

UNIVERSIDADE DO VALE DO RIO DOS SINOS - UNISINOS
UNIDADE ACADÊMICA DE GRADUAÇÃO
CURSO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

MÍRIAM GEISIANE TRIERVEILER FERREIRA

**ANÁLISE DO COMPORTAMENTO DOS SISTEMAS DE PROTEÇÃO DA REDE
ELÉTRICA DE DISTRIBUIÇÃO DIANTE DA GRANDE DEMANDA DE CONEXÕES
DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA**

São Leopoldo
2019

MÍRIAM GEISIANE TRIERVEILER FERREIRA

**ANÁLISE DO COMPORTAMENTO DOS SISTEMAS DE PROTEÇÃO DA REDE
ELÉTRICA DE DISTRIBUIÇÃO DIANTE DA GRANDE DEMANDA DE CONEXÕES
DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA**

Trabalho de Conclusão de Curso
apresentado como requisito parcial para
obtenção do título de Bacharel em
Engenharia Elétrica, pelo Curso de
Engenharia Elétrica da Universidade do
Vale do Rio dos Sinos - UNISINOS

Orientador: Prof. Ms. Lúcio Renê Prade

São Leopoldo

2019

Dedico este trabalho aos meus pais Maria Aparecida Trierveiler Ferreira e Gildo Eli Camargo Ferreira, por sempre me apoiarem e me incentivarem em cada passo da minha jornada acadêmica; ao meu noivo Pedro Henrique Daudt, pelo carinho, compreensão e por ter ficado ao meu lado durante toda esta árdua etapa.

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente à Deus por ter me guiado, acompanhado durante toda a minha trajetória e por ter me ajudado a chegar até aqui.

Aos meu pais, Maria e Gildo, que sempre mostraram muito orgulho por eu ter entrado para uma universidade e ter escolhido cursar engenharia, pelo apoio e por toda a ajuda que me deram em todos estes anos.

À minha irmã, Daiane, que me acompanhou na minha primeira matrícula e que sempre me motivou e incentivou à estudar e cursar uma graduação.

Ao meu noivo, Pedro, que nunca me deixou desistir, me ajudou a superar cada um dos obstáculos que surgiram, e sempre me acompanhou nos finais de semana que precisei estudar.

Aos meus avós de coração, Clarice e Geraldo, por confiarem em mim e me ajudarem com o financiamento da minha graduação.

Aos meus sogros, Verônica e Odilo, pela compreensão da minha indisponibilidade e ausência nos inúmeros dias dedicados aos estudos.

Ao meu grande amigo, Alexandre, por toda a ajuda e por ter compartilhado as minhas angústias e conquistas desde o primeiro dia de aula da graduação.

Ao meu amigo e colega de trabalho Mauro, que me ajudou muito esclarecendo muitas dúvidas técnicas durante a composição deste trabalho.

Aos meus amigos, de forma geral, por compreenderem os diversos convites que precisei negar em função dos estudos.

Aos colegas de curso que se tornaram amigos, Jaqueline, Guilherme, Misael, Rodrigo, Andrelice e Jackson pela parceria, ajuda nos trabalhos, provas e estudos e ainda em especial ao colega Misael por ter auxiliado em um detalhe bastante importante para a conclusão deste trabalho.

Aos meu orientador, Prof Ms. Lúcio Renê Prade, por ter acreditado na minha pesquisa e por toda a atenção, todas as contribuições e conhecimentos prestados.

Ao Prof Dr. Paulo Ricardo da Silva Pereira pela sua disponibilidade e auxílio prestado nos diversos momentos que necessitei.

Aos demais professores e colaboradores da universidade Unisinos por toda a atenção em todos os atendimentos e contribuições para a minha formação acadêmica.

“Nunca permita que a imaginação limitada dos outros o limite”

Mae Jemison

RESUMO

Diante de todo o incentivo para que o Brasil investisse em geração de energia a partir de fontes renováveis e variasse a matriz energética de maior utilização (hídrica) o número de unidades consumidoras com sistema de Geração Distribuída – GD ganhou espaço e cresce mais a cada dia, já com expectativa deste número ampliar ainda mais nos próximos cinco anos. Com o crescimento do número de conexões de GD no sistema elétrico também surgem os benefícios e os impactos que estas gerações podem causar ao sistema. Este estudo tem por objetivo avaliar o comportamento dos sistemas de proteção da rede elétrica diante do crescimento exponencial do número destas conexões. Foram modelados quatro cenários, com diferentes níveis de penetração de GD e comparados os níveis de curtos-circuitos nas barras, nas chaves fusíveis e os tempos de atuação dos sistemas de proteção. Através das análises e simulações obtidas foi possível identificar um aumento significativo nos níveis de curto-circuito das barras e também nas chaves fusíveis, que refletiu no comportamento dos sistemas de proteção mostrando alteração nos seus tempos de atuação, ficando evidente a comprovação de alteração do comportamento dos sistemas de proteção em alimentadores com a presença de sistemas de geração distribuída. Com base nestes resultados pode-se avaliar os aspectos técnicos que necessitam de acompanhamento e investimento, pelas distribuidoras, a fim de garantir a qualidade da energia elétrica entregue aos consumidores, a segurança da rede elétrica de distribuição e a confiabilidade do sistema elétrico nacional.

Palavras-chave: Proteção do sistema elétrico, Geração Distribuída, Minigeração, ANEEL, Crescimento da Geração Distribuída.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Esquema de uma CGH	23
Figura 2 - Esquema de uma EOL.....	24
Figura 3 - Esquema de uma UFV.....	25
Figura 4 - Esquema de uma UTE.....	27
Figura 5 – Fluxograma da metodologia.....	46
Figura 6 – Circuito alimentador <i>IEEE 34 Node Test Feeder</i>	47
Figura 7 – Corrente vs Tensão de saída	52
Figura 8 – Potência vs Tensão de Saída	53
Figura 9 – GDs conectadas – Cenário um	55
Figura 10 - GDs conectadas – Cenário dois.....	56
Figura 11 - GDs conectadas – Cenário três	57
Figura 12 - GDs conectadas – Cenário quatro	58
Figura 13 – Local para curto na chave Fuse21	68
Figura 14 - Fuse21 – Condições do cenário um.....	69
Figura 15 - Fuse21 - Condições do cenário dois.....	70
Figura 16 - Local para curto na chave Fuse49.....	71
Figura 17 - Fuse49 – Condições do cenário um.....	71
Figura 18 - Fuse49 - Condições do cenário dois.....	72
Figura 19 - Local para curto na chave Fuse7	73
Figura 20 - Fuse7 – Condições do cenário um.....	73
Figura 21 – Fuse7 - Condições do cenário três.....	74
Figura 22 - Local para curto na chave Fuse35	75
Figura 23 - Fuse35 – Condições do cenário um.....	75
Figura 24 - Fuse35 - Condições do cenário três	76
Figura 25 - Local para curto na chave Fuse7.....	77
Figura 26 - Fuse7 – Condições do cenário um.....	77
Figura 27 - Fuse7 - Condições do cenário quatro	78
Figura 28 - Local para curto na chave Fuse9.....	79
Figura 29 - Fuse9 – Condições do cenário um.....	79
Figura 30 - Fuse9 - Condições do cenário quatro	80
Figura 31 – Curva utilizada nos religadores	91
Figura 32 – Circuito construído no ETAP	92

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 - Geração Elétrica no Brasil	19
Gráfico 2 - Crescimento da GD no Brasil	28
Gráfico 3 - Unidades Geradoras por Estado	30
Gráfico 4 - Microgerações no RS	32
Gráfico 5 - Minigerações no RS	32
Gráfico 6 - Expansão da GD	34

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 – Principais funções dos dispositivos de proteção	37
Quadro 2 – Resumo dos trabalhos relacionados	42
Quadro 3 – Característica elétricas painel <i>Kyocera KD235GX-LPB</i>	52
Quadro 4 - Característica mecânicas painel <i>Kyocera KD235GX-LPB</i>	53

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Por tipo de fonte geradora.....	29
Tabela 2 - Comparação 2012 e 2019.....	29
Tabela 3 - Número de Centrais Geradoras no estado do RS até outubro de 2019...	31
Tabela 4 - Tranformadores do circuito	48
Tabela 5 - Cargas conectadas aos barramentos de baixa tensão	49
Tabela 6 - Consumidores do Grupo A.....	49
Tabela 7 - Chaves Fusíveis.....	50
Tabela 8 – Religadores	51
Tabela 9 - Centrais Geradoras Fotovoltaicas.....	54
Tabela 10 – Cargas GDs cenário um	55
Tabela 11 - Cargas GDs cenário dois	56
Tabela 12 - Cargas GDs cenário três.....	57
Tabela 13 - Cargas GDs cenário quatro.....	58
Tabela 14 –Barras com maior variação % - cenários um e dois	59
Tabela 15 - Barras com maior variação % - cenários um e três.....	60
Tabela 16 - Barras com maior variação % - cenários um e quatro.....	61
Tabela 17 – Curto-circuito nas chaves fusíveis comparativo cenários um e dois.....	62
Tabela 18 - Chaves Fusíveis maior variação % - cenários um e dois.....	63
Tabela 19 – Curto-circuito nas chaves fusíveis comparativo cenários um e três	64
Tabela 20 - Chaves Fusíveis maior variação % - cenários um e três.....	65
Tabela 21 – Curto-circuito nas chaves fusíveis comparativo cenários um e quatro ..	66
Tabela 22 - Chaves Fusíveis maior variação % - cenários um e quatro	67
Tabela 23 – Chaves fusíveis para análise – Cenários um e dois	68
Tabela 24 - Chaves fusíveis para análise – Cenários um e três	72
Tabela 25 – Chaves fusíveis para análise – Cenários um e quatro	76
Tabela 26 – Configuração dos condutores do circuito	90
Tabela 27 – Curto-circuito nas barras comparativo cenários um e dois.....	93
Tabela 28 – Curto-circuito nas barras comparativo cenários um e três	94
Tabela 29 – Curto-circuito nas barras comparativo cenários um e quatro	95

LISTA DE SIGLAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ABRADEE	Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica
ABRAPCH	Associação Brasileira de Pequenas Centrais Hidrelétricas e Centrais Geradoras Hidrelétricas
ABSOLAR	Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica
AL	Circuito alimentador de distribuição
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CGH	Central Geradora Hidrelétrica
CPF	Cadastro de Pessoa Física
EOL	Central Geradora Eólica
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
GD	Geração Distribuída
GW	Gigawatt
IEEE	Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos
INEE	Instituto Nacional de Eficiência Energética
MME	Ministério de Minas e Energia
MW	Megawatt
NBR	Normas Brasileiras de Regulação
ONS	Operador Nacional do Sistema
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PRODEEM	Programa de Desenvolvimento Energético dos Estados e Municípios
SIN	Sistema Interligado Nacional
SISGD	Sistema de Registro de Geração Distribuída
UC	Unidade Consumidora
UFV	Central Geradora Fotovoltaica
UTE	Central Geradora Termelétrica

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	13
1.1 Motivação	14
1.2 Problema	14
1.3 Objetivos	15
1.3.1 Objetivo Geral	15
1.3.2 Objetivos Específicos	15
1.4 Justificativa	16
1.5 Estrutura do Trabalho	16
2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	18
2.1 Histórico	18
2.2 Geração Distribuída	20
2.2.1 Central Geradora Hidrelétrica	21
2.2.2 Central Geradora Eólica	23
2.2.3 Central Geradora Fotovoltaica	24
2.2.4 Central Geradora Termelétrica	26
2.3 Geração Distribuída no Brasil	27
2.4 Geração Distribuída no Rio Grande do Sul	31
2.5 Projeção do Crescimento da Micro e Minigeração Distribuída no Brasil	33
2.6 Vantagens e desvantagens da utilização de GD	34
2.6.1 Comportamento do Sistema Elétrico	35
2.7 Sistemas de Proteção da rede elétrica de distribuição	36
2.7.1 – Chaves Fusíveis	38
2.7.2 - Religadores	39
2.7.3 - Disjuntores	40
2.8 Software	41
2.9 Trabalhos Relacionados	41
3 METODOLOGIA	44
4 ESTUDO DE CASO	47
4.1 Circuito utilizado para o estudo	47
4.1.1 Tensões do Circuito e transformadores	48
4.1.2 Transformadores	48
4.1.3 Cargas	48

4.1.4 Sistemas de proteção.....	49
4.1.5 Conexões de geração distribuída.....	51
4.2 Simulações	54
4.2.1 Cenário Um – Circuito 34 barras com duas GDs	55
4.2.2 Cenário Dois – Circuito 34 barras com cinco GDs conectadas no início do AL56	
4.2.3 Cenário Três - Circuito 34 barras com cinco GDs conectadas no fim do AL....	57
4.2.4 Cenário Quatro - Circuito 34 barras com dez GDs conectadas.....	58
4.3 Análise dos resultados obtidos	59
4.3.1 Curto-circuito nas barras	59
4.3.2 Curto-circuito nas chaves fusíveis.....	62
4.3.3 Seletividade e atuação das proteções.....	67
4.3.4 Análise final e comparação dos resultados	80
5 CONCLUSÃO	83
5.1 Sugestões para trabalhos futuros	85
REFERÊNCIAS.....	86
ANEXO A – CONDUTORES DO CIRCUITO.....	90
ANEXO B – CURVAS DOS RELIGADORES.....	91
ANEXO C – CIRCUITO CONSTRUÍDO NO SOFTWARE.....	92
ANEXO D – CURTO-CIRCUITO NAS BARRAS CENÁRIOS 1 E 2.....	93
ANEXO E – CURTO-CIRCUITO NAS BARRAS CENÁRIOS 1 E 3.....	94
ANEXO F – CURTO-CIRCUITO NAS BARRAS CENÁRIOS 1 E 4.....	95

1 INTRODUÇÃO

Após a maior crise no setor energético no ano de 2001 enfrentada pelo Brasil, em virtude da escassez do recurso hidrológico, o qual era a principal fonte de geração de energia elétrica centralizada, o país não só enfrentou o racionamento de energia e o aumento dos encargos financeiros para arcar com as despesas extras de energia advinda de termelétricas, mas também reconheceu a necessidade de investir em fontes alternativas para geração de energia elétrica e não ficar outra vez refém da falta de chuvas. (ANEEL, 2008)

Em 2004, com a promulgação da lei nº10.848, a qual foi a primeira a fazer referência ao conceito de Geração Distribuída - GD como possível alternativa de energia que poderia auxiliar às distribuidoras de energia elétrica, e com a regulamentação desse tipo de geração pelo decreto 5.163/04, a GD pôde ser vista como uma aliada e não como uma possível concorrente das distribuidoras o que possibilitou o início da diversificação da matriz energética do país. (INEE, 2015)

A possibilidade da utilização da geração distribuída vem de encontro à necessidade do uso de fontes energéticas mais limpas no Brasil. Assim também o consumidor brasileiro passou a ter a alternativa de gerar sua própria energia, a partir de fontes renováveis ou não, e após o ano de 2012, quando foi criado o sistema de compensação de energia, o consumidor ainda poderia entregar à distribuidora a energia gerada que não foi utilizada por ele e gerar créditos que poderiam ser abatidos da sua fatura de energia posteriormente. (DA SILVA, TATIANA BRUCE; HOLLANDA, LAVINIA; DA CUNHA, 2016)

Segundo a ANEEL, toda a potência instalada de GD no Brasil, até o mês de junho de 2019 já superou 1 gigawatt, fato que se deve à todos os incentivos e pesquisas de fontes de energia renováveis e também pela regulamentação que possibilitou ao fornecedor entregar para à distribuidora o excedente da energia gerada. A agência afirma ainda que para os próximos anos o crescimento será ainda maior. (ANEEL, 2019b)

Após a disseminação da ideia de geração distribuída e o grande crescimento de consumidores adotando o sistema de geração de energia elétrica em sua própria residência, muitos artigos e pesquisas foram elaborados e a maioria aponta a necessidade de estudo e maior conhecimento com relação não só aos benefícios como também aos impactos que podem ser causados ao sistema elétrico pelas

conexões de geração de energia descentralizada. Com esse intuito o presente trabalho visa estudar o comportamento dos sistemas de proteção da rede elétrica de distribuição, diante da grande demanda de conexões de sistemas de geração distribuída conectadas à rede elétrica nos últimos anos e também visando o crescimento futuro destas conexões.

1.1 Motivação

A geração de energia de forma descentralizada ganhou seu espaço e vem mostrando cada vez mais que é uma forte alternativa, tanto para os consumidores quanto para as distribuidoras, já que estas podem, em alguns casos, postergar os investimentos nas redes elétricas que possuam inserção de potência gerada pelas GD's. Juntamente com a potência gerada também ocorre aumento dos níveis de tensão e também a inversão do fluxo de potência que pode assumir o sentido para à fonte. Cada vez mais estão sendo desenvolvidos estudos que visam analisar e prevenir os problemas que podem acontecer, para o sistema elétrico, em função das conexões de GD em grande escala. (GONÇALVES; BALLERINI; FREITAS, 2016)

1.2 Problema

As conexões de geração distribuída, em função da injeção de energia, poderão trazer impactos negativos ao sistema elétrico de potência, já que este tipo de geração de energia descentralizada não estava prevista originalmente, pode acarretar em comportamentos que não estavam previstos. A rede elétrica acaba sendo afetada pelas conexões de GD e conforme o nível de penetração de energia a relevância dos impactos causados aumenta também. É necessário avaliar a seletividade dos sistemas de proteção e identificar se em uma situação onde existem diversas conexões de GD, a capacidade dos dispositivos de proteção dimensionados para um cenário convencional (sem a presença de conexões de GD) atendem às condições do novo panorama que se encontra o sistema elétrico. (MME, 2019)

A configuração de um circuito alimentador atual vai além de um sistema radial padrão partindo de uma usina geradora, linhas de transmissão em alta tensão e rede de distribuição em média e baixas tensões, ela já conta com unidades consumidoras que geram a sua energia e a expectativa é de que cada vez mais consumidores com

sistemas de geração se conectem à rede elétrica, neste sentido, se faz necessária a avaliação do efeito que estes sistemas possam causar nos sistemas de proteção da rede elétrica.

1.3 Objetivos

Neste tópico serão apresentados o objetivo geral, com uma visão macro, bem como os objetivos específicos, de forma mais detalhada, que se deseja alcançar com este estudo.

1.3.1 Objetivo Geral

Analisar o comportamento dos sistemas de proteção da rede de distribuição de energia elétrica, tendo em vista a expansão do número de conexões de Geração Distribuída de energia nos últimos anos, e considerando a sua expectativa de crescimento prevista para os próximos. Desta forma obter como resultado os cuidados e os pontos de atenção que devem ser levados em consideração, e que poderão ser aplicados à outras redes e alimentadores, com as mesmas características.

1.3.2 Objetivos Específicos

Juntamente com a avaliação do comportamento dos sistemas de proteção da rede elétrica, este trabalho busca também identificar aspectos conforme listados abaixo:

- a) Relacionar os fatores que influenciam o comportamento dos equipamentos de proteção do sistema;
- b) Comparar o comportamento de um circuito da rede elétrica, considerando uma condição com poucas conexões de geração distribuída, com o comportamento deste mesmo circuito considerando uma condição futura, adicionando à ele diversas conexões de minigerações de energia elétrica distribuídas, e assim avaliar os principais aspectos técnicos afetados por esta alteração na configuração da rede atual;
- c) Analisar qual a relevância da alteração dos aspectos técnicos identificados para a operação e seletividade dos equipamentos de proteção do sistema

- d) Apresentar os dados obtidos e quais seriam os impactos causados no futuro;
- e) Identificar aspectos que devem ser considerados pelas distribuidoras no momento de realização do estudo de coordenação e seletividade das proteções do sistema, e também à cada nova conexão de geração distribuída à rede elétrica;

1.4 Justificativa

Os sistemas de proteção da rede elétrica de distribuição possuem a função de protegê-la, e também os equipamentos nela conectados, das eventuais interferências que possam ocorrer (intempéries ou de natureza humana), atuando quando identificam elevação da corrente elétrica, redução ou elevação na tensão ou ainda a inversão do sentido da corrente. (MAMEDE FILHO; MAMEDE, 2017)

As conexões de geração distribuída podem causar impactos de caráter técnico na rede elétrica, como a variação do nível de tensão por exemplo, que interfere diretamente na qualidade da energia fornecida aos consumidores nela conectados. (BAJAY et al., 2018).

Além do impacto de qualidade de energia que as conexões de GD possuem grandes potencial de causar, podem ocorrer também efeitos de variação na corrente elétrica do sistema. A alteração de tais fatores pode contribuir gerando comportamento instável dos sistemas de proteção da rede, impactando na confiabilidade do sistema e também podendo gerar alguma situação insegura para comunidade e colaboradores das distribuidoras caso não atue corretamente quando necessário.

1.5 Estrutura do Trabalho

A presente monografia foi estruturada iniciando com uma contextualização para apresentação do tema base de sua construção, também os objetivos que se deseja alcançar com este estudo bem como a justificativa para sua escolha.

Será apresentado o histórico dos motivos que levaram o Brasil à direcionar sua atenção aos modelos de geração de energia elétrica provenientes de fontes diferentes da hídrica, apostando na geração de energia de forma descentralizada, originada de

recursos renováveis ou não renováveis. A classificação dos tipos de gerações distribuídas, sua forma de funcionamento e como geram energia também serão abordadas na etapa de fundamentação teórica seguida do cenário da geração distribuída no Brasil, crescimento e comportamento desde a criação e regulamentação do sistema de compensação de energia elétrica em 2012 até os dias de hoje.

Os impactos e contribuições que as conexões de geração distribuída trazem e/ou podem trazer futuramente ao sistema elétrico de energia, vão ser apresentados com base nas bibliografias mais atuais disponíveis.

Após a pesquisa para validação da escolha do tema, a qual buscou-se estudos já realizados, listados no tópico de trabalhos relacionados, na área de sistemas de proteção de rede elétrica de distribuição em circuitos que tenham penetração de energia gerada por fonte descentralizada, foi possível identificar que existe um comportamento diferente dos sistemas de proteção quando na presença destas gerações, porém ainda não estudado e simulado para uma situação futura onde a expectativa é de um número muito maior destes tipos de conexões.

O tópico metodologia aborda a forma com a qual buscou-se atingir os objetivos e resultados deste estudo, onde estão descritos os cenários que foram simulados para posterior análise e comparação dos resultados para então compor os últimos tópicos presentes que são as conclusões obtidas ao final do estudo e também as sugestões para trabalhos futuros que surgiram com a conclusão deste.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

O tópico de fundamentação teórica apresenta a contextualização do assunto objeto deste estudo, bem como a descrição dos conceitos importantes para que se tenha a compreensão das análises e resultados finais alcançados.

2.1 Histórico

No ano de 2001 a população brasileira enfrentou uma grande crise no setor elétrico, após utilizar durante anos a energia elétrica sem pensar na possibilidade de sua falta, precisou lidar com o racionamento deste bem. Foram necessárias ações para limitar a carga no Sistema Interligado Nacional – SIN, já que a necessidade de utilização era maior que a capacidade de geração. Neste contexto foi possível afirmar que a energia elétrica, na verdade, não é um bem infinito e também que a geração de energia elétrica do país baseava-se praticamente só em energia hidrelétrica. (PALMEIRA et al., 2001).

Segundo informações do Operador Nacional do Sistema – ONS, após análises foram identificadas escassez de suprimento energético para fornecer às regiões Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste, neste período os reservatórios das hidrelétricas destas regiões chegaram a uma capacidade de somente 30% da sua potência nominal, após isso o ONS manifestou ao Governo Federal a severidade da situação e a necessidade de restringir o fornecimento de energia àquelas regiões.

A Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL afirmou que em virtude da falta de investimentos na área de geração de energia elétrica e juntamente com a falta de chuvas fez com que o Poder Concedente dá época precisasse tomar medidas tais como: decretar o racionamento de energia e adotar punições para quem ultrapassasse a margem de utilização permitida, foi então criada a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica para gerenciar as medidas de redução do consumo de energia elétrica. Conforme cronologia relatada, ainda pela ANEEL: (ANEEL, 2008, p.66.).

Em dezembro, o Governo e as empresas assinam o Acordo Geral do Setor do Setor Elétrico. Os agentes obtêm financiamento do BNDES para repor as perdas com o racionamento e são autorizados a cobrar do consumidor uma taxa extra na conta de luz. Para aumentar rapidamente a capacidade instalada, o governo cria a Comercializadora Brasileira de Energia

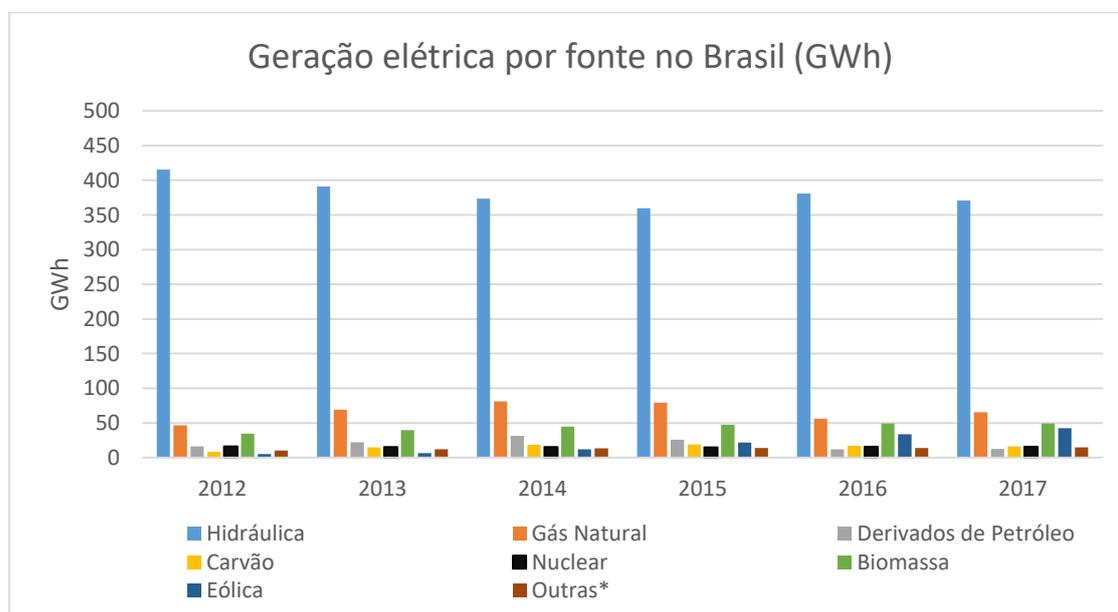
Emergencial (CBEE), que contrata usinas termelétricas a óleo. O consumidor passa a custear as usinas disponíveis para uso em casos de emergência.

Após a crise de 2001, as atenções estavam voltadas para medidas que assegurariam o abastecimento de energia elétrica no país, em 2004 foi criada a Empresa de Pesquisa Energética – EPE com a missão de projetar a expansão no setor elétrico. (TOLMASQUIM, 2016a).

Juntamente com as dificuldades hídricas, as discussões sobre sustentabilidade e meio ambiente contribuíram para os avanços tecnológicos relativos à fontes alternativas de energia elétrica e também o conceito de energias renováveis se intensificou. Assim, foram aprofundados os estudos de utilização das energias eólica e solar, desta forma estas passaram também a atuar como fontes complementares para as fontes convencionais, hidrelétricas e térmicas. (FUNDAÇÃO GETÚLIO VARGAS ENERGIA, 2015).

O Gráfico 1, a seguir demonstra a quantificação da energia elétrica gerada por cada fonte, do período do ano de 2012 até o ano de 2017.

Gráfico 1 - Geração Elétrica no Brasil



Fonte: Dados EPE.(EPE, 2018a).; Elaborado pela autora

Conforme é possível observar no gráfico, a geração de energia por fonte hidráulica ainda é a fonte mais utilizada no Brasil, mas também com o passar dos anos a utilização das demais fontes geradoras de energia elétrica está crescendo, como a por exemplo a energia eólica que obteve variação percentual positiva de 26,5%, gás

natural 16,1% e a fonte classificada como “outras” que engloba a energia solar que apresentou variação percentual positiva de 8,5%, passando assim a complementar a energia gerada pelas hidrelétricas.

2.2 Geração Distribuída

No ano de 2004, segundo informações do Instituto Nacional de Eficiência Energética – INEE, a Geração Distribuída foi citada pela primeira vez como uma alternativa de fonte geradora de energia elétrica, no texto da Lei 10.848/04, que poderia ser utilizada juntamente com a energia gerada de forma centralizada. (INEE, 2015).

Denominamos como Geração Distribuída a energia que é produzida próxima do ponto de consumo, podendo ser de fontes renováveis ou não (MOREIRA, 2017), e que tenha potência instalada de até 5MW, conforme determina a resolução 687/2015 da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. Está estabelecido nesta resolução que as microgerações serão as centrais geradoras com potência instalada de até 75kW, já as minigerções serão as com potência instalada superior a esta e com a máxima descrita anteriormente. (ANEEL, 2015a).

A Resolução 687/2015, informa ainda que os micro e minigeradores serão conectados à rede elétrica conforme a quantidade de fases necessárias ao seu fornecimento e o nível de tensão, estes serão definidos pela distribuidora, a qual deve levar em consideração as características da rede bem como a regulamentação vigente, que neste momento é a resolução normativa 414/2010 da ANEEL, que estabelece as condições gerais de fornecimento. Conforme consta no seu artigo 12, as tensões de fornecimento seguem os seguintes critérios: para os consumidores que possuam carga instalada igual ou inferior à 75kW serão atendido em nível secundário (tensão de inferior à 2,3kV) , já os consumidores com carga superior à este limite serão conectados à tensão primária de fornecimento (tensão de superior à 2,3kV). (ANEEL, 2010).

No ano de 2012, foi criado o sistema de compensação de energia elétrica, através da publicação da Resolução Normativa 482/2012 da ANEEL, a partir de então o consumidor que possui um sistema de geração passou a ter a possibilidade, de além de gerar a sua energia, entregar para a distribuidora o excedente, ou seja, o que não utilizar disponibilizar para a concessionária, através da rede que está conectado, e a

mesma o compensará gerando créditos que poderão ser utilizados em um prazo de até 60 dias. (ANEEL, 2017).

O Diretor Geral da ANEEL, no ano de 2016, Tiago Correia afirma que neste mesmo ano a resolução 482 foi revisada e nesta revisão foram delimitadas quatro possibilidades de configurações para as geradoras distribuídas de energia: auto consumo, auto consumo remoto, empreendimento de múltiplas unidades consumidoras e geração compartilhada. Assim o consumidor pode gerar energia no próprio local do consumo, pode gerar em outro local e abater do consumo da unidade consumidora, quando ambas estão no mesmo Cadastro de pessoa Física – CPF, nos casos de empreendimentos que possuem múltiplas unidades consumidoras é possível ratear o crédito entre as unidades, com percentuais previamente estabelecidos, ou ainda estabelecer um consórcio ou cooperativa e os créditos serão divididos para quem estiver associado aos mesmos.(CORREIA, 2016).

Nelson Fonseca Leite, presidente da Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica - ABRADDEE, ressalta que as modificações na regulamentação foram feitas com expectativa de estimular a ampliação da utilização de sistemas de micro e minigeração de energia no país. (LEITE, 2016)

Podemos destacar como principais formas de produção de energia distribuída, algumas do tipo renováveis e outras não renováveis: microturbinas à gás, pilhas de células de combustíveis, grupos geradores a diesel, mini centrais hídricas, centrais de biomassa, foto voltaicas e eólicas. (SANTOS; SANTOS, 2008)

Atualmente, as conexões de gerações distribuídas são classificadas conforme a fonte de geração utilizada, podendo ser Central Geradora Hidrelétrica – CGH, Central Geradora Eólica – EOL, Central Geradora Fotovoltaica - UFV ou Central Geradora Termelétrica – UTE, conforme aparecem descritas no sistema da ANEEL.

2.2.1 Central Geradora Hidrelétrica

Na forma de geração centralizada, a hidrelétrica é a principal fonte de geração de energia para o nosso sistema elétrico brasileiro, grande parte em decorrência da abundância deste recurso, mas também por tratar-se de uma energia limpa e renovável. Ainda, apesar de todas as vantagens que envolvem a utilização deste tipo de recurso existe a desvantagem dos impactos ambientais que as construções para

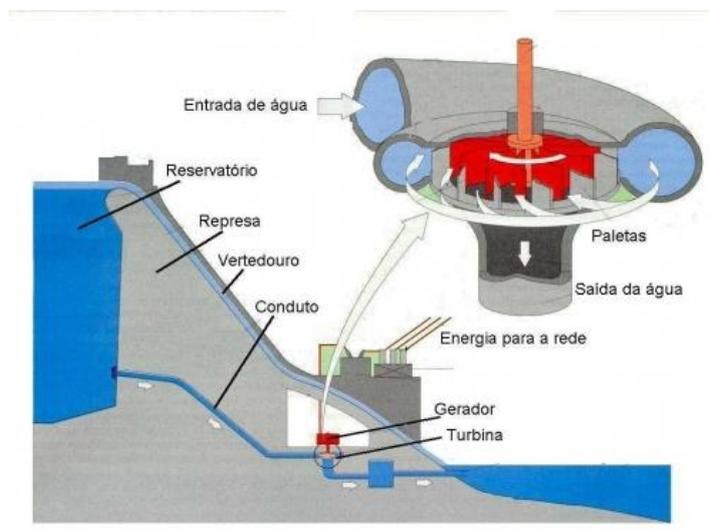
sua expansão causam, já que neste empreendimento é necessária a escavação de reservatório e muitas áreas à volta deste são alagadas. (TOLMASQUIM, 2016a)

As hidrelétricas podem ser classificadas de duas formas: as Centrais Geradoras Hidrelétricas - CGH's são geradoras que utilizam os recursos hídricos para geração de energia elétrica, elas são menores que as Pequenas Centrais Hidrelétricas - PCH's, sua potência instalada também é menor e podem ser utilizadas tanto na mini quanto na microgeração. Conforme informações do site da ANEEL na geração distribuída, contrária à geração centralizada, o potencial hídrico é o menos utilizado. (ANEEL, 2015b)

De acordo com a ABRAPCH – Associação brasileira de PCH's e CGH's, as centrais geradoras hidrelétricas de porte pequeno possuem as seguintes características: as PCH, são usinas com reservatório de até treze quilômetros quadrados e com potência instalada entre 1 e 30MW (limites superiores às delimitações da resolução 687/2015 ANEEL), já as CGH tratam de usinas com potência máxima de até 5 MW. A potência instalada é umas das principais diferenças entre os dois tipos de classificação, mas também uma consideração importante é a complexidade para se obter a licença de instalação, para a CGH este processo de autorização é menos burocrático e para sua instalação é de dois anos e meio, enquanto que para uma PCH o tempo de implantação é de cinco anos em média. (ABRAPCH, 2014).

A Figura 1 ilustra o esquema de funcionamento e identifica as principais partes de uma CGH.

Figura 1 - Esquema de uma CGH



Fonte: Ebah (EBAH, 2018)

O princípio de funcionamento de uma CGH baseia-se em um reservatório de água que conta com um desnível de relevo na superfície, gerando um potencial de energia, assim o líquido é conduzido por tubulações até uma turbina, ela é responsável por converter a energia hidráulica em energia mecânica, essa energia mecânica será convertida pelo gerador em energia elétrica. (TOLMASQUIM, 2016a)

2.2.2 Central Geradora Eólica

Segundo conceito da ANEEL, a energia eólica é a energia cinética presente nos ventos, que geram rotação nos dispositivos utilizados para captação deste potencial, também chamados de torres eólicas ou cataventos. (ELÉTRICA, 2005)

A energia dos ventos talvez seja uma das primeiras, se não a primeira, energias a serem utilizadas. À milhares de anos atrás já eram usados dispositivos movidos com a energia do vento, como os moinhos utilizados para moer grãos por exemplo, porém a utilização com a finalidade de geração de energia elétrica é mais recente. Estima-se que seja em meados do fim do século XIX a existência dos primeiros aerogeradores. (TOLMASQUIM, 2016a)

A utilização de recursos eólicos para geração de energia elétrica está crescendo cada vez mais, ainda a maior parte dos sistemas eólicos existentes são instalados em terra porém já existem em alguns países turbinas instaladas no mar,

onde foi identificado bom potencial de geração apesar dos custos de implantação serem maiores. (TOLMASQUIM, 2016a)

Na Figura 2, a seguir, podemos observar uma EOL instalada em uma unidade consumidora residencial

Figura 2 - Esquema de uma EOL



Fonte: Casa Abril.(CAPELLO, 2016)

De forma bastante semelhante à geração hídrica, a geração de energia elétrica por fonte eólica é obtida através da energia cinética dos ventos, que movimentam as pás dos aerogeradores, que são instalados respeitando certa altura, para que seja possível uma captação melhor das correntes de ar, e esses são os responsáveis pela conversão em energia elétrica. (TOLMASQUIM, 2016a)

2.2.3 Central Geradora Fotovoltaica

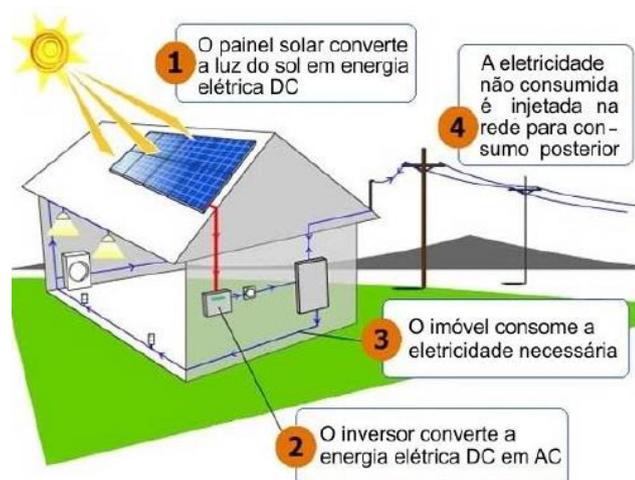
Trata-se do aproveitamento da energia emitida pelo sol, que pode ser separada em dois tipos: fotovoltaica, quando se aproveita a energia da luz e heliotérmica que aborda a energia proveniente do calor dos raios solares. A fotovoltaica é uma das fontes que mais cresceu nos últimos anos, e na geração distribuída é a mais utilizada, este fato deve-se ao incentivo através da redução de custos para aquisição dos equipamentos necessários e ainda por não ser uma fonte poluidora, gerando uma visão positiva sobre ela como uma boa alternativa de se obter energia elétrica. (TOLMASQUIM, 2016a)

Nas centrais geradoras a energia fotovoltaica é adquirida através da conversão da radiação dos raios solares, em energia elétrica em corrente contínua, após isso essa energia passa por um inversor de frequência que a converterá em corrente alternada para que seja utilizada nas unidade consumidora, este inversor ainda sincroniza a fase do sistema fotovoltaico com a da rede elétrica da distribuidora para fins de injeção na rede da energia excedente. (MOREIRA, 2017)

Grande parte dos sistemas fotovoltaicos do país foram instalados em virtude do apoio do Programa de Desenvolvimento Energético de Estados e Municípios – PRODEEM, que foi elaborado pelo Governo Federal no ano de 1994 pela Secretaria de Energia do Ministério de Minas e Energia – MME. (ELÉTRICA, 2005)

A Figura 3, a seguir, ilustra a instalação de uma UFV em uma residência e também detalhes de funcionamento de cada um de seus principais componentes.

Figura 3 - Esquema de uma UFV



Fonte: Senge RS (SENGE RS, 2018)

A energia elétrica, através de geração por fonte fotovoltaica, é obtida pela conversão da luz do sol em eletricidade, conforme mencionado anteriormente, pela penetração de luz através de um material semicondutor, presentes nos painéis solares, é possível fazer com que cargas se movimentem gerando uma corrente elétrica e por fim uma diferença de potencial. (TOLMASQUIM, 2016a)

2.2.4 Central Geradora Termelétrica

Entende-se por geração termelétrica a central que utiliza a queima de biomassa, gás natural ou carvão para gerar energia através da geração de vapor de água que é obtido através do aquecimento da caldeira, este vapor gira uma turbina e aciona o gerador elétrico, posteriormente o vapor será resfriado e retornará para a caldeira para que o ciclo se repita. (FURNAS, 2013)

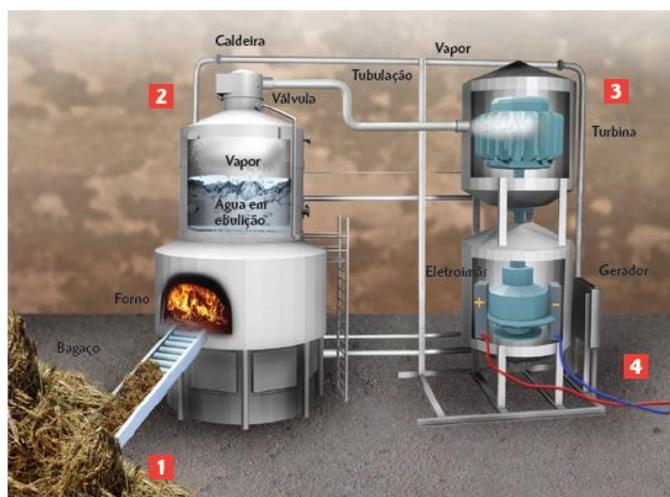
As centrais termelétricas tem sido as mais utilizadas como um complemento das centrais geradoras hidrelétricas, quando falamos em geração centralizada de energia e não distribuída. O principal obstáculo para a melhor utilização desta fonte é o impacto ambiental que ele gera, em virtude da emissão de CO₂. A utilização do carvão mineral na geração de energia elétrica é ampla e podemos considerar que ele é uma das principais fontes de energia no panorama mundial. (TOLMASQUIM, 2016b)

Na forma de geração distribuída, considerando instalações termelétricas com potências máxima na casa dos 5MW, podemos destacar o reaproveitamento de resíduos gerados pelas atividades agropecuárias, tais como excrementos¹ de aves, gado leiteiro e suínos, bagaço da cana de açúcar e também os resíduos sólidos urbanos como combustíveis para estas usinas. (TOLMASQUIM, 2016b)

A Figura 4, a seguir, ilustra o esquema de uma UTE e seus principais componentes.

¹ Matéria sólida (fezes) ou fluida (urina, suor, muco nasal etc.) excretada pelo organismo humano ou animal; excreção.

Figura 4 - Esquema de uma UTE



Fonte: Energia Limpa (GONÇALVES, 2013)

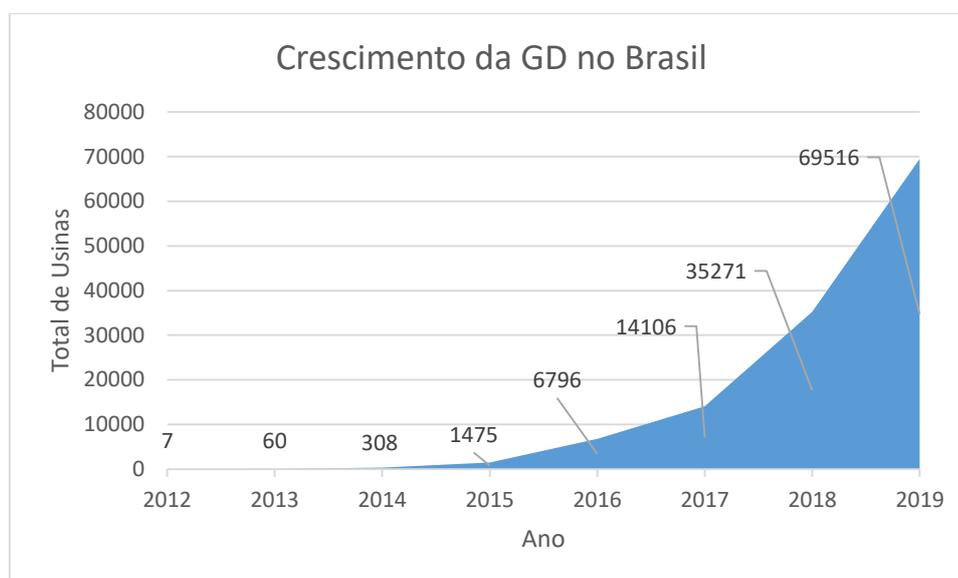
Nas termelétricas a geração de energia é possível através da conversão da energia térmica, que é obtida através da queima de combustíveis (tanto renováveis como fósseis) que gera calor, aquece água e gera vapor, cujo vapor será direcionado para uma turbina através de dutos e esta é a responsável pela conversão da energia mecânica em energia elétrica. (TOLMASQUIM, 2016b)

2.3 Geração Distribuída no Brasil

Neste ano, 2019, até o mês de junho já existiam mais de 82 mil conexões de micro e minigeradoras, e foi ultrapassada a marca histórica de 1 gigawatt – GW de potência instalada, sendo que o Diretor da ANEEL Rodrigo Limp afirma que nos próximos anos a expectativa é de que a expansão do número de conexões seja ainda maior. (ANEEL, 2019b).

O Gráfico 2 demonstra o crescimento das conexões de GD, por ano, desde 2012, quando foi criado o sistema de compensação até outubro de 2019.

Gráfico 2 - Crescimento da GD no Brasil



Fonte: Dados ANEEL, elaborado pela autora.

Em outubro de 2019 o número de conexões, considerando todas as unidades que conectaram no sistema elétrico a cada ano, resulta em 127.539 usinas de micro e minigeração distribuídas.

No Brasil deve ser informado o registro das unidades consumidoras com GD para ANEEL, este somente deverá ser feito pelas Concessionárias ou Permissionárias de Distribuição, através do Sistema de Registro de Geração Distribuída – SISGD, até o dia 10 (dez) de cada mês, para todas as usinas (tanto micros como minigerações) que entraram em operação até o último dia do mês anterior. (ANEEL, 2015b)

Com base nas informações registradas no SISGD, até o mês de dezembro de cada ano, podemos visualizar claramente o crescimento de UC's com sistemas de geração distribuída, de todos os estados brasileiros, conectados à rede elétrica de suas respectivas distribuidoras.

Na Tabela 1, a seguir, estão listadas as quantidade de UC's classificadas por tipo de fonte geradora.

Tabela 1 - Por tipo de fonte geradora

Unidade consumidoras com Geração distribuída por fonte

<i>Tipo</i>	<i>Quantidade</i>	<i>Quantidade de Ucs que recebem os créditos</i>	<i>Potência Instalada (kW)</i>
<i>CGH</i>	96	7.710	93.149,60
<i>EOL</i>	60	104	10.360,86
<i>UFV</i>	127.197	159.533	1.46.052,10,
<i>UTE</i>	186	3.951	46.647,84
<i>Total</i>	127.539	171,298	1.615.210,40

Fonte: Dados ANEEL, elaborado pela autora.

A fonte mais utilizada no Brasil é a solar, seguida pela termelétrica, potencial hídrico está em terceiro lugar e por último a fonte eólica.

Na Tabela 2, abaixo, consta o número de conexões em 2019, até o mês de outubro, o qual soma um total de 127.539 unidades geradoras distribuídas cadastradas, comparando com 2012, cujo ano a resolução normativa 482/2012 foi revisada e passou a utilizar o sistema de compensação de energia, no qual existiam apenas 7 unidades cadastradas. Constata-se que nestes seis anos houve um aumento total de mais de 100 mil novas centrais geradoras conectadas à rede, resultando em uma potência total instalada recorde, superando a marca de 1 GW, conforme mencionado anteriormente.

