT	30
35	5	AB	RFT	40	-	-
36	6	ABT	RFF	5	RFFT	50
37	4	AT	RFT	10	-	-
38	6	ABT	RFF	5	RFFT	40
39	5	ABT	RFF	10	RFFT	20
40	5	ABT	RFF	10	RFFT	0,1
41	6	ABT	RFF	5	RFFT	30
42	4	ABT	RFF	10	RFFT	50
43	5	ABT	RFF	10	RFFT	0,1

Continua na próxima página

Tabela 13 – *Continuação da página anterior*

Nº	Barra	Tipo Falta	1ª Ref. Falta	Valor (Ohm)	2ª Ref. Falta	Valor (Ohm)
44	6	AB	RFT	10	-	-
45	4	ABT	RFF	10	RFFT	40
46	6	ABT	RFF	5	RFFT	20
47	3	AB	RFT	50	-	-
48	4	ABT	RFF	10	RFFT	30
49	6	ABC	RFT	50	-	-
50	6	ABCT	RFF	10	RFFT	0,1
51	6	ABCT	RFF	10	RFFT	0,1
52	6	ABCT	RFF	10	RFFT	20
53	6	ABCT	RFF	10	RFFT	30
54	6	ABCT	RFF	10	RFFT	40
55	6	ABCT	RFF	10	RFFT	50
56	4	AB	RFT	40	-	-
57	6	ABT	RFF	5	RFFT	0,1
58	4	ABT	RFF	10	RFFT	20
59	3	AT	RFT	10	-	-
60	5	AB	RFT	30	-	-
61	6	AB	RFT	0,1	-	-
62	4	ABT	RFF	10	RFFT	0,1
63	3	ABT	RFF	10	RFFT	50
64	4	ABT	RFF	10	RFFT	0,1
65	6	ABC	RFT	40	-	-
66	3	ABT	RFF	10	RFFT	40
67	3	ABT	RFF	10	RFFT	30
68	3	AB	RFT	40	-	-
69	3	ABT	RFF	10	RFFT	20
70	6	ABT	RFF	0,1	RFFT	0,1
71	6	ABC	RFT	30	-	-
72	4	AB	RFT	30	-	-
73	5	AB	RFT	20	-	-
74	6	ABT	RFF	0,1	RFFT	50
75	3	ABT	RFF	10	RFFT	0,1
76	5	ABT	RFF	5	RFFT	0,1
77	6	ABCT	RFF	5	RFFT	40
78	6	ABCT	RFF	5	RFFT	20
79	6	ABCT	RFF	5	RFFT	0,1

Continua na próxima página

Tabela 13 – *Continuação da página anterior*

Nº	Barra	Tipo Falta	1ª Ref. Falta	Valor (Ohm)	2ª Ref. Falta	Valor (Ohm)
80	6	ABCT	RFF	5	RFFT	50
81	6	ABT	RFF	0,1	RFFT	40
82	6	ABCT	RFF	5	RFFT	0,1
83	6	ABCT	RFF	5	RFFT	30
84	5	ABT	RFF	5	RFFT	50
85	5	ABT	RFF	5	RFFT	40
86	6	ABT	RFF	0,1	RFFT	30
87	6	ABC	RFT	20	-	-
88	5	ABT	RFF	5	RFFT	30
89	3	ABT	RFF	10	RFFT	0,1
90	6	ABT	RFF	0,1	RFFT	20
91	5	ABT	RFF	5	RFFT	20
92	6	ABC	RFT	10	-	-
93	3	AB	RFT	30	-	-
94	5	ABCT	RFF	10	RFFT	20
95	4	AB	RFT	20	-	-
96	5	AB	RFT	10	-	-
97	5	ABCT	RFF	10	RFFT	0,1
98	5	ABCT	RFF	10	RFFT	0,1
99	5	ABCT	RFF	10	RFFT	30
100	5	ABCT	RFF	10	RFFT	50
101	5	ABC	RFT	50	-	-
102	5	ABCT	RFF	10	RFFT	40
103	4	ABT	RFF	5	RFFT	50
104	6	ABT	RFF	0,1	RFFT	0,1
105	5	ABT	RFF	5	RFFT	0,1
106	4	ABT	RFF	5	RFFT	40
107	4	ABT	RFF	5	RFFT	0,1
108	6	ABCT	RFF	0,1	RFFT	50
109	6	ABC	RFT	0,1	-	-
110	6	ABCT	RFF	0,1	RFFT	0,1
111	6	ABCT	RFF	0,1	RFFT	0,1
112	6	ABCT	RFF	0,1	RFFT	20
113	6	ABCT	RFF	0,1	RFFT	30
114	6	ABCT	RFF	0,1	RFFT	40
115	4	ABT	RFF	5	RFFT	30

