

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PAMPA

MAURO TEIXEIRA LEMOS NUNES

**IMPACTO DA LOCALIZAÇÃO DE
GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NOS
DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO DE UM
SISTEMA ELÉTRICO**

**Bagé
2017**

MAURO TEIXEIRA LEMOS NUNES

**IMPACTO DA LOCALIZAÇÃO DE
GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NOS
DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO DE UM
SISTEMA ELÉTRICO**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao curso de Bacharelado em Engenharia de Energia como requisito parcial para a obtenção do grau de Bacharel em Engenharia de Energia.

Orientador: Prof. Dr. Martin Cruz Rodríguez Paz

**Bagé
2017**

AB8Cx5 Nunes, Mauro Teixeira Lemos

Impacto da localização de geração distribuída nos dispositivos de proteção de um sistema elétrico / Mauro Teixeira Lemos Nunes. – dezembro, 2017.

51 f.: il.

Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) – Universidade Federal do Pampa, Campus Bagé, Engenharia de Energia, 2017.

“Orientação: Prof. Dr. Martin Cruz Rodríguez Paz”.

1. Sistema Elétrico de Potência. 2. Sistema de Distribuição de Energia Elétrica. 3. Geração Distribuída. I. Título.

MAURO TEIXEIRA LEMOS NUNES

**IMPACTO DA LOCALIZAÇÃO DE
GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NOS
DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO DE UM
SISTEMA ELÉTRICO**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao
Curso de Bacharelado em Engenharia de Energia
como requisito parcial para a obtenção do grau de
Bacharel em Engenharia de Energia.

Trabalho de Conclusão de Curso defendido e aprovado em: 14 de Dezembro de
2017.

Banca examinadora:

Prof. Dr. Martin Cruz Rodríguez Paz
Orientador

Prof. Dr. Gustavo Marchesan
Universidade Federal do Pampa

Prof. Dr. Marcelo Romero de Moraes
Universidade Federal do Pampa

Dedico este trabalho à minha família, em especial aos meus pais, Luiz Carlos e Vanusa pelo esforço e amor incondicionais que sempre me deram. Ao meu irmão, Arthur, que há mais de quatro anos chegou às nossas vidas para preencher a casa com sua alegria incomparável, os amo muito.

AGRADECIMENTO

Agradeço:

À minha família, aos meus pais Luiz Carlos e Vanusa, vocês sempre me deram o apoio e amor necessário para superar os desafios. Vocês são o meu melhor exemplo de dedicação, sem vocês não teria chegado até aqui. Os amo muito.

Ao meu irmão Arthur, por ser capaz de alegrar qualquer momento com sua fala sempre espontânea e amável, o amo muito.

À Vaniza, minha namorada, companheira e acima disto amiga, por ter me dado força em cada momento que passamos juntos, e por ser capaz de mudar o meu dia com um sorriso.

Ao meu avô Carlos Alberto que sempre foi um exemplo de cidadão e homem, à minha avó Jurandi pelo esforço incansável de cuidar de cada neto.

À minha colega, amiga e dupla na maioria dos trabalhos na universidade, Thayane, com a qual aprendi muito.

Ao meu orientador, professor e exemplo Martin, pelas ótimas aulas, experiências e demonstrações de caráter durante todo o curso, muito obrigado.

Ao meu amigo Antônio pelas incontáveis risadas durante, no caminho e fora da universidade.

À minha amiga Íris, por ser amiga e colega há muito tempo, em diversas escolas.

À todos os colegas e professores com os quais aprendi muito durante todo este tempo de universidade.

