

UNIVERSIDADE FEDERAL FLUMINENSE  
ESCOLA DE ENGENHARIA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA E DE  
TELECOMUNICAÇÕES

TALITA DE ARAUJO SANTOS FERNANDES AFONSO

ESTUDO COMPARATIVO DOS AJUSTES DAS PROTEÇÕES ENTRE  
CONCESSIONÁRIAS E AVALIAÇÃO DOS IMPACTOS PARA UMA REDE REAL COM  
GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA

NITERÓI, RJ

2020

TALITA DE ARAUJO SANTOS FERNANDES AFONSO  
MATRÍCULA: M054.217.012

ESTUDO COMPARATIVO DOS AJUSTES DAS PROTEÇÕES ENTRE  
CONCESSIONÁRIAS E AVALIAÇÃO DOS IMPACTOS PARA UMA REDE REAL COM  
GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e Telecomunicações da Universidade Federal Fluminense, como requisito parcial para obtenção do Grau de Mestre em Engenharia Elétrica e de Telecomunicações.

Orientadores: Prof. Marcio Zamboti Fortes, Dr.

Prof. Sergio Gomes Junior., D.Sc.

Niterói, RJ

2020

Ficha catalográfica automática - SDC/BEE  
Gerada com informações fornecidas pelo autor

A257e Afonso, Talita de Araujo Santos Fernandes  
Estudo comparativo dos ajustes das proteções entre concessionárias e avaliação dos impactos para uma rede real com geração distribuída fotovoltaica / Talita de Araujo Santos Fernandes Afonso ; Marcio Zamboti Fortes, orientador ; Sergio Gomes Junior, coorientador. Niterói, 2020.  
120 f.

Dissertação (mestrado)-Universidade Federal Fluminense, Niterói, 2020.

DOI: <http://dx.doi.org/10.22409/PPGEET.2020.m.11631271750>

1. Geração de energia. 2. Energia solar. 3. Proteção de sistema elétrico. 4. Produção intelectual. I. Fortes, Marcio Zamboti, orientador. II. Gomes Junior, Sergio, coorientador. III. Universidade Federal Fluminense. Escola de Engenharia. IV. Título.

CDD -

TALITA DE ARAÚJO SANTOS FERNANDES AFONSO

ESTUDO COMPARATIVO DOS AJUSTES DE PROTEÇÕES DE  
CONCESSIONÁRIAS E AVALIAÇÃO DOS IMPACTOS PARA UMA REDE REAL  
COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA

Dissertação de Mestrado apresentada ao  
Programa de Pós-Graduação em Engenharia  
Elétrica e de Telecomunicações da Universidade  
Federal Fluminense como requisito parcial para a  
Obtenção do Grau de Mestre em Engenharia  
Elétrica e de Telecomunicações.  
Área de concentração: Sistemas de Energia  
Elétrica.

BANCA EXAMINADORA



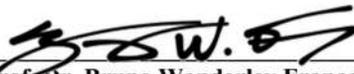
---

**Prof. Dr. Marcio Zamboti Fortes** - Orientador  
Universidade Federal Fluminense - UFF



---

**Prof. Dr. Sergio Gomes Junior** - coorientador  
Universidade Federal Fluminense - UFF



---

**Prof. Dr. Bruno Wanderley França**  
Universidade Federal Fluminense - UFF



---

**Prof. Dr. Leonardo Willer de Oliveira**  
Universidade Federal de Juiz de Fora - UFJF

Niterói  
(junho/2020)

Dedico este trabalho às minhas filhas  
Cecília e Antônia, razões do meu viver.

## AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus por estar comigo em todos os momentos, me protegendo, me auxiliando, colocando pessoas maravilhosas no meu caminho, me dando a capacidade de superar os obstáculos, me fazendo mais que vencedora.

Às minhas filhas, Cecília e Antônia, por despertarem em mim um amor intenso, por serem minha fonte de alegria, um sonho realizado.

Ao meu esposo, Anderson, por ser parceiro e amigo, por sempre oferecer apoio e incentivo para eu crescer.

Aos meus pais, Rute e Nonato por terem se sacrificado para me dar uma base que foi fundamental para o meu sucesso.

Ao querido orientador, Marcio Zamboti Fortes, pelo seu acolhimento, por ser paciente, otimista e estar sempre pronto a ajudar.

Ao colega, André Queiroz, pela boa vontade e pelo grande suporte nas simulações desta pesquisa.

Ao laboratório NITEE/UFF por ceder sua estrutura para elaboração deste trabalho e a todos aqueles que contribuíram direta ou indiretamente incentivando, tirando dúvidas e colaborando com o que estava ao seu alcance, o meu muito obrigada!

## RESUMO

Identifica-se um elevado crescimento no número de sistemas fotovoltaicos conectados à baixa e média tensão nas diversas regiões do Brasil. Segundo a ANEEL, existem atualmente quase 190 mil instalações, números que vêm aumentando a uma taxa elevada. Existe uma norma brasileira que apresenta recomendações para a proteção de sistemas fotovoltaicos. Contudo, os ajustes finais ficam a cargo de cada concessionária, podendo ser mais restritivos do que a norma recomenda. Esta dissertação utiliza o *software* ATPDraw para simular um sistema real de distribuição considerando três cenários de carregamento, gerações distribuídas fotovoltaicas com diferentes níveis de penetração, com curto circuito trifásico aplicado em três pontos da rede: início, meio e fim. Será avaliado nesse trabalho a alteração nos níveis de tensão, nas correntes da subestação e de curto circuito e nos dispositivos de proteção da rede quando há inserção de GD fotovoltaica. Como resultado será apresentada uma comparação com sete concessionárias brasileiras, caso estas fossem as responsáveis pelo ramal da distribuição estudado, e qual seria o impacto sobre seus equipamentos.

**Palavras-chave:** Proteção de Sistemas Elétricos. Geração Distribuída. Sistemas Fotovoltaicos.

## ABSTRACT

A high growth is identified in the number of photovoltaic systems connected to low and medium voltage in Brazil's different regions. According to ANEEL, there are currently almost 190 thousand installations, with increasing numbers at a high rate. There is a Brazilian standard that presents recommendations for the protection of photovoltaic system. However, the final adjustments are the responsibility of each concessionaire and may be more restrictive than the standard recommendations. This dissertation uses the ATPDraw software to simulate a real distribution system considering three loading scenarios, distributed photovoltaic generations with different penetration levels, with a three-phase short circuit applied at three points in the network: beginning, middle and end. In this work, the change in voltage levels, substation and short-circuit currents and protection devices in the network will be evaluated when photovoltaic DG is inserted. As a result, a comparison with seven Brazilian utilities will be presented, if they were responsible for the distribution branch studied and what would be the impact on their equipment.

**Keywords:** Power System Protection. Distributed Power Generation. Photovoltaic Systems.

## SUMÁRIO

<b>1. INTRODUÇÃO .....</b>	<b>17</b>
1.1. Motivações e contribuições .....	19
1.2. Objetivo .....	20
1.3. Descrição e metodologia .....	20
1.4. Estrutura do documento .....	21
<b>2. PROTEÇÃO DE GD FOTOVOLTAICA.....</b>	<b>23</b>
2.1. Geração Distribuída.....	23
2.2. Sistemas Fotovoltaicos.....	24
2.3. Proteção .....	29
2.3.1. Considerações iniciais.....	29
2.3.2. Falhas típicas e suas implicações no sistema .....	30
2.3.3. Filosofia de proteção de sistemas de distribuição .....	32
2.4. Impactos causados pela conexão de GD nos sistemas de proteção.....	36
2.5. Conexão da GD com a rede.....	42
2.6. Considerações finais sobre o capítulo .....	44
<b>3. DESCRIÇÃO DO CASO.....</b>	<b>45</b>
3.1. Rede estudada.....	45
3.2. Cenários estudados.....	47
3.3. Requisitos de acesso para GD Fotovoltaica .....	50
3.4. Considerações finais sobre o capítulo .....	53
<b>4. MODELAGEM DA REDE COM PROTEÇÃO.....</b>	<b>54</b>
4.1. <i>Software</i> ATPDraw .....	54
4.2. Modelagem da rede de distribuição sem GD .....	54
4.3. Modelagem da rede de distribuição com GD.....	57
4.4. Modelagem da GD fotovoltaica .....	59
4.5. Modelagem da proteção na rede de distribuição.....	61
4.6. Considerações finais sobre o capítulo .....	66
<b>5. RESULTADOS.....</b>	<b>67</b>
5.1.1. Análise da rede sem inserção de GD.....	67
5.1.2. Curto circuito na barra 6 - início do ramal.....	68
5.1.3. Curto circuito na barra 149 - meio do ramal .....	71
5.1.4. Curto circuito na barra 343 - fim do ramal .....	74
5.1.5. Comparação do perfil de tensão .....	77
5.2. Considerações finais sobre o capítulo .....	78

<b>6. CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS .....</b>	<b>79</b>
6.1. Conclusões .....	79
6.2. Trabalhos futuros.....	81
<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>	<b>82</b>
<b>APÊNDICES .....</b>	<b>89</b>

## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1.1. Projeção da potência por fonte para 2029 .....	18
Figura 2.1. Efeito fotovoltaico na célula. ....	26
Figura 2.2. Células fotovoltaicas de silício policristalino e monocristalino.....	27
Figura 2.3. Exemplo de diagrama de arranjo FV com múltiplas séries FV em paralelo.....	28
Figura 2.4. Esquema de um sistema FV conectado à rede. ....	28
Figura 2.5. Diagrama de operação dos religadores. ....	34
Figura 2.6. Coordenação entre religador de subestação e elo fusível com fator K. ....	35
Figura 2.7. Exemplo de <i>trip</i> indevido.....	37
Figura 2.8. Esquema onde a proteção poderia não detectar a falha.....	38
Figura 2.9. (a) curvas de coordenação do religador com o fusível, (b) GD com religadores e fusíveis.....	39
Figura. 2.10. Sublance do relé de impedância. ....	40
Figura 2.11. Perfil de tensão num alimentador de distribuição com e sem contribuição do gerador .....	41
Figura 2.12. Exemplo de ilhamento na rede de distribuição de energia elétrica.....	42
Figura 2.13. Demandas para GD fotovoltaica .....	44
Figura 3.1. Alimentador da rede de Búzios.....	46
Figura 3.2. Perfil de tensão curto monofásico na barra 6 – rede sem GD.....	48
Figura 3.3. Diagrama representativo dos aspectos analisados nos cenários.....	49
Figura 4.1 Trecho da rede original. ....	58
Figura 4.2 Trecho da rede equivalente. ....	58
Figura 4.3. Modelo da GD fotovoltaica. Simbologia comprimida à esquerda e expandida à direita.....	60
Figura 4.4. Módulo de sincronismo da GD. ....	60
Figura 4.5. Modelo de Norton utilizado para regular a tensão fornecida.....	61
Figura 4.6. Módulo de controle de tensão. ....	61
Figura 4.7. Coordenograma da rede de Búzios. ....	62
Figura 4.8. Modelagem do religador. Simbologia comprimida à esquerda e expandida à direita. ....	63
Figura 4.9. Parâmetros utilizados na modelagem do religador. ....	63
Figura 4.10. Representação do fusível comprimida à esquerda e expandida à direita. ....	64
Figura 4.11. Parâmetros utilizados na modelagem do fusível.....	64

Figura 4.12. Representação da proteção de subtensão. ....	65
Figura 4.13. Parâmetros utilizados no relé de subtensão.....	65
Figura 5.1. Níveis de tensão nas barras por carregamento – caso base.....	67
Figura 5.2. Perfil da corrente na subestação – curto barra 6 .....	68
Figura 5.3. Perfil da corrente de curto – barra 6.....	70
Figura 5.4. Perfil de tensão durante a falha – barra 6.....	71
Figura 5.5. Perfil da corrente na subestação – curto barra 149 .....	72
Figura 5.6. Perfil da corrente de curto – barra 149.....	73
Figura 5.7. Perfil de tensão durante a falha – barra 149.....	74
Figura 5.8. Perfil da corrente na subestação – curto barra 343. ....	75
Figura 5.9. Perfil da corrente de curto – barra 343.....	76
Figura 5.10. Perfil de tensão durante a falha – barra 343.....	77
Figura 5.11. Perfil de tensão com e sem GD.....	78

## LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1. Vantagens e desvantagens dos sistemas FV.....	25
Tabela 2.2. Exemplos de classificação de sistemas fotovoltaicos.....	29
Tabela 2.3. Funções de proteção comuns em sistemas de distribuição.....	31
Tabela 2.4. Composição probabilística entre os tipos de falhas.....	32
Tabela 2.5 – Falhas típicas no sistema da concessionária.....	32
Tabela 3.1 - Número de clientes por bairro.....	46
Tabela 3.2. Cenários simulados na rede sem GD.....	49
Tabela 3.3. Cenários simulados na rede com GD.....	50
Tabela 3.4. Requisitos mínimos em função da potência instalada.....	51
Tabela 3.5. Ajustes de proteção requeridos pelas concessionárias.....	52
Tabela 3.6. Tempo máximo de atuação requerido pelas concessionárias.....	53
Tabela 4.1. Componentes aplicados para simulação, via ATPDraw.....	55
Tabela 4.2. Resistência e reatância das cargas da rede assumindo fator de potência 0,95 para cada carregamento.....	56
Tabela 4.3. Resistência e reatância das cargas da rede com fator de potência de 0,80 para o carregamento de 95%.....	56
Tabela 4.4. Dados utilizados no cálculo da impedância dos transformadores da rede.....	57
Tabela 4.5. Dados da alocação da GD por cenário.....	59
Tabela 5.1. Corrente na subestação – curto barra 6.....	69
Tabela 5.2. Corrente no ponto de curto circuito –barra 6.....	70
Tabela 5.3. Corrente na subestação – curto barra 149.....	72
Tabela 5.4. Corrente no ponto de curto circuito – barra 149.....	73
Tabela 5.5. Corrente na subestação – curto barra 343.....	75
Tabela 5.6. Corrente no ponto de curto circuito –barra 343.....	76
Tabela 5.7. Tempo de atuação do fusível – curto barra 343.....	77

## LISTA DE ABREVIATURAS, SIGLAS E SÍMBOLOS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
AT	Alta tensão
ATP	<i>Alternative Transient Program</i>
BEN	Balanco Energético Nacional
BT	Baixa tensão
CA	Corrente alternada
CC	Corrente contínua
CGH	Central Geradora Hidráulica
CIGRÉ	<i>Conseil International des Grands Réseaux Électriques</i>
EMTP	<i>Electromagnetic Transients Program</i>
ERAC	Esquema Regional de Alívio de Carga
FV	Fotovoltaico(s)
GD	Geração Distribuída
Icc	Corrente de curto circuito
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
INEE	Instituto Nacional de Eficiência Energética
LT	Linha de transmissão
MMGD	Mini e microgeração distribuída
MT	Média tensão
O&M	Operação e Manutenção
PCC	Ponto Comum de Conexão

REN	Resolução Normativa
PDE	Plano Decenal de Expansão de Energia
SPPM	Seguidor do Ponto de Potência Máxima
TACS	<i>Transient Analysis of Control Systems</i>

## 1. INTRODUÇÃO

Com a crescente preocupação com o meio ambiente, inclusive a possibilidade de exaustão dos combustíveis fósseis, as fontes de energia renováveis têm se tornado cada vez mais importantes no cenário mundial e isso não tem sido diferente no Brasil, representando 45,3% da oferta interna de energia. Dados do BEN 2019 mostram que a matriz energética brasileira está dividida em 66,6% de hidráulica, 8,6% de gás natural, 8,5% de biomassa, 7,6% de eólica, 3,2% de carvão e derivados, 2,5% de nuclear, 2,4% de derivados do petróleo e 0,5% de solar. O documento também mostra que a solar deu um salto de 316,2% comparando 2018 (ano base de BEN 2019) com 2017 [1].

Em 17 de abril de 2012, entrou em vigor a Resolução Normativa (REN) nº 482/2012 [2] que instituiu o sistema de compensação de energia injetada na rede versus energia consumida e estabeleceu as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica. A partir daí, o consumidor pôde deixar de ser apenas passivo e teve a possibilidade de reduzir seus gastos com energia elétrica caso implantasse pequenos sistemas de geração de energia.

Posteriormente, em 1º de março de 2016, esta resolução foi aprimorada pela REN 687/2015 [3] cujos objetivos, dentre outros, foram reduzir custos, tempo para implantação da micro e minigeração distribuída e aumentar o público alvo. A última alteração foi feita através da REN 786 [4], em 17 de outubro de 2017. Sendo assim, é possível conectar à rede de distribuição geradores de até 5 MW que utilizam fontes renováveis ou cogeração qualificada. Atualmente, a ANEEL está em processo de revisar a regulamentação, tanto a questão da compensação de energia, quanto sobre o modelo tarifário da baixa tensão, o que também afetaria os micro e minigeradores.

O PDE 2029 destaca que dentre as tecnologias utilizadas para micro e minigeração distribuída, seja renovável (como eólica, solar, Centrais Geradoras Hidráulicas (CGHs) e térmicas à biomassa ou biogás) ou não renovável (como térmicas a gás natural ou geradores a diesel), os sistemas fotovoltaicos (FV) são os que apresentam maior potencial de penetração no horizonte decenal, representando 86% da capacidade instalada nesta modalidade.

O resultado consolidado das projeções da micro e minigeração distribuída é apresentado na Figura 1.1. Estima-se que em 2029 haverá 1,3 milhão de adotantes, totalizando 11,4 GW. Com as mudanças na regulamentação previstas para começar partir de 2021, a taxa de crescimento no número de instalações deve diminuir no primeiro momento, mas tende a

aumentar novamente no meio da década devido às reduções de custo da tecnologia e inovações financeiras e em modelos de negócio [5].

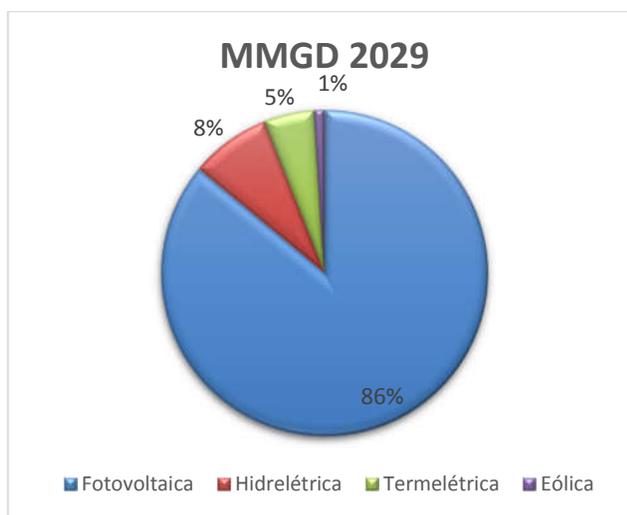


Figura 1.1. Projeção da potência por fonte para 2029 (Fonte: Adaptado de [5], pg. 237)

Alguns fatores tiveram importância fundamental no aumento considerável do número de conexões na micro e minigeração distribuída. Estes são: alteração da REN 482/2012, isenções tributárias de PIS/COFINS e ICMS em várias unidades federativas sobre a energia compensada pela unidade consumidora, o reajuste das tarifas de eletricidade acima da inflação nos últimos anos e a redução no preço dos sistemas fotovoltaicos [6].

As principais normas em vigor no Brasil referentes a sistemas FV são a NBR 16149:2013 [7], que traz recomendações para conexão destes sistemas à rede de distribuição e a NBR IEC 62116:2012 [8], que versa sobre ensaios anti-ilhamento para inversores, cabendo à distribuidora adequar à sua rede. Geralmente padrões internacionais como o IEEE Std. 1547-2018, que discute as tecnologias de GD e os problemas associados à interconexão na rede elétrica [9] e o IEC 60364-7-712:2017 [10] que apresenta as exigências para instalação de sistemas fotovoltaicos em baixa tensão são utilizados como principais referências. Além destes, as concessionárias devem seguir os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional, PRODIST [11].

A inclusão de novas fontes de energia no sistema de distribuição pode se tornar um desafio devido às mudanças que podem causar. Com a corrente sendo injetada nos ramais, o fluxo pode ser bidirecional causando vários impactos, como o aumento nos níveis de curto circuito. No caso de grande penetração dessas fontes, também deve ser dada atenção ao controle da tensão na rede, à contribuição de potência reativa e à estabilidade do sistema de

potência como um todo [12]–[14]. Não pode ser esquecido também a possível injeção de conteúdo harmônico na rede quando a qualidade de energia da GD conectada não estiver adequada ou monitorada [15].

No âmbito da proteção, o problema está relacionado com o tempo de atuação do disjuntor que isola a GD da rede no ponto de interconexão com o sistema (PCC) quando ocorrem falhas antes ou depois dele, *trip* indevido, redução no alcance de relés de impedância, perda de coordenação entre religadores e fusíveis, religamento e velocidade de reconexão da GD com a rede após o desaparecimento de um evento [12], [16], [17].

As exigências para a proteção na interconexão estão relacionadas com a resposta da GD perante condições anormais ou de ilhamento e permitem que ela opere com segurança em paralelo com a rede elétrica. A proteção elétrica pode se dar em três pontos: na geração, na rede de distribuição e no ponto de conexão [18], sendo o segundo o alvo deste estudo.

### **1.1. Motivações e contribuições**

Tem sido visto um aumento significativo no número de conexões de micro e minigeração de energia com ênfase na solar fotovoltaica, possuindo atualmente quase 190 mil unidades consumidoras com GD [19], com mais de 2 GW de potência instalada. Além disso, no PDE 2029, está previsto que 86% da capacidade instalada para esta modalidade seja de FV, totalizando cerca de 10 GWp [5], fazendo-se necessário aprimorar os estudos e análises pertinentes a este novo cenário que se sinaliza para os sistemas de distribuição.

O aumento da penetração da GD traz um desafio quanto à proteção do sistema, pois o fluxo de potência se altera de acordo com a necessidade do consumidor e um dos problemas pode se dar na coordenação dos relés de sobrecorrente devido ao fluxo de potência bidirecional. Esta inserção pode afetar também na sensibilidade e na seletividade dos dispositivos, trazer problemas de ilhamento e de religamento [20], entre outros que serão abordados neste trabalho. Para garantir que a conexão seja segura com a rede elétrica, é necessário verificar seus efeitos sobre a proteção do sistema. De Biaz [21] analisou a problemática da detecção de ilhamentos não intencionais em sistemas elétricos de distribuição com geradores distribuídos e propôs um método de detecção com o uso de Redes Neurais Artificiais (RNA), comparando o seu desempenho com o de um relé de detecção tradicional. Desta forma, ele obteve resultados com taxas de assertividade de 99,70% na detecção de ilhamentos.

Este estudo visa colaborar com o setor acadêmico e empresas de distribuição apresentando problemas que podem sobrevir de uma penetração massiva de GD na sua rede.

Sendo assim, possibilita o aprofundamento no tema da proteção elétrica, tendo em vista que foi elaborado de forma detalhada, permitindo que os interessados utilizem as informações aqui contidas para novos desenvolvimentos e aplicações de dispositivos de proteção em redes de distribuição. Contudo, a principal contribuição deste trabalho são os impactos na rede do ponto de vista da distribuição.

O estudo está baseado em dados de uma rede real (ramal BUZ07 da cidade de Armação de Búzios (RJ) que possui 353 barras), com isto foi possível avaliar as principais características das falhas trifásicas (as mais severas nesta rede), o comportamento da rede quanto a níveis de tensão e corrente com a inserção de mini e micro gerações distribuídas e verificar a atuação dos dispositivos de proteção instalados.

## **1.2. Objetivo**

Este trabalho tem como objetivo realizar uma análise do comportamento de uma rede de distribuição real e dos seus equipamentos de proteção sob falhas trifásicas em pontos diferentes. Serão avaliados cenários com diferentes níveis de carregamento e de penetração de GD fotovoltaica. Além disso será feita uma comparação entre os ajustes requeridos por sete concessionárias brasileiras.

## **1.3. Descrição e metodologia**

Será avaliado o nível de tensão, os níveis de corrente na subestação e de curto circuito, o comportamento dos dispositivos de proteção em diversos cenários com e sem a GD, considerando diferentes níveis de penetração, carregamento da rede, localização do curto circuito e o impacto que pode ter sobre a rede. Como resultado, será apresentada uma comparação dos ajustes adotados por sete concessionárias brasileiras (as que possuem maior número de GDs conectadas), caso elas fossem responsáveis sobre o ramal da distribuição estudado e qual seria o impacto sobre seus equipamentos.

A análise será feita considerando painéis fotovoltaicos existentes no mercado e o sistema de distribuição real montado na cidade de Búzios através do projeto Cidade Inteligente Búzios. Mais trabalhos foram desenvolvidos na rede de Búzios: Machado [22] faz uma análise econômica dos consumidores para desenvolver uma metodologia que determina penetração e a localização da GD fotovoltaica na rede de distribuição; além disso, analisa

também impactos técnicos através do *software* OpenDSS; Lessa [23] modela no *software* ATPDraw um limitador de corrente de curto circuito supercondutor resistivo (R-SFCL) de fitas de segunda geração (2G) e o aplica na rede de distribuição a fim de reduzir os níveis de curto, comprovando sua eficácia; da Costa [24] avaliou a propagação dos efeitos das correntes harmônicas no *software* ATPDraw, se isso poderia afetar o desempenho de um limitador de corrente supercondutor e como ele impactava as distorções harmônicas ao longo dela; O trabalho de Bitencourt [25] estuda os veículos elétricos, os impactos que a recarga e a descarga de suas baterias podem causar na rede elétrica de Búzios frente a diferentes níveis de penetração, do nível de carregamento dos transformadores, fator de carga e nível de tensão na rede, para isso foi usado o Simulink/Matlab; Vale [26] avaliou a viabilidade do investimento nos sistemas de armazenamento à base de baterias na rede real envolvendo diferentes pontos de vista: operadores de sistemas de distribuição, concessionárias e unidades consumidoras.

Toda modelagem e simulação computacional será realizada através do *software* ATPDraw que consiste numa ferramenta gráfica do ATP, programa padrão para simulação de transitórios eletromagnéticos. Será utilizada a rede modelada conforme [23], incluindo a baixa tensão composta pelo transformador e a carga, além disso, serão modelados os dispositivos de proteção da rede, a saber, fusível, religador e relé de subtensão, e por último o sistema FV.

#### 1.4. Estrutura do documento

Este documento está dividido em seis capítulos contando com este que apresenta uma introdução ao tema, o objetivo do trabalho, sua descrição e a metodologia adotada para realização dele. Na sequência será apresentada sua estrutura, organizada de forma a proporcionar ao leitor uma visão geral dos assuntos abordados:

- No capítulo 2, *Proteção, sistemas fotovoltaicos e seus impactos*, são apresentados alguns conceitos de GD e, mais especificamente, dos sistemas fotovoltaicos, alvo de estudo deste trabalho. Em seguida será discutida a filosofia de proteção adotada comumente nas redes de distribuição, os impactos que pode haver na proteção devido à inserção da GD na rede de distribuição.
- No capítulo 3, *Descrição do caso*, será apresentada as características da rede real que foi modelada assim como o sistema fotovoltaico aplicado em diversos

pontos dela, os cenários que serão analisados, bem como os requisitos das concessionárias analisadas para os sistemas conectados à baixa tensão.

- O capítulo 4, *Modelagem da rede com proteção*, dedica-se a apresentar a modelagem do sistema fotovoltaico, da rede de distribuição estudada, bem como seus dispositivos de proteção. Para isto, foi utilizado o *software* ATPDraw e suas ferramentas.
- O capítulo 5, *Simulações e resultados*, avalia os cenários propostos, as simulações correspondentes e discute os resultados que foram obtidos através delas.
- O Capítulo 6, *Conclusões e trabalhos futuros*, exhibe uma revisão do que foi visto com as principais considerações sobre os resultados obtidos, e a partir desta análise, propõe os trabalhos que podem dar continuidade ao estudo realizado.

Por fim, têm-se os Apêndices contendo a rede simulada, os códigos, os cálculos utilizados para a simulação da rede de Búzios e seus dispositivos de proteção no ATPDraw.

