



**UNIVERSIDADE FEDERAL
DE SANTA CATARINA**

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
CENTRO TECNOLÓGICO
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA E
ELETRÔNICA**

GABRIEL AUGUSTO NAVES TEIXEIRA

**ANÁLISE DA INFLUÊNCIA DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO
DESEMPENHO DE RELÉS DE PROTEÇÃO DE
ALIMENTADORES**

**Florianópolis
2019**

Gabriel Augusto Naves Teixeira

**ANÁLISE DA INFLUÊNCIA DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO
DESEMPENHO DE RELÉS DE PROTEÇÃO DE
ALIMENTADORES**

Trabalho Conclusão do Curso de
Graduação em Engenharia Elétrica do
Departamento de Engenharia Elétrica e
Eletrônica da Universidade Federal de
Santa Catarina como requisito para a
obtenção do Título de Bacharel em
Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Miguel Moreto

Florianópolis
2019

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor, através do Programa de Geração Automática da Biblioteca Universitária da UFSC.

Teixeira, Gabriel Augusto Naves
Análise da Influência da Geração Distribuída no
Desempenho de Relés de Proteção de Alimentadores /
Gabriel Augusto Naves Teixeira ; orientador, Miguel
Moreto, 2019.
76 p.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) -
Universidade Federal de Santa Catarina, Centro
Tecnológico, Graduação em Engenharia Elétrica,
Florianópolis, 2019.

Inclui referências.

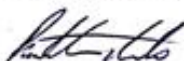
1. Engenharia Elétrica. 2. Rede de Distribuição.
3. Geração Distribuída. 4. Curto-Circuito. I. Moreto,
Miguel. II. Universidade Federal de Santa Catarina.
Graduação em Engenharia Elétrica. III. Título.

Gabriel Augusto Naves Teixeira

**ANÁLISE DA INFLUÊNCIA DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO DESEMPENHO DE
RELÉS DE PROTEÇÃO DE ALIMENTADORES**

Este Trabalho Conclusão de Curso foi julgado adequado para obtenção do Título de bacharel em Engenharia Elétrica e aprovado em sua forma final pela Banca Examinadora

Florianópolis, 12 de julho de 2019.



Prof. Dr. Renato Lucas Pacheco

Coordenador do Curso de Graduação em Engenharia Elétrica, em exercício

Banca Examinadora:



Prof. Dr. Miguel Moreto

Orientador

Universidade Federal de Santa Catarina



Prof. Dr. Roberto de Souza Salgado

Universidade Federal de Santa Catarina



M. Eng. Vitor Fernando Couto

Universidade Federal de Santa Catarina

AGRADECIMENTOS

Quero agradecer primeiramente à Deus pelo dom da vida.

Agradeço aos meus pais Edilâne e Vilmar, pela minha criação e por terem me dado todo suporte necessário durante toda minha vida. Sou grato também pelo meu irmão, João Pedro.

Agradeço à minha namorada Rafaela, que me aguentou e ajudou muito durante este trabalho. Te amo demais, minha linda.

Agradeço ao Prof. Moreto por sempre estar de portas abertas e pela disposição em ajudar. És uma referência de professor.

Agradeço a todos os meus amigos da Elétrica 12.2. Que sorte a minha entrar no mesmo semestre que vocês. Com certeza são amizades que quero ter pelo resto da vida.

Agradeço a todos com quem a oportunidade de aprender e ensinar. "Diante da vastidão do tempo e da imensidão do universo, é minha alegria dividir esta experiência com vocês" (Carl Sagan).

RESUMO

Os sistemas de distribuição foram projetados considerando que a corrente flui em apenas uma direção, da fonte para a carga. Existem diversos entraves relacionados à geração de energia elétrica que motivaram o desenvolvimento de novas tecnologias para geração de energia. A geração distribuída surge como uma solução viável diante da conjuntura atual. Quando um gerador distribuído é inserido na rede de distribuição, esta deixa de ser passiva e torna-se ativa. Essa circunstância torna a operação e proteção da rede muito mais complexa. Durante um curto-circuito os geradores distribuídos contribuem para a corrente de falta, impactando na proteção convencional do sistema de distribuição. Este trabalho analisa os impactos da geração distribuída em relés/religadores de proteção de sobrecorrente. O sistema de distribuição teste de 34 barras do IEEE é implementado no ATPDRAW e sua proteção é parametrizada. Fontes de geração distribuídas são modeladas e inseridas na rede, a qual é submetida à curtos-circuitos. Formatos de onda são obtidos e inseridos em no relé digital SEL-451 que tem o seu tempo de operação analisado. Os resultados são comparados com o tempo operação de fusíveis, a fim de examinar se houve descoordenação entre os dispositivos.

Palavras-chave: Geração distribuída. Curto-circuito. Proteção. Rede de distribuição. Relé. Religador. Coordenação de Proteção.

ABSTRACT

Distribution systems were designed considering the unidirectional flux of current. Many dilemmas about electricity generation has motivated the development of new technologies. Distributed generation emerges as a feasible solution for these complications. A distributed generator connected to a distribution system changes its operation mode, from passive to active. This situation makes the operation and protection of the net more complicated. During a fault, distributed generators contribute to the fault current, impacting on the conventional protection. The present work analyzes the effect of distributed generation on overcurrent relays/reclosers. The IEE 34 node test feeder is implemented on ATPDraw and its protection is set up. Distribution generators are then designed and connected to the net, which is submitted to faults. Current wave shapes are obtained and inserted on SEL-451 digital relay, and its operation time is analyzed. The results are compared with fuses operation times, trying to detect miscoordination between the protection devices.

Keywords: Distributed Generation. Distribution System. Fault analysis. Relay. Recloser. Protection coordination.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Sistema elétrico passivo.....	21
Figura 2 – Sistema elétrico ativo.....	22
Figura 3 – Diagrama de blocos de um sistema fotovoltaico conectado à rede.....	23
Figura 4 – Diagrama de blocos de uma hidrelétrica.....	24
Figura 5 – Esquemático de funcionamento do DFIG.....	25
Figura 6 – Conexão de um gerador distribuído a SE através de um alimentador exclusivo.....	26
Figura 7 – Conexão de um gerador distribuído em um alimentador pré-existente.....	27
Figura 8 – Histórico de operação de um religador para falta permanente.....	32
Figura 9 – Curvas características de tempo de fusão-corrente para elos fusíveis do tipo T, grupo A.....	34
Figura 10 – Zona de atuação de relés de sobrecorrente.....	35
Figura 11 – Diferentes Inclinações das Curvas.....	36
Figura 12 – Alimentador de distribuição fictício.....	38
Figura 13 – Curvas de operação na condição <i>fuse-blowing</i> (a) e <i>fuse-saving</i> (b).....	39
Figura 14 – Formação da nova corrente de falta devido a GD.....	40
Figura 15 – Exemplificação da situação de falsa atuação.....	42
Figura 16 – Topologia do sistema de 34 barras.....	44
Figura 17 – Peça do circuito mostrando a conexão de cargas.....	46
Figura 18 – Interface de definição dos elementos de uma linha trifásica.....	48
Figura 19 – Fragmento do circuito mostrando a conexão dos reguladores de tensão.....	49
Figura 20 – Formas de onda de corrente na saída do alimentador.....	50
Figura 21 – Localização dos elementos da topologia proposta.....	53
Figura 22 – Curva muito inversa, com time dial da curva rápida em destaque.....	55
Figura 23 – Curvas características de tempo de fusão-corrente para elos do grupo A, tipo K.....	57
Figura 24 – Gerador síncrono utilizado na simulação.....	61
Figura 25 – Topologia do gerador fotovoltaico utilizado nos testes.....	62
Figura 26 – Topologia para curtos-circuitos sem GD.....	63
Figura 27 – Formas de onda na saída do alimentador durante um curto monofásico na fase C.....	64
Figura 28 – Formas de onda na saída do alimentador durante um curto trifásico.....	65

Figura 29 – Atuação da proteção para a falta monofásica.....65
Figura 30 – Topologia dos casos analisados.....67

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Proteções mínimas em função da potência instalada.....28

Tabela 2 – Valores de tap e tensão no secundário dos reguladores.....	50
Tabela 3 – Comparação dos valores de potência por fase e total.....	51
Tabela 4 – Comparação dos valores de corrente na saída do alimentador.....	51
Tabela 5– Comparação de valores de corrente nos ramos laterais.....	51
Tabela 6 – Mínima corrente de curto e valores de ajuste das proteções instantâneas.....	54
Tabela 7 – Valores de ajuste das funções temporizadas.....	55
Tabela 8 – Correntes de referência e valor nominal do fusível escolhido.....	58
Tabela 9 – Valores de parâmetros inseridos no relé.....	60
Tabela 10 – Valores de corrente para curtos. Caso sem GD.....	64
Tabela 11 – Valores de tensão do gerador e taps dos reguladores em cada caso.....	66
Tabela 12 – Resultados obtidos do caso 1.....	67
Tabela 13 – Resultados obtidos do caso 2.....	67
Tabela 14 – Resultados obtidos do caso 3.....	68
Tabela 15 – Tempos de atuação do relé e tempo mínimo de fusão do fusível.....	69

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AC - Corrente Alternada
ABNT - Associação Brasileira de Normas Técnicas
ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica
ANSI - *American National Standards Institute*
ASCII - *American Standard Code for Information Interchange*
ATP - *Alternative Transient Program*
CELESC - Centrais Elétricas de Santa Catarina
CC - Curto-Circuito
DFIG - *Doubly Fed Induction Generator*
GD - Geração Distribuída
GS - Gerador Síncrono
IEEE - *Institute of Electrical and Electronics Engineers*
LAPSE - Laboratório de Automação e Proteção de Sistemas de Engenharia Elétrica
NBR - Normas Brasileiras
PCH - Pequena Central Hidrelétrica
PRODIST - Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
p.u. - Por Unidade
RTC - Relação de Transformação
SE - Subestação
SEL - *Schweitzer Engineering Laboratories*
SF6 - Hexafluoreto de Enxofre
TD - *Time Dial*

SUMÁRIO

1.	INTRODUÇÃO.....	19
1.1	Objetivos.....	19
1.2.	Metodologia.....	20
1.3.	Organização do documento.....	20
2.	GERAÇÃO DISTRIBUIDA E FORMAS DE CONEXÃO..	21
2.1.	Principais Tecnologias de Geração Distribuída.....	22
2.1.1.	Sistema fotovoltaico.....	22
2.1.2.	PCH.....	23
2.1.3.	Energia eólica.....	24
2.2.	Tipos de conexão da GD à rede de distribuição.....	25
2.3.	Proteções das Centrais Geradoras.....	27
3.	PROTEÇÃO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO E O EFEITO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA.....	29
3.1.	Principais Elementos de Proteção de Redes de Distribuição....	29
3.1.1.	Disjuntor.....	29
3.1.2.	Relé.....	30
3.1.3.	Religadores.....	31
3.1.4.	Fusível.....	32
3.2.	Funções de Proteção	35
3.3.	Proteção de uma Rede de Distribuição.....	36
3.4.	O Impacto da Conexão de Geradores Distribuídos na Rede de Distribuição.....	39
3.4.1.	Contribuição para os Níveis de Curto-Circuito e Descoordenação.....	40
3.4.2.	Falsa atuação da proteção.....	41
4.	MODELAGEM DE UM ALIMENTADOR E A PARAMETRIZAÇÃO DOS ELEMENTOS DE PROTEÇÃO.....	43
4.1.	O Alimentador de 34 Barras do IEEE.....	43
4.2.	A Modelagem do Sistema.....	44
4.2.1.	Transformadores.....	45
4.2.2.	Cargas.....	45
4.2.3.	Linhas de Distribuição.....	48
4.2.4.	Reguladores de Tensão.....	48
4.3.	Validação dos Resultados.....	49
4.4.	Proposta de Proteção do Alimentador.....	52
4.4.1.	Relação de Transformação do TC.....	53
4.4.2.	Relé de Sobrecorrente Instantâneo.....	53
4.4.3.	Relé de Sobrecorrente Temporizado.....	54
4.4.4.	Fusíveis.....	55

5.	SIMULAÇÕES E RESULTADOS.....	59
5.1.	Modelagem dos Geradores Distribuídos.....	60
5.1.1.	Gerador Síncrono.....	61
5.1.2.	Gerador fotovoltaico.....	61
5.2.	Simulações de Falta Sem a Presença de Geração Distribuída...62	
5.3.	Simulações de falta com GD.....	66
5.4.	Análise de resultados.....	68
6.	CONCLUSÃO.....	71
7.	REFERÊNCIAS.....	73

1. INTRODUÇÃO

O potencial hidrelétrico brasileiro vem sendo explorado a bastante tempo (SALGADO, 2015). Assim, por muito anos o sistema elétrico brasileiro baseou-se através de um despacho central, promovendo economia, segurança e confiabilidade (LUIZ, 2012). A geração distribuída (GD) ganhou relevância quando países optaram pelo regime de competição de geração de energia, incentivando-se o estudo e concepção de novas tecnologias (LUIZ, 2012). O Brasil seguiu a tendência mundial de reestruturar o seu setor elétrico, desverticalizando-o e realizando privatizações (SALGADO, 2015). Além disso, o país e o mundo passaram por crises energéticas que fomentaram um aumento na intensificação da diversidade da matriz energética.

Na geração centralizada a energia elétrica é produzida por usinas de grande porte e é transportada em alta tensão por longas linhas de transmissão até uma subestação (SE) abaixadora, onde é finalmente distribuída para os consumidores (ELMUBARAK, 2015). Ao mesmo tempo que há o aumento no consumo de energia elétrica no mundo e um crescimento na preocupação com relação a mudanças climáticas, as reservas de combustíveis fósseis estão diminuindo (BARROS, 2004). Desta forma, a geração distribuída se mostra como uma ótima opção em face à estas adversidades.

Este trabalho foca em problemas encontrados pelos convencionais métodos de proteção de sobrecorrentes de redes de distribuição na presença de GD. Segundo Luiz (2012), os sistemas de distribuição tinham sua topologia baseada na condição de corrente unidirecional, da fonte para a carga. A conexão de GD na rede de distribuição faz com que esta deixe de ser passiva e torne-se ativa, ou seja, sem a inserção de GD a rede opera de forma radial e com apenas uma fonte, com a GD, a rede passa ter diversas fontes de alimentação, o que gera correntes bidirecionais (CHOWDHURY, 2009).

1.1. Objetivos

O principal objetivo deste trabalho é analisar os impactos da geração distribuída na proteção de um alimentador de distribuição, através de testes práticos em um relé comercial. Para tanto, são necessários os seguintes objetivos secundários:

- Compreender como é realizada a conexão de geradores distribuídos na rede;

- Analisar o sistema de proteção de redes de distribuição convencionais;
- Entender como a GD afeta as proteções convencionais;
- Modelar e simular uma rede de distribuição, fazendo a parametrização de sua proteção;
- Implementar modelos elétricos de GD no *software* de simulação, examinando sua contribuição para correntes de curto-circuito;
- Analisar tempo de atuação de relés e fusíveis para faltas monofásicas e trifásicas;

1.2. Metodologia

No intuito de alcançar os objetivos aqui propostos, os métodos de análise e procedimentos empregados pela pesquisa serão qualitativos e quantitativos. Os levantamentos qualitativos foram coletados de fontes secundárias bibliográficas (artigos científicos, teses, dissertações e livros acadêmicos). O levantamento quantitativo se deu pro meio da modelagem e simulação de uma rede de distribuição, a parametrização de sua proteção, simulações com GD e coleta de resultados de aparelhos e manuais de especificação.