Continua na próxima página

Tabela 13 – *Continuação da página anterior*

Nº	Barra	Tipo Falta	1ª Ref. Falta	Valor (Ohm)	2ª Ref. Falta	Valor (Ohm)
116	5	ABC	RFT	40	-	-
117	4	ABT	RFF	5	RFFT	20
118	5	ABT	RFF	0,1	RFFT	0,1
119	5	AB	RFT	0,1	-	-
120	4	ABCT	RFF	10	RFFT	0,1
121	4	ABCT	RFF	10	RFFT	30
122	4	ABCT	RFF	10	RFFT	0,1
123	4	ABCT	RFF	10	RFFT	20
124	4	ABCT	RFF	10	RFFT	50
125	4	ABCT	RFF	10	RFFT	40
126	4	ABC	RFT	50	-	-
127	4	AB	RFT	10	-	-
128	3	AB	RFT	20	-	-
129	4	ABT	RFF	5	RFFT	0,1
130	3	ABT	RFF	5	RFFT	50
131	3	ABT	RFF	5	RFFT	40
132	5	ABC	RFT	30	-	-
133	3	ABT	RFF	5	RFFT	30
134	5	ABT	RFF	0,1	RFFT	50
135	4	ABC	RFT	40	-	-
136	5	ABCT	RFF	5	RFFT	0,1
137	5	ABCT	RFF	5	RFFT	50
138	5	ABCT	RFF	5	RFFT	0,1
139	5	ABCT	RFF	5	RFFT	40
140	5	ABCT	RFF	5	RFFT	20
141	5	ABCT	RFF	5	RFFT	30
142	3	ABT	RFF	5	RFFT	0,1
143	5	ABT	RFF	0,1	RFFT	40
144	3	ABT	RFF	5	RFFT	20
145	6	AT	RFT	0,1	-	-
146	4	AB	RFT	0,1	-	-
147	3	ABCT	RFF	10	RFFT	50
148	3	ABCT	RFF	10	RFFT	30
149	3	ABCT	RFF	10	RFFT	0,1
150	3	ABC	RFT	50	-	-
151	3	ABCT	RFF	10	RFFT	0,1

Continua na próxima página

Tabela 13 – *Continuação da página anterior*

Nº	Barra	Tipo Falta	1ª Ref. Falta	Valor (Ohm)	2ª Ref. Falta	Valor (Ohm)
152	3	ABCT	RFF	10	RFFT	20
153	3	ABCT	RFF	10	RFFT	40
154	5	ABT	RFF	0,1	RFFT	30
155	5	ABC	RFT	20	-	-
156	4	ABT	RFF	0,1	RFFT	0,1
157	3	AB	RFT	10	-	-
158	3	ABT	RFF	5	RFFT	0,1
159	5	ABT	RFF	0,1	RFFT	20
160	4	ABC	RFT	30	-	-
161	5	ABC	RFT	10	-	-
162	4	ABT	RFF	0,1	RFFT	50
163	4	ABCT	RFF	5	RFFT	0,1
164	4	ABCT	RFF	5	RFFT	0,1
165	4	ABCT	RFF	5	RFFT	20
166	4	ABCT	RFF	5	RFFT	30
167	4	ABCT	RFF	5	RFFT	40
168	4	ABCT	RFF	5	RFFT	50
169	3	ABC	RFT	40	-	-
170	4	ABT	RFF	0,1	RFFT	40
171	5	ABT	RFF	0,1	RFFT	0,1
172	4	ABT	RFF	0,1	RFFT	30
173	4	ABC	RFT	20	-	-
174	5	ABCT	RFF	0,1	RFFT	40
175	5	ABCT	RFF	0,1	RFFT	20
176	5	ABCT	RFF	0,1	RFFT	50
177	3	AB	RFT	0,1	-	-
178	5	ABCT	RFF	0,1	RFFT	0,1
179	4	ABCT	RFF	0,1	RFFT	0,1
180	4	ABCT	RFF	0,1	RFFT	20
181	4	ABCT	RFF	0,1	RFFT	30
182	4	ABCT	RFF	0,1	RFFT	40
183	4	ABCT	RFF	0,1	RFFT	50
184	4	ABCT	RFF	0,1	RFFT	0,1
185	4	ABC	RFT	0,1	-	-
186	4	ABT	RFF	0,1	RFFT	20
187	3	ABC	RFT	30	-	-

