



Universidade Federal de Ouro Preto  
Instituto de Ciências Exatas e Aplicadas  
Departamento de Engenharia Elétrica



## **Trabalho de Conclusão de Curso**

# **Estudos do Impacto da Geração Distribuída na Coordenação de Proteção do Sistema de Distribuição**

**Bruno Carolino de Paula Silva**

João Monlevade, MG  
2023

**Bruno Carolino de Paula Silva**

**Estudos do Impacto da Geração Distribuída na  
Coordenação de Proteção do Sistema de  
Distribuição**

Trabalho de Conclusão de curso apresentado à Universidade Federal de Ouro Preto como parte dos requisitos para obtenção do Título de Bacharel em Engenharia Elétrica pelo Instituto de Ciências Exatas e Aplicadas da Universidade Federal de Ouro Preto.  
Orientador: Prof. Dr. Francisco Ricardo Abrantes Couy Baracho.

**Universidade Federal de Ouro Preto  
João Monlevade  
2023**

## SISBIN - SISTEMA DE BIBLIOTECAS E INFORMAÇÃO

S586e Silva, Bruno Carolino de Paula.  
Estudos do impacto da geração distribuída na coordenação de  
proteção do sistema de distribuição. [manuscrito] / Bruno Carolino de  
Paula Silva. - 2023.  
49 f.: il.: color., gráf., tab..

Orientador: Prof. Dr. Francisco Ricardo Abrantes Couy Baracho.  
Monografia (Bacharelado). Universidade Federal de Ouro Preto.  
Instituto de Ciências Exatas e Aplicadas. Graduação em Engenharia  
Elétrica .

1. Energia elétrica - Distribuição. 2. Geração distribuída de energia  
elétrica. 3. Redes elétricas. 4. Sistemas de energia elétrica - Proteção. I.  
Baracho, Francisco Ricardo Abrantes Couy. II. Universidade Federal de  
Ouro Preto. III. Título.

CDU 621.31

Bibliotecário(a) Responsável: Flavia Reis - CRB6-2431



## FOLHA DE APROVAÇÃO

**Bruno Carolino de Paula Silva**

**Estudo dos impactos da geração distribuída na coordenação da proteção do sistema de distribuição**

Monografia apresentada ao Curso de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Ouro Preto como requisito parcial para obtenção do título de Engenheiro Eletricista

Aprovada em 24 de abril de 2023

### Membros da banca

Dr. Francisco Ricardo Abrantes Couy Baracho - Orientador (Universidade Federal de Ouro Preto)  
Dr. Welbert Alves Rodrigues (Universidade Federal de Ouro Preto)  
Dr. Wilington Guerra Zvietcovich (Universidade Federal de Ouro Preto)

Francisco Ricardo Abrantes Couy Baracho, orientador do trabalho, aprovou a versão final e autorizou seu depósito na Biblioteca Digital de Trabalhos de Conclusão de Curso da UFOP em 24/04/2023



Documento assinado eletronicamente por **Francisco Ricardo Abrantes Couy Baracho, PROFESSOR DE MAGISTERIO SUPERIOR**, em 24/04/2023, às 15:55, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site [http://sei.ufop.br/sei/controlador\\_externo.php?acao=documento\\_conferir&id\\_orgao\\_acesso\\_externo=0](http://sei.ufop.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0), informando o código verificador **0514126** e o código CRC **61AAD6CF**.

# Agradecimentos

Agradeço aos meus familiares, por me proporcionar uma base sólida de ensinamentos, pelo incentivo, apoio e suporte necessário durante todo o trajeto acadêmico, principalmente nos momentos de mais dificuldade. Não medindo esforços e fazendo o possível para que eu tenha o melhor desenvolvimento educacional.

Agradeço de forma especial ao professor e orientador Francisco Ricardo Abrantes Couy Baracho, pela dedicação, disponibilidade e por me dar liberdade de escolher um tema de minha preferência e agrado. Por ser uma referência na área e exemplo de profissional a ser seguido.

Ao professor Wilingthon Guerra Zvietcovich por aceitar o convite em compor a banca julgadora deste trabalho, avaliando e contribuindo para agregar ainda mais meu desenvolvimento em relação aos temas abordados.

Aos meus amigos e colegas de classe pelo incentivo e presença em momentos de estudos e também em momentos de descontração durante toda a jornada acadêmica. Certamente, a trajetória seria muito mais complicada na ausência dessas pessoas importantes.

Agradeço ao Thainan Santos Theodoro, professor da disciplina do trabalho de conclusão de curso, por oferecer flexibilidade, me orientar e tirar dúvidas mesmo que de forma remota. Agradeço também aos outros professores de cada uma das disciplinas por onde passei, servidores e técnicos administrativos da Universidade Federal de Ouro Preto, todos foram de extrema importância para concretização deste sonho.

*"Uma mente que se expande, jamais retornará a seu tamanho original"*  
– *Albert Einstein*

# Resumo

Apesar de suas vantagens indiscutíveis, o crescimento da mini e microgeração distribuída pode impactar negativamente alguns aspectos do sistema de proteção da rede de distribuição de energia elétrica. Essa crescente se inicia em 2012, após os recentes incentivos regulatórios que estão fomentando a geração distribuída (GD) no Brasil. Entretanto, com o aumento da penetração dessas fontes de GD, parte do sistema pode perder sua natureza radial, o que significa que a coordenação e seletividade entre elementos do sistema de proteção, pode não se sustentar. Diante dos fatos apresentados, a principal motivação deste trabalho é estudar a coordenação e seletividade especificamente entre religadores e fusíveis na presença de GD utilizando gráficos ilustrativos. Dessa forma, é possível identificar margens e limites onde a coordenação e seletividade deixa de existir. Um dos motivos da descoordenação é a contribuição da GD para correntes de curto-circuito, fator que será comprovado através da simulação de faltas no software *OpenDSS*, utilizando uma rede teste de 13 barras do IEEE. Ao final do trabalho, é feita uma discussão geral de técnicas e métodos identificando eventuais cuidados que devem ser considerados a fim de manter a coordenação e seletividade entre religadores e fusíveis do sistema de proteção da rede de distribuição.

**Palavras-chave:** Sistema de Proteção, Rede de Distribuição, Geração Distribuída, Coordenação, Seletividade, Religador, Fusível.

# Abstract

Despite its indisputable advantages, the growth of distributed mini and microgeneration may affect some aspects of the distribution network protection system purchase of electricity. This crescent starts in 2012, after the recent incentives regulations that are promoting distributed generation (DG) in Brazil. However, with the increased penetration of these sources of DG, part of the system may lose its nature radial, which means that the coordination and selectivity between elements of the protection, may not be sustained. In view of the facts presented, the main motivation of this work is to study the coordination and selectivity specifically between reclosers and fuses levels in the presence of GD using illustrative graphs. In this way, it is possible to identify margins and limits where coordination and selectivity cease to exist. One of the reasons for lack of coordination is DG's contribution to short-circuit currents, a factor that will be controlled through the simulation of faults in the OpenDSS software, using a network IEEE 13-bar test. At the end of the work, a general discussion of techniques and methods of identifying respite care that should be considered in order to maintain the coordination and selectivity between reclosers and fuses of the network protection system of distribution.

**Keywords:** Protection System, Distribution Network, Distributed Generation, Co- Sorting, Selectivity, Recloser, Fuse.

# Lista de Figuras

Figura 1 – Evolução da Potência Instalada de Geração Distribuída no Brasil (MW)	2
Figura 2 – Rede de Distribuição Radial . . . . .	12
Figura 3 – Porta fusível e chave fusível unipolar . . . . .	15
Figura 4 – Curvas de característica dos elos fusíveis tipo K . . . . .	16
Figura 5 – Valores de corrente nominal padronizados pela NBR 5359 . . . . .	17
Figura 6 – Religador de Subestação . . . . .	18
Figura 7 – Religador de Distribuição . . . . .	19
Figura 8 – Elemento Protetor e Elemento Protegido . . . . .	23
Figura 9 – Sistema para Definição de Coordenação e Seletividade . . . . .	24
Figura 10 – Coordenação Religador-Fusível . . . . .	25
Figura 11 – Alimentador com Presença de GD . . . . .	27
Figura 12 – Coordenação Religador-Fusível na Presença de GD . . . . .	28
Figura 13 – Diagrama do Alimentador de 13 Barras do IEEE . . . . .	30
Figura 14 – Diagrama do Sistema Fotovoltaico . . . . .	31
Figura 15 – Diagrama da Rede de 13 Barras com uma Fonte de GD . . . . .	34
Figura 16 – Diagrama da Rede de 13 Barras com duas Fontes de GD . . . . .	35
Figura 17 – Simulação do Diagrama da Rede de 13 Barras com duas Fontes de GD	36

# Lista de Tabelas

Tabela 1 – Tabela Revisão Bibliográfica. . . . .	7
Tabela 2 – Estatísticas de Faltas por Tipo . . . . .	20
Tabela 3 – Ocorrências de Faltas por Classificação . . . . .	20
Tabela 4 – Causas e Origens para Faltas . . . . .	20
Tabela 5 – Legenda das Curvas do Intervalo de Coordenação . . . . .	25
Tabela 6 – Dados Elétricos da Rede de 13 Barras . . . . .	30
Tabela 7 – Dados do Sistema Fotovoltaico que será Conectado na Rede de 13 Barras	32
Tabela 8 – Dados do Transformador Conectado entre o Sistema Fotovoltaico e a Rede . . . . .	32
Tabela 9 – Parâmetros dos Testes de Simulação . . . . .	33
Tabela 10 – Dados de Simulação da Rede de 13 Barras. . . . .	35
Tabela 11 – Testes de Alocação da Fonte de GD . . . . .	39

# Lista de Siglas

<b>ANEEL</b>	Agência Nacional de Energia Elétrica
<b>ANSI</b>	American National Standards Institute ( Instituto Nacional Americano de Padrões)
<b>BT</b>	Baixa Tensão
<b>CTI</b>	Intervalo de Tempo de Coordenação
<b>FCL</b>	Limitador de Corrente de Falta
<b>FV</b>	Sistema Fotovoltaico
<b>GC</b>	Geração Centralizada
<b>GD</b>	Geração Distribuída
<b>Icc</b>	Corrente de Curto-Circuito
<b>IEEE</b>	Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos
<b>If</b>	Corrente de Falta
<b>MT</b>	Média Tensão
<b>PRODIST</b>	Procedimentos De Distribuição De Energia Elétrica No Sistema Elétrico Nacional
<b>SDEE</b>	Sistema de Distribuição de Energia Elétrica
<b>SEP</b>	Sistema Elétrico de Potência
<b>SEs</b>	subestações de distribuição
<b>TC</b>	Transformador de Corrente
<b>TP</b>	Transformador de Potencial

# Sumário

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b>	<b>1</b>
<b>1.1</b>	<b>Contextualização e Motivação</b>	<b>1</b>
<b>1.2</b>	<b>Revisão Bibliográfica</b>	<b>3</b>
<b>1.3</b>	<b>Objetivos</b>	<b>8</b>
1.3.1	Objetivos Específicos	8
<b>2</b>	<b>FUNDAMENTOS TEÓRICOS</b>	<b>9</b>
<b>2.1</b>	<b>Geração Distribuída</b>	<b>9</b>
<b>2.2</b>	<b>Energia Solar Fotovoltaica</b>	<b>10</b>
<b>2.3</b>	<b>Rede de Distribuição</b>	<b>10</b>
<b>2.4</b>	<b>Sistema de Proteção</b>	<b>12</b>
2.4.1	Definições e Termos para o Sistema de Proteção	12
2.4.2	Proteção da Rede de Distribuição	14
2.4.3	Características de Operação e Funcionamento dos Religadores e Chaves Fusíveis	14
2.4.3.1	Chaves Fusíveis	14
2.4.3.2	Religadores	17
<b>2.5</b>	<b>Classificação e Estatísticas de Ocorrência de Faltas</b>	<b>19</b>
<b>2.6</b>	<b>Formas de Conexão da GD e seus Impactos Causados na Rede</b>	<b>20</b>
2.6.1	Impactos da GD na Coordenação e Seletividade da Proteção	21
<b>2.7</b>	<b>Coordenação e Seletividade</b>	<b>22</b>
2.7.1	Coordenação Religador-Fusível	24
2.7.2	Seletividade Religador-Fusível	26
2.7.3	Coordenação Religador-Fusível na Presença de GD	26
<b>3</b>	<b>METODOLOGIA</b>	<b>29</b>
<b>3.1</b>	<b>Simulação e Resultados</b>	<b>29</b>
3.1.1	Modelo do Alimentador IEEE de 13 Barras	29
3.1.2	Modelagem da Geração Distribuída	31
3.1.3	Casos Simulados	33
<b>3.2</b>	<b>Resultado das Simulações</b>	<b>35</b>
<b>4</b>	<b>DISCUSSÃO E ESTRATÉGIAS PARA MANTER A COORDENAÇÃO E SELETIVIDADE DO SISTEMA</b>	<b>38</b>
<b>4.1</b>	<b>Ponto Ideal de Conexão da GD</b>	<b>38</b>
<b>4.2</b>	<b>Técnicas para Manter a Coordenação e Seletividade da Proteção</b>	<b>39</b>

5	CONCLUSÃO . . . . .	41
	REFERÊNCIAS . . . . .	43
6	ANEXOS . . . . .	45

# 1 Introdução

## 1.1 Contextualização e Motivação

A dependência por eletricidade nos dias de hoje, aumenta cada vez mais, principalmente com o avanço desenfreado tecnológico presente nas indústrias, nos comércios e nas residências. Dessa forma, setores e agências que atuam nesse ramo, principalmente da Engenharia Elétrica, buscam desenvolver pesquisas e técnicas para aumentar a geração de eletricidade causando o mínimo de impacto ambiental.

No ano de 2012, a ANEEL, através da Resolução Normativa nº 482/2012 (ANEEL, 2012), estabeleceu critérios para o consumidor poder gerar energia para o próprio consumo, e trocar excedente gerado por crédito. A fonte inserida próxima ao local de consumo é chamada de geração distribuída (GD), constituída principalmente de fontes renováveis. Desde o ano de 2015 essa geração cresce quase que exponencialmente, resultado esse, proporcionado principalmente pelo incentivo da resolução de 2012.