Tabela 2 - Comparação 2012 e 2019

<i>Ano</i>	<i>Total de Usinas</i>	<i>UC's que recebem créditos</i>	<i>Potência total instalada [kW]</i>
<i>2012</i>	7	8	444.36
<i>2019</i>	127.539	171.298	1.615.210,40

Fonte: Dados ANEEL, elaborado pela autora

No Gráfico 3, a seguir, constam os dados de todas as GD's conectadas ao sistema, até o mês de outubro de 2019, separadas por estado, e também quantas unidades beneficiárias recebem os créditos de energia gerados por estas.

Gráfico 3 - Unidades Geradoras por Estado



Fonte: Dados ANEEL, elaborado pela autora

O estado de Minas Gerais é hoje o estado com o maior número de conexões de GD e também com o maior número de unidades que recebem os créditos de geração, e por último está o estado de Roraima.

Segundo informações da ANEEL(ANEEL, 2018):

Os três estados com mais conexões aderiram ao Convênio ICMS 16/2015 do Conselho Nacional de Política Fazendária (Confaz), que isenta o pagamento de tributo estadual (ICMS) sobre o excedente de energia elétrica gerada por sistemas de geração distribuída.

Conforme a Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica – ABSOLAR, os principais motivos de Minas Gerais ser o estado com o maior número de unidades de GD é em função de a tarifa de energia elétrica do estado ser uma das mais altas do país e também de possuir legislação que é capaz de oferece muito incentivo para que seja utilizada a geração de energia, principalmente por fonte solar, pois na região norte do estado possui boa insolação. (ABSOLAR, 2018)

2.4 Geração Distribuída no Rio Grande do Sul

Atualmente o Rio Grande do Sul ocupa o terceiro lugar entre os estados brasileiros com o maior número de instalações de GD's com um total de 17.075 unidades e potência instalada de 178.884,79 kW, em primeiro lugar está o estado de Minas Gerais com 22.974 conexões, seguido pelo estado de São Paulo que possui 17.779 conexões.

Na Tabela 3, a seguir, seguem os dados quantitativos do estado do Rio Grande do Sul, separados por tipo de fonte geradora:

Tabela 3 - Número de Centrais Geradoras no estado do RS até outubro de 2019

<i>Tipos de Central Geradora</i>	<i>Unidades Existentes</i>
<i>CGH</i>	2
<i>EOL</i>	6
<i>UFV</i>	17.058
<i>UTE</i>	9

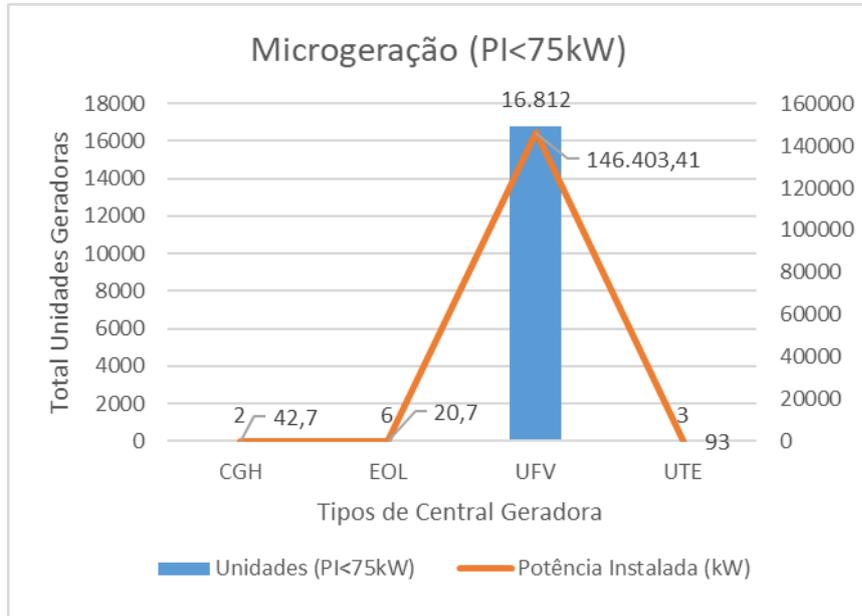
Fonte: Dados ANEEL, elaborado pela autora

A energia fotovoltaica é a mais utilizada, representando 99% das Centrais Geradoras do Estado do Rio Grande do Sul, a energia termelétrica é a segunda fonte mais utilizada no estado, os potenciais eólico e hídrico estão em terceiro e quarto lugar respectivamente, como podemos observar na Tabela 3.

Separando os microgeradores dos minigeradores podemos facilmente observar que a primeira, ou seja aquelas com potência instalada inferior à 75kW e que são conectadas à rede de baixa tensão, ou tensão secundária de fornecimento, são as que possuem o maior número somando 16.823 unidades, que em geral são gerações de porte menor e em residências.

No Gráfico 4, a seguir, constam as conexões de microgeração, do estado do Rio Grande do Sul, separadas por tipo.

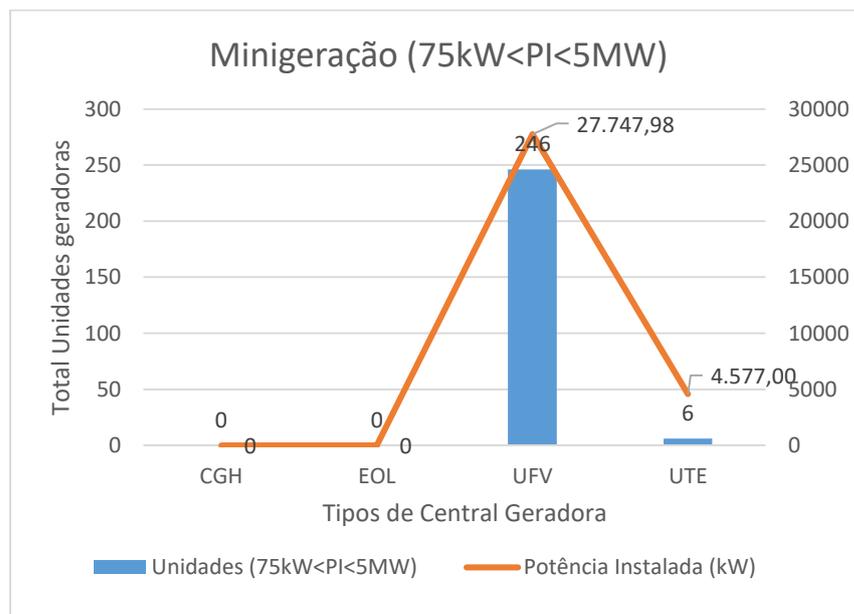
Gráfico 4 - Microgerações no RS



Fonte: Dados ANEEL, elaborado pela autora

As minigerações possuem um número menor, totalizando atualmente 206 unidades, como mostra o Gráfico 5, a seguir. Na mesma linha do país a energia fotovoltaica ainda é a mais utilizada nas minigerações no estado, seguida pelas usinas termelétricas.

Gráfico 5 - Minigerações no RS



Fonte: Dados ANEEL, elaborado pela autora

Quando comparamos a potência total instalada das duas modalidades observamos que as microgerações possuem um total de 146.559,81kW, já as minigerções 32.324,98kW, o que representa mais de um sexto da potencia instalada total das GD's do estado, sendo que elas representam apenas aproximadamente 2% da quantidade de unidades geradoras no total.

2.5 Projeção do Crescimento da Micro e Minigeração Distribuída no Brasil

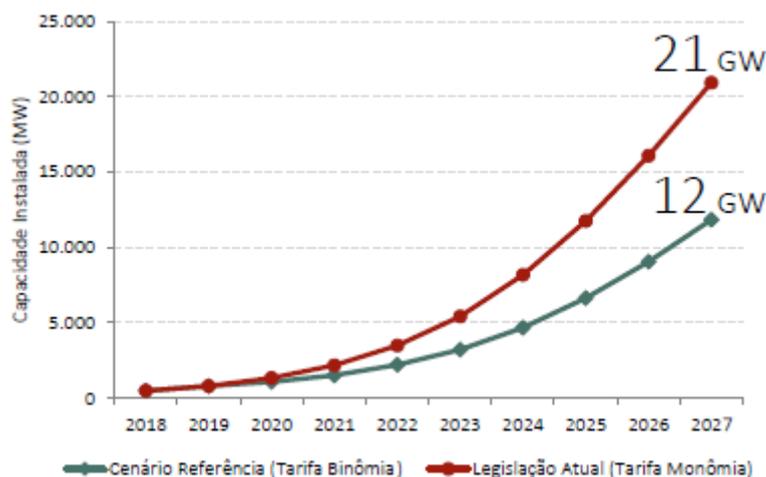
Segundo projeção do EPE, no Plano Decenal de Expansão, considerando a legislação e regras vigentes atualmente, ou seja, tarifa monômnia², em 2027 serão mais de 21 GW gerados pelos sistemas de micro e minigeração, o que gera certa preocupação quanto aos impactos e benefícios que este tipo de geração nesta proporção pode trazer ao sistema elétrico. O órgão ainda estimou que se a tarifação utilizada a partir do ano de 2020 for a binômnia³, a qual ainda está sendo discutida no setor, a energia gerada seria de aproximadamente 12 GW, o que é uma previsão mais conservadora. (EPE, 2018b).

No Gráfico 6, conforme segue, é possível visualizar a estimativa de crescimento da GD considerando os dois tipos de tarifação, monômnia utilizada atualmente ou a binômnia como perspectiva futura.

2 tarifa monômnia de fornecimento: aquela que é constituída por valor monetário aplicável unicamente ao consumo de energia elétrica ativa, obtida pela conjunção da componente de demanda de potência e de consumo de energia elétrica que compõem a tarifa binômnia. (ANEEL, 2012).

3 tarifa binômnia de fornecimento: aquela que é constituída por valores monetários aplicáveis ao consumo de energia elétrica ativa e à demanda faturável. (ANEEL, 2012).

Gráfico 6 - Expansão da GD



Fonte: EPE (2018)

No mês de outubro deste ano a ANEEL anunciou a abertura de uma consulta pública para revisar as normas, bem como as tarifas que os consumidores que possuem sistemas de geração distribuída pagam atualmente, em nota o órgão regulador afirma que as gerações distribuídas são o futuro, estão crescendo em ritmo acelerado e que é preciso revisar a regulação para que não existam efeitos colaterais no sistema elétrico (ANEEL, 2019a)

2.6 Vantagens e desvantagens da utilização de GD

A existência de pequenas centrais geradoras próximas a unidade de consumo acabam por trazerem benefícios para o sistema elétrico como um todo, por exemplo para as distribuidoras, que poderão adiar alguns dos investimentos previstos nos setores de transmissão e distribuição de energia, ainda sim o nível de tensão do circuito a qual esteja conectada a geradora de pequeno porte, acabará por melhorar no período em que estiver sendo injetada na rede a energia excedente, e também a matriz energética ficará mais diversificada. (ANEEL, 2016)

Gerar energia de forma descentralizada traz diversos benefícios além de menores impactos ambientais, reduz o carregamento de transformadores e as perdas ao longo das redes, aumenta a confiabilidade do fornecimento e ainda diversifica ainda

mais a matriz energética do país. (LUCCHESE, FELIPE CIROLINI; ANSELMINI, FELIPE; MARTINS, CRICIÉLE CASTRO; SPERANDIO, 2018)

Podemos citar como uma ótima vantagem ao consumidor, que possui sistema de GD, o fato de a geração estar localizada próxima do ponto de consumo minimizando as perdas técnicas que estão associadas ao sistema de distribuição convencional. Dentre todas as vantagens, porém, existem também desvantagens relacionadas à rede com conexões de sistemas de GD, como a necessidade de alguns procedimentos operativos adicionais, revisão de padrões de conexões, e também com relação à projetos de expansão, quando comparada com a rede elétrica de distribuição de energia convencional. (SOCCOL et al., 2016)

Os impactos que as conexões de GD podem causar ao sistema elétrico são proporcionais ao nível de injeção de energia proporcionada por estas. As distribuidoras ainda precisam lidar com as variações nos níveis de tensão da rede elétrica, para que se mantenha em níveis aceitáveis. Além da alteração nos perfis de tensão, existem também a possibilidade de reversão do fluxo de potência e aspectos relativos às proteções do sistema elétrico. (MME, 2019)

2.6.1 Comportamento do Sistema Elétrico

Muitos estudos já demonstraram que a inserção de gerações distribuídas na rede elétrica, pode causar diversos impactos positivos, porém alguns negativos ao sistema. Podemos destacar os seguintes: alteração no fluxo de potência, perdas elétricas e alteração nos níveis de tensão. (LUCCHESE, FELIPE CIROLINI; ANSELMINI, FELIPE; MARTINS, CRICIÉLE CASTRO; SPERANDIO, 2018)

Com a existência de unidades de GD na rede elétrica é necessário avaliar comportamento do sistema elétrico no que diz respeito aos sistemas de proteção das redes de distribuição, considerando que pode haver aumento de módulo das correntes de falta. (MME, 2019)

Os sistemas de proteção utilizados nas redes de distribuição de energia elétrica funcionam de forma radial, ou seja, obedecendo à um fluxo de potência radial no qual a energia provém de apenas uma fonte e são dimensionados para que operem de forma seletiva e coordenada, porém, com a existência de diversas centrais geradoras de pequeno porte, e com o potencial de energia que será injetado por elas na rede elétrica, pode desencadear a perda de coordenação entre estes dispositivos. É

possível concluirmos que a instalação de GD's ao logo do sistema de distribuição poderá causar diversos impactos nos atuais sistemas de proteção, segundo informações relatadas (ROBERTO C. P. CHAVES, 2014, p.2338.):

A inserção de GD (Geradores Distribuídos) em sistemas de distribuição pode causar diversos impactos do ponto de vista da proteção do sistema, tais como: atuação falsa em alimentadores adjacentes, atuação desnecessária da proteção dos geradores, redução do alcance da proteção de sobrecorrente locada na subestação, perda da coordenação entre os dispositivos de proteção, aumento/diminuição dos níveis de curto-circuito, ilhamento não intencional e problemas no religamento automático devido à perda de sincronismo dos geradores.

Quando existe a inserção de geração distribuída em um alimentador a direção característica do seu fluxo de potência acaba sendo alterada, e cria o risco de uma descoordenação dos equipamentos ou até mesmo sua atuação de forma ineficaz. (GIULIANI, 2018)

2.7 Sistemas de Proteção da rede elétrica de distribuição

No funcionamento do sistema elétrico de potência existem momentos em que ocorrem falhas e estas comprometem a integridade do sistema, a confiabilidade da prestação do serviço de fornecimento de energia elétrica e também pode comprometer as instalações consumidoras. Dentre as falhas que podem ocorrer, podemos destacar a mais comum que é o curto-circuito, onde ocorre a elevação abrupta da corrente elétrica, também existe a situação de sobrecarga e ainda a sobretensão ou a subtensão. (MAMEDE FILHO; MAMEDE, 2017)

Os sistemas de proteção da rede elétrica tem como principal responsabilidade garantir que o sistema estará seguro desconectando qualquer ramo da rede elétrica que apresente comportamento anormal, tanto com relação à tensão como com relação à corrente elétrica. Os sistemas mais avançados além da interrupção no fornecimento também possuem a funcionalidade de fornecer as informações, para o operador do sistema, com relação aos defeitos que a rede apresentou. (MAMEDE FILHO; MAMEDE, 2017)

Os defeitos que os sistemas elétricos podem apresentar, podem ser do tipo mecânicos onde danificam condutores e demais componentes podendo causar deformação ou rompimento, e também podem ser efeitos térmicos que causam aquecimento nos componentes e estes acabam sendo danificados e precisam ser

inutilizados. Podem existir também defeitos que apresentam valores pequenos de curto-circuito, este tipo de defeito apresentam risco à segurança das pessoas e também de animais que podem entrar em contato com a rede elétrica de distribuição. (ELETROBRÁS, 1982)

Podemos destacar os principais sistemas de proteção da rede de distribuição: chaves fusíveis, disjuntores e religadores, tais sistemas são empregados para funções diferentes, conforme a necessidade e possuem modos de funcionamento distintos. (VOLPE, 2015)

Os dispositivos de proteção são instalados nas redes elétricas seguindo alguns parâmetros, como por exemplo, utilizar chaves fusíveis no primário de todos os transformadores de distribuição, no início de cada ramal ou derivação da rede. Os religadores de modo geral são utilizados quando não é possível coordenar os demais dispositivos de proteção ou quando existe alguma carga que é considerada importante para a comunidade (hospitais por exemplo). Os disjuntores, acionados por relés de proteção, são utilizados para proteger os circuitos alimentadores na sua origem. (MAMEDE FILHO; MAMEDE, 2017)

No Quadro 1, a seguir constam as principais funções dos dispositivos de proteção das redes elétricas de distribuição:

Quadro 1 – Principais funções dos dispositivos de proteção

Função	Descrição
Função 27	Proteção de subtensão
Função 50	Proteção instantânea de fase
Função 50N	Proteção instantânea de neutro
Função 51	Proteção temporizada de fase
Função 51N	Proteção temporizada de neutro
Função 59	Proteção de sobretensão
Função 67	Proteção de sobrecorrente direcional
Função 79	Proteção de religamento automático

Fonte: MAMEDE (2017).

O bom desempenho dos sistemas de proteção da rede elétrica garante que o defeito não cause danos maiores ao sistema elétrico, atuando antes que outros

componentes sejam danificados, diminuindo o número de clientes que ficarão desconectados, e atuando de forma a proteger a segurança da rede (KINDERMANN, 2012)

2.7.1 – Chaves Fusíveis

Chaves Fusíveis, por apresentarem baixo custo de investimento e por desempenharem uma boa resposta na função atribuída, são os elementos de proteção mais utilizados na rede elétrica. Elas possuem um elo fusível em seu interior, que após sua fusão causada pelo arco elétrico, por elevação da corrente, rompe e libera substâncias presentes em seu cartucho (parte que recobre o elo) que ajudam na extinção do arco elétrico, assim interrompendo o circuito e ocasionando o desligamento da rede até que a causa do evento seja descoberta e corrigida. (MAMEDE FILHO; MAMEDE, 2017)

Os Elos fusíveis distinguem-se pela relação tempo versus corrente, podendo ser separados em 3 tipos: Elos do tipo H são os elos que apresentam tempo de desempenho mais lentos e são mais utilizados para proteção de transformadores. Os elos do tipo T, também são da categoria dos que tem o tempo de resposta mais lento, apresenta os mesmos níveis de corrente nominal que os elos do tipo k, mas são em geral utilizados na proteção de circuitos alimentadores da rede de distribuição. Os Elos do tipo K são os que apresentam tempo de resposta mais rápido, também são utilizados para proteção dos circuitos alimentadores mas em geral ao longo dele e ao final. (MAMEDE FILHO; MAMEDE, 2017)

Para dimensionamento da proteção de ramais com elos fusíveis, deve-se considerar a corrente nominal 150% superior da máxima carga que será conectada ao ramal, conforme descreve a equação abaixo, onde I_{nef} refere-se à corrente nominal do elo fusível em amperes e $I_{máx}$ refere-se a corrente máxima do alimentador também em amperes. (MAMEDE FILHO; MAMEDE, 2017)

$$I_{nef} \geq 1,5 \times I_{máx}$$

Para a coordenação e seletividade entre os elos fusíveis ligados em série, evitando a atuação de dispositivos desnecessariamente, deve-se considerar que o tempo de atuação do elo à jusante deve ser no máximo 75% menor que o tempo de atuação do elo à montante, conforme descreve a equação a seguir, onde T_{maxfd} se refere ao tempo máximo de atuação do elo fusível a jusante e o T_{minfa} refere-se ao

tempo mínimo para atuação do elo fusível a montante. (MAMEDE FILHO; MAMEDE, 2017)

$$T_{máxf d} \leq 0,75 \times T_{minfa}$$

Deve-se utilizar no máximo duas chaves fusíveis em série, caso seja necessária a utilização de um número maior recomenda-se a utilização de religadores ou seccionadores.(MAMEDE FILHO; MAMEDE, 2017)

2.7.2 - Religadores

Os religadores são equipamentos utilizados nas redes elétricas de distribuição para protegê-las das sobrecorrentes, atuam quando uma corrente de curto-circuito é identificada, podem ser programados para religar a rede quantas vezes forem necessárias e caso o defeito não seja extinto ele cancela o religamento do circuito.(ELETROBRÁS, 1982)

São utilizados na rede elétrica de distribuição com o intuito de que ao ser acionado reestabeleça o sistema elétrico, é exclusivamente utilizado para a proteção das redes e pode ser programado para que desempenhe o papel esperado, tanto para religações rápidas, como para religações com o tempo de resposta retardado. Para a utilização dos religadores é necessário observar alguns critérios para a sua instalação e bom desempenho: Em pontos de circuitos longos, em circuitos com instalações que não podem sofrer com interrupções de energia elétrica, em circuitos que possuam ramais de consumidores atendidos em tensão primária com proteções instaladas de relés de proteção e que possa gerar alguma dificuldade em garantir a coordenação e seletividade dos equipamentos.(MAMEDE FILHO; MAMEDE, 2017)

Para o dimensionamento de religadores, devem ser levados em conta alguns critérios para que a seletividade do sistema seja garantida, por exemplo, a corrente nominal do equipamento deve ser superior a máxima corrente do alimentador, a capacidade de interrupção deve ser maior que a máxima corrente de curto-circuito trifásico, ou fase terra calculado no ponto de instalação, o tempo de programação deve coordenar com os demais equipamentos à jusante e a montante. (ELETROBRÁS, 1982)

2.7.3 - Disjuntores

Os disjuntores são dispositivos mecânicos utilizados para interromper a corrente elétrica em condições normais, em condições que existam situação de emergência e também nas condições de falhas na rede elétrica. Seu funcionamento é comandado por um relé, que é o equipamento que detecta a falha e aciona a abertura deste. (ELETROBRÁS, 1982)

Os Circuitos alimentadores devem possuir sistemas de proteção já na saída da subestação, em geral são utilizados disjuntores de proteção, que podem ser substituídos por religadores, são os relés de sobrecorrente que acionam os disjuntores. Os relés podem ser divididos em duas unidades: a unidade de sobrecorrente temporizada, que é ajustada para acionar nas menores correntes de curto-circuito onde o relé seja a proteção de retaguarda e a unidade de sobrecorrente instantânea que opera para faltas de alta intensidade próximas da fonte em tempo zero. (MAMEDE FILHO; MAMEDE, 2017)

Atualmente existem diversos tipos de relés para detectar as mais diversas falhas, nos sistemas de distribuição os mais utilizados são relé de sobrecorrente, que supervisiona a corrente do circuito e quando detecta qualquer anormalidade aciona o disjuntor para que este interrompa o circuito, e o relés de religamento são utilizados para comandar o religamento do disjuntor de proteção. (ELETROBRÁS, 1982)

O relé de sobrecorrente de fase, deve ser ajustada de acordo com a equação abaixo descrita, onde I_{tf} é a corrente de ajuste da unidade de fase, K é o valor da sobrecarga admissível que poderá variar entre 1,2 e 1,5. O I refere-se à corrente de carga máxima do alimentador e por fim RTC é a relação de transformação do transformador de corrente. (MAMEDE FILHO; MAMEDE, 2017)

$$I_{tf} = (K \times I) / RTC$$

Existem ainda os relés de neutro, que também possuem as unidades temporizada, que igualmente deve ser programada para operar para a menor corrente simétrica de curto-circuito de fase-terra na região de abrangência da proteção do disjuntor, e a unidade instantânea também deve estar ajustada para operar quando manifestada a menor corrente simétrica de curto-circuito fase-terra na região de abrangência da proteção do disjuntor. (MAMEDE FILHO; MAMEDE, 2017)

2.8 Software

O Software ETAP®, *Electrical Power System Analysis Software*, é um sistema para análise e operação de sistemas elétricos de potência, o qual possibilita o usuário modelar um sistema elétrico e avaliar o desempenho de das redes elétricas de distribuição, a coordenação de dispositivos de proteção, monitoramento de sistemas de geração de energias renováveis, e desempenho e dimensionamento de cabos. (ETAP, 2015)

O sistema possibilita a análise de unidades de geração, transmissão, rede de média tensão de distribuição, rede de baixa tensão de distribuição e ainda sistemas industriais. No momento da modelagem dos sistemas é possível acessar a biblioteca e selecionar equipamentos que seguem as definições do IEEE, o que facilita a execução das análises e possibilita que se utilize mais o tempo para o estudo e trabalho sobre os resultados. (ETAP, 2015)

2.9 Trabalhos Relacionados

Durante a realização da pesquisa bibliográfica foram encontrados estudos relacionados ao tema em questão, no Quadro 2, a seguir, consta o resumo e no decorrer deste tópico informações de forma um pouco mais detalhadas de cada um dos trabalhos.