Continua na próxima página

Tabela 13 – *Continuação da página anterior*

Nº	Barra	Tipo Falta	1ª Ref. Falta	Valor (Ohm)	2ª Ref. Falta	Valor (Ohm)
188	3	ABT	RFF	0,1	RFFT	0,1
189	5	ABCT	RFF	0,1	RFFT	0,1
190	5	ABCT	RFF	0,1	RFFT	30
191	4	ABC	RFT	10	-	-
192	5	ABC	RFT	0,1	-	-
193	3	ABCT	RFF	5	RFFT	40
194	3	ABCT	RFF	5	RFFT	50
195	3	ABCT	RFF	5	RFFT	0,1
196	3	ABCT	RFF	5	RFFT	0,1
197	3	ABCT	RFF	5	RFFT	30
198	3	ABCT	RFF	5	RFFT	20
199	3	ABT	RFF	0,1	RFFT	50
200	4	ABT	RFF	0,1	RFFT	0,1
201	3	ABT	RFF	0,1	RFFT	40
202	3	ABC	RFT	20	-	-
203	3	ABT	RFF	0,1	RFFT	30
204	3	ABT	RFF	0,1	RFFT	20
205	3	ABC	RFT	10	-	-
206	5	AT	RFT	0,1	-	-
207	3	ABT	RFF	0,1	RFFT	0,1
208	3	ABCT	RFF	0,1	RFFT	40
209	3	ABCT	RFF	0,1	RFFT	50
210	3	ABCT	RFF	0,1	RFFT	0,1
211	3	ABCT	RFF	0,1	RFFT	0,1
212	3	ABCT	RFF	0,1	RFFT	20
213	3	ABCT	RFF	0,1	RFFT	30
214	3	ABC	RFT	0,1	-	-
215	3	AT	RFT	0,1	-	-
216	4	AT	RFT	0,1	-	-

Tabela 14 – Faltas aplicadas na região do relé R2 com e sem GD.

Nº	Barra	Tipo Falta	1ª Ref. Falta	Valor (Ohm)	2ª Ref. Falta	Valor (Ohm)
1	11	AT	RFT	50	-	-
2	7	AT	RFT	50	-	-

Continua na próxima página

Tabela 14 – *Continuação da página anterior*

Nº	Barra	Tipo Falta	1ª Ref. Falta	Valor (Ohm)	2ª Ref. Falta	Valor (Ohm)
3	10	AT	RFT	50	-	-
4	9	AT	RFT	50	-	-
5	8	AT	RFT	50	-	-
6	12	AT	RFT	50	-	-
7	11	AT	RFT	40	-	-
8	7	AT	RFT	40	-	-
9	10	AT	RFT	40	-	-
10	9	AT	RFT	40	-	-
11	8	AT	RFT	40	-	-
12	12	AT	RFT	40	-	-
13	7	AT	RFT	30	-	-
14	11	AT	RFT	30	-	-
15	10	AT	RFT	30	-	-
16	9	AT	RFT	30	-	-
17	8	AT	RFT	30	-	-
18	12	AT	RFT	30	-	-
19	7	AT	RFT	20	-	-
20	11	AT	RFT	20	-	-
21	10	AT	RFT	20	-	-
22	9	AT	RFT	20	-	-
23	8	AT	RFT	20	-	-
24	12	AT	RFT	20	-	-
25	7	AB	RFT	50	-	-
26	11	AB	RFT	50	-	-
27	7	AT	RFT	10	-	-
28	10	AB	RFT	50	-	-
29	11	AT	RFT	10	-	-
30	7	ABT	RFF	10	RFFT	50
31	7	ABT	RFF	10	RFFT	40
32	7	AB	RFT	40	-	-
33	11	ABT	RFF	10	RFFT	50
34	10	AT	RFT	10	-	-
35	7	ABT	RFF	10	RFFT	30
36	7	ABT	RFF	10	RFFT	0,1
37	11	ABT	RFF	10	RFFT	40
38	11	AB	RFT	40	-	-