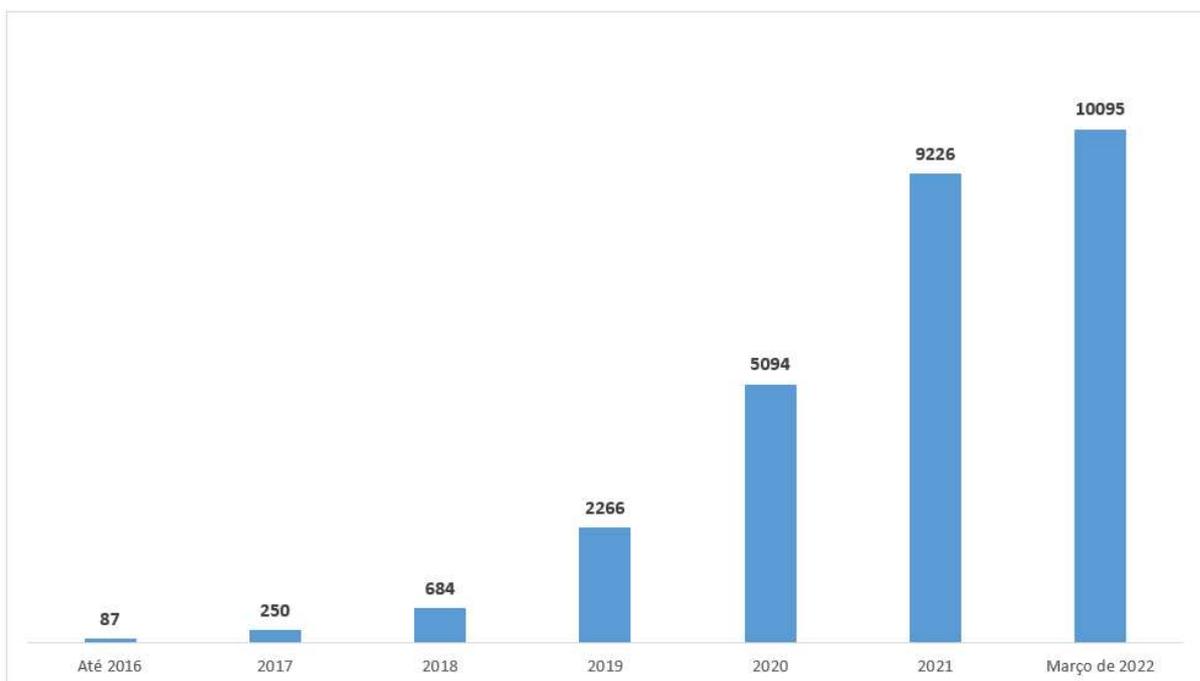
Em 2019, celebrava-se a marca expressiva de 1 GW de potência instalada em micro e minigeração distribuída. Em agosto de 2022, apenas três anos depois, o Brasil ultrapassou a marca de 12 GW de potência instalada. Trata-se de um quantitativo suficiente para abastecer aproximadamente 5 milhões de unidades residenciais brasileiras, ou seja, para atender quase 20 milhões de pessoas. A potência total instalada no Brasil, considerando todos os tipos de geração e de fontes geradoras, até junho de 2022, foi de 184,5 GW de acordo com dados do Sistema de Informações de Geração da ANEEL, atualizado diariamente com dados de usinas em operação. Grande parte das usinas são impulsionadas por fontes consideradas sustentáveis, com baixa emissão de gases do efeito estufa. Diante disso, comparando-se os 12 GW da geração distribuída com a total de potência no Brasil, verifica-se que a geração distribuída equivale a aproximadamente 6,5% da capacidade instalada do país (ANEEL, 2022). Uma marca muito expressiva, em comparação com anos anteriores. A Figura 1 mostra o crescimento em MW da GD no Brasil.

O crescimento da GD é de fundamental importância para a diversificação da matriz elétrica brasileira, além de contribuir também com a redução no valor da fatura dos consumidores e proporcionar o sistema de compensação de energia elétrica, que permite ao consumidor instalar pequenos geradores em sua unidade consumidora e trocar energia com a distribuidora local. Entretanto, o crescimento que traz diversas vantagens é o mesmo responsável por causar impactos na conexão com a rede de distribuição e de seu

respectivo sistema de proteção. Existe uma relação direta entre esses dois fatores. Dessa forma, deve-se realizar uma análise criteriosa antes de iniciar a instalação, com intuito de determinar qual melhor método para coordenação e seletividade do sistema. Visando sempre minimizar ao máximo os impactos causados a rede de distribuição.

As normas e orientações que definem as condições para conexão da geração distribuída ao sistema de distribuição de energia elétrica, estão disponíveis no módulo 3 do PRODIST (ANEEL, 2021) (Procedimentos De Distribuição De Energia Elétrica No Sistema Elétrico Nacional). Deve-se adotar rigorosamente esses requisitos técnicos para conexão de microgeração e minigeração.

Figura 1 – Evolução da Potência Instalada de Geração Distribuída no Brasil (MW)



Fonte: (ANEEL, 2022)

## 1.2 Revisão Bibliográfica

Esta seção apresenta estudos e referências importantes sobre o tema de pesquisa do trabalho. Os artigos apresentados servem de base teórica para compreender os principais conceitos, ferramentas e metodologias aplicadas ao sistema e possíveis soluções do problema.

Em (GIULIANI; GUARDA; JR, ), foi aplicada uma análise crítica sobre a influência causada por fontes de GD na proteção de redes de distribuição de energia elétrica, com objetivo de reunir métodos de estudos e propor soluções adequadas para problemas de descoordenação entre elementos do sistema de proteção e também para magnitude das correntes de curto-circuito, pois são os principais problemas associados a seletividade dos sistemas de distribuição de energia elétrica. Dessa forma, o autor apresenta uma revisão sobre essas principais perturbações com propósito de mitigação para que seja possível adequar o circuito buscando métodos que alterem minimamente a rede de distribuição.

As principais soluções investigadas envolvem a proteção adaptativa, na qual é indispensável que haja confiabilidade na comunicação em tempo real dos dispositivos de proteção. Outra forma de solução, implica na instalação de limitadores de corrente de falta, ou seja, contribui para redução das oscilações de corrente ocasionadas pela conexão das fontes de GD. As soluções estudadas servem de base para modelagem dos sistemas de futuros trabalhos.

O artigo apresentado por (ABDI et al., 2011) explora os efeitos produzidos por uma GD no seu respectivo sistema de proteção. São abordadas propostas de re-coordenação dos dispositivos de proteção da rede de distribuição. Para evitar altos custos, a configuração deve ser alterada para diminuir o efeito das fontes GD quando ocorrer uma falha. Uma das sugestões apresentadas pelo autor, consiste no método de utilizar limitador de corrente de falha (FCL). Para esse estudo, utiliza-se a rede testada IEEE de 30 barramentos, com parcelas de nível de distribuição em 33 kV. Através do software DIGSILENT são realizados simulações e cálculos de fluxo de carga, para complementar, utiliza-se o software MATLAB para execução de algoritmos e equações matemáticas.

O estudo mostra que FCL não faz nenhuma alteração na operação do sistema em condições normais, somente limita a corrente na presença GD em condições de acordo com a falha ocorrida. Verifica-se também que a GD afeta a coordenação entre pares principais de elementos de proteção, fazendo com que os relés de backup sejam completamente perdidos. Por isso, é de extrema importância a re-coordenação desses dispositivos e possíveis substituições de disjuntores e fusíveis de alta potência. Outra conclusão que o autor tira em relação a simulação, onde são alocadas fontes de DG nas barras em diferentes pontos

da rede, é que o intervalo de tempo de coordenação (CTI), também diminui. Dessa forma, compensamos os efeitos da GD no CTI alterando a quantidade de FCL. Pode-se notar que com o aumento da capacidade de FCL, a quantidade de CTI se aproxima do valor ideal.

O estudo de (GIRGIS; BRAHMA, 2001) concentra-se em verificar a proteção dos SDEE também em relação a conexão de GD. Explora os efeitos na coordenação dos dispositivos de proteção como fusível-fusível, religador-fusível e relé-relé. Em cada caso, dependendo do tamanho e colocação da GD, existem algumas margens específicas para atuação do sistema de proteção. Estas condições são identificadas e analisadas individualmente através de gráficos de coordenação. O artigo faz uma análise criteriosa comparando a rede tradicional, inicialmente sem GD com a rede composta por pontos de GD. Em função dessa penetração de GD, especifica-se diversos pontos de falta na rede e suas consequências para a coordenação da proteção. Através dos gráficos de Tempo x Corrente, o intervalo e a margem de coordenação são projetados para limites mínimos e máximos de correntes de falta.

O estudo concluiu que os dispositivos a jusante do último GD nunca enxergará corrente de falta para uma falha a montante. Caso esses dispositivos puderem lidar com o aumento da corrente devido à penetração de GD, não haverá problema em coordená-los. Já para falhas a montante, existem duas possibilidades distintas: para correntes iguais passando em ambos elementos, a corrente será perdida e se as correntes forem diferentes, a margem deve ser levada em consideração para examinar se a coordenação será mantida. Essa conclusão vale apenas para fusível-fusível. Quando se trata de religador-fusível, a diferença nas correntes de falha vista por esses dispositivos é mais importante para se manter a coordenação.

O trabalho apresentado por (BRAHMA; GIRGIS, 2002) ilustra o problema da descoordenação da proteção entre religadores e fusíveis em função da penetração de GD em redes de distribuição. Mostra-se que os religadores tradicionais são incapazes de resolver o problema da coordenação, entretanto, quando se trata de religadores baseados em microprocessadores, os resultados obtidos são competentes para atender os requisitos do sistema. São feitas análises gráficas aplicando métodos de coordenação. Para melhor sustentação do estudo, um sistema real é implementado com finalidade de encontrar novos parâmetros de desempenho do religador para ser capaz de coordenar com o fusível na nova configuração do sistema. São apresentadas técnicas e métodos para analisar curvas de religadores e consequentemente definir qual o melhor se aplica ao sistema de proteção. Através do software PSCAD a rede é simulada para definir e comprovar qual elemento melhor se enquadra ao projeto.

Aplica-se também um método para escolher curvas de religadores com objetivo de alcançar a coordenação em casos mais complexos onde existe a inserção de GD. Faz uma listagem de requisitos de um religador para proporcionar coordenação com seu elemento de proteção principal, o elo fusível próximo aos pontos de carga. Para validar o estudo teórico, Os resultados obtidos através da simulação confirmam que as configurações selecionadas funcionam perfeitamente. Além disso, a simulação apresenta uma tabela com as significativas alterações nos valores de corrente de curto após inserção da fonte de GD. Apresenta também a razão entre as correntes que passam pelo fusível e pelo religador. Após todas essas análises, o estudo conclui que com alta penetração de GD a coordenação entre os elementos é susceptível de ser interrompida e o problema só pode ser resolvido com religadores baseados em microprocessamento.

Outro artigo de (BRAHMA; GIRGIS, 2004) explora o efeito da alta penetração de GD na coordenação de dispositivos de proteção e sugere um esquema de proteção adaptativo como solução para os problemas identificados. Os resultados da implementação deste esquema em um alimentador de distribuição real simulado são relatados. O estudo mostra que o ideal seria que todas as fontes de GD fossem desconectadas no sistema em casos de faltas permanentes ou transitórias, somente dessa forma o sistema permitiria que a rede retornasse a sua forma radial e conseqüentemente a coordenação seria mantida, uma vez que os elementos deixariam de enxergar correntes diferentes. São feitas análises para faltas a jusante e a montante da proteção em consequência disso, verifica-se qual a ordem de acionamento dos elementos para garantir que apenas o trecho defeituoso seja desconectado da rede. Uma das conclusões apresentadas pelo autor é que o efeito da GD na coordenação dependerá do tamanho, do tipo e localização dos pontos de conexão das fontes.

A dissertação de (CORDEIRO et al., 2017) aborda a proteção das redes de distribuição de energia elétrica e sua interação com os sistemas de geração de energia baseados em inversores. Trata dos aspectos negativos que essas fontes de GD podem trazer ao sistema de proteção, especificamente na coordenação entre religador-fusível. Os sistemas da rede com proteção de religadores e fusíveis são minuciosamente estudados, além disso, simulações são realizadas por meio do software DIGSILENT PowerFactory através de curtos-circuitos monofásicos e trifásicos considerando diferentes localizações de faltas e da GD, níveis de penetração e de operação, e outros aspectos que influem na descoordenação da proteção em um sistema de distribuição teste real do IEEE de 34 barras. Em função disso, verifica-se as contribuições das fontes de geração distribuída para aumento das correntes de curto-circuito.

Os resultados mostraram que a elevada penetração da GD conectada via inversores

aumenta a corrente de curto-circuito que passa pelo fusível e o faz operar mais rapidamente do que o religador em uma condição de falta, levando à perda de coordenação religador-fusível. Ao final são propostas soluções para manter a coordenação e seletividade da proteção da rede de distribuição.

O trabalho de (GUTIERRES et al., 2013), discute uma proposta para preservar a coordenação e seletividade entre religadores e fusíveis do sistema de distribuição na presença de GD. A ideia principal do trabalho consiste em utilizar comparadores de corrente RMS. Os comparadores são responsáveis por analisar as correntes supridas pela GD, além disso, consegue identificar faltas e constatar a perda da coordenação e seletividade entre religadores e fusíveis do sistema de proteção.

Após detectar os problemas, apenas os geradores contribuintes são desconectados automaticamente temporariamente da rede, dessa forma, o sistema volta a sua estabilidade normal. Essa desconexão é feita através de tiristores comutáveis por gatilho. Uma simulação de uma rede elétrica de distribuição é executada no software ATP/EMTP. Os resultados obtidos são analisados através de um estudo de caso. Dessa maneira, as mudanças propostas desenvolvidas na metodologia tem uma significativa contribuição para adequação dos atuais sistemas de distribuição com alte penetração de GD.

Tabela 1 – Tabela Revisão Bibliográfica.

<b>Trabalho</b>	<b>Objetivos</b>	<b>Metodologia</b>	<b>Resultados</b>
(ABDI et al., 2011)	Re-coordenar os dispositivos de proteção da rede de distribuição	Método do limitador de corrente de falha aplicado ao sistema de 30 barras do IEEE	Limita a corrente em condições de falha e diminui o intervalo de tempo de coordenação
(GIULIANI; GUARDA; JR, )	Revisar métodos de estudos para descoordenação dos elementos de proteção da rede de distribuição	Análise de seletividade e correntes de curto-circuito	As principais soluções envolvem proteção adaptativa e instalação de limitadores de corrente
(GIRGIS; BRAHMA, 2001)	Explorar os efeitos da coordenação dos dispositivos de proteção como fusível-fusível, religador-fusível e relé-relé na presença de GD	Comparação de redes e Análise de margem e gráficos de Tempo x Corrente	A coordenação dependerá da diferença dos valores de corrente que passa pelos elementos de proteção
(BRAHMA; GIRGIS, 2002)	Ilustrar o problema da descoordenação da proteção entre religadores e fusíveis em função da penetração de GD	Simulação de um sistema real com religadores baseados em microprocessadores	O problema só pode ser resolvido com religadores baseados em microprocessamento. Religadores tradicionais são incapazes de resolver o problema da coordenação
(BRAHMA; GIRGIS, 2004)	Sugerir um esquema de proteção para coordenar os elementos na presença de GD	Aplicar sistema de proteção adaptativa	O efeito da GD na coordenação dependerá do tamanho, do tipo e localização dos pontos de conexão das fontes e a solução adaptativa é aceitável
(GUTIERRES et al., 2013)	Preservar a coordenação entre religador-fusível do sistema de distribuição na presença de GD	Identificar as fontes de maior contribuição e desconectá-las da rede através de tiristores comutáveis	A metodologia aplicada contribuiu significativamente para adequação dos atuais sistema de distribuição

## 1.3 Objetivos

O objetivo geral desse trabalho é realizar um estudo da coordenação e seletividade entre religadores e fusíveis do sistema de proteção da rede de distribuição em função da alta concentração da conexão de fontes de Geração Distribuída. Além disso, estudar sugestões de técnicas e métodos visando minimizar os impactos e conseqüentemente melhorar a confiabilidade do sistema elétrico e qualidade da energia elétrica.