“Só se pode alcançar um grande êxito
quando nos mantemos fiéis a nós mesmos.”
— Friedrich Nietzsche

RESUMO

O presente trabalho tem como objetivo encontrar a melhor localização de uma geração distribuída em um sistema de distribuição de energia elétrica, através de um conjunto de cenários simulados, em função dos dispositivos de proteção presentes neste sistema. O sistema elétrico de potência teste possui 80 barras, sendo ele composto por um alimentador de distribuição localizado na região noroeste do estado do Rio Grande do Sul, atendendo 6256 consumidores predominantemente residenciais, o sistema e a geração distribuída são modelados e simulados no programa Alternative Transient Program (ATP), utilizando dados reais. Os resultados obtidos das simulações de três diferentes cenários de inserção de GD mostraram que considerando o custo da adequação dos dispositivos de proteção, o caso da simulação onde a GD é inserida mais próxima da subestação se mostra mais interessante. Conclui-se que as simulações dos modelos adotados comportaram-se de maneira condizente com a bibliografia estudada, onde a conexão de geradores elevou os níveis de curto-circuito ao longo do sistema dificultando a coordenação do sistema de proteção, sendo esta elevação influenciada pelo fator da localização de inserção da GD.

Palavras-chave: Sistema Elétrico de Potência. Sistema de Distribuição de Energia Elétrica. Geração Distribuída.

ABSTRACT

This work has the objective to find the best localization for a distributed generation in an electric power distribution system, through a set of simulated scenarios, as a function of protection devices present in the system. The electrical power test system has 80 bus, consisting of a distribution feeder located in the northwestern region of Rio Grande do Sul, feeds 6256 consumers predominantly residential, the system and distributed generation are modelled and simulated in the Alternative Transient Program (ATP), using real data. The results obtained from the simulations of three different GD insertion scenarios show that the case where GD is inserted closer to the substation is more interesting economically. It is concluded that the simulations are consistent with the bibliography studied, where a connection of distributed generators increases the short-circuit levels throughout the distribution system, making it difficult to coordinate the protection systems, being influenced by the factor of insertion location of distributed generator.

Keywords: Electric power system, Electric distribution system, Distributed generation.

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1	Chave fusível com elo fusível montado.....	29
Figura 2.2	Comparação elos 200K e 200T	30
Figura 2.3	Sequência de operação do religador automático.	31
Figura 2.4	Zona de operação do seccionizador.	32
Figura 3.1	Sistema teste de 80 barras.....	33
Figura 3.2	Modelo GD e transformador.....	35
Figura 3.3	Tensões na saída da subestação	36
Figura 3.4	Correntes na saída da subestação.....	36
Figura 3.5	Curvas preferenciais K	39
Figura 3.6	Localização da GD, primeira simulação.....	39
Figura 3.7	Localização da GD, segunda simulação	40
Figura 3.8	Localização da GD, segunda simulação	41

LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1	Dados do transformador da subestação	34
Tabela 3.2	Dados da GD	34
Tabela 3.3	Dados do transformador da GD.....	34
Tabela 3.4	Dados do sistema para simulação sem GD.....	37
Tabela 3.5	Dados de corrente mínima e máxima referência para simulação sem GD....	38
Tabela 3.6	Dados dos fusíveis sem GD.....	40
Tabela 3.7	Dados para simulação 01	41
Tabela 3.8	Dados para simulação 02.....	42
Tabela 3.9	Dados para simulação 03.....	43
Tabela 4.1	Comparação entre elos fusíveis originais do sistema com os novos ob- tidos nas simulações.....	44
Tabela A.1	Dados do transformador da subestação	49
Tabela A.2	Dados dos condutores	49
Tabela A.3	Dados das seções de linha	50

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

SEP	Sistema Elétrico de Potência
QEE	Qualidade de Energia Elétrica
GD	Geração Distribuída
SDEE	Sistema de Distribuição de Energia Elétrica
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
DEC	Duração Equivalente de interrupção por unidade Consumidora
FEC	Frequência Equivalente de interrupção por unidade Consumidora
DIC	Duração de interrupção Individual por unidade Consumidora
FIC	Frequência de interrupção Individual por unidade Consumidora
DMIC	Duração Máxima de interrupção contínua por unidade Consumidora ou ponto de conexão
DICRI	Duração da interrupção Individual ocorrida em dia Crítico por unidade consumidora ou ponto de conexão
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
BT	Baixa Tensão
MT	Média Tensão
ATP	Alternative Transient Program
LCC	Line/Cabel Constants
RL	Carga Resistor-Indutor
MME	Ministério de Minas e Energia
CPFL	Companhia Paulista de Força e Luz