1.3. Organização do Documento

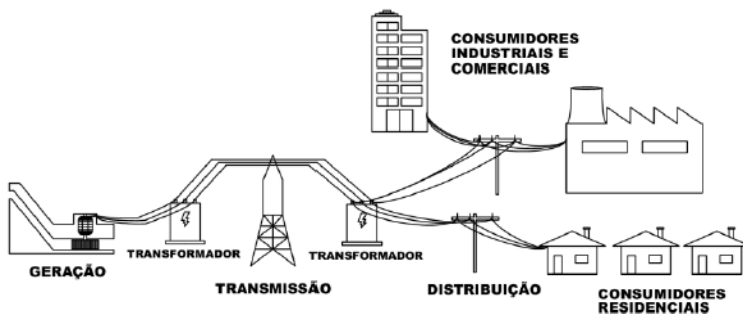
Este texto está organizado da seguinte maneira. No capítulo 2 foi definida a geração distribuída, suas principais tecnologias e formas de conexão e proteção quando conectados na rede de distribuição. No capítulo 3 foi analisada a proteção de uma rede de distribuição convencional, seus principais elementos e de uma forma teórica, como a inserção da GD impacta nesta proteção. No capítulo 4 foi modelado o sistema de distribuição teste de 34 barras do IEEE, juntamente com uma proposta de proteção. No capítulo 5 foi examinada a influência de geradores distribuídos conectados ao sistema teste através de curtos-circuitos. Em seguida, através de um relé digital foi analisado os tempos de atuação da proteção proposta, comparando-os com os tempos de atuação de fusíveis. Por fim, uma análise dos resultados foi realizada.

2. GERAÇÃO DISTRIBUÍDA E FORMAS DE CONEXÃO

A geração centralizada se caracteriza por unidades geradoras de grande porte, geralmente localizadas longe da carga e conectadas à extensas linhas de transmissão e distribuição (BONFÁ, 2014). Além disso, esta se mostra pouco flexível no atendimento à rápida e crescente demanda por energia elétrica, já que exige alto investimento e seu tempo de construção é longo. A geração distribuída se mostra como uma boa alternativa à este eminente déficit de energia, já que tem baixo custo de investimento para construção, curto espaço de tempo para instalação e operação, facilidade de alocação, baixo custo de investimento e reduz o impacto ambiental causado por grandes usinas e linhas de transmissão (LUIZ, 2012). A evolução de sistemas elétricos de potência, o receio em relação às crises energéticas, preocupações com o meio ambiente, são outros motivos que motivaram o crescente aumento do uso da geração distribuída (CUNHA, 2013).

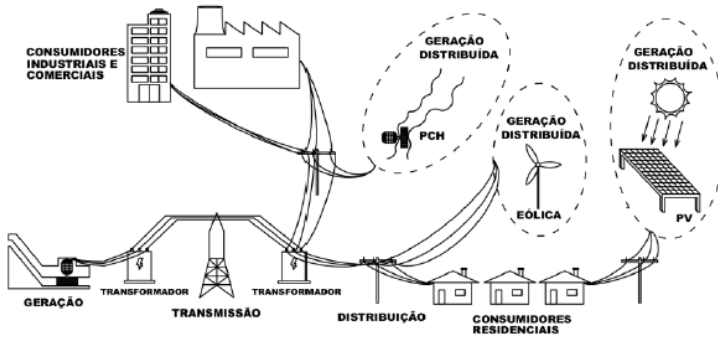
Uma definição de geração distribuída estabelece que esta é uma geração de energia elétrica de pequeno ou médio porte interconectada diretamente à uma subestação ou à própria rede de distribuição (BARKER, 2000), podendo ou não ser renovável. A conexão de GD na rede de distribuição faz com que esta deixe de ser passiva e torne-se ativa, ou seja, sem a inserção de GD a rede opera de forma radial e com apenas uma fonte, com a GD, a rede passa ter diversas fontes alimentando a rede, o que gera correntes que podem mudar de sentido (CHOWDHURY, 2009). A Figura 1 ilustra um sistema elétrico radial e a Figura 2 exemplifica uma rede com GD.

Figura 1 – Sistema elétrico passivo



Fonte: Pinto, 2019.

Figura 2 – Sistema elétrico ativo



Fonte: Pinto, 2019.

Na seção 2.1 serão apresentadas algumas das principais tecnologias de geração distribuída, a seção 2.2 e 2.3 estabelecem, respectivamente, os requisitos para a conexão e proteção de GD na rede de distribuição brasileira.

2.1. Principais Tecnologias de Geração Distribuída

Devido à preocupação do impacto ambiental causado pelos combustíveis fósseis, tem-se buscado soluções sustentáveis para a geração de energia elétrica proveniente de fontes limpas e renováveis. Isso possibilita o emprego da geração distribuída, pois ela pode utilizar fontes primárias renováveis. É importante ter uma matriz energética diversificada, pois assim se tem um uso mais racional das fontes de produção de energia elétrica (LUIZ, 2012). A geração distribuída pode ter a característica de ser intermitente, pois alguns geradores dependem de condições climáticas no momento de operação. Segundo Baran (2005), existem dois tipos de GD: um deles produz energia em corrente alternada e o outro em corrente contínua.

Esta seção tem como objetivo abordar algumas fontes sustentáveis de geração distribuída, como os sistemas fotovoltaicos, PCHs, térmicas à biomassa e energia eólica.

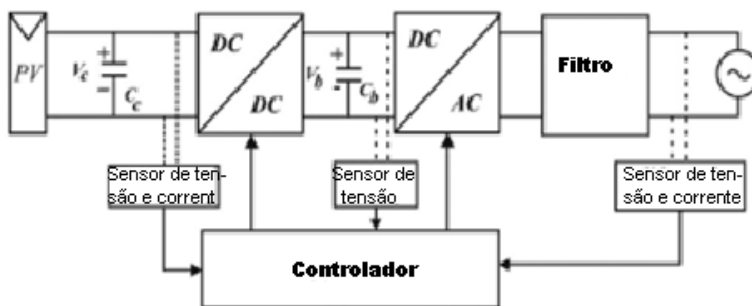
2.1.1. Sistema fotovoltaico

Basicamente, sistemas fotovoltaicos fazem a conversão da energia luminosa em energia elétrica por meio do efeito fotoelétrico. Este

efeito ocorre em uma célula fotovoltaica, que é uma junção p-n fabricada em uma fina camada de um semicondutor (MAHELA, 2017). Como a potência de uma célula é muito baixa, elas são conectadas em série e paralelo formando um módulo ou painel, estes módulos por sua vez são conectados de modo a se obter a potência desejada do sistema.

Um módulo fotovoltaico contém diversos elementos de eletrônica de potência e controladores, a fim de buscar a melhor operação para certa condição. A Figura 3 mostra a topologia de um módulo fotovoltaico. Pode-se notar que a sua conexão com o sistema elétrico se dá por meio de inversores, já que o módulo gera energia elétrica em corrente contínua.

Figura 3 – Diagrama de blocos de um sistema fotovoltaico conectado à rede

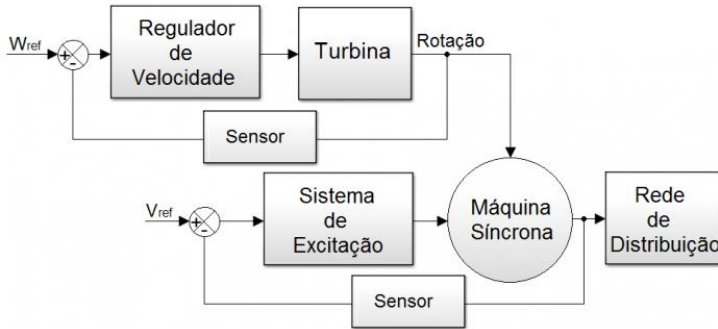


Fonte: Mahela, 2017, editado pelo autor

2.1.2. PCH

Uma PCH é uma usina hidrelétrica de pequeno porte. Segundo a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), uma PCH é um empreendimento destinado a produção autoprodução ou produção independente de energia elétrica cuja potência seja superior a 3MW e igual ou inferior a 30MW e com reservatório de até 13km³ (ANEEL, 2015). A energia elétrica é gerada pelo aproveitamento do fluxo das águas em uma usina. Conforme pode-se perceber na Figura 4, a conexão de uma PCH à rede se dá por meio de uma máquina síncrona.

Figura 4 – Diagrama de blocos de uma hidrelétrica

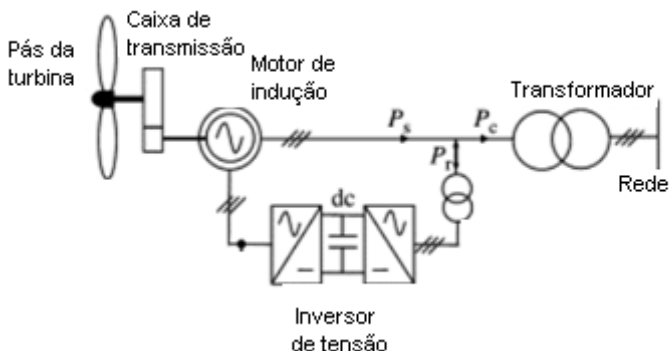


Fonte: Kariston, 2018.

2.1.3. Energia eólica

Conforme a ANEEL (2018), energia eólica é a energia cinética contida nas massas de ar em movimento. Dentre as energias renováveis, a energia eólica tem posição de destaque, devido à sua madura tecnologia, robustez e valor de investimento (HERBERT, 2007). Seu funcionamento tem como base a conversão de energia cinética de translação em energia cinética de rotação, através do vento que passa pelas pás da turbina do gerador. Devido à característica intermitente do vento, o gerador é projetado para se adaptar a essa mudança, mantendo a máxima eficiência. Atualmente o gerador mais utilizado é o de indução com elementos de eletrônica de potência – Doubly Fed Induction Generator (DFIG) – que ajuda a manter a geração de energia em seu ponto ótimo (METRA, 2015). Sua topologia é mostrada na Figura 5.

Figura 5: Esquemático de funcionamento do DFIG



Fonte: Tleis, 2008, editado pelo autor

2.2. Tipos de conexão da GD à rede de distribuição

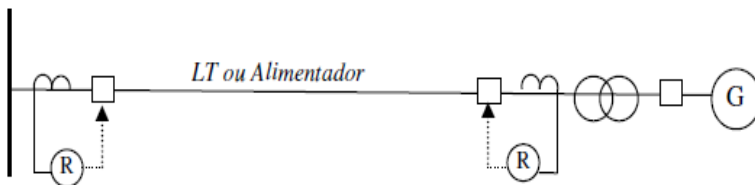
A rede de distribuição tem função de rebaixar a tensão proveniente de sistemas de transmissão, fornecer energia elétrica ao consumidor e ser um ponto de acesso à conexão de centrais geradoras (ANEEL, 2018). De acordo com a ANEEL (2018), o Brasil conta com 109 agentes que realizam o serviço de distribuição de energia. Os procedimentos de distribuição, PRODIST, são documentos elaborados pela ANEEL que visam normatizar e padronizar práticas relacionadas ao uso da rede de distribuição. As concessionárias devem elaborar suas normas técnicas baseadas nestes. O módulo 3 do PRODIST trata sobre os requisitos técnicos para acesso ao sistema de distribuição. O nível de média tensão vai de 1kV até 69kV, sendo as tensões típicas no valor de 13,8kV, 23kV e 34,5kV. Os procedimentos que este trabalho engloba estão nesta faixa típica de tensão. Existem duas maneiras de se conectar um gerador à rede de distribuição:

(a) Conexão direta à subestação através de um alimentador exclusivo:

Esta conexão não sobrecarrega linhas/alimentadores já existentes, que foram projetados para o atendimento de cargas. Seu início se dá em uma subestação abaixadora, indo até o ponto de conexão com o consumidor. Assim, esta conexão traz mais confiabilidade e segurança para a rede. O ponto de conexão é realizado no barramento da subestação de distribuição da concessionária, onde deve haver um religador ou

relé/disjuntor. Além disso, junto a fonte é necessário ter outro dispositivo de proteção, como mostrado na Figura 6. Dado que o alimentador utilizado é exclusivo para fazer a conexão da GD à rede, pode-se parametrizar uma proteção dedicada. A proteção do alimentador da Figura 5 é realizada por dois conjuntos de relés e disjuntores, ao qual poderia ser substituído por apenas um disjuntor, porém os relés precisariam de um sistema de comunicação em altas frequências. Para se fazer a conexão junto à SE, é necessário ter espaço físico para o alimentador, isso pode ser um empecilho em alguns casos. Além do mais, este tipo de conexão tem custo mais elevado.

Figura 6 – Conexão de um gerador distribuído a SE através de um alimentador exclusivo

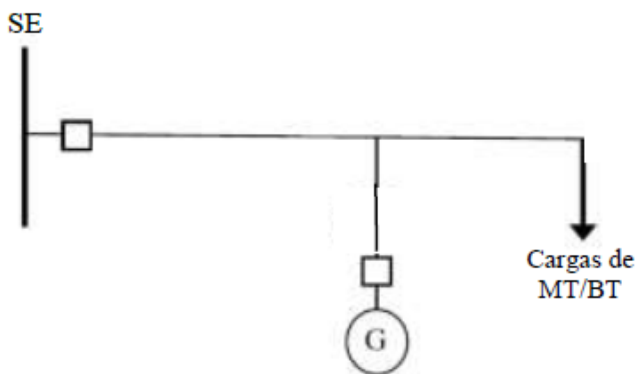


Fonte: Luiz, 2012.

(b) Conexão à um alimentador pré-existente:

É a forma mais utilizada e econômica de acesso, porém a rede passa a contar com um elemento extra, ao qual não era esperado, já que o sistema de distribuição foi concebido para o atendimento de cargas. Neste caso, o gerador distribuído opera em paralelo com a rede convencional. Desta forma, a topologia da rede muda completamente, tornando-se mais complexa e deixando de ter comportamento radial. Este tipo de conexão é mostrado na Figura 7. É de responsabilidade do produtor de energia instalar um religador no ponto de conexão com a rede (LUIZ, 2012). Este é o tipo de conexão que será considerado no trabalho, visto que é o caso mais comum e que ocasiona mais problemas em relação aos sistemas de proteção.

Figura 7 – Conexão de um gerador distribuído em um alimentador pré-existente



Fonte: Luiz, 2012.