## 2. PROTEÇÃO, SISTEMAS FOTOVOLTAICOS E SEUS IMPACTOS

O objetivo deste capítulo é apresentar os conceitos relevantes para os estudos de impactos na proteção em redes com GD fotovoltaica a fim de equalizar os conhecimentos que serão abordados nos capítulos seguintes. Desta forma, será abordada a geração distribuída com suas definições e tecnologias empregadas, os sistemas fotovoltaicos e seus componentes básicos e por fim, sobre proteção, serão apresentados princípios de um estudo de proteção, a filosofia empregada em redes de distribuição radial, e finalmente, os impactos causados pela inserção da GD e critérios para conexão de GD.

### 2.1. Geração Distribuída

O aumento crescente do uso da tecnologia levou a uma alta taxa de consumo de energia elétrica global. Em contrapartida, no Brasil, houve um aumento nas tarifas de energia elétrica abrindo espaço para a utilização da GD. Devido às diversas tecnologias que podem ser empregadas, ela possibilita uma diversificação da matriz energética, reduzindo a dependência de outras fontes [27].

Diferentemente da geração centralizada, que fica distante dos consumidores e a energia produzida é escoada através das linhas de transmissão, a geração distribuída se encontra próxima aos consumidores e se encontra, geralmente, conectada à rede de distribuição. Ela deve ser considerada como um complemento para a geração centralizada convencional [28].

Existem diversas definições para GD, em geral elas são similares. O *Conseil International des Grands Réseaux Électriques* (CIGRÉ) define como “toda unidade geradora com capacidade máxima de 50-100 MW que está normalmente conectada na rede de distribuição e que não é planejada nem despachada centralizadamente” [29]. Já o Instituto Nacional de Eficiência Energética (INEE) diz que a expressão se aplica aos geradores de energia que se encontram juntos ou próximos dos consumidores, independente de potência, tecnologia ou fonte de energia [30].

Em relação à capacidade, são utilizados no Brasil os termos micro e minigeração distribuída seguindo os valores apontados na REN 786/2017 da ANEEL [4], que define a microgeração distribuída como a central geradora de energia elétrica cuja potência instalada seja menor ou igual a 75 kW e a minigeração com potência instalada superior a 75 kW e

menor ou igual a 5 MW. Além disso, a resolução continua a definição afirmando que elas podem utilizar cogeração qualificada ou fontes renováveis de energia elétrica e estão conectadas na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras [2].

Além disso, a GD quando bem planejada, traz não apenas benefícios econômicos ao postergar investimentos na construção de hidrelétricas, linhas de transmissão e distribuição, mas também ao meio ambiente, pois aumenta o uso de geração renovável. Tecnicamente, ela aumenta a confiabilidade do sistema e sua segurança, melhora o perfil de tensão e a qualidade da energia, reduz perdas, melhora o controle de potência reativa. Operacionalmente, é capaz de prover serviços auxiliares, possibilita uma otimização energética (operando fora de ponta), reduz a dependência de importação de energia em algumas regiões do Brasil, são rápidas e fáceis de implementar, tem O&M facilitada além de melhorar a eficiência total (quando combinada a outras tecnologias) do projeto [27], [31], [32].

As tecnologias de GD dependem da aplicação desejada, que por sua vez depende da necessidade da carga a ser suprida, além disso, elas possuem diferentes características, limitações e benefícios. Estão divididas entre renováveis e não renováveis, dependendo do combustível utilizado. Os motores a combustão interna, turbinas e microturbinas a gás (considerando apenas os que utilizam combustíveis fósseis, pois o biogás também é uma opção), com ou sem cogeração, podem ser classificados como não renováveis e os sistemas fotovoltaicos, eólicas, geotérmicas, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, células a combustível, como renováveis [29], [32].

## **2.2. Sistemas Fotovoltaicos**

Dentre as diversas tecnologias que podem ser empregadas na GD, uma que tem mostrado elevado crescimento, principalmente entre consumidores residenciais, é a fotovoltaica, com previsão de chegar a 3,3 GWp em 2026 suprimindo 0,6% dos consumidores nacionais [6], onde o sufixo “p” indica pico, ou seja, máximo valor de potência gerada. Esse crescimento tem relação com as vantagens que estes sistemas trazem, apesar de suas desvantagens. Ambos estão dispostos na Tabela 2.1, cabe ressaltar que o processo de fabricação e o descarte de material inutilizado não está sendo levado em consideração nesta tabela, pois é um assunto que tem gerado discussões no setor, pois pode causar impactos ambientais.

Tabela 2.1. Vantagens e desvantagens dos sistemas FV. Fonte: Adaptado de [33]

<b>Vantagens</b>	<b>Desvantagens</b>
Potencial para mitigar emissões dos gases do efeito estufa	Limitações na disponibilidade de sistemas no mercado
Baixo custo de O&M	Custo inicial elevado
Baixa manutenção	Precisa de grandes áreas de instalação
Fonte de energia gratuita	Alta dependência de desenvolvimento tecnológico
Energia limpa	Depende de condições geográficas (irradiação solar)
Geração próxima ao consumidor	Intermitência, exigindo uma fonte complementar para suprir os períodos de baixa geração solar.
A geração não causa impactos ambientais	
Alta disponibilidade	
Não emite ruído	

Neste tipo de sistema, a energia solar é convertida diretamente em eletricidade através do efeito fotovoltaico, representado na Figura 2.1. Ele ocorre quando uma célula fotovoltaica, que é construída por camadas de um material semicondutor que passa por um processo de dopagem formando uma junção  $pn$ , é submetida a fótons com energia maior que o  $gap$ , que separa as duas bandas de energia do semicondutor dopado. Desta forma, os elétrons são excitados e passam para a banda de condução gerando pares elétron-lacuna; quando eles estão envolvidos num campo elétrico diferente de zero, uma corrente é gerada pelo fluxo inicial dos portadores, assim como uma diferença de potencial entre as regiões  $p$  e  $n$ , que é responsável por impelir a corrente fotogerada [33]–[35].

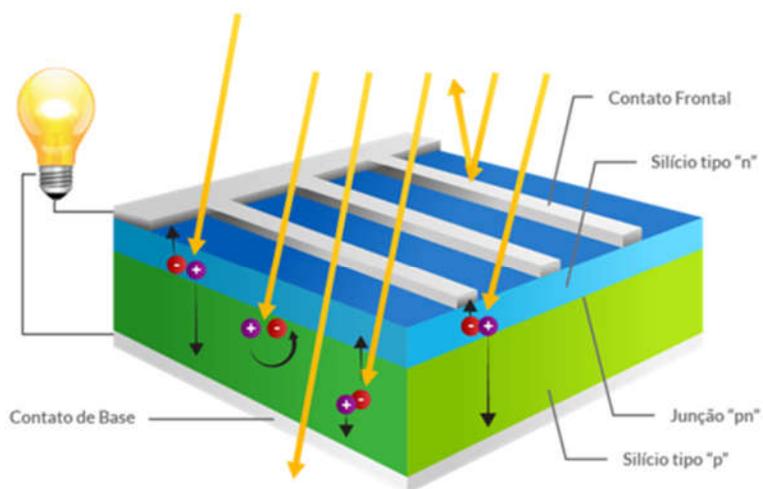


Figura 2.1. Efeito fotovoltaico na célula. Fonte: [36]

As tecnologias das células fotovoltaicas podem ser classificadas em três gerações: na primeira geração encontra-se o principal material utilizado comercialmente devido a sua abundância e ao vasto conhecimento tecnológico que se tem dele, o Silício (Si); na segunda, as células com filme fino (formado por camadas extremamente finas de material fotossensível em um suporte de baixo custo como vidro, aço inoxidável ou plástico) e na última, as células orgânicas, as sensibilizadas por corante e outras tecnologias em desenvolvimento [33], [34], [37], [38]. A Figura 2.2 ilustra células fotovoltaicas de silício de dois tipos: monocristalino e policristalino.

No geral, um módulo fotovoltaico consiste na combinação de várias células fotovoltaicas e pode estar conectado a vários outros módulos em série ou em paralelo, formando assim um arranjo ou *array*, em inglês [37]. É importante observar as características elétricas das células para não haver um efeito de *mismatch* (descasamento) no qual o desempenho do conjunto fica limitado pelas células de menor fotocorrente, afetando, conseqüentemente, a eficiência global do módulo fotovoltaico [35].



Figura 2.2. Células fotovoltaicas de silício policristalino e monocristalino. Fonte: adaptado de [39]

Um sistema fotovoltaico é constituído por um bloco gerador, um bloco de acondicionamento de potência e, de forma opcional, um bloco de armazenamento. No bloco gerador, estão o conjunto de módulos fotovoltaicos, o cabeamento elétrico que faz a interligação entre os mesmos e a estrutura de suporte. No bloco de acondicionamento de potência, existem variações; eles podem possuir conversores CC-CC, seguidor do ponto de potência máxima SPPM (ou MPPT do inglês *Maximum Power Point Tracking*), inversores, controladores de carga (se houver armazenamento) além de dispositivos de proteção, supervisão e controle. Por fim, no bloco de armazenamento, têm-se baterias e/outras formas de armazenamento [35], [40], [41].

Alguns termos são comumente utilizados no âmbito de gerador fotovoltaico, o arranjo FV que já foi mencionado, a série FV (do inglês *PV string*) que é constituída por módulos FV conectados em série a fim de gerar a tensão de saída desejada e subarranjo, que é descrito como parte de um arranjo FV que pode ser considerado uma unidade [42]. Na figura 2.3 é possível observar um diagrama ilustrando estes termos e alguns componentes básicos de um sistema fotovoltaico.

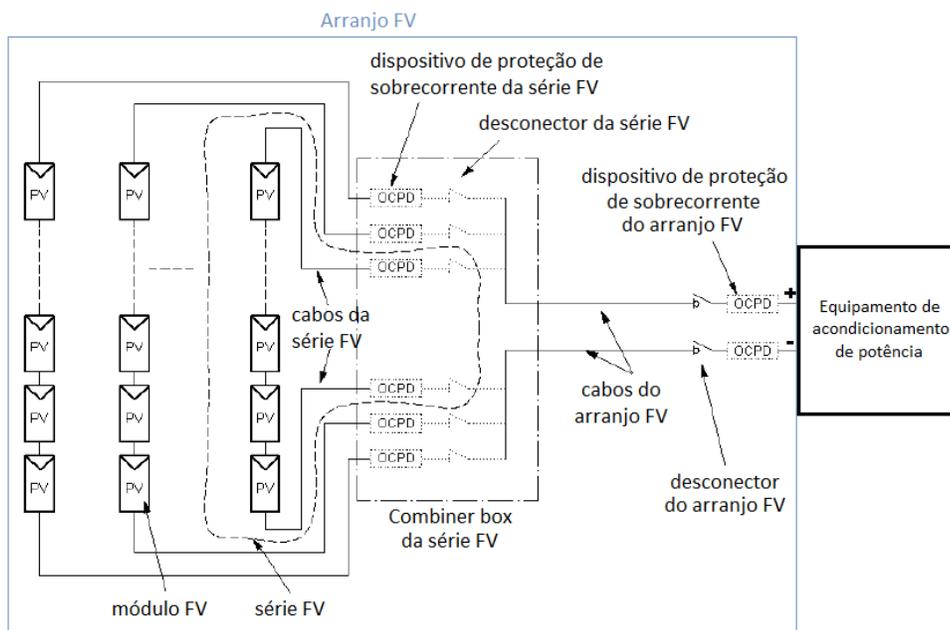


Figura 2.3. Exemplo de diagrama de arranjo FV com múltiplas séries FV em paralelo. Fonte: adaptado de [10]

Quanto à interligação com a rede, os sistemas fotovoltaicos podem ser classificados como isolados (*off-grid*) ou conectados à rede (*on-grid*) e quanto à sua configuração eles se dividem em puros ou híbridos, quando estão associados a outros tipos de geradores elétricos (p. ex. aerogerador ou gerador diesel) [43]. A Figura 2.4 exemplifica um esquema típico de um sistema FV conectado à rede, alvo deste estudo.

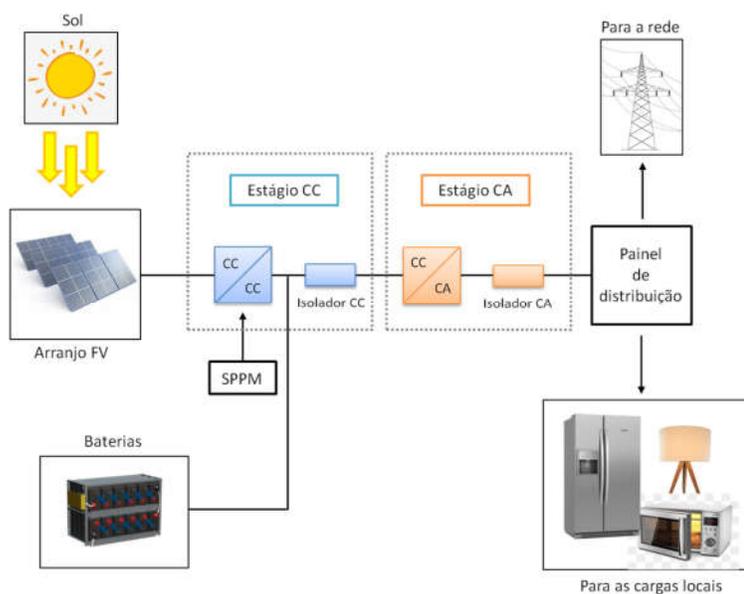


Figura 2.4. Esquema de um sistema FV conectado à rede. Fonte: Adaptado de [44]

Estes sistemas têm numerosas aplicações [41], [43] e a Tabela 2.2 exemplifica algumas aplicações típicas para cada tipo de sistema FV.

Tabela 2.2. Exemplos de classificação de sistemas fotovoltaicos. Fonte: Adaptado de [45]

Tipo de Sistema		Alimentação dos consumidores	Acumulação de energia elétrica	Aplicações típicas
Sistemas isolados	Puros	Tensão CC	Não	Bombeamento, produção de hidrogênio, etc.
			Sim	Iluminação, telecomunicações, sinalização náutica, cerca elétrica, proteção catódica, etc.
		Tensão CA	Não	Bombeamento, uso industrial, etc.
			Sim	Eletrificação rural, bombeamento, telecomunicações, uso industrial, iluminação, etc.
	Híbridos	Tensão CC	Sim	Telecomunicações, iluminação, sinalização rodoviária e ferroviária, etc.
		Tensão CA	Opcional	Iluminação, uso industrial etc.
Sistemas conectados à rede elétrica	Puros	Tensão CA	Não	Aplicações residenciais, comerciais e industriais, produção de energia para a rede pública etc.
	Híbridos	Tensão CA	Não	Eletrificação rural, uso industrial, produção de energia para a rede pública etc.
			Sim	Eletrificação rural, uso integral, suprimento ininterrupto de energia etc.

## 2.3. Proteção

### 2.3.1. Considerações iniciais

Quando se dimensiona um esquema de proteção, o objetivo principal é desconectar o elemento defeituoso num tempo mínimo e isolar o menor trecho possível na ocorrência de um curto circuito. Para que isso ocorra, os dispositivos de proteção devem possuir as seguintes características [46]:

- Velocidade – os dispositivos de proteção devem atuar o mais rapidamente possível, reduzindo a probabilidade de propagação dos efeitos;
- Sensibilidade – capacidade de o elemento de proteção reconhecer com precisão a faixa e os valores indicados para a sua operação e não operação;
- Seletividade – somente o elemento mais próximo ao defeito deve desconectar a parte defeituosa do sistema elétrico;

- Coordenação – técnica utilizada no estudo de proteção onde o equipamento que deve atuar primeiro é o mais próximo ao defeito, se este não funcionar, sua retaguarda opera;
- Confiabilidade – o esquema de proteção deve ter atuação correta nas condições para as quais fora projetado, não devendo atuar para quaisquer outras situações.

A fim de equalizar as informações sobre os requisitos de proteção abordados neste estudo, é possível observar na Tabela 2.3 as principais funções de proteção envolvidas na operação de uma rede de distribuição com ou sem GD segundo a ANSI (*American National Standards Institute*).

### **2.3.2. Falhas típicas e suas implicações no sistema**

Levando em consideração a estrutura do sistema elétrico, pode-se afirmar que os consumidores ligados à rede de distribuição podem ser afetados por falhas que ocorrem em vários pontos do sistema, sendo eles: o suprimento externo desde a geração indo até a transmissão ou subtransmissão, a subestação de distribuição, a rede primária do alimentador, o transformador de distribuição, a rede secundária deste transformador ou sua rede particular [47].

Os sistemas de distribuição estão sujeitos a dois tipos de falhas, as transitórias (ou temporárias) e as permanentes. A Tabela 2.4 fornece os dados estatísticos entre os tipos de falhas e a composição delas, evidenciando que a natureza da maioria das falhas (monofásicas) em sistemas de distribuição é temporária. A Tabela 2.5 demonstra como esses defeitos poderiam ocorrer e as possíveis consequências para a rede.

Tabela 2.3. Funções de proteção comuns em sistemas de distribuição. Fonte: [48]

<b>Código ANSI</b>	<b>Função</b>
<b>21</b>	Relé de distância
<b>25</b>	Dispositivo de sincronização/conferência de sincronismo
<b>27</b>	Relé de subtensão
<b>32</b>	Relé direcional de potência
<b>37</b>	Relé de subcorrente ou subpotência
<b>46</b>	Relé de reversão ou desbalanceamento de corrente
<b>47</b>	Relé de reversão ou desbalanceamento de tensão
<b>49</b>	Relé térmico
<b>50</b>	Relé de sobrecorrente instantâneo
<b>50BF</b>	Relé de proteção contra falha de disjuntor
<b>50G</b>	Sobrecorrente instantâneo de terra (ou 50GS)
<b>50N</b>	Sobrecorrente instantâneo de neutro
<b>51</b>	Relé de sobrecorrente temporizado
<b>51G</b>	Sobrecorrente temporizado de terra (ou 51GS)
<b>51N</b>	Sobrecorrente temporizado de neutro
<b>51Q</b>	Relé de sobrecorrente temporizado de sequência negativa
<b>51V</b>	Sobrecorrente temporizado com restrição de tensão
<b>52</b>	Disjuntor de corrente alternada
<b>59</b>	Relé de sobretensão
<b>59Q</b>	Relé de sobretensão temporizado de sequência negativa
<b>59N</b>	Relé de sobretensão residual ou sobretensão de neutro (ou 64G)
<b>63</b>	Relé de pressão de gás (Bucchholz)
<b>64</b>	Proteção contra falhas para a terra
<b>67</b>	Relé direcional de sobrecorrente
<b>67N</b>	Relé de sobrecorrente direcional de neutro (instantâneo/temporizado)
<b>67G</b>	Relé de sobrecorrente direcional de terra (instantâneo/temporizado)
<b>67Q</b>	Relé de sobrecorrente direcional de sequência negativa
<b>68</b>	Relé de bloqueio por oscilação de potência
<b>78</b>	Proteção contra falta de sincronismo
<b>79</b>	Relé de religamento para controlar e comandar o religador
<b>81</b>	Relé de frequência (sub ou sobre)
<b>85</b>	Relé receptor de sinal de telecomunicação (teleproteção)
<b>87</b>	Relé de proteção diferencial

Tabela 2.4. Composição probabilística entre os tipos de falhas. Fonte: [49]

<b>Tipos de Curto circuitos</b>	<b>%</b>	<b>Permanentes (%)</b>	<b>Temporárias (%)</b>
Trifásicas	2	95	5
Bifásica	11	70	30
Monofásica (Fase-Terra)	79	20	80
Outros	8	-	-

Tabela 2.5 – Falhas típicas no sistema da concessionária. Fonte: adaptado de [50]

<b>Falha</b>	<b>Implicações potenciais no sistema da concessionária</b>
Desligamento accidental do fornecimento de energia elétrica da concessionária	Linha permanece energizada até atuar proteção da GD; ilhamento não intencional e problemas se houver religamento automático da linha.
Curto circuito e posterior desligamento do fornecimento de energia elétrica da concessionária	Desligamento de cargas de consumidores nas proximidades da falha.
Perda de geração significativa no sistema da concessionária (p.ex. Itaipu e Xingó)	Variação de frequência com alta taxa; Sobrecarga dos geradores; Rejeição de cargas (ERACs); Oscilações de potência em LTs; <i>Trip</i> de geradores; <i>Trip</i> de LTs.

### 2.3.3. Filosofia de proteção de sistemas de distribuição

A fim de minimizar a duração de um curto circuito transitório e a atuação desnecessária de um fusível, utiliza-se um disjuntor controlado por um relé (de ação instantânea ou de alta velocidade) ou um religador. A velocidade de atuação do disjuntor, os ajustes do relé e as características do religador são projetadas de forma que o fusível mais próximo da defeito não atue, retirando definitivamente as cargas a montante sem necessidade [51].

Já nas defeitos permanentes, o dano é minimizado através da alocação apropriada de fusíveis, atingindo a menor quantidade de consumidores possível, pois, neste caso, é preciso que uma equipe de manutenção se desloque até o local do defeito para realizar o reparo [51].

Diferentemente de sistemas de transmissão, na distribuição ter um *backup* não é obrigatório, desta forma, se um dispositivo falha, a curto circuito continuará até que outro dispositivo a jusante opere. Sendo assim, é muito importante que todos os equipamentos sejam bem dimensionados na fase de projeto. Além disso, os dispositivos de proteção devem ser capazes de diferenciar curtos circuitos de correntes de *inrush*, correntes de partida ou transitórios, coordenando sua atuação com os outros dispositivos a fim de que menos consumidores tenham seu fornecimento interrompido [52]. Os equipamentos mais utilizados para sistemas de distribuição são relés de sobrecorrente, religadores, seccionadores e fusíveis [53]. Mamede [46] cita alguns critérios para a elaboração de um projeto de proteção nesse tipo de sistema, como:

- a) Utilizar chaves fusíveis no primário dos transformadores;
- b) No início de ramais utilizar chaves fusíveis e, dependendo da importância da carga, religador ou seccionador;
- c) Em alimentadores longos, deve ser instalado mais um equipamento de proteção quando a proteção de retaguarda não for mais sensível à corrente de defeito a partir daquele ponto;
- d) Se houver uma carga importante quanto à continuidade, pode-se instalar após ela uma chave fusível, um religador ou um seccionador.
- e) Em alimentadores longos, não utilizar mais que dois fusíveis em série, a partir daí, usar seccionador.

As chaves fusíveis possuem um cartucho, um tubo de fibra de vidro ou fenolite com revestimento interno, onde está contido o elemento de proteção: o elo fusível. Ele funde quando um determinado valor de corrente o atravessa, e o seu revestimento gera gases capazes de extinguir o arco elétrico [54].

Os elos fusíveis são classificados em três tipos, H, K e T, possuindo características de tempo versus corrente diferenciadas. O tipo H tem tempo de atuação lento, sendo ideal para não operar durante a energização dos transformadores, desta forma, é o indicado para estes equipamentos. Os do tipo K possuem tempo de atuação mais rápido e são comumente utilizados na proteção de ramais de alimentadores ou no final desses alimentadores. Já os do

tipo T possuem tempo de atuação lento e usualmente protegem alimentadores e seus ramais [46].

Os religadores utilizados atualmente contam com transformadores de corrente, com sistemas de controle e dispositivos de proteção incorporados. Com isso, vêm substituindo os disjuntores das subestações na proteção de alimentadores. Eles detectam sobrecorrentes, interrompem o circuito se a sobrecorrente persistir após um tempo predeterminado e, então ele religa automaticamente reenergizando a linha. Se o curto circuito continuar, o religador permanecerá aberto após o número de operações predefinidas, isolando o trecho em falta do resto do sistema [46], [51], [52]. Este dispositivo evita a queima de elos fusíveis, pois é capaz de interromper faltas transitórias. Após uma ou mais atuações rápidas, o religador inicia seu ciclo temporizado o que pode ser suficiente para a falta transitória já ter se extinguido.

Na Figura 2.5, é possível ver um ciclo completo de abertura e religamento, com quatro operações de um religador eletromecânico. Considerando que o religador está inicialmente com seus contatos fechados,  $T_1$ ,  $T_2$ ,  $T_3$  e  $T_4$  são os tempos de atuação do relé;  $t_1$  corresponde ao tempo do mecanismo para abrir e  $t_2$ , o tempo para fechar;  $R_1$ ,  $R_2$  e  $R_3$  são os tempos de religamento e, por último,  $BL$ , quando o religador bloqueia aberto [54], [55].

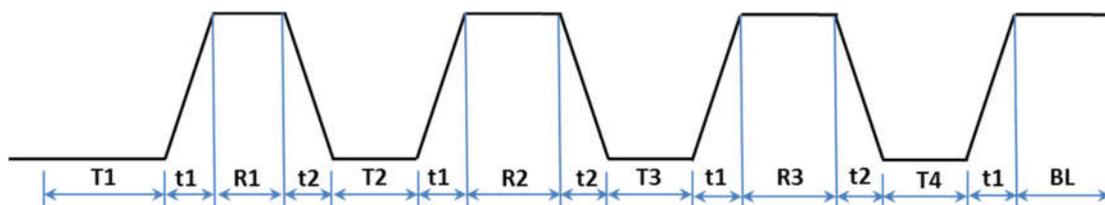


Figura 2.5. Diagrama de operação dos religadores. Fonte: Adaptado de [54]

O seccionador é um dispositivo automático que opera em conjunto com o religador ou um conjunto relé/disjuntor. Ele é basicamente uma chave, monofásica ou trifásica, que fica a jusante do religador abrindo seus contatos após perceber uma corrente ajustada e fazer uma contagem de interrupções do religador, atuando antes que o religador abra definitivamente, proporcionando que o trecho com defeito permanente seja isolado, e os demais a montante dele, fiquem operacionais. Ele não interrompe a corrente de defeito, apesar de ser capaz de interromper sua corrente nominal [55].

Se uma rede tiver mais que um dispositivo a protegendo, o que geralmente acontece, torna-se necessário que haja um estudo de coordenação para que o elemento mais próximo atue e, se este falhar, o que está na retaguarda atue garantindo a proteção tanto dos

equipamentos da rede, dos consumidores, quanto de pessoas. A forma de fazer a coordenação depende dos dispositivos envolvidos; ela pode ser entre disjuntores; disjuntores e elos fusíveis; relés e religadores; religador com elos fusíveis; religador com outro religador; religador com seccionador; religador, seccionador e elo fusível [46], [55].

Na Figura 2.6 é possível observar o esquema do coordenograma entre um religador de subestação e um fusível instalado junto à carga. O princípio deste esquema de coordenação é que o religador atue primeiro na curva rápida, o fusível atue em seguida retirando o trecho em falha, e o religador atue no ciclo lento até o bloqueio de seus contatos.

As curvas 1, 2 e 3 pertencem ao religador, enquanto as curvas 4 e 5, são as curvas de tempo mínimo e máximo de fusão do elo fusível. A curva 1 é de atuação rápida do religador (funciona exatamente como um relé de sobrecorrente), já a 2, se trata da curva 1 multiplicada por um fator K (referente à deformação mecânica do elo fusível). Por fim, a curva 3 é a curva lenta/retardada do religador.

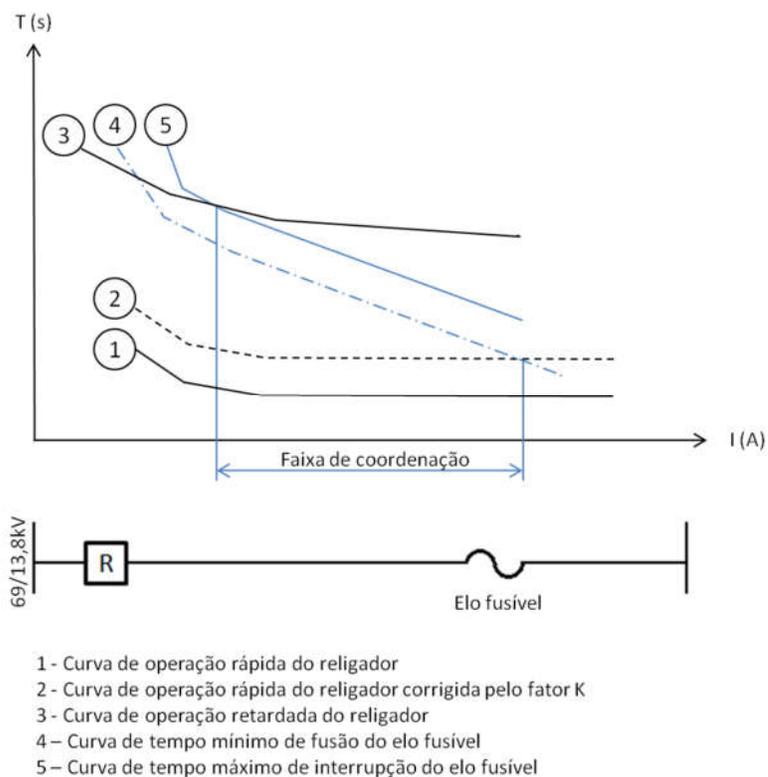


Figura 2.6. Coordenação entre religador de subestação e elo fusível com fator K. Fonte:  
 Adaptado de [46]

Para definir a faixa de coordenação, é necessário observar os pontos de intersecção das curvas; o limite inferior é definido pelo cruzamento das curvas 3 e 5; o limite superior, pelas curvas 2 e 4.