Quadro 2 – Resumo dos trabalhos relacionados

Autor	Ano	Título do trabalho	Análise	Utilização de Software	Forma
<i>Cicéli Martins Luiz</i>	2012	Avaliação dos impactos da geração distribuída para proteção do sistema elétrico	Pesquisa bibliográfica	não	não
<i>Sergio Pazzini da Silva Matos</i>	2015	Análise do impacto da geração Distribuída na proteção dos sistemas de Transmissão e distribuição de energia elétrica	Estudo de caso/ Simulação	PowerTools for Windows (PTW)	5 cenários distintos de sistemas de geração
<i>Mozart Ferreira Braga Junior</i>	2017	Impacto da Geração Distribuída na Proteção de Sistema de Distribuição	Estudo de caso/ Simulação	SINAPGrid [®]	Análise antes e depois da conexão de uma GD
<i>Eduardo Giuliani</i>	2018	Influência de Fontes de Geração Distribuída na Proteção de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica	Pesquisa bibliográfica	não	não

Fonte: Elaborado pela autora.

A dissertação defendida por (LUIZ, 2012) apresenta uma revisão bibliográfica enfatizando os impactos causados ao sistema de proteção da rede elétrica pelos sistemas de GD e destaca que o principal fator é que a geração de forma distribuída altera a direção do fluxo da corrente e isso faz com que tenhamos que modificar a forma como é operado o sistema elétrico atualmente. A autora ainda afirma que a influência será mais evidente a medida em que a quantidade de conexões e o nível de geração for maior.

O autor de (SILVA, 2015) propôs a análise de estudos de caso de um alimentador real, utilizando o *software PTW*, criando seis cenários distintos, com diferentes quantidades de conexões de GD para a realização das simulações e coleta de dados. Neste estudo é identificada a alteração nas correntes de curto-circuito quando existe a presença de gerações distribuídas e também que quanto maior o número destas conexões maior é a variação apresentada.

A dissertação realizada por (JUNIOR, 2017) demonstra o impacto causado aos sistemas de proteção da rede elétrica por conexões de geração distribuída através da

análise de estudo de caso em quatro cenários diferentes, considerando alimentadores com diferentes características, uma conexão diferente de GD em cada um deles e realizando as simulações através do software *SINAPGrid®*. Aqui também foi identificada a alteração nos níveis de curto-circuito em todos os cenários simulados. Interpretando cada uma das análises, o autor avaliou que para os alimentadores mais longos a inserção da GD auxiliou na elevação dos níveis de corrente curto-circuito em alguns lugares críticos, porém na maioria das vezes foi identificada uma elevação maior do que a prevista e que não coordenou com a curva de seletividade de determinados equipamentos.

Em (GIULIANI, 2018) também é retratada uma pesquisa bibliográfica na qual o autor defende que a rede elétrica deve passar por modernizações e adequações para a nova realidade, onde existe a presença de dispositivos inteligentes e de gerações distribuídas, afirma ainda que um dos principais problemas causados pelas conexões de GD identificados foram a alteração dos níveis de curto-circuito e a direção de fluxo da corrente elétrica, tais alterações são capazes de alterar a coordenação dos dispositivos de proteção.

Os quatro estudos resumidos neste tópico foram utilizados como base para o início do estudo e também como base para a metodologia que foi estruturada e desenvolvida conforme a seguir.

3 METODOLOGIA

O presente tópico descreve as etapas seguidas para que se consiga atingir todos os objetivos propostos nos tópicos iniciais deste estudo, será utilizada a metodologia de estudo de caso, o qual foi construído conforme descrito nos parágrafos seguintes.

Com o intuito de evidenciar o atingimento de todos os objetivos traçados foram constituídos quatro cenários, tendo o número um como base e ele será comparado com os outros três que terão variação no nível de inserção de conexões de geração distribuída, desta forma será possível avaliar se houveram diferenças nos aspectos técnicos que possam influenciar no comportamento dos sistemas de proteção.

A variação da quantidade de conexões de geração distribuída será utilizada para simular uma condição futura, onde a expectativa é de aumento do número destas conexões na rede elétrica de distribuição, assim será possível avaliar quais seriam estes impactos futuramente.

Para análise do estudo de caso foram elaborados quatro cenários diferentes, levando em consideração conexões de gerações distribuídas do tipo minigerações, a qual é conectada diretamente na média tensão, para demonstrar o comportamento dos sistemas de proteção da rede elétrica de distribuição considerando diferentes níveis de penetração de energia em cada um deles, conforme descrito a seguir, todas utilizaram o circuito 34 barras do IEEE.

- a) Cenário um: caracterizado como um cenário mais próximo do atual, com duas conexões de GD.
- b) Cenário dois: o mesmo circuito proposto no primeiro cenário, mas com um nível de conexões de geração já bem maior que este, onde foram conectadas 5 centrais geradoras fotovoltaicas no início do alimentador (entre as barras 802 e 830), ou seja próximo à barra da subestação.
- c) Cenário três: também possui cinco conexões de gerações distribuídas, mais próximas do fim do circuito alimentador, ou seja, entre as barras 854 e 840.
- d) Cenário Quatro: apresenta todas as conexões de GD dos cenários dois e três conectadas ao circuito.

O circuito do IEEE foi utilizado como base para execução das análises como um exemplo, a metodologia utilizada aqui pode ser aplicada em qualquer alimentador existente nas redes de distribuição de energia elétrica.

Para execução das simulações e dos estudos propostos nos cenários comentados, foi utilizado o *software* ETAP (Electrical Power System Analysis Software) versão Demo, trata-se de um sistema americano de alto nível para análise e operação de sistemas elétricos de potência tanto no âmbito da geração, transmissão, distribuição ou ainda para a indústria. Juntamente com o ETAP foi utilizado o *Microsoft Excel* para organizar e analisar os dados de forma facilitada.

A primeira etapa desenvolvida na metodologia foi a definição do circuito de uma rede elétrica de distribuição, o qual foi utilizado para execução das simulações a fim de atingir o objetivo geral do presente trabalho.

Tendo a definição do circuito, foram inseridas as cargas, inseridos os sistemas de proteção de redes de distribuição e também definidas as minigerações distribuídas para que as simulações sejam executadas considerando estas conexões, optou-se pela utilização de unidades de geração fotovoltaicas, que é a mais utilizada hoje no país, com painéis solares da marca *Kyocera modelo 235W gx-lpb*, com potência máxima de 232 Watts cada um. Os painéis foram associados a fim de comporem módulos de potência instalada superior à 75kW, o que caracteriza conexões ligadas à média tensão.

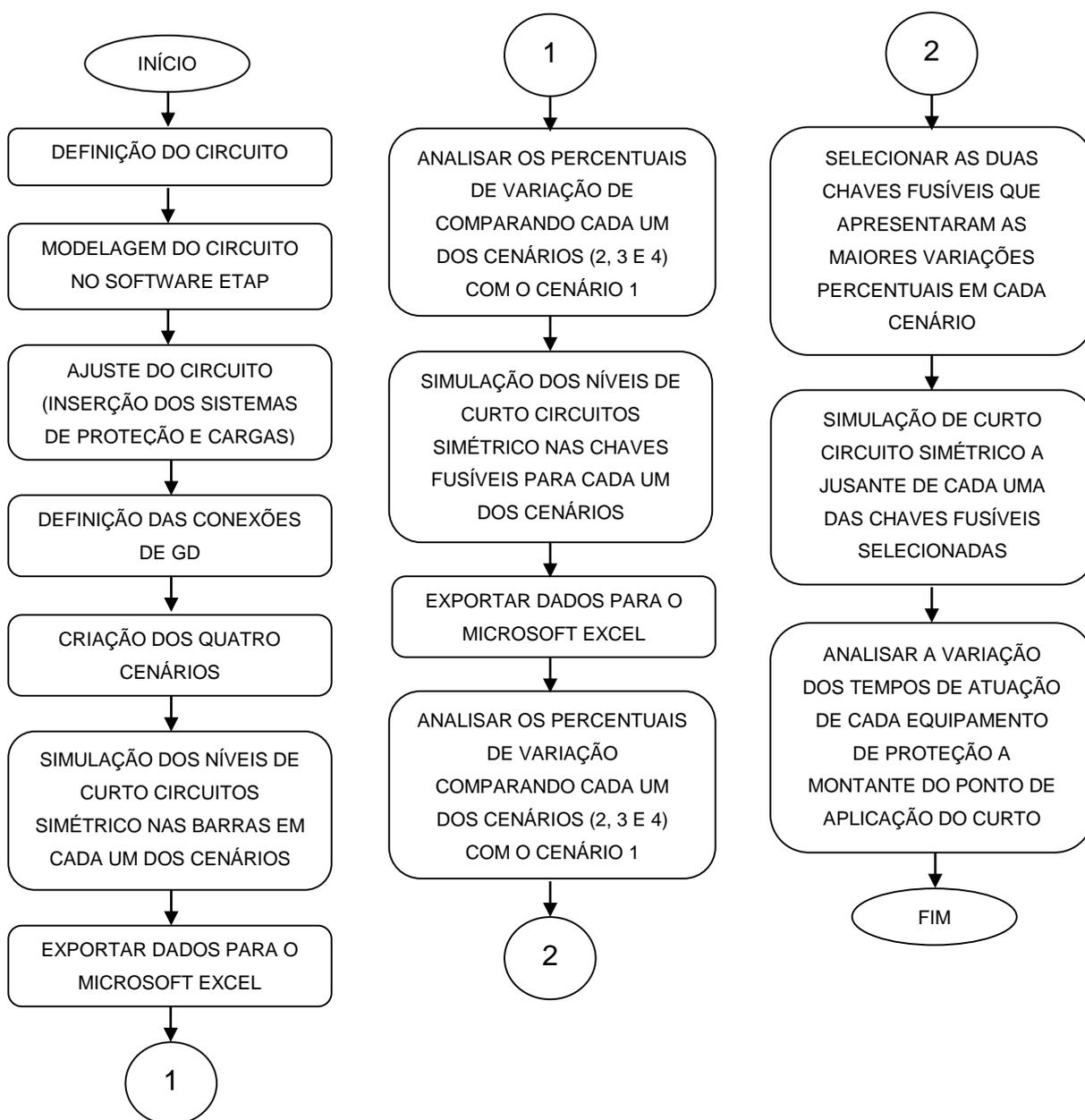
Foram avaliados os níveis de curtos-circuitos trifásico simétricos das barras dos circuitos, e também nas chaves fusíveis de cada um dos cenários, por fim analisados os tempos de atuação e a seletividade de alguns dos equipamentos de proteção, para cada um dos cenários propostos, sempre comparando com o cenário número um para identificar a diferença que os cenários com mais conexões de GD apresentaram.

Após as análises das simulações foi possível identificar quais aspectos deverão ser considerados pelas concessionárias de energia elétrica no momento que ingressam novas solicitações de conexões de GD à rede elétrica, para que a influência destas gerações não gere impacto no correto funcionamento dos sistemas de proteção.

Como resultado final de todas as análises executadas foram apontados os critérios que devem ser levados em consideração quando da análise técnica de redes elétricas de distribuição que possuem conexões de minigerações distribuídas.

Para facilitar a compreensão da metodologia adotada e executada, foi elaborado o fluxograma que segue na Figura 5.

Figura 5 – Fluxograma da metodologia



Fonte: Elaborado pela autora.

A partir da utilização da metodologia apresentada pretende-se comprovar que os resultados obtidos poderão ser extrapolados para outros circuitos elétricos que possuam as características semelhantes aos cenários propostos aqui.

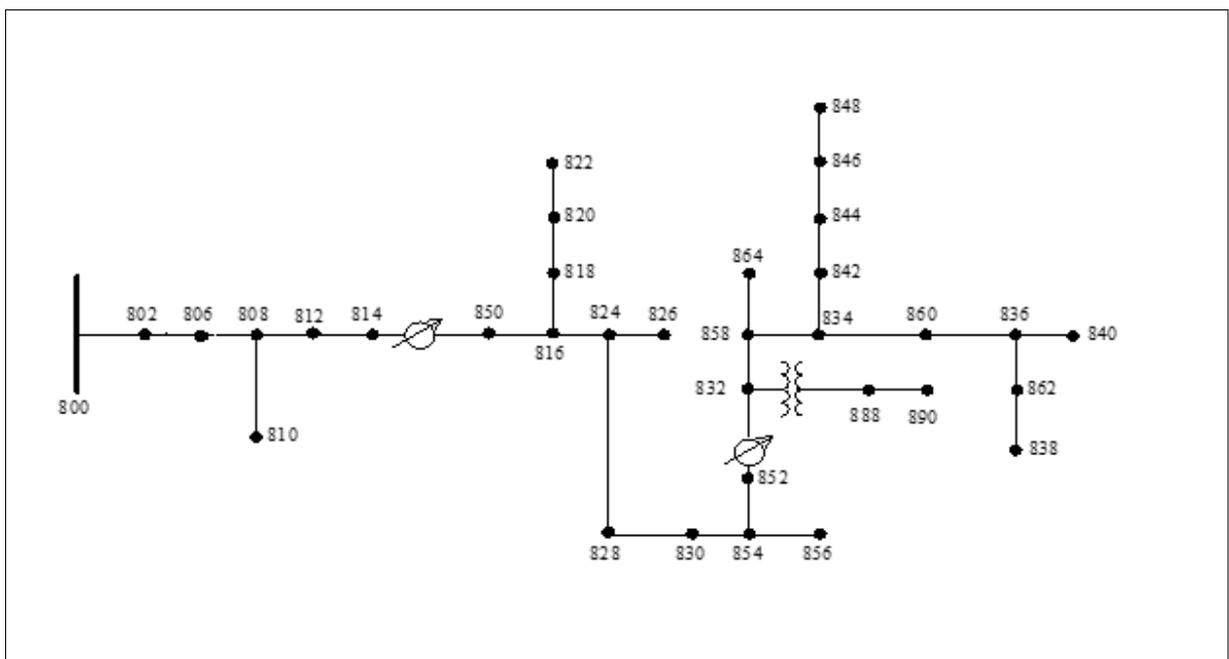
4 ESTUDO DE CASO

No capítulo de estudo de caso serão apresentadas as etapas seguidas para escolha e desenvolvimento do circuito utilizado para execução das simulações a fim de alcançar os objetivos específicos deste estudo. Serão apresentados os detalhes que compõem o circuito adotado, bem como as modificações propostas nele para que a situação simulada seja mais próxima a realidade de um circuito existente nas redes elétricas de distribuição do Brasil. Ao final deste será feita a compilação e análise dos resultados obtidos em cada uma das simulações e também uma comparação final entre os três cenários.

4.1 Circuito utilizado para o estudo

O circuito utilizado neste estudo foi o circuito alimentador de 34 barras do Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos – IEEE denominado *IEEE 34 Node Test Feeder*, ilustrado na Figura 6, que em sua forma original é um sistema real localizado no Arizona, possui tensão nominal de 24,9kV, dois reguladores de tensão, linha longa com baixo carregamento e um transformador que rebaixa a tensão para um linha curta de 4,16kV que possui carga desequilibrada. (IEEE, 2010)

Figura 6 – Circuito alimentador *IEEE 34 Node Test Feeder*



Fonte: IEEE (2010).

4.1.1 Tensões do Circuito e transformadores

As tensões originais da rede foram ajustadas de 24,9kV e 4,16kV para 13,8kV em toda a sua extensão para que fique mais próximo a realizade de uma rede existente no Brasil. O circuito foi readaptado para trifásico em toda a sua extensão. O transformador original que rebaixava a tensão para 4,16kV foi removido, criando assim uma rede de média tensão com valor único de tensão nominal.

Os condutores da rede foram alterados também, da versão original do IEEE, as bitolas foram alteradas, mas os comprimentos foram mantidos conforme identificados no Anexo A.

4.1.2 Transformadores

Ao final de cada ramo, caracterizados pelas barras 810, 822, 826, 856, 864, 890, 848, 838 e 840 foram conectados transformadores de redes de distribuição, para rebaixarem o nível para 220V, ou seja baixa tensão, conforme a Tabela 4.

Tabela 4 - Tranformadores do circuito

<i>Barra</i>	<i>TR de Distribuição</i>	<i>Potência (kVA)</i>
810	T1	300
822	T5	150
826	T2	112,5
856	T9	112,5
864	T6	75
890	T10	75
848	T8	112,5
838	T11	225
840	T12	150

Fonte: Elaborado pela autora.

4.1.3 Cargas

No secundário de cada transformador, foram conectadas cargas aglomeradas para que simulam o carregamento de cada um, gerando assim mais nove barras neste circuito, porém barras de baixa tensão. A seguir, na Tabela 5, seguem os dados das cargas conectadas ao sistema.

Tabela 5 - Cargas conectadas aos barramentos de baixa tensão

<i>Barra</i>	<i>Circuito</i>	<i>Potência Ativa (kW)</i>	<i>Potência Reativa (kVAr)</i>	<i>Demanda (kVA)</i>
810	T1	300,4	109	231,2
822	T5	150,5	49,47	142,1
826	T2	141	20,09	126,3
856	T9	128,7	32,27	115,5
864	T6	88,62	32,17	80,3
890	T10	49,65	7,08	43,4
848	T8	121,2	17,27	104,9
838	T11	284,8	103,4	105,9
840	T12	343,3	86,03	120,7

Fonte: Elaborado pela autora.

Foram criadas conexões de unidades consumidoras também na rede de média tensão, com carga instalada superior à 75kW, para simularem unidades consumidoras do Grupo A, as cargas foram conectadas de forma aleatória no circuito, e estão abaixo listadas, na Tabela 6.

Tabela 6 - Consumidores do Grupo A

<i>Barra</i>	<i>Identificação</i>	<i>Potência Ativa (kW)</i>	<i>Potência Reativa (kVAr)</i>	<i>Demanda (kVA)</i>
812	load2	72,54	28,67	78
820	load3	89,57	38,16	97,36
830	load4	178,9	36,32	182,5
830	load5	97,64	13,91	98,63
888	load6	127,2	18,13	128,5
846	load7	87,18	12,42	88,06

Fonte: Elaborado pela autora.

4.1.4 Sistemas de proteção

A alocação dos equipamentos de proteção foi feita de forma a respeitar as normas das distribuidoras de energia elétrica, de forma seletiva e que garanta a segurança dos componentes da rede e também a confiabilidade do fornecimento.

Em cada uma das derivações, caracterizadas pelos vão entre as barras, 808 e 810; 816 e 818; 824 e 826; 824 e 828; 854 e 856; 854 e 852; 832 e 888; 858 e 864; 834 e 842; 836 e 840 e também 836 e 862 foram inseridas chaves fusíveis,

respeitando a corrente elétrica de cada ramo e a seletividade entre os elos dos demais ramos. Nos transformadores do circuito foram instaladas proteções por chaves fusíveis, para a atuarem e resguardando o equipamento, como é utilizado nas redes elétricas existentes.

Foram inseridas também chaves nos ramos entre as barras 806 e 808, 812 e 8014 para proteção dos circuitos que ficariam desprotegidos.

A alocação dos fusíveis está descrita no seu respectivo ramos conforme indica a Tabela 7.

Tabela 7 - Chaves Fusíveis

<i>Ramo</i>	<i>Identificação</i>	<i>Utilidade</i>	<i>Atuação</i>	<i>Elo</i>	<i>Corrente (A)</i>
832-888	Fuse4	Rede	Rápida	12K	12
854-856	Fuse5	Rede	Rápida	10K	10
854-852	Fuse6	Rede	Rápida	30K	30
834-842	Fuse7	Rede	Rápida	10K	10
862-838	Fuse8	Transformador	Rápida	10K	10
858-864	Fuse9	Rede	Rápida	10K	10
824-828	Fuse15	Rede	Rápida	25K	25
824-826	Fuse17	Transformador	Rápida	6K	6
816-818	Fuse21	Rede	Rápida	10K	10
808-810	Fuse23	Rede	Rápida	20K	20
806-808	Fuse28	Rede	Rápida	30K	30
836-840	FuseT12	Transformador	Rápida	6K	6
858-834	Fuse32	Rede	Rápida	15K	15
836-840	FuseD12	Rede	Rápida	10K	10
836-862	Fuse35	Rede	Rápida	12K	12
808-810	Fuse37	Transformador	Rápida	15K	15
854-856	Fuse39	Transformador	Rápida	6K	6
820-822	Fuse41	Transformador	Rápida	6K	6
858-864	Fuse43	Transformador	Rápida	6K	6
846-848	Fuse45	Transformador	Rápida	6K	6
888-890	Fuse47	Rede	Rápida	6K	6
812-814	Fuse49	Rede	Rápida	25K	25
824-826	Fuse50	Rede	Rápida	10K	10

Fonte: Elaborado pela autora.

Os elos fusíveis do tipo K são normalmente utilizados na proteção de ramais ou alimentadores de circuitos de distribuição, assim reforçando a escolha deste.

Foram incluídos dois religadores, entre as barras 850 e 816; 852 e 832 de forma a proteger os circuitos e para reestabelecer o sistema caso seja identificada a ocorrência de defeito transitório.

Tabela 8 – Religadores

<i>Ramo</i>	<i>Identificação</i>	<i>Curva</i>	<i>Pickup</i>
850-816	REC3	IEC-Extremely Inverse	10
852-832	REC4	IEC-Extremely Inverse	11

Fonte: Elaborado pela autora.

O modelo de religador utilizado foi o *Nova15* da marca *Cooper*, controlado pelo microprocessador modelo *form6*. As curvas de atuação deste equipamento, utilizadas no circuito, estão definidas e ilustradas no Anexo B. Este equipamento funciona com interrupção à vácuo e foi projetado para atuar em sistemas de até 34,5kV.(COOPER INDUSTRIES INC, 2012).

Um disjuntor de média tensão da marca *ABB*, modelo 15ADV23 foi utilizado na proteção do alimentador na sua origem, representado pela barra 800, que é o que simula a saída da subestação. O Disjuntor possui o dispositivo relé para identificação das anomalias que possam ocorrer no sistema e acionamento do mesmo, foi utilizado um relé eletrônico de sobrecorrente também da marca *ABB* modelo MICRO-51.

4.1.5 Conexões de geração distribuída

Para simulação das conexões de gerações distribuídas foi utilizado o modelo de painel solar fotovoltaico *KD235GX-LPB* da marca *Kyocera* com capacidade máxima de 235W por painel.(KYOCERA, 2014), modelo disponível no software ETAP.