2.3. Proteções das Centrais Geradoras

O módulo 3 do PRODIST determina os requisitos mínimos de proteção em micro e minigeradores distribuídos. A Tabela 1 mostra estas proteções mínimas exigidas pela agência. A tabela apresenta algumas funções de proteção, como a direcional de sobrecorrente, de sub e sobretensão, sub e sobrefrequência e etc. Além destas funções, ainda são necessárias outras proteções como:

- Elemento de desconexão: Chave seccionadora acessível e visível que a acessada usa para garantir a desconexão da central geradora durante manutenção. Geradores distribuídos conectados através de inversores são uma exceção.
- Elemento de interrupção: Elemento de interrupção automático acionado por proteção ou comando
- Transformador de acoplamento: Transformador de interface entra a unidade consumidora e a rede de distribuição. O tipo de conexão deste transformador afeta de maneira direta o comportamento da unidade geradora, principalmente em situações de curto-circuito na rede. A ANEEL e a Centrais Elétricas de Santa Catarina (CELESC), maior empresa de comercialização e distribuição de Santa Catarina, não especificam qual o tipo de conexão deve ser utilizado. Assim, deve-se analisar os prós e contras de cada ligação. O mais usual

- Anti-ilhamento: A proteção anti-ilhamento estabelece que o gerador distribuído não deva permanecer conectado à rede caso a gerador principal se desconecte, ou tente fazer religamentos.

Tabela 1 – Proteções mínimas em função da potência instalada

EQUIPAMENTO	Potência Instalada		
	Menor ou igual a 75 kW	Maior que 75 kW e menor ou igual a 500 kW	Maior que 500 kW e menor ou igual a 5 MW
Elemento de desconexão ⁽¹⁾	Sim	Sim	Sim
Elemento de interrupção ⁽²⁾	Sim	Sim	Sim
Transformador de acoplamento ⁽³⁾	Não	Sim	Sim
Proteção de sub e sobretensão	Sim ⁽⁴⁾	Sim ⁽⁴⁾	Sim
Proteção de sub e sobrefrequência	Sim ⁽⁴⁾	Sim ⁽⁴⁾	Sim
Proteção contra desequilíbrio de corrente	Não	Não	Sim
Proteção contra desbalanço de tensão	Não	Não	Sim
Sobrecorrente direcional	Não	Sim	Sim
Sobrecorrente com restrição de tensão	Não	Não	Sim
Relé de sincronismo	Sim ⁽⁵⁾	Sim ⁽⁵⁾	Sim ⁽⁵⁾
Anti-ilhamento	Sim ⁽⁶⁾	Sim ⁽⁶⁾	Sim ⁽⁶⁾
Medição	Sistema de Medição Bidirecional ⁽⁷⁾	Medidor 4 Quadrantes	Medidor 4 Quadrantes

Fonte: ANEEL, 2017.

3. PROTEÇÃO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO E O EFEITO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

O sistema de proteção de uma rede de distribuição deve ter as seguintes características (BONFÁ, 2017):

- **Seletividade:** O isolamento do sistema deve acontecer apenas no trecho em que houve a falta, não deixando de atender cargas à montante. Além disso, não deve ocorrer a falsa operação sob condições normais de carga.
- **Sensibilidade:** Os elementos de proteção devem ser sensibilizados por qualquer corrente de curto-circuito que ocorra em sua zona de proteção.
- **Rapidez:** O sistema deve eliminar as correntes de curto o mais rápido possível, sem causar danos à elementos da rede e consumidores.
- **Economia:** Deve-se achar a melhor condição de custo-benefício, evitando o uso exagerado de dispositivos.

Na seção 3.1 são apresentadas informações básicas dos principais componentes do sistema de proteção de uma rede de distribuição. A seção 3.1 aborda funções de proteção utilizadas por relés e religadores. A seção 3.2 descreve algumas concepções básicas de operação do sistema de proteção. A seção 3.3 mostra como a conexão de geradores distribuídos à rede de distribuição podem causar operações indesejadas. As seções serão baseadas na proteção contra sobrecorrentes.

3.1. Principais Elementos de Proteção de Redes de Distribuição

Ao considerar a proteção de sobrecorrentes, os principais componentes do sistema são os relés, disjuntores, religadores e fusíveis. As subseções a seguir tratarão de cada uma delas.

3.1.1. Disjuntor

O disjuntor é um dispositivo de alta velocidade que promove a aberta ou fechamento de seus contatos, interrompendo o fluxo de corrente entre eles. Ele encontra-se geralmente na saída dos alimentadores. Apesar disso, o disjuntor não é capaz de identificar faltas, precisando de um sinal externo para atuar. Este sinal pode ser manual ou por meio de relés. Após o recebimento de um sinal de abertura devido à uma sobrecorrente, o

contato móvel começa a se separar do contato fixo. Como a tendência da corrente é continuar alimentando a falta, há o surgimento de um arco elétrico pelo ar. Portanto, os disjuntores detêm alguma medida de extinção de arco elétrico. Estes podem ser câmaras a óleo mineral isolante, ar comprimido, a vácuo, a SF₆, etc. (SAMPAIO, 2012)

3.1.2. Relé

O relé é um elemento responsável pelo monitoramento e avaliação de grandezas elétricas em um sistema. No âmbito deste trabalho, foca-se apenas no monitoramento da corrente elétrica. Os relés podem ser de diferentes tecnologias, como eletromecânicos, estáticos e digitais. O princípio de funcionamento, por sua vez, não se altera. Conforme Kindermann (2012), o relé compara os parâmetros do sistema com seus parâmetros pré-ajustados e caso haja uma anomalia que exceda este valor de ajuste, ele envia um sinal de comando de abertura. Este sinal pode ser algum tipo de alarme, ou ainda um comando de abertura para o disjuntor.

O sistema de proteção foi composto durante muitos anos por relés eletromecânicos, que tem sua operação através de movimentos mecânicos. Assim, podem sofrer desgastes durante sua vida útil, comprometendo a proteção do sistema (KINDERMANN, 2012). Além disso, cada relé é projetado para que atenda à apenas uma condição de operação, sendo necessário vários relés para que se atenda certa lógica de proteção. Os relés digitais, por sua vez, são gerenciados por microprocessadores. Estes relés podem ser configurados para que atendam diversas funções de proteção simultaneamente.

Afim de isolar os dispositivos de medição da alta e média tensão, utiliza-se um transformador de corrente que tem a função de reproduzir no seu secundário uma corrente que seja réplica em escala da corrente do sistema primário (KINDERMANN, 2012). Sabe-se da teoria de transformadores que a corrente do secundário de um transformador é dada pela equação (1) (KINDERMANN, 2012). A relação de transformação de corrente (RTC) é dada por (2).

$$I_s = \frac{I_p}{RTC} \quad (1)$$

$$RTC = \frac{N_s}{N_p} \quad (2)$$

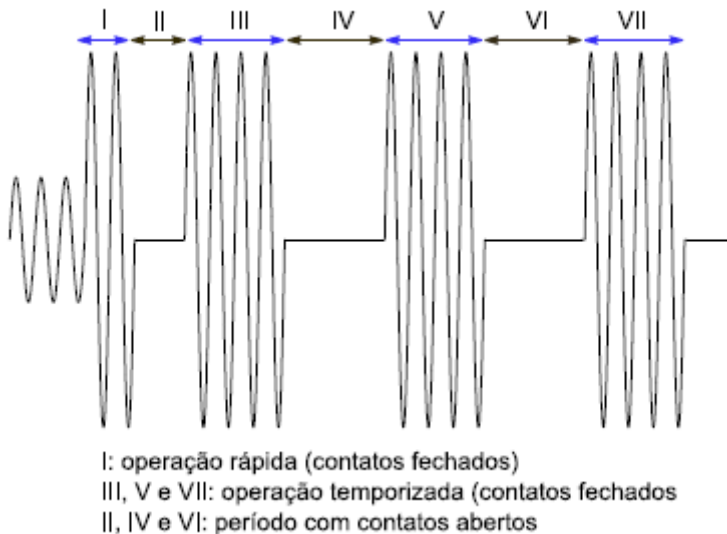
Os relés podem ter atuação instantânea ou temporizada. O primeiro tipo envia um sinal instantaneamente ao ter seu valor de ajuste ultrapassado. O relé de atuação temporizada envia o sinal após um determinado tempo, que é inversamente proporcional ao valor de corrente de falta, ou seja, para uma alta corrente o relé tem baixo tempo de atuação. O modo de parametrização de um relé de ação instantânea e de ação temporizada será mostrado na seção 3.2.

3.1.3. Religadores

O religador é um dispositivo de proteção necessário para que se consiga atingir a continuidade no fornecimento de energia elétrica. Ele é localizado logo na saída do alimentador. Além de monitorar a corrente e comandar a abertura do circuito, ele promove o seu fechamento de maneira automática após certo tempo. O religador é um equipamento com programação integrada capaz de interromper correntes de falta e ainda reenergizar, de forma temporizada, a rede. Assim como um relé, o religador pode atuar de forma instantânea ou temporizada.

Para uma falta temporária, o religador elimina a corrente de falta e as outras cargas sofrem apenas uma interrupção temporária. Como 80% das faltas no sistema de distribuição são temporárias (BRAHMA, 2004; COSTER, 2010) ele é elemento extremamente importante nos sistemas de proteção. Para uma falta permanente, o religador repete a operação abre-fecha um determinado número de vezes e após isso, percebendo que a corrente de falta não foi eliminada, promove a abertura e assim permanece até intervenção manual. As primeiras tentativas de reenergização são feitas de forma quase instantânea, e as outras são de forma retardada. A Figura 8 mostra o histórico de operação de um religador para uma falta permanente.

Figura 8 – Histórico de operação de um religador para falta permanente.



Fonte: Bonfá, 2017.

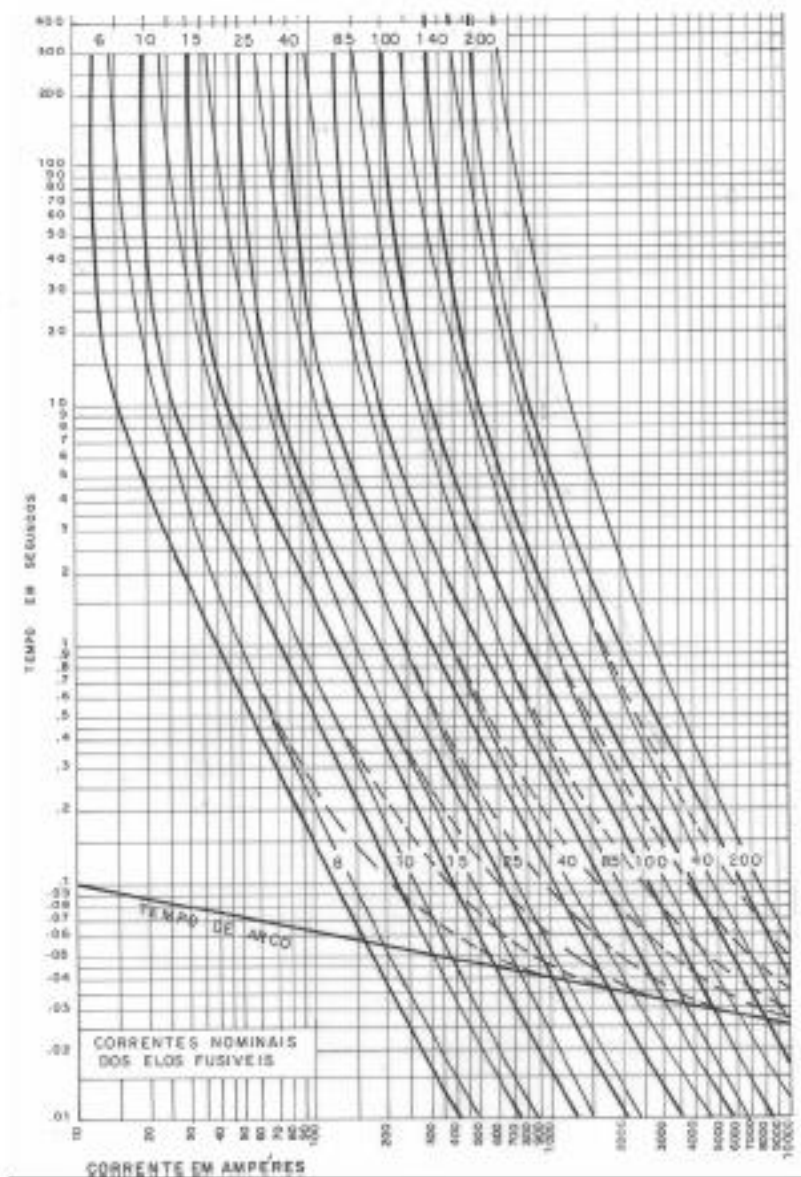
3.1.4. Fusível

O fusível é outro componente muito utilizado na proteção de redes de distribuição. Como o disjuntor e o religador, o fusível tem o objetivo de interromper uma corrente de falta, que acontece pela queima do seu elo fusível. O elo fusível é um elemento metálico que se funde ao ser percorrido por uma corrente elevada (BONFÁ, 2017). Este componente também possui a característica de extinguir o arco elétrico, graças a gases desionizantes gerados pela decomposição do tubo devido às altas temperaturas (VICENTINI, 2004). De certa maneira, ele monitora e isola o circuito em uma condição de curto-circuito, porém, de forma permanente como um disjuntor. Pelo seu baixo custo, é uma opção encontrada em relação ao conjunto relé e disjuntor. Seu reestabelecimento junto ao circuito se dá de forma manual, com a troca do elo.

Para sua parametrização, é necessário saber a corrente nominal que ele deve suportar de maneira ininterrupta. Já a sua fusão se dá de forma temporizada de acordo com inverso do valor nominal da corrente de falta. Os fusíveis são divididos em três tipos: K, H e T (CELESC, 2018). O fusível do tipo K apresenta atuação rápida e é amplamente

utilizado na proteção de alimentadores laterais (BITTENCOURT, 2011). O fusível tipo T apresenta atuação lenta assim como fusível do tipo H, porém este suporta altas correntes por uma fração de tempo. Portanto, é utilizado na proteção de transformadores, devido à corrente *inrush*. Existem valores normais padronizados pela CELESC para cada tipo de fusível. A partir deste valor é possível estimar o tempo de atuação do dispositivo através de um gráfico de curvas de tempo de fusão versus corrente. Além disso, os fusíveis do tipo K e T são divididos em dois grupos: A ou preferenciais e B ou intermediários. A Figura 9 mostra as curvas características de los fusíveis do tipo T, grupo A.

Figura 9 – Curvas características de tempo de fusão-corrente para elos fusíveis do tipo T, grupo A



Fonte: Celesc, 2018.

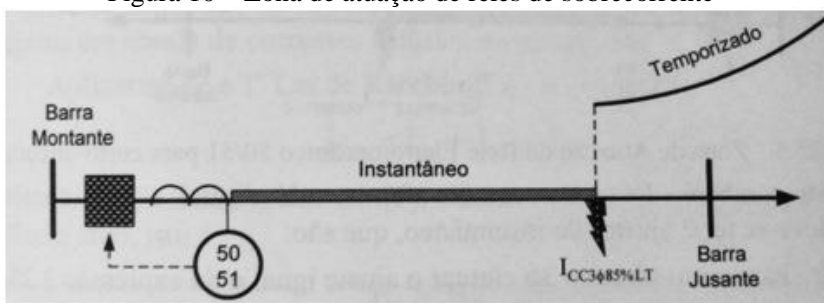
Como é possível ver na Figura 8, cada valor nominal possui duas curvas. A curva a direita representa o tempo mínimo de fusão e a curva a esquerda mostra o tempo máximo para que o elo fusível se rompa.