### 1.3.1 Objetivos Específicos

- Estudar os elementos de proteção e as formas de conexão da GD à rede de distribuição;
- Exemplificar os tipos de coordenação e estudar diferenças entre o sistema de proteção tradicional e o sistema de proteção com inserção de fontes de geração distribuída.
- Analisar falhas da coordenação e seletividade de religadores e fusíveis do sistema de proteção da rede de distribuição;
- Simular faltas no software *OpenDSS* e verificar a contribuição da GD para a corrente de curto-circuito;
- Estudar estratégias de pontos de alocação da GD e técnicas para melhoria da coordenação e seletividade do sistema de proteção;

## 2 Fundamentos Teóricos

Com intuito de facilitar o entendimento do estudo e análise sobre os impactos ocasionados à rede elétrica. Nesta seção será apresentada uma revisão sobre os conceitos básicos, componentes, técnicas e normas associadas ao sistema de proteção, geração distribuída e sua respectiva conexão à rede de distribuição.

### 2.1 Geração Distribuída

Diferentemente da geração de energia elétrica em larga escala, responsável por abastecer vastas regiões, que no Brasil sua fonte principal são as grandes usinas hidroelétricas, no qual, seu mecanismo utiliza a força potencial gravitacional da água e sua respectiva velocidade para rotacionar turbinas, acionar geradores e conseqüentemente enviar a eletricidade gerada por longas distâncias através das torres de transmissão até chegar a companhia de distribuição e finalmente aos consumidores finais. A geração distribuída é a geração não centralizada, tem a finalidade de gerar energia para uso em um local próximo ao ponto de consumo. São consideradas como micro e minigeradoras, devido a sua capacidade limitada de geração de energia elétrica, sua potência máxima pode chegar até 5MW.

Essa geração proporciona grandes benefícios tanto para o sistema elétrico, quanto para os clientes e consumidores finais. Para o setor elétrico, principalmente se tratando das distribuidoras, temos um baixo impacto ambiental, baixas perdas elétricas, diminuição da necessidade de investimento em linhas de transmissão, uma vez que a energia é consumida próximo ao local de geração. Se tratando do consumidor, a vantagem principal, com certeza é a econômica, devido ao fato de existir grandes oscilações no preço da tarifa energética. Em períodos de escassez hídrica, as usinas termelétricas são ativadas e além de poluírem o ar uma vez que utilizam combustíveis fósseis, também apresentam altos custos de operação que são repassados ao consumidor, por isso é vantajoso ter seu próprio sistema de geração e fugir desse acréscimo na fatura de energia elétrica.

Através da Figura 01 e dos dados descritos anteriormente, é nítido o crescimento acelerado da GD. Portanto, em decorrência desse fator, as desvantagens e os impactos ocasionados ao sistema de proteção da rede de distribuição, principalmente no aspecto de coordenação e seletividade, serão tratados com mais detalhe ao decorrer do desenvolvimento do trabalho, uma vez que faz parte do objetivo específico de estudo.

## 2.2 Energia Solar Fotovoltaica

Responsável por abastecer um grande número de consumidores, a fonte de energia mais utilizada na mini e microgeração distribuída é a energia solar fotovoltaica. É gerada diretamente por placas solares que captam os raios solares no período do dia e a transformam em energia elétrica por meio do efeito fotovoltaico. Os principais equipamentos que compõem o sistema são os módulos fotovoltaicos, conhecidos popularmente como placas solares, e o inversor interativo, componente responsável por converter a energia gerada pelos painéis solares de corrente contínua (CC) em corrente alternada (CA), que será utilizado para fazer a conexão com a rede elétrica. Os módulos fotovoltaicos são compostos por muitas células solares, unidade mínima da tecnologia e responsáveis pela conversão direta da luz em eletricidade. Geralmente são feitas de materiais semicondutores, mais comumente o silício.

A quantidade de módulos de painéis fotovoltaicos é determinada em função da demanda de potência do ambiente de instalação. Seu princípio de funcionamento, diferentemente do que muitos pensam, não necessitam do calor do sol e sim da luz solar, ou seja, de seus raios emitidos. Dessa forma, quando os fótons atingem uma célula solar, dentro dos semicondutores, eles liberam os elétrons em excesso dos átomos da camada negativa, que passam para a camada positiva criando, assim, uma corrente elétrica e consequentemente, um circuito elétrico. Quando os elétrons fluem através desse circuito, eles geram eletricidade. Logo, é possível gerar eletricidade mesmo em dias nublado ou em dias com temperatura mais baixa.

O Brasil, é muito privilegiado nesse aspecto, por possuir excelentes níveis de irradiação solar, pois está localizado numa faixa de latitude onde a incidência solar é muito superior à verificada no restante do mundo (BRITTO et al., 2004). Nesse contexto, microgeradores e minigeradores solares fotovoltaicos (FV) estão cada vez mais presentes para produzir energia suficiente para alimentar residências, comércios, galpões e indústrias. Desse modo, quando há união de vários pontos de conexão de fontes fotovoltaicas na rede de distribuição, ou seja, quando há um acúmulo considerável de carga, pode ser um fator determinante para descoordenar os elementos do sistema de proteção em caso de falta, excluindo a seletividade do projeto.

## 2.3 Rede de Distribuição

A rede de distribuição faz parte de um dos setores do Sistema Elétrico de Potência (SEP). Pode ser dividida em rede primária e secundária, com linhas trifásicas operando em tensões usualmente de 69 kV e 138 kV. Sua função principal consiste em enviar para o

consumidor final (residencial, industrial, comercial, entre outros) a energia de usinas geradoras que são transmitidas através das linhas de transmissão ou de mini e micro usinas de geração distribuída. Essa energia elétrica é distribuída através de alimentadores que saem das subestações indo direto aos usuários finais.

Segundo a norma disponibilizada ND-3.1 - Projetos de Redes de Distribuição Áreas Urbanas (CEMIG, 2014), conhecido como PRODIST, a parte de uma rede de distribuição é definida sendo alimentador primário, na qual o mesmo possui a função de alimentar diretamente e ou por intermediação de seus ramais, definidos como primário dos transformadores de distribuição da concessionária ou consumidores.

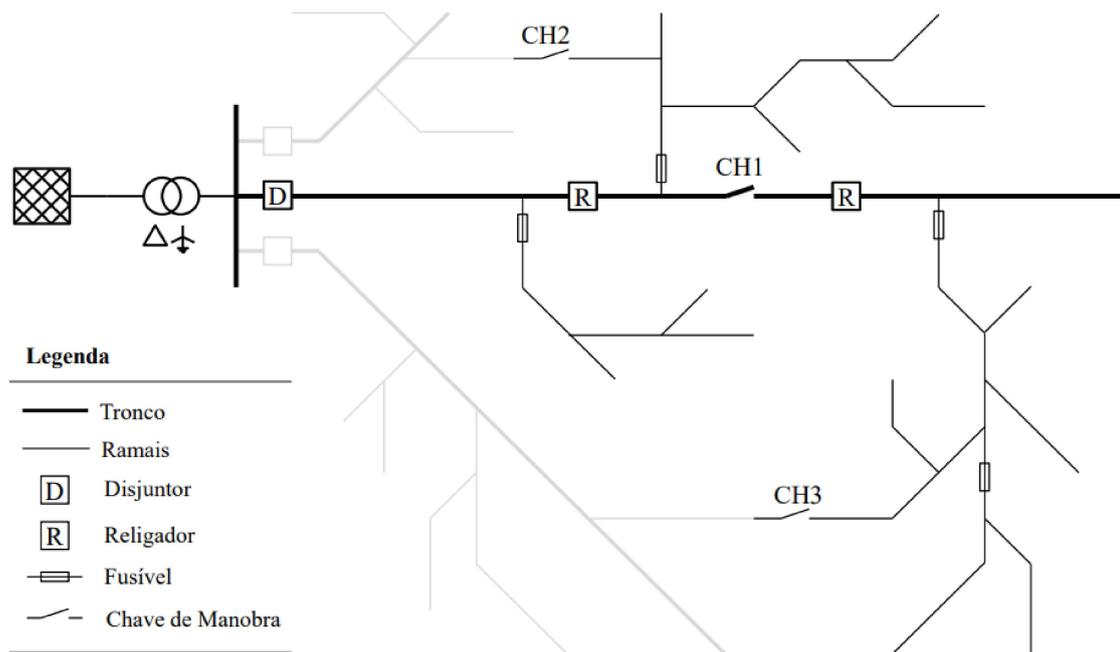
A forma de operação mais comum para a rede de distribuição é a radial, onde, o fluxo de potência percorre um único caminho entre os nós do sistema. O percurso da potência elétrica pode ser unidirecional (saindo da subestação em direção os consumidores), ou bidirecional (quando há conexão de geração distribuída em alguns nós da rede). Esse fluxo é transportado via alimentador primário, parte de uma rede de distribuição primária que alimenta, diretamente ou por intermédio de seus ramais, os primários dos transformadores de distribuição do concessionário e/ou consumidores (ND 3.1). Os alimentadores do sistema de distribuição são divididos em níveis de tensão diferente:

- Rede de Distribuição Primária ou Rede de Média Tensão (MT - 13,8 a 35 kV).
- Rede de Distribuição Secundária ou Rede de Baixa Tensão (BT - 120/240 V).

As redes podem ser aéreas ou subterrâneas, as primeiras são utilizadas em larga escala devido ao menor custo de investimento para instalação, enquanto que as segundas, encontram aplicação em áreas de maior densidade de carga (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBIA, 2005). Para possibilitar o fornecimento de energia elétrica aos consumidores finais, existem vários transformadores com seu enrolamento primário conectado ao alimentador da rede de média tensão e seu secundário conectado na rede de baixa tensão, dessa forma, abaixa-se o nível de tensão para 110/220 ou 380 V. A Figura 2 ilustra a representação simplificada de uma rede de distribuição radial, com seus respectivos elementos de proteção.

Na Figura 2 é possível observar que no início do alimentador existe um disjuntor de proteção. Essa é uma característica comum aos alimentadores, todos eles têm em sua origem (subestação de distribuição). É o elemento de retaguarda, assim como os religadores. Os ramais, são geralmente protegidos por fusíveis de média tensão coordenados com os religadores. Quando um trecho grande do alimentador for desativado pelo sistema de proteção, parte dele poderá ser atendido através de manobras das chaves da rede, dessa

Figura 2 – Rede de Distribuição Radial



Fonte: (SALGADO, 2015)

forma, é possível transferir cargas que sem esse procedimento, ficariam sem alimentação (SALGADO, 2015).

## 2.4 Sistema de Proteção

São elementos e componentes de um sistema que, a partir da detecção de uma condição anormal de operação ou de contingências múltiplas, realiza ações automáticas para preservar a integridade do sistema e dos equipamentos da rede elétrica. Dentro do sistema de proteção são englobados os Esquemas de Controle de Emergência – ECE e os Esquemas de Controle de Segurança – ECS (ANEEL). Dentro do circuito elétrico, a principal função de um sistema de proteção é assegurar a desconexão de todo sistema elétrico submetido a qualquer anormalidade que o faça operar fora dos limites previstos ou de parte dele. Em segundo lugar, o sistema de proteção tem a função de fornecer as informações necessárias aos responsáveis por sua operação, de modo a facilitar a identificação dos defeitos e a sua consequente recuperação (MAMEDE, 2011).

### 2.4.1 Definições e Termos para o Sistema de Proteção

De forma geral, a detecção de um defeito dentro do sistema elétrico de potência é obtida pela sinalização, verificação e medição dos seguintes critérios:

- Elevação de corrente;
- Elevação ou redução de tensão;
- Inversão no sentido da corrente;
- Alteração da impedância do sistema;
- Análise comparativa entre módulo e ângulo de fase na entrada e saída do sistema;

No decorrer do trabalho será abordado diversos conceitos técnicos e nomenclaturas fundamentais para o desenvolvimento do tema. Por isso, para melhor compreensão das características de funcionamento de uma estrutura de proteção, descreve-se abaixo, algumas definições de termos clássicos utilizados no cotidiano dos técnicos que trabalham nesse segmento (MAMEDE, 2011):

- **Sobrecorrente:** Intensidade de corrente superior à máxima permitida para um sistema, equipamento ou para um componente elétrico.
- **Corrente de curto-circuito:** sobrecorrente derivada de um curto-circuito.
- **Corrente de acionamento:** é o valor limite da corrente, ou seja, a partir desse determinado parâmetro será provocada a atuação do relé ou do componente de proteção.
- **Corrente máxima admissível:** é o valor máximo da corrente que pode suportar os componentes do relé, tais como bobinas, contatos, elementos eletrônicos etc., durante um tempo especificado.
- **Tensão máxima admissível:** é o valor da tensão máxima a que pode ficar submetido o equipamento em operação.
- **Temporização:** é o valor do tempo, normalmente em segundos, ajustado e definido, para atuação do equipamento ou sistema de proteção.
- **Falta:** são fenômenos acidentais que ocorrem dentro da rede elétrica que impedem o funcionamento correto de um sistema ou equipamento elétrico.
- **Curto-circuito:** variação extrema de corrente através de contato intencional ou acidental entre dois ou mais pontos de um circuito, através de impedância. Tem como consequência variações extremas da corrente que flui no sistema elétrico.

## 2.4.2 Proteção da Rede de Distribuição

Para elaborar um projeto adequado de proteção de um sistema de distribuição, (MAMEDE, 2011) cita alguns critérios básicos para instalação dos equipamentos de proteção:

- Em nível de média tensão, no primário dos transformadores de distribuição deve-se utilizar chaves fusíveis;
- No início de ramais deve-se utilizar chaves fusíveis e equipamentos alternativos como religadores ou seccionadores em função da importância da carga;
- No percurso de alimentadores longos, em caso de falha da proteção de retaguarda, deve-se instalar outro equipamento de proteção, como por exemplo, os disjuntores;
- Não utilizar mais que dois fusíveis em série em alimentadores longos;
- Não utilizar qualquer equipamento de proteção ao longo do alimentador tronco que permita manobra com outro alimentador, a fim de evitar perda da coordenação e da seletividade em função da nova configuração;

## 2.4.3 Características de Operação e Funcionamento dos Religadores e Chaves Fusíveis

Essa seção tem a finalidade de explicar o funcionamento dos elementos de proteção da rede de distribuição que serão estudados e analisados no decorrer do trabalho.