As conexões dos sistemas de GD foram alocadas de forma aleatória no circuito, não obedecendo nenhum critério específico, apenas conectadas ao longo do circuito alimentador.

No Quadro 3, a seguir, estão especificadas as características elétricas dos painéis do modelo utilizado, onde contem suas especificações técnicas elétricas e dados nominais do equipamento.

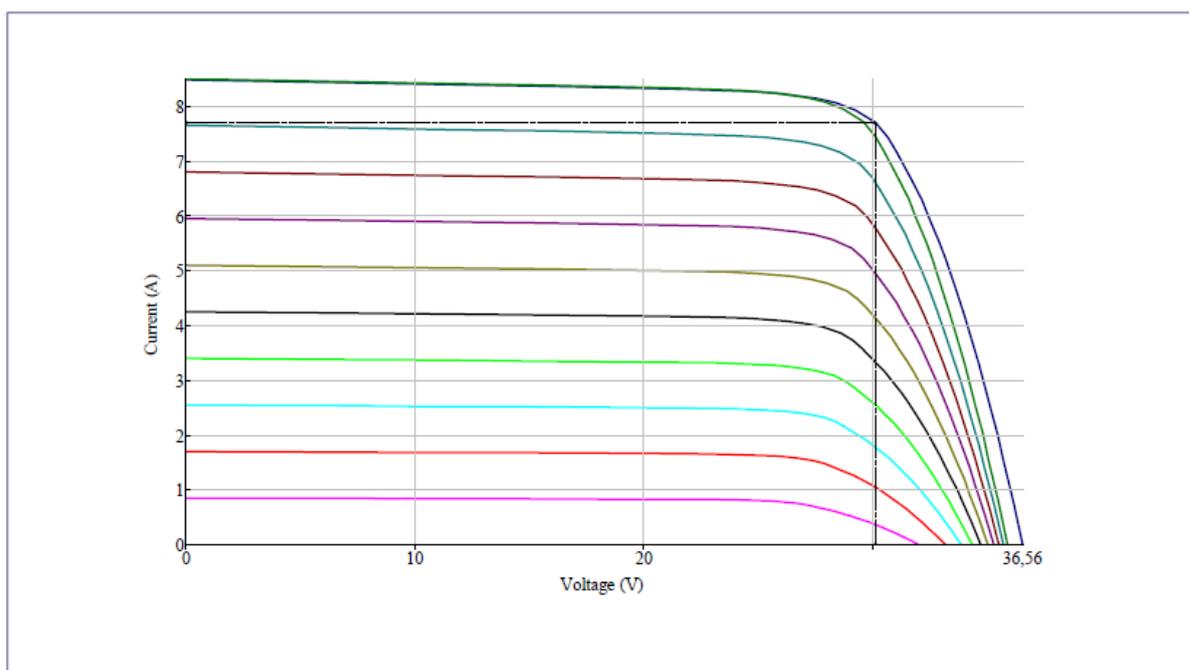
Quadro 3 – Característica elétricas painel *Kyocera KD235GX-LPB*

Classificação de potência	STC 235W
Classificação de energia	PTC 212.6W 1
Potência STC por unidade de área	142,8W / m ² (13,3W / ft ²)
Eficiência de pico	14,28%
Tolerâncias de potência	-0,6
Número de células	60
Tensão nominal	não aplicável
I _{mp}	7.89A
V _{mp}	29.8V
I _{sc}	8.55A
V _{oc}	36.9V
NOCT	45 ° C
Temp.	Coeficiente de I _{sc} 0,06% / K
Temp.	Coeficiente de Potência -0,46% / K
Temp.	Coeficiente de tensão -0,133V / K
Classificação do fusível da série	15A
Tensão máxima do sistema	600V

Fonte: Dados, KYOCERA. Elaborado pela autora.

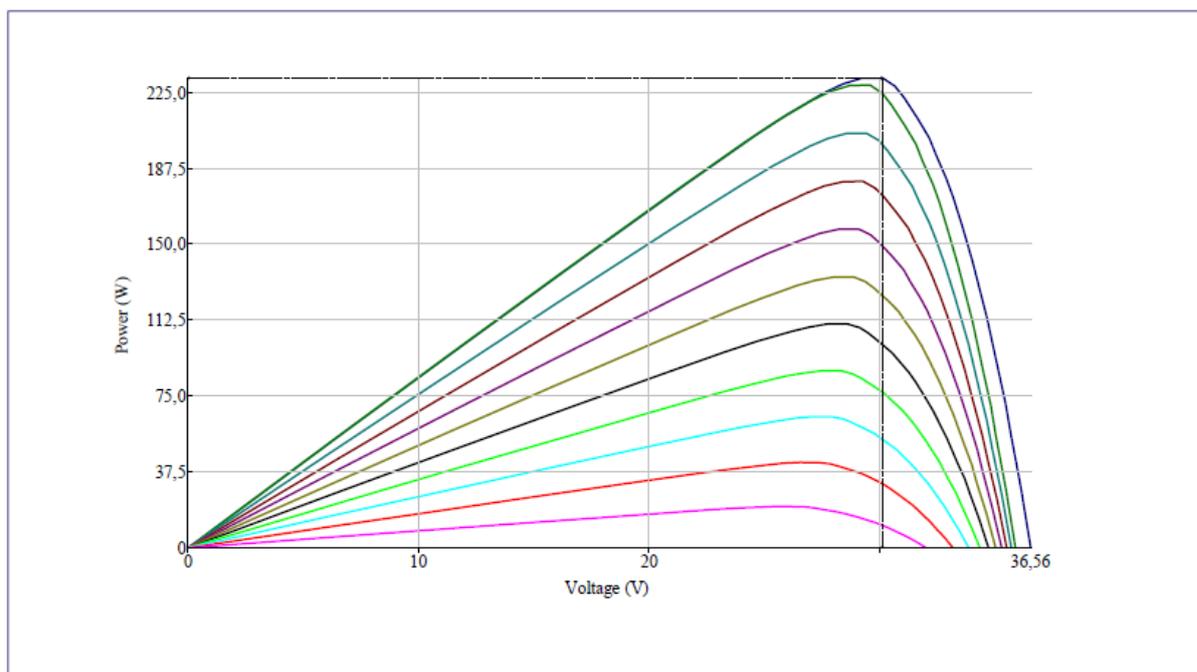
Abaixo, nas figuras 7 e 8 estão representadas as curvas de desempenho dos painéis solares utilizados:

Figura 7 – Corrente vs Tensão de saída



Fonte: Elaborado pela autora.

Figura 8 – Potência vs Tensão de Saída



Fonte: Elaborado pela autora.

Os painéis foram associados, formando módulos, de forma a ampliar a sua capacidade instalada, caracterizando desta forma minigerações distribuídas, que são conectadas diretamente na rede de média tensão das distribuidoras. No Quadro 2, estão descritas as características mecânicas dos painéis.

Quadro 4 - Característica mecânicas painel *Kyocera KD235GX-LPB*

Tipo	Silicone policristalino
Tipo de terminal de saída	Conector multicontato tipo 4
Medidor de fio de cabo de saída	12 AWG
Cabo de saída	Tipo de fio PV
Comprimento do fio do cabo de saída	960mm (37,8in)
Cor da Armação	Preto
Backsheet Dados de cores	Não disponíveis
Comprimento	1.662mm (65,4in)
Largura	990mm (39in)
Profundidade	46mm (1,8in)
Peso 21kg	(46,3lb)
Método de instalação	Montado em rack

Fonte: Dados, KYOCERA. Elaborado pela autora.

Abaixo, na Tabela 9, estão identificadas as unidades geradoras fotovoltaicas, que simularão as conexões de GD no circuito estudado.

Tabela 9 - Centrais Geradoras Fotovoltaicas

<i>Barra</i>	<i>Identificação</i>	<i>Potência instalada (kW)</i>	<i>Geração (kVA)</i>
806	PVA1	91,39	82,3
814	PVA2	75,4	67,9
850	PVA3	75,73	68,2
854	PVA5	100,53	90,5
862	PVA6	95,96	86,4
842	PVA7	78,14	70,3
818	PVA8	102,81	92,5
844	PVA9	103	92,5
852	PVA13	95,5	86
836	PVA15	137,09	123,4

Fonte: Elaborado pela autora.

4.2 Simulações

Através da utilização do *software* ETAP foi criado o circuito alimentador de média tensão, conforme descrito nos tópicos anteriores, onde foram realizadas as análises.

A rede elétrica utilizada como modelo para aplicação das simulações pode ser tratada apenas como um exemplo, o mesmo estudo pode ser aplicado à qualquer alimentador da rede elétrica de distribuição existente no sistema elétrico.

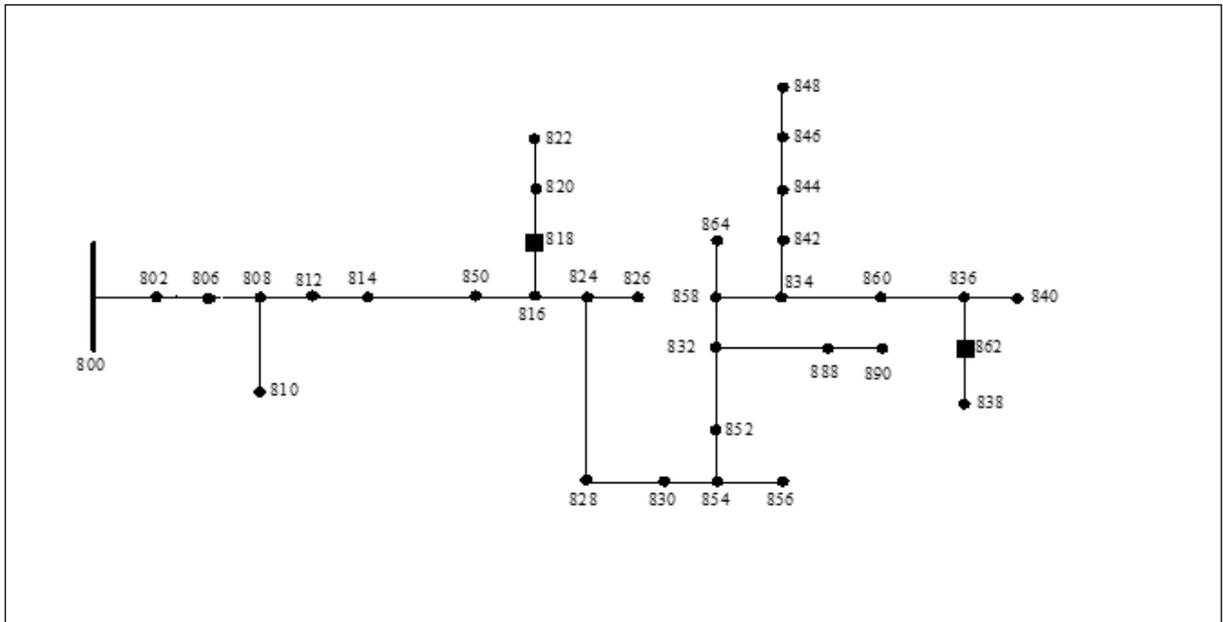
Com auxílio da ferramenta de simulações do sistema ETAP, que exporta os dados de cada uma das análises para o *Microsoft Excel*, foi possível organizar todas as informações para realizar as análises e comparações.

Para a execução das simulações e aplicação da metodologia foram definidos quatro cenários, conforme já mencionado, utilizando o mesmo circuito em todos eles, variando apenas a quantidade de conexões de GD ao longo do alimentador, através de abertura ou fechamento das chaves nas conexões das unidades geradoras.

4.2.1 Cenário Um – Circuito 34 barras com duas GDs

O primeiro cenário foi criado com a intenção de simular uma rede na condição atual, onde já existem conexões de GD. Neste caso foram conectadas duas centrais geradoras fotovoltaicas nas barras indicadas conforme a Figura 9.

Figura 9 – GDs conectadas – Cenário um



Fonte: Elaborado pela autora.

Na Tabela 10 estão indicados os detalhes de cada uma das cargas conectadas na simulação do cenário 1.

Tabela 10 – Cargas GDs cenário um

<i>Barra</i>	<i>Identificação</i>	<i>Potência instalada (kW)</i>	<i>Geração (kVA)</i>
862	PVA6	95,96	86,4
818	PVA8	102,81	92,5

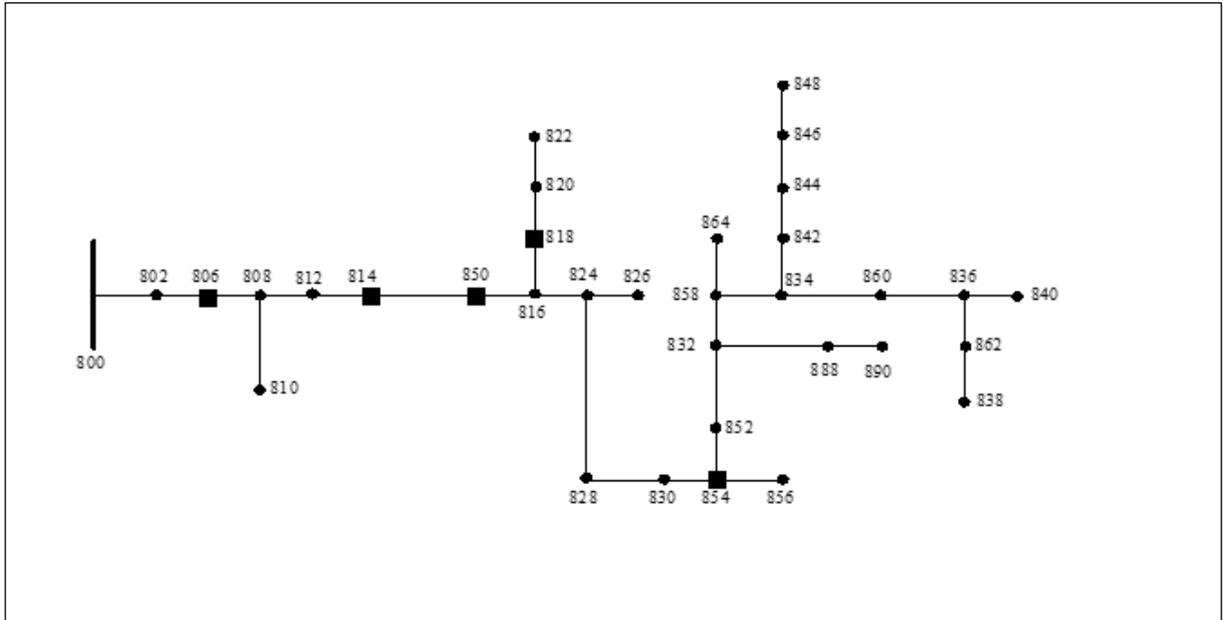
Fonte: Elaborado pela autora.

A partir dos resultados obtidos nas simulações deste cenário, considerado como caso em uma condição normal, serão comparados com os resultados obtidos nas simulações dos demais.

4.2.2 Cenário Dois – Circuito 34 barras com cinco GDs conectadas no início do AL

O Cenário número dois simula a concentração de gerações distribuídas no início do alimentador. Foram conectadas as GDs na barras iniciais do circuito, nos locais conforme identificado na Figura 10

Figura 10 - GDs conectadas – Cenário dois



Fonte: Elaborado pela autora.

As carga conectadas ao circuito do cenário dois estão descritas na Tabela 11.

Tabela 11 - Cargas GDs cenário dois

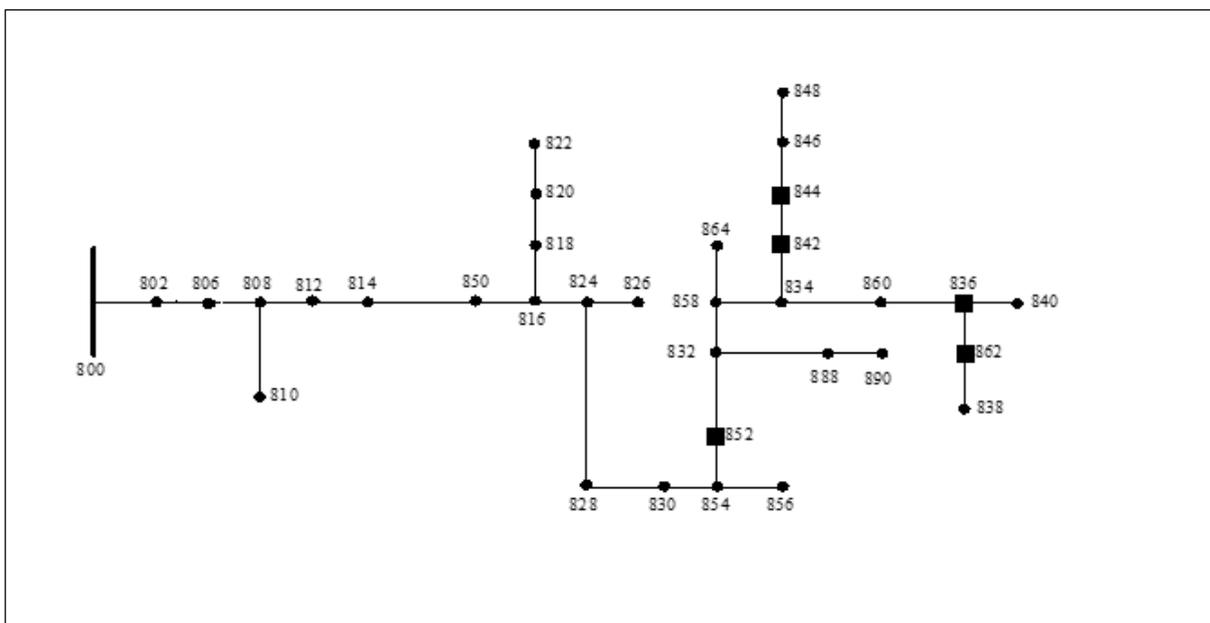
<i>Barra</i>	<i>Identificação</i>	<i>Potência instalada (kW)</i>	<i>Geração (kVA)</i>
806	PVA1	91,39	82,3
814	PVA2	75,4	67,9
850	PVA3	75,73	68,2
854	PVA5	100,53	90,5
818	PVA8	102,81	92,5

Fonte: Elaborado pela autora.

4.2.3 Cenário Três - Circuito 34 barras com cinco GDs conectadas no fim do AL

O Cenário três simula a concentração de gerações distribuídas no fim do alimentador. Foram conectadas as GDs na barras finais do circuito, nos locais conforme identificado na Figura 11

Figura 11 - GDs conectadas – Cenário três



Fonte: Elaborado pela autora.

As carga conectadas ao circuito do cenário três estão descritas na Tabela 12.

Tabela 12 - Cargas GDs cenário três

Barra	Identificação	Potência instalada (kW)	Geração (kVA)
862	PVA6	95,96	86,4
842	PVA7	78,14	70,3
844	PVA9	103	92,5
852	PVA13	95,5	86
836	PVA15	137,09	123,4

Fonte: Elaborado pela autora.

4.3 Análise dos resultados obtidos

Os dados para realização das análises foram obtidos através das simulações realizadas no *software ETAP* e o *Excel* foi utilizado para organização e análise, conforme citado no item anterior, onde no primeiro foram simuladas situações de curto-circuito trifásico simétrico nas barras do alimentador e nas chaves fusíveis, a seletividade e tempo de atuação das proteções, e com o auxílio do segundo os dados foram analisados e organizados para obtenção dos resultados finais.

4.3.1 Curto-circuito nas barras

Para início da análise das correntes de curto-circuito trifásicos nas barras, foi executada a simulação no primeiro cenário, que servirá como base para comparação com os demais cenários.

No Anexo D estão descritas as correntes de curto-circuito de todas as barras, simulados para as condições dos cenários um e dois.

A seguir, na Tabela 14 estão apresentadas as barras que apresentaram maior variação percentual na corrente simétrica de curto-circuito trifásico, quando comparado com o cenário um.

Tabela 14 –Barras com maior variação % - cenários um e dois

<i>Barra</i>	<i>Cenário 1</i>	<i>Cenário 2</i>	<i>Avaliação</i>
	Corrente (A)	Corrente (A)	Variação %
814	408,1	416,5	2,06
816	406,9	415,3	2,06
818	397,1	405,0	1,99
824	377,3	384,3	1,84
828	374,9	381,8	1,82
830	325,6	330,5	1,51
850	407,8	416,2	2,06
854	324,5	329,4	1,50

Fonte: Elaborado pela autora.

Assim, das 33 barras avaliadas na simulação, podemos observar que quando comparamos os valores das correntes simétricas de curto-circuito trifásico entre os cenários um e dois, todas as barras apresentaram variação nos valores das correntes

algumas com aumento e grande parte com diminuição, porém oito barras apresentam uma variação de em média de 1,86% maior nos valores, e em quatro das barras que apresentaram maiores valores destacam-se as barras 814, 818, 850 e 854, que no cenário dois, possuem conexões de GD. Já as outras quatro barras, 816, 824, 828 e 830 não possuem conexões mas também tiveram percentual próximo de variação.

A seguir, comparando os valores das correntes simétricas de curto-circuito trifásicos, entre os cenários 1 e 3, no Anexo E estão as informações de correntes e variações de todas as barras e na Tabela 15, abaixo, constam as barras que apresentaram maior variação no valor da corrente quando comparadas ao cenário um.

Tabela 15 - Barras com maior variação % - cenários um e três

<i>Barra</i>	<i>Cenário 1</i>	<i>Cenário 3</i>	<i>Avaliação</i>
	Corrente (A)	Corrente (A)	Variação %
832	236,5	252,2	6,64
834	218,5	234,2	7,16
836	210,6	225,3	7,02
838	201,9	215,3	6,65
840	209,1	223,6	6,95
842	218,0	233,6	7,17
844	215,7	231,0	7,12
846	209,6	223,9	6,85
848	208,7	222,9	6,81
852	236,7	252,4	6,64
858	228,2	243,9	6,87
860	215,0	230,3	7,10
862	210,1	224,8	6,99
864	225,1	240,3	6,75
888	236,3	251,9	6,63

Fonte: Elaborado pela autora.

Observa-se que novamente das 33 barras avaliadas na simulação, todas apresentaram variação nos valores das correntes de curto-circuito simétrico, grande parte com aumento e algumas com diminuição, porém quinze apresentaram os maiores valores percentuais de variação, todas com variação de 6,9% em média, para mais, das quais ainda podemos destacar as barras 834, 836, 842, 844 e 860 que apresentaram valores superiores à 7% de aumento nas suas correntes de curto-circuito e que em somente três destas haviam conexões de GD, no cenário três.

Por fim, comparando os valores de corrente de curto-circuito trifásico entre os cenários 1 e 4, lembrando que o cenário quatro é o que possui dez conexões de GD.

Os seus respectivos valores de correntes e variações percentuais de todas as barras simuladas estão descritos no Anexo F, na Tabela 16, abaixo, constam as barras que apresentaram maior variação no valor da corrente quando comparadas ao cenário um.

Tabela 16 - Barras com maior variação % - cenários um e quatro

<i>Barra</i>	<i>Cenário 1</i>	<i>Cenário 4</i>	<i>Avaliação</i>
	Corrente (A)	Corrente (A)	Variação %
832	236,5	256,7	8,56
834	218,5	237,8	8,84
836	210,6	228,7	8,60
838	201,9	218,3	8,13
840	209,1	226,9	8,52
842	218,0	237,3	8,84
844	215,7	234,6	8,77
846	209,6	227,2	8,42
848	208,7	226,2	8,37
852	236,7	256,9	8,56
858	228,2	248,0	8,68
860	215,0	233,8	8,73
862	210,1	228,1	8,57
864	225,1	244,2	8,51
888	236,3	256,5	8,55

Fonte: Elaborado pela autora.