LISTA DE SÍMBOLOS

i	para DEC e FEC, é o índice de unidades consumidoras atendidas em BT ou MT faturadas do conjunto
i	para DIC, FIC, DMIC e DICRI, é o índice de interrupções da unidade consumidora no período de apuração
C_C	número total de unidades consumidoras faturadas do conjunto no período de apuração, atendidas em BT ou MT
n	número de interrupções da unidade consumidora considerada, no período de apuração
$t(i)$	tempo de duração da interrupção (i) da unidade consumidora considerada ou ponto de conexão, no período de apuração
$t(i)_{max}$	valor correspondente ao tempo da máxima duração de interrupção contínua (i), no período de apuração, verificada na unidade consumidora considerada, expresso em horas e centésimos de horas
$t_{critico}$	duração da interrupção ocorrida em dia crítico
V_t	Tensão elétrica nos terminais da Máquina Síncrona
f	Frequência elétrica
p	Número de polos
S	Potência aparente
V_l	Tensão elétrica de linha
I_c	Corrente elétrica de campo
R_a	Resistência de armadura
X_l	Reatância de armadura
X_d	Reatância síncrona de eixo direto
X_q	Reatância síncrona de eixo de quadratura
X'_d	Reatância transiente de eixo direto
X'_q	Reatância transiente de eixo de quadratura

X''_d	Reatância subtransiente de eixo direto
X''_q	Reatância subtransiente de eixo de quadratura
T'_{do}	Constante de tempo transiente de eixo direto
T'_{qo}	Constante de tempo transiente de eixo de quadratura
T''_{do}	Constante de tempo subtransiente de eixo direto
T''_{qo}	Constante de tempo subtransiente de eixo de quadratura
X_o	Reatância de sequência zero
R_n	Parte real da impedância de neutro
X_n	Parte imaginária da impedância de neutro
I_{FTmin}	Corrente elétrica de falta mínima envolvendo terra
I_{Refmin}	Corrente elétrica mínima de referência
I_{Refmax}	Corrente elétrica máxima de referência

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	15
1.1 Objetivos	15
1.1.1 Objetivos Gerais	16
1.1.2 Objetivos Específicos	16
1.2 Justificativas	16
1.3 Metodologia	17
1.4 Estrutura do trabalho	17
2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	18
2.1 Considerações gerais	18
2.2 Sistema Elétrico de Potência	18
2.3 Sistema de Distribuição de Energia Elétrica	19
2.4 Otimização	19
2.5 Qualidade de Energia	20
2.6 Geração Distribuída	22
2.6.1 Geração Distribuída no Brasil.....	22
2.6.2 Geração Distribuída no Sistema de Distribuição de Energia Elétrica.....	23
2.7 Modelagem da Geração Distribuída	24
2.8 Máquina Síncrona	24
2.9 Tipos de Falhas	25
2.10 Proteção do Sistema de Distribuição de Energia Elétrica	26
2.10.1 Dispositivos de proteção	27
2.10.2 Chave Fusível e Elo fusível.....	28
2.10.3 Disjuntor/Relé	29
2.10.4 Religadores	31
2.10.5 Seccionalizador	31
2.11 Considerações finais	32
3 ESTUDO DE CASO E RESULTADOS	33
3.1 Sistema Teste	33
3.2 Casos Simulados	35
3.2.1 Simulação do SDEE.....	35
3.2.2 Simulação 01 de GD SDEE	37
3.2.3 Simulação 02 de GD SDEE	38
3.2.4 Simulação 03 de GD SDEE	38
4 DISCUSSÃO DOS RESULTADOS	44
5 CONSIDERAÇÕES FINAIS	46
REFERÊNCIAS	47
APÊNDICE A — DADOS DO SISTEMA TESTE	49
ANEXO A — ARTIGO CIENTÍFICO DO TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO	51