Continua na próxima página

Tabela 14 – *Continuação da página anterior*

Nº	Barra	Tipo Falta	1ª Ref. Falta	Valor (Ohm)	2ª Ref. Falta	Valor (Ohm)
39	11	ABT	RFF	10	RFFT	30
40	7	ABT	RFF	10	RFFT	20
41	11	ABT	RFF	10	RFFT	0,1
42	10	ABT	RFF	10	RFFT	50
43	7	ABT	RFF	10	RFFT	10
44	10	ABT	RFF	10	RFFT	40
45	11	ABT	RFF	10	RFFT	20
46	10	AB	RFT	40	-	-
47	9	AB	RFT	50	-	-
48	10	ABT	RFF	10	RFFT	30
49	7	AB	RFT	30	-	-
50	11	ABT	RFF	10	RFFT	10
51	10	ABT	RFF	10	RFFT	0,1
52	10	ABT	RFF	10	RFFT	20
53	11	AB	RFT	30	-	-
54	8	AB	RFT	50	-	-
55	9	AT	RFT	10	-	-
56	10	ABT	RFF	10	RFFT	10
57	9	ABT	RFF	10	RFFT	50
58	9	ABT	RFF	10	RFFT	40
59	10	AB	RFT	30	-	-
60	8	AT	RFT	10	-	-
61	7	AB	RFT	20	-	-
62	9	AB	RFT	40	-	-
63	9	ABT	RFF	10	RFFT	30
64	7	ABT	RFF	5	RFFT	0,1
65	8	ABT	RFF	10	RFFT	50
66	8	ABT	RFF	10	RFFT	40
67	9	ABT	RFF	10	RFFT	20
68	9	ABT	RFF	10	RFFT	0,1
69	11	AB	RFT	20	-	-
70	7	ABT	RFF	5	RFFT	50
71	8	ABT	RFF	10	RFFT	30
72	8	AB	RFT	40	-	-
73	11	ABT	RFF	5	RFFT	0,1
74	9	ABT	RFF	10	RFFT	10

Continua na próxima página

Tabela 14 – *Continuação da página anterior*

Nº	Barra	Tipo Falta	1ª Ref. Falta	Valor (Ohm)	2ª Ref. Falta	Valor (Ohm)
75	7	ABT	RFF	5	RFFT	40
76	11	ABT	RFF	5	RFFT	50
77	8	ABT	RFF	10	RFFT	20
78	7	ABT	RFF	5	RFFT	30
79	10	AB	RFT	20	-	-
80	7	AB	RFT	10	-	-
81	11	ABT	RFF	5	RFFT	40
82	8	ABT	RFF	10	RFFT	0,1
83	10	ABT	RFF	5	RFFT	0,1
84	7	ABT	RFF	5	RFFT	20
85	8	ABT	RFF	10	RFFT	10
86	9	AB	RFT	30	-	-
87	11	ABT	RFF	5	RFFT	30
88	10	ABT	RFF	5	RFFT	50
89	7	ABCT	RFF	10	RFFT	40
90	7	ABC	RFT	50	-	-
91	11	AB	RFT	10	-	-
92	7	ABCT	RFF	10	RFFT	10
93	7	ABCT	RFF	10	RFFT	30
94	7	ABCT	RFF	10	RFFT	50
95	7	ABCT	RFF	10	RFFT	20
96	7	ABCT	RFF	10	RFFT	0,1
97	7	ABT	RFF	5	RFFT	10
98	10	ABT	RFF	5	RFFT	40
99	11	ABT	RFF	5	RFFT	20
100	12	AB	RFT	50	-	-
101	11	ABCT	RFF	10	RFFT	0,1
102	11	ABCT	RFF	10	RFFT	10
103	10	ABT	RFF	5	RFFT	30
104	11	ABCT	RFF	10	RFFT	30
105	11	ABCT	RFF	10	RFFT	40
106	11	ABCT	RFF	10	RFFT	20
107	11	ABCT	RFF	10	RFFT	50
108	11	ABC	RFT	50	-	
109	7	AB	RFT	0,1	-	-
110	8	AB	RFT	30	-	-

Continua na próxima página

Tabela 14 – *Continuação da página anterior*

Nº	Barra	Tipo Falta	1ª Ref. Falta	Valor (Ohm)	2ª Ref. Falta	Valor (Ohm)
111	11	ABT	RFF	5	RFFT	10
112	10	AB	RFT	10	-	-
113	10	ABT	RFF	5	RFFT	20
114	7	ABC	RFT	40	-	-
115	12	AT	RFT	10	-	-
116	10	ABCT	RFF	10	RFFT	50
117	10	ABC	RFT	50	-	
118	11	AB	RFT	0,1	-	-
119	10	ABCT	RFF	10	RFFT	0,1
120	10	ABCT	RFF	10	RFFT	40
121	10	ABCT	RFF	10	RFFT	10
122	10	ABCT	RFF	10	RFFT	20
123	10	ABCT	RFF	10	RFFT	30
124	12	ABT	RFF	10	RFFT	50
125	9	AB	RFT	20	-	-
126	11	ABC	RFT	40	-	
127	10	ABT	RFF	5	RFFT	10
128	9	ABT	RFF	5	RFFT	0,1
129	12	ABT	RFF	10	RFFT	40
130	7	ABT	RFF	0,1	RFFT	0,1
131	7	ABC	RFT	30	-	-
132	9	ABT	RFF	5	RFFT	50
133	12	ABT	RFF	10	RFFT	30
134	7	ABT	RFF	0,1	RFFT	50
135	9	ABT	RFF	5	RFFT	40
136	10	AB	RFT	0,1	-	-
137	7	ABCT	RFF	5	RFFT	40
138	12	ABT	RFF	10	RFFT	20
139	7	ABCT	RFF	5	RFFT	30
140	12	AB	RFT	40	-	-
141	7	ABCT	RFF	5	RFFT	0,1
142	7	ABCT	RFF	5	RFFT	10
143	7	ABCT	RFF	5	RFFT	20
144	8	AB	RFT	20	-	-
145	10	ABC	RFT	40	-	
146	7	ABCT	RFF	5	RFFT	50