Nesta última análise, o percentual de variação da corrente de curto-circuito trifásico já se mostra muito mais elevado, comparando às variações dos cenários 2 e 3. O cenário quatro mostra que todas as 33 barras analisadas apresentaram variações nas correntes de curto-circuito simétrico, a maioria com aumento e apenas duas com diminuição, porém as mesmas quinze barras identificadas no cenário três obtiveram os maiores percentuais, neste caso variando com acréscimo acima de 8%.

Haviam conexões de GD em cinco barras, das quinze que apresentaram as maiores variações, são elas as barras 862, 842, 844, 852 e 862, as demais não possuem conexões de gerações e também apresentaram o mesmo nível de variação.

4.3.2 Curto-circuito nas chaves fusíveis

Foram avaliadas as correntes simétricas de curto-circuito trifásico nas chaves fusíveis, para iniciar as análises deste critério, foram executadas as simulações no primeiro cenário, para todos os fusíveis do circuito e o resultado obtido será comparado aos demais cenários.

Em seguida foi executada a simulação do cenário número dois, os valores de comparação das correntes de curto-circuito trifásico entre os cenários um e dois estão descritos, bem como a variação percentual do cenário dois em relação ao um, estão informados na Tabela 17.

Tabela 17 – Curto-circuito nas chaves fusíveis comparativo cenários um e dois

<i>Chaves</i>	<i>Cenário 1</i>	<i>Cenário 2</i>	<i>Avaliação</i>
	Corrente (A)	Corrente (A)	Variação %
<i>Fuse5</i>	324,5	329,4	1,50
<i>Fuse7</i>	218,5	217,3	-0,54
<i>Fuse8</i>	201,9	200,5	-0,68
<i>Fuse9</i>	228,2	227,5	-0,34
<i>Fuse15</i>	377,3	384,3	1,84
<i>Fuse17</i>	367,0	373,5	1,77
<i>Fuse21</i>	406,9	415,3	2,06
<i>Fuse23</i>	845,8	850,1	0,50
<i>Fuse28</i>	1646,5	1647,3	0,05
<i>Fuse32</i>	228,2	227,5	-0,34
<i>Fuse35</i>	210,6	209,1	-0,69
<i>Fuse37</i>	715,2	717,7	0,36
<i>Fuse39</i>	273,6	276,9	1,20
<i>Fuse41</i>	208,1	209,8	0,81
<i>Fuse43</i>	225,1	224,3	-0,33
<i>Fuse45</i>	208,7	207,6	-0,52
<i>Fuse49</i>	408,1	416,5	2,06
<i>Fuse50</i>	377,3	384,3	1,84
<i>FuseD12</i>	210,6	209,1	-0,69
<i>FuseT12</i>	209,1	207,6	-0,69

Fonte: Elaborado pela autora.

Avaliando o percentual de variação de corrente de curto-circuito de todos os fusíveis, considerando as condições do cenário dois, que prevê cinco conexões de GD no início do AL, após as simulações podemos identificar que todos eles

apresentaram variação. Na tabela 18 foram listadas os fusíveis que apresentaram as maiores variações percentuais em suas correntes de curto-circuito trifásico.

Tabela 18 - Chaves Fusíveis maior variação % - cenários um e dois

<i>Chaves</i>	<i>Cenário 1</i>	<i>Cenário 2</i>	<i>Avaliação</i>
	Corrente (A)	Corrente (A)	Variação %
<i>Fuse5</i>	324,5	329,4	1,50
<i>Fuse15</i>	377,3	384,3	1,84
<i>Fuse17</i>	367,0	373,5	1,77
<i>Fuse21</i>	406,9	415,3	2,06
<i>Fuse39</i>	273,6	276,9	1,20
<i>Fuse49</i>	408,1	416,5	2,06
<i>Fuse50</i>	377,3	384,3	1,84

Fonte: Elaborado pela autora.

Avaliando as Tabelas 17 e 18 podemos identificar que das vinte chaves fusíveis analisadas na simulação, nove delas apresentaram os maiores percentuais de variação, quando comparamos com os resultados das correntes de curto-circuito do primeiro cenário.

Cabe destacar nesta avaliação que os sete fusíveis em destaque na Tabela 7, acima, apresentaram em média uma variação de 1,76% maior nas suas correntes de curto-circuito e ficam localizados na parte inicial do circuito, próximo de onde as conexões de GD estão ligadas.

As mesmas simulações foram executadas para o terceiro cenário, onde as conexões de GD estão localizadas em pontos no fim do AL, e comparadas novamente ao cenário um.

Os resultados desta simulação com as correntes de curto-circuito, juntamente com os valores percentuais de comparação da variação do cenário dois com relação ao cenário um estão descritos na tabela 19, a seguir.

Tabela 19 – Curto-circuito nas chaves fusíveis comparativo cenários um e três

<i>Chaves</i>	<i>Cenário 1</i>	<i>Cenário 3</i>	<i>Avaliação</i>
	Corrente (A)	Corrente (A)	Variação %
<i>Fuse5</i>	324,5	335,7	3,43
<i>Fuse7</i>	218,5	234,2	7,16
<i>Fuse8</i>	201,9	215,3	6,65
<i>Fuse9</i>	228,2	243,9	6,87
<i>Fuse15</i>	377,3	385,9	2,28
<i>Fuse17</i>	367,0	375,0	2,19
<i>Fuse21</i>	406,9	414,0	1,75
<i>Fuse23</i>	845,8	848,7	0,34
<i>Fuse28</i>	1646,5	1644,2	-0,14
<i>Fuse32</i>	228,2	243,9	6,87
<i>Fuse35</i>	210,6	225,3	7,02
<i>Fuse37</i>	715,2	716,7	0,22
<i>Fuse39</i>	273,6	281,0	2,72
<i>Fuse41</i>	208,1	209,3	0,56
<i>Fuse43</i>	225,1	240,3	6,75
<i>Fuse45</i>	208,7	222,9	6,81
<i>Fuse49</i>	408,1	415,2	1,73
<i>Fuse50</i>	377,3	385,9	2,28
<i>FuseD12</i>	210,6	225,3	7,02
<i>FuseT12</i>	209,1	223,6	6,95

Fonte: Elaborado pela autora.

Nas condições do cenário três podemos identificar que também variaram as correntes de curto-circuito trifásicos em todos os fusíveis avaliados. Na Tabela 20 estão destacados os fusíveis que tiveram maior variação percentual nas correntes de curto-circuito quando comparados com os valores com os do cenário um.

Tabela 20 - Chaves Fusíveis maior variação % - cenários um e três

	<i>Cenário 1</i>	<i>Cenário 3</i>	<i>Avaliação</i>
<i>Chaves</i>	<i>Corrente (A)</i>	<i>Corrente (A)</i>	<i>Variação %</i>
<i>Fuse7</i>	218,5	234,2	7,16
<i>Fuse8</i>	201,9	215,3	6,65
<i>Fuse9</i>	228,2	243,9	6,87
<i>Fuse32</i>	228,2	243,9	6,87
<i>Fuse35</i>	210,6	225,3	7,02
<i>Fuse43</i>	225,1	240,3	6,75
<i>Fuse45</i>	208,7	222,9	6,81
<i>FuseD12</i>	210,6	225,3	7,02
<i>FuseT12</i>	209,1	223,6	6,95

Fonte: Elaborado pela autora.

Na simulação do cenário três, quando comparamos com os resultados do cenário um, identificamos nove chaves, das vinte avaliadas, que apresentaram em média uma variação percentual de 6,9% maior nas correntes de curto-circuito.

Os nove fusíveis que apresentaram as maiores variações percentuais nas suas correntes de curto-circuito estão localizados no fim do circuito, mesmo região onde estão conectadas as GDs no cenário três.

É possível observar que o percentual de variação também aumentou significativamente, variando entre -0,14% e 7,16% enquanto no cenário dois, variou entre -0,69% e 2,06%.

Por fim, foram executadas as simulações para o cenário número quatro, o qual prevê dez conexões de GD ao longo de todo o alimentador, os resultados desta simulação foram novamente comparados aos resultados obtidos nas simulações do cenário um e descritos na Tabela 21, a seguir.

Tabela 21 – Curto-circuito nas chaves fusíveis comparativo cenários um e quatro

<i>Chaves</i>	<i>Cenário 1</i>	<i>Cenário 4</i>	<i>Avaliação</i>
	Corrente (A)	Corrente (A)	Variação %
<i>Fuse5</i>	324,5	346,2	6,68
<i>Fuse7</i>	218,5	237,8	8,84
<i>Fuse8</i>	201,9	218,3	8,13
<i>Fuse9</i>	228,2	248,0	8,68
<i>Fuse15</i>	377,3	399,3	5,83
<i>Fuse17</i>	367,0	387,6	5,61
<i>Fuse21</i>	406,9	429,5	5,54
<i>Fuse23</i>	845,8	856,5	1,26
<i>Fuse28</i>	1646,5	1644,8	-0,10
<i>Fuse32</i>	228,2	248,0	8,68
<i>Fuse35</i>	210,6	228,7	8,60
<i>Fuse37</i>	715,2	721,5	0,88
<i>Fuse39</i>	273,6	288,0	5,28
<i>Fuse41</i>	208,1	212,4	2,04
<i>Fuse43</i>	225,1	244,2	8,51
<i>Fuse45</i>	208,7	226,2	8,37
<i>Fuse49</i>	408,1	430,6	5,52
<i>Fuse50</i>	377,3	399,3	5,83
<i>FuseD12</i>	210,6	228,7	8,60
<i>FuseT12</i>	209,1	226,9	8,52

Fonte: Elaborado pela autora.

Na simulação do cenário quatro, podemos observar novamente que todas as correntes simétricas de curto-circuito trifásico dos fusíveis avaliados variaram quando comparadas ao cenário um. Podemos observar que o percentual de variação é significativamente maior, variando entre -0,10% e 8,84%, quando comparamos com o cenário dois que variou entre -0,69% e 2,06%. Na Tabela 22 estão destacados os fusíveis que tiveram uma variação percentual maior das correntes e curto-circuito nesta avaliação, quando comparamos os cenários um e quatro.

Tabela 22 - Chaves Fusíveis maior variação % - cenários um e quatro

<i>Chaves</i>	<i>Cenário 1</i>	<i>Cenário 4</i>	<i>Avaliação</i>
	Corrente (A)	Corrente (A)	Variação %
<i>Fuse5</i>	324,5	346,2	6,68
<i>Fuse7</i>	218,5	237,8	8,84
<i>Fuse8</i>	201,9	218,3	8,13
<i>Fuse9</i>	228,2	248,0	8,68
<i>Fuse15</i>	377,3	399,3	5,83
<i>Fuse17</i>	367,0	387,6	5,61
<i>Fuse21</i>	406,9	429,5	5,54
<i>Fuse32</i>	228,2	248,0	8,68
<i>Fuse35</i>	210,6	228,7	8,60
<i>Fuse39</i>	273,6	288,0	5,28
<i>Fuse43</i>	225,1	244,2	8,51
<i>Fuse45</i>	208,7	226,2	8,37
<i>Fuse49</i>	408,1	430,6	5,52
<i>Fuse50</i>	377,3	399,3	5,83
<i>FuseD12</i>	210,6	228,7	8,60
<i>FuseT12</i>	209,1	226,9	8,52

Fonte: Elaborado pela autora.

Por fim, no cenário quatro mais uma vez todas as chaves fusíveis tiveram variação na corrente simétrica de curto-circuito, das quais destacamos as dezesseis que constam na tabela acima.

Os dezesseis fusíveis que apresentaram a maior variação nos seus valores de corrente de curto-circuito obtiveram um valor percentual médio de acréscimo de 7,33% nos resultados do cenário quatro, comparando com o cenário um.

Cabe ressaltar que os quatro fusíveis que apresentaram valores menores na variação das suas correntes de curto-circuito, que foram o Fuse23, Fuse28, Fuse37 e Fuse41, estão todos alocados no início do circuito alimentador.

4.3.3 Seletividade e atuação das proteções

Com base nas informações dos curtos-circuitos das chaves fusíveis, identificadas no item 4.3.2, a seletividade e os tempos de atuação dos sistemas de proteção serão avaliados neste tópico.

O critério de escolha das chaves para avaliação foi basicamente selecionar as duas que obtiveram percentual mais alto de alteração no valor da corrente simétrica

de curto-circuito trifásico, para cada um dos cenários dois, três e quatro comparados com o cenário número um.

Foram avaliados os tempos de atuação de resposta à um curto-circuito trifásico simétrico para cada uma das chaves fusíveis, em cada um dos cenários, simulando um curto-circuito a jusante de cada uma para avaliar a sequência de atuação e os tempos em que atuam mediante uma situação desta natureza.

Avaliando inicialmente as quatro chaves que obtiveram maiores valores na primeira análises, entre os cenários um e dois, podemos observar as selecionadas relacionadas na Tabela 23, abaixo.

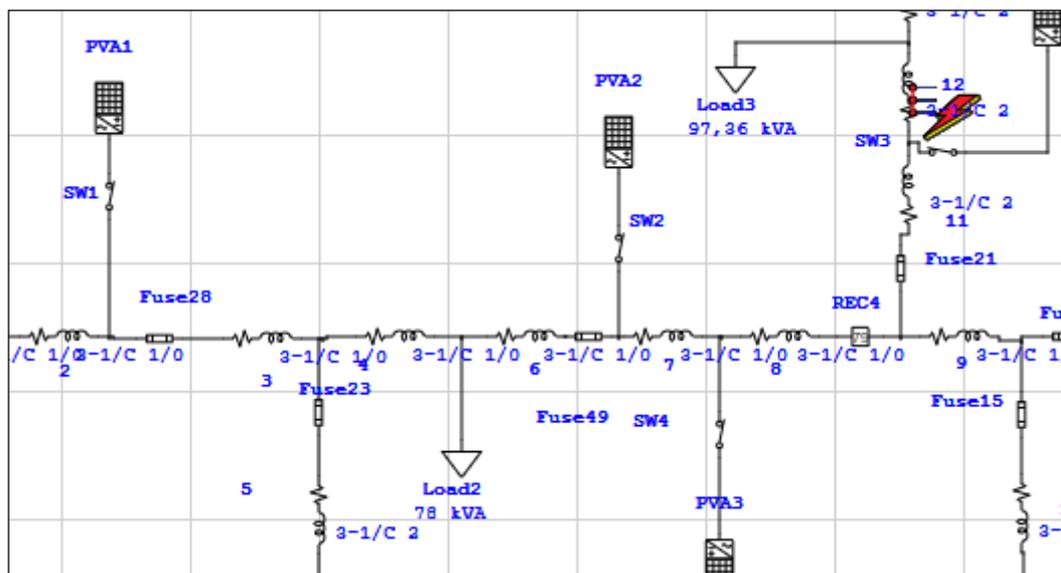
Tabela 23 – Chaves fusíveis para análise – Cenários um e dois

Chaves	Cenário 1	Cenário 2	Avaliação
	Corrente (A)	Corrente (A)	Variação %
Fuse21	406,93	415,30	2,06
Fuse49	408,07	416,49	2,06

Fonte: Elaborado pela autora.

Abaixo, na figura 13 segue a imagem ilustrativa do local onde o curto foi simulado, na barra 818, ponto imediatamente a jusante do ponto de instalação da chave fusível identificada como Fuse21.

Figura 13 – Local para curto na chave Fuse21



Fonte: Elaborado pela autora.

O raio destacado no ponto superior direito da imagem acima representa que o curto está sendo aplicado no ponto logo abaixo dele, neste caso na barra de número 818.

Na Figura 14 podemos observar a sequência de acionamento e os tempos de resposta dos equipamentos de proteção do circuito, diante das condições do cenário um, quando expostos a um curto-circuito trifásico na barra 818.

Figura 14 - Fuse21 – Condições do cenário um

3-Phase (Symmetrical) fault on bus: 818					
Data Rev.: Base		Config: Normal		Date: 10-20-2019	
Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
42,3	Fuse21	0,32	16,3	42,3	
219	REC4	0,316	136	219	1st Operation - Phase - TCC 1 - TOC
219	REC4		0,0		1st Recloser
305	Fuse49	0,316	222	305	
438	REC4	0,316	136	219	2nd Operation - Phase - TCC 1 - TOC

Fonte: Elaborado pela autora.

Conforme representa a figura 14, três equipamentos de proteção são acionados em sequência, Fuse21, REC4 e Fuse49, nos respectivos tempos 42,3 milissegundos, 219 milissegundos (primeiro religamento) e 305 milissegundos, após isso novamente o REC4, segundo religamento, com 438 milissegundos.

A Figura 15 representa a sequência de acionamento e os tempos de resposta dos equipamentos de proteção do circuito, diante das condições do cenário dois, quando expostos a um curto-circuito trifásico na barra 818.

Figura 15 - Fuse21 - Condições do cenário dois

3-Phase (Symmetrical) fault on bus: 818					
Data Rev.: Base		Config: Com_GD50%INI		Date: 10-20-2019	
Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
41,0	Fuse21	0,328	15,6	41,0	
213	REC4	0,324	129	213	1st Operation - Phase - TCC 1 - TOC
213	REC4		0,0		1st Recloser
306	Fuse49	0,315	222	306	
425	REC4	0,324	129	213	2nd Operation - Phase - TCC 1 - TOC

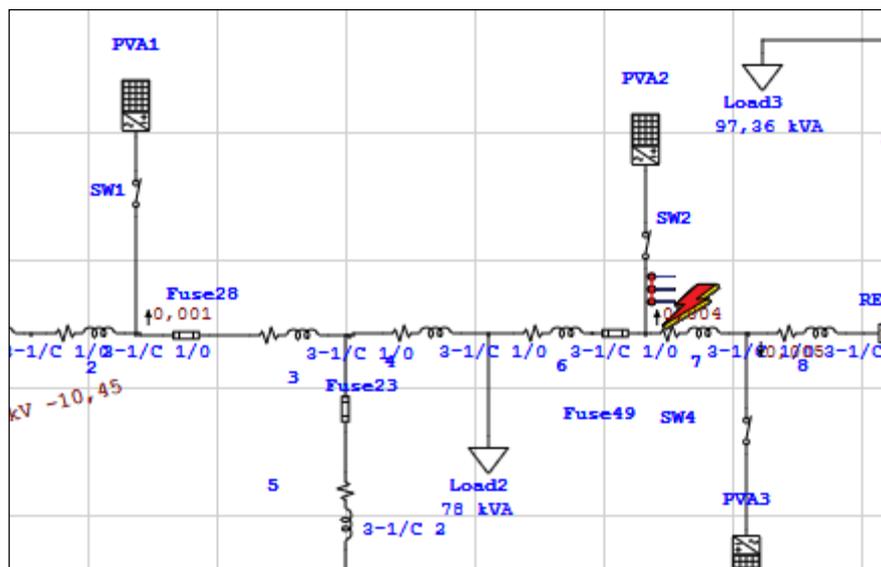
Fonte: Elaborado pela autora.

Analisando os dados da Figura 15, podemos identificar que novamente três equipamentos acionaram após o curto-circuito, Fuse21, REC4 e Fuse49 nos respectivos tempos 41,0 milissegundos, 213 milissegundos, primeira operação, e 306 milissegundos, o REC4 operou o segundo religamento com 425 milissegundos.

Comparado as imagens das Figuras 14 e 15 podemos observar uma leve diferença nos tempos de atuação da chave fusível Fuse21 e no regulador REC4, no cenário número dois, atuando respectivamente 1,3 milissegundos e 6 milissegundos de antecedência no primeiro religamento, e no segundo 13 milissegundos de antecedência, quando comparamos com o cenário um. O equipamento Fuse49 apresentou 1 milissegundo de variação no tempo de atuação

Foi executado também o simulado para a chave fusível 49, cuja Figura 16 ilustra o local onde o curto foi aplicado, na barra 814, ponto imediatamente a jusante do ponto de instalação da chave fusível identificada como Fuse49.

Figura 16 - Local para curto na chave Fuse49



Fonte: Elaborado pela autora.

O raio destacado ao lado direito da imagem acima, representa que o curto-circuito está sendo aplicado no ponto logo abaixo dele, neste caso na barra de número 814.

Na Figura 17 podemos observar a sequência de acionamento e os tempos de resposta dos equipamentos de proteção do circuito, diante das condições do cenário um, quando expostos a um curto-circuito trifásico na barra 814.

Figura 17 - Fuse49 – Condições do cenário um

3-Phase (Symmetrical) fault on connector between 814 & Fuse49. Adjacent bus: 814					
Data Rev.: Base		Config: Normal		Date: 10-20-2019	
Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
291	Fuse49	0,324	211	291	
829	Fuse28	0,324	522	829	
878	Relay2	0,324	878		Phase - OC1 - 51
962	CB1		83,3		Tripped by Relay2 Phase - OC1 - 51

Fonte: Elaborado pela autora.

Pode-se perceber que quatro equipamentos de proteção atuaram, a primeira foi a chave Fuse49 atuando em 291 milissegundos, seguida da chave Fuse28 em 829 milissegundos e do disjuntor do alimentador identificado como CB1 o qual é acionado pelo relé de proteção Relay2 em 878 milissegundos.

A mesma simulação de curto-circuito trifásico na barra 814 foi simulada para o cenário número dois, os resultados deste estão representados na Figura 18.

Figura 18 - FUSE49 - Condições do cenário dois

3-Phase (Symmetrical) fault on bus: 814					
Data Rev.: Base		Config: Com_GD50%INI		Date: 10-20-2019	
Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
291	Fuse49	0,324	211	291	
830	Fuse28	0,324	522	830	
880	Relay2	0,324	880		Phase - OC1 - 51
963	CB1		83,3		Tripped by Relay2 Phase - OC1 - 51

Fonte: Elaborado pela autora.

Percebe-se novamente a atuação dos mesmos quatro equipamentos, Fuse49 neste cenário atuando com 291 milissegundos, em seguida a chave Fuse28 com tempo de resposta de 830 milissegundos, e por fim o disjuntor CB1 acionado pelo relé Relay2 em 880 milissegundos.

Ao compararmos os resultados referentes ao tempo de atuação dos quatro equipamentos para os cenários um e dois, podemos identificar que a Fuse49 não apresentou alteração no seu tempo de respostas, Fuse28 apresentou 1 milissegundo de atraso no seu tempo, no cenário dois, o relé de proteção atuou com 2 milissegundos a mais, e a resposta do disjuntor para o cenário número dois também apresentou atraso de 1 milissegundo.

Seguindo para a segunda etapa, que consistiu em avaliar as duas chaves fusíveis que obtiveram os maiores valores percentuais entre os cenários um e três, as quais seguem relacionadas na Tabela 24.

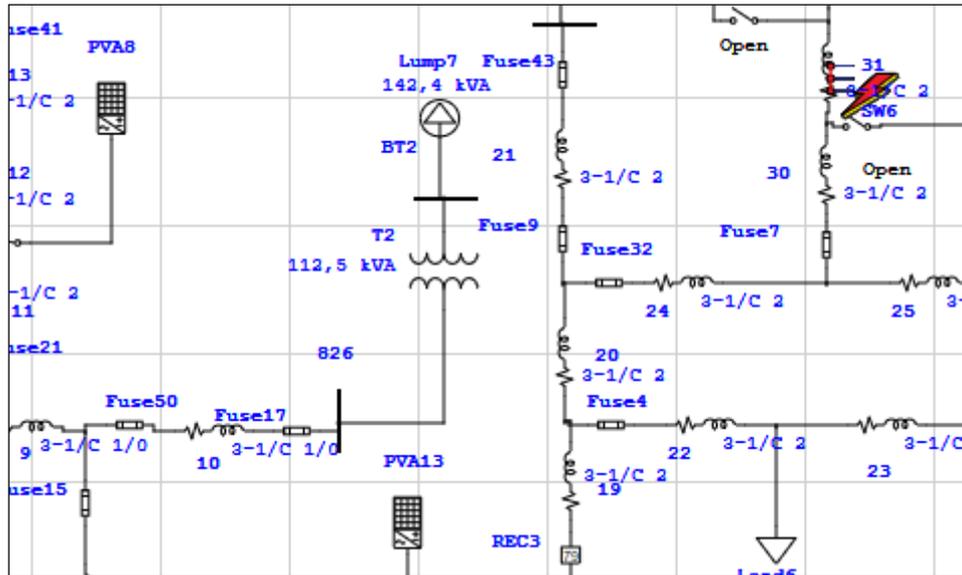
Tabela 24 - Chaves fusíveis para análise – Cenários um e três

	<i>Cenário 1</i>	<i>Cenário 3</i>	<i>Avaliação</i>
<i>Chaves</i>	Corrente (A)	Corrente (A)	Variação %
<i>Fuse7</i>	218,5	234,2	7,16
<i>Fuse35</i>	210,6	225,3	7,02

Fonte: Elaborado pela autora.