#### **2.3.4. Impactos causados pela conexão de GD nos sistemas de proteção**

Um dos grandes problemas para a rede distribuição é que sua proteção foi projetada para um esquema radial com fluxo unidirecional, da geração (nível AT) para as cargas (nível MT/BT). Quando uma GD conectada por inversor é instalada em uma residência, por exemplo, esse paradigma pode ser rompido trazendo consequências para esta proteção. A seguir, serão apresentados os principais impactos dessa condição operacional na proteção:

- Nível de corrente de curto circuito

Os inversores possuem a vantagem de serem altamente controláveis podendo ter várias funcionalidades como controle de tensão e potência reativa. Por outro lado, eles não são capazes de fornecer altas correntes até mesmo durante curtos circuitos, além de não suportarem sobrecarga por longos períodos [56], [57].

Em redes convencionais baseadas nos geradores síncronos, curtos circuitos costumam resultar numa corrente muito mais elevada que a nominal [56]. O mesmo não ocorre em inversores de potência, sua  $I_{CC}$  geralmente vale, no máximo, o dobro de sua corrente nominal [40]. Sendo assim, a proteção de sobrecorrente tradicional nem sempre conseguirá detectar curtos circuitos nessas GDs. Por conta disso, o inversor geralmente utiliza valores referência de tensão e frequência para detectar defeitos [12].

Um problema que pode ocorrer é o *trip* indevido (*sympathetic trip/false tripping* em inglês), situação na qual um dispositivo de proteção atua para falhas em alimentadores adjacentes. Se a contribuição para a falha no alimentador adjacente for grande o suficiente para disparar a proteção, então a condição só será normalizada quando esta falha tiver se extinguido [13].

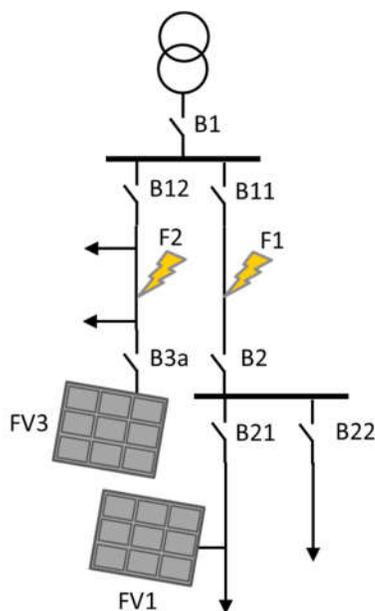


Figura 2.7. Exemplo de *trip* indevido. Fonte: Adaptado de [12]

Considere falha F1 na Figura 2.7. Neste caso, o correto seria o disjuntor B11 atuar, desconectando a parte defeituosa da rede, mas como o tempo de atuação desse disjuntor depende da sua curva característica, do nível de curto circuito da rede de distribuição e da distância entre a subestação e a falha, o disjuntor B3a pode vir a operar indevidamente por conta da subtensão causada em FV3 pela falha F1.

Ainda na Figura 2.7, o estudo convencional de coordenação prevê atuação mais rápida em B21, seguido de B22; após estes seria a vez de B11 e B12 com os mesmos tempos de atuação, já que estão no mesmo nível em relação a B1. Devido a esta coordenação, quando há uma falha F2, se FV1 contribuir o suficiente, pode fazer com que B21 atue antes que B12.

Outra situação que poderia acontecer é a proteção não detectar a falha. Isso pode acontecer por conta da GD prover suporte de tensão suficiente durante uma falha e reduzir a contribuição de corrente da rede a níveis abaixo da corrente de acionamento (*pick up*) do relé. Isto pode ser visto na Figura 2.8 com a falha F1.

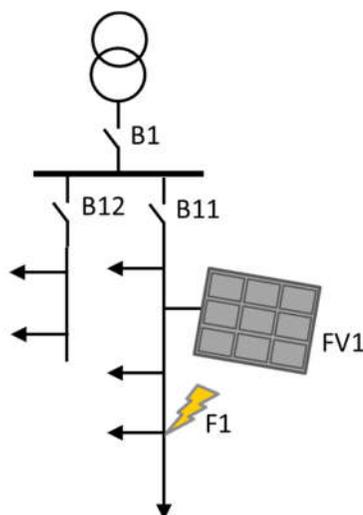


Figura 2.8. Esquema onde a proteção poderia não detectar a falha. Fonte: Adaptado de [12]

Se não houvesse a presença de GD, a falha seria inteiramente contribuída pela rede e vista normalmente pelo disjuntor B11, que atuaria isolando a falha. Todavia, com a presença da GD, é possível que B11 não enxergue o defeito e, por mais que a corrente chegue a níveis capazes de sensibilizar o disjuntor, a contribuição de corrente de curto reduzida pela rede resultaria numa atuação atrasada [12] .

Outro caso onde a GD influencia severamente é na coordenação entre fusíveis e religadores, esquema comumente aplicado na proteção de redes de distribuição [58]. Os religadores possuem duas curvas de operação, conforme descritas no coordenograma da Figura 2.6, a curva de operação rápida e a de operação retardada ou lenta. Analisando a Figura 2.9, sem a GD, durante a falha F1, o religador atuaria na curva rápida e depois do tempo de religamento ele religa e, como não há fusível a jusante para isolar o defeito, o religador vai atuar novamente, segundo o ciclo que foi projetado, até chegar no bloqueio, no qual ele fica com seus contatos abertos por tempo indefinido (depende do tempo de resposta da equipe de manutenção).

Se a falha for F2, após a atuação rápida do religador, o fusível a jusante atuaria acabando com a falha após o religamento. Desta forma, o religador fecharia seus contatos e assim permaneceria, não sendo necessária atuação na curva lenta.

Com a adição do FV1 entre o religador e o fusível, durante a mesma falha F2, o fusível enxergará mais corrente de falha devido à contribuição da GD. Isso ocasionará atuação do fusível antes da curva rápida do religador. A corrente vista pelo religador será  $I_{(falha-rede)}$  e a

corrente vista pelo fusível será  $I_{(falha-total)}$  como visto na Figura 2.9a. Isto faz com que o fusível sempre atue antes, mesmo para um transitório [12], [58].

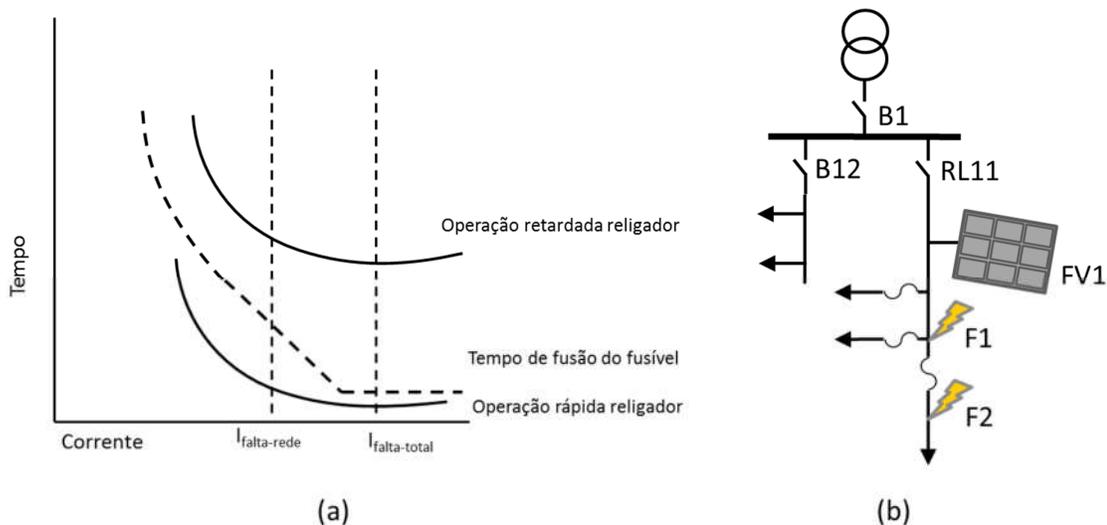


Figura 2.9. (a) curvas de coordenação do religador com o fusível, (b) GD com religadores e fusíveis. Fonte: Adaptado de [12]

- Redução do alcance dos relés de impedância

O princípio de funcionamento do relé de impedância envolve a comparação da corrente de falha vista pelo relé, com a tensão no local onde o relé está instalado para determinar a impedância da linha até a falha. O relé somente opera quando a impedância vista pelo mesmo for inferior à impedância de ajuste [53]. Um diagrama deste caso está ilustrado na Figura 2.10.

Desta forma, caso haja uma falha à jusante da barra onde a GD está conectada, o relé à montante medirá uma impedância maior do que a real. Quando isto ocorre, o relé detecta a falha mais distante do que ela realmente está, ocasionando uma atuação atrasada, ou seja, a falha tem seu efeito prolongado, levando à atuação de outras zonas. Isto prejudica não só na identificação do ponto do defeito quanto no tempo de restabelecimento do sistema [40], [48].

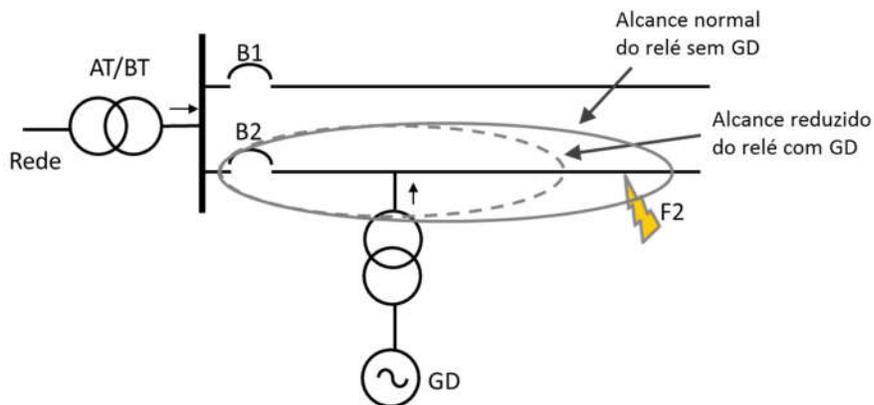


Figura. 2.10. Subalcance do relé de impedância. Fonte: Adaptado de [17]

- Fluxo de potência reverso e perfil de tensão

Em redes de distribuição radiais, a forma mais comum de regular a tensão é utilizando mudança de tap dos transformadores nas subestações ou alocando reguladores de tensão e bancos de capacitores ao longo da rede utilizando o critério de fluxo de potência da subestação para as cargas [13].

Como já foi mencionado antes, com a inserção de GDs em ramais da rede de distribuição, o fluxo passa de unidirecional para ser bidirecional quando a produção local excede o consumo local. Isto pode se tornar um problema, pois pode influenciar na atuação dos relés direcionais e levar a um gradiente de tensão reverso ao longo de um alimentador radial. Na figura 2.11 apresenta um exemplo do perfil de tensão em um alimentador, onde  $I_{GD}$  é a corrente injetada pela GD,  $V$  corresponde à tensão e  $x$  representa a localização das barras.

Este fluxo de potência reverso pode ocasionar na violação dos níveis de tensão aceitáveis estabelecidos nos padrões seguidos pela concessionária de distribuição, e também pode causar danos a equipamentos. Por outro lado, se a rede for fraca ou altamente carregada, a GD pode ter impacto positivo melhorando inclusive, o perfil de tensão [17], [56].

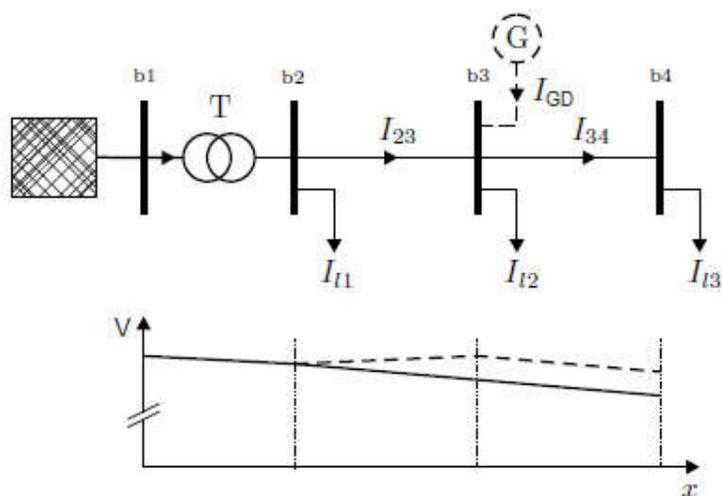


Figura 2.11. Perfil de tensão num alimentador de distribuição com e sem contribuição do gerador G. Linha sólida:  $I_{GD}=0$ , à jusante do fluxo de potência; linha pontilhada:  $I_{GD} > I_{12}+I_{13}$  (desconsiderando perdas), fluxo de potência reverso entre b2 e b3. Fonte: Adaptado de [56]

- Ilhamento e religamento automático

Ilhamento não intencional ocorre quando uma parte do sistema é desconectada do resto, geralmente devido a uma falha na rede, situações de emergência ou manobras no sistema, mas se mantém alimentada por uma GD [21]. Um exemplo pode ser observado na Figura 2.12.

Atualmente, todo ilhamento não intencional deve ser evitado para assegurar a segurança da rede e sua qualidade de energia [20]. Desta forma, a GD deve identificar a desconexão da rede e se desconectar após 2 segundos [7], evitando a formação do ilhamento.

Este fenômeno pode ser descrito como *Loss of Mains* (LOM) ou *Loss of Grid* (LOG) e significa que o suprimento da rede (*utility supply*) não consegue controlar a tensão e a frequência; devido ao desequilíbrio de potência ativa, a frequência pode mudar na parte ilhada da rede de distribuição [40]. Além disso, se a GD se mantiver em operação após a distribuidora estar desconectada, há o risco de uma parte não prevista da rede estar energizada e causar acidentes para as equipes de manutenção ou no caso de uma falha, isso pode fazer com que sua alimentação continue existindo [21].

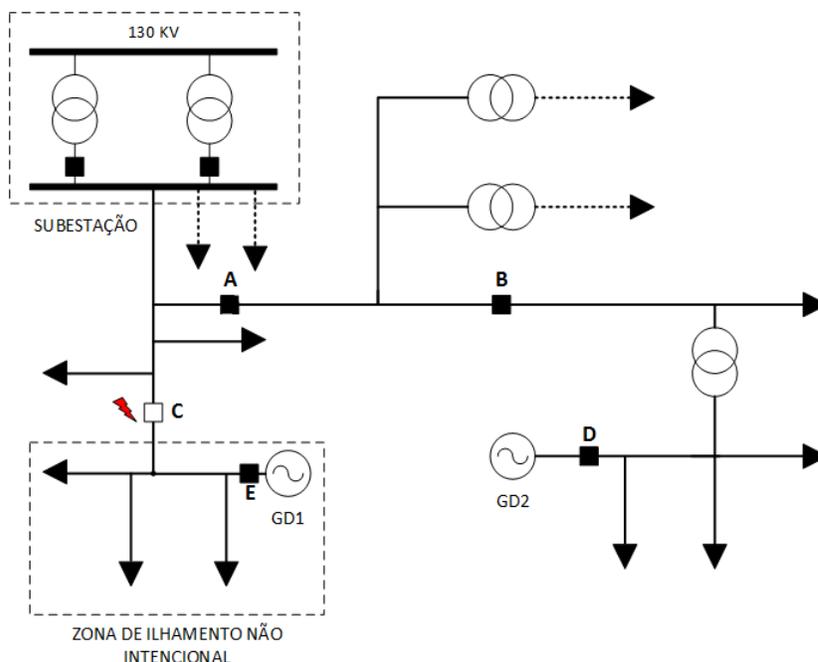


Figura 2.12. Exemplo de ilhamento na rede de distribuição de energia elétrica. Fonte:[21]

Após o momento de emergência ter passado, os religadores, que possuem a função de isolar um trecho com defeito e deixar que a falha temporária se extinga por si mesma, vai fazer a reconexão da região desligada com o restante do sistema. Neste caso, uma tentativa de religamento vai acoplar dois sistemas em operação de forma assíncrona nos dois lados do religador, causando sobretensões elevadas, trazendo risco não só para a GD como para os consumidores [56].

#### 2.4. Conexão da GD com a rede

Para garantir uma conexão à rede de forma confiável, eficiente e segura, os sistemas FV conectados à rede devem cumprir certos requisitos da concessionária de distribuição de energia do local da instalação que, com o avanço dos estudos e impactos vêm se tornando cada vez mais restritos.

Na Figura 2.13, é possível visualizar algumas demandas que podem ser solicitadas a estes sistemas que podem ser controladas por inversores inteligentes. Do lado do gerador FV, corrente e tensão devem ser controladas através do SPPM para fornecer a máxima potência. Um monitoramento dos painéis para detectar degradação também é desejável [40].

Do lado da rede de distribuição, deve-se dar atenção aos níveis de qualidade de energia (p.ex. harmônicos, fator de potência), nível de tensão, frequência. Outra característica importante é a capacidade de se manter conectado por um breve período de tempo durante afundamentos e elevações de tensão a fim de evitar o colapso do sistema, termo conhecido por *fault ride-through* [40], [59].

É aconselhável que o acondicionamento de potência (em suma, o inversor) seja confiável e eficiente; que suporte altas temperaturas, mantendo seu gerenciamento; que possua a função de anti ilhamento, e que seja capaz de comunicar-se com a rede a fim de melhorar a operação do sistema [40].

Os critérios e procedimentos exigidos pelas concessionárias brasileiras a todos que forem acessar a rede BT no sistema de compensação da ANEEL são baseados na REN 482/2012 [2], nos Procedimentos de Distribuição – PRODIST [60] e algumas normas técnicas brasileiras e internacionais. Este assunto será abordado novamente na seção 3.3 com demonstração do requisitos exigidos pelas concessionárias selecionadas neste estudo.

Para os sistemas fotovoltaicos, especificamente, existem as seguintes normas técnicas da ABNT: a NBR 16149:2013, que aborda as características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição [7], a NBR 16150:2013 [61] que apresenta o procedimento de ensaio de conformidade e a NBR IEC 62116:2012 [8], que é o procedimento de ensaio de anti-ilhamento para inversores de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica.

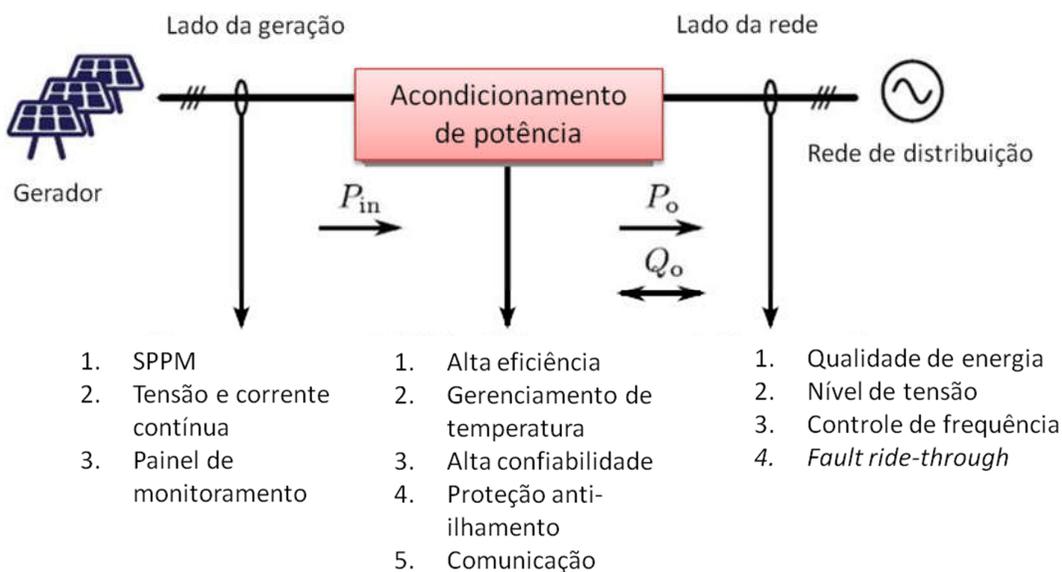


Figura 2.13. Demandas para GD fotovoltaica, onde  $P_{in}$  é a potência ativa gerada pelos painéis FV, e  $P_o$  e  $Q_o$  são a potência ativa e reativa trocadas entre o conversor e a rede, respectivamente. Fonte:

Adaptado de [40]

## **2.5. Considerações finais sobre o capítulo**

Este capítulo apresentou as características da GD no Brasil e seus tipos, bem como elucidou os componentes de um sistema fotovoltaico incluindo suas diversas configurações. Logo após, foi feita uma revisão na filosofia de proteção comumente empregada em redes de distribuição. Em seguida foram vistos quais impactos são causados na proteção pela inserção destas fontes de energia e alguns critérios que podem ser exigidos para conexão da GD com a rede.

### 3. DESCRIÇÃO DO CASO

O objetivo deste capítulo é apresentar dados relevantes para este estudo que visa verificar quais são os impactos que a rede e a proteção sofrerão caso haja três cenários de penetração de GD numa rede real e comparar as consequências entre sete concessionárias brasileiras, caso elas fossem responsáveis pelo ramal. Os impactos analisados são: tempo de acionamento dos dispositivos, nível de corrente de curto, tensão e coordenação dos dispositivos. Desta forma a rede estudada será descrita, como será dada a inserção da GD, o carregamento da rede, quais serão os cenários avaliados e os requisitos das distribuidoras analisadas.

#### 3.1. Rede estudada

Para análise dos impactos da GD numa rede de distribuição, foram utilizados os dados da rede da cidade de Armação dos Búzios, localizada no estado do Rio de Janeiro. Esta cidade, que fica na Região dos Lagos e é comumente utilizada para veraneio, foi a primeira cidade inteligente da América Latina. O projeto Cidade Inteligente implantado pelo grupo Endesa abrange diversas tecnologias como geração distribuída fotovoltaica e eólica, iluminação pública com lâmpadas LED, veículos elétricos, entre outros [62].

Os estudos utilizam dados reais como potência dos transformadores, impedância e comprimento dos cabos que se encontram no alimentador (BUZ07) da subestação da cidade. Este alimentador possui 16,7 km de extensão, com 343 barras, atendendo a 1550 clientes distribuídos entre 20 bairros, conforme indica a Tabela 3.1, e se ramifica em três partes de acordo com a geografia local. Na Figura 3.1, encontra-se o alimentador e, em destaque, a subestação da cidade, localizada na entrada, no bairro de Geribá.

A tensão do sistema de média tensão é de 13,8 kV e de 127/220 V na baixa tensão. O transformador abaixador da subestação tem potência nominal de 25 MVA com uma relação de transformação de 69/13,8 kV. A rede de distribuição consiste em um circuito primário radial com 113 transformadores, com potência variando de 10 a 300 kVA, sendo que grande parte destes com potência nominal de 75 kVA. Todos os transformadores da rede possuem ligação delta-estrela.



Figura 3.1. Alimentador da rede de Búzios. Fonte: Adaptado de [25]

Tabela 3.1 - Número de clientes por bairro [22]

<b>Bairro</b>	<b>Nº de Clientes</b>
Armação	29
Manguinhos	334
Búzios	19
Praia Ferradura	286
Vila Carranga	15
Ferradurinha	113
Cem Braças	18
Geribá	692
Rasa	14
Bahia Formosa	1
Centro	1
Tucuns	1
José Gonçalves	8
Alto de Búzios	2
Portal da Ferradura	5
Marina Porto Búzios	2
Bosque Geribá	1
Ossos	5
Enseada do Alba	2
Albatroz	2
<b>TOTAL</b>	<b>1550</b>

### 3.2. Cenários estudados

Este estudo será analisado tanto na rede primária quanto na secundária tendo em vista que a GD FV considerada seja de uso majoritariamente residencial. Como os dados dos consumidores não estavam disponíveis, a carga foi modelada segundo a potência dos transformadores; os dados inseridos estão descritos na seção 4.2.

De acordo com as faixas de consumo anual apresentadas por [62], foi visto que as potências nominais de 2 kWp e 5 kWp são comumente utilizadas a nível residencial, mas como neste estudo as GDs não foram modeladas separadamente, mas sim como um conjunto em paralelo, conectado a um transformador (mais detalhes na seção 4.4); estes valores não foram utilizados de fato, apenas considerados como um embasamento na modelagem.

Para avaliar os impactos da GD nesta rede, serão considerados cenários classificados quanto a localização da falha, nível de inserção de GD e carregamento da rede. A rede será analisada variando o nível de carregamento dos transformadores, começando com um baixo carregamento de 30%, passando por um mediano de 60% e chegando ao patamar 95%. Para o cenário de maior carregamento, também foi simulada a condição com fator de potência (indutivo) mais baixo, de 0,80, tornando possível verificar se já seria necessário algum ajuste nestas situações.

Apesar do curto monofásico ser o mais comum em redes de distribuição conforme mencionado na seção 2.3.2, nas simulações preliminares foi visto que o seu impacto para a rede foi bem menor que o curto trifásico. A figura 3.2 apresenta o perfil de tensão nas cinco barras monitoradas da rede, neste caso, sem inserção de GD. Foi aplicado curto monofásico na barra 6 (início) e o mínimo valor alcançado foi de 0,6 pu na barra 343 e carregamento de 95%. Para este mesmo cenário, o curto trifásico leva todas as barras a zero em qualquer carregamento.

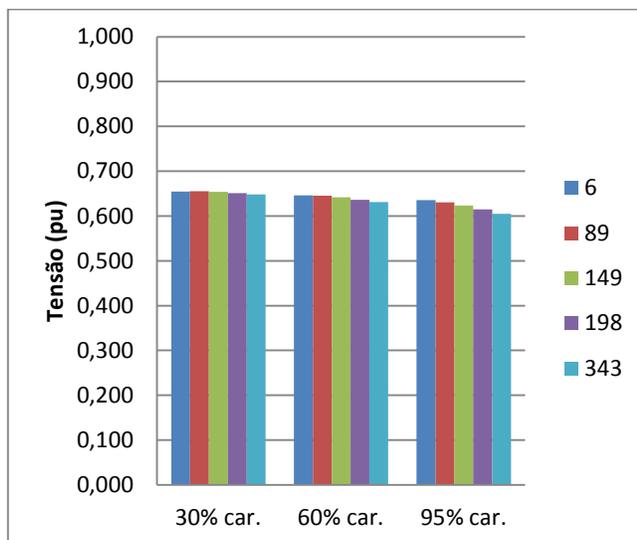


Figura 3.2. Perfil de tensão curto monofásico na barra 6 – rede sem GD

Outra questão vista é quanto à localização do curto circuito trifásico, se for próximo à subestação (barra 6), no meio da rede (barra 149) ou no fim da rede (barra 343), e a influência dela no nível de tensão e corrente e na coordenação dos dispositivos. Os níveis de tensão serão monitorados em cinco barras do ramal: 6, 89, 149, 198 e 343, que foram selecionadas por estarem em regiões diferentes do ramal com níveis de tensão diferentes. Cabe ressaltar que o curto foi aplicado na rede primária (de maior magnitude em comparação com a secundária), que possui valor nominal de 13,8 kV para a rede estudada.