Continua na próxima página

Tabela 14 – *Continuação da página anterior*

Nº	Barra	Tipo Falta	1ª Ref. Falta	Valor (Ohm)	2ª Ref. Falta	Valor (Ohm)
147	7	ABT	RFF	0,1	RFFT	40
148	9	ABT	RFF	5	RFFT	30
149	11	ABC	RFT	30	-	
150	11	ABT	RFF	0,1	RFFT	0,1
151	8	ABT	RFF	5	RFFT	0,1
152	11	ABT	RFF	0,1	RFFT	50
153	7	ABC	RFT	20	-	-
154	7	ABT	RFF	0,1	RFFT	30
155	8	ABT	RFF	5	RFFT	50
156	9	ABT	RFF	5	RFFT	20
157	11	ABCT	RFF	5	RFFT	30
158	11	ABCT	RFF	5	RFFT	10
159	12	ABT	RFF	10	RFFT	10
160	11	ABCT	RFF	5	RFFT	40
161	11	ABCT	RFF	5	RFFT	50
162	11	ABCT	RFF	5	RFFT	0,1
163	11	ABCT	RFF	5	RFFT	20
164	8	ABT	RFF	5	RFFT	40
165	11	ABT	RFF	0,1	RFFT	40
166	9	AB	RFT	10	-	-
167	9	ABCT	RFF	10	RFFT	10
168	9	ABCT	RFF	10	RFFT	50
169	9	ABC	RFT	50	-	-
170	9	ABCT	RFF	10	RFFT	0,1
171	9	ABCT	RFF	10	RFFT	20
172	9	ABCT	RFF	10	RFFT	40
173	9	ABCT	RFF	10	RFFT	30
174	7	ABT	RFF	0,1	RFFT	20
175	11	ABT	RFF	0,1	RFFT	30
176	8	ABT	RFF	5	RFFT	30
177	10	ABC	RFT	30	-	
178	10	ABT	RFF	0,1	RFFT	0,1
179	11	ABC	RFT	20	-	
180	9	ABT	RFF	5	RFFT	10
181	10	ABT	RFF	0,1	RFFT	50
182	7	ABC	RFT	10	-	-

Continua na próxima página

Tabela 14 – *Continuação da página anterior*

Nº	Barra	Tipo Falta	1ª Ref. Falta	Valor (Ohm)	2ª Ref. Falta	Valor (Ohm)
183	8	ABT	RFF	5	RFFT	20
184	10	ABCT	RFF	5	RFFT	30
185	10	ABCT	RFF	5	RFFT	40
186	10	ABCT	RFF	5	RFFT	0,1
187	10	ABCT	RFF	5	RFFT	10
188	10	ABCT	RFF	5	RFFT	20
189	10	ABCT	RFF	5	RFFT	50
190	10	ABT	RFF	0,1	RFFT	40
191	11	ABT	RFF	0,1	RFFT	20
192	8	AB	RFT	10	-	-
193	7	ABT	RFF	0,1	RFFT	10
194	12	ABT	RFF	10	RFFT	0,1
195	8	ABCT	RFF	10	RFFT	20
196	8	ABCT	RFF	10	RFFT	30
197	8	ABCT	RFF	10	RFFT	40
198	8	ABCT	RFF	10	RFFT	50
199	8	ABCT	RFF	10	RFFT	0,1
200	8	ABCT	RFF	10	RFFT	10
201	8	ABC	RFT	50	-	-
202	10	ABT	RFF	0,1	RFFT	30
203	10	ABC	RFT	20	-	
204	11	ABC	RFT	10	-	
205	9	ABC	RFT	40	-	-
206	12	AB	RFT	30	-	-
207	7	ABCT	RFF	0,1	RFFT	0,1
208	7	ABCT	RFF	0,1	RFFT	40
209	8	ABT	RFF	5	RFFT	10
210	7	ABCT	RFF	0,1	RFFT	10
211	7	ABCT	RFF	0,1	RFFT	20
212	7	ABC	RFT	0,1	-	-
213	7	ABCT	RFF	0,1	RFFT	50
214	7	ABCT	RFF	0,1	RFFT	30
215	9	AB	RFT	0,1	-	-
216	11	ABT	RFF	0,1	RFFT	10
217	10	ABT	RFF	0,1	RFFT	20
218	11	ABCT	RFF	0,1	RFFT	40