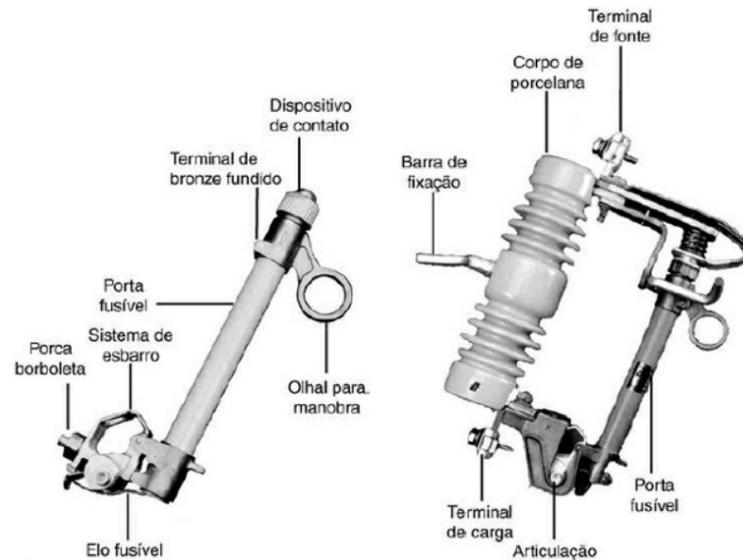
### 2.4.3.1 Chaves Fusíveis

As chaves fusíveis são os elementos mais utilizados na proteção de redes de distribuição. São empregados na proteção de sobrecorrentes e curto-circuitos. Uma grande vantagem é que nele estão incorporadas tanto a função de detecção quanto a de interrupção da falta, é a solução mais econômica por apresentar preços reduzidos e desempenho satisfatório em comparação com outros elementos de proteção. Porém, sua desvantagem consiste na necessidade de reposição manual em caso de atuação do fusível (MAIOLA et al., 2014).

No interior do cartucho da chave fusível está instalado o elo fusível, elemento responsável pela proteção. A Figura 3 mostra um cartucho de 100 A/15 kV e sua respectiva chave fusível.

A fusão do elo fusível não garante a interrupção da corrente elétrica no circuito, pois o arco elétrico continua fluindo entre os terminais separados do componente, devido ao ambiente fortemente ionizado. Por isso, para garantir a interrupção da condução

Figura 3 – Porta fusível e chave fusível unipolar



Fonte: (MAMEDE, 2011)

de corrente, existe um tubinho que precisa ser queimado completamente pelo arco para produzir uma substância que libera gases desionizantes, eliminando o arco elétrico (MAMEDE, 2011).

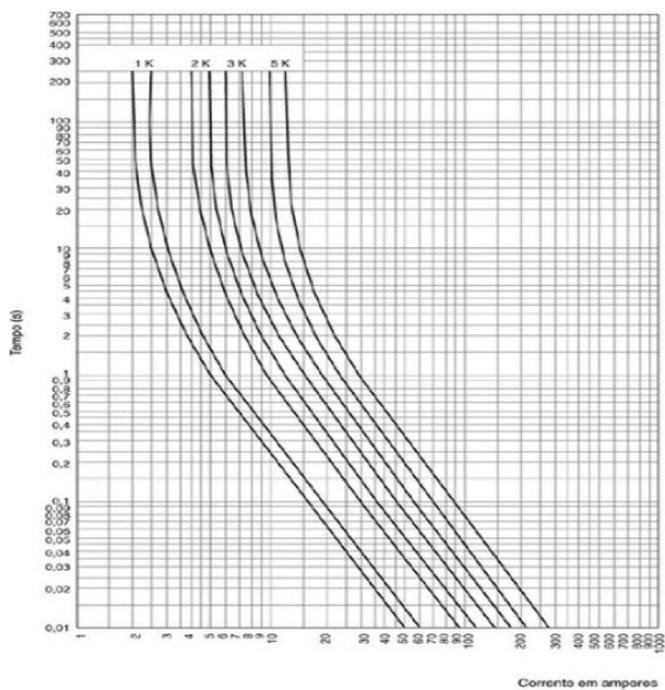
Os elos fusíveis são fabricados e utilizados em função das suas características tempo  $\times$  corrente, e são classificados e codificados da seguinte forma:

- Tipo H: denominados fusíveis de alto surto, com tempo lento de atuação devido as correntes de inrush. São utilizados somente na proteção de transformadores de distribuição.
- Tipo K: apresentam tempo de atuação rápido, são utilizados e instalados ao longo de alimentadores. São agrupados em elos fusíveis preferencias e não preferencias, essa divisão indica que só há coordenação entre elos de um mesmo grupo.
- Tipo T: apresentam tempo de atuação lento e são utilizados na proteção de ramais primários de redes aéreas de distribuição.

Para garantir as funções básicas dos elos fusíveis de proteger os condutores das redes de distribuição contra fusão, devido ao aquecimento relacionado às perdas Joules desenvolvidas durante os eventos de curto-circuito, deve-se conhecer as características gráficas de tempo  $\times$  corrente que os cabos suportam, só assim é possível determinar o nível de proteção oferecido pelos elos fusíveis (MAMEDE, 2011). A Figura 4 apresenta um exemplo de curvas de característica tempo  $\times$  corrente para o tempo mínimo e máximo de fusão dos elos fusíveis tipo K e a Figura 5 apresenta valores de corrente nominal

padronizados pela (NBR 5359).

Figura 4 – Curvas de característica dos elos fusíveis tipo K



Fonte: (MAMEDE, 2011)

Figura 5 – Valores de corrente nominal padronizados pela NBR 5359

<b>Elos K e T</b>		<b>Elos H</b>
<b>Corrente Ampères</b>		<b>Corrente Ampères</b>
<b>Preferencial</b>	<b>Não-Preferencial</b>	
6	8	1
10	12	2
15	20	3
25	30	5
40	50	
65	80	
100		
140		
200		

Fonte: (SALGADO, 2015)

#### 2.4.3.2 Religadores

Os religadores são fundamentais para operação dos sistemas de distribuição, estes são equipamentos automáticos de interrupção da corrente elétrica. Eles conseguem diferenciar as faltas transitórias das faltas permanentes, permitindo a redução do tempo de fornecimento interrompido, dessa forma, evita necessidade de deslocamento de equipes para a troca manual do elemento queimado, como o fusível, por exemplo, pois ele reestabelece a energia de forma automática (arquitetura multiagente). Essa característica de identificar o tipo de falta é de extrema importância, já que cerca de 86% das ocorrências em redes de distribuição são transitórias (MAMEDE, 2011).

Os religadores têm ampla aplicação em circuitos de distribuição de redes aéreas das concessionárias, são usados tanto para a proteção da saída de alimentadores, como para a proteção de derivações ou ramais, ao longo do alimentador. Possui dois tipos de curvas: uma rápida e uma temporizada. Essa característica de operação do religador permite que ambas as curvas sejam usadas em uma sequência de aberturas e religamentos de maneira que o religador opere na curva rápida durante as primeiras operações e opere na curva lenta nas últimas operações antes do bloqueio (JUNIOR, 2017). A capacidade de repetir as operações de abertura e fechamento do circuito durante uma falta é uma função previamente programada.

Quando o religador percebe uma corrente anormal fluindo no sistema, seus contatos principais são abertos e, após um determinado tempo, chamado tempo de religamento,

o religador, de forma automática, fecha seus contatos novamente reestabelecendo o fluxo de corrente. Porém, se a corrente de falta persistir, o religador inicia um novo ciclo de operações de abertura e fechamento pré-programadas até que seja atenuado o problema. Existe um limite para programação do número de abertura e fechamento de seus contatos (MAIOLA et al., 2014).

Os religadores podem ser classificados em religadores de subestação, apropriados para instalação fixa no solo, o que lhes confere atributos para operar na proteção de alimentadores em subestações de construção abrigada ou ao tempo e religadores de rede de distribuição, destinados à instalação em poste, normalmente em estrutura simples (MAMEDE, 2011). A Figura 6 apresenta um religador de subestação e a Figura 7 ilustra um religador de rede de distribuição.

Figura 6 – Religador de Subestação



Fonte: (PROENGE, 2020)

Figura 7 – Religador de Distribuição



Fonte: (EATON, 2017)

## 2.5 Classificação e Estatísticas de Ocorrência de Faltas

Antes de analisar as principais configurações e gráficos de margens aplicadas na coordenação e seletividade dos elementos de proteção da rede de distribuição, é importante verificar alguns conceitos e estatísticas em relação aos tipos e classes de faltas com maior índice de ocorrência dentro deste setor do sistema elétrico de potência. Dessa forma, possibilita tirar melhores conclusões a respeito das técnicas e métodos que serão aplicados posteriormente.

As faltas de curto-circuito podem ser classificadas em permanentes ou transitórias (temporárias). As faltas permanentes, são aquelas que não é possível normalizar o sistema de forma automática ou através de equipamentos inteligentes, ou seja, para ser extinta é necessário a intervenção presencial de uma equipe de manutenção no local de ocorrência. Pois, mesmo após atuação da proteção da rede, o defeito continua irreversível. Uma consequência desse tipo de falta, pode ser um elo fusível queimado em algum ramal do alimentador, deixando parte da rede sem energia elétrica. As faltas transitórias causam menos impacto ao sistema, uma vez que são reversíveis em um curto espaço de tempo, ou seja, através da atuação coordenada dos equipamentos do sistema de proteção, a falta é eliminada da rede, voltando o abastecimento normal de energia elétrica. A Tabela 2 apresenta a ocorrência de curto-circuito quando as fases e a Tabela 3 quanto a duração.

No trajeto dos alimentadores da rede de distribuição, encontra-se diversos obstáculos indo de encontro aos condutores aéreos do sistema, por isso, a ocorrência de faltas

Tabela 2 – Estatísticas de Falhas por Tipo

<b>Tipos de Falhas</b>	<b>Percentual (%)</b>
Fase-Terra	81
Bifásica	10
Bifásica-Terra	6
Trifásica	1,5
Trifásica-Terra	1,5

Fonte: (CAMINHA, 1977)

Tabela 3 – Ocorrências de Falhas por Classificação

<b>Curto-Circuito Monofásico-Terra</b>	<b>Ocorrências em %</b>
Permanente	04
Temporário	96

Fonte: (CORDEIRO et al., 2017)

temporárias é muito superior em comparação com as permanentes. Devido a essa exposição, pode acontecer acidentes com galhos de árvores ou até mesmo animais. Outros fatores que podem contribuir para as falhas temporárias são os acidentes de trânsito, descargas atmosféricas dentre outros fenômenos da natureza. Por isso, a importância de coordenar os elementos para possibilitar o reabastecimento automático da distribuição de eletricidade. A Tabela 4 indica as causas e origens para falhas do SEP.

Tabela 4 – Causas e Origens para Falhas

<b>Causas</b>	<b>Percentual (%)</b>
Fenômenos Naturais	50,2
Falha em Equipamento	12,0
Falha Humana	9,0
Falha Operacional	8,5
Outras Causas	20,3

Fonte: (CAMINHA, 1977)

## 2.6 Formas de Conexão da GD e seus Impactos Causados na Rede

A conexão do acessante à rede elétrica da distribuidora se dá de duas formas: através de um alimentador de distribuição exclusivo ou através de um alimentador compartilhado com as demais cargas da rede. A primeira forma de conexão é realizada dentro da subestação com auxílio de um ponto exclusivo no barramento. Essa forma de conexão

se aplica a alguns tipos de GD com potência cujo valor pode causar distúrbios de variação de parâmetros ou carregamento de outros alimentadores conectados à subestação. As principais vantagens da conexão com alimentador exclusivo são: maior confiabilidade e segurança, baixo impacto aos demais clientes ligados ao barramento e um sistema de proteção dedicado. E as maiores desvantagens são: alto custo de investimento, necessidade de um sistema de proteção mais robusto, requer instalação de um religador ou disjuntor no ponto de conexão da saída do circuito, possíveis limitações de espaço físico dentro da subestação e necessidade de construção de barramentos exclusivos (JUNIOR, 2017).

Diante das desvantagens citadas acima e do alto custo de investimento para conexão através de alimentador exclusivo, a forma mais utilizada pelas distribuidoras, certamente é com alimentador já existente, compartilhado com as demais cargas da concessionária. Além de minimizar os custos não necessita de maiores estruturas para sua alocação, uma vez que as fontes de GD são conectadas diretamente em postos estratégicos da rede, próximos ao acessante (JUNIOR, 2017). Para análise individual desses pontos de conexão, pode-se dizer que eles não têm potência suficiente para causar perturbações na rede, porém, quando se soma várias dessas fontes, pode prejudicar o correto funcionamento do sistema de proteção da distribuidora. Outras vantagens de se utilizar alimentadores compartilhados para ligação de GD: possibilidade de redução da capacidade de condução de corrente no alimentador nas proximidades da conexão da GD, postergação de investimentos na rede por parte da concessionária. E suas desvantagens: aplicação de esquemas de proteção mais complexos na média tensão, alteração no comportamento da sensibilidade e coordenação entre os tempos de atuações das proteções existentes (JUNIOR, 2017).

### 2.6.1 Impactos da GD na Coordenação e Seletividade da Proteção

A conexão de GD em redes de distribuição altera principalmente a topologia da rede, na redistribuição do fluxo de potência. O sistema perde sua característica padrão de natureza radial, dessa forma, a coordenação entre os elementos de proteção pode não se sustentar (BRAHMA; GIRGIS, 2002). Tradicionalmente, o fluxo de potência de um sistema de distribuição radial é unidirecional, ou seja, parte da fonte principal em sentido das cargas do alimentador em um único sentido. Levando-se em consideração esse tipo de configuração, os elementos de proteção como fusíveis, religadores, seccionadoras, relés de sobrecorrentes, etc, são projetados e ajustados para trabalhar e atender essas características topológicas em caso de faltas. Quando existe a inserção de GD, o fluxo deixa de ser unidirecional e passa a ser bidirecional alterando as condições de falta, por isso, agora com essa nova configuração a proteção pode funcionar de forma incorreta, perdendo sua coordenação e em consequência disso, sua seletividade. Outros problemas que estão fora do escopo de estudo, mas que a GD distribuída pode causar ao sistema, são interferências na regulação de tensão prejudicando sua eficiência. Esse problema ocorre

quando temos um período de carga leve com alta produção de GD (MAIOLA et al., 2014).

O principal fator contribuinte da GD é com o aumento dos níveis da corrente de curto-circuito. Isso acontece pelo fato de o sistema considerar parâmetros de pré-falta instantes antes de ocorrer a falha de curto-circuito à rede elétrica. Nesse instante, principalmente quando a demanda das cargas é menor que a potência que está sendo gerada pela fonte de GD, já existe fluxo de corrente bidirecional, ou seja, a fonte externa injeta corrente no alimentador. Dessa forma, quando ocorre a falta em algum ponto da rede, os elementos do sistema de proteção são os primeiros a serem sensibilizados e acionados pela sobre-corrente, isso acontece antes de o inversor conseguir desconectar a GD. Esse fator é determinante para a perda da coordenação da proteção da rede, pois em cada ponto de inserção, pela lei dos nós de Kirchhoff a corrente se soma elevando ainda mais seu valor e dependendo da quantidade de pontos inseridos no sistema, o nível de curto-circuito pode causar fusão instantânea dos elementos do circuito e do sistema de proteção, eliminando completamente sua função. Todos esses equipamentos são fabricados para suportar um limite específico de corrente de falta durante um curto espaço de tempo, logo, se esse valor for calculado de forma incorreta ou for excedido pela contribuição de GD, o sistema se torna vulnerável. Por isso, estudos são necessários para se adequar e garantir a proteção diante das novas condições da rede (MAIOLA et al., 2014).

## 2.7 Coordenação e Seletividade

O objetivo principal do estudo da coordenação e seletividade consiste em minimizar ao máximo o número de interrupções permanentes possibilitando facilidade de manobras, maior segurança e melhoria da longevidade dos equipamentos protetores e protegidos. A isolação e remoção de possíveis falhas de ocorrência depende da seleção, coordenação e ajuste de vários dispositivos instalados no sistema elétrico de proteção, deve acontecer no menor espaço de tempo possível para evitar que outras partes da rede sejam afetadas (CORDEIRO et al., 2017).