Primeiramente a rede será modelada sem a GD e em seguida, serão observados os parâmetros vistos antes, mas sob a perspectiva com GD, considerando diferentes níveis de penetração, desde o mais leve de 8 %, um médio de 40 % e um alto de 80%. O diagrama da Figura 3.3 resume os aspectos avaliados nos cenários. Nas Tabelas 3.2 e 3.3 estão descritos os cenários simulados, totalizando 37 cenários.

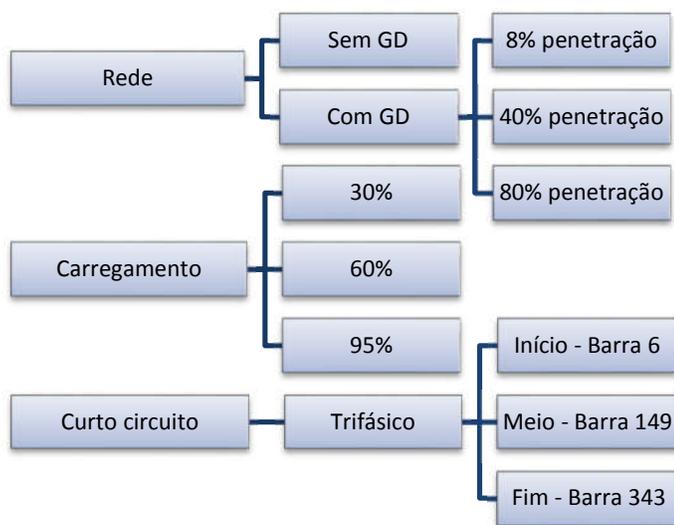


Figura 3.3. Diagrama representativo dos aspectos analisados nos cenários

Tabela 3.2. Cenários simulados na rede sem GD

Rede sem GD		
Cenário	Localização da falha	Carregamento
1	-	95% e FP 0,80
2	Início	30%
3	Meio	
4	Fim	
5	Início	60%
6	Meio	
7	Fim	
8	Início	95%
9	Meio	
10	Fim	

Tabela 3.3. Cenários simulados na rede com GD

Rede com GD				
Cenário	Penetração de GD	Localização da falha	Carregamento	
11	10%	Início	30%	
12		Meio		
13		Fim		
14		10%	Início	60%
15			Meio	
16			Fim	
17		10%	Início	95%
18			Meio	
19			Fim	
20	40%	Início	30%	
21		Meio		
22		Fim		
23		40%	Início	60%
24			Meio	
25			Fim	
26		40%	Início	95%
27			Meio	
28			Fim	
29	80%	Início	30%	
30		Meio		
31		Fim		
32		80%	Início	60%
33			Meio	
34			Fim	
35		80%	Início	95%
36			Meio	
37			Fim	

### 3.3. Requisitos de acesso para GD Fotovoltaica

O Módulo 3 do PRODIST [11] estabelece que, para realizar acesso ao sistema de distribuição da acessada, as instalações devem seguir não apenas as normas da ABNT, como as características técnicas, normas, padrões e procedimentos específicos da acessada que, por sua vez, deve indicar quais seriam. De uma forma geral, a seção 3.7 – Acesso de Micro e Minigeração Distribuída – do PRODIST, apresenta requisitos mínimos em função da potência instalada da GD que podem ser vistos na Tabela 3.4.

Tabela 3.4 - Requisitos mínimos em função da potência instalada. Fonte: [11]

Equipamento	Potência instalada		
	Menor ou igual a 75 kW	Maior que 75 kW e menor ou igual a 500 kW	Maior que 500 kW e menor ou igual a 5 MW
Elemento de desconexão	Sim	Sim	Sim
Elemento de interrupção	Sim	Sim	Sim
Transformador de acoplamento	Não	Sim	Sim
Proteção de sub e sobretensão	Sim	Sim	Sim
Proteção de sub e sobrefrequência	Sim	Sim	Sim
Proteção contra desequilíbrio de corrente	Não	Não	Sim
Proteção contra desbalanço de tensão	Não	Não	Sim
Sobrecorrente direcional	Não	Sim	Sim
Sobrecorrente com restrição de tensão	Não	Não	Sim
Relé de sincronismo	Sim	Sim	Sim
Anti-ilhamento	Sim	Sim	Sim
Medição	Sistema de Medição Bidirecional	Medidor 4 quadrantes	Medidor 4 quadrantes

Tomando por base as normas vigentes e estudos técnicos, cada concessionária elaborou seus próprios procedimentos técnicos ou normas a fim de padronizar o acesso de micro e minigeradores ao sistema sob sua responsabilidade.

Com base nos dados do banco de informações da ANEEL [63], foi possível elencar as concessionárias em operação e o número de consumidores conectados. Com isto, foram listadas as sete com maior número de acessos e a síntese dos seus ajustes encontra-se na Tabela 3.5, com seus respectivos tempos de atuação na Tabela 3.6. Como não há uniformidade no padrão entre as concessionárias, alguns dados ficaram faltantes, isto significa que ou eles não foram abordados no padrão, ou não foram encontrados pela autora.

Os principais requisitos de proteção abordados são de sub e sobretensão, sub e sobrefrequência, sincronismo, injeção de componente corrente contínua, distorção harmônica

total (DHT), tempo de reconexão (geralmente 180 s), fator de potência (algumas estipulam o tempo de desconexão). A proteção de sobrecorrente é específica de cada projeto e deve constar no parecer de acesso. Outras que aparecem esporadicamente são a sobrecorrente direcional (função 67), derivada de frequência (função 81 df/dt) e salto de vetor (função 78, indica deslocamento de fase da tensão, para curtos monofásicos).

Tabela 3.5. Ajustes de proteção requeridos pelas concessionárias.

Concessionária/ Função de Proteção	Subtensão (27)		Sobretensão (59)		Subfrequência (81U)			Sobrefrequência (81O)			Relé de sincronismo (25)
<b>ABNT NBR 16149:2013 [7]</b>	0,80 pu		1,10 pu		57,5 Hz			62,0 Hz			Sim
<b>Concessionária 1 [64]</b>	0,80 pu	0,70 pu	1,10 pu	1,20 pu	59,5 Hz	57,0 Hz		60,5 Hz	62,0 Hz		10° 10% tensão 0,3 Hz
<b>Concessionária 2 [65]</b>	0,91 pu	0,86 pu	1,05 pu	1,10 pu	57,5 Hz			62,0 Hz			Sim
<b>Concessionária 3 [66]</b>	0,80 pu		1,10 pu		59,5 Hz			60,5 Hz			10° 10% tensão 0,3 Hz
<b>Concessionária 4 [67]</b>	0,92 pu		1,05 pu		58,5 Hz	56,5 Hz		62,0 Hz	66,0 Hz		-
<b>Concessionária 5 [68]</b>	0,80 pu		1,10 pu		57,5 Hz			62 Hz			10° 10% tensão 0,3 Hz
<b>Concessionária 6 [69]</b>	0,86 pu		1,05 pu		58,5 Hz	57,5 Hz	56,5 Hz	62,0 Hz	63,5 Hz	66,0 Hz	-
<b>Concessionária 7 [70]</b>	0,08 pu		1,10 pu		57,5 Hz			62,0 Hz			10° 10% tensão

Tabela 3.6. Tempo máximo de atuação requerido pelas concessionárias.

Concessionária/ Função de Proteção	Subtensão (27)		Sobretensão (59)		Subfrequência (81U)			Sobrefrequência (81O)			Ilhamento
ABNT NBR 16149:2013 [7]	0,4 s		0,2 s		0,2 s			0,2 s			2 s
Concessionária 1 [64]	5 s	1,5 s	5 s	0,5 s	5 s	0,2 s	5 s	0,2 s	0,2 s	2 s	
Concessionária 2 [65]	-		-		0,2 s			0,2 s			2 s
Concessionária 3 [66]	0,2 s		0,2 s		0,2 s			0,2 s			2 s
Concessionária 4 [67]	0,2 s		5 s		10 s	0 s	30 s	0 s	0 s	-	
Concessionária 5 [68]	0,4 s		0,2 s		0,2 s			0,2 s			2 s
Concessionária 6 [69]	0,4 s		0,2 s		10 s	5 s	0 s	30 s	10 s	0 s	2 s
Concessionária 7 [70]	0,4 s		0,2 s		0,2 s			0,2 s			2 s

### 3.4. Considerações finais sobre o capítulo

Este capítulo apresentou os dados utilizados no estudo da rede de Búzios e os cenários que serão avaliados. Por último, foram apresentados os requisitos de proteção para conexão com a rede demandados pelo PRODIST e mais especificamente, pelas concessionárias distribuidoras de energia.

## 4. MODELAGEM DA REDE COM PROTEÇÃO

O objetivo deste capítulo é apresentar as modelagens consideradas neste estudo: sistema fotovoltaico, rede de distribuição estudada, bem como seus dispositivos de proteção. Para isto, foi utilizado o *software* ATPDraw e suas ferramentas.

### 4.1. *Software* ATPDraw

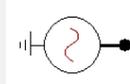
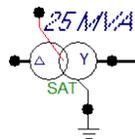
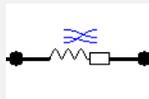
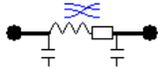
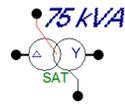
O ATPDraw™ é a ferramenta gráfica da versão do *Alternative Transients Program* (ATP) do *Electromagnetic Transients Program* (EMTP) na plataforma MS-Windows, atendendo bem tanto aos propósitos educacionais quanto aos profissionais. O ATP é um dos programas mais utilizados mundialmente quando se trata de simulação de fenômenos transitórios eletromagnéticos assim como fenômenos eletromecânicos em sistemas elétricos. Nele, o usuário pode construir o circuito elétrico através de componentes pré-existentes nos menus ou criar outros através da linguagem MODELS. Além disso, ele permite a modelagem de sistemas de controle e componentes com características não lineares como arcos elétricos e corona através de TACS (*Transient Analysis of Control Systems*) e MODELS [71]–[73].

### 4.2. Modelagem da rede de distribuição sem GD

A rede de distribuição de Búzios, alimentador 7, foi simulada no ATPDraw por Lessa [23] com base na modelagem no OpenDSS de Machado [22] compreendendo apenas a parte de MT (13,8 kV). A rede de BT também precisou ser modelada a fim de inserir a GD, sendo assim foi incluído o transformador MT/BT e as cargas foram modeladas utilizando o modelo ZIP, considerando a potência do transformador atrelado à carga e um fator de potência de 0,95 [74].

A Tabela 4.1 mostra os componentes da rede utilizados na simulação, com destaque para as cargas e transformadores dos consumidores que foram incluídas/alteradas. A rede modelada pode ser visualizada no Apêndice A.7.

Tabela 4.1 - Componentes aplicados para simulação, via ATPDraw. Fonte: Adaptado de [23]

Componente	Descrição	Símbolo no ATPDraw
Fonte de tensão componente "ACSOURCE"	- V = 69 kV Alternada	
Transformador da subestação componente "SATTRAFO"	- V = 69 kV, delta / 13,8 kV, estrela. - R = 0,2665 % para o lado de alta tensão. - X = 7,9956 % para o lado de alta tensão.	
Fonte Equivalente de curto-circuito da Subestação componente "LINESY_3"	- Curto-circuito trifásico = 16,7346 kA. - Curto-circuito Monofásico = 16,7346 kA. - No OpenDss estavam os mesmos valores para curto circuito trifásico e monofásico dentro da Subestação.	
Redes de Distribuição componente "LINEPI3S"	- Para os valores de resistência, indutância e capacitância, foram utilizadas as informações de [23].	
Cargas componente "RLC3"	- Para os valores de resistência e indutância das cargas, foi considerado um fator de potência de 0,95 e os mesmo variaram de acordo com o carregamento do transformador associado (ver Tabelas 4.2 e 4.3).	
Transformadores dos consumidores componente "SATTRAFO"	- V = 13,8 kV, delta / 127 V, estrela. - R = 1E-6 (desprezado). - X varia para cada potência (ver tabela 4.4).	

Na Tabela 4.2 podem ser visualizados os valores de resistência e reatância, R e X respectivamente, utilizados na modelagem das cargas para cada transformador considerando o fator de potência de 0,95 (o mesmo utilizado na modelagem das cargas de [22]). Para um cenário cujo consumidor consome muito reativo, com fator de potência de 0,80, as cargas que foram utilizadas estão na Tabela 4.3.

Tabela 4.2. Resistência e reatância das cargas da rede assumindo fator de potência 0,95 para cada carregamento.

Sufixo da variável	P [kVA]	30%		60%		95%	
		R [ $\Omega$ ]	X [ $\Omega$ ]	R [ $\Omega$ ]	X [ $\Omega$ ]	R [ $\Omega$ ]	X [ $\Omega$ ]
1	10	14,56	4,786	7,280	2,393	4,150	1,364
2	15	9,707	3,191	4,853	1,595	2,766	0,909
3	30	4,853	1,595	2,427	0,798	1,383	0,455
4	33,7	4,321	1,420	2,160	0,710	1,231	0,405
5	45	3,236	1,064	1,618	0,532	0,922	0,303
6	75	1,941	0,638	0,971	0,319	0,553	0,182
7	100	1,456	0,479	0,728	0,239	0,415	0,136
8	112,5	1,294	0,425	0,647	0,213	0,369	0,121
9	150	0,971	0,319	0,485	0,160	0,277	0,091
10	300	0,485	0,160	0,243	0,080	0,138	0,045

Tabela 4.3. Resistência e reatância das cargas da rede com fator de potência de 0,80 para o carregamento de 95%.

95%			
Sufixo da variável	P [kVA]	R [ $\Omega$ ]	X [ $\Omega$ ]
1	10	2,943	2,207
2	15	1,962	1,471
3	30	0,981	0,736
4	33,7	0,873	0,655
5	45	0,654	0,490
6	75	0,392	0,294
7	100	0,294	0,221
8	112,5	0,262	0,196
9	150	0,196	0,147
10	300	0,098	0,074

Os dados utilizados na reatância indutiva dos transformadores de MT/BT estão dispostos na Tabela 4.4 e foram calculados baseados em dados reais de transformadores segundo catálogo de fabricante.

Tabela 4.4. Dados utilizados no cálculo da impedância dos transformadores da rede.

P [kVA]	Z [%]	Zbase	Z [ $\Omega$ ]
10	3,5	4,840	0,1694
15	3,5	3,227	0,1129
30	3,5	1,613	0,0565
33,7	3,5	1,436	0,0503
45	3,5	1,076	0,0376
75	3,5	0,645	0,0226
100	3,5	0,484	0,0169
112,5	3,5	0,430	0,0151
150	3,5	0,323	0,0113
300	4,5	0,161	0,0073

### 4.3. Modelagem da rede de distribuição com GD

Com a inserção da GD e os diversos dispositivos de proteção, foram necessários realizar ajustes na rede a fim de manter a operabilidade do *software*, pois ele possui limitação na quantidade de componentes e, mais especificamente de MODELS utilizados. Por esta razão, calculou-se um equivalente da rede compactando a quantidade de transformadores.

Foram substituídos os transformadores com potências distintas de uma região por 30 transformadores com potência de 300 kVA, 3 de 45 kVA, um de 33,7 kVA e outro de 30 kVA mantendo, aproximadamente, a potência total do circuito e as cargas calculadas anteriormente, dispostas na Tabela 4.2. Através das Figuras 4.1 e 4.2 é possível comparar uma região cujos nove transformadores diferentes foram substituídos por quatro de mesma potência (como não considera o todo, este trecho serve apenas como embasamento). Essa substituição foi feita de forma simples, p. ex. trocou-se transformadores de 150, 112,5 e 45 por apenas um de 300 kVA.

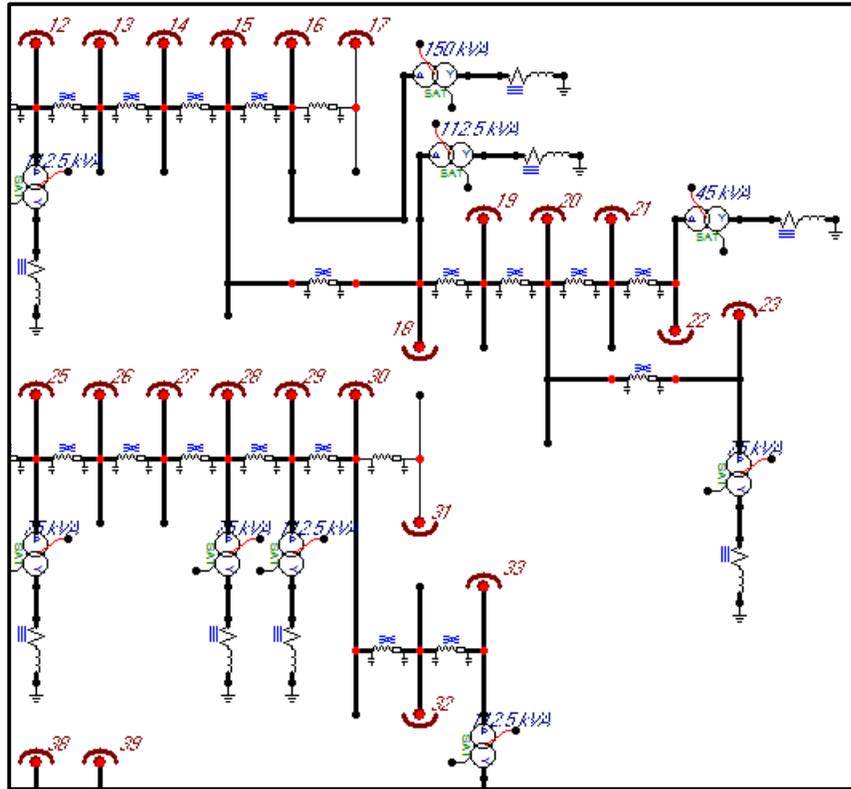


Figura 4.1 Trecho da rede original.

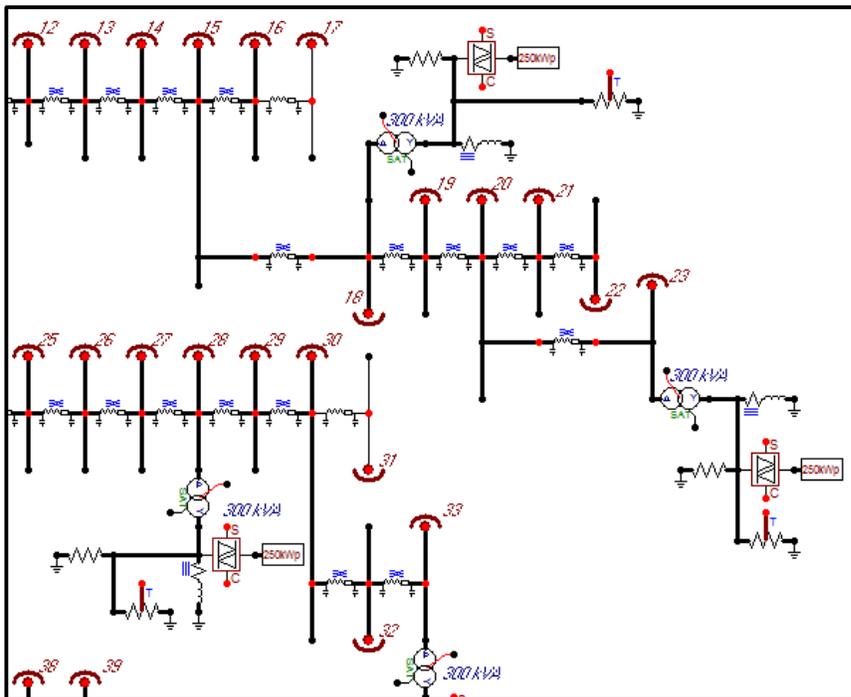


Figura 4.2 Trecho da rede equivalente.

#### 4.4. Modelagem da GD fotovoltaica

O sistema fotovoltaico foi simulado através de uma fonte de corrente representando a corrente que é injetada na rede pela GD. Foi considerado um fator de potência de 1,0 conforme norma [7].

Os cenários de penetração para a GD que serão analisados são de 8%, 40% e 80%, conforme descrito no capítulo 3. Para alocar essas GDs na rede, a porcentagem de penetração foi baseada na potência total dos transformadores (9211,2 kVA), apesar do valor ser aproximado às potências tabeladas dos transformadores.

Para 8% de penetração, foi calculada uma potência de 750 kVA. Para isto, foram necessários 3 transformadores de 300 kVA com 250 kWp instalado em cada GD. Assim, a corrente injetada em cada ponto foi calculada de acordo com a equação 4.1

$$I = \frac{P[W]}{V[V]} = \frac{250.000}{220*\sqrt{3}} = 656,08 A \quad (4.1)$$

Os cenários de 40% e 80% foram calculados de forma semelhante. A alocação da GD e seus parâmetros ficaram conforme a Tabela 4.5. A distribuição no circuito foi feita de maneira que ficasse o mais homogêneo possível.

Tabela 4.5. Dados da alocação da GD por cenário.

Cenários	Inserção de GD	Potência de GD Inserida [kWp]	Transformadores	Potência por Trafo	Fonte corrente (A)
1	8%	736 => 750	300 kVA 3 unidades	250 kWp	656,08
2	40%	3680 => 3750	300 kVA 15 unidades	250 kWp	656,08
3	80%	7360 => 7500	300 kVA 30 unidades	250 kWp	656,08

No programa foi necessário inserir uma fonte de corrente TACS para cada fase por ser uma fonte controlada, facilitando no sincronismo, o modelo pode ser visto na Figura 4.3. Além disso, o fator de potência do circuito foi considerado para o sincronismo da GD na rede: o *models* “abc” que calcula a parte real e imaginária da potência aparente do circuito era preexistente do ATPDraw, já o *model* “sincro” foi desenvolvido a fim de calcular o fator de

potência e converter em radianos o sinal de tensão no circuito da Figura 4.4, uma vez que o medidor TACS “T” não é habilitado para leitura de variáveis do tipo *models*. Este medidor TACS insere na fonte de corrente TACS o valor do fator de potência, conforme a equação 4.2.

$$\text{corrente} = 535,7 * \sin((376,991 * \text{tempo}) + (\cos \Theta)) \quad (4.2)$$

O valor de 535,7 se refere ao valor de pico da corrente de fase, referente à máxima potência da GD (656,08 A). O código em MODELS utilizado se encontra no Apêndice A.1.

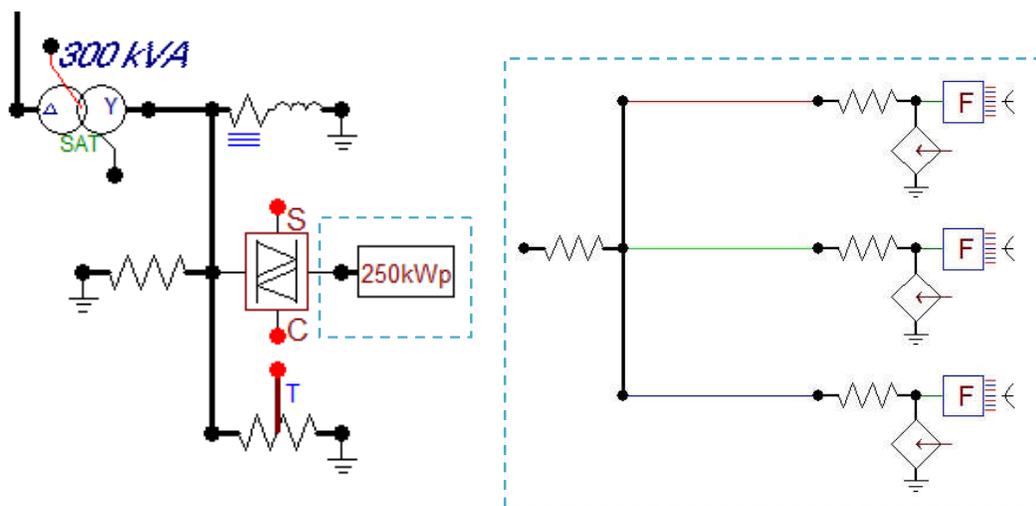


Figura 4.3. Modelo da GD fotovoltaica. Simbologia comprimida à esquerda e expandida à direita.

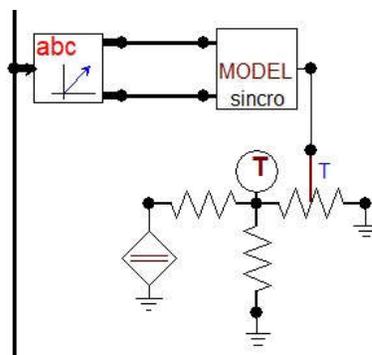


Figura 4.4. Módulo de sincronismo da GD.

Utilizando um equivalente de Norton (Figura 4.5), também foi inserido um módulo de controle de tensão em 127 V (Figura 4.6), seu modelo está descrito no Apêndice A.2. Os controles aqui descritos permanecem inalterados durante toda a simulação, inclusive durante falhas. Os ajustes utilizados podem ser visualizados no Apêndice A.6.

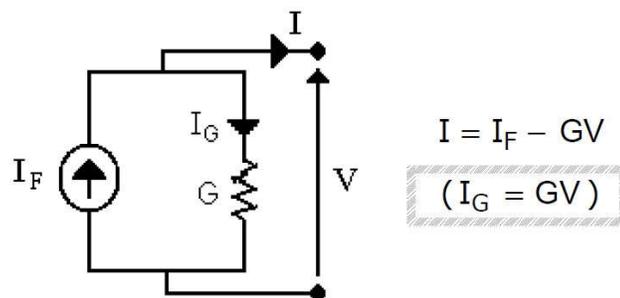


Figura 4.5. Modelo de Norton utilizado para regular a tensão fornecida.

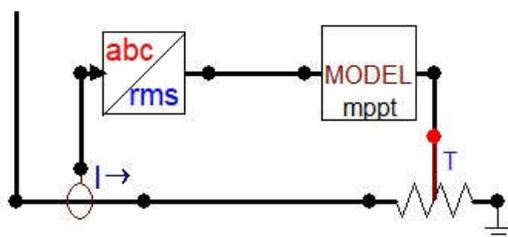


Figura 4.6. Módulo de controle de tensão.

#### 4.5. Modelagem da proteção na rede de distribuição

Os dados disponíveis da rede real não possuíam a parte da proteção e a fim de realizar as análises de coordenação entre os dispositivos de proteção, foi considerado que a rede de distribuição possui um religador na subestação e uma chave fusível na parte final da rede, entre as barras 305 e 316.

Os cálculos referentes à coordenação do religador com o fusível estão dispostos no Apêndice A.5. Tanto para plotar o coordenograma, quanto para a modelagem, foi necessário usar a equação da curva característica do religador e do fusível. A do primeiro foi definida pela equação da curva normalmente inversa do relé de sobrecorrente temporizado, na equação 4.3 [46], onde  $T$  é o tempo de atuação e  $I_{ma}$  a corrente, já consta os parâmetros calculados.

$$T = \frac{0,14}{\left(\frac{I_{ma}^{0,02}}{336} - 1\right)} \times 0,40 \quad (4.3)$$

Para o elo fusível de 200K selecionado e suas curvas de atuação, a de tempo mínimo e a de tempo máximo de fusão, os pontos de acordo com [75] foram selecionados através de ferramenta da *web* [76] e em seguida, foram plotados no Excel. As curvas foram definidas por

regressão potencial, resultando nas equações 4.4 e 4.5 onde  $t$  é o tempo de atuação e  $I$  é a corrente.

$$\text{Máxima fusão: } t = 6E^{10}I^{-3,24} \quad (4.4)$$

$$\text{Mínima fusão: } t = 2E^{10}I^{-3,12} \quad (4.5)$$

Na Figura 4.7 é possível visualizar o coordenograma entre o elo fusível de 200K instalado próximo ao fim do ramal e o religador da subestação. A faixa de coordenação, definida pelos pontos de intersecção no gráfico (ver figura 2.6) é de 1250 A a 4000 A.