Continua na próxima página

Tabela 14 – *Continuação da página anterior*

Nº	Barra	Tipo Falta	1ª Ref. Falta	Valor (Ohm)	2ª Ref. Falta	Valor (Ohm)
219	11	ABCT	RFF	0,1	RFFT	0,1
220	11	ABCT	RFF	0,1	RFFT	20
221	11	ABC	RFT	0,1	-	
222	11	ABCT	RFF	0,1	RFFT	30
223	11	ABCT	RFF	0,1	RFFT	50
224	11	ABCT	RFF	0,1	RFFT	10
225	8	ABC	RFT	40	-	-
226	10	ABC	RFT	10	-	
227	8	AB	RFT	0,1	-	-
228	9	ABC	RFT	30	-	-
229	10	ABT	RFF	0,1	RFFT	10
230	9	ABT	RFF	0,1	RFFT	50
231	9	ABT	RFF	0,1	RFFT	0,1
232	9	ABCT	RFF	5	RFFT	0,1
233	9	ABCT	RFF	5	RFFT	10
234	9	ABCT	RFF	5	RFFT	30
235	9	ABCT	RFF	5	RFFT	20
236	9	ABCT	RFF	5	RFFT	40
237	9	ABCT	RFF	5	RFFT	50
238	10	ABCT	RFF	0,1	RFFT	40
239	10	ABCT	RFF	0,1	RFFT	0,1
240	10	ABCT	RFF	0,1	RFFT	10
241	10	ABCT	RFF	0,1	RFFT	50
242	9	ABT	RFF	0,1	RFFT	40
243	10	ABCT	RFF	0,1	RFFT	20
244	10	ABCT	RFF	0,1	RFFT	30
245	10	ABC	RFT	0,1	-	
246	12	AB	RFT	20	-	-
247	8	ABC	RFT	30	-	-
248	9	ABT	RFF	0,1	RFFT	30
249	9	ABC	RFT	20	-	-
250	12	ABT	RFF	5	RFFT	50
251	12	ABT	RFF	5	RFFT	40
252	8	ABT	RFF	0,1	RFFT	50
253	8	ABT	RFF	0,1	RFFT	0,1
254	8	ABCT	RFF	5	RFFT	10

Continua na próxima página

Tabela 14 – *Continuação da página anterior*

Nº	Barra	Tipo Falta	1ª Ref. Falta	Valor (Ohm)	2ª Ref. Falta	Valor (Ohm)
255	8	ABCT	RFF	5	RFFT	20
256	8	ABCT	RFF	5	RFFT	40
257	8	ABCT	RFF	5	RFFT	50
258	8	ABCT	RFF	5	RFFT	0,1
259	8	ABCT	RFF	5	RFFT	30
260	7	AT	RFT	0,1	-	-
261	9	ABT	RFF	0,1	RFFT	20
262	8	ABT	RFF	0,1	RFFT	40
263	12	ABT	RFF	5	RFFT	30
264	9	ABC	RFT	10	-	-
265	8	ABC	RFT	20	-	-
266	8	ABT	RFF	0,1	RFFT	30
267	12	ABT	RFF	5	RFFT	0,1
268	12	ABT	RFF	5	RFFT	20
269	11	AT	RFT	0,1	-	-
270	9	ABT	RFF	0,1	RFFT	10
271	12	ABCT	RFF	10	RFFT	10
272	12	ABCT	RFF	10	RFFT	20
273	12	ABCT	RFF	10	RFFT	40
274	12	ABC	RFT	50	-	
275	12	ABCT	RFF	10	RFFT	0,1
276	12	ABCT	RFF	10	RFFT	30
277	12	ABCT	RFF	10	RFFT	50
278	8	ABT	RFF	0,1	RFFT	20
279	12	AB	RFT	10	-	-
280	9	ABCT	RFF	0,1	RFFT	0,1
281	9	ABC	RFT	0,1	-	-
282	12	ABT	RFF	5	RFFT	10
283	9	ABCT	RFF	0,1	RFFT	30
284	9	ABCT	RFF	0,1	RFFT	10
285	9	ABCT	RFF	0,1	RFFT	20
286	9	ABCT	RFF	0,1	RFFT	40
287	9	ABCT	RFF	0,1	RFFT	50
288	8	ABC	RFT	10	-	-
289	8	ABT	RFF	0,1	RFFT	10
290	10	AT	RFT	0,1	-	-