**Proteção Seletiva** é aquela projetada e ajustada para que o elemento de proteção consiga atuar no local mais próximo do ponto de falta, isolando apenas o trecho defeituoso do alimentador de distribuição. Já a **Proteção Coordenada**, é aquela onde existe um sincronismo entre atuação dos elementos, de tal forma a eliminar as faltas transitórias através da automação dos religadores, dispositivos de proteção de retaguarda e as faltas permanentes através da operação de dispositivos mais próximos do ponto de falta durante o período de chave aberta de disjuntores ou religadores. Para aprofundar esse estudo, é necessário o conhecimento dos seguintes termos:

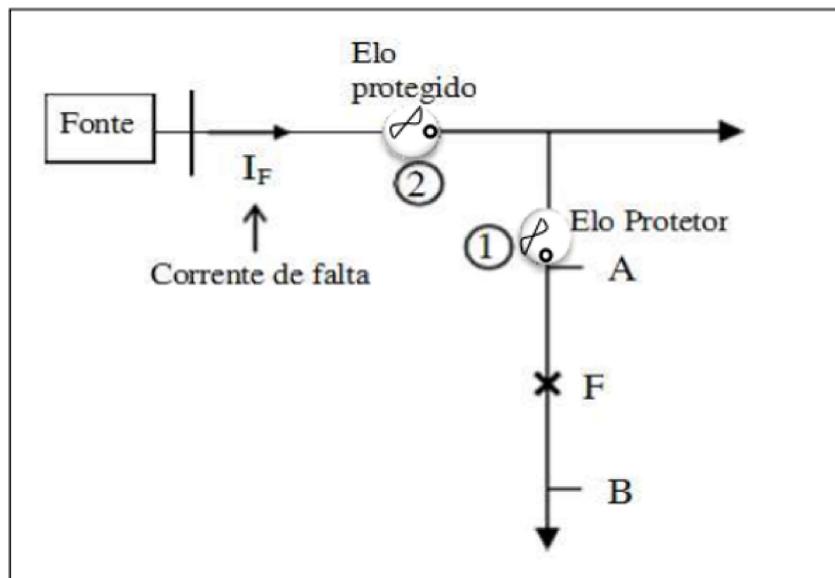
- Elemento protetor: dispositivo de proteção mais próximo do ponto de falta ou ins-

talados do lado da carga;

- Elemento protegido: dispositivo de retaguarda, atua somente na falha da proteção principal, geralmente instalados do lado da fonte;
- Proteção ou carga a jusante: instalados mais distante da subestação ou inserido depois de um ponto específico;
- Proteção ou carga a montante: instalado mais próximo da subestação ou inserido antes de um ponto específico;

A Figura 8 exemplifica um sistema elétrico radial com elo-fusível protetor (1), instalado mais próximo do local da falta (F) caracterizado como proteção principal e elo-fusível protegido (2), considerado como proteção de retaguarda.

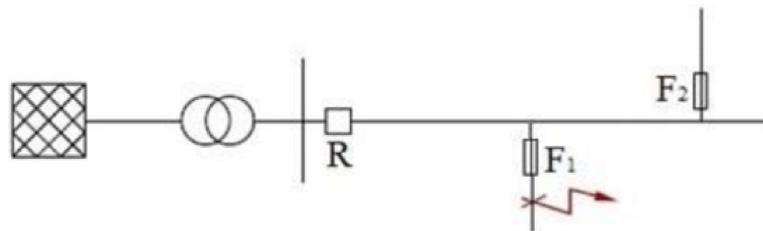
Figura 8 – Elemento Protetor e Elemento Protegido



Fonte: (JUNIOR, 2017)

Para exemplificar a proteção seletiva, a Figura 9 ilustra um trecho de um alimentador com um religador (R) na saída da subestação e dois fusíveis (F1 e F2) para proteger os ramos do alimentador. Dessa forma, para uma ocorrência de falta permanente no ponto especificado, o fusível F1 deve atuar sem que haja operação da proteção de retaguarda (R), desconectando apenas esse ramo do sistema, ou seja, os consumidores a jusante de F1 (CORDEIRO et al., 2017). Isso significa seletividade de uma proteção, F1 atuando próximo do ponto de falta, evita que outros dispositivos atuem sem necessidade, mantendo o restante do sistema com abastecimento de energia elétrica.

Figura 9 – Sistema para Definição de Coordenação e Seletividade



Fonte: (CORDEIRO et al., 2017)

Usando a mesma Figura 9 para exemplificar a proteção coordenada, geralmente ajustada para eliminar as faltas transitórias, através da operação automática dos religadores, inseridos como proteção de retaguarda. Considerando a falta no mesmo ponto especificado na imagem, o religador (R) opera em função de suas curvas rápidas, ou seja, o dispositivo abre seus contatos por um período de tempo definido, na tentativa de eliminar as faltas transitórias, pois, como visto anteriormente a grande maioria das faltas são classificadas como temporárias. Assim, a energia é interrompida momentaneamente para todos os consumidores a jusante de R caso a falta seja transitória (CORDEIRO et al., 2017). Caso a falta permaneça após a configuração do número ajustado de religamentos automáticos de R, F1 se rompe, eliminando a energia apenas das cargas a jusante desse fusível.

### 2.7.1 Coordenação Religador-Fusível

Para coordenação envolvendo religador-fusível, considerando o religador como proteção de retaguarda com conexão do lado da subestação e o elo-fusível como proteção principal conectado do lado das cargas. O principal critério que deve ser estabelecido é: o elo protetor deve suportar sem maiores problemas todas as operações rápidas do religador, dispositivo de retaguarda. Isso deve-se ao objetivo de eliminação das faltas transitórias. Ao contrário, para faltas permanentes, em função de sua curva lenta, o religador deve atuar para que seja suficiente o tempo de fusão completa do elo de proteção principal. Dessa forma, garante-se a coordenação para ambas classes de faltas. (CORDEIRO et al., 2017) indica que a melhor coordenação para esse conjunto de elementos se dá quando o religador está configurado para ajuste de operação em duas curvas rápidas e duas na curva lenta, onde a proposta das primeiras duas operações rápidas são para tentativa de eliminar o defeito e caso ele persista, entra em operação o ajuste lento para completa fusão da proteção mais próxima do ponto de curto-circuito.

A Figura 10 apresenta a coordenação entre religador-fusível. No gráfico de tempo (t) por corrente de curto-circuito ( $I_{cc}$ ) temos 5 curvas, a Tabela 5 apresenta uma legenda

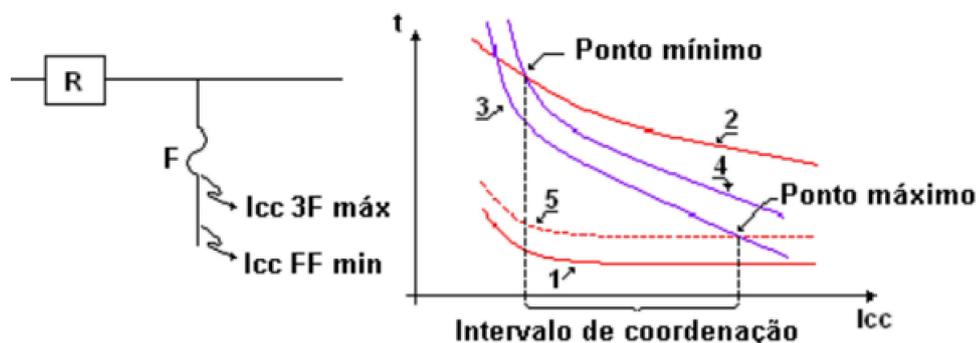
com as características das curvas. O fator  $k$ , referente a curva de número 5, é representado o aquecimento do elo-fusível no intervalo de tempo das operações rápidas do religador, é um método utilizado para prevenção de possíveis alterações térmicas, depende do intervalo de religamento e do número definido de operações rápidas.

Tabela 5 – Legenda das Curvas do Intervalo de Coordenação

Curva	Definição
1	operação rápida do religador
2	operação lenta do religador
3	tempo mínimo de fusão do elo
4	tempo total de interrupção do elo
5	operação rápida do religador multiplicada por um fator $k$

Fonte: (CORDEIRO et al., 2017)

Figura 10 – Coordenação Religador-Fusível



Fonte: (CORDEIRO et al., 2017)

O intervalo de coordenação limitado entre uma corrente mínima e máxima de curto-circuito, indica que as curvas rápidas de fase e neutro do religador devem atuar antes da fusão completa do elo e as curvas lentas do religador funcionam como proteção de segurança, ou seja, só opera após as curvas de tempo rápido falharem. Observa-se que o ponto mínimo de corrente de curto se dá na interseção da curva de operação lenta do religador (2) com a curva de tempo total de interrupção do elo (4), antes desse ponto a coordenação deixa de existir, uma vez que o procedimento tem por finalidade garantir que para todos os valores de corrente de curto no trecho onde localiza-se a proteção principal, o tempo total de fusão do elo seja menor que o tempo de abertura do religador na curva lenta (CORDEIRO et al., 2017). Se isso não acontecer o trecho com falta continua alimentado causando sérios danos ao sistema.

O ponto máximo, é a interseção entre a curva de tempo mínimo de fusão do elo (3) com a curva de operação rápida do religador multiplicada pelo fator  $k$ . Após esse ponto a coordenação deixa de existir, pois este procedimento tem por finalidade garantir a eliminação de faltas transitórias abrindo os contatos do religador antes que aconteça a fusão do elo protetor. Dessa forma, para todos os valores de corrente de curto dentro do intervalo, o tempo tempo mínimo de fusão do elo deve ser maior que o tempo de abertura do religador considerando sua curva rápida (CORDEIRO et al., 2017), só assim é possível garantir a coordenação. Define-se também que o intervalo de tempo entre a curva lenta do religador e a curva de tempo total de interrupção do elo deve ser no mínimo 0,2 segundos, exceto nas extremidades de pontos máximo e mínimo (MAMEDE, 2011).

### 2.7.2 Seletividade Religador-Fusível

Nas circunstâncias onde existe necessidade de obter especificamente seletividade entre religador-fusível, o religador deve ser configurado para operar apenas em função de suas curvas lentas. Desse modo, é permitido a conexão de mais de três fusíveis em série com o elemento de retaguarda. Porém, só haverá seletividade quando não existir interseção entre a curva de tempo total de interrupção do elo-fusível com a curva lenta dos religador.

Tomando novamente como base a Figura 10, existem valores de corrente de curto que levam a perda da seletividade e até mesmo a descoordenação entre esses elementos de proteção. Para valores de corrente de falta acima do limite máximo definidos no ponto do gráfico, não há coordenação, porém, ainda existe seletividade acima desse ponto, garantida pela fusão do elo antes que ocorra alguma operação na curva rápida do religador (CORDEIRO et al., 2017).

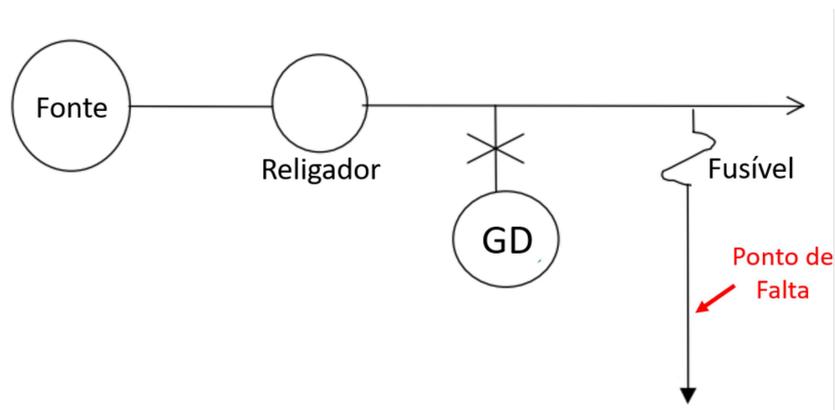
### 2.7.3 Coordenação Religador-Fusível na Presença de GD

Após análise de seletividade e coordenação para sistemas tradicionais. Agora, suponha que exista GD conectada ao alimentador de distribuição como apresentado na Figura 11, em qualquer lugar a jusante do religador (pode ser antes ou depois do ponto de conexão do alimentador de carga e linha principal). Essa nova configuração resultará nas seguintes alterações (BRAHMA; GIRGIS, 2002):

- Mudança nos valores de correntes de falha máxima e mínima para faltas no alimentador de carga;
- Para qualquer curto no alimentador de carga, o fusível protetor verá mais corrente que o religador, elemento de retaguarda.

Sabe-se que a GD contribui para aumento do nível das correntes de curto-circuito na rede de distribuição. Dessa forma, se após a conexão de GD, o valor da corrente de

Figura 11 – Alimentador com Presença de GD

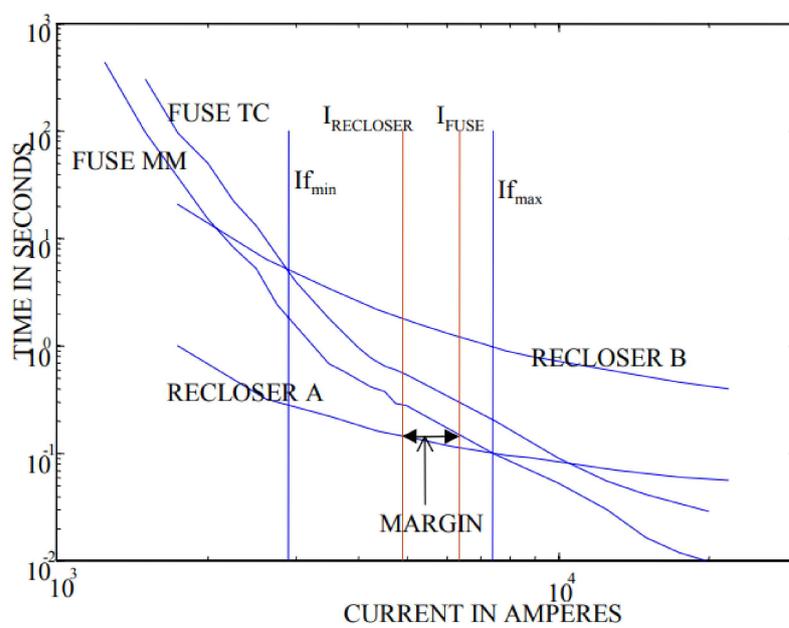


Fonte: Adaptado de (BRAHMA; GIRGIS, 2002)

falta para uma falha no alimentador de carga exceder o limite  $I_{max}$  mostrado na Figura 12, a coordenação é completamente perdida, pois além deste valor, as características da curva de tempo mínimo de fusão do elo (MM) ficam abaixo da curva rápida do religador (BRAHMA; GIRGIS, 2002).

Caso as correntes de falta ainda estejam dentro da faixa permitida de coordenação, há uma margem a se considerar, também é mostrado na Figura 12. Se, para uma determinada corrente de falta no fusível ( $IFUSE$ ), a disparidade entre  $IFUSE$  e a corrente do religador correspondente ( $IRECLOSER$ ) for maior que a margem mostrada, ou seja, se a diferença entre esses dois valores de corrente for maior que a margem estabelecida, o fusível será danificado antes que o religador opere no modo rápido, conseqüentemente a coordenação será perdida. Assim, se a GD puder injetar mais corrente de falta, ou estiver conectado próximo ao alimentador de carga, as chances de perda de coordenação são maiores (BRAHMA; GIRGIS, 2002).