1 INTRODUÇÃO

Segundo (Pepermans, 2005; Peças Lopes, 2007), conforme citado por (JOODE; WELLE; JANSEN, 2010), os sistemas elétricos em todo o mundo estão passando por um aumento na quantidade de utilização de Geração Distribuída (GD) por uma série de motivos. Em geral, os principais são pela maior liberação do mercado, através de novas regulamentações, e pela busca por minimização de impactos ambientais. Uma maior flexibilidade para o sistema elétrico e melhor aproveitamento da energia disponível são também fatores comentados em (CELLI et al., 2005) que indicam razões para se prever que a GD terá, cada vez mais, um papel importante no sistema elétrico de potência.

O conceito de GD não é tão recente como se pode imaginar, originalmente, toda energia era produzida e consumida no local ou próxima do processo que a consumia. Uma lareira, um fogão a lenha e uma vela são todos exemplos de formas, em pequena escala, de GD (BORBELY; KREIDER, 2001).

Historicamente, companhias podiam ser responsáveis pela geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, o que se configurava um sistema onde promover a transparência e regulação era uma tarefa difícil, visando contornar este problema e encorajar a competição neste ambiente, a cadeia de produção deste sistema foi desverticalizada. No Brasil, esta mudança no modelo ocorreu com a implementação do projeto de reestruturação do setor elétrico brasileiro, lançado em 1996 pelo Ministério de Minas e Energia (MME) (ABREU, 1999). No mesmo período, a GD se tornou economicamente viável, permitindo que os consumidores adquirissem e instalassem seus geradores distribuídos com maior facilidade, do ponto de vista financeiro. Esta prática alterou a infraestrutura tradicional dos sistemas elétricos, já que os antigos consumidores se tornaram também geradores de eletricidade. A geração localizada próxima aos consumidores pode afetar os circuitos da rede de distribuição fazendo com que exista fluxo de potência em direção à subestação e ao proporcionar uma grande redução do fluxo de potência, chegando a níveis muito abaixo aos quais o sistema foi planejado, afetando na operação e proteção do mesmo (BASSO, 2014).

1.1 Objetivos

Nesta seção, serão comentados e listados os objetivos gerais e específicos que se buscam alcançar no desenvolvimento deste trabalho.

1.1.1 Objetivos Gerais

Considerando a importância técnica e econômica de se obter o melhor cenário de funcionamento da operação de uma GD em um sistema elétrico de potência, este trabalho tem como objetivos gerais investigar a literatura disponível sobre o tema da implantação de GD em sistemas de distribuição de energia elétrica, além de modelar um sistema teste para comparar o comportamento deste frente a inserção de uma GD em diferentes pontos em função dos dispositivos de proteção presentes no sistema de estudo.

1.1.2 Objetivos Específicos

Este trabalho tem como objetivos específicos:

- modelar um sistema de distribuição de energia elétrica de 80 barras no programa Alternative Transient Program (ATP);
- dimensionar e fazer a coordenação dos fusíveis presentes no sistema de distribuição de energia elétrica de estudo;
- modelar e inserir geração distribuída (GD) no sistema;
- verificar a necessidade de troca dos dispositivos de proteção presentes no sistema frente aos cenários simulados de inserção da GD, a fim de identificar o cenário mais vantajoso neste sentido;

1.2 Justificativas

Considerando que a presença de geração distribuída (GD) impacta a maneira como o sistema elétrico é operado (BASSO, 2014), se mostra de grande importância a avaliação, e quando possível, a escolha da melhor localização para a implantação de uma GD, neste trabalho a escolha do ponto de conexão se dará em função dos dispositivos de proteção existentes no sistema, ou seja, busca-se um cenário onde adequações de dispositivos

e conseqüentemente gastos sejam mínimos, a fim de tornar a unidade geradora mais eficiente no ponto de vista econômico.