3.2. Funções de Proteção

Conforme dito na seção anterior, relés e religadores podem ter atuação instantânea ou temporizada. O relé e o religador considerados neste trabalho são do tipo microprocessados. Além disso, têm curvas de tempo inverso de sobrecorrente similares (FERREIRA, 2013). Sendo assim, ambos podem ser tratados de maneira similar em questão de funcionalidade. Relés/Religadores podem fazer o monitoramento de várias variáveis elétricas, cada uma com seu valor de ajuste. Neste trabalho, será considerado apenas as funções de sobrecorrente instantânea de fase e de neutro e sobrecorrente temporizada de fase e de neutro, funções 50, 50N, 51 e 51N pela ANSI (KINDERMANN, 2012).

Em um alimentador, as funções de proteção instantânea e temporizada trabalham em conjunto com um único objetivo, detectar correntes de curto-circuito e eliminá-las. A Figura 10 mostra a zona de atuação de cada função. Para qualquer falta, seja ela monofásica, bifásica ou trifásica, o relé de atuação instantâneo e o de neutro devem atuar para uma falta dentro de 85% do alimentador (KINDERMANN, 2012). Assim, o valor de ajuste para as funções 50/50N são os respectivos valores de falta trifásica e monofásica à 85% da saída do alimentador. Caso a falta esteja além de 85%, quem irá atuar é o relé temporizado. Isso é feito por precaução, com o objetivo de o relé instantâneo não operar para uma falta em um alimentador à jusante.

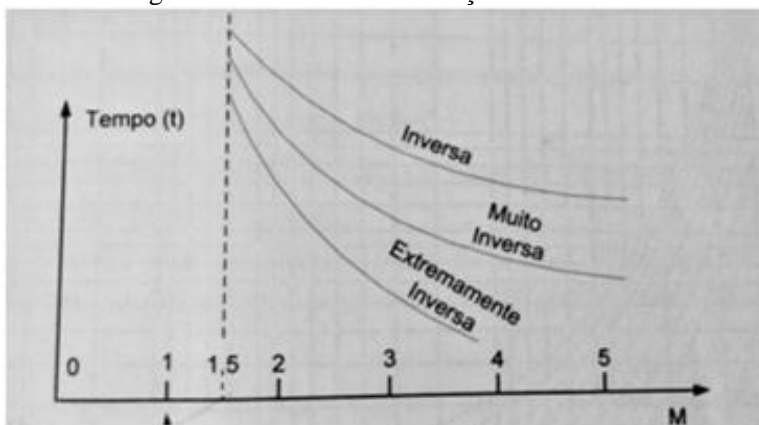
Figura 10 – Zona de atuação de relés de sobrecorrente



Fonte: Kindermann, 2012.

Segundo Kindermann (2012), o relé de atuação temporizada (51) deve atuar para qualquer valor de corrente acima da nominal, porém é dado uma folga de 50%. O relé temporizado de neutro (51N) é ajustado para que suporte um desequilíbrio entre fases de até 45% (KINDERMANN, 2012). É um alto nível de desequilíbrio, mas o sistema de distribuição contém muitas cargas desbalanceadas. Portanto, para parametrizar o ajuste de corrente de operação desta proteção basta apenas saber a corrente nominal. Outro parâmetro de ajuste é a inclinação da curva inversa. A Figura 10 mostra um gráfico ilustrando possíveis escolhas. O eixo horizontal da Figura 11 (M) representa o múltiplo do valor da corrente de ajuste. É possível notar que para um múltiplo maior o relé atuará mais rapidamente. Após a escolha da inclinação da curva, pode-se escolher a velocidade de operação, alterando a altura da curva.

Figura 11 – Diferentes Inclinações das Curvas



Fonte: Kindermann, 2012.

É importante salientar que os valores de ajuste de corrente são normalizados pela relação de transformação do transformador de corrente. Essas funções de proteção serão parametrizadas em uma rede de distribuição no capítulo 4.

3.3. Proteção de uma Rede de Distribuição

Como observado no capítulo 1, o sistema de distribuição brasileiro é tipicamente radial, ou seja, as correntes fluem em apenas uma direção. Como as cargas conectadas nos barramentos estão em paralelo

com a fonte, as correntes que fluem do início do alimentador vão diminuindo ao longo dele, isto também é válido para correntes de curto-circuito. Isso facilita a divisão do sistema em zonas de proteção menores. Os equipamentos presentes em cada zona devem eliminar uma falta antes que os dispositivos de retaguarda atuem (VICENTINI, 2004).

Existe, portanto, uma coordenação entre os elementos de proteção, para que caso aconteça falha na detecção/extinção de uma corrente de curto-circuito, exista uma proteção de retaguarda que possa extinguir esta corrente (ASLINEZHAD, 2011). Além disso, a coordenação é feita para que não haja a operação indevida de nenhum componente. A proteção é realizada basicamente por relés, disjuntores, religadores e fusíveis (NSENGIYUMVA, 2018).

Os sistemas de distribuição geralmente utilizam um relé/religador logo no início do alimentador, ainda na subestação (BRAHMA, 2004). Este religador é responsável pela proteção de retaguarda de toda rede, sendo assim ele deve ser sensível à todas as faltas que aconteçam em sua área de cobertura. Dependendo da configuração da rede, volume e importância de cargas, podem existir mais religadores em série ou protegendo alimentadores laterais. A proteção de alimentadores laterais é feita por fusíveis coordenados com o religador principal (BRAHMA, 2004).

Como mencionado, 80% das faltas no sistema de distribuição são temporárias. Portanto esta característica deve ser levada em conta na hora de projetar um sistema de proteção. Caso aconteça uma falta e ela seja temporária, o religador irá extinguir o arco elétrico, e ao fechar seus contatos, restabelecerá o fornecimento de energia elétrica.

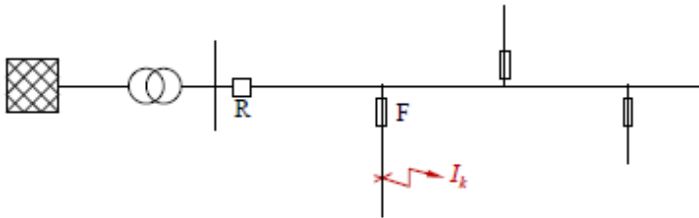
Com o surgimento dos religadores desenvolveu-se duas filosofias de proteção para redes aéreas de distribuição, são elas o *fuse blowing* e o *fuse saving*. A Figura 12 mostra um sistema radial composto por um religador no alimentador principal e fusíveis nos alimentadores laterais. Caso uma falta aconteça no ponto indicado, a jusante do fusível e do religador, duas situações podem acontecer: o fusível queima antes do religador atuar, ou o religador atua antes do fusível queimar. A primeira situação é o chamado *fuse blowing*, e a segunda o *fuse saving*. Na operação *fuse blowing* o fusível atua antes do religador para qualquer falta à montante (MCCARTHY, 2012). O religador opera apenas como proteção de retaguarda. A Figura 13 (a) ilustra esta situação mostrando as curvas de operação dos dois elementos. A curva nomeada F é a curva de operação do fusível e a curva R do religador, sendo que o eixo vertical representa

o tempo de atuação. É possível observar na figura que t_F e t_R são o tempo de atuação do fusível e religador para uma dada corrente I_K .

Caso ocorra esta situação, consumidores do ramal desconectado ficarão sem receber energia elétrica por um tempo considerável já que a troca de fusíveis é feita manualmente, além do mais, esta troca tem um alto custo. Porém, os consumidores dos outros alimentadores não sofrerão interrupções temporárias no fornecimento de energia.

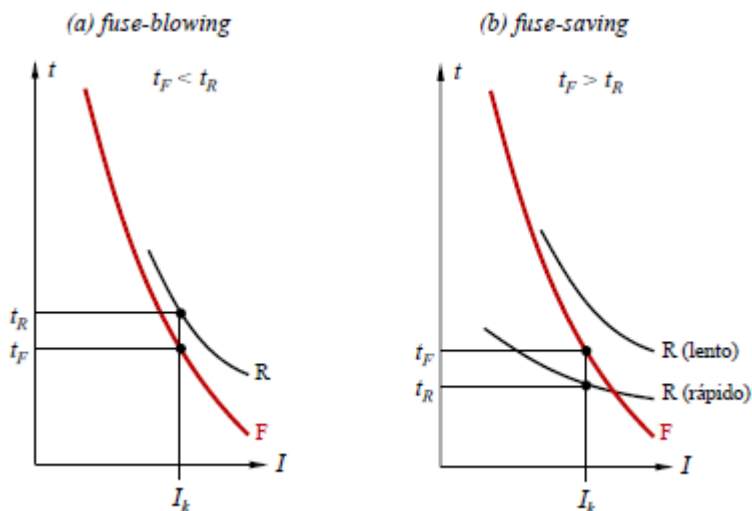
Na operação *fuse saving*, Figura 13 (b), McCarthy (2012) explica que o religador é coordenado de maneira que ele atue antes que o fusível, na tentativa de eliminar a corrente de curto. Uma vez que grande parte das faltas na rede de distribuição são temporárias, o religador previne que o fusível queime para uma falta temporária. Se a falta persistir após o reestabelecimento da conexão com o resto da rede, esta se mostra permanente. Portanto, para uma falta permanente, quem deve operar é o fusível à montante da falta e o religador passa a ser a proteção de retaguarda. Isto é feito por meio de duas curvas de atuação, uma rápida e uma lenta. A curva de atuação do fusível fica entre estas duas. Esta situação é mostrada na Figura 13(b).

Figura 12 – Alimentador de distribuição fictício



Fonte: Salgado, 2015.

Figura 13 – Curvas de operação na condição fuse-blowing (a) e fuse-saving (b)



Fonte: Salgado, 2015.

Nesta operação, consumidores do alimentador lateral não sofrerão grandes interrupções de fornecimento de energia, porém todos as cargas do alimentador sofrerão interrupções temporárias, o que pode ser prejudicial. Além disso a condição *fuse saving* tem problemas de coordenação em níveis mais altos de corrente, que acarretará na operação do religador e do fusível ao mesmo tempo. (MCCARTHY, 2012).

A escolha entre essas duas filosofias fica a critério do operador do sistema, que deve avaliar a prioridade de fornecimento de energia. Uma pesquisa apresentada por Short (2014) mostra que as concessionárias estão abandonando a filosofia *fuse saving* em prol da *fuse blowing*. Neste trabalho, verifica-se que em 1988, 91% das concessionárias entrevistadas adotavam o *fuse saving*, número que caiu para 66% em 2000, mas ainda é utilizado pela maioria dos operadores.

3.4. O Impacto da Conexão de Geradores Distribuídos na rede de distribuição

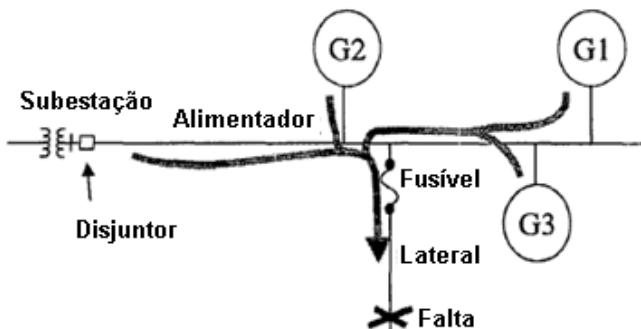
Quando um gerador distribuído é conectada ao longo de um alimentador, este deixa de possuir sentido radial de corrente, pois o

sistema passa a ter múltiplas fontes de alimentação (JIANG, 2011). Além disso, a geração distribuída contribui para a corrente de curto-circuito (JIANG, 2011). É notável que a conexão de GD leva o sistema a operar em uma configuração mais complexa, afetando diretamente sua proteção. Esta seção mostrará alguns problemas da conexão de geradores distribuídos na rede de distribuição. A subseção 3.4.1 mostra como a GD contribui para o aumento das correntes de curto-circuito e para a diminuição da corrente vinda da subestação, ambos casos podem causar descoordenação entre elementos de proteção. No item 3.4.2 será apresentado a condição de falsa atuação da proteção.

3.4.1. Contribuição para os níveis de curto-circuito e descoordenação

Durante um curto circuito, geradores distribuídos contribuem para a corrente de falta, que terá níveis mais elevados. A Figura 14 ajuda a entender melhor esta situação. Antes da inserção da geração distribuída, a corrente de falta era radial, vinda da subestação e igual a corrente de curto-circuito. Com a conexão de geradores distribuídos, a nova corrente de falta será a soma das contribuições de todos as fontes do sistema. O nível de contribuição de cada gerador dependerá da sua habilidade de contribuir para a corrente de falta. Desta situação observa-se que os limites térmicos de condutores e componentes devem ser avaliados para que não sejam ultrapassados.

Figura 14 – Formação da nova corrente de falta devido a GD



Fonte: Barker, 2000, editada pelo autor.

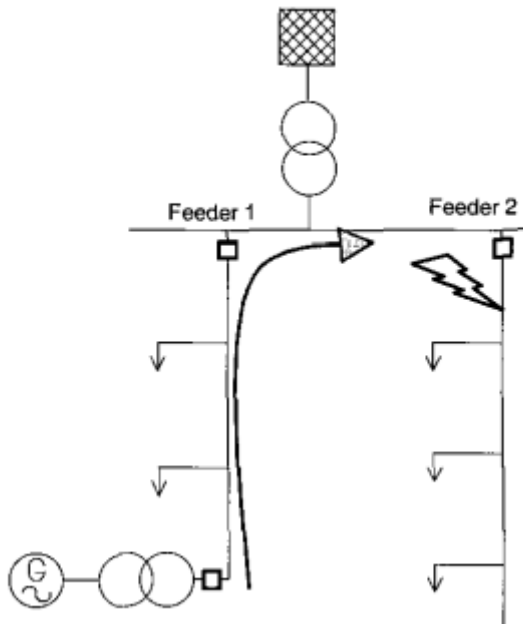
Da situação mostrada na Figura 13, pode-se concluir que pode haver descoordenação de operação entre o fusível e religador. Supõe-se que o sistema está protegendo o circuito na condição de *fuse saving*, ou seja, o religador deve atuar antes do fusível para que tente eliminar a falta e restabelecer o fornecimento de energia o mais rápido possível. Contudo, a corrente de curto vista pelo fusível será maior que na condição sem GD, sendo assim, o fusível pode vir a queimar antes da operação do religador. Esta situação não ocorre para o modo *fuse blowing*, onde o fusível deve atuar antes do religador.

Além disso, a contribuição para a corrente de falta vinda da subestação pode não ser mais a mesma, tendo um valor inferior do que na condição sem GD (KAUHANIEMI, 2004), (COSTER, 2010). Isto acontece devido a alterações na impedância de curto causados pela conexão da GD (MÄKI, 2005). Sendo assim, o religador pode perder a sensibilidade e não atuar, ou levar mais tempo para atuação para dada falta. Esta condição também leva à descoordenação entre fusível e religador.