Figura 12 – Coordenação Religador-Fusível na Presença de GD



Fonte: (BRAHMA; GIRGIS, 2002)

## 3 Metodologia

A metodologia consiste em simular faltas monofásicas (fase-terra) e bifásicas em modelos de redes simplificadas. Em função disso, provar através dos resultados obtidos, que a fonte de GD contribui para o aumento do nível de curto-circuito nas barras do alimentador de distribuição. Fator determinante para a perda da coordenação e seletividade entre os elementos de proteção. Para realizar as simulações, o software escolhido foi o OpenDSS, programa baseado em linhas de código que estrutura e implementa o circuito e componentes do sistema elétrico. O modelo de alimentador definido para aplicar os métodos de estudo foi a rede radial teste do IEEE composta por 13 barras, em nível de média tensão.

A próxima etapa da metodologia de simulação, consiste em modificar a localização das fontes de GD e determinar o melhor ponto de conexão na tentativa de manter a coordenação e seletividade do sistema, quando sujeito níveis de curto-circuito. Além disso, com auxílio das referências bibliográficas, sugerir outras técnicas e métodos com objetivo de minimizar os impactos da rede de distribuição.

### 3.1 Simulação e Resultados

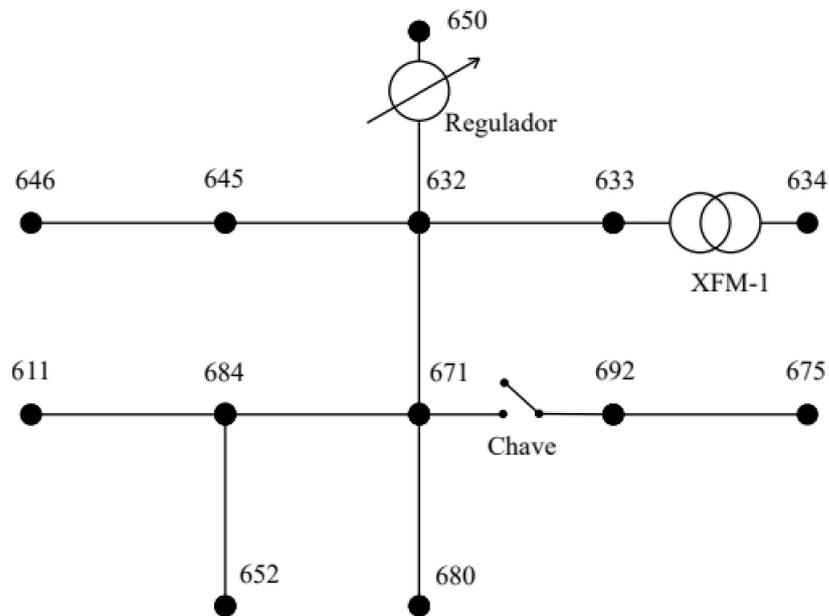
Para avaliar a contribuição das fontes de GD em relação ao nível de curto-circuito, na simulação, o sistema teste de 13 barras do IEEE foi escolhido pelo fato de possuir um número pequeno de barras que facilitará a análise de estudo. Entretanto, apesar de possuir um número reduzido de barras, a rede é válida para testes e simulações em sistemas de distribuição, pois trata-se de um modelo completo. O estudo será realizado na rede primária, nível de média tensão de 4.16 kV.

#### 3.1.1 Modelo do Alimentador IEEE de 13 Barras

O alimentador escolhido para estudo é composto por linhas trifásicas aéreas e subterrâneas desbalanceadas, com ramos monofásicos, bifásicos e trifásicos. O sistema possui dois transformadores trifásicos, dois bancos de capacitores shunt e um regulador de tensão conectado em estrela. A Figura 13 apresenta o diagrama unifilar da rede.

O sistema de 13 barras possui comprimento de aproximadamente 2,8 km com condutores de Alumínio com Reforço de Aço. O início do alimentador, representado pela barra 650, caracteriza a subestação da rede de distribuição, onde inicia-se o fluxo de po-

Figura 13 – Diagrama do Alimentador de 13 Barras do IEEE



Fonte: (RADATZ, 2015)

tência. A Tabela 6 apresenta as características elétricas da rede de distribuição.

Tabela 6 – Dados Elétricos da Rede de 13 Barras

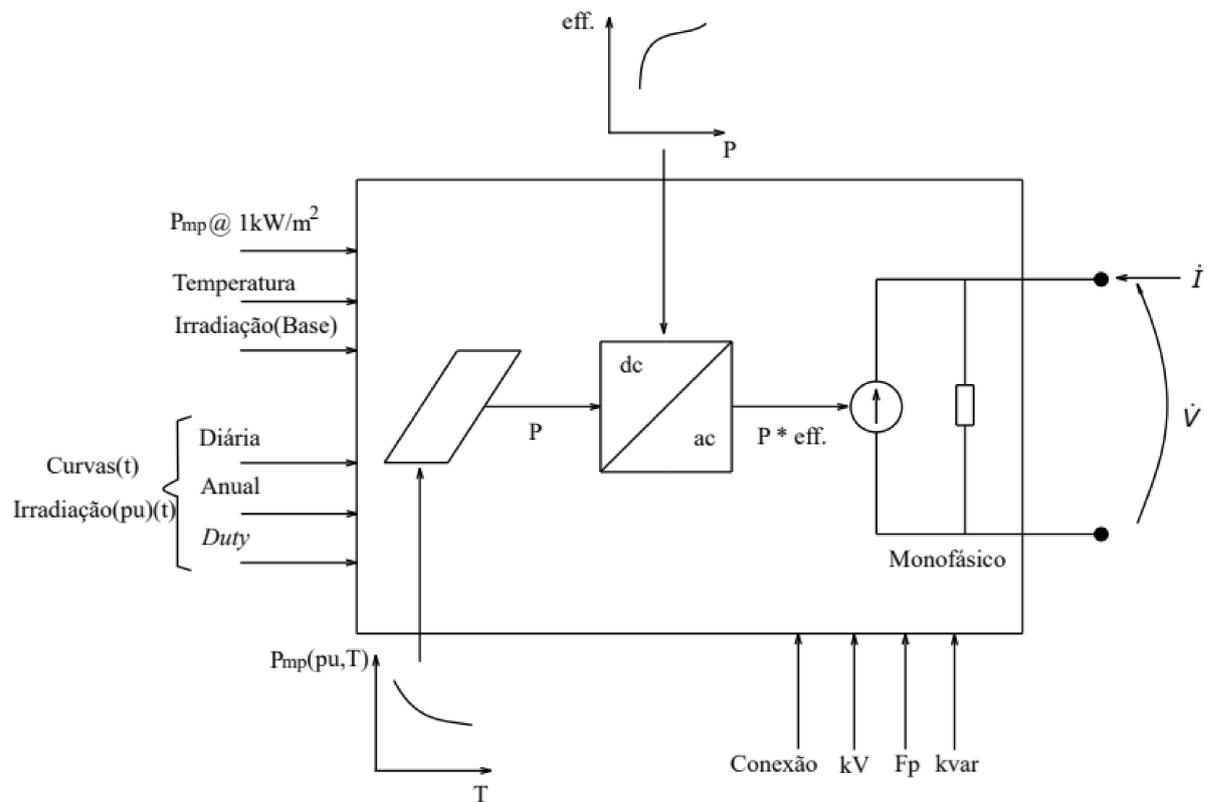
Parâmetros	Valores
Frequência da rede	60 Hz
Tensão base da Subestação	69 kV
Forma de Ligação do Trafo da Subestação	Estrela (Y)
Resistência da Rede	0,063 $\Omega/km$
Reatância da Rede	0,109 $\Omega/km$
Tensão do Alimentador	4,16 kV
Corrente Nominal do Alimentador	600 A
Comprimento do Alimentador	2,8 km

Fonte: Rede Teste IEEE

### 3.1.2 Modelagem da Geração Distribuída

O modelo escolhido para representar a geração distribuída da rede dentro do OpenDSS é o Sistema Fotovoltaico, em função da crescente demanda e expansão desse tipo de fonte dentro dos alimentadores das distribuidoras de energia elétrica. É a fonte de GD que mais cresce na atualidade. Dessa forma, será através desse elemento que estudaremos os impactos no nível de curto-circuito do alimentador e suas respectivas consequências para coordenação e seletividade do sistema de proteção.

Figura 14 – Diagrama do Sistema Fotovoltaico



Fonte: (RADATZ, 2015)

A Figura 14 ilustra o diagrama do modelo de GD fotovoltaico constituído pelo OpenDSS. Esse elemento é caracterizado por uma fonte geradora com seu conversor DC/AC para possibilitar a conexão com a rede elétrica, uma vez que os painéis produzem corrente contínua a partir da geração de energia. O sistema fotovoltaico trabalha através de seus painéis solares convertendo energia da irradiação solar em potência elétrica. A energia gerada é entregue no ponto de conexão  $P$  entre o conversor e o conjunto de células fotovoltaicas. A Potência injetada na rede depende da irradiação solar no momento de geração, da temperatura ambiente, da eficiência do conversor, da tensão da rede

e da potência nominal do painel.

Para extrair o ponto de máxima potência ( $P_{mp}$ ) do painel é necessário que a temperatura esteja próxima de  $25^{\circ}\text{C}$ , em uma irradiação de  $1,0\text{kW}/\text{m}^2$ . Essa é a condição para que a fonte de GD trabalhe em seu limite máximo de geração, entregando potência ativa para rede elétrica. A Tabela 7 registra as características da fonte de GD.

Tabela 7 – Dados do Sistema Fotovoltaico que será Conectado na Rede de 13 Barras

Parâmetros	Valores
Tensão Nominal	480 V
Ponto de Máxima Potência	3000 kW
Potência Aparente Nominal do Inversor	3500 kVA
Fator de Potência	1
Temperatura Nominal	25 °C
Irradiação de Base	0,98 kW/m <sup>2</sup>

Fonte: Rede Teste IEEE

Para realizar a conexão do ponto de GD do Sistema Fotovoltaico com a rede elétrica em **nível de média tensão** é necessário uso de um transformador de acoplamento. Esse equipamento ajuda a minimizar os efeitos da geração distribuída sobre as correntes de curto-circuito na rede de acesso (SALGADO, 2015). A Tabela 8 apresenta os parâmetros do transformador elevador conectado entre o sistema fotovoltaico e a rede elétrica de média tensão.

Tabela 8 – Dados do Transformador Conectado entre o Sistema Fotovoltaico e a Rede

Parâmetros	Valores
Tensão Nominal	0,480/4,16 [kV]
Potência Aparente Nominal	4000 [kVA]
Reatância entre Bobinas	0,0575 [pu]
Total de Perdas (vazio + cobre)	0,015 [pu]

Fonte: Rede Teste IEEE

Após definir todos os parâmetros elétricos do sistema de 13 barras do IEEE e a modelagem do sistema de geração distribuída fotovoltaico, pode-se iniciar o processo de simulação e sequencialmente a análise dos resultados. Como dito anteriormente, a simulação de faltas será realizada no software OpenDSS, toda a rede de distribuição ou circuito implementado dentro do programa é visualizado como um *Equivalent de Thévenin*.

### 3.1.3 Casos Simulados

Para critério de comparação e análise do sistema em função do nível de curto-circuito, será realizada três simulações. A primeira, sem a presença da fonte de GD. A segunda, com um ponto de GD e a terceira, com dois pontos de GD conectados à rede de 13 barras. A Tabela 9 apresenta os parâmetros e características dos sistemas que serão simulados.

Tabela 9 – Parâmetros dos Testes de Simulação

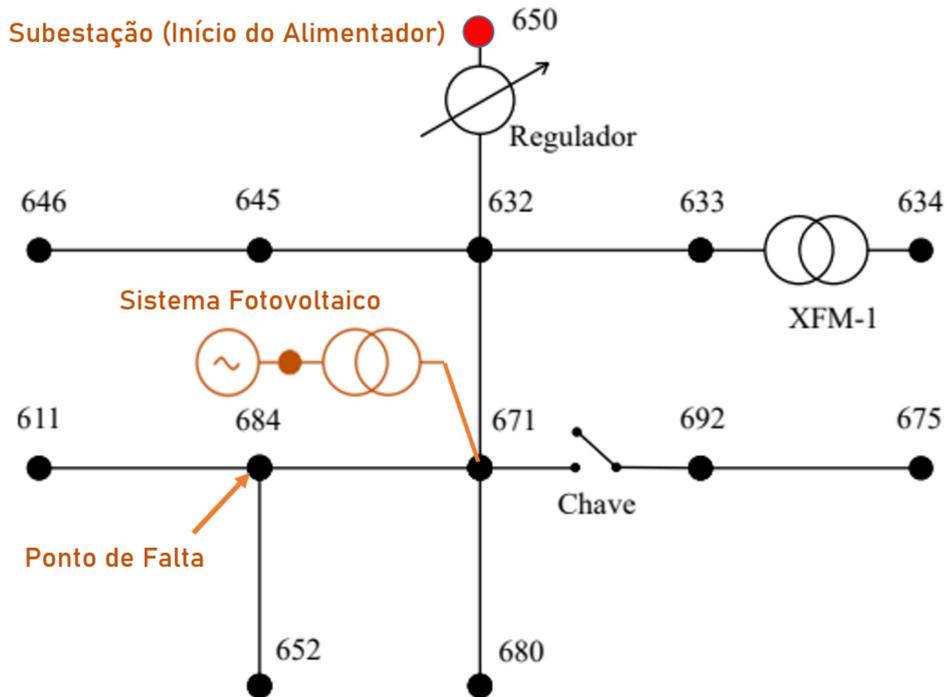
Simulação	Fonte de GD	Ponto de Conexão	Potência Total da GD
caso 1	sem fonte	-	-
caso 2	uma fonte	barra 671	3MW
caso 3	duas fontes	barra 671 e 632	6MW

Fonte: Software OpenDSS

Em todos os casos de simulação, o **ponto de falta** foi aplicado na **barra 684**, localizada a jusante das fontes de GD. Sendo elas, dos tipos monofásicas (Fase-Terra) e bifásicas (Fase-Fase). Para primeira simulação, no caso 1, considera-se o sistema original de 13 barras do IEEE apresentado na Figura 13. Inicialmente, o sistema não possui nenhum ponto de conexão com fonte de GD, pois o intuito é determinar qual o valor da corrente de curto-circuito no ponto de falta, para em seguida realizar comparações e verificar a diferença na corrente quando se insere fontes de GD. A Figura 15 apresenta o sistema do caso 2 e a Figura 16 apresenta o sistema do caso 3.

Geralmente, nos estudos de curto-circuito dentro do Sistema Elétrico de Potência não se utiliza cargas, portanto, quando se trata de um modelo completo de uma rede de distribuição, a análise de faltas dentro do software OpenDSS considera automaticamente a modelagem de cargas como impedância constante. Dessa forma, as correntes que circulam no momento do curto são muito maiores em comparação com a rede em sua normalidade. Quando aplica-se uma falta em um ponto do alimentador, a tensão nesse nó cai drasticamente, ou seja, nesse momento as cargas perdem seu comportamento de consumo de potência. Por isso, a análise é válida mesmo para circuitos completos.