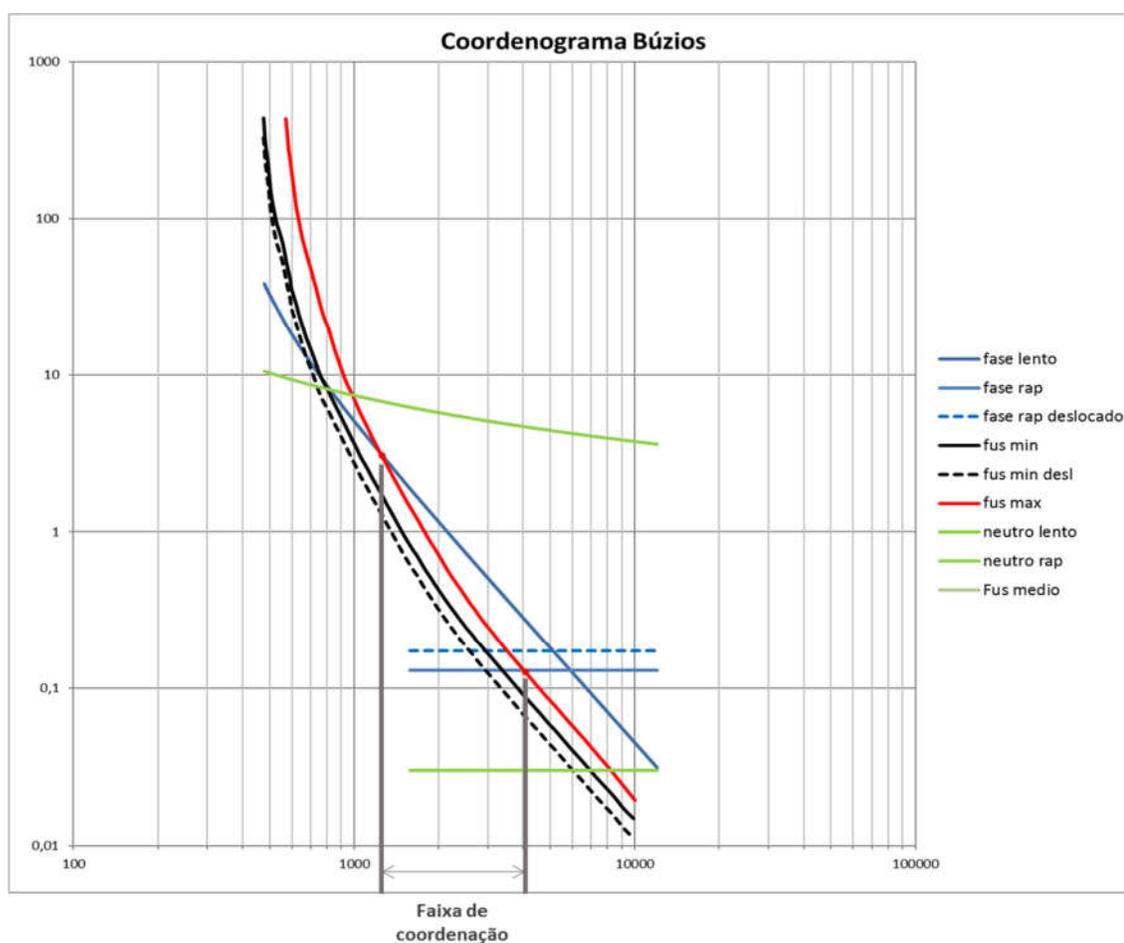


Figura 4.7. Coordenograma da rede de Búzios. Fonte: Elaborado pela autora.

Em seguida, a implementação do religador automático foi feita a partir de MODELS e uma chave triac, que simula a operação de disjuntor, abrindo seus contatos apenas quando a

corrente passa por zero, conforme as Figuras 4.8 e 4.9. O código do religador pode ser visto no Apêndice A.3.

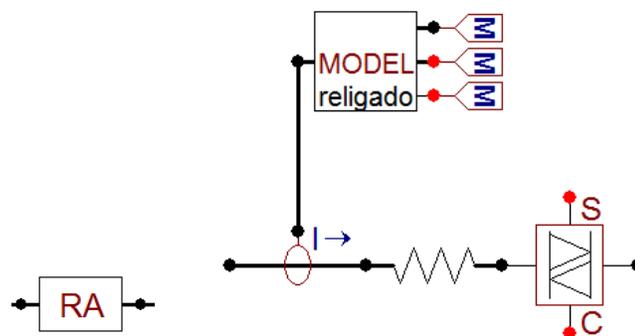


Figura 4.8 Modelagem do religador. Simbologia comprimida à esquerda e expandida à direita.

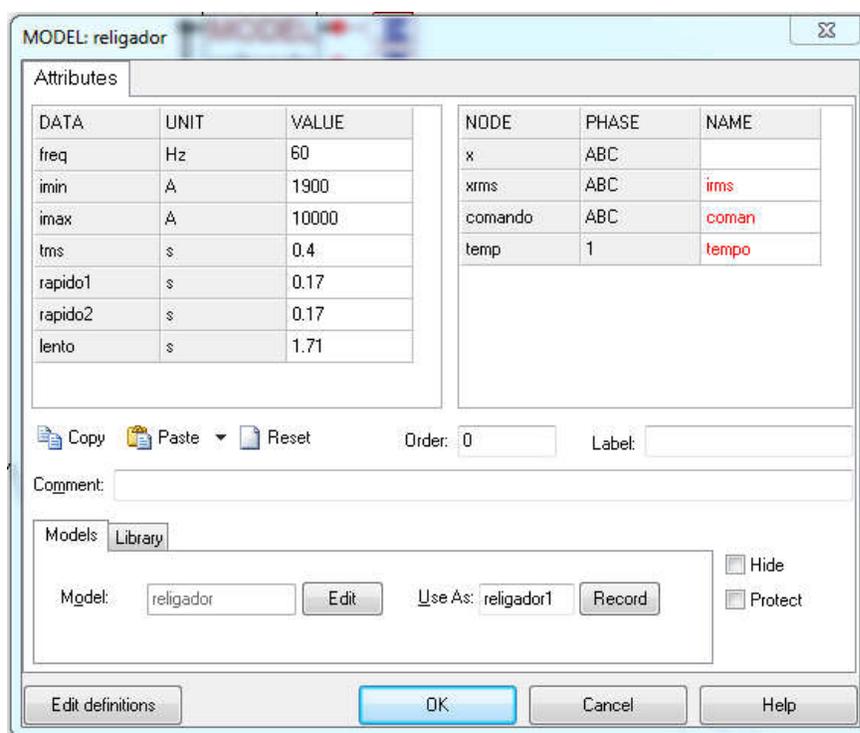


Figura 4.9 Parâmetros utilizados na modelagem do religador.

Para o fusível, foi utilizado o mesmo conceito do religador, ou seja, MODELS e chave triac. No código foi inserida a curva característica de máxima fusão, considerando este o

limite máximo de atuação do fusível. O código utilizado no modelo do fusível encontra-se no Apêndice A.4. A representação do componente no circuito está disposta na Figura 4.10 e os parâmetros utilizados estão na Figura 4.11.

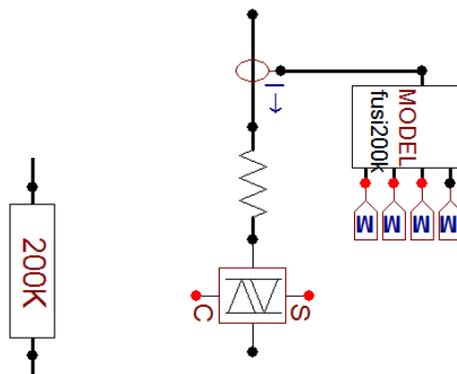


Figura 4.10. Representação do fusível comprimida à esquerda e expandida à direita.

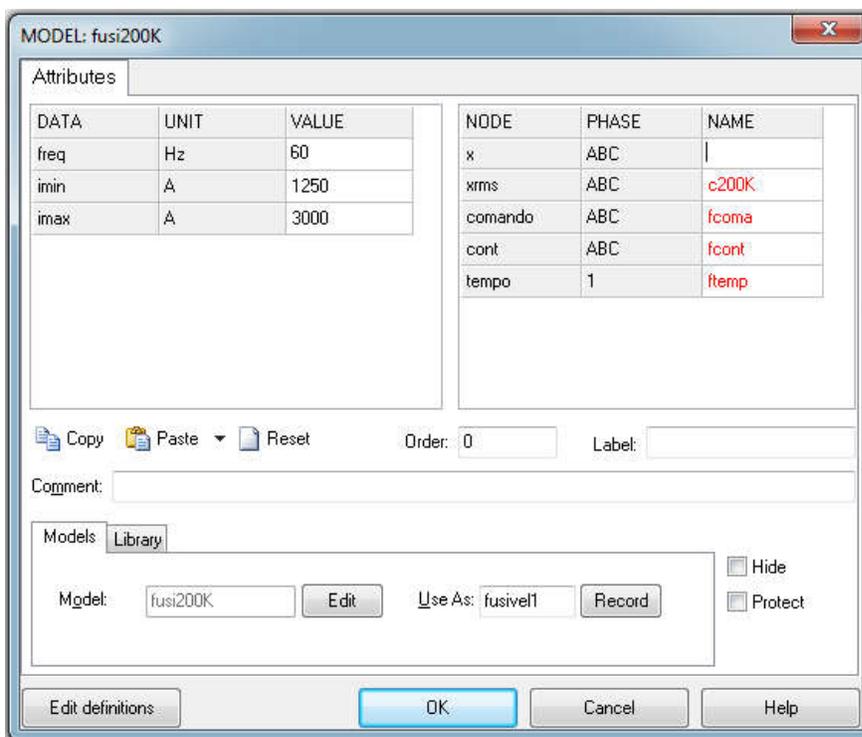


Figura 4.11. Parâmetros utilizados na modelagem do fusível.

O último dispositivo utilizado na rede foi o relé de subtensão. O ATPDraw possui em seu menu um *model* deste relé pronto, porém ele necessita que o valor esteja em rms, sendo

preciso utilizar um bloco de transformação da componente abc para o valor rms. O *model* “comsub89” que faz parte da proteção de subtensão (Figura 4.12) é responsável apenas por inverter o sinal de *trip* do relé para uma chave triac que exerce o papel de disjuntor.

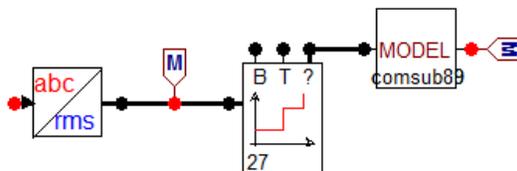


Figura 4.12. Representação da proteção de subtensão.

O relé de subtensão fica atrelado à GD já que representa um dos ajustes solicitados pelas normas e concessionárias como requisito de desconexão caso a tensão no PCC alcance níveis não toleráveis. Na modelagem da rede, eles foram posicionados no secundário do transformador das barras monitoradas, que são 6, 89, 149, 198 e 343. Deste modo, nos cenários com penetração de GD, o relé instalado controla as GDs em torno dele. Eles não foram instalados de forma massiva por conta do volume de informações e a carga computacional necessária para sua análise. O relé foi parametrizado com o menor valor de ajuste solicitado entre as concessionárias, ou seja 0,80 pu e atuação em 0,4 s, todos os seus parâmetros estão na Figura 4.13.

DATA	UNIT	VALUE
Ubase	kV L-L	0.22
Uth1	%	80
Uth2	%	80
t_delay1	sec	0.4
t_delay2	sec	0.4
IDMT1	0,1,2	0
IDMT2	0,1,2	0
K1		0.05

NODE	PHASE	NAME
Urms	ABC	v343
block	1	XX0088
trip	1	XX0089
zone	ABC	X0130

Figura 4.13. Parâmetros utilizados no relé de subtensão.

#### **4.6. Considerações finais sobre o capítulo**

Este capítulo apresentou características do *software* ATPDraw e a forma como a rede foi modelada, tanto sem GD quanto com GD, na qual foi necessário aplicar um equivalente. Em seguida, o modelo da GD fotovoltaica e seus controles foram descritos, assim como o religador e o fusível, através da linguagem MODELS e chave triac, e o relé de subtensão aplicado nas barras monitoradas.

## 5. RESULTADOS

Este tópico apresenta os resultados obtidos através das simulações realizadas no ramal BUZ07 da rede real de Búzios. Primeiramente, será feita uma análise de curto circuito trifásico franco com a rede sem inserção de GD. No segundo momento, esta análise também será realizada na rede com inserção de GD considerando três cenários de penetração e três cenários de carregamento da rede. Para cada cenário, será apresentado também como se deu a atuação dos dispositivos de proteção.

### 5.1. Análise do caso base

Para o caso base, não foi aplicado curto circuito gerando um perfil de tensão que será comparado quando a rede está com GD conectada. Cabe ressaltar, que os valores de tensão apresentados neste capítulo quando não estiverem em pu, são de fase cujo valor nominal é de 127 V para a rede estudada. As barras monitoradas serão as 6, 89, 149, 198 e 343 e os curtos circuitos serão aplicados nas barras 6, 149 e 343 (início, meio e fim do ramal). Foram escolhidos estes pontos por representarem do ponto de vista elétrico uma divisão do ramal, mas não pelo enfoque de carregamento da rede e sim, pelo enfoque de comprimento de rede.

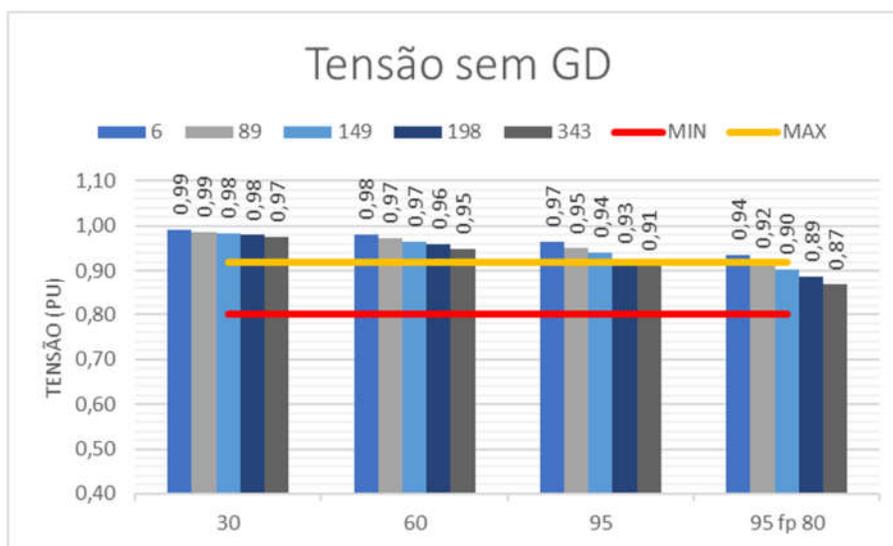


Figura 5.1. Níveis de tensão nas barras por carregamento – caso base.

A Figura 5.1 apresenta os dados obtidos no caso base nas barras monitoradas, por carregamento (30%, 60%, 95% e 95% com fator de potência de 0,80). A linha vermelha

indica o menor ajuste de tensão requerido (0,80 pu) pelas Concessionárias 1,3,5 e 7 e a linha amarela indica o valor de ajuste mais alto (0,92 pu - Concessionária 4), conforme seção 3.3. Tendo isto como base, chega-se à conclusão que a Concessionária 4 já teria problemas de fornecimento de tensão apenas pelo fato da rede estar com carregamento pleno. Na situação onde os consumidores estão consumindo mais reativos do que o valor regulamentado como mínimo (0,92), com fator de potência em 0,80, por exemplo, duas das concessionárias analisadas ficariam abaixo do seu limite: Concessionárias 2 e 4.

## 5.2. Análise da rede com curto circuito

### 5.2.1. Curto circuito na barra 6 - início do ramal

Para o curto trifásico franco na barra 6, logo após a subestação, o valor de curto é o maior de todos os casos, sendo assim, o religador deve atuar no ciclo rápido de forma permanente após dois intervalos de religamento, após 0,71 s da ocorrência do curto. Foi visto que corrente nominal  $I_n$  aumenta variando de 135 Apico a 421 Apico, dependendo do carregamento (com 30% eles são bem discrepantes, e a diferença vai diminuindo cada vez mais com 60% e 95%, isto ocorre em todos os casos), e após a falha ocorrer, ela permanece com o valor de 9115 A. O perfil da corrente na subestação (sem GD e 95% carregamento) e seus dados podem ser vistos na Figura 5.2 e Tabela 5.1.

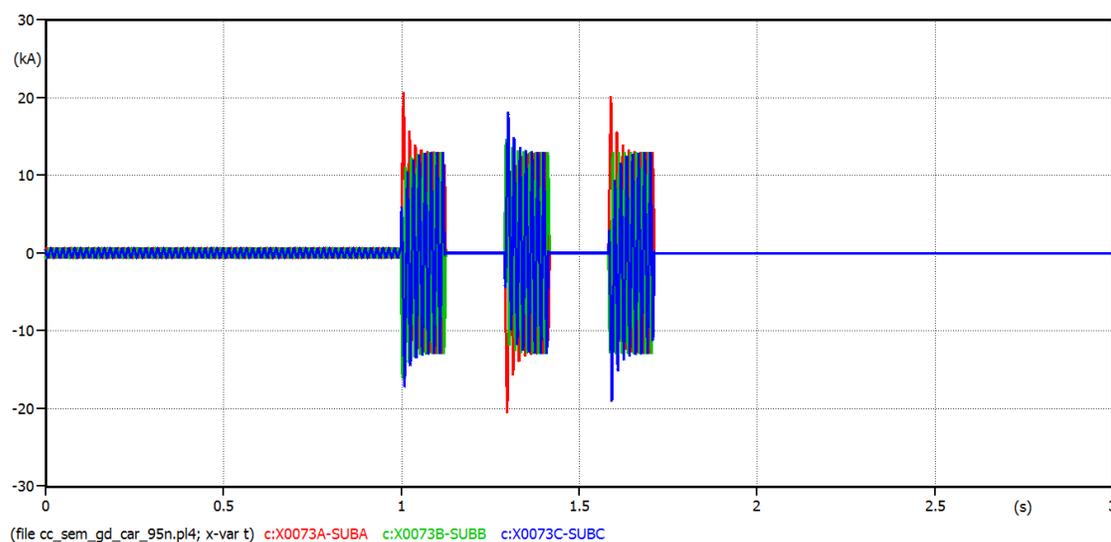


Figura 5.2. Perfil da corrente na subestação – curto barra 6.

Para as tabelas 5.1, 5.3 e 5.5, que tratam da corrente na subestação, In corresponde à corrente antes do curto; Ip mostra a magnitude do pico assimétrico após a ocorrência da falha; Is trata da corrente simétrica, todas em Apico. Os termos ‘sem *trip*’ e ‘com *trip*’ se referem ao momento do acionamento dos relés de subtensão; ou seja, no ‘sem *trip*’, todas as GDs estão conectadas e na coluna ‘com *trip*’ o relé de subtensão atuou, retirando as GDs conectadas às barras que apresentam afundamento de tensão. Cabe ressaltar, que o relé de subtensão conta 0,4 s para atuar, após a detecção da tensão abaixo do ajuste de 0,80 pu.

Na corrente na subestação, para todos os casos, é visto um aumento substancial principalmente para o carregamento de 30% e um menor para os outros carregamentos, os valores estão dispostos na Tabela 5.1. Se houvesse uma penetração de 80% de GD com um carregamento de 30% poderia sobrecarregar a rede e influenciar na atuação do religador, já que a corrente já se aproxima da corrente mínima de acionamento dele (1000 A) devido à contribuição da GD. Evidenciando que a inserção da GD não deve ser feita sem planejamento.

Tabela 5.1. Corrente na subestação – curto barra 6

GD	Carregamento de 30%				Carregamento de 60%				Carregamento de 95%			
	In [Apico]	Ip [Apico]	Is [Apico]		In [Apico]	Ip [Apico]	Is [Apico]		In [Apico]	Ip [Apico]	Is [Apico]	
			Sem TRIP	Com TRIP			Sem TRIP	Com TRIP			Sem TRIP	Com TRIP
Sem	191	20687	12837		362	20652	12860		595	20508	12890	
8%	274	20778	12850	12853	351	20602	12850	12853	577	20745	12850	12854
40%	566	20744	12850	12854	509	20744	12850	12853	574	20744	12850	12854
80%	871	20644	12812	12854	719	20699	12850	12853	594	20561	12849	12853

Quanto à corrente de curto circuito (Figura 5.3 e Tabela 5.2), como a impedância equivalente de curto é muito pequena, a potência de curto fornecida é a máxima, de forma que ela não demonstra variações para os casos com e sem GD, exceto com o carregamento de 95% pois boa parte das e é alimentada pela GD e quando ela sai, há aumento na contribuição.

Para todas as tabelas que apresentam a corrente de curto circuito (tabelas 5.2, 5.4 e 5.6), Ip corresponde ao pico assimétrico no primeiro momento; Is mostra o valor da corrente simétrica, em Apico.

Assim como nas tabelas de corrente da subestação, os termos ‘sem *trip*’ e ‘com *trip*’ se referem ao à atuação dos relés de subtensão sobre as GDs; a diferença é que o ‘sem *trip*’ se subdivide em dois momentos: no SUB+GD, onde o religador ainda não atuou, sendo assim a contribuição vem tanto da subestação quanto da GD; e no GD, no qual o religador atuou, evidenciando apenas a contribuição da GD. A última coluna de cada carregamento apresenta valores de quando não há mais GD e o religador fechou seus contatos novamente, apontando assim, a contribuição da subestação após a saída das GDs.

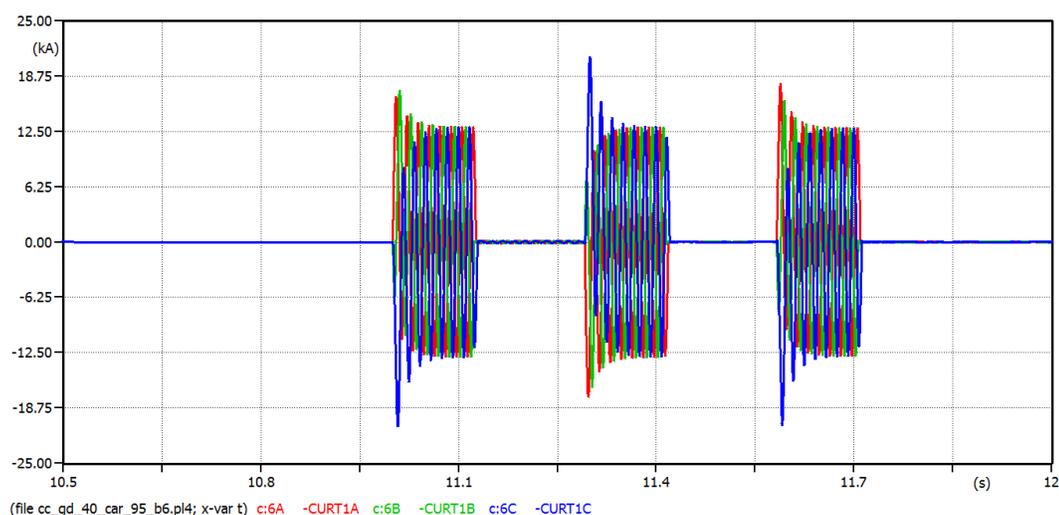


Figura 5.3. Perfil da corrente de curto – barra 6.

Tabela 5.2. Corrente no ponto de curto circuito –barra 6

GD	Carregamento de 30%				Carregamento de 60%				Carregamento de 95%			
	Ip [Apico]	Is [Apico]			Ip [Apico]	Is [Apico]			Ip [Apico]	Is [Apico]		
		Sem TRIP		Com TRIP (Sub)		Sem TRIP		Com TRIP (Sub)		Sem TRIP		Com TRIP (Sub)
		Sub+GD	GD			Sub+GD	GD			Sub+GD	GD	
<b>Sem</b>	20751	12837			20645	12860			20579	12890		
<b>8%</b>	20796	12870	25	12851	12617	12870	25	12848	20756	12867	24	12847
<b>40%</b>	20852	12964	126	12851	20849	12961	125	12849	20842	12956	122	12847
<b>80%</b>	20860	13078	253	12851	20912	13075	249	12849	20767	13068	243	12847

Como a barra 6 é muito próxima à subestação, no caso sem GD as tensões irão a zero. Quando há inserção, as tensões não alcançam o valor zero devido à contribuição das GDs, só atingindo esse patamar após a abertura dos contatos do religador definitivamente e atuação do *trip* dos relés de subestação (que ocorre antes, com 0,4 s). O perfil de tensão durante o evento está na Figura 5.4.

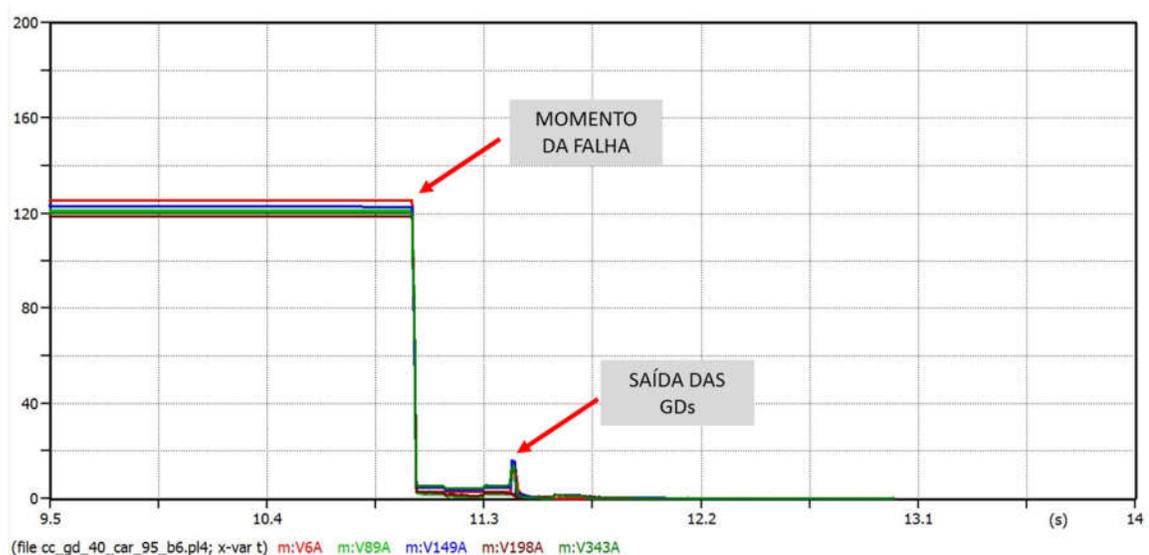


Figura 5.4. Perfil de tensão durante a falha – barra 6.

### 5.2.2. Curto circuito na barra 149 - meio do ramal

Para esta situação onde o curto circuito trifásico ocorre na barra 149, no meio da rede, o comportamento dos dispositivos é semelhante ao do curto no início, mas com níveis menores de curto circuito, ou seja, o religador é o dispositivo mais próximo capaz de extinguir a falha. Sendo assim, devido à corrente de falha vista por ele ser de no mínimo de 6425 Apico o religador atuará no ciclo rápido, abrindo seus contatos após 0,71 s de ocorrência da falha.

A corrente na subestação, assim como na seção 5.2.1 aumenta com os carregamentos e inserção de GD (In). Com o curto na barra 149, a subestação vai diminuindo sua contribuição para a corrente conforme a inserção de GD vai aumentando, pois estes geradores também estarão alimentando o curto, ainda que com uma corrente bem menor. O perfil da corrente na subestação se encontra na Figura 5.5.