3.4.2. Falsa atuação da proteção

A Figura 15 mostra o caso em que ocorre uma falta no alimentador 2 e a gerador distribuído do alimentador 1 contribui para a corrente de curto circuito. A contribuição vinda do gerador distribuído pode ser tão alta que a proteção do alimentador 1 atue. Máquinas síncronas fornecem uma corrente de curto-circuito bem mais elevada que outras fontes de GD, sendo assim esta é a que mais impacta neste problema. Mesmo em circuitos longos, o religador deve atuar para uma falta em qualquer ponto dele. Sendo assim, este poder ter um baixo valor de ajuste de atuação. Uma possível solução discutida por Coster (2010) é alterar o tempo de operação da proteção para que leve um tempo maior, assim a proteção do alimentador 2 tem mais tempo para atuar.

Figura 15 – Exemplificação da situação de falsa atuação



Fonte: Kauhaniemi, 2004.

Outros impactos causados pela conexão de GD na rede são: problemas com o religador (KAUHANIEMI, 2004) e (COSTER, 2012) e ilhamento intencional (MAHAT, 2011), que não serão abordados aqui.

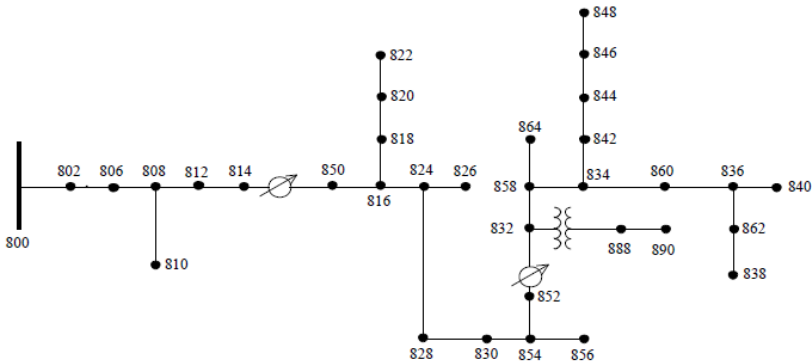
4. MODELAGEM DE UM ALIMENTADOR E A PARAMETRIZAÇÃO DOS ELEMENTOS DE PROTEÇÃO

Afim de obter-se dados para a avaliação dos impactos causados pela GD na corrente de curto-circuito, foi implementado em um software o alimentador de 34 barras do IEEE. Após sua modelagem, testes foram conduzidos com o objetivo de determinar os parâmetros e calcular os ajustes do relé e fusíveis. Na seção 4.1, é apresentado a topologia da rede e suas informações. A seção 4.2 mostra como os elementos da rede foram modelados no *software* de simulação. Na seção 4.3, o circuito modelado será validado, fazendo a conferência de valores de tensão, corrente e potência com os dados de gabarito fornecidos pelo IEEE. Por fim, na seção 4.4 será proposto um sistema de proteção para esta rede.

4.1. O Alimentador de 34 Barras do IEEE

O sistema a ser implementado e submetido à testes é o sistema de testes de 34 barras do IEEE, elaborado em 1992. É baseado em um alimentador real, localizado no Arizona, com tensão nominal de 24,9kV. Apesar de não ser o maior dentre os sistemas disponibilizados pelo IEEE, o comitê responsável pela elaboração do sistema teste indica que este modelo seja utilizado por pesquisadores nos seus estudos em sistemas de distribuição, até mesmo pelos diversos elementos e diferentes topologias de alimentadores laterais. A topologia do sistema é mostrada na Figura 16.

Figura 16 – Topologia do sistema de 34 barras



Fonte: Documento de especificação da rede (IEEE), 1992

As principais características do sistema são:

- O transformador da subestação é de 69 (delta)/24,9kV (estrela aterrado) com potência nominal de 2500kVA, e o sistema ainda conta com um ramo lateral atendido numa tensão de 4,16kV;
- Carga desequilibrada, provocando tensões e correntes desequilibradas;
- Possui dois reguladores trifásicos formados por três reguladores monofásicos cada;
- 6 cargas trifásicas concentradas, sendo uma desequilibrada;
- 12 cargas monofásicas, 3 bifásicas e 4 trifásicas desequilibrada;
- As cargas estão em estrela ou delta e são modeladas como impedância, corrente ou potência constante;
- Alimentadores laterais monofásicos ou trifásicos, sendo as linhas do alimentador inteiro aéreas;
- Dois bancos de capacitores, de 300kVA e 450kVA.

No documento de especificação do sistema encontram-se os dados dos transformadores, cargas e linhas de distribuição.

4.2. A Modelagem do Sistema

O sistema foi implementado no ATPDraw, uma versão com interface gráfica e atualizada do *software Alternative Transient Program*

– ATP. É possível construir um circuito elétrico com o mouse e selecionando entre mais de diversos componentes presentes na biblioteca. O programa realiza simulações e apresenta gráficos com transitórios eletromagnéticos. Além disso, possui um modo programável chamado MODELS. A partir dele, é possível escrever rotinas com variáveis temporais que interagem com os elementos do circuito permitindo a troca de variáveis de entrada e saída. Sendo assim é uma ótima ferramenta para estudos do sistema elétrico.

Para utilizar os valores fornecidos em p.u. no ATPDraw, é necessário obter-se os valores de base. O valor nominal do transformador da subestação é de 2500kVa, que será utilizado como S_{base} e a tensão nominal de linha do sistema de distribuição é de 24,9kV. Destes dois valores é possível definir o valor da impedância de base (Z_{base}) e corrente de base (I_{base}), representados nas equações (3) e (4) respectivamente. O valor da impedância de base é 248Ω e de corrente de base é 56,96A.

$$Z_{base} = \frac{V_{Lbase}^2}{S_{base}} \quad (3)$$

$$I_{base} = \frac{S_{base}}{\sqrt{3}V_{Lbase}} \quad (4)$$

Nas próximas subseções serão mostrados como cada elemento do alimentador foi simulado no programa.

4.2.1. Transformadores

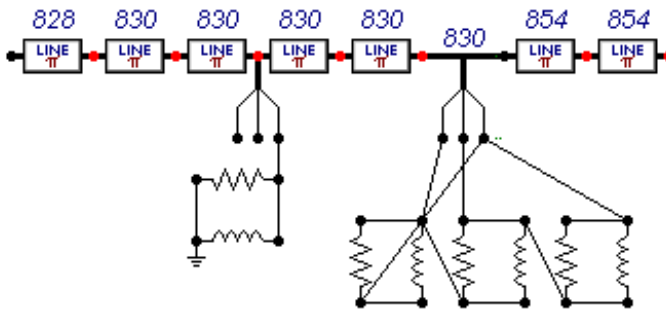
Para modelar o transformador da subestação, foi utilizado uma fonte senoidal com uma impedância em série representando os valores de impedância do transformador. Para modelar o transformador 24,9/4,16kV foi utilizado o elemento SATTRAFO com a respectiva relação de transformação e impedância. O IEEE não fornece dados sobre ramo de magnetização ou capacitâncias parasitas, que em estudos de fluxo de potência e curto-circuito pouco importam.

4.2.2. Cargas

Este alimentador possui cargas concentradas e distribuídas. A carga concentrada está conectada diretamente em uma barra e a outra

encontra-se uniformemente distribuída entre barras. Existem cargas monofásicas, bifásicas e trifásicas, conectadas em estrela ou delta. Elas são modeladas como PQ (potência constante), I (corrente constante) ou Z (impedância constante). O ATPDraw possui um elemento chamado de *Load PQ*, onde é possível selecionar o modelo de carga, porém engloba apenas valores trifásicos. Além disso, não é possível escolher entre carga em delta ou estrela. Sendo assim, todas as cargas do sistema foram modeladas no tipo impedância constante, através de uma carga RL conectada em paralelo, como mostra a Figura 17. Para cargas trifásicas, é possível diferenciar entre cargas em delta ou estrela a partir da forma de conexão entre as fases.

Figura 17 - Peça do circuito mostrando a conexão de cargas



Fonte: Elaboração própria.

A Figura 17 mostra uma carga monofásica distribuída entre a barra 828 e 830. Como a tensão sobre a carga é de fase-neutro, utiliza-se a tensão de fase para o levantamento da sua impedância. Neste caso, o cálculo do valor do resistor é feito com base na potência ativa consumida pela carga, como mostra a equação (5). O cálculo do indutor é feito como mostra a equação (6), utilizando o valor de potência reativa consumidas. Isso se aplica pra cargas monofásicas, bifásicas ou trifásicas conectadas em estrela.

$$R = \frac{V_F^2}{P} \quad (5)$$

$$X = \frac{V_F^2}{Q} \quad (6)$$

A Figura 17 também possui uma carga concentrada sob o nó 830. Como pode-se notar esta é uma carga trifásica conectada em delta. Portanto, para o levantamento dos valores dos componentes é utilizada a tensão de linha. A conexão foi feita considerando sequência ABC. Como a carga é balanceada, os componentes terão os mesmos valores. Foi utilizado este mesmo procedimento para o cálculo dos capacitores dos bancos de capacitores, já que também estão conectados em delta.

Segundo o comitê da IEEE (2011), as cargas distribuídas podem ser substituídas por cargas concentradas conectadas no meio da linha de distribuição e isto foi o realizado, como confirma-se na Figura 17.

4.2.3. Linhas de Distribuição

O ATPDraw possui um componente para representar linhas de transmissão no modelo PI. O componente chama-se LINEPI e pode ser trifásico ou monofásico. Este elemento utiliza valores reais, então deve-se multiplicar o parâmetro distribuído fornecido pelo IEEE pelo comprimento total do segmento. A figura 18 mostra a interface em que são inseridos os parâmetros de uma linha trifásica. A Figura 17 também mostra o modelo deste componente. Afim de aplicar curtos-circuitos no meio das linhas, cada segmento foi modelado utilizando 2 ou 4 blocos em série.

Figura 18 – Interface de definição dos elementos de uma linha pi trifásica

Component: LINEPI_3

Attributes

DATA	UNIT	VALUE
R11	Ohm/m	0.12337
R21	Ohm/m	0.014875
R22	Ohm/m	0.122456
R31	Ohm/m	0.015079
R32	Ohm/m	0.014625
R33	Ohm/m	0.122852
L11	Ohm/m	0.090226
L21	Ohm/m	0.041179

NODE	PHASE	NAME
IN1	ABC	1x842
OUT1	ABC	4x844

Copy Paste Reset Order: 0 Label: 844

Comment:

Lines

Length 1 [m] Hide \$Vintage.1

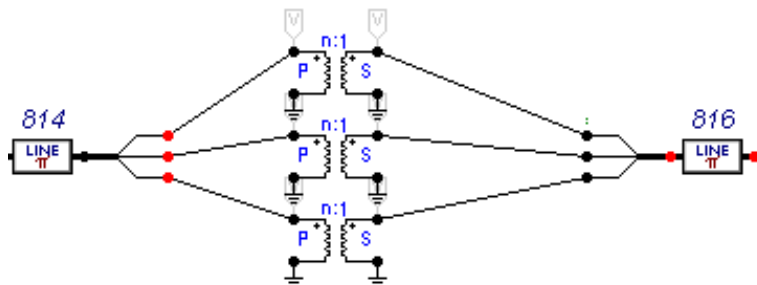
Edit definitions OK Cancel Help

Fonte: Autoria própria

4.2.4. Reguladores de Tensão

Em seus sistemas testes, o IEEE caracteriza os reguladores trifásicos como três reguladores monofásicos (KERSTING 2011). Isso possibilita fazer a alteração de *taps* de forma individual, possibilitando o ajuste de tensão no secundário. Os reguladores então foram modelados como três transformadores ideais monofásicos conectados em cada fase do sistema, como mostrado na Figura 19.

Figura 19 - Fragmento do circuito mostrando a conexão dos reguladores de tensão



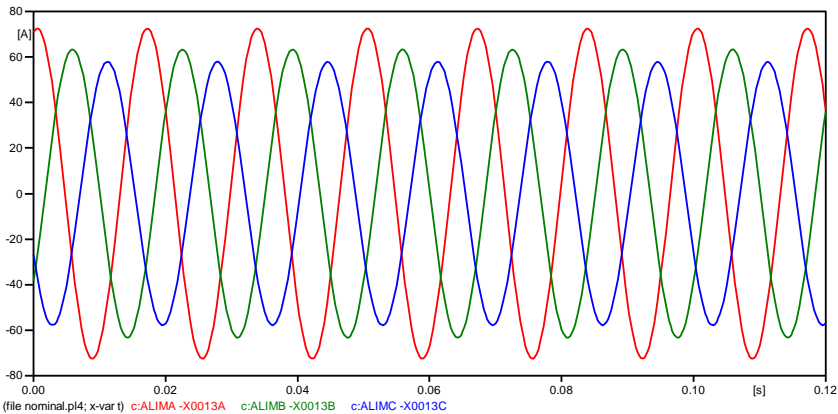
Fonte: Elaboração própria.

4.3. Validação dos Resultados

O IEEE fornece o fluxo de potência entre todas as barras como perfil de tensão. Isto serve como forma de validação de resultados. Uma vez averiguado que o circuito foi modelado de maneira correta, ele está pronto para ser submetido à testes. Após modelar o circuito, deve-se realizar a simulação de *load flow* para conferência de resultados. Portanto, foi feita uma simulação sem a presença de faltas para a obtenção de valores de corrente e potência entre barras e de tensão em cada nó do circuito.

Ao se examinar os resultados divulgados pelo IEEE, é possível ver que a tensão no nó 830 de cada fase é de 1,05p.u. Isso já ocasiona uma diferença com o circuito modelado pois neste não é possível controlar diretamente a tensão na barra 830. O que se faz é controlar a tensão da fonte AC, para que no nó 830 tenha-se a tensão desejada. Como a carga total entre as três fases do circuito é desequilibrada, as correntes também vão ser desequilibradas, gerando uma queda de tensão desequilibrada na impedância série do gerador. A fonte do circuito tem valor de 1,062p.u. e ângulo de 3,658 graus. No nó 830 a tensão medida é de 1,036p.u. para a fase A, 1.044p.u. para a fase B e 1.051p.u. para a fase C. As formas de corrente na saída do alimentador são mostradas na Figura 20.

Figura 20 - Formas de onda de corrente na saída do alimentador



Fonte: Resultado extraído do PlotXY, elaboração própria.

Nos reguladores de tensão já é possível variar as tensões de forma independente, então cada *tap* foi escolhido de forma a obter a tensão que está presente no documento da IEEE. No regulador entre as barras 814 e 850, denominado de regulador 1, a tensão nominal ficou próxima de 1.02p.u. e entre as barras 852 e 832, regulador 2, o *tap* foi ajustado para obter uma tensão de 1.03p.u. por fase. A Tabela 2 apresenta os valores ajustados de cada *tap* de cada regulador, juntamente com a tensão a tensão no secundário.

Tabela 2 – Valores de *tap* e tensão no secundário dos reguladores

Regulador	Tap			Tensão		
	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C
Regulador 1	0,92	0,97	0,97	1,015	1,019	1,021
Regulador 2	0,93	0,93	0,93	1,028	1,034	1,038

Fonte: Elaboração própria

Após o ajuste dos *taps* e tensões, parte-se para a averiguação dos valores de potência e de corrente por fase. A Tabela 3 mostra uma comparação entre valores de potência por fase e total juntamente com o erro percentual. A Tabela 4 compara os valores de gabarito e os medidos de corrente que saem do alimentador principal. A Tabela 5 mostra os valores de corrente nos alimentadores laterais da rede, juntamente com os

valores fornecidos pelo comitê do IEEE, além de verificar o erro percentual.