A Figura 19 identifica o local onde foi simulado o curto-circuito para obtenção dos tempos de atuação dos equipamentos de proteção a montante da chave fusível identificada como Fuse7.

Figura 19 - Local para curto na chave Fuse7



Fonte: Elaborado pela autora.

O símbolo de raio no canto superior direito da figura acima identifica o ponto do circuito onde foi aplicado o curto-circuito trifásico, barra 842, a fim de se obter os tempos de atuação e sequência de acionamento

Na Figura 20 estão indicados os equipamentos que atuaram com a simulação do curto-circuito na barra 842 bem como a ordem de atuação de cada um deles.

Figura 20 - Fuse7 – Condições do cenário um

3-Phase (Symmetrical) fault on bus: 842					
Data Rev.: Base		Config: Normal		Date: 10-20-2019	
Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
102	Fuse7	0,173	55,2	102	
264	Fuse32	0,169	175	264	
679	REC3	0,169	637	679	1st Operation - Phase - TCC 1 - TOC
679	REC3		0,0		1st Recloser
699	Fuse6	0,169	477	699	
1358	REC3	0,169	637	679	2nd Operation - Phase - TCC 1 - TOC

Fonte: Elaborado pela autora.

A ordem de atuação dos equipamentos para o curto-circuito aplicado na simulação foi primeiramente a chave fusível Fuse7 com 102 milissegundos, seguida da Fuse32 com 264 milissegundos, o religador REC3 operou pela primeira vez com 679 milissegundos, a Fuse6 atuou com 699 milissegundos e por fim o religador operou pela segunda vez com 1358 milissegundos.

A mesma simulação foi executada para as condições do cenário número três, e os tempos de atuação e a sequência de acionamento de cada um dos dispositivos de proteção estão identificados na Figura 21.

Figura 21 – Fuse7 - Condições do cenário três

3-Phase (Symmetrical) fault on bus: 842					
Data Rev.: Base		Config: Com_GD50%FIM		Date: 10-20-2019	
Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
95,1	Fuse7	0,181	50,6	95,1	
256	Fuse32	0,172	170	256	
658	REC3	0,172	616	658	1st Operation - Phase - TCC 1 - TOC
658	REC3		0,0		1st Recloser
713	Fuse6	0,167	486	713	
1316	REC3	0,172	616	658	2nd Operation - Phase - TCC 1 - TOC

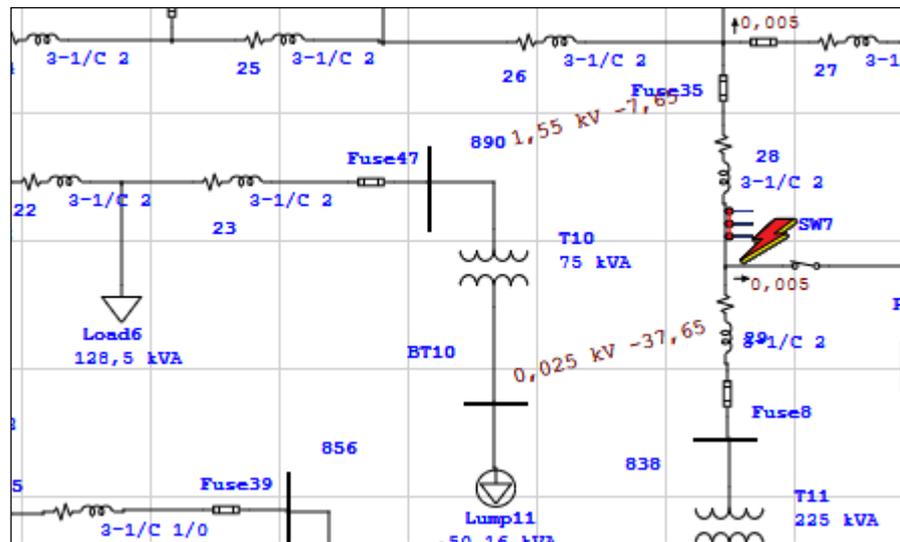
Fonte: Elaborado pela autora.

Os mesmos quatro equipamentos atuaram na mesma sequência, porém com alteração nos tempos de atuação, Fuse7 atuou com 95,1 milissegundos, Fuse 32 com 256 milissegundos, primeira operação do religador REC3 com 658 milissegundos, Fuse6 com 713 milissegundos e o segundo acionamento do religador com 1316.

Três dos quatro dispositivos que atuaram nesta simulação mostraram comportamento adiantado quando comparamos o cenário número três com o número um, o Fuse7 com 5,9 milissegundos, o Fuse32 com 8 milissegundos, o religador REC3 com 21 milissegundos no seu primeiro acionamento e 52 milissegundos no segundo, a chave Fuse6 atuou com 14 milissegundos de atraso.

Para a simulação de atuação dos dispositivos de proteção a montante da Fuse35 foi aplicado o curto-circuito no local indicado na Figura 22.

Figura 22 - Local para curto na chave Fuse35



Fonte: Elaborado pela autora.

O símbolo de raio indicado ao lado direito da figura acima representa o local exato do circuito onde foi aplicado o curto-circuito trifásico, barra 862, na simulação, para identificação dos tempos e sequência de atuação dos dispositivos de proteção.

Os tempos de atuação e a sequência de acionamento de cada um dos dispositivos de proteção estão identificados na Figura 23.

Figura 23 - Fuse35 – Condições do cenário um

3-Phase (Symmetrical) fault on bus: 862					
Data Rev.: Base		Config: Normal		Date: 10-20-2019	
Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
172	Fuse35	0,163	115	172	
280	Fuse32	0,163	187	280	

Fonte: Elaborado pela autora.

A simulação com a aplicação de curto-circuito para o cenário um, identificou a atuação de dois equipamentos de proteção, a própria Fuse35 em 172 milissegundos e a Fuse32 com 280 milissegundos.

A Figura 24 indica o resultado da mesma simulação, agora considerando as condições do cenário três.

Figura 24 - Fuse35 - Condições do cenário três

3-Phase (Symmetrical) fault on bus: 862					
Data Rev.: Base		Config: Com_GD50%FIM		Date: 10-20-2019	
Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
147	Fuse35	0,179	95,2	147	
272	Fuse32	0,166	182	272	

Fonte: Elaborado pela autora.

O resultado da simulação para o cenário três indicou o acionamento do dispositivo Fuse35 com 147 milissegundos e a Fuse32 com 272 milissegundos.

Quando comparamos os resultados identificados no cenário um e três é possível observar que ambos dispositivos operam com tempo adiantado no cenário três, a Fuse35 com 25 milissegundos e a Fuse32 com 8 milissegundos.

Por fim, a última etapa das simulações avaliou as duas chaves descritas na Tabela 25, as quais obtiveram a maior variação percentual quando simuladas com a carga de GD do cenário quatro.

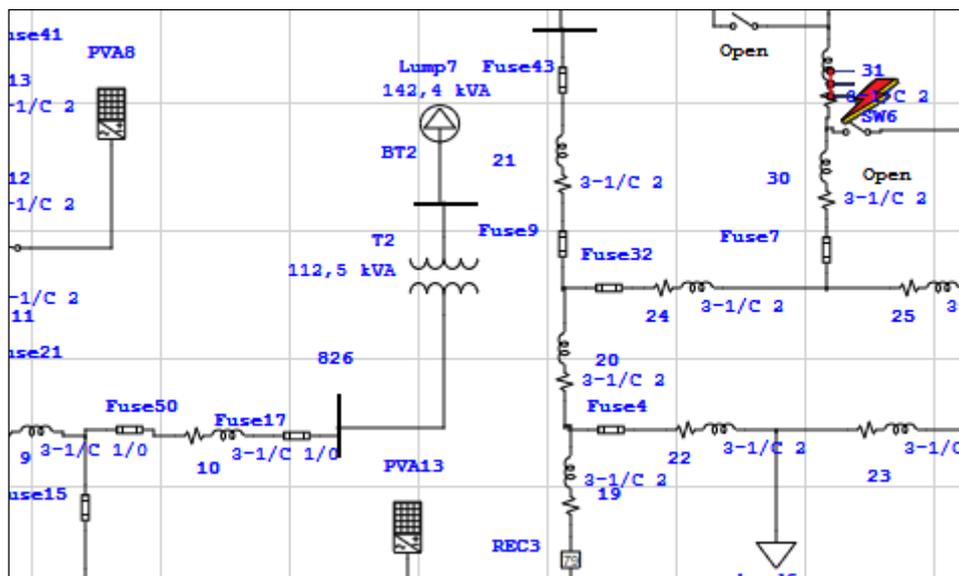
Tabela 25 – Chaves fusíveis para análise – Cenários um e quatro

Chaves	Cenário 1	Cenário 4	Avaliação
	Corrente (A)	Corrente (A)	Variação %
Fuse7	218,5	237,8	8,84
Fuse9	228,2	248,0	8,68

Fonte: Elaborado pela autora.

A Figura 25 indica o lugar exato do circuito onde foi aplicado o curto-circuito trifásico para obter os tempos e sequência de acionamento dos dispositivos de proteção à montante da chave fusível Fuse7.

Figura 25 - Local para curto na chave Fuse7



Fonte: Elaborado pela autora.

O símbolo do raio indicado no canto superior direito na figura acima representa o local onde foi aplicado o curto-circuito, barra 842.

Na Figura 26 estão indicados os tempos dos dispositivos de proteção na simulação do circuito nas condições do cenário um, para a Fuse7.

Figura 26 - Fuse7 – Condições do cenário um

3-Phase (Symmetrical) fault on bus: 842					
Data Rev.: Base		Config: Normal		Date: 10-20-2019	
Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
102	Fuse7	0,173	55,2	102	
264	Fuse32	0,169	175	264	
679	REC3	0,169	637	679	1st Operation - Phase - TCC 1 - TOC
679	REC3		0,0		1st Recloser
699	Fuse6	0,169	477	699	
1358	REC3	0,169	637	679	2nd Operation - Phase - TCC 1 - TOC

Fonte: Elaborado pela autora.

O primeiro dispositivo a atuar na condição do cenário um foi a chave Fuse7 em 102 milissegundos, o segundo dispositivo foi a Fuse32 em 264 milissegundos e em terceiro o religador REC3 com 679 milissegundos na primeira operação, o quarto

dispositivo foi a Fuse6 com 699 milissegundos, e a segunda operação do religador em 1358 milissegundos.

Para as condições do cenário quatro, o resultado de acionamento dos dispositivos de proteção está relacionado abaixo, na Figura 27.

Figura 27 - Fuse7 - Condições do cenário quatro

3-Phase (Symmetrical) fault on bus: 842					
Data Rev.: Base		Config: Com_GD100%		Date: 10-20-2019	
Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
91,2	Fuse7	0,186	47,9	91,2	
243	Fuse32	0,177	161	243	
624	REC3	0,177	582	624	1st Operation - Phase - TCC 1 - TOC
624	REC3		0,0		1st Recloser
669	Fuse6	0,172	458	669	
1248	REC3	0,177	582	624	2nd Operation - Phase - TCC 1 - TOC

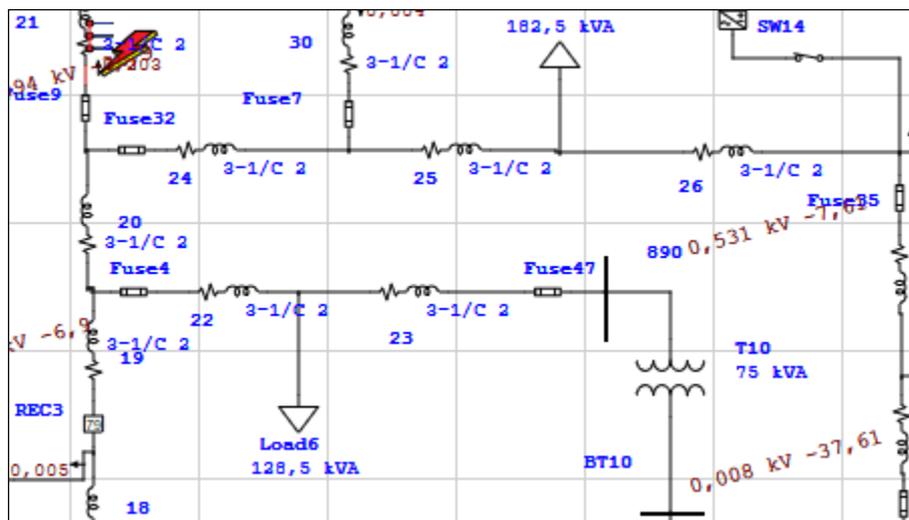
Fonte: Elaborado pela autora.

Conforme identificado na figura acima, o dispositivo Fuse7 acionou em 91,2 milissegundos, Fuse32 em 243 milissegundos, primeira operação do religador REC3 foi executada em 624 milissegundos, Fuse6 atuou em 669 milissegundos e a segunda operação do religador aconteceu em 1248 milissegundos.

Os quatro dispositivos mostraram tempos de acionamento adiantados no cenário quatro quando comparados com o cenário um, a Fuse7 com 10,8 milissegundos, a Fuse32 com 21 milissegundos, a primeira operação do religador REC3 em 21 milissegundos, a segunda operação com 110 milissegundos e, por fim a chave fusível Fuse6 com 30 milissegundos.

Na Figura 28 está indicado o local exato onde o curto-circuito foi aplicado na simulação para identificação do acionamento dos dispositivos de proteção à montante da chave fusível Fuse9.

Figura 28 - Local para curto na chave Fuse9



Fonte: Elaborado pela autora.

O raio indicado no canto superior esquerdo da figura acima, identifica o ponto onde foi simulada a condição de curto-circuito para esta simulação, adjacente à barra 858.

A seguir, na Figura 29 estão indicados os dispositivos os devidos tempos de acionamento nas condições do cenário um.

Figura 29 - Fuse9 – Condições do cenário um

3-Phase (Symmetrical) fault on connector between Fuse9 & 21. Adjacent bus: 858					
Data Rev.: Base		Config: Normal		Date: 10-20-2019	
Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
95,1	Fuse9	0,181	50,6	95,1	
625	REC3	0,176	583	625	1st Operation - Phase - TCC 1 - TOC
625	REC3		0,0		1st Recloser
634	Fuse6	0,176	435	634	
1249	REC3	0,176	583	625	2nd Operation - Phase - TCC 1 - TOC

Fonte: Elaborado pela autora.

Podemos identificar a sequência e os tempos de acionamento iniciando pela chave Fuse9 em 95,1 milissegundos, seguido do relógio REC3 em 625 milissegundos na primeira operação, chave fusível Fuse6 em 634 milissegundos e a segunda operação do relógio em 1249 milissegundos.

A mesma simulação foi executada considerando as condições do cenário número quatro, os resultados estão descritos na Figura 30, a seguir.

Figura 30 - Fuse9 - Condições do cenário quatro

3-Phase (Symmetrical) fault on connector between Fuse9 & 21. Adjacent bus: 858					
Data Rev.: Base		Config: Com_GD100%		Date: 10-20-2019	
Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
79,6	Fuse9	0,203	40,0	79,6	
572	REC3	0,185	530	572	1st Operation - Phase - TCC 1 - TOC
572	REC3		0,0		1st Recloser
605	Fuse6	0,18	415	605	
1144	REC3	0,185	530	572	2nd Operation - Phase - TCC 1 - TOC

Fonte: Elaborado pela autora.

Nesta simulação a chave fusível Fuse9 atuou em 79,6 milissegundos, a primeira operação do religador REC3 ocorreu em 572 milissegundos e a segunda em 1144 milissegundos, a chave Fuse6 acionou em 605 milissegundos.

Podemos identificar os tempos adiantados de atuação dos dispositivos Fuse9 em 15,5 milissegundos, o religador REC3 em 53 milissegundos na primeira operação e 105 milissegundos na segunda e a Fuse6 em 29 milissegundos.

Após a apresentação dos resultados da última simulação dos estudos de caso, os dados foram todos compilados para a realização da análise final, a qual evidência a aplicabilidade desta metodologia à toda as redes elétricas com conexões de GD para avaliação do comportamento dos sistemas de proteção.

4.3.4 Análise final e comparação dos resultados

Após todas as análises executadas, cabe fazer uma análise final dos resultados bem como algumas comparações importantes para colocar em evidência as conclusões deste estudo.

Primeiramente foram executadas simulações para análises das correntes de curto-circuito simétrico nas barras do alimentador, na comparação entre os cenários um e dois foi possível observar que com conexões de GD nas barras do início do alimentador a variação da corrente não é tão expressiva, cerca de 2% e em poucas

barras houveram essa variação as demais tiveram variação inferior ou até mesmo redução.

Quando a mesma quantidade de conexões de GD do cenário dois, foi inserida nas barras finais do circuito caracterizando o cenário três, já é possível observar que mais barras apresentaram variação considerável na sua corrente de curto-circuito, com um valor médio de 6,9% de variação, já bem maior que no cenário dois.

Analisando os dados obtidos na simulação do cenário quatro, onde foram conectadas dez unidades de GD ao longo de todo o alimentador é perceptível o aumento da corrente de curto-circuito nas barras de todo o alimentador e variações médias de mais de 8% nas que representaram maior acréscimo de todos os cenários.

Na análise de curto-circuito das barras do alimentador já podemos perceber a influência das conexões de GD no comportamento da corrente do alimentador, quanto maior a concentração de geradoras distribuídas maior é a variação que a corrente sofrerá.

Em segundo momento, na análise de curto-circuito nas chaves fusíveis do alimentador, quando comparamos o primeiro cenário ao segundo, identificamos uma variação percentual média nas correntes de curto-circuito simétrico destas de aproximadamente 1,76%, principalmente nas chaves fusíveis alocadas no início do alimentador, mesmo local onde as conexões de GD estão inseridas neste cenário.

Na simulação do cenário três, da mesma forma que no dois, as chaves fusíveis que mais mostraram variação no seu percentual foram as que estão alocadas próximas da GD's, e neste contexto apresentaram variações maiores que 6% nos valores de corrente de curto-circuito simétrico.

A simulação executada no cenário quatro identificou a maior variação percentual de todos os cenários simulados, nela as chaves fusíveis apresentaram variação média de aproximadamente 7,33%.

Mais uma vez, pode-se concluir que a existência de GD no alimentador modifica o nível da corrente de curto-circuito também dos equipamentos de proteção nela existentes e a variação é maior na medida em que a quantidade de conexões é maior.

Por fim, na análise pontual dos tempos de atuação dos equipamentos de proteção da rede elétrica, foram simulados os curtos-circuitos trifásicos simétricos imediatamente à jusante das duas chaves fusíveis que obtiveram as maiores variações na sua corrente de curto-circuito em cada um dos cenários, com isso foi

possível identificar a sequência de acionamento dos dispositivos de proteção seletivos do alimentador bem como o tempo de atuação de cada equipamento.

Quando analisados os dispositivos nas condições do cenário dois, os tempos de atuação, quando comparados com o cenário um, quase não tiveram variação.

Nas condições do cenário três os tempos de atuação dos dispositivos já se mostram ligeiramente adiantados quando comparados com o cenário um.

Na análise dos tempos de atuação dos dispositivos no cenário número quatro já fica evidente o quão adiantados os dispositivos de proteção atuam quando comparamos com o cenário número um.

Assim, fica evidenciado que conforme o maior número de conexões de geração distribuídas no alimentador da rede elétrica de distribuição o nível das correntes de curto-circuito aumenta consideravelmente e em decorrência disso os tempos de atuação dos dispositivos de proteção diminuem, o que pode ocasionar descoordenação na seletividade dos dispositivos.

5 CONCLUSÃO

Este estudo apresentou a grande expansão de conexões dos sistemas de gerações distribuídas nas redes elétricas no Brasil nos últimos sete anos, mostrando o impacto que já é possível identificar no sistema elétrico nos dias atuais e o quanto a situação pode acabar progredindo quando consideramos o fato de que a expectativa de crescimento da geração de energia elétrica de forma distribuída é cada vez maior.

Para evidenciar os resultados foram executadas análises com auxílio de um *software* em um circuito alimentador do IEEE utilizado como modelo, mas a metodologia que aqui foi proposta pode ser aplicada à qualquer alimentador das redes elétricas de distribuição.

Através das simulações executadas no *software* podemos perceber que quanto maior o número de conexões de geração distribuídas conectadas à um alimentador da rede de distribuição, maiores serão os níveis de curtos-circuitos nos seus pontos de conexão (barras) e também nos dispositivos de proteção existentes na rede, em decorrência do aumento das correntes de curto-circuito os sistemas de proteção passam a atuar de forma adiantada, quando compararmos à sistemas sem conexões ou com poucas conexões de GD.

A combinação de muitas unidades geradoras ocasiona alteração nos níveis de curto-circuito de forma suficiente à causar uma descoordenação entre os dispositivos de proteção instalados em um alimentador.

Desta forma fica evidenciada a influência das conexões de geração distribuída no comportamento dos sistemas de proteção presentes na rede elétrica de distribuição de energia, e que a medida que o número de conexões na rede aumente maior será a variação, que é o objetivo principal desta análise.

Considerando as condições dos diferentes cenários propostos fica evidente também que quando as conexões de GD estão localizadas próximas à fonte de energia principal do circuito, saída da subestação, como no cenário dois, o aumento dos níveis de curto-circuito não é tão expressivo, porém quando as conexões são alocadas no fim do circuito, situação simulada no cenário três, os níveis de curto-circuito já são bastante consideráveis assim como o comportamento adiantado do sistema de proteção.

Quando um dispositivo de proteção atua antes do tempo que estava previsto nos estudos de projeto, podemos afirmar que a sua seletividade com outros

dispositivos poderá ser comprometida, já que os sistemas de proteção como as chaves fusíveis possuem parâmetros nominais fixos. Isso pode ocasionar em interrupções indevidas do sistema elétrico comprometendo a confiabilidade do fornecimento de energia.

As distribuidoras tem o desafio de monitorar a qualidade da energia elétrica no sistema, isso inclui o nível de tensão bem como a garantia de interromper a distribuição de energia ao consumidor o mínimo possível. Desta forma para cada nova solicitação de conexão de geração descentralizada a concessionária deverá avaliar de forma mais detalhada os dispositivos de proteção já existentes na rede elétrica e a influência que a inserção da energia proposta pela nova conexão poderá causar nos equipamentos próximos à este e ajustar os equipamentos já considerando a inserção desta nova carga no sistema. Avaliar também o comportamento, ao longo do dia, desta unidade geradora, já que provém de fontes de energia natural que não são estáveis.

Assim tanto para novas conexões de geração distribuída quanto para a desativação de uma unidade de geração existente, os parâmetros da rede elétrica deverão ser avaliados novamente, e os parâmetros de proteção do sistema deverão ser ajustados, para que continuem operando nos tempos corretos.