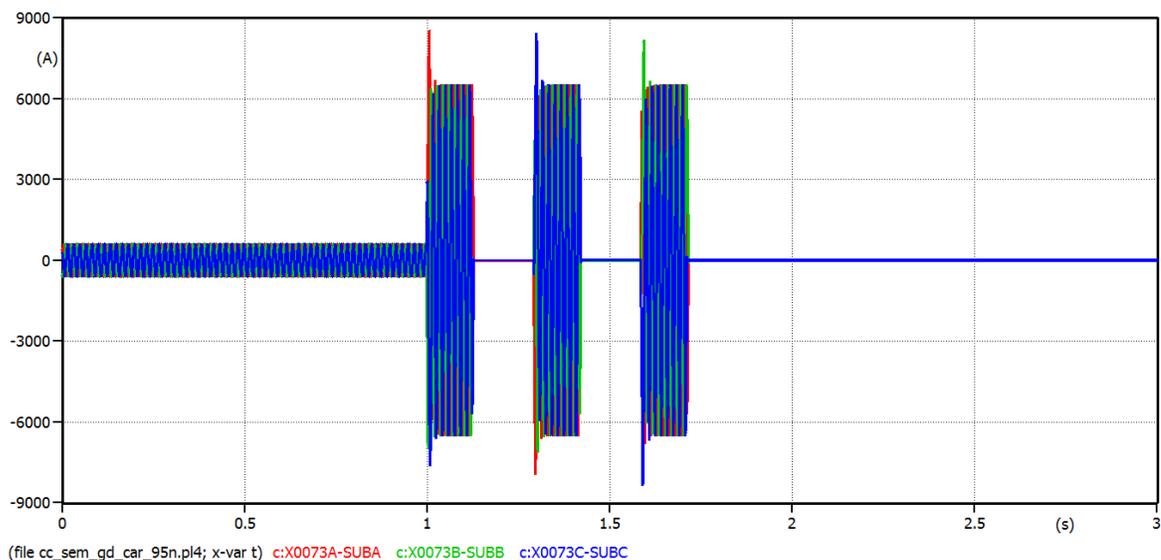


Figura 5.5. Perfil da corrente na subestação – curto barra 149.

Tabela 5.3. Corrente na subestação – curto barra 149.

GD	Carregamento de 30 %				Carregamento de 60 %				Carregamento de 95 %			
	In [Apico]	Ip [Apico]	Is [Apico]		In [Apico]	Ip [Apico]	Is [Apico]		In [Apico]	Ip [Apico]	Is [Apico]	
			Sem TRIP	Com TRIP			Sem TRIP	Com TRIP			Sem TRIP	Com TRIP
Sem	191	8520	6451		362	8515	6462		595	8505	6478	
8%	274	8478	6448	6451	351	8508	6459	6462	577	8555	6474	6478
40%	566	8491	6437	6451	509	8525	6447	6462	574	8545	6462	6478
80%	871	8519	6425	6451	719	8490	6435	6462	594	8498	6449	6478

Quando não há inserção, a corrente de curto circuito na barra 149 diminui com o aumento do carregamento, mas quando há GD conectada, o comportamento é inverso, salvo na GD de 40%, que varia. No primeiro intervalo de religamento, antes do *trip*, as GDs ficam conectadas fornecendo corrente para o curto circuito oscilando de aproximadamente 25 a 250 Apico, dependendo do nível de penetração. Após o *trip* das GDs, a corrente de curto retorna ao patamar anterior (sem GD), onde apenas a subestação está contribuindo. Tal comportamento pode ser visto na Figura 5.6 (40% de GD e 60% de carregamento) e Tabela 5.4.

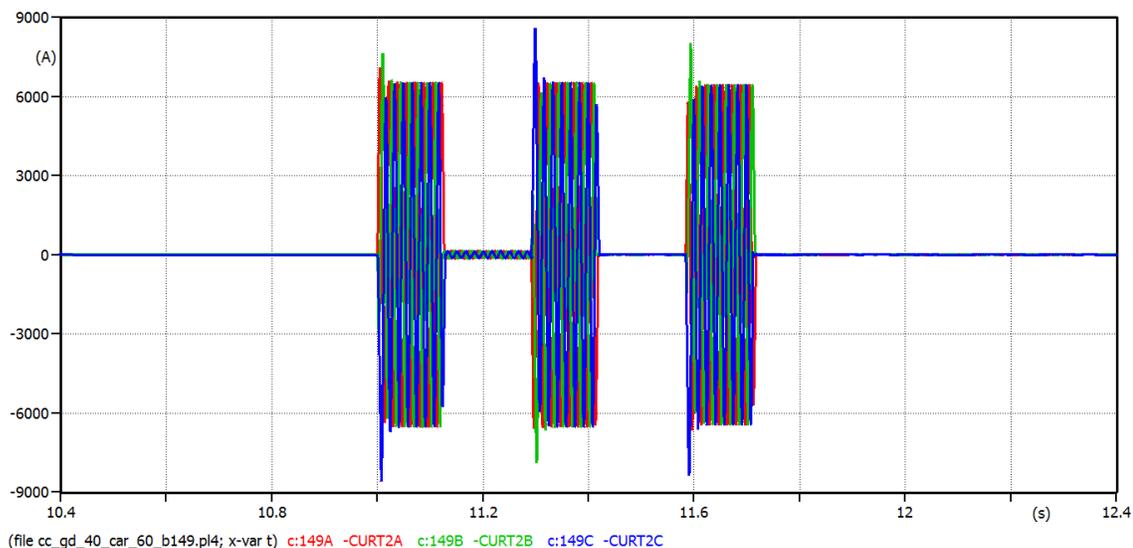


Figura 5.6. Perfil da corrente de curto – barra 149.

Tabela 5.4. Corrente no ponto de curto circuito – barra 149.

GD	Carregamento de 30%				Carregamento de 60%				Carregamento de 95%			
	Ip [Apico]	Is [Apico]			Ip [Apico]	Is [Apico]			Ip [Apico]	Is [Apico]		
		Sem TRIP		Com TRIP (Sub)		Sem TRIP		Com TRIP (Sub)		Sem TRIP		Com TRIP (Sub)
		Sub+GD	GD			Sub+GD	GD			Sub+GD	GD	
Sem	8488	6425			8457	6415			8407	6396		
8%	8466	6444	25,3	6426	8471	6432	25,3	6414	8477	6414	24,89	6396
40%	8556	6517	126,92	6426	8563	6505	125,84	6414	8542	6484	124,02	6396
80%	8675	6607	253,8	6426	8623	6595	251,55	6414	8590	6575	248,06	6396

No caso da barra 149, que já fica bem abaixo da subestação, assim como na barra 6, quando não há GD as tensões nas barras à montante vão a zero. Quando há inserção, as tensões nas barras não vão a zero devido à contribuição das GDs, mas como estão abaixo do 0,80 pu, as GDs conectadas saem com 0,4 s e com 0,71 s o religador abre seus contatos levando a tensão do ramal para zero. O perfil da tensão pode ser visto na Figura 5.7.

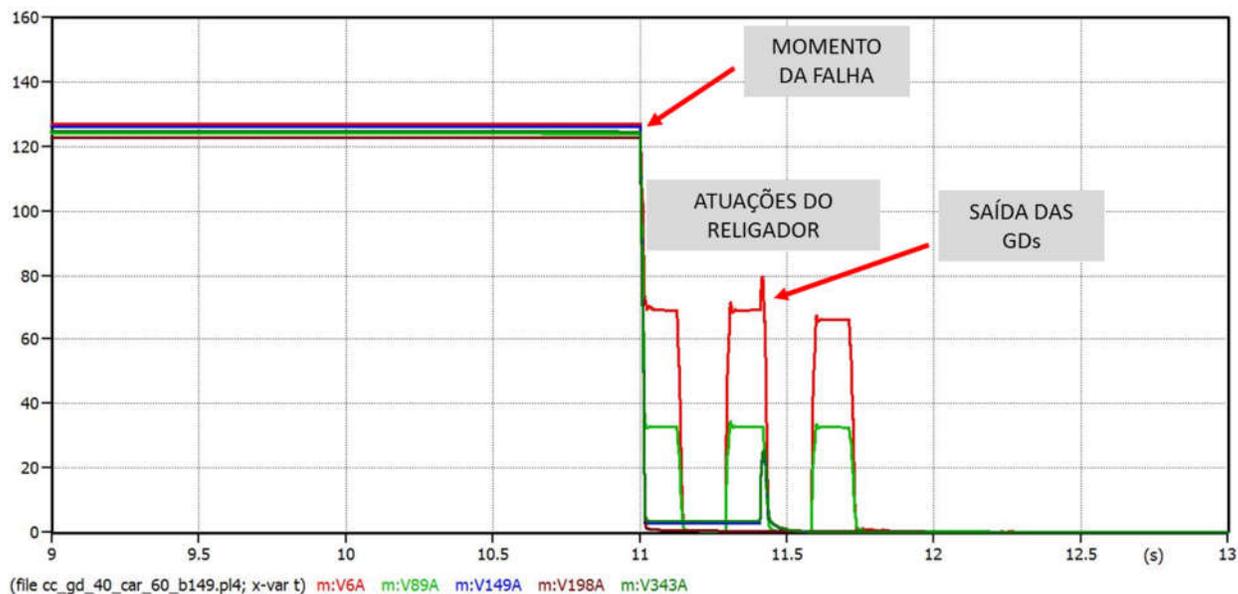


Figura 5.7. Perfil de tensão durante a falha – barra 149

### 5.2.3. Curto circuito na barra 343 - fim do ramal

Por último, a falha trifásica ocorreu na barra 343, a última barra do ramal. O comportamento da corrente na saída da subestação pode ser visto na Figura 5.8. Para este tipo de falha, espera-se que o fusível instalado na barra 305 atue, retirando a parte defeituosa, fazendo com que o trecho da rede à montante dele retorne para os níveis normais de operação. Sendo assim, o religador atua duas vezes, abrindo seus contatos, ao retornar, devido ao nível de corrente e atendendo a seletividade, ele aguarda o fusível atuar, normalizando o sistema.

Durante o curto circuito, sem atuação da proteção, é possível perceber que com a inserção da GD, a contribuição para o curto vindo da subestação vai diminuindo conforme o carregamento ( $I_s$  sem *TRIP*) e inserção de GD. Quando a GD sai, esses valores tendem a retornar ao valor sem GD, só não o fazem porque nem todas se desconectam, já que a tensão em torno da barra 6 não chega a 0,80 pu.

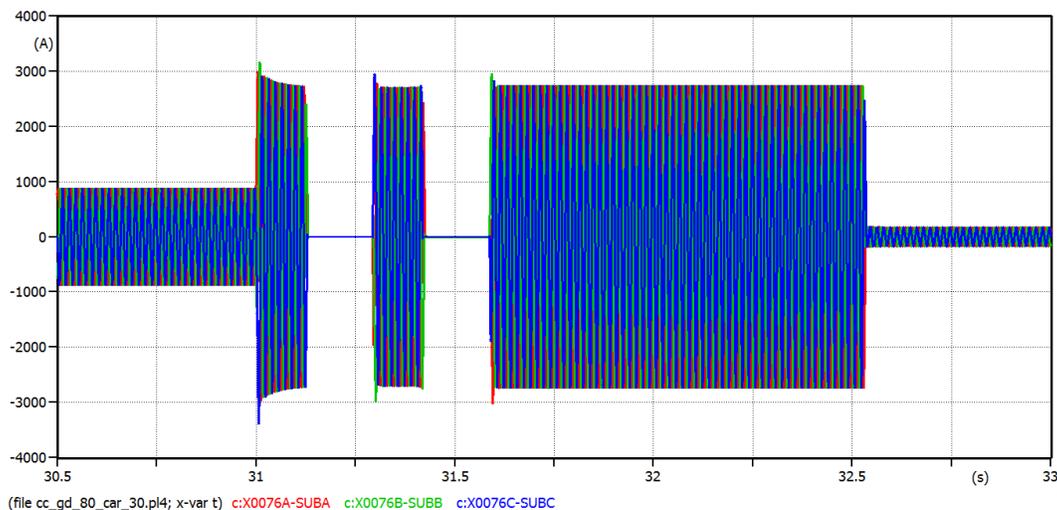


Figura 5.8. Perfil da corrente na subestação – curto barra 343.

Tabela 5.5. Corrente na subestação – curto barra 343

GD	Carregamento de 30%				Carregamento de 60%				Carregamento de 95%			
	In [Apico]	Ip [Apico]	Is [Apico]		In [Apico]	Ip [Apico]	Is [Apico]		In [Apico]	Ip [Apico]	Is [Apico]	
			Sem TRIP	Com TRIP			Sem TRIP	Com TRIP			Sem TRIP	Com TRIP
Sem	191	3078	2749		362	3123	2807		595	3215	2886	
8%	274	3116	2747	2745	351	3130	2798	2801	577	3206	2876	2878
40%	566	3261	2740	2732	509	3209	2775	2788	574	3196	2854	2865
80%	871	3378	2695	2730	719	3305	2749	2786	594	3184	2827	2862

Para a corrente de curto no ponto (Figura 5.9 e Tabela 5.6), sem GD é possível ver que as correntes vão diminuindo com o carregamento. Com GD, nos intervalos de religamento, elas fornecem corrente para o circuito (num momento onde não deveria haver nenhuma corrente), representando um risco para equipamentos e pessoas. No primeiro intervalo, a corrente é maior, pois todas as GDs ainda estão conectadas, já no segundo, esse valor cai, pois apenas as GDs controladas pela barra 6 não são retiradas pela proteção de subtensão.

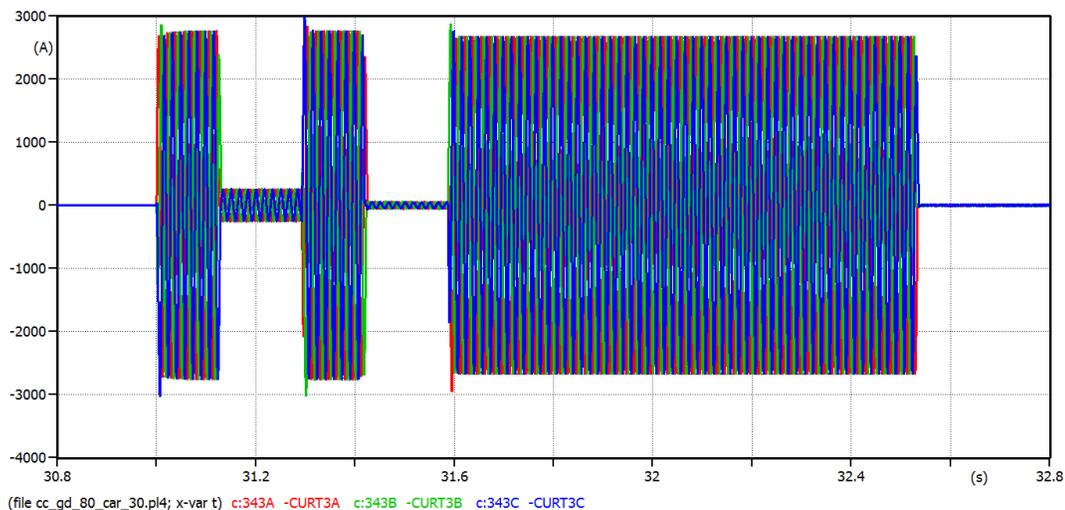


Figura 5.9. Perfil da corrente de curto – barra 343.

Tabela 5.6. Corrente no ponto de curto circuito –barra 343.

GD	Carregamento de 30 %					Carregamento de 60 %					Carregamento de 95 %				
	Ip [Apico]	Is [Apico]				Ip [Apico]	Is [Apico]				Ip [Apico]	Is [Apico]			
		Sem TRIP		Com TRIP			Sem TRIP		Com TRIP			Sem TRIP		Com TRIP	
		Sub+GD	GD	Sub+GD	GD		Sub+GD	GD	Sub+GD	GD		Sub+GD	GD	Sub+GD	GD
Sem	2978	2657				2943	2628				2891	2586			
8%	2982	2667	26	2659	8	2955	2639	24	2630	8	2902	2597	24	2589	8
40%	3001	2706	124	2665	41	2989	2678	121	2636	40	2945	2635	116	2595	38
80%	3020	2758	249	2667	49	3025	2727	241	2638	48	2998	2684	232	2597	45

Quanto à tensão, quando não há GD, apenas a barra 343 vai a zero no momento do curto, as outras variam de 0,43 pu a 0,80 pu. Quando há inserção, os níveis de tensão sobem e como a barra 6 permanece com valor acima de 80%, as GDs controladas por ela não saem, fazendo com que a tensão não vá mais a zero na barra 343. Após a atuação do fusível retirando a parte faltosa da rede, as tensões nas barras 6, 89, 149 e 198 se restabelecem. O comportamento da tensão pode ser observado na Figura 5.10.

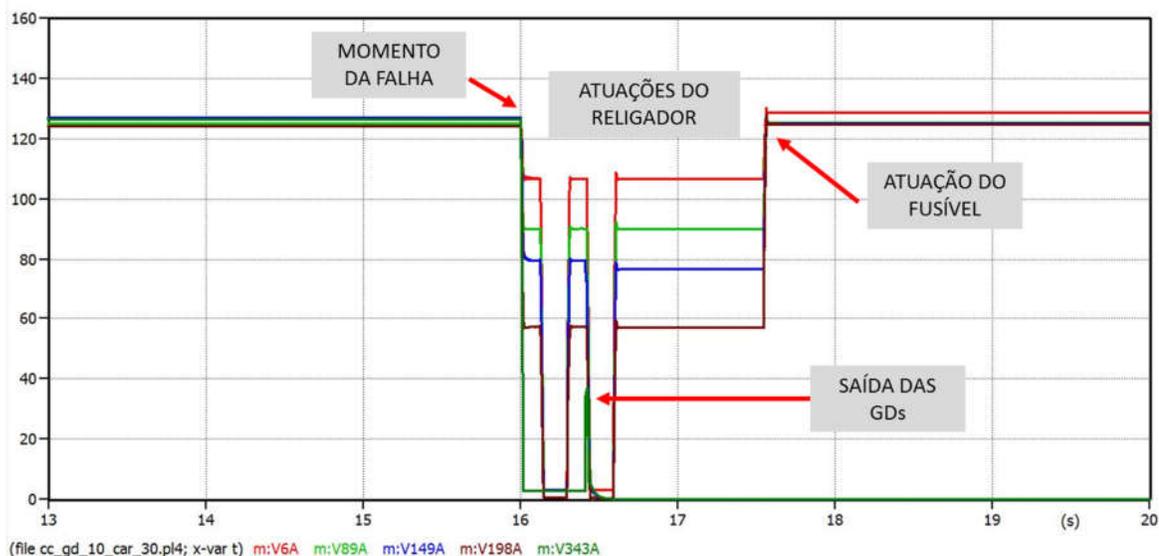


Figura 5.10. Perfil de tensão durante a falha– barra 343.

É possível observar na Tabela 5.7 que o tempo de atuação do fusível aumenta com o carregamento e tende a diminuir com a inserção de GD (por conta de sua contribuição na corrente), podendo afetar a coordenação entre os dispositivos de proteção da rede.

Tabela 5.7. Tempo de atuação do fusível – curto barra 343.

GD	Tempo [s]		
	Carreg. de 30 %	Carreg. de 60 %	Carreg. de 95 %
Sem	0,966	0,990	1,047
10%	0,961	0,998	1,054
40%	0,948	0,990	1,046
80%	0,949	0,987	1,040

### 5.3. Comparação do perfil de tensão

A Figura 5.11 apresenta o perfil da tensão nas barras em regime normal, comparando a rede sem GD e com GD de 8%, 40% e 80% de inserção, no pior cenário, o carregamento de 95%.

Como foi comentado em 5.1.1, com este carregamento já haveria concessionária tendo dificuldade em manter seu nível desejado de 0,92. Normalmente, o que ocorre é a tensão diminuir conforme o carregamento aumenta. Com a inserção de GD, os níveis melhoram,

saindo de 0,91 para 0,93 com inserção de 10% e chegando a 0,96 com penetração massiva de 80 %.

Outro ponto a ser observado é que não há mais uma linearidade característica de sistemas radiais, onde a tensão vai diminuindo ao longo do ramal, isto se dá, obviamente, pelo fluxo bidirecional no ramal vindo das cargas, tornando o comportamento de uma barra com inserção de GD e outras adjacentes imprevisível.

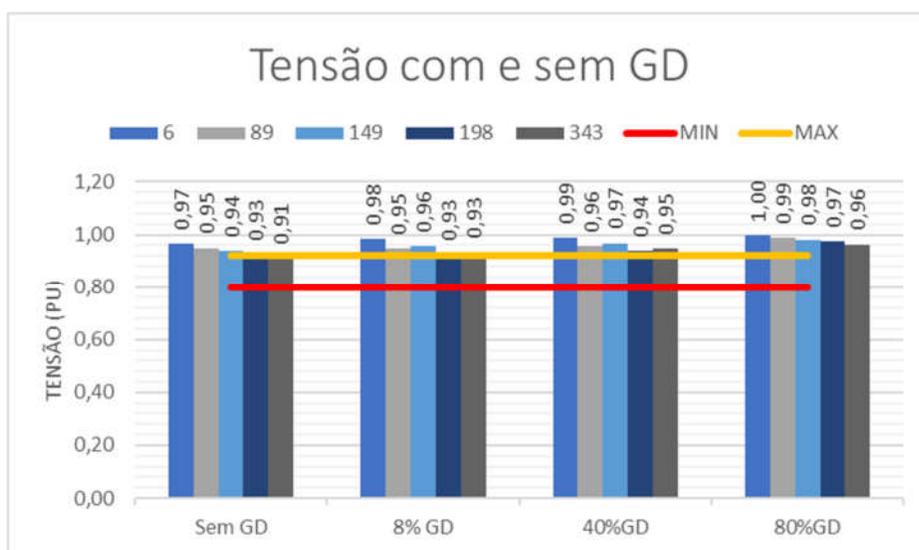


Figura 5.11. Perfil de tensão com e sem GD.

#### 5.4. Considerações finais sobre o capítulo

Este capítulo apresentou os resultados obtidos nas simulações da rede de Búzios comparando os cenários sem e com GD. Foi visto o comportamento da corrente na subestação e no ponto do curto circuito, assim como os níveis de tensão antes, durante e após a falha. Observou-se que com a inserção de GD, os níveis de tensão melhoram significativamente.

## 6. CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

O objetivo deste capítulo é revisar o que foi realizado neste trabalho, sintetizando as conclusões percebidas através das simulações da rede.

### 6.1. Conclusões

Este trabalho teve como objetivo analisar os impactos da inserção de GD fotovoltaica no ramal 7 de distribuição da cidade de Búzios. Todavia, foi necessário modelar a rede secundária a fim de conectar o sistema fotovoltaico. O *software* utilizado nas simulações foi o ATPDraw, ferramenta gráfica do ATP/EMTP. O circuito original teve que ser alterado quando foi simulada a inserção da GD por conta do limite de componentes do *software*, sendo feito um equivalente da rede utilizando transformadores de 300 kVA, 45 kVA, 33,7 kVA e 30 kVA. Para simular a proteção da rede, foi dimensionado um religador na saída da subestação e um fusível na barra 305, próximo ao fim do ramal, já que os dados obtidos não informavam sobre a proteção real instalada na rede e estes são os dispositivos mais empregados em proteção de sistema de distribuição.

Os aspectos analisados foram nível de corrente na subestação antes e durante o curto, nível de corrente de curto circuito no ponto, níveis de tensão nas cinco barras monitoradas (6, 89, 149, 198, 343) e coordenação dos dispositivos dimensionados na rede (religador e fusível). Os 37 cenários simulados segundo carregamento da rede de 30%, 60% e 95% e nível de penetração de GD de 8%, 40% e 80% tiveram seus resultados divididos pela localização do curto circuito, na barra 6 - início, barra 149 – meio e barra 343 - fim, do ponto de vista do comprimento da rede.

Outra questão observada foi quanto aos ajustes das proteções requeridos pela norma NBR 16149:2013 e sete concessionárias brasileiras com maior quantidade de clientes gerando enquadrados na REN 482/2012 de compensação de energia.

As tensões no caso base se comportaram como o esperado num sistema radial, elas foram diminuindo ao longo do ramal, porém com um carregamento de 95% já alcançaram o limite mínimo da Concessionária 4. No cenário onde as cargas estão consumindo reativos acima do estipulado, com um fator de potência de 0,80, a tensão se comporta de maneira pior, indo de 0,87 a, no máximo, 0,94 pu, o que seria suficiente para disparar as proteções das GDs das Concessionárias 2 e 4.

Com a inserção de GD, os níveis de tensão melhoraram, saindo de 0,91 para 0,93 com inserção de 10% e chegando a 0,96 com penetração massiva de 80 % para o cenário com carregamento de 95%. Evidenciando o suporte à tensão que a GD traz, apesar de não ser remunerada por serviço auxiliar, apenas por geração ativa.

Outro ponto a ser observado é que com o fluxo bidirecional vindo das cargas, há uma imprevisibilidade quanto ao nível de tensão de uma barra com inserção de GD e outras adjacentes.

Para o curto circuito na barra 6, saída da subestação, foi observado que a coordenação se manteve, visto que o religador atuou no ciclo rápido retirando a falha. A corrente nominal na subestação alcançou valores muito altos, chegando a 871 Apico com penetração massiva de GD (80%) o que poderia sobrecarregar a rede e influenciar na atuação do religador, já que sua corrente mínima de atuação é de 1000 A. Do ponto de vista da tensão, após o curto elas foram a zero em todas as barras quando não havia GD, todavia na presença da GD, ela ficou baixa, chegando a 7 V, enquanto as GDs se mantiveram conectadas (elas só saíram após atuação do relé de subtensão com 0,4s). Isto representa um risco pois a rede deveria estar desenergizada (nos intervalos do religador).

Quando o curto circuito ocorreu na barra 149, no meio da rede, houve uma expectativa de talvez o fusível atuar, levando a uma descoordenação devido à contribuição das GDs instaladas, mas para o caso estudado, isto não ocorreu, contudo é uma possibilidade real em outras situações. O comportamento dos dispositivos de proteção foi semelhante ao do curto no início, mas com níveis menores de corrente de curto circuito. Como o religador é o único dispositivo capaz de extinguir a falha, ele atua no ciclo rápido, abrindo seus contatos após 0,71 s de ocorrência da falha. Foi visto também que, conforme a penetração de GD aumenta, a contribuição para o curto vindo da subestação vai diminuindo. Assim como ocorreu no curto da barra 6, quando não havia GD na rede, após o *trip* das GDs por subtensão, as tensões em todas as barras iam a zero, porém com a inserção ficava num valor de 4V, no máximo. Enquanto a proteção por subtensão não atuava, as GDs ficavam alimentando o curto com uma corrente que variava de 25 a 250 Apico, aproximadamente, dependendo do nível de inserção de GD.

Por fim, o curto circuito na barra 343 teve um comportamento diferente dos demais pois levou à atuação do fusível. Ele atuou de forma coordenada, entretanto foi observado que

o seu tempo de atuação aumentava conforme o carregamento também aumentava, e diminuía conforme ia aumentando a inserção de GD, devido à sua contribuição. Levantando a questão de que dependendo da inserção e da localização do fusível, a seletividade entre os dispositivos poderia ser afetada. Durante o curto circuito, sem atuação da proteção, é possível perceber que com a inserção da GD, a contribuição para o curto vindo da subestação vai diminuindo conforme o carregamento (Is sem *TRIP*) e inserção de GD. Quando a GD sai, esses valores tendem a retornar ao valor sem GD, só não o fazem porque nem todas se desconectam, já que a tensão em torno da barra 6 não chega a 0,80 pu. A GD, nos intervalos de religamento, fornece corrente para o circuito. No primeiro intervalo, a corrente é maior, pois todas as GDs ainda estão conectadas, já no segundo, esse valor cai, pois apenas as GDs controladas pela barra 6 não são retiradas pela proteção de subtensão. Se o relé de subtensão estivesse com um ajuste de outra concessionária com limite mais alto, certamente nem as GDs controladas pela barra 6 resistiriam energizadas.