Tabela 3 - Comparação dos valores de potência por fase e total

	Simulação (kVA)	IEEE (kVA)	Erro percentual (%)
Fase A	746,427 + j 164,586	759,136 + j171,727	0,0179
Fase B	665,661 + j92,245	666,663 + j90,137	0,001
Fase C	616,827 + j30,954	617072 + j28,394	0,0008
Total	2028,916 + j287,786	2042,872 + j290,558	0,0068

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 4 - Comparação dos valores de corrente na saída do alimentador

	Simulação (A)	IEEE (A)	Erro percentual (%)	Diferença angular (graus)
Fase A	51,30 \angle -12,40°	51,56 \angle -12,74°	0,005	0,34
Fase B	44,74 \angle - 127,47°	44,57 \angle -127,70°	0,004	0,37
Fase C	40,87 \angle 117,76°	40,92 \angle 117,37°	0,001	0,39

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 5 - Comparação de valores de corrente nos ramos laterais

Ramo lateral	Simulação (A)	IEEE (A)	Erro percentual (%)
808-810	1,24	1,22	0,016
816-818	12,76	13,02	0,019
824-826	3,12	3,10	0,0064
854-856	0,30	0,31	0,0032
832-888	10,81	11,70	0,076
858-864	0,15	0,14	0,071
834-842	16,33	16,30	0,0018
836-840	2,39	2,33	0,025
836-862	2,20	2,09	0,052

Fonte: Elaboração própria.

Dois fatos principais justificam uma possível divergência entre alguns valores. O primeiro deles é que a tensão na barra 830 não foi controlada de modo direto, assim barras possuem maior ou menor tensão

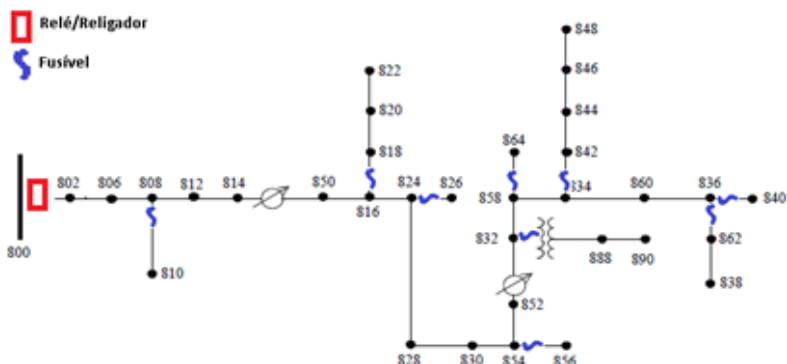
que a nominal. O segundo é que todas as cargas foram modeladas como impedância constante, assim sendo, a sua corrente e potência são diretamente proporcionais ao da tensão que está sendo aplicada a ela

De qualquer maneira, ao observar-se os valores das Tabelas 3, 4 e 5, a rede modelada no *software* está com valores muito próximos aos fornecidos. Sendo assim, pode-se considerar que a rede foi modelada de maneira adequada para estudos de fluxo de potência e curto-circuito. A partir deste ponto, a rede pode ser submetida à testes e seus valores teoricamente serão aceitáveis, claro que para isso os elementos adicionais que forem modelados também devem estar com características e resultados condizentes.

4.4. Proposta de Proteção do Alimentador

O IEEE não fornece nenhum dado sobre a proteção do alimentador, e como pretende-se estudar o impacto da GD na proteção de uma rede, é necessário projetar um esquema de proteção. Conforme explicado no capítulo três, a proteção de uma rede de distribuição é feita principalmente por relés, religadores, fusíveis e sua coordenação. A Figura 21 mostra os elementos utilizados e sua localização. Basicamente, o esquema consiste de um relé/religador na saída da SE e um fusível em cada alimentador lateral, totalizando 9 fusíveis. O relé foi parametrizado para estar apto a detectar sobrecorrentes para faltas em qualquer ponto do circuito, seja ela monofásica, bifásica ou trifásica. A proteção está de acordo com a filosofia *fuse saving*, sendo assim, o relé terá uma curva rápida e uma curva lenta. A sua parametrização foi feita de acordo com a seção 3.2. O relé foi configurado com as funções de proteção 50, 50N, 51 e 51N. Já a parametrização dos fusíveis foi realizada de acordo com a subseção tal 3.1.4. As subseções a seguir mostraram com detalhes como cada elemento foi parametrizado.

Figura 21 – Localização dos elementos da topologia proposta.



Fonte: Documento de especificação da rede (IEEE), 1992, destaques do autor.

4.4.1. Relação de Transformação do TC.

O primeiro passo foi determinar a relação de transformação utilizada pelo transformador de corrente do relé. De acordo com Kindermann (2012), deve-se avaliar dois critérios: o da carga nominal e o de curto-circuito. A corrente nominal do circuito, considerando potência de 2500kVA e tensão de linha de 24,9kV, é de 57,96A, conforme a equação (4). Para a realização do critério de curto-circuito foi aplicado um curto-circuito trifásico nos terminais da barra 800, verificando que a corrente de curto máxima é de 354,5A na fase A. Ao se dividir este valor pelo Fator de Sobrecorrente, obtém-se 17,72A. Verifica-se que a maior corrente é a do critério de carga nominal, sendo assim ela foi a escolhida. Afim de normalizar este valor. Conforme as normas NBR 6856 da ABNT e da ANSI, a relação de transformação escolhida foi de 75/5.

4.4.2. Relé de Sobrecorrente Instantâneo

Definem-se agora os valores de ajuste dos relés de sobrecorrente instantâneos. Este alimentador possui apenas um relé, não existindo a possibilidade de haver descoordenação entre relés. Mesmo assim, seguiu-se o método de ajuste descrito por Geraldo Kindermann (2012). O ajuste da função de proteção 50 e 50N é igual ao valor corrente elétrica em um curto-circuito localizado à 85% da zona protegida. Para a função 50 considera-se um curto trifásico e para a 50N um monofásico. Para definir

a menor corrente de curto monofásico possível, foi adicionado um resistor de 20 ohms entre o local de falta e a terra, conforme indicado em algumas referências (FERREIRA, 2013).

Como o relé protege todo o alimentador, verificou-se que o nó mais afastado da SE é o 838, há 58,88 quilômetros. O ponto a 85% desta distância encontra-se entre as barras 854 e 852. Sendo assim, foram aplicados os curtos-circuitos obtendo-se os valores mostrados na Tabela 6. A Tabela 6 também mostra os valores de ajuste, que foram obtidos da divisão do valor da corrente de curto pela RTC calculada anteriormente. É importante ressaltar que estes são os menores valores de corrente, pois o relé precisa ser sensibilizado pela menor corrente de curto possível. Em ambos os casos foram utilizadas as medidas da fase C, pois é a fase de menor corrente de curto-circuito.

Tabela 6 - Mínima corrente de curto e valores de ajuste das proteções instantâneas

Função de proteção	Corrente de CC (A)	RTC	Ajuste do relé(A)
50	240.4	75/5	16.02
50N	175.36	75/5	11.69

Fonte: Elaboração própria.

4.4.3. Relé de Sobrecorrente Temporizado

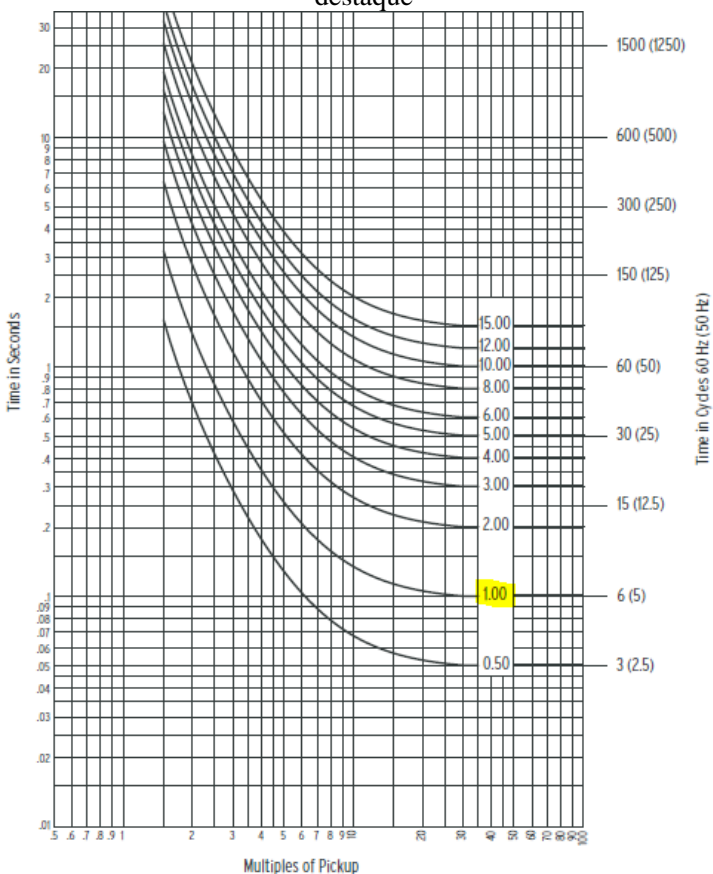
Para o ajuste das funções temporizadas, é necessário saber o valor da corrente nominal do circuito e multiplicá-la por um fator de escala. No ajuste da função 51 foi considerado um fator de 1,5 e um fator de desequilíbrio de 0,4, que significa 40% de diferença nas correntes das fases, para a proteção de neutro. Os valores de ajuste encontram-se na Tabela 7. Além disso, deve-se definir qual será a característica da curva de atuação do relé com o respectivo *time dial* (TD) para a estratégia de proteção adotada (*fuse saving*). O relé de sobrecorrente temporizado deve ter um baixo *time dial*, para a curva rápida, com o objetivo de atuar antes do fusível, e um *time dial* de valor mais elevado para funcionar como proteção de retaguarda caso o fusível não opere. Portanto, a curva escolhida foi a muito inversa com um TD de 1,0s para a curva rápida, e TD de 5,0s para a curva lenta. A Figura 22 mostra a curva muito inversa com o *time dial* da curva rápida em destaque.

Tabela 7 - Valores de ajuste das funções temporizadas

Função de proteção	Ajuste do relé (A)
51	5,79
51N	1,73

Fonte: Elaboração própria.

Figural 22 - Curva muito inversa, com time dial da curva rápida em destaque



Fonte: Schweitzer Engineering Laboratories.

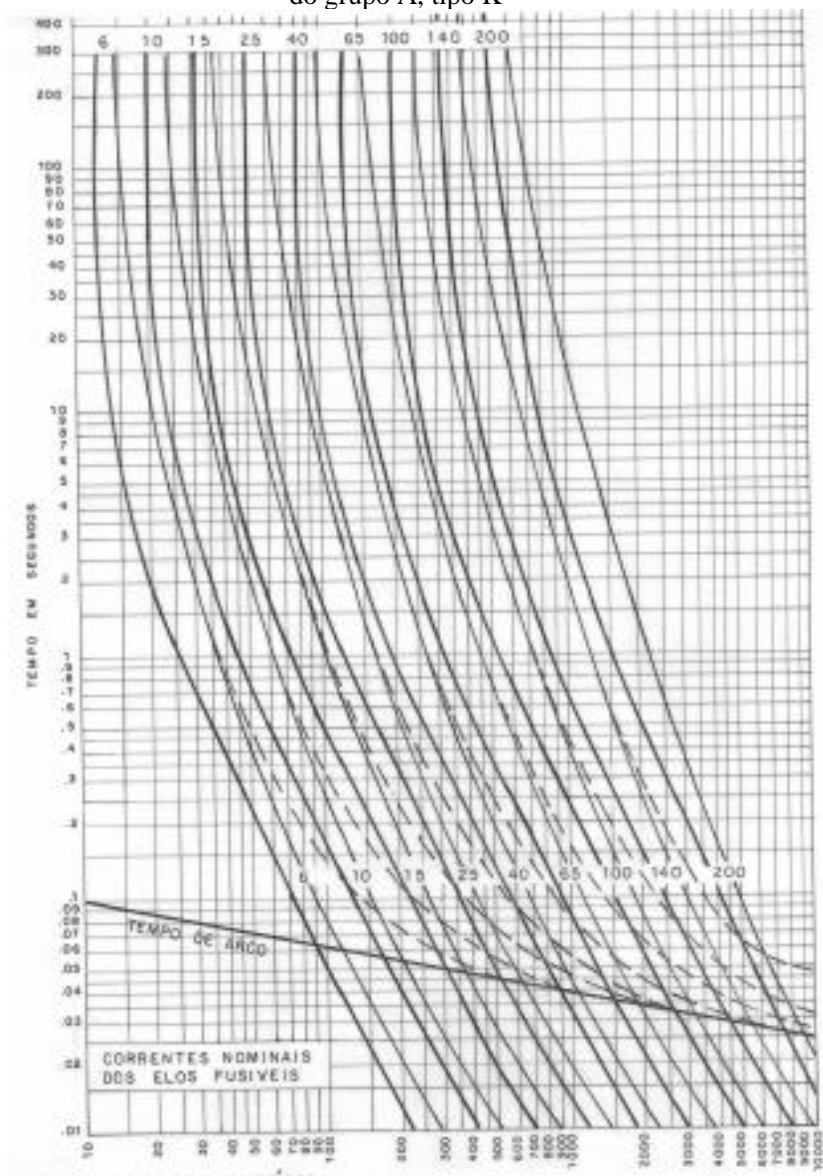
4.4.4. Fusíveis

De acordo com a filosofia de seletividade, a curva do fusível deve estar entre a curva rápida e lenta do religador, para conseguir coordenação. Para os ajustes dos valores dos fusíveis, foi utilizado a metodologia proposta por Ferreira (2013). Os valores nominais dos elos fusíveis são levantados a partir de dois valores de referência. O primeiro valor, chamado de corrente mínima de referência é a corrente nominal do alimentador protegido multiplicado por 2,5. A corrente máxima de referência é definida como 25% da menor corrente de falta para um curto-circuito monofásico com resistência de falta de 20 ohms. O valor nominal do fusível deve estar dentro dessa faixa, ficando a critério do projetista escolhê-lo.

Foi decidido que os fusíveis deste trabalho são todos do tipo K (rápidos), a não ser o do nó 832 que é do tipo H (lento e específico para transformador). Para a especificação dos valores nominais dos fusíveis do alimentador foi utilizado o gráfico de curvas características de tempo fusão-corrente fornecido pela CELESC. Foi definido que os fusíveis tipo K são do grupo preferencial.

A Figura 23 mostra o gráfico utilizado na parametrização e a Tabela 8 mostra os valores de correntes mínima e máxima de referência além do valor especificado para os fusíveis em cada alimentador. Pode-se notar na Figura 23, que cada fusível é representado por uma faixa, delimitado por uma curva inferior e superior. A curva inferior se refere ao tempo mínimo em que o fusível pode ser considerado danificado, mas não totalmente fundido. Já a curva superior caracteriza o tempo máximo que o fusível leva para fundir, eliminando a corrente de falta.