Buscando contornar os problemas futuros podemos destacar algumas soluções como a utilização de equipamentos que limitem as correntes de curto-circuito no sistema, para que quando existam conexões de GD na rede o dispositivo identifique o aumento na corrente de curto-circuito e não acione a proteção fora do tempo de programação original, desnecessariamente. Uma destas alternativas pode ser a utilização de equipamentos juntamente com a função 67, que é a de proteção direcional de sobrecorrente, ou ainda atrelar a utilização de componentes com esta função aos requisitos técnicos para ingresso desta nova conexão no sistema.(MARDEGAN, 2010)

Outra alternativa para driblar os problemas de seletividade dos sistemas de proteção é a utilização de dispositivos com inteligência e que possam ajustar automaticamente os seus parâmetros e não utilizar somente parâmetros fixos.

Com todas as modificações que o cenário do setor elétrico vem sofrendo, como a de o consumidor ter o papel também de gerar a energia, cada vez mais devemos avançar nos estudos para modernização das rede elétricas e no desenvolvimento e aplicação das redes inteligentes, as chamadas *Smart Grids*, para que o sistema

elétrico se torne mais robusto, mais confiável e principalmente mais seguro e fácil de operar.

Por fim após todas as simulações, demonstrações e análises de dados realizadas é possível afirmar que este trabalho alcançou com êxito o seu objetivo principal que era identificar o comportamento dos sistemas de proteção da rede elétrica diante do crescimento exponencial do número de novas conexões de sistemas de geração distribuída nos últimos anos, o qual foi evidenciado na composição dos cenários que simularam a concentração das conexões no alimentador, primeiramente próximo da fonte principal em seguida mais próximo ao final da rede e posteriormente com conexões ao longo de todo o alimentador.

5.1 Sugestões para trabalhos futuros

Com base no tema escolhido para estudo seguem como sugestões para desenvolvimento de trabalhos futuros:

- Influência nos sistemas de proteção da rede elétrica de distribuição pelas conexões de Geração Distribuídas na baixa tensão;
- Sistemas de proteção inteligentes para a rede elétrica de distribuição com conexões de geração distribuída;
- Comportamento de sistemas de proteção automáticos na presença de sistemas de geração distribuída.
- *Smart Grids* e Geração Distribuída;
- Viabilidade de implantação de sistema de proteção bidirecionais na rede elétrica de distribuição.

REFERÊNCIAS

ABRAPCH, ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE P. E C. **O que são PCHs e CGHs.** Disponível em: <<http://www.abrapch.org.br/noticias/272/o-que-sao-pchs-e-cghs>>. Acesso em: 7 out. 2018.

ABSOLAR, A. B. DE E. S. F. **MINAS É REFERÊNCIA NA GERAÇÃO DE ENERGIA SOLAR.** Disponível em: <<http://absolar.org.br/noticia/noticias-externas/minas-e-referencia-na-geracao-de-energia-solar.html>>. Acesso em: 10 nov. 2018.

ANEEL. 12.007, De 29 De Julho De 2009, N. **Resolução Normativa nº 414**, p. 205, 2010.

ANEEL. 049/2011 foram recebidas sugestões de diversos agentes do setor elétrico, bem como da sociedade em geral, que contribuíram para o aperfeiçoamento deste ato regulamentar, resolve: Art. 1. 2012.

ANEEL. Resolução Normativa nº 687 de 2015 da ANEEL. **Aneel**, p. 24, 2015a.

ANEEL. Micro e minigeração distribuídas. **Cadernos Temáticos ANEEL**, p. 34, 2016.

ANEEL. Resolução Normativa 482/2012: texto integral, indicando inclusões e exclusões feitas até a Resolução Normativa 786/2017. 2017.

ANEEL. **Revisão das regras de geração distribuída entra em consulta pública.** Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao/-/asset_publisher/XGPXSqdMFHrE/content/revisao-das-regras-de-geracao-distribuida-entra-em-consulta-publica/656877>. Acesso em: 28 out. 2019a.

ANEEL, A. N. DE E. E. **Relatório ANEEL 10 anos.** Brasília: ANEEL, 2008.

ANEEL, A. N. DE E. E. **Geração distribuída.** Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/geracao-distribuida>>. Acesso em: 7 out. 2018b.

ANEEL, A. N. DE E. E. **Geração distribuída ultrapassa 20 mil conexões.** Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa/-/asset_publisher/zXQREz8EVIZ6/content/id/16132463>. Acesso em: 15 nov. 2018.

ANEEL, A. N. DE E. E. **Brasil ultrapassa marca de 1GW em geração distribuída.** Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao/-/asset_publisher/XGPXSqdMFHrE/content/brasil-ultrapassa-marca-de-1gw-em-geracao-distribuida/656877>. Acesso em: 31 ago. 2019b.

BAJAY, S. et al. Geração distribuída e eficiência energética. **International Energy Initiative – IEI Brasil**, p. 332, 2018.

CAPELLO, G. **Como gerar energia eólica em casa?** Disponível em: <<https://casa.abril.com.br/materiais-construcao/como-gerar-energia-eolica-em-casa/>>. Acesso em: 6 out. 2018.

COOPER INDUSTRIES INC. Restauradores (reconectadores) Tipos NOVA 15, NOVA 27 y NOVA 38; trifásicos controlados por microprocesador; instrucciones de instalación y funcionamiento. S280-42-1S. p. 1–28, 2012.

CORREIA, T. Geração distribuída é a iniciativa que conjuga economia e sustentabilidade. **Recursos Energéticos Distribuídos**, p. 13–15, maio 2016.

DA SILVA, TATIANA BRUCE; HOLLANDA, LAVINIA; DA CUNHA, P. C. F. Recursos Energéticos Distribuídos. v. 7, p. 106, 2016.

EBAH. **Hidrelétrica Belo Monte**. Disponível em: <<https://www.ebah.com.br/content/ABAAAgi-sAH/hidreletrica-belo-monte>>. Acesso em: 10 nov. 2018.

ELÉTRICA, A. N. DE E. Atlas Energia Elétrica do Brasil Capítulo 6. **Panorama**, p. 18, 2005.

ELETROBRÁS. **Proteção dos sistemas aéreos de distribuição / Centrais elétricas Brasileiras - Eletrobrás-**. 1. ed. Rio de Janeiro: Campus, 1982.

EPE. Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2018 no ano base de 2017. p. 249, 2018a.

EPE. PDE 2027 - Sumario Executivo. p. 1–30, 2018b.

ETAP. **Sistemas de Distribuição**. Disponível em: <<https://etap.com/es/sectors/distribution>>. Acesso em: 28 out. 2019.

FUNDAÇÃO GETÚLIO VARGAS ENERGIA. Energias Renováveis Complementares. **Cadernos FGV Energia**, v. 4, n. 9, p. 1689–1699, 2015.

FURNAS. **Usina termelétrica convencional**. Disponível em: <http://www.furnas.com.br/hotsites/sistema-furnas/usina_term_funciona.asp>. Acesso em: 7 out. 2018.

GIULIANI, E. Influência de Fontes de Geração Distribuída na Proteção de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica. 2018.

GONÇALVES, J. V. **USINA TERMELÉTRICA ABASTECIDA POR RESÍDUOS DE CANA-DE-AÇÚCAR**. Disponível em: <<http://blogatti1967.blogspot.com/2013/01/usina-termeletrica-abastecida-por.html>>. Acesso em: 14 out. 2018.

GONÇALVES, R.; BALLERINI, B. F.; FREITAS, E. L. DE. Influência da geração distribuída em redes de distribuição de energia elétrica. p. 4–7, 2016.

IEEE. **IEEE 34 Node Test Feeder** IEEE Power Engineering Society, 2010. Disponível em: <<http://ewh.ieee.org/soc/pes/dsacom/testfeeders/index.html>>
INEE. **O que é geração distribuída**. Disponível em: <http://www.inee.org.br/forum_ger_distrib.asp>. Acesso em: 31 ago. 2019.

JUNIOR, M. F. B. Universidade Federal De Itajubá Programa De Pós-Graduação Em Engenharia Elétrica. p. 170, 2017.

KINDERMANN, G. **Proteção de sistemas elétricos de potência**. 3. ed. Florianópolis - SC: Educação do Autor, 2012.

KYOCERA. HIGH EFFICIENCY MULTICRYSTAL PHOTOVOLTAIC MODULE KD 200-60 F Series. v. 6, p. 2–3, 2014.

LEITE, N. F. Os Dilemas da Geração distribuída no Brasil. **Recursos Energéticos Distribuídos**, p. 16–18, 2016.

LUCHESE, FELIPE CIROLINI; ANSEMINI, FELIPE; MARTINS, CRICIÉLE CASTRO; SPERANDIO, M. Análise Do Impacto Da Geração Distribuída Fotovoltaica Na Rede Elétrica Da Universidade Federal De Santa Maria. 2018.

LUIZ, C. M. Universidade Federal De Minas Gerais-Ufmg Escola De Engenharia Programa De Pós-Graduação Em Engenharia Elétrica-Ppgee Avaliação Dos Impactos Da Geração Distribuída Para Proteção Do Sistema Elétrico. 2012.

MAMEDE FILHO, J.; MAMEDE, D. R. **Proteção de sistemas elétricos de potência**. [Reimpr.]. ed. Rio de Janeiro: LTC, 2017.

MARDEGAN, C. Dispositivos de proteção - Parte I. 2010.

MME. Relatório Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica- ProGD. p. 1–210, 2019.

MOREIRA, J. R. S. **Energias renováveis, geração distribuída e eficiência energética**. 1. ed. Rio de Janeiro: LTC, 2017.

PALMEIRA, J. N. et al. RELATÓRIO ANUAL ONS 2001. p. 11–12, 2001.

ROBERTO C. P. CHAVES, F. B. L. Sistema de proteção adaptativo para redes de distribuição com inserção de geradores distribuídos r. p. 2338–2345, 2014.

SANTOS, F. A. C. M. DOS; SANTOS, F. M. S. M. DOS. Geração distribuída versus centralizada. **Revista do Instituto Politécnico de Viseu n°**, v. 35, p. 1–15, 2008.

SENTERS, S. DOS E. DO R. G. DO S. **Energia Fotovoltaica**. Disponível em: <<http://www.sengers.org.br/site/beneficios/48/energ>>. Acesso em: 7 out. 2018.

SILVA, S. P. M. DA. Universidade Federal Do Espírito Santo Centro Tecnológico Programa De Pós-Graduação Em Engenharia Elétrica Análise Do Impacto Da Geração Distribuída Na Proteção Dos Sistemas De Transmissão E Distribuição De

Energia Elétrica Vitória. 2015.

SOCCOL, F. J. et al. DESAFIOS PARA IMPLEMENTAÇÃO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA DE ENERGIA NO BRASIL : UMA REVISÃO. v. 2, p. 31–43, 2016.

TOLMASQUIM, M. T. **Energia Renovável - Hidráulica, Biomassa, Eólica, Solar, Oceânica**. 1. ed. Rio de Janeiro: EPE, 2016a.

TOLMASQUIM, M. T. **Energia Termelétrica: Gás Natural, Biomassa, Carvão, Nuclear**. 1. ed. Rio de Janeiro: EPE, 2016b.

VOLPE, T. M. Coordenação e seletividade em uma rede elétrica de distribuição (1). 2015.

ANEXO A – CONDUTORES DO CIRCUITO

Os condutores originais do circuito foram alterados conforme descritos na Tabela 10, os comprimentos foram mantidos.

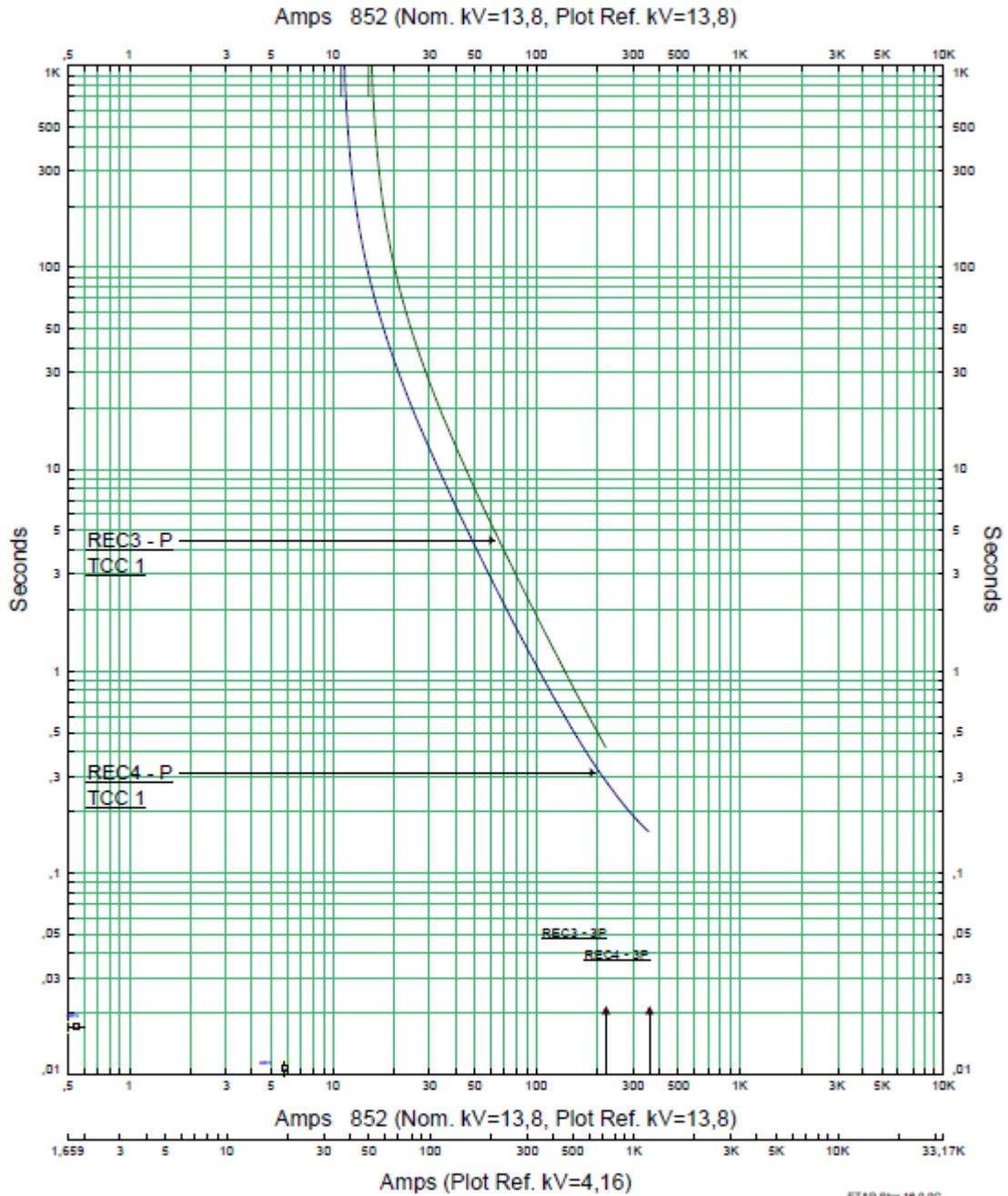
Tabela 26 – Configuração dos condutores do circuito

<i>Barra 1</i>	<i>Barra 2</i>	<i>Comprimento (pés)</i>	<i>Cabo</i>
800	802	2580	1/0CA
802	806	1730	1/0CA
806	808	32230	1/0CA
808	810	5804	2CA
808	812	37500	1/0CA
812	814	29730	1/0CA
814	850	10	1/0CA
816	818	1710	2CA
816	824	10210	1/0CA
818	820	48150	2CA
820	822	13740	2CA
824	826	3030	1/0CA
824	828	840	1/0CA
828	830	20440	1/0CA
830	854	520	1/0CA
832	858	4800	2CA
832	888	100	2CA
834	860	220	2CA
834	842	280	2CA
836	840	860	2CA
836	862	280	2CA
842	844	1350	2CA
844	846	3640	2CA
846	848	530	2CA
850	816	310	1/0CA
852	832	10	2CA
854	856	23330	1/0CA
854	852	36830	2CA
858	864	1620	2CA
858	834	5830	2CA
860	836	2680	2CA
862	838	4860	2CA
888	890	10560	2CA

Fonte: Adaptado de IEEE (2010).

ANEXO B – CURVAS DOS RELIGADORES

Figura 31 – Curva utilizada nos religadores

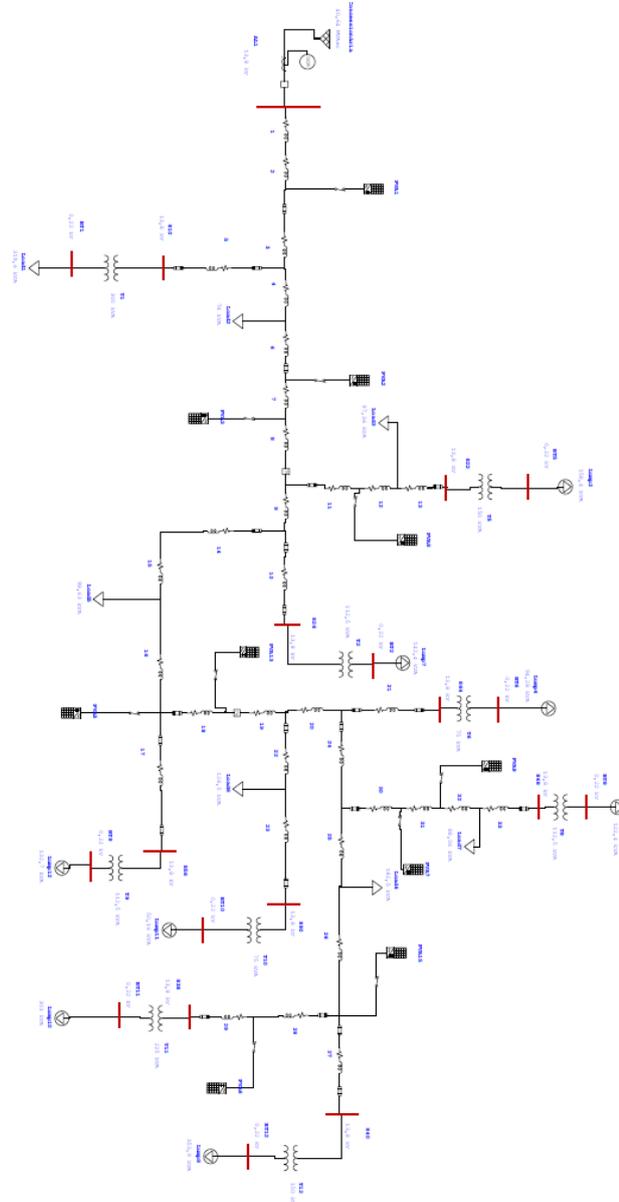


Star68		ETAP Star 16.0.0C
Project:		Date: 10-28-2019
Location:		SN: 4359168
Contract:		Rev: Base
Engineer:		Fault: Phase
Filename: C:\ETAP 1600\ProjetoTCC\ProjetoCOMGD20.OTI		

Fonte: Elaborado pela autora.

ANEXO C – CIRCUITO CONSTRUÍDO NO SOFTWARE

Figura 32 – Circuito construído no ETAP



Fonte: Elaborado pela autora.

ANEXO D – CURTO-CIRCUITO NAS BARRAS CENÁRIOS 1 E 2

Tabela 27 – Curto-circuito nas barras comparativo cenários um e dois

<i>Barra</i>	<i>Cenário 1</i>	<i>Cenário 2</i>	<i>Avaliação</i>
	Corrente (A)	Corrente (A)	Variação %
802	1697,0	1697,0	0,00
806	1646,5	1647,3	0,05
808	845,8	850,1	0,50
810	715,2	717,7	0,36
812	520,2	527,0	1,31
814	408,1	416,5	2,06
816	406,9	415,3	2,06
818	397,1	405,0	1,99
820	232,5	234,7	0,95
822	208,1	209,8	0,81
824	377,3	384,3	1,84
826	367,0	373,5	1,77
828	374,9	381,8	1,82
830	325,6	330,5	1,51
832	236,5	236,1	-0,16
834	218,5	217,3	-0,54
836	210,6	209,1	-0,69
838	201,9	200,5	-0,68
840	209,1	207,6	-0,69
842	218,0	216,8	-0,54
844	215,7	214,5	-0,53
846	209,6	208,5	-0,52
848	208,7	207,6	-0,52
850	407,8	416,2	2,06
852	236,7	236,3	-0,16
854	324,5	329,4	1,50
856	273,6	276,9	1,20
858	228,2	227,5	-0,34
860	215,0	213,7	-0,60
862	210,1	208,6	-0,70
864	225,1	224,3	-0,33
888	236,3	235,9	-0,16
890	215,4	215,0	-0,16

Fonte: Elaborado pela autora.

ANEXO E – CURTO-CIRCUITO NAS BARRAS CENÁRIOS 1 E 3

Tabela 28 – Curto-circuito nas barras comparativo cenários um e três

<i>Barra</i>	<i>Cenário 1</i>	<i>Cenário 3</i>	<i>Avaliação</i>
	Corrente (A)	Corrente (A)	Variação %
802	1697,0	1694,3	-0,16
806	1646,5	1644,2	-0,14
808	845,8	848,7	0,34
810	715,2	716,7	0,22
812	520,2	525,6	1,04
814	408,1	415,2	1,73
816	406,9	414,0	1,75
818	397,1	403,4	1,60
820	232,5	234,0	0,67
822	208,1	209,3	0,56
824	377,3	385,9	2,28
826	367,0	375,0	2,19
828	374,9	383,6	2,33
830	325,6	336,7	3,40
832	236,5	252,2	6,64
834	218,5	234,2	7,16
836	210,6	225,3	7,02
838	201,9	215,3	6,65
840	209,1	223,6	6,95
842	218,0	233,6	7,17
844	215,7	231,0	7,12
846	209,6	223,9	6,85
848	208,7	222,9	6,81
850	407,8	414,9	1,74
852	236,7	252,4	6,64
854	324,5	335,7	3,43
856	273,6	281,0	2,72
858	228,2	243,9	6,87
860	215,0	230,3	7,10
862	210,1	224,8	6,99
864	225,1	240,3	6,75
888	236,3	251,9	6,63
890	215,4	228,0	5,88

Fonte: Elaborado pela autora.

ANEXO F – CURTO-CIRCUITO NAS BARRAS CENÁRIOS 1 E 4

Tabela 29 – Curto-circuito nas barras comparativo cenários um e quatro

<i>Barra</i>	<i>Cenário 1</i>	<i>Cenário 4</i>	<i>Avaliação</i>
	Corrente (A)	Corrente (A)	Varição %
802	1697,0	1693,7	-0,19
806	1646,5	1644,8	-0,10
808	845,8	856,5	1,26
810	715,2	721,5	0,88
812	520,2	537,9	3,41
814	408,1	430,6	5,52
816	406,9	429,5	5,54
818	397,1	418,2	5,33
820	232,5	238,0	2,40
822	208,1	212,4	2,04
824	377,3	399,3	5,83
826	367,0	387,6	5,61
828	374,9	396,9	5,86
830	325,6	347,3	6,66
832	236,5	256,7	8,56
834	218,5	237,8	8,84
836	210,6	228,7	8,60
838	201,9	218,3	8,13
840	209,1	226,9	8,52
842	218,0	237,3	8,84
844	215,7	234,6	8,77
846	209,6	227,2	8,42
848	208,7	226,2	8,37
850	407,8	430,3	5,53
852	236,7	256,9	8,56
854	324,5	346,2	6,68
856	273,6	288,0	5,28
858	228,2	248,0	8,68
860	215,0	233,8	8,73
862	210,1	228,1	8,57
864	225,1	244,2	8,51
888	236,3	256,5	8,55
890	215,4	231,6	7,54

Fonte: Elaborado pela autora.