## 6.2. Trabalhos futuros

Através da modelagem de uma rede real de distribuição, foi possível avaliar alguns impactos da inserção de GD na rede primária. Nesta seção são apontados alguns temas para dar continuidade ao estudo:

- Analisar a proteção do ponto de vista da GD, analisando as falhas que podem ocorrer dentro do sistema fotovoltaico devido à influência da rede;
- Detalhar a modelagem do sistema fotovoltaico para analisar o comportamento da proteção da rede frente uma falha no inversor em si;
- Testar outros modelos para a GD FV, a fim de comparação;
- Testar o modelo proposto em outras topologias;
- Avaliar sistemas trifásicos desequilibrados e sistemas monofásicos;
- Analisar com outros tipos de curtos, principalmente na rede secundária;
- Detalhar a rede básica a fim de perceber os impactos em outros consumidores;
- Avaliar a possibilidade de usar o simulador em tempo real – RTDS para detalhar o comportamento do sistema.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Empresa de Pesquisa Energética, “Balanço Energético Nacional 2019: Ano Base 2018”, Ministério de Minas e Energia, Rio de Janeiro, 2019. [Online]. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-377/topico-494/BEN%202019%20Completo%20WEB.pdf>.
- [2] ANEEL, “Micro e Minigeração Distribuída (REN 482/2012)”. <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf> (acessado set. 24, 2019).
- [3] ANEEL, “Micro e Minigeração Distribuída (REN 687/2015)”. <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf> (acessado set. 24, 2019).
- [4] ANEEL, “Micro e Minigeração Distribuída (REN 786/2017)”. <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2017786.pdf> (acessado set. 24, 2019).
- [5] Empresa de Pesquisa Energética, “Plano Decenal de Expansão de Energia 2029”, Ministério de Minas e Energia, Brasília, 2020.
- [6] Empresa de Pesquisa Energética, “Plano Decenal de Expansão de Energia 2026”, Ministério de Minas e Energia, Brasília, 2017.
- [7] ABNT, *NBR 16149 Sistemas fotovoltaicos (FV) - Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição*. Rio de Janeiro: Associação Brasileira de Normas Técnicas, 2013.
- [8] ABNT, *NBR IEC 62116 Procedimento de ensaio de anti-ilhamento para inversores de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica*. Rio de Janeiro: Associação Brasileira de Normas Técnicas, 2012.
- [9] *1547-2018 - IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces*. Place of publication not identified: IEEE, 2018.
- [10] International Electrotechnical Commission e Technical Committee 64, *IEC 60364 Low-voltage electrical installations. Part 7-712, Partie 7-712, Part 7-712, Partie 7-712,*. 2017.

- [11] ANEEL, “PRODIST - Módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição”. <http://www.aneel.gov.br/modulo-3> (acessado ago. 02, 2018).
- [12] H. L. R. van der Walt, R. C. Bansal, e R. Naidoo, “PV based distributed generation power system protection: A review”, *Renew. Energy Focus*, vol. 24, p. 33–40, mar. 2018, doi: 10.1016/j.ref.2017.12.002.
- [13] D. R. Bhise, R. S. Kankale, e S. Jadhao, “Impact of distributed generation on protection of power system”, International Conference on Innovative Mechanisms for Industry Applications, fev. 2017, p. 399–405, doi: 10.1109/ICIMIA.2017.7975644.
- [14] J. Yan, Y. Zhai, P. Wijayatunga, A. M. Mohamed, e P. E. Campana, “Renewable energy integration with mini/micro-grids”, *Appl. Energy*, vol. 201, p. 241–244, set. 2017, doi: 10.1016/j.apenergy.2017.05.160.
- [15] A. Menti, T. Zacharias, e J. Miliás-Argitis, “Harmonic distortion assessment for a single-phase grid-connected photovoltaic system”, *Renew. Energy*, vol. 36, nº 1, p. 360–368, jan. 2011, doi: 10.1016/j.renene.2010.07.001.
- [16] A. A. Memon e K. Kauhaniemi, “A critical review of AC Microgrid protection issues and available solutions”, *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 129, p. 23–31, dez. 2015, doi: 10.1016/j.epsr.2015.07.006.
- [17] B. Hussain, S. M. Sharkh, S. Hussain, e M. A. Abusara, “Integration of distributed generation into the grid: protection challenges and solutions”, 2010, p. P72–P72, doi: 10.1049/cp.2010.0347.
- [18] J. C. Hernández, J. De la Cruz, e B. Ogayar, “Electrical protection for the grid-interconnection of photovoltaic-distributed generation”, *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 89, p. 85–99, ago. 2012, doi: 10.1016/j.epsr.2012.03.002.
- [19] ANEEL, “Unidades consumidoras com geração distribuída”, *ANEEL*. [http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD\\_Fonte.asp](http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD_Fonte.asp) (acessado fev. 24, 2020).
- [20] P. Padmavathy. e S. Parthasarathy, “Distribution Feeder Protection With And Without PV System”, *Int. J. Electr. Electron. Data Commun.*, vol. I, nº 3, p. 30–34, maio 2013.
- [21] B. M. de Biaz, “Detecção de ilhamentos não intencionais em redes de distribuição com geração distribuída utilizando redes neurais artificiais”, Dissertação de mestrado, Universidade Federal Fluminense, Niterói, 2018.
- [22] Ivan de Souza Machado, “Análise técnico-econômica do impacto da penetração da geração distribuída em redes de distribuição”, Dissertação de mestrado, Universidade Federal Fluminense, Niterói, 2016.

- [23] T. da S. Lessa, “Simulação de limitadores de corrente de curto-circuito supercondutores resistivos em um sistema elétrico de distribuição real”, Dissertação de mestrado, Universidade Federal Fluminense, Niterói, 2018.
- [24] P. R. S. da Costa, “Análise do desempenho e impactos dos limitadores de corrente supercondutores em redes de distribuição na presença de correntes harmônicas”, Dissertação de mestrado, Universidade Federal Fluminense, Niterói, 2018.
- [25] L. de A. Bitencourt, “Otimização da carga e descarga de veículos elétricos considerando diferentes modelos tarifários”, Dissertação de mestrado, Universidade Federal Fluminense, Niterói, 2018.
- [26] A. M. Vale, “Otimização de sistemas de armazenamento de energia em uma rede real de distribuição: perspectivas do consumidor, da distribuidora e do operador do sistema de distribuição”, Dissertação de mestrado, Universidade Federal Fluminense, Niterói, 2019.
- [27] J. B. Silva, “GD e a Estabilidade: Integrando GD a Rede - A visão do Operador da Rede”, apresentado em VII Seminário de Geração Distribuída/ INEE – Instituto Nacional de Eficiência Energética, Rio de Janeiro, set. 14, 2004.
- [28] R. Zilles, W. N. Macêdo, M. A. B. Galhardo, e S. H. F. de Oliveira, Orgs., *Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica*. São Paulo: Oficina de Textos, 2012.
- [29] Working group 37.23, *Impact of increasing contribution of dispersed generation on the power system*. CIGRÉ, 1999.
- [30] INEE, “O que é Geração Distribuída”, *Instituto Nacional de Eficiência Energética*. [http://www.inee.org.br/forum\\_ger\\_distrib.asp](http://www.inee.org.br/forum_ger_distrib.asp) (acessado nov. 07, 2018).
- [31] W. El-Khattam e M. M. A. Salama, “Distributed generation technologies, definitions and benefits”, out. 2004.
- [32] T. Adefarati e R. C. Bansal, “Integration of renewable distributed generators into the distribution system: a review”, *IET Renew. Power Gener.*, vol. 10, nº 7, p. 873–884, ago. 2016, doi: 10.1049/iet-rpg.2015.0378.
- [33] P. G. V. Sampaio e M. O. A. González, “Photovoltaic solar energy: Conceptual framework”, *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 74, p. 590–601, jul. 2017, doi: 10.1016/j.rser.2017.02.081.
- [34] L. B. dos Reis, *Geração de energia elétrica*, 2 ed. rev. e atual. Barueri, SP: Manole, 2011.
- [35] Grupo de Trabalho de Energia Solar GTES, *Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos*. CEPPEL - CRESESB, 2014.

- [36] R. Fontes, “Efeito Fotoelétrico X Efeito Fotovoltaico: Entenda a Diferença”, *Blue Sol energia solar*. <https://blog.bluesol.com.br/efeito-fotoeletrico-fotovoltaico/> (acessado fev. 28, 2020).
- [37] J. Subtil Lacerda e J. C. J. M. van den Bergh, “Diversity in solar photovoltaic energy: Implications for innovation and policy”, *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 54, p. 331–340, fev. 2016, doi: 10.1016/j.rser.2015.10.032.
- [38] N. I. Ahmad *et al.*, “Lightning protection on photovoltaic systems: A review on current and recommended practices”, *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 82, p. 1611–1619, fev. 2018, doi: 10.1016/j.rser.2017.07.008.
- [39] Tindo Solar, “Poly vs Mono Crystalline”. <http://www.tindosolar.com.au/learn-more/poly-vs-mono-crystalline/> (acessado dez. 14, 2018).
- [40] F. Blaabjerg, Y. Yang, D. Yang, e X. Wang, “Distributed Power-Generation Systems and Protection”, *Proc. IEEE*, vol. 105, n° 7, p. 1311–1331, jul. 2017, doi: 10.1109/JPROC.2017.2696878.
- [41] G. K. Singh, “Solar power generation by PV (photovoltaic) technology: A review”, *Energy*, vol. 53, p. 1–13, maio 2013, doi: 10.1016/j.energy.2013.02.057.
- [42] ABNT, *NBR 10899 Energia solar fotovoltaica - Terminologia*. Rio de Janeiro: Associação Brasileira de Normas Técnicas, 2013.
- [43] B. Parida, S. Iniyar, e R. Goic, “A review of solar photovoltaic technologies”, *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 15, n° 3, p. 1625–1636, abr. 2011, doi: 10.1016/j.rser.2010.11.032.
- [44] D. S. Pillai e N. Rajasekar, “A comprehensive review on protection challenges and fault diagnosis in PV systems”, *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 91, p. 18–40, ago. 2018, doi: 10.1016/j.rser.2018.03.082.
- [45] ABNT, *NBR 11704 Sistemas Fotovoltaicos - Classificação*. Rio de Janeiro: Associação Brasileira de Normas Técnicas, 2008.
- [46] J. Mamede Filho e D. R. Mamede, *Proteção de sistemas elétricos de potência*. Rio de Janeiro: Grupo Gen - LTC, 2011.
- [47] A. Rodigheri, “Simulação da confiabilidade de redes primárias de distribuição considerando faltas temporárias, equipamentos religadores, e manobras de restauração”, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2013.
- [48] C. M. Luiz, “Avaliação dos impactos da geração distribuída para proteção do sistema elétrico”, Dissertação de mestrado, Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2012.

- [49] A. F. P. Rodrigo, “Localização de faltas fase-terra em circuitos radiais de distribuição através de algoritmos de busca inteligente”, Unesp, 2003.
- [50] A. Vasconcelos, “Paralelismo de Sistemas Industriais Autogeradores e Rede Pública: Aspectos Técnicos da Integração dos Sistemas e Perspectivas Futuras”, São Paulo.
- [51] T. Gönen, *Electric power distribution system engineering*, 2nd ed. Boca Raton: CRC Press, 2008.
- [52] T. A. Short, *Electric power distribution handbook*. Boca Raton, FL: CRC Press, 2004.
- [53] J. M. Gers e E. J. Holmes, *Protection of electricity distribution networks*, 3rd edition. Herts, United Kingdom: Institution of Electrical Engineers, 2011.
- [54] J. Mamede Filho, *Manual de equipamentos elétricos (4a. ed.)*. Grupo Gen - LTC, 2000.
- [55] S. Gieger, *Proteção de sistemas de distribuição*, 1a ed. Porto Alegre: SAGRA, 1988.
- [56] M. Geidl, “Protection of Power Systems with Distributed Generation: State of the Art”, Swiss Federal Institute of Technology (ETH) Zurich, 2005.
- [57] D. Van Tu, S. Chaitusaney, e A. Yokoyama, “Fault current calculation in distribution systems with inverter-based distributed generations”, *IEEJ Trans. Electr. Electron. Eng.*, vol. 8, nº 5, p. 470–477, set. 2013, doi: 10.1002/tee.21882.
- [58] J. A. Martinez e J. Martin-Arnedo, “Impact of distributed generation on distribution protection and power quality”, jul. 2009, p. 1–6, doi: 10.1109/PES.2009.5275777.
- [59] I. I. Perpinias, E. C. Tatakis, e N. P. Papanikolaou, “Optimum design of low-voltage distributed photovoltaic systems oriented to enhanced fault ride through capability”, *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 9, nº 10, p. 903–910, jul. 2015, doi: 10.1049/iet-gtd.2014.0515.
- [60] ANEEL, “PRODIST”. <http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=82> (acessado dez. 16, 2015).
- [61] ABNT, *NBR 16150 Sistemas fotovoltaicos (FV) - Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição - Procedimento de ensaio de conformidade*. Rio de Janeiro: Associação Brasileira de Normas Técnicas, 2013.
- [62] T. de A. S. F. Afonso, L. de A. Bitencourt, M. Z. Fortes, S. G. Junior, e R. da S. Maciel, “Impact Analysis on Power Quality of a Small Distributed Generation”, *Am. J. Renew. Sustain. Energy*, vol. 4, p. 56–63, 2018.
- [63] ANEEL, “Unidades consumidoras com geração distribuída por distribuidora”, *ANEEL*. [http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD\\_Distribuidora.asp](http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD_Distribuidora.asp) (acessado fev. 24, 2020).
- [64] Cemig D, “ND. 5.31 - Requisitos para a Conexão de Acessantes Produtores de Energia Elétrica ao Sistema de Distribuição CEMIG – Conexão em Média Tensão”.

- <http://www.cemig.com.br/pt-br/atendimento/Clientes/Documents/Normas%20T%C3%A9cnicas/ND.5.30.pdf> (acessado mar. 09, 2020).
- [65] CPFL, “Conexão de Micro e Minigeração Distribuída sob Sistema de compensação de Energia Elétrica”. <http://sites.cpfl.com.br/documentos-tecnicos/GED-15303.pdf> (acessado ago. 23, 2019).
- [66] Energisa, “NDU-013 Critérios para a conexão de acessantes de geração distribuída ao sistema de distribuição - baixa tensão”, ago. 23, 2019. [https://www.energisa.com.br/Normas%20Tcnicas/NDU%20013%20-%20Crit%C3%A9rios%20para%20a%20Conex%C3%A3o%20de%20Acessantes%20de%20Gera%C3%A7%C3%A3o%20Distribu%C3%ADa\\_%20V4.1.pdf](https://www.energisa.com.br/Normas%20Tcnicas/NDU%20013%20-%20Crit%C3%A9rios%20para%20a%20Conex%C3%A3o%20de%20Acessantes%20de%20Gera%C3%A7%C3%A3o%20Distribu%C3%ADa_%20V4.1.pdf) (acessado ago. 23, 2019).
- [67] COPEL, “NTC 905200 Acesso de Micro e Minigeração Distribuída ao Sistema da Copel (com compensação de energia)”, out. 2018. [https://www.copel.com/hpcopel/root/sitearquivos2.nsf/verdocatual/E59DF9E94B635F678325831D0047F719/\\$FILE/NTC905200\\_Rev04102018.pdf](https://www.copel.com/hpcopel/root/sitearquivos2.nsf/verdocatual/E59DF9E94B635F678325831D0047F719/$FILE/NTC905200_Rev04102018.pdf) (acessado mar. 09, 2020).
- [68] Celesc Distribuição S.A., “Requisitos para a conexão de micro ou minigeradores de energia ao sistema elétrico da Celesc Distribuição”. <https://www.celesc.com.br/arquivos/normas-tecnicas/conexao-centrais-geradoras/conexao-micro-mini-geradores.pdf> (acessado ago. 23, 2019).
- [69] Enel Distribuição, “Especificação Técnica no. 122 - Conexão de Micro e Minigeração Distribuída ao Sistema elétrico da Enel Distribuição Ceará/ Enel Distribuição Goiás/ Enel Distribuição Rio”, *Normas Técnicas | Enel*. <https://www.eneldistribuicao.com.br/rj/documentos/CNC-OMBR-MAT-18-0122-EDBR.pdf> (acessado ago. 23, 2019).
- [70] Light, “Procedimentos para Conexão de Microgeração e Minigeração ao Sistema de Distribuição da Light SESA BT e MT - Até Classe 36,2kV”, *Portal Light*. <http://www.light.com.br/Repositorio/Recon/Informa%C3%A7%C3%A3o%20T%C3%A9cnica%20DDE.pdf> (acessado ago. 23, 2019).
- [71] Helton do Nascimento Alves, Arnaldo Pinheiro de Azevedo Júnior, Luís Miguel Magalhães Torres, e Railson Severiano de Sousa, “O uso do ATPDraw e a linguagem MODELS na simulação de sistemas de proteção elétrica aplicados em redes de distribuição”, apresentado em COBENGE, Juiz de Fora - MG, set. 2014, Acessado: dez. 18, 2018. [Online]. Disponível em: <https://docplayer.com.br/1221869-O-uso-do->

atpdraw-e-a-linguagem-models-na-simulacao-de-sistemas-de-protecao-eletrica-aplicados-em-redes-de-distribuicao.html.

- [72] ATPDraw, “ATPDraw Home”. <https://www.atpdraw.net/index.php> (acessado mar. 09, 2020).
- [73] L. Prikler e H. K. Høidalen, “ATPDraw user’s manual version 5.6 for Windows 9x/NT/2000/XP/Vista”, Norway, nov. 2009.
- [74] ANEEL, “PRODIST – Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica”. <https://www.aneel.gov.br/modulo-8> (acessado mar. 09, 2020).
- [75] “Catálogo de elos fusíveis de distribuição - Delmar”. Hubbel Power Systems, Inc., set. 26, 2006, Acessado: fev. 17, 2019. [Online]. Disponível em: [hubbelpowersystems.com.br/PDF/ELOS.PDF](http://hubbelpowersystems.com.br/PDF/ELOS.PDF).
- [76] “WebPlotDigitizer - Extract data from plots, images, and maps”. <https://automeris.io/WebPlotDigitizer/> (acessado jun. 12, 2019).

## APÊNDICES

Nesta seção serão apresentados a rede e os códigos utilizados no programa ATPDraw e a memória de cálculo do dimensionamento do religador e do fusível.

### A1. CÓDIGO EM MODELS DO SINCRONISMO DA GD

```

MODEL sincro

INPUT re[1..3],imag[1..3]

OUTPUT fp[1]

VAR ra[1..3],ang[1..3],fp[1..2],n,cont[1..2]

INIT
  ra[1..3]:=0
  ang[1..3]:=0
  fp[1..2]:=1
  cont[1..2]:=0
ENDINIT

EXEC
  n:=1
  cont[1]:=cont[1]+timestep
  cont[2]:=cont[2]+timestep
  WHILE (n<=3) DO
    ra[n]:=atan(imag[n]/(re[n]+0.00001))
    ang[n]:=(ra[n]*180)/pi
    n:=n+1
  ENDWHILE
  IF (cont[1]>=1) THEN
    IF (ra[1]<0) THEN
      ra[1]:=(2*pi)+ra[1]
    ENDIF
    IF (cont[2]>9.9) THEN
      fp[1]:=fp[2]
    ELSE
      fp[1]:=ra[1]
      fp[2]:=fp[1]
    ENDIF
    cont[1]:=0
  ENDIF
ENDEXEC
ENDMODEL

```

### A2. CÓDIGO EM MODELS DO CONTROLE DE TENSÃO

```

MODEL MPPT

INPUT corren[1..3]
OUTPUT resis[1..3]
VAR resis[1..3],n
INIT
  resis[1..3]:=0.0000001
ENDINIT

EXEC
  n:=1
  WHILE (n<=3) DO
    resis[n]:=127/(corren[n]+0.00001)
    n:=n+1
  ENDWHILE

```

```
ENDEXEC
ENDMODEL
```

### A3. CÓDIGO EM MODELS DO RELIGADOR

```
MODEL religador -- nome do models

DATA freq,imin,imax,tms,rapidol,rapido2,lento
-- freq = frequencia
-- imin = corrente mínima de abertura do religador
-- imax = corrente máxima de abertura do religador (valor a partir do qual o
religador abrirá de forma instantânea)
-- tms = multiplicador de tempo (equação da curva do relé de corrente IEC
Normalmente Inversa)
-- rapidol = 1º tempo de espera após a 1ª abertura do religador (instantânea)
-- rapido2 = 2º tempo de espera após a 2ª abertura do religador (instantânea)
-- lento = 3º tempo de espera após a 3ª abertura do religador (temporizada)

INPUT x[1..3] -- corrente mensurada nas 3 fases (sinal senoidal)

OUTPUT xrms[1..3],comando[1..3],temp
-- xrms = valor eficaz da corrente mensurada nas 3 fases
-- comando = comando de abertura/religamento
-- Flag = sinalização de operações no código (relacionados ao ciclo de atuação do
religador)
-- temp = tempo total calculado com base na curva temporizada do IEC NI [s]

VAR
xrms[1..3],x2[1..3],ix2[1..3],n[1..5],comando[1..3],flag[1..21],cont[1..21],temp
-- x2 = (x*x), parte do cálculo para determinar o valor eficaz da corrente
-- ix2 = (integral de x*x) parte do cálculo para determinar o valor eficaz da
corrente
-- n = variáveis do código, usados como contadores ou valores absolutos
-- cont = contadores existentes na lógica de atuação do religador

TIMESTEP min:recip(600000) --evita que o número de amostras especificado seja menor
do que o passo de integração do programa

DELAY CELLS(ix2[1..3]):recip(freq*timestep)+2 -- referente ao cálculo do valor
eficaz

--HISTORY cont[1..21]{DFLT:0} -- somatórios dos contadores ao longo das iterações
(para as três fases)

INIT -- inicialização de algumas variáveis do código
cont[1..21]:=0
comando[1..3]:=1
flag[1..21]:=0
histdef(ix2[1..3]):=0
integral(x2[1..3]):=0
xrms[1..3]:=79.674 -- valor eficaz inicial da corrente do sistema simulado
temp:=0
-- Tempos de espera a serem aplicados após a 1ª abertura instantânea do religador
n[3]:=rapidol -- Fase A
n[4]:=rapidol -- Fase B
n[5]:=rapidol -- Fase C
ENDINIT

EXEC
n[1]:=1 -- contador referente ao número de fases (A, B e C)
n[2]:=1 -- contador referente ao número de sinalizações de eventos (flags)
WHILE n[1]<=3 DO -- aplica o código para as três fases do sistema
-- Início do cálculo do valor rms da corrente
x2[n[1]]:=x[n[1]]*x[n[1]] -- cálculo de x*x
ix2[n[1]]:=integral(x2[n[1]]) -- cálculo da integral de x*x
```



```

        ENDIF
    ENDIF
ELSE
    IF xrms[n[1]]>=imax THEN -- se a corrente do sistema está acima do
máximo, então a 3ª abertura será instantânea
        flag[n[2]+4]:=1 -- sinaliza que o sistema está em curto-circuito com a
corrente acima do máximo (flag 5)
    ENDIF
ENDIF
ELSE
    IF cont[n[2]+2]>=2 THEN -- caso os dois ciclos de atuação rápida tenham
sido executados, faça
        IF imin<=xrms[n[1]] THEN -- verifica novamente se corrente do sistema é
maior ou igual a corrente mínima de abertura, então
            cont[n[2]+2]:=0 -- zero o contador
            flag[n[2]+3]:=1 -- sinaliza que o sistema ainda está em curto-circuito
(flag 4)
        ENDIF
    ELSE
        IF flag[n[2]+2]=1 THEN --(flag 3) se o religador fez o 1º religamento
            IF imin<=xrms[n[1]] THEN -- verifica novamente se corrente do sistema é
maior ou igual a corrente mínima de abertura. Se for, então
                flag[n[2]+1]:=0 -- reinicia o flag 2
                flag[n[2]+2]:=0 -- reinicia o flag 3
                flag[n[2]]:=0 -- reinicia o flag 1 (a reinicialização destes flags
faz com que o algoritmo repita novamente as etapas abaixo, para completar as duas
etapas de atuação rápida)
                n[n[1]+2]:=rapido2 -- o tempo de espera a ser aplicado após a 2ª
abertura instantânea do religador
                cont[n[2]+2]:=cont[n[2]+2]+1 -- contador de dois ciclos de atuação
rápida (para sinalização de que o algoritmo repetiu uma vez)
            ENDIF
        ELSE
            IF flag[n[2]+1]=1 THEN --(flag 2) se o religador fez a 1ª abertura
                cont[n[2]+1]:=cont[n[2]+1]+timestep -- realiza a contagem a cada
iteração até alcançar o valor do 1º tempo de espera (rápidol)
                IF cont[n[2]+1]>=n[n[1]+2] THEN -- alcançou o valor do 1º tempo de
espera (n[3]=n[4]=n[5]=rapidol)
                    comando[1]:=1 -- comando do 1º religamento da fase A
                    comando[2]:=1 -- comando do 1º religamento da fase B
                    comando[3]:=1 -- comando do 1º religamento da fase C
                    cont[n[2]+1]:=0 -- zera a contagem
                    flag[n[2]+2]:=1 -- sinaliza que foi dado o comando do 1º
religamento (flag 3)
                ENDIF
            ELSE
                IF flag[n[2]]=1 THEN --(flag 1) se o sistema está em curto-circuito,
então
                    cont[n[2]]:=cont[n[2]]+timestep -- realiza a contagem a cada iteração
até alcançar o valor de tempo de abertura instantânea (0,12 s)
                    IF cont[n[2]]>=0.12 THEN -- se o contador foi igual ou maior que
0,12 s, então
                        comando[1]:=0 -- comando da 1ª abertura da fase A do religador
                        comando[2]:=0 -- comando da 1ª abertura da fase B do religador
                        comando[3]:=0 -- comando da 1ª abertura da fase C do religador
                        cont[n[2]]:=0 -- zera a contagem
                        flag[n[2]+1]:=1 -- sinaliza que foi dado o comando da 1ª abertura
do religador (flag 2)
                    ENDIF
                ELSE
                    IF imin<=xrms[n[1]] THEN -- Etapa inicial de verificação se a
corrente do sistema é maior ou igual a corrente mínima de abertura
                        flag[n[2]]:=1 -- sinaliza que está em curto-circuito (flag 1)
                    ENDIF
                ENDIF
            ENDIF
        ENDIF
    ENDIF
ENDIF
ENDIF
ENDIF
ENDIF

```

```

        ENDIF
    ENDIF
ENDIF
ENDIF
-- Fim da Lógica do Religador
n[1]:=n[1]+1 -- incremente +1 para o contador de fase
n[2]:=n[2]+7 -- incrementa +7 para o contador de flag (para as 3 fases)
ENDWHILE
ENDEXEC
ENDMODEL

```

#### A4.CÓDIGO EM MODELS DO FUSÍVEL

```

MODEL fusi200K -- nome do models

DATA freq,imin,imax
-- freq = frequencia
-- imin = corrente de mínima fusão do elo fusível
-- imax = corrente de máxima fusão do elo fusível

INPUT x[1..3] -- corrente mensurada nas 3 fases (sinal senoidal)

OUTPUT xrms[1..3],comando[1..3],cont[1..3],tempo[2]
-- xrms = valor eficaz da corrente mensurada nas 3 fases
-- comando = comando de abertura
-- tempo[2] = último valor calculado de tempo para mínima/máxima fusão do elo
fusível, com base na curva do modelo 200K, antes da abertura

VAR xrms[1..3],x2[1..3],ix2[1..3],n[1..4],comando[1..3],cont[1..3],tempo[1..2]
-- x2 = (x*x), parte do cálculo para determinar o valor eficaz da corrente
-- ix2 = (integral de x*x) parte do cálculo para determinar o valor eficaz da
corrente
-- n = variáveis do código, usados como contadores ou valores absolutos
-- cont = contadores existentes na lógica de atuação do fusível
-- tempo[1] = tempo para mínima/máxima fusão do elo fusível, com base na curva do
modelo 200K

TIMESTEP min:recip(600000) -- evita que o número de amostras especificado seja
menor do que o passo de integração do programa

DELAY CELLS(ix2[1..3]):recip(freq*timestep)+2 -- referente ao cálculo do valor
eficaz

HISTORY cont[1..3]{DFLT:0} -- somatórios dos contadores ao longo das iterações
(para as três fases)

INIT -- inicialização de algumas variáveis do código
    cont[1..3]:=0 -- inicia os contadores em 0
    comando[1..3]:=1 -- inicia o comando de abertura nas 3 fases em 1 (elo fusível
    fechado)
    histdef(ix2[1..3]):=0 -- armazena as variáveis ix2 e iniciam as mesmas em 0
    integral(x2[1..3]):=0 -- inicia a integral de x2 igual a zero
    xrms[1..3]:=79.674 -- valor eficaz inicial da corrente do sistema simulado
    tempo[1..2]:=0 -- inicia o tempo igual a zero
    n[2]:=0 -- n[2] = sinalizador de abertura na fase A, iniciado em 0 (fechado)
    n[3]:=0 -- n[3] = sinalizador de abertura na fase B, iniciado em 0 (fechado)
    n[4]:=0 -- n[4] = sinalizador de abertura na fase C, iniciado em 0 (fechado)

ENDINIT

EXEC
    n[1]:=1 -- contador referente ao número de fases (A, B e C)
    WHILE n[1]<=3 DO -- aplica o código para as três fases do sistema