Continua na próxima página

Tabela 14 – *Continuação da página anterior*

Nº	Barra	Tipo Falta	1ª Ref. Falta	Valor (Ohm)	2ª Ref. Falta	Valor (Ohm)
291	12	ABC	RFT	40	-	
292	8	ABCT	RFF	0,1	RFFT	0,1
293	8	ABCT	RFF	0,1	RFFT	10
294	8	ABCT	RFF	0,1	RFFT	20
295	8	ABCT	RFF	0,1	RFFT	30
296	8	ABCT	RFF	0,1	RFFT	50
297	8	ABC	RFT	0,1	-	-
298	8	ABCT	RFF	0,1	RFFT	40
299	12	AB	RFT	0,1	-	-
300	12	ABC	RFT	30	-	
301	12	ABCT	RFF	5	RFFT	0,1
302	12	ABCT	RFF	5	RFFT	20
303	12	ABCT	RFF	5	RFFT	40
304	12	ABCT	RFF	5	RFFT	50
305	12	ABCT	RFF	5	RFFT	10
306	12	ABCT	RFF	5	RFFT	30
307	12	ABT	RFF	0,1	RFFT	50
308	12	ABT	RFF	0,1	RFFT	40
309	12	ABT	RFF	0,1	RFFT	0,1
310	9	AT	RFT	0,1	-	-
311	12	ABC	RFT	20	-	
312	12	ABT	RFF	0,1	RFFT	30
313	12	ABT	RFF	0,1	RFFT	20
314	8	AT	RFT	0,1	-	-
315	12	ABC	RFT	10	-	
316	12	ABT	RFF	0,1	RFFT	10
317	12	ABCT	RFF	0,1	RFFT	10
318	12	ABCT	RFF	0,1	RFFT	20
319	12	ABCT	RFF	0,1	RFFT	40
320	12	ABC	RFT	0,1	-	
321	12	ABCT	RFF	0,1	RFFT	0,1
322	12	ABCT	RFF	0,1	RFFT	30
323	12	ABCT	RFF	0,1	RFFT	50
324	12	AT	RFT	0,1	-	-

Anexos

ANEXO **A**

Dados do Sistema Teste do CIGRÉ

Este anexo apresenta as informações referentes aos componentes modelados no ambiente de simulação do RTDS para o SD teste do CIGRÉ, apresentado na *Figura 20*.

A.1 Sistema Elétrico Teste

A Tabela 15 apresenta os valores de resistência, indutância e capacitância de sequência positiva e zero dos condutores de cada um dos trechos de linhas do sistema teste. Salienta-se que o modelo de linha utilizado nesta pesquisa foi o modelo "PI".

Tabela 15 – Dados dos trechos de linha do sistema e seu comprimentos.

Trechos de linha		$\mathbf{R_1}$	$\mathbf{X_1}$	$\mathbf{C_1}$	$\mathbf{R_0}$	$\mathbf{X_0}$	$\mathbf{C_0}$	**L**
De	**Até**	**[Ω/km]**	**[mH/km]**	**[μF/km]**	**[Ω/km]**	**[mH/km]**	**[μF/km]**	**[km]**
1	2	0,501	2,279	0,151	0,817	5,087	0,151	2,82
2	3	0,501	2,279	0,151	0,817	5,087	0,151	4,42
3	4	0,501	2,279	0,151	0,817	5,087	0,151	0,61
4	5	0,501	2,279	0,151	0,817	5,087	0,151	0,56
5	6	0,501	2,279	0,151	0,817	5,087	0,151	1,54
6	7	0,501	2,279	0,151	0,817	5,087	0,151	0,24
7	8	0,501	2,279	0,151	0,817	5,087	0,151	1,67
8	9	0,501	2,279	0,151	0,817	5,087	0,151	0,32
9	10	0,501	2,279	0,151	0,817	5,087	0,151	0,77
10	11	0,501	2,279	0,151	0,817	5,087	0,151	0,33
11	4	0,501	2,279	0,151	0,817	5,087	0,151	0,49
3	8	0,501	2,279	0,151	0,817	5,087	0,151	1,30
12	13	0,510	1,165	0,010	0,658	5,128	0,004	4,89
13	14	0,510	1,165	0,010	0,658	5,128	0,004	2,99
14	8	0,510	1,165	0,010	0,658	5,128	0,004	2,00

Fonte: Elaborada pelo autor.