Figura 23 - Curvas características de tempo de fusão-corrente para elos do grupo A, tipo K



Fonte: CELESC, 2018.

Tabela 8 - Correntes de referência e valor nominal do fusível escolhido

Trecho	Corrente mínima de referência	Corrente máxima de referência	Fusível
808 - 810	3.11	80.20	40K
816 - 818	31.89	34.73	15K
824 - 826	7.81	50.66	25K
854 - 856	0.76	38.92	15K
832 - 888	26.87	5.76	15H
858 - 864	0.37	32.98	15K
834 - 842	38.00	32.17	25K
836 - 840	6.01	31.90	15K
836 - 862	5.51	31.87	15K

Fonte: Elaboração própria.

5. SIMULAÇÕES E RESULTADOS

No capítulo 4, o sistema teste proposto foi modelado, validado com sucesso e teve seu sistema de proteção parametrizado. Nesta seção, foi analisada a influência da conexão de geradores distribuídos na proteção convencional de uma rede de distribuição. A fim de avaliar as diferentes contribuições de corrente de CC de geradores distribuídos, foram utilizados dois tipos de GD: um sistema fotovoltaico baseado em inversor de fonte de tensão e um gerador síncrono (GS). Foram realizados testes com diferentes topologias, que serão apresentados a seguir. Em cada teste, valores e formatos de onda de corrente foram analisados em nós de interesse. Os arquivos de formatos de onda foram processados para que pudessem ser aplicados em um relé digital, ao qual teve seu funcionamento posto a teste. Os testes tiveram como parâmetro observado o tempo que o relé levou para enviar um sinal de comando ao disjuntor. Lembrando que este relé pode ser visto como um religador, pois as características funcionais são as mesmas.

O relé digital utilizado foi o SEL-451, que é um relé de proteção de alimentadores. Este relé encontra-se no Laboratório de Automação e Proteção de Sistemas de Engenharia Elétrica (LAPSE). Os parâmetros ajustados no relé foram calculados na seção 4.4 e estão de acordo com a Tabela 9. São utilizados dois elementos por proteção temporizada, um parametrizando a curva rápida e outro a lenta.

Tabela 9 - Valores de parâmetros inseridos no relé

Parâmetro	Valor	Descrição
50P1P	12,14	Valor de ajuste (50)
67P1D	0	Tempo de atuação
50G1P	10,92	Ajuste (50N)
51S1O	ImaxL	Proteção temporizada
51S1P	5,79	Valor de ajuste (51)
51S1C	U3	Curva de tempo inversa
51S1TD	1	Time dial (51) – Curva rápida
51S3O	ImaxL	Proteção temporizada
51S3P	5.79	Valor de ajuste (51N)
51S3C	U3	Curva de tempo inversa
51S3TD	5	Time dial (51) – Curva lenta
51S2O	3IOL	Proteção de neutro temporizado
51S2P	1.75	Valor de ajuste (51N)
51S2C	U3	Curva de tempo inversa
51S2TD	1	Time dial (51N)– Curva rápida
51S4O	3IOL	Proteção de neutro temporizado
51S4P	1.74	Valor de ajuste (51N)
51S4C	U3	Curva de tempo inversa
51S4TD	5	Time dial (51N) – Curva lenta

Fonte: Autoria própria.

A seção 5.1 mostra os modelos elétricos utilizados para o gerador síncrono e o sistema fotovoltaico. Na seção 5.2 são feitas simulações de falta sem GD, inserindo os formatos de onda no relé digital para que o tempo de atuação possa ser obtido. Os resultados das simulações de curto-circuito com a inserção da geração distribuída são expostos na seção 5.3. Tanto os modelos de GD quanto a análise de faltas foram realizadas no ATPDraw. Por fim, a seção 5.4 compara e analisa os resultados obtidos.

5.1. Modelagem dos Geradores Distribuídos

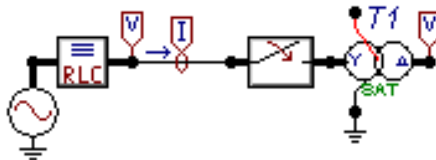
Foram modelados duas fontes de geração distribuída diferentes, um gerador síncrono e um sistema fotovoltaico. A conexão destes geradores é feita via transformadores de acoplamento, conforme o PRODIST. As subseções a seguir mostram os parâmetros de interesse e sua topologia.

5.1.1. Gerador Síncrono

O gerador síncrono trifásico foi modelado simulando a conexão de uma PCH. Foi utilizado uma fonte AC com uma impedância em série e teve seu valor de potência ajustado pelos valores de amplitude de tensão e sua fase. Na verdade, os reguladores de tensão também tiveram de ser ajustados para que mantivessem o nível de tensão da rede em níveis equivalentes a aquele sem o gerador, pois uma fonte AC gera mudanças em valores de amplitude de tensão em barras próximas à ele. Conforme seção 2.3, geradores acima de 75kW necessitam de um transformador de acoplamento. A Figura 24 mostra a topologia do gerador.

A impedância do gerador tem valor de $0,06 + 0,2$ p.u. As tensões e fase foram definidas de modo com que o gerador forneça uma potência ativa de 500kVA. Neste modelo foi utilizado um transformador Y-aterrado/Delta, com valores nominais de 480V/24,9kV.

Figura 24 - Gerador síncrono utilizado na simulação



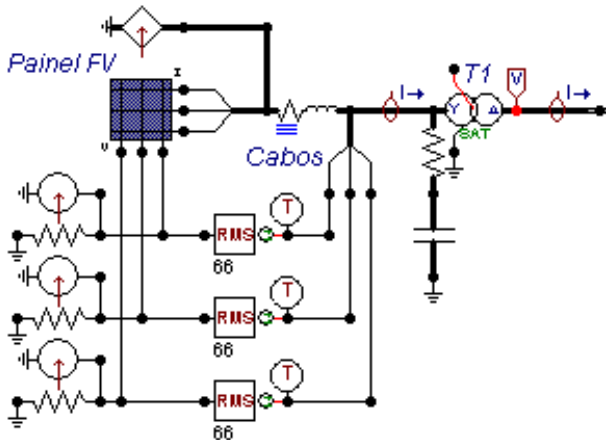
Fonte: Elaboração própria.

5.1.2. Gerador fotovoltaico

A Figura 25 mostra a topologia do gerador fotovoltaico implementado no sistema. Na condição normal de operação, a corrente fornecida pela fonte é dependente do valor de tensão da rede, a fim de fornecer potência constante. Já durante uma falta, há o afundamento de

tensão na fase defeituosa, mesmo assim a corrente de falta fornecida é limitada pelos controladores do gerador num valor de 2 p.u. Neste caso, o gerador é visto como uma fonte de corrente.

Figura 25 – Topologia do gerador fotovoltaico utilizado nos testes



Este gerador foi implementado com o auxílio da linguagem MODELS do ATPDraw. Este modelo foi desenvolvido em um trabalho de mestrado ainda não finalizado na data da escrita deste trabalho de conclusão de curso. O código permite fazer o controle de potência em condições normais e de corrente durante uma falta. O usuário desta topologia deve fornecer o valor de potência desejado, além de informar a tensão de referência. Para esse trabalho, foi considerado uma potência de 250kVA por gerador. Neste modelo também foi utilizado um transformador de acoplamento Y-aterado/Delta com tensões nominais de 480V/24,9kV.

5.2. Simulações de Falta Sem a Presença de Geração Distribuída

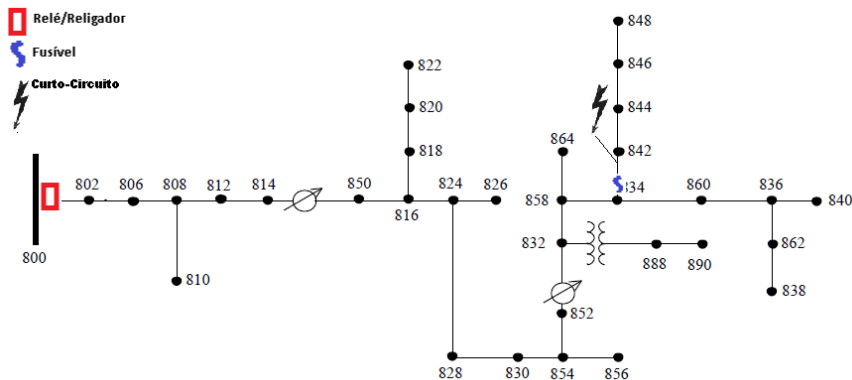
Antes de analisar o tempo de atuação do relé para uma falta com a presença de geração distribuída, é necessário analisar o tempo de atuação sem estes geradores. Assim, obtém-se valores de referência que podem ser comparados com os demais casos. Em todos os casos, com e sem GD, foram considerados duas faltas, uma falta monofásica e uma

trifásica entre as barras 834 e 842. Os resultados obtidos da simulação para o caso sem falta serão mostrados nesta seção e os resultados para os casos com GD conectada serão apresentados na seção 5.3. Além disso, os sistemas fotovoltaicos ficaram fixos nos nós 836 e 848 enquanto o GS teve sua localização alterada.

A primeira simulação foi realizada sem a inserção de geradores distribuídos. A Figura 26 ilustra esta situação. As faltas aplicadas não possuem resistência. Os dados de interesse nesta rede durante uma falta são a corrente que passa pelo relé, a corrente que passa pelo fusível do alimentador lateral, em destaque, e a corrente fluindo pelo curto-circuito. O curto-circuito monofásico foi considerado na C.

A Tabela 10 apresenta os resultados. Os valores apresentados são de quando da corrente em regime permanente. Para o curto trifásico, é mostrado apenas a maior corrente que passa pelo relé, que é na fase A. A Figura 27 mostra as formas de onda de corrente durante o curto monofásico, e a Figura 28 apresenta as ondas durante um curto trifásico. Em ambas figuras, estas ondas são na saída do alimentador, onde encontra-se o relé.

Figura 26 - Topologia para curtos-circuitos sem GD



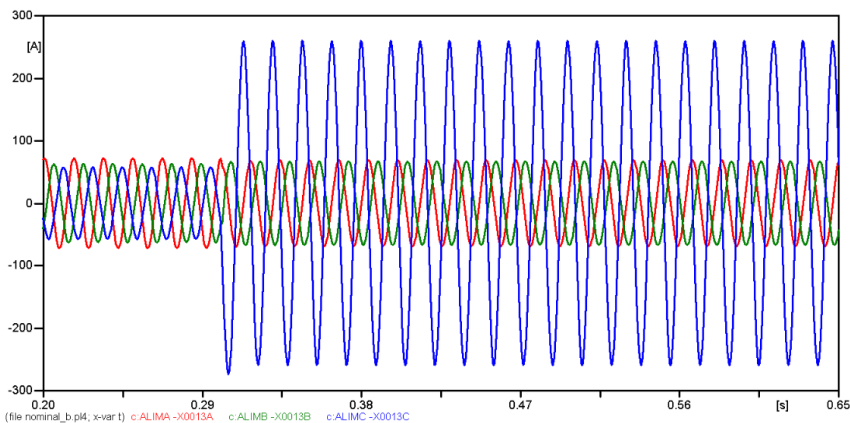
Fonte: IEEE editada pelo autor.

Tabela 10 - Valores de corrente para curtos. Caso sem GD.

Caso sem GD	Corrente (A)		
	Relé	Fusível	Pelo curto-circuito
Monofásico	183,6	152,1	150,6
Trifásico	234,1	194,9	195,0

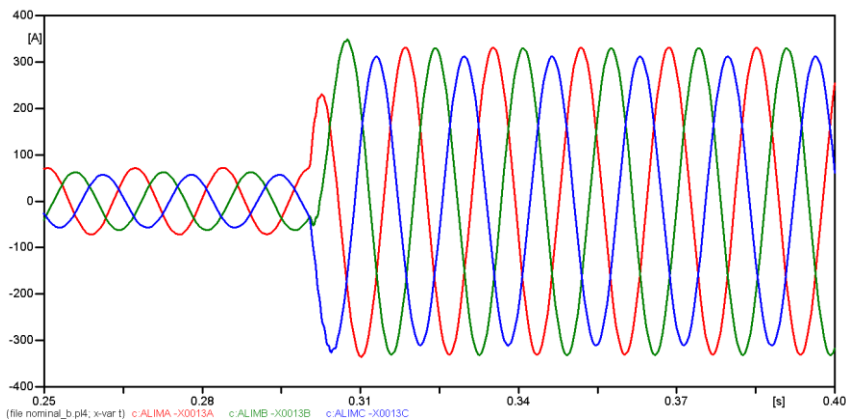
Fonte: Elaboração própria.

Figura 27 - Formas de onda na saída do alimentador durante um curto monofásico na fase C



Fonte: Resultado extraído do ATPDraw, elaboração própria.

Figura 28 - Formas de onda na saída do alimentador durante um curto trifásico

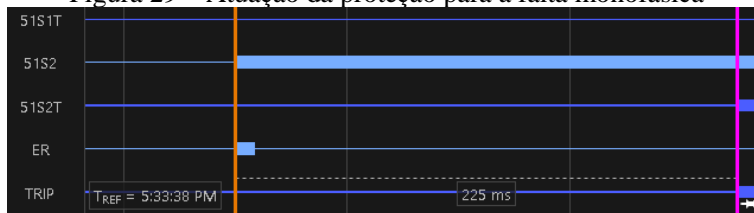


Fonte: Resultado extraído do ATPDraw, elaboração própria.

Para inserir estas ondas no relé digital, os arquivos devem estar na extensão .cfg (comtrade) e devem estar no formato ASCII. Para isso, é utilizado o programa GTPPLOT que faz a conversão de arquivos .pl4 gerados pelo ATPDraw em arquivos .cfg. Em seguida, deve-se modificar este arquivo para que fique no formato ASCII.

Após a conclusão destas duas etapas é possível fazer o download das formas de onda no relé. No primeiro caso, curto monofásico, o relé demorou 225ms para enviar o comando de abertura. Já no caso trifásico levou 704ms. A figura 29 mostra a atuação da proteção para a falta monofásica. Quem atuou neste caso foi a proteção temporizada de neutro (51N). Já no curto-circuito trifásico quem atuou foi a proteção temporizada (51).

Figura 29 – Atuação da proteção para a falta monofásica



Fonte: Resultado extraído do AcSELeator, elaboração própria

5.3. Simulações de falta com GD

Conforme mencionado em 5.2, nos testes realizados os sistemas fotovoltaicos ficaram fixos nas barras 836 e 848 enquanto o gerador síncrono teve o ponto de conexão alterado. O ponto de falta também não foi alterado. Esta subseção mostra os resultados obtidos de três casos simulados. No primeiro caso o GS está conectado na barra 862, no segundo caso está na barra 846 e no último caso está conectado sobre a barra 828. Foi mencionado na subseção 5.1.1 que o módulo e fase da tensão do gerador síncrono foi determinada com o objetivo de fornecer uma potência de 500kVA. Além disso, o gerador síncrono muda a tensão dos nós próximos a ele, sendo assim alterar os taps dos reguladores para que mantenham a tensão pré-estabelecida. A tabela 11 mostra os valores de tensão do gerador síncrono, além dos taps escolhidos em cada caso. Além disso, cada caso está ilustrado na Figura 30.