```

```

-- Início do cálculo do valor rms da corrente
x2[n[1]]:=x[n[1]]*x[n[1]] -- cálculo de x*x
ix2[n[1]]:=integral(x2[n[1]]) -- cálculo da integral de x*x
IF t>=(1/freq) THEN -- se o tempo de simulação atual é maior ou igual ao
período mínimo para o cálculo do valor eficaz da corrente, então
  xrms[n[1]]:=sqrt((ix2[n[1]]-delay(ix2[n[1]],1/freq))*freq) -- cálculo do
valor eficaz da corrente (raiz quadrada da média do quadrado)
ENDIF
-- Fim do cálculo rms da corrente
-- Início de operação do fusível
IF (n[n[1]+1]=0) THEN -- inicializa a verificação da corrente em cada fase,
caso a sinalização de abertura seja igual a 0
  IF (imin<xrms[n[1]]) AND (xrms[n[1]]<imax) THEN -- 1ª etapa de verificação: se
a corrente do sistema é maior ou igual a corrente de mínima fusão e menor do que a
corrente de máxima fusão
    tempo[1]:=abs(2*(10**10)*(xrms[n[1]]**(-3.12))) -- equação da curva de
tempo para mínima fusão
    IF (comando[1]=0) OR (comando[2]=0) OR (comando[3]=0) THEN -- verifica se
alguma fase já foi aberta, caso seja verdadeiro
      tempo[1]:=tempo[2] -- considera-se o tempo calculado para a última fase
aberta, para evitar erro devido a redução da corrente da fase ainda conectada
    ENDIF
    cont[n[1]]:=cont[n[1]]+timestep -- realiza a contagem a cada iteração até
alcançar o valor de tempo para mínima fusão
    IF (cont[n[1]]>=tempo[1]) THEN -- se o contador foi igual ou maior que o
tempo para mínima fusão, então
      comando[n[1]]:=0 -- comando de abertura do elo fusível na fase
correspondente
      tempo[2]:=tempo[1] -- atribui o último valor calculado de tempo para
mínima/máxima fusão do elo fusível
      cont[n[1]]:=0 -- zera o contador
      n[n[1]+1]:=1 -- sinaliza a abertura da fase correspondente
    ENDIF
  ELSE -- se a 1ª etapa de verificação não for verdadeira, então
    IF (xrms[n[1]]>=imax) THEN -- 2ª etapa de verificação: se a corrente do
sistema está acima da corrente de máxima fusão, então
      tempo[1]:=abs(6*(10**10)*(xrms[n[1]]**(-3.24))) -- equação da curva de
tempo para máxima fusão
      IF (comando[1]=0) OR (comando[2]=0) OR (comando[3]=0) THEN -- verifica se
alguma fase já foi aberta, caso seja verdadeiro
        tempo[1]:=tempo[2] -- considera-se o tempo calculado para a última fase
aberta, para evitar erro devido a redução da corrente da fase ainda conectada
      ENDIF
      cont[n[1]]:=cont[n[1]]+timestep -- realiza a contagem a cada iteração até
alcançar o valor de tempo para máxima fusão
      IF (cont[n[1]]>=tempo[1]) THEN -- se o contador foi igual ou maior que o
tempo para máxima fusão
        comando[n[1]]:=0 -- comando de abertura do elo fusível na fase
correspondente
        tempo[2]:=tempo[1] -- atribui o último valor calculado de tempo para
mínima/máxima fusão do elo fusível
        cont[n[1]]:=0 -- zera o contador
        n[n[1]+1]:=1 -- sinaliza a abertura da fase correspondente
      ENDIF
    ELSE -- se a 1ª e a 2ª etapas não forem verdadeiras, então o fusível não
está em processo de fusão
      tempo[1..2]:=0 -- zera o tempo de fusão do elo fusível
    ENDIF
  ENDIF
  -- Fim de operação do fusível
ENDIF
n[1]:=n[1]+1 -- incremente +1 para o contador de fase
ENDWHILE
ENDEXEC

ENDMODEL

```

## A5.MEMÓRIA DE CÁLCULO DA COORDENAÇÃO DO RELIGADOR COM FUSÍVEL

Os cálculos dispostos a seguir, referentes à coordenação foram realizados de acordo com [53].

- Premissas:

Religador se encontra na saída da subestação e fusível está localizado na barra 305.

Estratégia de religamento: 2 rápidas + 2 retardadas

Cabo do alimentador: 1/0 AWG – CAA

Operações lentas: função 51/51N

Operações rápidas: função 50/50N

Corrente do alimentador: 274 A (Fator de demanda = 0,70)

Correntes de curto circuito:

Saída subestação -  $I_{3\phi} = 11.307 \text{ A}$  /  $I_{2\phi} = 11.638 \text{ A}$  /  $I_{1\phi} = 11.784 \text{ A}$  (religador/início)

Barra 305 -  $I_{3\phi} = 2325 \text{ A}$  /  $I_{2\phi} = 2135 \text{ A}$  (fusível)

Barra 343 -  $I_{3\phi} = 1852 \text{ A}$  /  $I_{1\phi} = 1020 \text{ A}$  (fim)

OBS.: Os valores de corrente foram obtidos através da simulação da rede.

- Determinação dos elos fusíveis dos transformadores (Tabela 7.11 de [53])

Nº	Potência (kVA)	Elo fusível
1	10	0,5H
2	15	0,5H
3	30	2H
4	33,7	2H
5	45	2H
6	75	3H
7	100	5H
8	112,5	5H
9	150	6K
10	300	15K

- Determinação da taxa de corrente do alimentador de distribuição

Não havia informação dos transformadores particulares, portanto estes não foram levados em consideração.

$$I_{max} = 274 \text{ A}$$

$$k = \frac{I_{max}}{(\sum P_{cbt} + \sum P_p)} = \frac{274}{9211,2}$$

$$k = 0,04277$$

- Determinação da taxa de corrente nominal do fusível

Inclui os transformadores do trecho protegido, o trecho a jusante da barra 305, ou seja, da barra 316 até a 343.

<b>Barra</b>	<b>Potência [kVA]</b>
<b>321</b>	45
<b>324</b>	75
<b>327</b>	75
<b>330</b>	112,5
<b>331</b>	75
<b>332</b>	75
<b>333</b>	75
<b>334</b>	75
<b>337</b>	112,5
<b>339</b>	75
<b>341</b>	75
<b>343</b>	150
<b>Total</b>	1020

$$I_{fus} = \sum I_{cbt} \times k = 1020 \times 0,04277$$

$$I_{fus} = 43,6 \text{ A}$$

$$I_{nef} \geq 1,5 \times I_{max}$$

$$I_{nef} \geq 1,5 \times 43,6$$

$$I_{nef} \geq 65,4 \text{ A}$$

$$I_{nef} \leq 0,25 \times I_{1\phi} - \text{curto fase terra mínimo no trecho (na barra 343)}$$

$$I_{nef} \geq 0,25 \times 1020$$

$$I_{nef} \geq 255 \text{ A}$$

O fusível escolhido deve ter corrente nominal entre 65,4 A e 255 A e deve coordenar com o maior fusível instalado no trecho, neste caso, o do transformador da barra 343 com 6K.

Fusível selecionado: 200K

- Religador

- Determinação do RTC

Para carga futura do alimentador foi considerado um fator de demanda ( $F_D$ ) de 0,70.

$$I_n = \frac{F_D \times (\sum P_{cbt} + \sum P_p)}{\sqrt{3} \times 13,8}$$

$$I_n = \frac{0,70 \times 9211,2}{\sqrt{3} \times 13,8}$$

$$I_n = 269,8 \text{ A}$$

Pelo programa,  $I_n = 274 \text{ A}$ .

Valor inicial RTC = 300 – 5 : 60

- Potência de curto circuito

$$P_{CC} = \sqrt{3} \times 13,8 \times I_{CC} = \sqrt{3} \times 13,8 \times 11.784 \text{ A}$$

$$P_{CC} = 281,7 \text{ MVA}$$

- Corrente primária do TC

$$I_{TC} = \frac{I_{CC}}{F_S} \therefore F_S = 20 \text{ (Fator de sobrecorrente adotado)}$$

$$I_{TC} = \frac{11784}{20} = 589,2 \text{ A}$$

Como  $I_{TC}$  ultrapassou o range de 300 A do RTC inicial, foi escolhido um novo transformador de corrente com **RTC 600 – 5: 120**.

- Ajuste da curva lenta (temporizada) de fase do religador

Curva adotada: normalmente inversa (NI)

- Corrente de ajuste (função 51)

$$I_{tf} = \frac{k_f \times I_C}{RTC} = 2,74$$

Faixa de atuação do relé (0,25 – 16) x RTC

Ajuste  $I_{tf} = 2,8$

Corrente de acionamento

$$I_{atf} = 2,8 \times 120$$

$$I_{atf} = \mathbf{336 A}$$

O religador deve ser sensível à menor corrente de curto circuito bifásico no trecho a jusante do elo fusível instalado no ponto 305, ou seja, o ponto 343.

Múltiplo da corrente de acionamento

$$M = \frac{I_{2\phi}(b.343)}{I_{atf}}$$

$$M = \frac{1744}{336} = 5,2$$

Tempo de atuação do elo fusível em 305 (200K) para corrente de curto  $I_{2\phi}$  na barra 343 (1744 A). Este valor foi encontrado através da curva do fusível.

$$t_{max} = 1,13 \text{ s}$$

Com  $M = 5,2$ , será usado o tempo  $T = 1,13 + 0,2 = 1,33 \text{ s}$ . Substituindo na equação do multiplicador de tempo, tem-se:

$$T_{ms} = \frac{T(M^{0,02} - 1)}{0,14}$$

$$T_{ms} = \frac{1,33(5,2^{0,02} - 1)}{0,14} = 0,32 \text{ s}$$

$$T_{ms} = \mathbf{0,4}$$

- Tempo de resposta

$$T = \frac{0,14}{(M^{0,02} - 1)} \times T_{ms} = \frac{0,14}{\left(\frac{I_{ma}}{I_{atf}}\right)^{0,02} - 1} \times T_{ms}$$

$$T = \frac{0,14}{(M^{0,02} - 1)} \times T_{ms} = \frac{0,14}{(5,2^{0,02} - 1)} \times 0,40 = 1,67 \text{ s}$$

A curva do religador de fase foi traçada no Excel utilizando a seguinte expressão para diferentes valores de  $I_{ma}$ :

$$T = \frac{0,14}{\left(\frac{I_{ma}}{336}^{0,02} - 1\right)} \times 0,40$$

- Para a curva temporizada, o fusível deve atuar primeiro (segundo filosofia *fuse blowing*), sendo assim foram verificadas as condições para corrente de curto no trecho de atuação do fusível. A fim de garantir a seletividade, é necessário que haja um delta maior de 0,20 segundos entre a atuação do primeiro para o segundo. Então:

Quando  $I_{3\phi} = 2325 \text{ A}$  (barra 305) o tempo de atuação do fusível é de 0,30 s e o do religador é de 0,85 s;

Quando  $I_{2\phi} = 2135 \text{ A}$  (barra 305) o tempo de atuação do fusível é de 0,40 s e o do religador é de 1,02 s.

Satisfazendo a condição de seletividade.

- Ajuste da curva rápida de fase do religador (unidade instantânea de fase com tempo definido, função 50)

Cálculo do fator F (seu valor geralmente é selecionado entre 60 e 90% do calculado)

$I_{as}$  é a corrente de curto bifásico RMS em 305

$$F < \frac{I_{as}}{I_{atf}}$$

$$F < \frac{2135}{336} < 6,35$$

$$F = 4,8 \text{ (75\%)}$$

$$I_{if} = F \times I_{tf}$$

$$I_{if} = 4,8 \times 2,8$$

$$I_{if} = 13,4 \text{ A}$$

- Corrente de acionamento da unidade instantânea

$$I_{aif} = I_{if} \times RTC = 13,4 \times 120$$

$$I_{aif} = \mathbf{1608 A}$$

Como  $I_{aif}(1608 A) < I_{as}(2135 A)$ , a coordenação está garantida.

- **Coordenograma**

O coordenograma foi plotado no Excel da seguinte maneira:

- 1) Curvas de máxima e mínima fusão do fusível foram traçadas com o eixo de tempo multiplicado por 0,75.
- 2) A curva do relé temporizado foi plotada através da expressão:

$$T = \frac{0,14}{\left(\frac{I_{ma}^{0,02}}{336} - 1\right)} \times 0,40$$

- 3) Para curva do relé instantâneo primeiramente foi traçada a curva original. Com corrente em 2135 A, o tempo de atuação do fusível é de 0,40 s. Na curva deslocada o tempo do fusível é de 0,30 s.

$$T = 0,30 - 0,20 = 0,10 \text{ s (já deslocada por k)}$$

Quando se divide t por k, tem-se a curva original,  $T = \frac{0,10}{0,75}$

$$T_{inst} = \mathbf{0,13 s}$$

A faixa de coordenação pelo gráfico traçado no Excel é de

$$I_{min} = \mathbf{1250 A}$$

$$I_{max} = \mathbf{3000 A}$$

- **Verificação da corrente de magnetização dos transformadores de distribuição**

$$I_{mtr} > 8 \times \sum I_{nt} > 8 \times \frac{9211,2}{\sqrt{3} \times 13,8}$$

$$I_{mtr} = \mathbf{3083 A}$$

$T_{mtr} = 100 \text{ ms}$  e  $T_{inst} = 130 \text{ ms}$ , como  $T_{mtr} < T_{inst}$  a condição está satisfeita.

- **Intervalos de religamento**

O religador foi ajustado para o seguinte ciclo:

$$R_1 = 5 \text{ s}; R_2 = 10 \text{ s}; R_3 = 10 \text{ s}; R_4 = 15 \text{ s}$$

- **Cálculo do tempo de rearme**

Operação de abertura ( $T_{to}$ )

Foi considerado o tempo de 0,04 s para abertura dos contatos. Como  $T_{50F} = 0,13$  s e  $T_{51F} = 1,67$  s foi possível calcular o tempo total da abertura  $\sum T_{to}$ :

$$\sum T_{to} = 0,13 + 0,04 + 0,13 + 0,04 + 1,67 + 0,04 + 1,67 + 0,04 = 3,76 \text{ s}$$

Em seguida, foi calculado o tempo total dos intervalos de religamento  $\sum T_{ti}$ :

$$\sum T_{ti} = 5 + 10 + 10 + 15 = 40 \text{ s}$$

Desta forma chegou-se ao tempo de rearme:

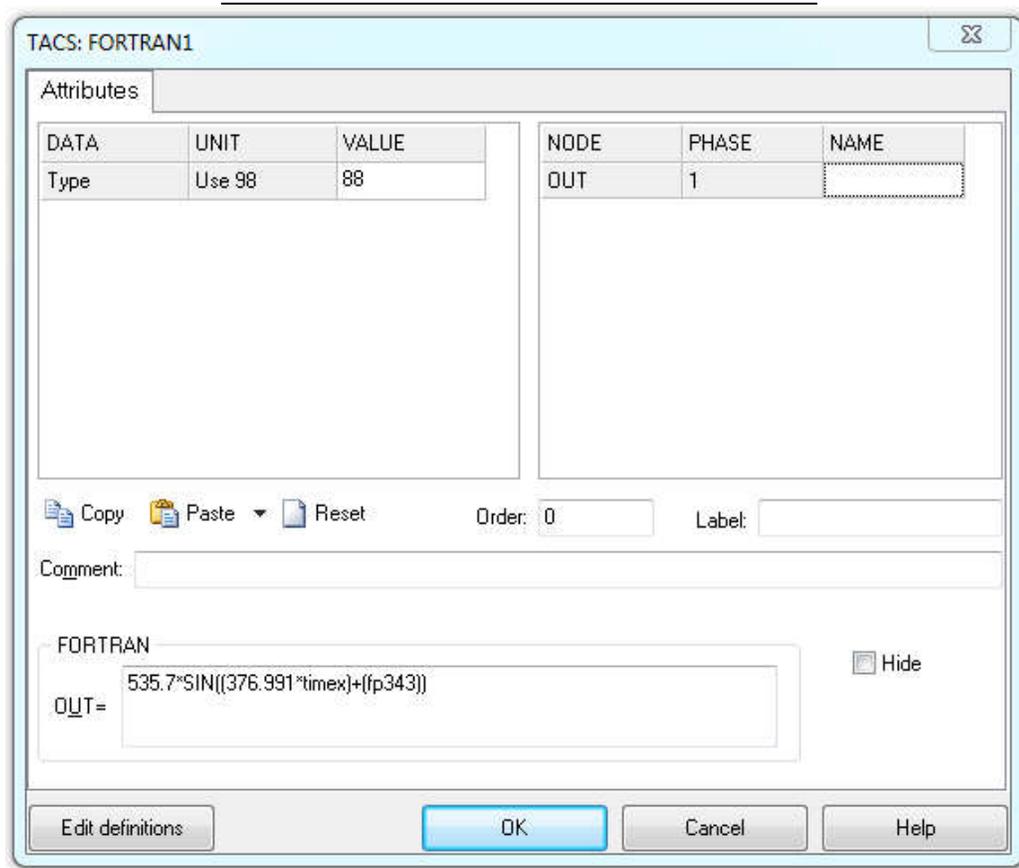
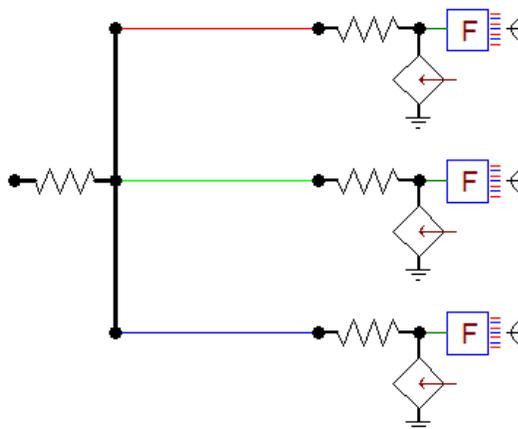
$$T_{re} = 1,10 \times \sum T_{to} + 1,15 \times \sum T_{ti}$$

$$T_{re} = 1,10 \times 3,76 + 1,15 \times 40$$

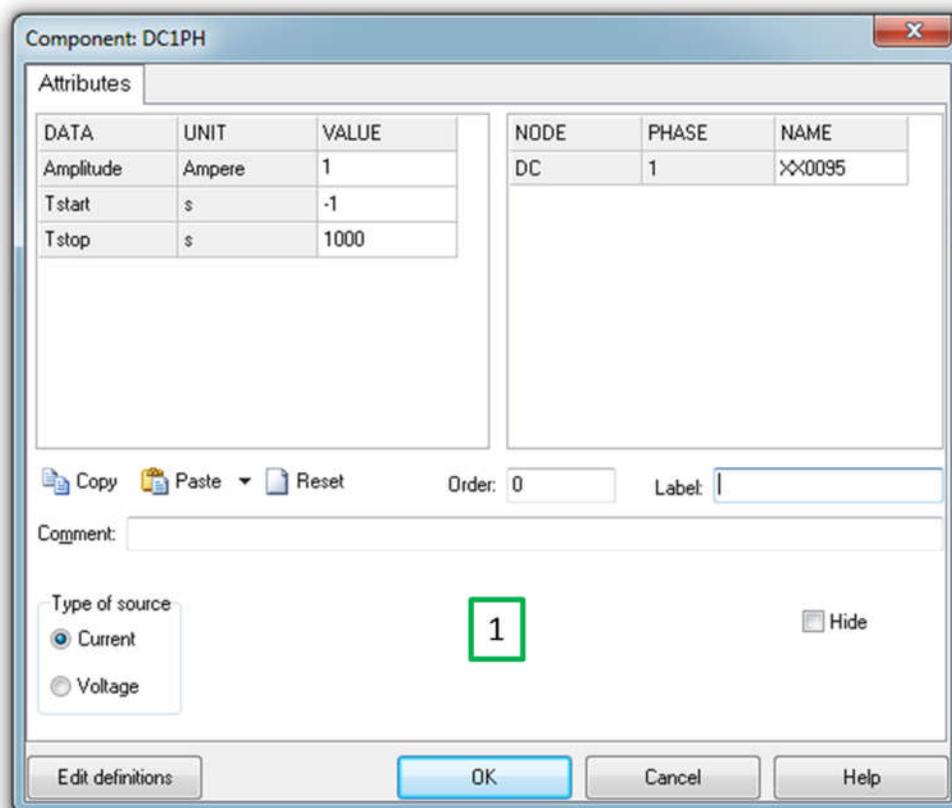
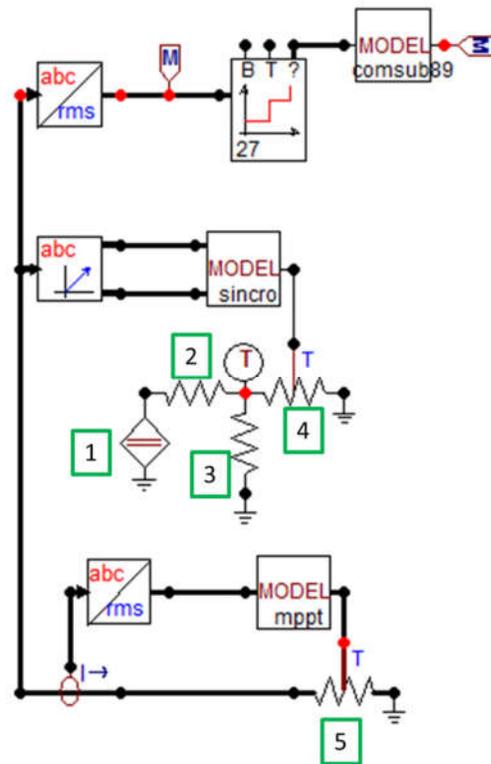
$$\mathbf{T_{re} = 50,14 \text{ s}}$$

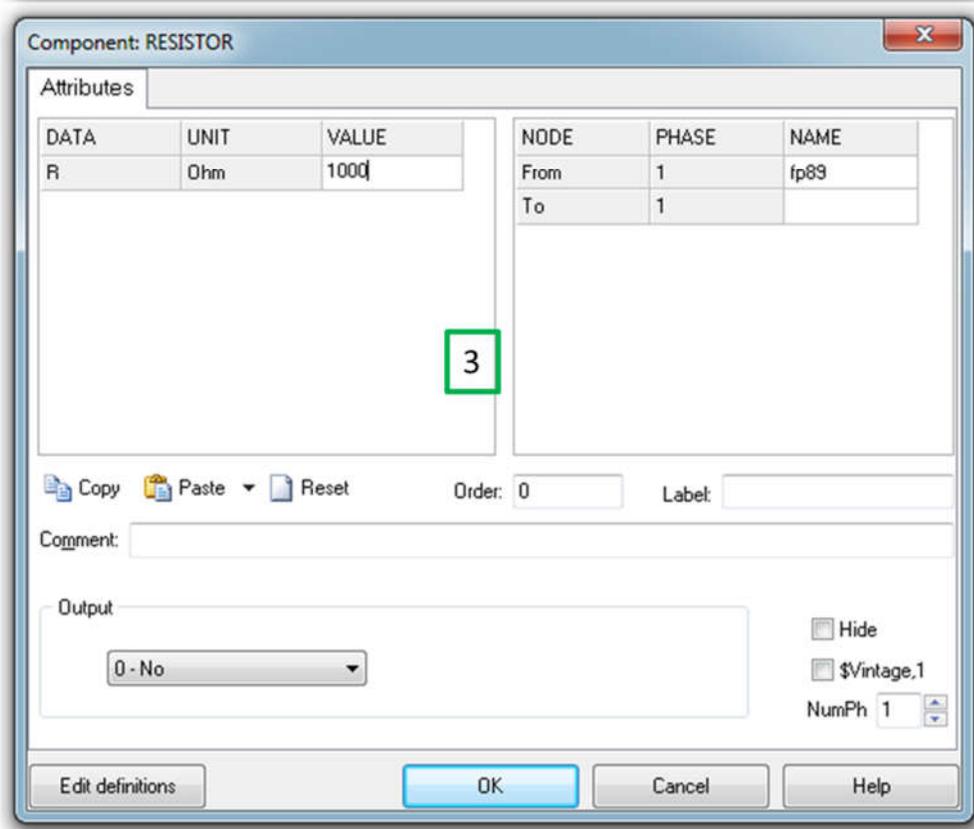
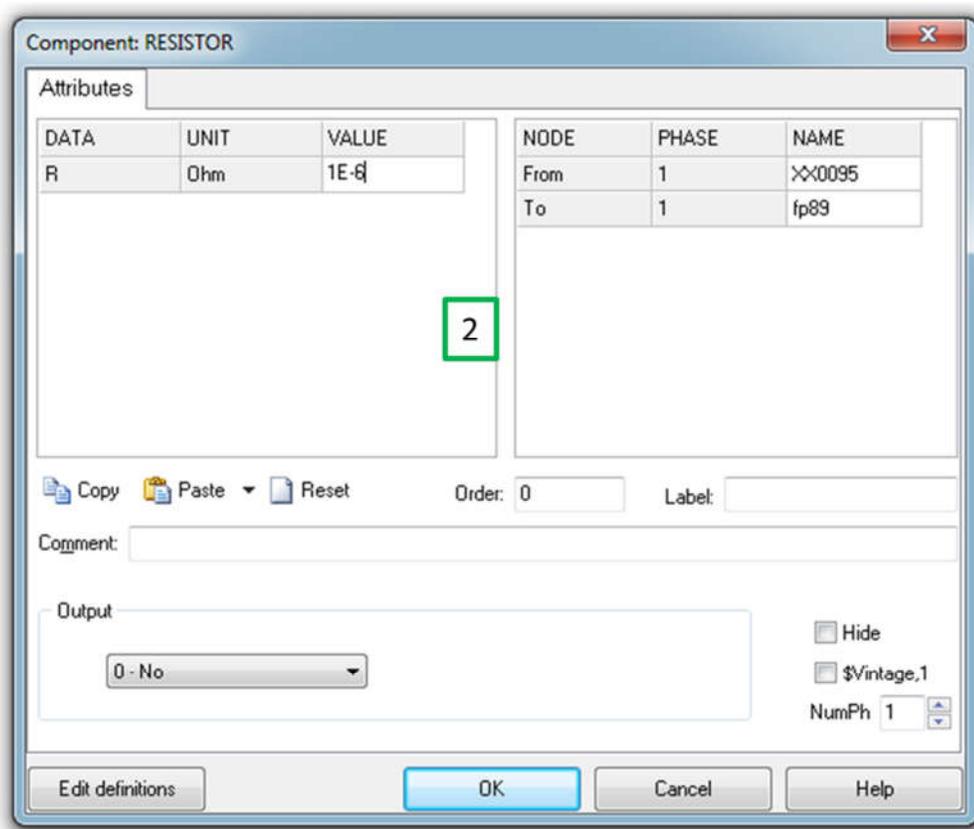
## A6. AJUSTES UTILIZADOS NO MODELO

Para a GD fotovoltaica, os resistores tiveram valor de  $1e-6 \Omega$ , e a fonte controlada o ajuste mencionado na seção 4.4 que pode ser visto na figura a seguir.



Para o controle e proteção, da figura a seguir, os ajustes foram os seguintes:





Component: TACSRES

Attributes

DATA	UNIT	VALUE
R(0)	ohm	1

NODE	PHASE	NAME
IN	1	fp89
OUT	1	
TACS	1	××0169

4

Copy Paste Reset Order: 0 Label:

Comment:

Output: 0 - No

Hide \$Vintage,1 NumPh 1

Edit definitions OK Cancel Help

Component: TACSRES

Attributes

DATA	UNIT	VALUE
R(0)	ohm	0

NODE	PHASE	NAME
IN	ABC	×0261
OUT	ABC	
TACS	ABC	re343

5

Copy Paste Reset Order: 0 Label:

Comment:

Output: 0 - No

Hide \$Vintage,1 NumPh 3

Edit definitions OK Cancel Help

A7. REDE DE BÚZIOS SEM GD MODELADA NO ATPDRAW

Circuito dividido em partes caracterizadas pelo círculo nomeado com as letras A até P.