Já as cargas presentes no SD teste variaram entre residencial e comercial/industrial. A potência aparente nominal e o fator de potência para cada uma das cargas conectadas aos barramentos do sistema são apresentados na Tabela 16.

Tabela 16 – Cargas do sistema.

Barra	**Residencial**		**Comercial/Industrial**	
	Potência Aparente [kVA]	**Fator de potência**	**Potência Aparente [kVA]**	**Fator de potência**
1	15300	0,98	5100	0,95
3	285	0,97	265	0,85
4	445	0,97	-	-
5	750	0,97	-	-
6	565	0,97	-	-
7	-	-	90	0,85
8	605	0,97	-	-
9	-	-	675	0,85
10	490	0,97	80	0,85
11	340	0,97	-	-
12	15300	0,98	5280	0,95
13	-	-	40	0,85
14	215	0,97	390	0,85

Fonte: Elaborada pelo autor.

A.2 Gerador Síncrono

As especificações elétricas e mecânicas do gerador síncrono utilizado nesta pesquisa estão reunidas na Tabela 17.

Tabela 17 – Dados da máquina síncrona.

Parâmetro	**Valor**
S_n	5 MVA
U_n	6,6 kV
f	60 Hz
P	4 pólos
ω_s	188,5 rad/s
R_a	0,004 p.u.
x_L	0,1 p.u.
x_d	1,8 p.u.
x_q	1,793 p.u.
x'_d	0,166 p.u.
x'_q	0,98 p.u.
x''_d	0,119 p.u.
x''_q	0,17 p.u.
T'_{d0}	1,754 s
T'_{q0}	0 s
T''_{d0}	0,019 s
T''_{q0}	0,164 s
x_0	0,046 p.u.
H	$0,0005628 Mkg \cdot m^2$

Fonte: Elaborada pelo autor.

Sendo:
S_n: a potência aparente nominal do gerador;
U_n: a tensão nominal de saída;
f: a frequência do gerador;
P: o número de polos;
ω_s: a velocidade síncrona do gerador;
R_a: a resistência de armadura;
x_L: a reatância de dispersão da armadura;
x_d: a reatância de eixo direto;
x_q: a reatância de eixo de quadratura;
x'_d: a reatância transitória de eixo direto;
x'_q: a reatância transitória de eixo de quadratura;
x''_d: a reatância subtransitória de eixo direto;
x''_q: a reatância subtransitória de eixo de quadratura;

T'_{d0}: a constante de tempo transitória de eixo direto;
T'_{q0}: a constante de tempo transitória de eixo de quadratura;
T''_{d0}: a constante de tempo subtransitória de eixo direto;
T''_{q0}: a constante de tempo subtransitória de eixo de quadratura;
x_0: a reatância de sequência zero; e
H: a constante de inércia.

A.2.1 Regulador de tensão

Os parâmetros da malha de controle do regulador de excitação do GS são apresentados na Tabela 18.

Tabela 18 – Valores da malha de controle do regulador de excitação do GS.

Parâmetro	Valor
Tc	0
Tb	0
Ka	200
Ta	$1 \cdot 10^{-8}$
Ke	15
Te	0,0008
Kf	0,0015
Tf	0,005
Vp_{min}	-1
Vp_{max}	3
Vs_{min}	0,0001
Vs_{max}	4

Fonte: Elaborada pelo autor.

Sendo:
Ka: o ganho do regulador;
Ta: a constante de tempo do regulador;
Ke: o ganho da excitatriz;
Te: a constante de tempo da excitatriz;
Kf: o ganho de amortecimento;
Tf: a constante de tempo de amortecimento;
Vp_{min}: o limite inferior da saída do regulador;
Vp_{max}: o limite superior da saída do regulador;
Vs_{min}: o limite inferior da tensão de saída da excitatriz; e
Vs_{max}: o limite superior da tensão de saída da excitatriz.

A.2.2 Regulador de Velocidade

Os parâmetros da malha de controle do regulador de velocidade do GS são apresentados na Tabela 19.

Tabela 19 – Valores da malha de controle do regulador de velocidade do GS.

Parâmetro	Valor
Kp	100
Ki	7
K1	1
$\frac{1}{R}$	200
P_{min}	0,0001
P_{max}	1,6

Fonte: Elaborada pelo autor.