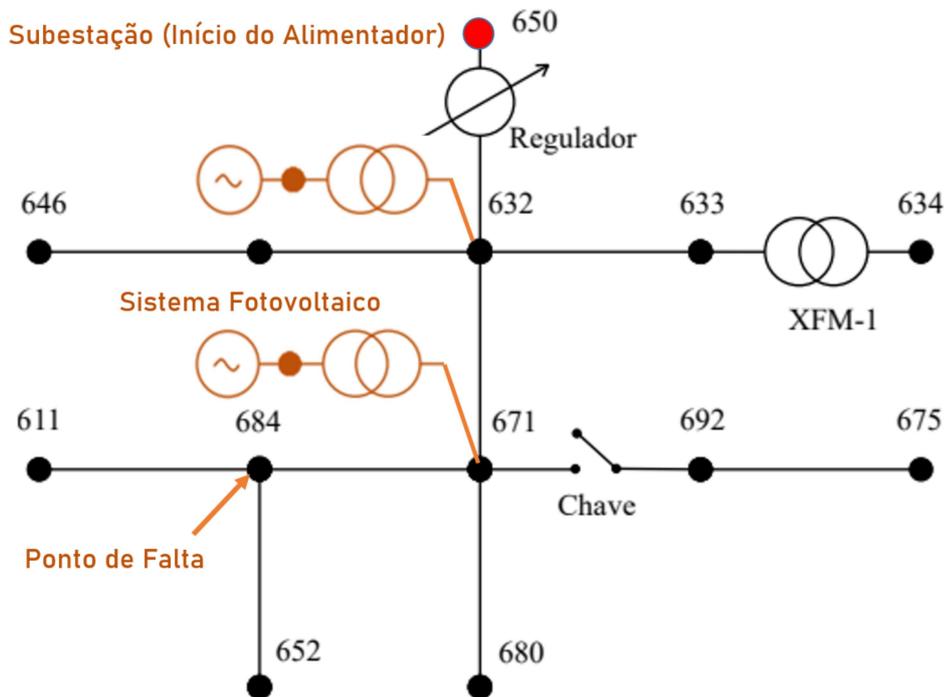
Figura 15 – Diagrama da Rede de 13 Barras com uma Fonte de GD



Fonte: Adaptado de (RADATZ, 2015)

A partir dos três modelos simulacionais descritos anteriormente, a próxima seção traz os valores e resultados obtidos através do software utilizado e tem objetivo de comprovar a elevação no nível da corrente de curto-circuito ocasionada pela fonte de GD.

Figura 16 – Diagrama da Rede de 13 Barras com duas Fontes de GD



Fonte: Adaptado de (RADATZ, 2015)

## 3.2 Resultado das Simulações

Como dito anteriormente, o objetivo principal da simulação é verificar a contribuição da fonte de GD para o aumento do nível da corrente de curto-circuito. Dessa forma, a Tabela 10 apresenta os dados e valores numéricos para cada modelo simulacional descrito na seção anterior.

Para todos os casos em análise, as faltas monofásicas (Fase-Terra) e bifásicas (Fase-Fase) foram aplicadas na barra 684, local escolhido pelo fato de estar próximo do final do alimentador. A conexão do sistema fotovoltaico para segunda simulação localiza-se na barra 671 e para terceira, na barra 671 e 632.

Tabela 10 – Dados de Simulação da Rede de 13 Barras.

Simulação	GD	Icc Monofásica	Icc Bifásica
1 <sup>a</sup>	Sem fonte de GD	2838 A	4220 A
2 <sup>a</sup>	uma fonte de GD - 3 MW	2967 A	4587 A
3 <sup>a</sup>	duas fontes de GD - 6 MW	3127 A	4784 A

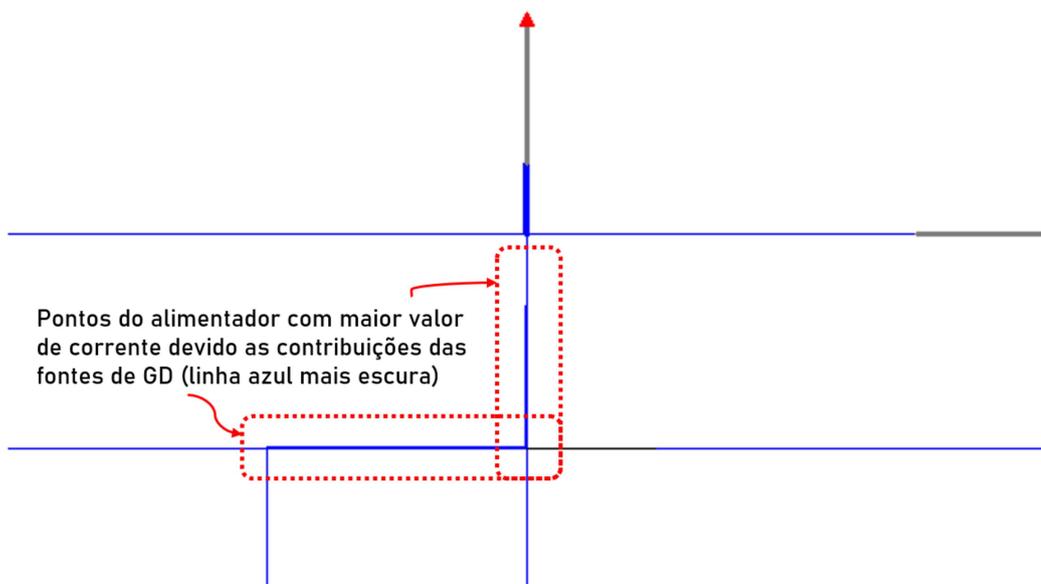
Fonte: Software OpenDSS.

Após análise de faltas, no modelo com conexão de uma fonte de GD, verifica-se que o módulo da corrente de curto-circuito é elevada em aproximadamente 5% e 8% respectivamente para correntes monofásicas (fase-terra) e bifásica que fluem no ponto de falta da rede de distribuição.

Na terceira simulação, é inserida a segunda fonte de GD dobrando a potência ativa que o sistema fotovoltaico fornece para a rede. Nesse momento, a corrente de curto-circuito monofásica eleva seu valor em aproximadamente 11% e a bifásica em 14% em comparação com o modelo inicial de simulação, sem a presença de GD.

Dessa forma, fica evidente e comprovada a contribuição das fontes de GD para elevação do nível de corrente de curto-circuito, fator que impacta diretamente na coordenação e seletividade do sistema de proteção da rede de distribuição. Se por exemplo, o fusível que está coordenado com o religador próximo do ponto de falta, estiver programado para um limite de corrente de curto-circuito menor que o valor apresentado nas simulações, o elo-fusível pode entrar em fusão na primeira abertura de contato do religador, perdendo a seletividade do sistema e deixando parte da rede sem fornecimento de energia elétrica. A Figura 17 ilustra o circuito plotado pelo software OpenDSS no momento de simulação com duas fontes de GD.

Figura 17 – Simulação do Diagrama da Rede de 13 Barras com duas Fontes de GD



Fonte: Adaptado do OpenDSS

É possível observar no diagrama simulado, a intensidade de corrente avaliada na rede elétrica. Através das linhas com maior incidência da tonalidade da cor azul, indica o local do alimentador onde existe maior fluxo de potência, ou seja, maior nível de corrente. Esse ponto é exatamente onde foi inserida as fontes de GD, fator que contribui para elevar o nível de corrente na rede elétrica, no momento onde a geração da fonte é maior que a demanda das cargas.

Mesmo com a desvantagem de elevação no nível de corrente de curto-circuito, se compararmos a fonte de GD conectada através de inversores como é o caso do sistema fotovoltaico utilizado na rede teste de 13 barras, seu impacto no sistema de distribuição é muito menor em relação a uma fonte síncrona de GD (modelo clássico de fonte de tensão em conjunto com uma reatância). O nível de contribuição de curto-circuito nos terminais do gerador para O modelo síncrono pode chegar até 10 p.u. da corrente nominal no alimentador (GUTIERRES et al., 2013). As questões envolvendo faltas com GD dependem da capacidade do gerador de modificar as correntes de curto-circuito provenientes do sistema e sua forma de conexão com o alimentador, por isso, quando se trata de um sistema fotovoltaico, seu conversor limita o nível de curto do lado da rede.

## 4 Discussão e Estratégias para Manter a Coordenação e Seletividade do Sistema

Em última análise, o objetivo consiste em realizar simulações com alterações na configuração da rede em relação a alocação das fontes de GD, aplicando faltas em uma mesma barra do alimentador para possibilitar uma análise mais criteriosa e em seguida, tirar conclusões a respeito de como minimizar os impactos que a fonte externa causa nos níveis de corrente de curto-circuito e conseqüentemente na coordenação e seletividade da proteção.

### 4.1 Ponto Ideal de Conexão da GD

Como visto no Capítulo 2, nos gráficos estudados, para cada conjunto de elementos, existem faixas de coordenação e limites máximo e mínimo de corrente para garantir a seletividade da proteção da rede. Uma vez que esses limites e margens de faixas são ultrapassados, a coordenação e seletividade é completamente perdida. Para tentar solucionar esse problema, serão apresentadas técnicas, métodos e estudos do ponto ideal de alocação das fontes para melhoria da coordenação e seletividade do sistema de proteção da rede de distribuição na presença de GD.

A GD quando inserida próximo do ponto de maior consumo de carga, alivia a potência demandada da subestação, fonte principal de potência do alimentador. Dessa forma, a corrente que sai do terminal inicial da rede de distribuição será menor devido a fonte de GD ajudar no fornecimento de potência para as cargas conectadas ao circuito. Entretanto, quando a geração externa é maior que a demanda no momento atual de consumo de energia elétrica, existe fluxo de corrente oposto ao sentido convencional, resultante da injeção de potência ativa na rede. Esse fator também altera a característica da configuração de proteção proposta para o sistema. De acordo com essas explicações, define-se que o pior ponto para alocar a fonte de GD é entre o religador e o fusível que estão coordenados entre si. Pois em caso de fluxo de potência radial, o fusível a jusante da GD pode atuar antes da segunda operação do religador e em casos de fluxo de potência no sentido contrário, o religador pode atuar sem necessidade, deixando parte da rede sem alimentação.

Para determinar o ponto ideal de conexão das fontes de GD, realizou-se diversas simulações e testes substituindo a localização dos dois sistemas fotovoltaicos que foram

inseridos na rede de 13 barras. A Tabela 11 apresenta os testes realizados e os respectivos valores das correntes de curto-circuito para diversas configurações e localidades de falta.

Tabela 11 – Testes de Alocação da Fonte de GD

Ponto de Falta	Conexão da GD	Icc Monofásica	Icc Bifásica
barra 684	barra 632 e 671 (6MW)	3127 A	4784 A
barra 684	barra 692 e 671 (6MW)	3197 A	4896 A
barra 684	barra 675 e 692 (6MW)	3234 A	4983 A
barra 684	barra 645 e 632 (6MW)	3012 A	4558 A
barra 684	barra 671 e 680 (6MW)	3242 A	4968 A
barra 684	barra 671 e 652 (6MW)	3159 A	4627 A
barra 684	barra 611 (3MW)	2678 A	4297 A
barra 684	barra 671 (3MW)	2967 A	4587 A

Fonte: Software OpenDSS.

Determinou-se através da análise dos resultados que a melhor forma de conexão é quando as fontes de GD estão inseridas espaçadas pelo menos a 3 barras de distância uma da outra, ou quando estão localizadas ao final do alimentador. Por exemplo, quando conectamos uma fonte de GD na barra 632 e 671 da Figura 13 temos uma corrente de curto-circuito bifásico de 4784A. Quando aproximamos essas fontes de GD, conectando-as nas barras 692 e 671 respectivamente, a corrente se eleva para 4896A. Nem sempre é possível seguir esse padrão de conexão, por isso, o estudo de técnicas e métodos é de extrema importância para as empresas distribuidoras de energia elétrica. A seguir, apresenta-se outras técnicas para minimizar o problema de coordenação e seletividade do sistema de proteção.

## 4.2 Técnicas para Manter a Coordenação e Seletividade da Proteção

A primeira técnica de abordagem consiste em dividir o sistema em zonas menores, de tal forma que Uma zona tenha um equilíbrio razoável de carga e GD, sendo a capacidade GD um pouco mais do que a carga. Além disso, pelo menos um ponto de GD (geralmente o maior da zona) deve ter a capacidade de controle de frequência de carga. As zonas devem ser separadas por religadores ou disjuntores com capacidade de abrir ou fechar repetidamente ao receber um sinal de um relé principal localizado na subestação (BRAHMA; GIRGIS, 2004). É importante que esses dispositivos tenham capacidade de comunicação remota.

A segunda técnica consiste em utilizar religadores baseados em microprocessamento. A partir das curvas do gráfico de coordenação e dos respectivos níveis de corrente, o religador baseado em microprocessador consegue adequar seu sistema de curvas realizando ajustes do seu tempo de atuação conforme haja necessidade. Isso significa que para todos os valores de corrente medidos pela curva original do religador, ele consegue gerar uma nova curva revisada, podendo ser rápida ou lenta para garantir sua coordenação com a curva do fusível no mesmo gráfico e no mesmo eixo de corrente. O religador convencional não consegue se adaptar às mudanças nas condições do sistema. Por isso, através da possibilidade de oferecer uma variedade de opções de curvas para alcançar a coordenação, somente os religadores microprocessados atendem essas condições (BRAHMA; GIRGIS, 2002).

A terceira técnica é muito utilizada pelas concessionárias, consiste em aplicar métodos para desconectar as fontes de GD antes que o religador feche pela primeira vez. Isso se deve à possibilidade de sincronização fora de fase e danos potenciais subsequentes ao equipamento de GD. Assim, quando o religador fechar pela primeira vez, a fonte de GD não existirá mais no circuito e o sistema mudará para o original. Logo, isso significa que as curvas gráficas de coordenação originais sem a presença de GD agora serão novamente válidas (BRAHMA; GIRGIS, 2002).

## 5 Conclusão

Em detrimento dos incentivos regulamentados pela Agência Nacional de Energia Elétrica, as fontes de geração distribuída estão cada vez mais presentes nas redes de distribuição. Diante disso, o trabalho abordou os impactos causados na coordenação e seletividade de religadores e fusíveis do sistema de proteção da rede de distribuição, considerando forte presença de geração distribuída. Através de análises gráficas, pode-se verificar margens, limites máximos e mínimos de correntes de falta e observar em quais momentos a coordenação e seletividade deixa de existir.