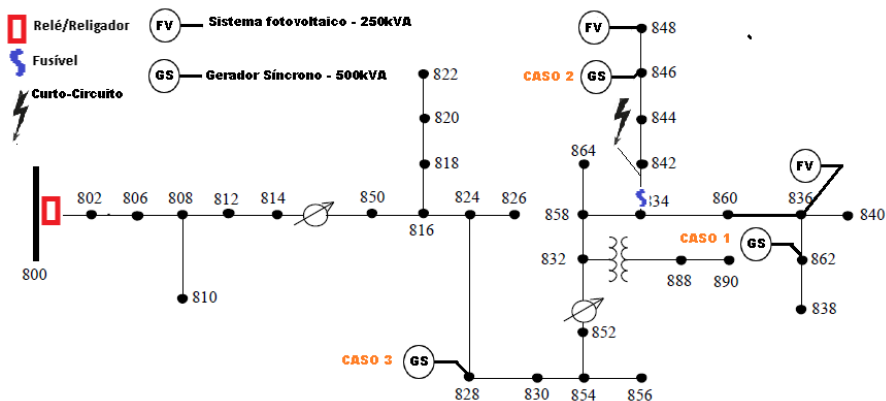
Tabela 11 – Valores de tensão do gerador e taps dos reguladores em cada caso

Caso	Tensão		Tap - Regulador 1			Tap - Regulador 2		
	Módulo (p.u.)	Ângulo (graus)	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C
Caso 1	1.18	37,5	0,96	1	1.01	0,95	0,96	0,96
Caso 2	1.18	37,5	0,95	1	1	0,95	0,96	0,96
Caso 3	1.16	38,85	0,95	1	1	0,93	0,94	0,94

Fonte: Elaboração própria

As Tabelas 12, 13 e 14 exibem os resultados obtidos da simulação no ATP e o tempo de atuação do o relé digital para cada caso. Nos curtos-circuitos monofásicos quem atuou foi a proteção temporizada de neutro (51N), já nos curtos trifásicos foi a proteção temporizada (51).

Figura 30 - Topologia dos casos analisados



Fonte: IEEE, editada pelo autor.

Tabela 12 - Resultados obtidos do caso 1

Caso 1	Corrente - Fase A (A)			Tempo de atuação (ms)
	Relé	Fusível	Pelo curto-circuito	
Tipo de curto				
Monofásico	168,5	184,5	190,2	179,2
Trifásico	226,8	264,6	273,5	745,8

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 13 - Resultados obtidos do caso 2

Caso 2	Corrente - Fase A (A)			Tempo de atuação (ms)
	Relé	Fusível	Pelo curto-circuito	
Tipo de curto				
Monofásico	169,91	154,4	190,1	183,3
Trifásico	228,4	210,7	272,9	195,8

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 14 - Resultados obtidos do caso 3

Caso 3	Corrente (A)			Tempo de atuação (ms)
	Relé	Fusível	Pelo curto-circuito	
Monofásico	165,9	169,5	175,71	195,8
Trifásico	217,8	231,2	240,4	808,3

Fonte: Elaboração própria.

5.4. Análise de resultados

Ao se examinar os níveis de corrente de curto-circuito e corrente fornecida pela fonte antes e depois da inserção da GD, é possível ver que estes conferem com o discutido em 3.4.1. Comparando com o caso sem GD, é possível ver que as correntes que passam no curto-circuito aumentaram em todos os casos e as correntes na saída do alimentador diminuíram.

Serão abordadas agora as questões envolvendo a coordenação entre fusível e relé em cada situação. Considera-se que a rede esteja operando no modo *fuse saving*, ou seja, o relé deve atuar antes que o fusível para qualquer falta, na tentativa de eliminar uma falta temporária. Para isso, será considerado que a operação foi realizada com sucesso se o relé enviar o comando de abertura antes que o fusível queime.

É necessário o uso do gráfico das curvas características de tempo de fusão do fusível para se obter os tempos de atuação do mesmo. Desta forma, é possível comparar o tempo de atuação do relé com o tempo de atuação do fusível e julgar se houve uma situação de coordenação ou não entre estes dispositivos. Como todas as faltas aplicadas foram no ramo 834 – 842, é necessário se analisar apenas a curva de 25K, que é o valor nominal do fusível do respectivo alimentador.

A Tabela 15 sumariza os resultados de tempo obtidos da simulação no relé e observados na curva de atuação do fusível de 25K. O tempo de atuação considerado para o fusível foi baseado na curva inferior de fusão, que representa o tempo e corrente mínimos para que o fusível é danificado. Como as correntes do sistema estudado são desequilibradas, durante um curto-circuito, diferentes magnitudes de tensão passarão pelo fusível. Portanto, foi explicitado o tempo de atuação dos fusíveis de cada fase.

Tabela 15 - Tempos de atuação do relé e tempo mínimo de fusão do fusível

	Tempo de atuação (ms)					
	Tipo de curto					
	Monofásico		Trifásico			
Caso	Relé	Fusível	Relé	Fusível (A)	Fusível (B)	Fusível (C)
Caso sem GD	225	1500	704	1000	800	1000
Caso 1	179	1000	746	580	450	580
Caso 2	183	1500	741	800	700	800
Caso 3	196	1250	816	700	600	700

Fonte: Elaboração própria.

Com base na tabela 15, é possível notar que o tempo de atuação do relé para uma falta monofásica diminuiu com a inserção dos geradores distribuídos. Conclui-se que o desequilíbrio entre as fases foi maior no caso sem a GD. Para curtos monofásicos não houveram situações de descoordenação e o tempo de atuação do fusível diminuiu consideravelmente.

Para os curtos trifásicos, houve situação de descoordenação em todos os casos que tiveram gerador distribuídos conectados à rede. Isso acontece devido ao elevado valor de corrente de falta que passa pelos fusíveis, relacionado à contribuição dos geradores distribuídos.

No caso 2, onde o gerador síncrono está conectado após o fusível, foi observado o maior tempo de atuação. Isso acontece, pois, grande parte da corrente de falta fornecida pelo GS não passa em pelo fusível, indo direto para o curto-circuito. Além disso, houve descoordenação apenas na fase B.

No caso 3 observa-se um tempo de atuação maior que no caso 1 pois o gerador síncrono está conectado em um ponto mais longe da falta. Como a impedância de falta vista por ele aumenta, o nível de corrente fornecido por ele é menor.

6. CONCLUSÃO

A conexão de um gerador distribuído à um alimentador pré-existente ocasiona a mudança de sua operação e proteção. Dentre as principais alterações, pode-se citar o aumento no nível de corrente que passa pelo curto-circuito, a diminuição da corrente que passa pelo religador da subestação e a descoordenação de operação entre o religador e fusível.

É possível concluir que o objetivo geral do trabalho foi atendido por meio de uma sequência de eventos baseada em modelagens, simulações e testes. O ATPDraw se mostrou como uma poderosa ferramenta de simulação onde é possível se inserir e criar elementos. Para que fossem analisadas as mudanças causadas pela adição de GD em um alimentador, foi modelada neste *software* uma rede de distribuição teste fornecida pelo IEEE. Todos os elementos presentes nessa rede foram modelados, porém algumas limitações foram encontradas. Todavia, estas limitações não impediram a validação da rede modelada, que foi feita com base nos valores de fluxo de corrente e tensão fornecidos pelo próprio IEEE.

Além disso, no ATP é possível a aplicação de curtos-circuitos, de onde são tirados os valores necessários para se realizar a parametrização do esquema de proteção proposto. Através da implementação de fontes de geração distribuída (PCH e sistema fotovoltaico), é possível explorar a sua influência durante um curto-circuito. Ademais, ter à disposição um relé digital comercial para se realizar os testes de curto-circuito ajudou na validação de resultados. Através destas simulações e testes no relé, foi possível observar que houve alteração nos níveis de corrente no curto-circuito e no religador, além da descoordenação da proteção para curtos-circuitos trifásicos.

Ao se examinar os resultados das simulações feitas, tanto no software quanto no relé, além da verificação de tempo de atuação do fusível por meio de gráficos, é possível observar o impacto da conexão de geradores distribuídos para a proteção do sistema de distribuição. A rede que tinha uma configuração simples e de fácil proteção torna-se mais complexa, necessitando de novos esquemas de proteção para que se dê a continuidade do serviço de fornecimento de energia elétrica com confiabilidade e segurança. A coordenação dos elementos de proteção não é a mesma depois da inserção de GD, sendo necessários novos estudos e parametrizações.

7. REFERÊNCIAS

ANEEL. **Energia Eólica**. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/energia_eolica/energia_eolica.htm>. Acesso em 27/06/2019.

ANEEL. **Fontes Renováveis Parte II: Biomassa**. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/arquivos/pdf/atlas_par2_cap4.pdf>. Acesso em 27/06/2019.

ANEEL. **RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 673**, 2015.

ANEEL. **Regulação do Serviço de Distribuição**. 2018. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br/regulacao-da-distribuicao>> Acesso em: 27 de junho de 2019.

ASLINEZHAD, M. H. Over Current Relays Protective Coordination in Distribution Systems in Presence of Distributed Generation. **International Journal on “Technical and Physical Problems of Engineering” (IJTPE)**, v. 3, n. 7, 2011, pp. 40-46.

BARAN, Mesut. Adaptive Over Current Protection for Distribution Feeders with Distributed Generators. **IEEE PES Power Systems Conference and Exposition**, 2004.

BARKER, Philipe P.; MELLO, Robert W. de. Determine the Impact of Distribution Generation on Power Systems: Part 1- radial Distribution Systems. **IEEE Power Technologies**, p.1645–1656, 2000.

BARROS, Robledo Wakin. Uso da Biomassa como Combustível para Acionamento de Motores Stirling. **5º Encontro de Energia no Meio Rural**, 2004

BITTENCOURT, Annelise Anderson. **Proteção Adaptativa de Alimentadores de Distribuição de Energia Elétrica Considerando Geração Distribuída**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Santa Catarina, 2011.

BONFÁ, Renê. **A Contribuição da Microgeração Distribuída para as Correntes de Curto-Circuito e os Possíveis Impactos na Proteção do**

Sistema de Distribuição. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharel em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de São Carlos, 2017.

BRAHMA, Sukumar M.; GIRGIS, Adly A. Development of Adaptive Protection Scheme for Distribution Systems With High Penetration of Distributed Generation. **IEEE Transactions on Power Delivery**, V.19, N.1, 2004.

CELESC. **Elos Fusíveis de Distribuição.** 2018. Disponível em: <<http://www.celesc.com.br/portal/images/arquivos/normas-tecnicas/especificacoes-tecnicas/e3130015.pdf>>. Acesso em: 27 de junho de 2019.

CHOWDHURY, S. **Microgrids and Active Distribution Networks.** The Institution of Engineering and Technology, 2009.

COSTER, E. J. **Distribution Grid Operation Including Distributed Generation:** Impact on Grid Protection and the Consequences of Fault Ride-Through Behavior. Eindhoven: Technische Universiteit Eindhoven, 2010.

CUNHA, Guilherme Henrique. **Modelagem Matemática e Implementação Computacional no ATP de um Sistema Solar Fotovoltaico Conectado a Rede de Baixa Tensão.** Dissertação (Mestrado em Ciências) - Universidade Federal de Uberlândia, 2013.

ELMUBARAK, Eltaib Said; ALI, Ali Mohamed. Distributed Generation: Definitions, Benefits, Technologies & Challenges. **International Journal of Science and Research (IJSR)**, v. 4, n. 10, 2015, pp. 1475-1478.

FERREIRA, Gustavo Dorneles. **Modelos Matemáticos para Otimização da Confiabilidade de Sistemas Elétricos de Distribuição com Geração Distribuída.** Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 2013.

G. M. J. Herbert. A Review of Wind Energy Technologies. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 11, pp. 1117-1145, 2007.

- IEEE. **34-bus Feeder**. 1992. Disponível em <<http://sites.ieee.org/pes-testfeeders/resources/>>. Acesso em 15 de abril de 2019.
- JIANG, W. The Overview of Research on Microgrid Protection Development. **2010 International Conference on Intelligent System Design and Engineering Application**, pp. 692-697, 2012
- KAUHANIEMI, K. Impact of Distributed Generation on the Protection of Distribution Networks. **2004 Eighth IEE International Conference on Developments in Power System Protection**. pp. 315-318, 2004.
- KERSTING, W. H. Using the IEEE Comprehensive Test Feeder. **Rural Electric Power Conference**, 2011.
- KINDERMANN, Geraldo. **Proteção de Sistemas Elétricos de Potências**. Florianópolis: Edição do autor, 2012.
- LUIZ, Cicéli Martins. **Avaliação dos Impactos da Geração Distribuída para Proteção do Sistema Elétrico**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Minas Gerais, 2012.
- MAHAT, Pukar. A Simple Adaptive Overcurrent Protection of Distribution Systems With Distributed Generation. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 2, N. 3, pp. 428-437, 2011.
- MAHELA, Om Prakash. Comprehensive overview of grid interfaced solar photovoltaic systems. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 68, n. P1, 2007, pp. 316-332.
- MÄKI, KARI. Blinding of Feeder Protection caused by Distributed Generation in Distribution Network. **5th WSEAS Int. Conf. on Power Systems and Electromagnetic Compatibility**. pp. 377-382, 2005.
- MCCARTHY, C. A. Intelligent fuse-saving. **11th IET International Conference on Developments in Power Systems Protection**, 2012.
- NSENGIYUMVA, Emmanuel. Impact of DG Integration on Overcurrent protective relays in Distribution Networks. **International**

Journal of Multidisciplinary Innovative Research (IJMIR), v. 1, n.3, 2018.

PINTO, José Octávio Cesário Pereira. **Sistema de Proteção para Microrredes de Baixa Tensão Baseada em Arquitetura Multiagente Considerando a Ocorrência de Ilhamentos**. Qualificação (Doutorado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Santa Catarina, 2019.

PRODIST. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico - Módulo 3**. 2017. Disponível em:< http://www.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/PRODIST-M%C3%B3dulo3_Revis%C3%A3o7/ebfa9546-09c2-4fe5-a5a2-ac8430cbca99 > Acesso em: 27 de junho de 2019.

SALGADO, Danilo Augusto. **Uma Abordagem Paramétrica do Impacto da Geração Distribuída Sobre as Correntes de Curto-Circuito e na Proteção de Redes de Distribuição**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, 2015.

SAMPAIO, André Lawson Pedral. **Consolidação de Material Didático para a Disciplina de Equipamentos Elétricos - Disjuntores**. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharel em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2012.

SCHWEITZER ENGINEERING LABORATORIES, INC. **SEL-451 Relay Protection, Automation, and Control System: Instruction Manual**. 2012.

SHORT, T. A. **Electric Power Distribution Handbook**. Boca Raton: CRC PRESS, 2014.

TLEIS, Nasser. **Power System Modelling and Fault Analysis**. Oxford: ELSELVIER LTD, 2008.

VICENTINI, Otavio Henrique Salvi. **Proteção de Sobrecorrente de Sistemas de Distribuição**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Itajubá, 2004.