A principal causa para descoordenação e perda da seletividade entre os religadores e fusíveis da proteção do sistema elétrico é a corrente de curto-circuito fora dos limites de configuração desses dispositivos. Diante desse fato, através de uma rede teste de 13 barras do IEEE, representando um sistema de distribuição completo, com auxílio do software OpenDSS, inseriu-se fontes de GD para comprovar o aumento no nível das correntes de curto-circuito no momento de falta. O estudo comprovou através das simulações que de fato a fonte de GD (sistema fotovoltaico) conectada no barramento do alimentador contribui significativamente para a acréscimo nos níveis da corrente de curto-circuito. Verificou-se também que quanto maior for a potência ativa injetada na rede, ou quanto mais fontes de GD estiver inserida no sistema, maior será a contribuição para aumento de corrente. Não existe uma linearidade entre esses aspectos, a corrente não segue um padrão específico de crescimento, pois depende de vários fatores externos e internos da sistema fotovoltaico no momento de geração.

Atualmente, algumas redes de distribuição não estão completamente adaptadas para receber esse alto número de conexões de fontes de GD. Quando se trata do sistema fotovoltaico, esse a expansão é ainda maior, principalmente para consumidores residenciais e comerciais, devido a facilidade de acesso e custo reduzido dos painéis solares. Diante disso, o sistema de proteção, anteriormente configurado para limites máximos de corrente de falta, sofre danos na sua estrutura em função do aumento constante dessas fontes de GD. Em casos de falta, os dispositivos de proteção da rede pode perder completamente sua coordenação e seletividade, pois a corrente de curto-circuito que antes era definida e configurada para determinado limite, agora, pode facilmente exceder esse valor, impactando consumidores e trazendo prejuízos para a distribuidora de energia elétrica. Por isso, esse estudo é complexo, de necessidade atual e extremamente importante.

Na tentativa de minimizar o problema descrito, o trabalho apresenta algumas técnicas e soluções para manter a coordenação e seletividade do sistema, mesmo na presença

de fontes de GD. O método mais adequado para o presente caso encontrado dentro das referências estudadas, é a técnica de se utilizar religadores baseados em microprocessamento. O dispositivo consegue ajustar as curvas do gráfico de coordenação para dentro dos limites de segurança independente do nível de contribuição de corrente das fontes de GD. O religador identifica qual padrão de curva deve-se utilizar de acordo com a necessidade específica no momento de falta. Entretanto, substituir elementos de proteção em larga escala torna-se quase inviável para grande parte das concessionárias de distribuição, principalmente quando se trata de um dispositivo de alto custo.

Diante dos argumentos apresentados, o estudo verificou que a forma mais rápida e menos custosa de propor soluções temporárias está em determinar pontos estratégicos de localização para inserir as fontes de GD no alimentador de média tensão. Através das simulações, verificou-se que quanto maior a distância entre os pontos de GD, menor é o impacto nos níveis de corrente de curto-circuito, uma vez que a corrente aumenta no ponto de conexão e diminui conforme se afasta da GD. A simulação demonstrou também que um ponto ideal para inserir a fonte de GD seria ao final do alimentador, pois como a corrente de curto-circuito aumenta conforme a falta se distancia da subestação, não existe mais caminho radial para a GD elevar o nível de corrente da rede, caso esteja inserida na última barra.

Considerando o problema de estudo, esforços estão sendo feitos para conseguir limitar e executar um controle sobre as correntes de falta injetadas na rede pelos geradores. Para trabalhos futuros, relacionados ao tema proposto, seguem as seguintes sugestões:

- Expandir a análise de faltas para sistemas mais complexos com número maior de barras;
- Estudo de inversores que possibilitam maior limitação de corrente do lado da rede para sistemas fotovoltaicos;
- Simulação de sistemas com controle de limitadores de corrente;
- Estudo e análise de outras filosofias de proteção considerando alta penetração de GD;

# Referências

ABDI, B. et al. Coordination return of protective devices in distribution systems in presence of distributed generation. *Energy Procedia*, Elsevier, v. 12, p. 263–270, 2011. 3, 7

ANEEL. *Resolução Normativa ANEEL n.º 482/2012*. 2012. <<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/atren2012482.pdf>>. Acessado: 10-08-2022. 1

ANEEL. *PRODIST MÓDULO 3 - CONEXÃO AO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA*. 2021. <[https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2021956\\_2\\_2.pdf](https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2021956_2_2.pdf)>. Acessado: 11-08-2022. 2

ANEEL. *Brasil ultrapassa marca de 10 GW em micro e minigeração distribuída*. 2022. <<https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2022/brasil-ultrapassa-marca-de-10-gw-em-micro-e-minigeracao-distribuida>>. Acessado: 11-08-2022. 1, 2

BRAHMA, S. M.; GIRGIS, A. A. Microprocessor-based reclosing to coordinate fuse and recloser in a system with high penetration of distributed generation. In: IEEE. *2002 IEEE power engineering society winter meeting. conference proceedings (Cat. No. 02CH37309)*. [S.l.], 2002. v. 1, p. 453–458. 4, 7, 21, 26, 27, 28, 40

BRAHMA, S. M.; GIRGIS, A. A. Development of adaptive protection scheme for distribution systems with high penetration of distributed generation. *IEEE Transactions on power delivery*, IEEE, v. 19, n. 1, p. 56–63, 2004. 5, 7, 39

BRITTO, T. M. de et al. Distributed generation impacts on the coordination of protection systems in distribution networks. In: IEEE. *2004 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America (IEEE Cat. No. 04EX956)*. [S.l.], 2004. p. 623–628. 10

CAMINHA, A. C. *Introdução à proteção dos sistemas elétricos*. [S.l.]: Editora Blucher, 1977. 20

CORDEIRO, M. A. d. M. et al. Impacto de geradores conectados via inversores na coordenação da proteção em redes de distribuição de energia elétrica. Universidade Federal do Pará, 2017. 5, 20, 22, 23, 24, 25, 26

EATON. *Distribuidores de Energia e Sistemas de Controle de Média Tensão*. 2017. <<https://www.eaton.com/br/pt-br/products/medium-voltage-power-distribution-control-systems/reclosers.html>>. Acessado: 10-08-2022. 19

GIRGIS, A.; BRAHMA, S. Effect of distributed generation on protective device coordination in distribution system. In: IEEE. *LESCOPE 01. 2001 large engineering systems conference on power engineering. Conference Proceedings. Theme: Powering Beyond 2001 (Cat. No. 01ex490)*. [S.l.], 2001. p. 115–119. 4, 7

GIULIANI, E.; GUARDA, F. G.; JR, G. C. Influência de fontes de geração distribuída na proteção de sistemas de distribuição de energia elétrica. 3, 7

- GUTIERRES, L. F. d. F. et al. Proposta de um sistema de proteção para preservar a coordenação entre religadores e elos fusíveis de sistemas de distribuição na presença de geração distribuída. Universidade Federal de Santa Maria, 2013. 6, 7, 37
- JUNIOR, M. F. B. Impacto da geração distribuída na proteção de sistema de distribuição. 2017. 17, 21, 23
- KAGAN, N.; OLIVEIRA, C. C. B. D.; ROBBA, E. J. *Introdução aos sistemas de distribuição de energia elétrica*. [S.l.]: Editora Blucher, 2005. 11
- MAIOLA, P. C. et al. Arquitetura multiagente para a coordenação de relés de sobrecorrente na proteção de sistemas radiais na presença de geração distribuída. 2014. 14, 18, 22
- MAMEDE, J. M. F. D. R. *Proteção de Sistemas Elétricos de Potência*. [S.l.]: Editora LTC, 2011. 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 26
- PROENGE. *Religadores Automáticos*. 2020. <<https://www.proengecursos.com.br/noticia/voce-sabe-o-que-sao-religadores-automaticos-ras/>>. Acessado: 10-08-2022. 18
- RADATZ, P. Modelos avançados de análise de redes elétricas inteligentes utilizando o software openss. *São Paulo*, p. 22–24, 2015. 30, 31, 34, 35
- SALGADO, D. A. *Uma abordagem paramétrica do impacto da geração distribuída sobre as correntes de curto-circuito e na proteção de redes de distribuição*. Tese (Doutorado) — Universidade de São Paulo, 2015. 12, 17, 32

## 6 Anexos

### **Código da Rede Teste de 13 Barras para Análise de Falhas**

Código Main (Principal)

```
// Files que descrevem o circuito
Redirect subestacao.dss
Redirect linecodes.dss
Redirect lines.dss
Redirect loadshape.dss
Redirect loads.dss
Redirect capacitors.dss
Redirect transformer_sub.dss
Redirect transformer.dss
Redirect regulators.dss
Redirect switches.dss
Redirect pvsystemexample.dss
Redirect tensao_base.dss

New Fault.2curto phases=2 bus1=684.1.3
New Fault.2curto phases=1 bus1=684.1

solve

Transformer.RegFaseA.Taps=[1.0 1.0]
Transformer.RegFaseB.Taps=[1.0 1.0]
Transformer.RegFaseC.Taps=[1.0 1.0]
Set Controlmode=OFF
```

---

### **Código do Arquivo - Voltage Bases**

Set Voltagebases=[69, 4.16, .48, .69] // Tensões Base LL

```
CalcVoltageBases
BusCoords IEEE13Node_BusXY.csv
New energymeter.m1 line.650632 1
```

//BusCoords são as coordenadas dos elementos, as referências x,y.

```
//energymeter é o MEDIDOR de início do alimentador.
```

---

### **Código do Arquivo - Subestação**

```
New Circuit.IEEE13BARRAS
```

```
basekv=69 pu=1.0 phases=3 bus1=SourceBus
```

```
Angle=30
```

```
MVAsc3=1000000000 MVAsc1=1000000000
```

```
AddBusMarker Bus=SourceBus Code=36 color=Red size=2
```

---

### **Código do Arquivo - Dados do Transformador da Subestação**

//Observação: para a simulação é considerado a impedância do transformador muito pequena.

```
New Transformer.Subestacao phases=3 windings=2 xhl=0.0001
```

```
wdg=1 bus=SourceBus conn=delta kV=69 kVA=10000 %r=0.0000005
```

```
wdg=2 bus=650 conn=wye kV=4.16 kVA=10000 %r=0.0000005
```

---

### **Código do Arquivo - Dados das Linhas**

```
New Line.650632 Phases=3 Bus1=Reg.1.2.3 Bus2=632.1.2.3 LineCode=601 Length=2000  
units=ft
```

```
New Line.632670 Phases=3 Bus1=632.1.2.3 Bus2=670.1.2.3 LineCode=601 Length=667  
units=ft
```

```
New Line.670671 Phases=3 Bus1=670.1.2.3 Bus2=671.1.2.3 LineCode=601 Length=1333  
units=ft
```

```
New Line.671680 Phases=3 Bus1=671.1.2.3 Bus2=680.1.2.3 LineCode=601 Length=1000  
units=ft
```

```
New Line.632633 Phases=3 Bus1=632.1.2.3 Bus2=633.1.2.3 LineCode=602 Length=500  
units=ft
```

```
New Line.632645 Phases=2 Bus1=632.3.2 Bus2=645.3.2 LineCode=603 Length=500  
units=ft
```

```

New Line.645646 Phases=2 Bus1=645.3.2 Bus2=646.3.2 LineCode=603 Length=300
units=ft
New Line.692675 Phases=3 Bus1=692.1.2.3 Bus2=675.1.2.3 LineCode=606 Length=500
units=ft
New Line.671684 Phases=2 Bus1=671.1.3 Bus2=684.1.3 LineCode=604 Length=300
units=ft
New Line.684611 Phases=1 Bus1=684.3 Bus2=611.3 LineCode=605 Length=300
units=ft
New Line.684652 Phases=1 Bus1=684.1 Bus2=652.1 LineCode=607 Length=800
units=ft

```

---

### Código do Arquivo - LineCodes (Dados do Arranjo das Linhas)

```

// 601
New linecode.601 nphases=3 BaseFreq=60
  rmatrix = (0.2153 | 0.0969 0.2097 | 0.0982 0.0954 0.2121)
  xmatrix = (0.6325 | 0.3117 0.6511 | 0.2632 0.2392 0.6430)
  cmatrix = (10.3833 | -3.2894 9.8228 | -2.0759 -1.2225 9.2936)
  units=km

// 602
New linecode.602 nphases=3 BaseFreq=60
  rmatrix = (0.4676 | 0.0982 0.4645 | 0.0969 0.0954 0.4621 )
  xmatrix = (0.7341 | 0.2632 0.7446 | 0.3117 0.2392 0.7526 )
  cmatrix = (9.3931 | -1.7828 8.5369 | -2.7862 -1.0859 8.9508)
  units=km

// 603
New linecode.603 nphases=2 BaseFreq=60
  rmatrix = (0.8261 | 0.1284 0.8226)
  xmatrix = (0.8370 | 0.2853 0.8431)
  cmatrix = (7.7626 | -1.4833 7.6902)  units=km

// 604
New linecode.604 nphases=2 BaseFreq=60
  rmatrix = (0.8226 | 0.1284 0.8261)
  xmatrix = (0.8431 | 0.2853 0.8370)
  cmatrix = (7.6902 | -1.4833 7.7626)

```

```
units=km
```

```
// 605
```

```
New linecode.605 nphases=1 BaseFreq=60
```

```
rmatrix = (0.8259)
```

```
xmatrix = (0.8373)
```

```
cmatrix = (7.4488)
```

```
units=km
```

```
// 606
```

```
New linecode.606 nphases=3 BaseFreq=60
```

```
rmatrix = (0.4960 | 0.1883 0.4903 | 0.1770 0.1983 0.4898)
```

```
xmatrix = (0.2773 | 0.0204 0.2511 | -0.0089 0.0204 0.2773)
```

```
cmatrix = (159.6994 | 0 159.6994 | 0 0 159.6994)
```

```
units=km
```

```
// 607
```

```
New linecode.607 nphases=1 BaseFreq=60
```

```
rmatrix = (0.8242)
```

```
xmatrix = (0.3184)
```

```
cmatrix = (146.6753)
```

```
units=km
```

### **Código do Arquivo - PvSystem (sistema Fotovoltaico)**

```
//Definições:
```

```
New PVSystem.PV phases=3 bus1=trafo_pv kV=0.48 kVA=3500 irradi=.98 Pmpp=3000
temperature=25 PF=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 effcurve=Myeff P-TCurve=MyPvsT
Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp !default for inverter is unity PF
```

```
New PVSystem.PV1 phases=3 bus1=trafo_pv1 kV=0.48 kVA=3500 irradi=.98
Pmpp=3000 temperature=25 PF=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 effcurve=Myeff P-TCurve=MyPvsT
Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp !default for inverter is unity PF
```

```
New Transformer.pv_up phases=3 xhl=5.750000
```

```
wdg=1 bus=trafo_pv kV=0.48 kVA=4000.000000 conn=wye
```

wdg=2 bus=671 kV=4.16 kVA=4000.000000 conn=wye

New Transformer.pv\_up1 phases=3 xhl=5.750000

wdg=1 bus=trafo\_pv1 kV=0.48 kVA=4000.000000 conn=wye

wdg=2 bus=692 kV=4.16 kVA=5500.000000 conn=wye



## ANEXO X - TERMO DE RESPONSABILIDADE

O texto do trabalho de conclusão de curso intitulado “Estudos do Impacto da Geração Distribuída na Coordenação de Proteção do Sistema de Distribuição” é de minha inteira responsabilidade. Declaro que não há utilização indevida de texto, material fotográfico ou qualquer outro material pertencente a terceiros sem a devida citação ou consentimento dos referidos autores.

João Monlevade, 30 de março de 2023.

Bruno Carolino de Paula Silva  
Nome completo do(a) aluno(a)