1.3 Metodologia

Neste trabalho, para a modelagem do sistema de distribuição de 80 barras utiliza-se o programa Alternative Transient Program (ATP), as linhas trifásicas são modeladas através do bloco de linha com parâmetros constantes Line/Cabel Constants (LCC), na simulação das cargas trifásicas equilibradas utilizam-se blocos Resistor-Indutor (RL), utiliza-se o modelo de máquina síncrona para a simular a GD, para o dimensionamento dos fusíveis utilizam-se as curvas características de tempo x corrente, também estão presentes dois transformadores de modelo híbrido com valores típicos para a reprodução da interface da subestação e GD com o sistema de distribuição.

1.4 Estrutura do trabalho

O restante deste trabalho está organizado da seguinte forma:

- Seção 2, é apresentada a revisão bibliográfica onde os conceitos básicos para conhecimento e entendimento dos tópicos que envolvem a inserção de uma GD em um sistema de distribuição de energia elétrica;
- Seção 3 mostra o estudo de caso e os resultados obtidos nas simulações.
- Seção 4, são apresentadas as considerações finais deste trabalho, assim como pontos considerados importantes para trabalhos futuros.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 Considerações gerais

Neste capítulo são abordados assuntos pertinentes ao tema do trabalho que permitirão um entendimento do cenário onde a utilização de GD está inserida, são eles: Sistema Elétrico de Potência, Sistema de Distribuição de Energia Elétrica, Otimização, Qualidade de Energia e Geração Distribuída, Modelagem da Geração Distribuída, Tipos de Falhas e Proteção do Sistema de Distribuição de Energia Elétrica.

2.2 Sistema Elétrico de Potência

O Sistema Elétrico de Potência (SEP) é um mecanismo complexo que pode ser subdividido em sistemas de geração, transmissão, distribuição e consumo de energia elétrica (EL-HAWARY, 2008). E em alguns casos mais uma divisão chamada de subtransmissão é considerada. O objetivo deste sistema é gerar energia elétrica em quantidades suficientes, nos locais mais apropriados, transmiti-la aos centros de carga e distribuí-la aos consumidores de forma e qualidade adequada com o menor custo ambiental e econômico possível(ELGERD, 1976).

Como cita (PAZ; CRUZ, 2015), a necessidade da expansão da capacidade de transmissão e distribuição dos SEP é constante, isso ocorre devido à crescente demanda por energia dos centros de carga. No entanto, a criação de novas linhas de transmissão enfrenta problemas relacionados à concessões ambientais e ao alto custo envolvido na construção. Assim, buscam-se alternativas para a ampliação da capacidade de transmissão das linhas já existentes, como por exemplo através de dispositivos de eletrônica de potência, porém estas ações podem criar problemas para o SEP, interferindo negativamente na confiabilidade do sistema. Dessa maneira a GD, se operada e planejada da forma correta, também se apresenta como uma alternativa benéfica para a flexibilização do sistema, podendo reduzir perdas e diminuir a necessidade de ampliação da rede como comenta (JENKINS, 1995).

2.3 Sistema de Distribuição de Energia Elétrica

O Sistema de Distribuição de Energia Elétrica (SDEE) inicia geralmente na subestação de distribuição, esta é alimentada por uma ou mais linhas de subtransmissão ou diretamente pelo sistema de transmissão em alta voltagem, variando dependendo das companhias. Cada subestação se conecta a um ou mais alimentadores primários (KERS-
TING, 2012).

Como comenta (COSTER; MYRZIK; KLING, 2010), no passado, os sistemas de energia elétrica eram caracterizados por grandes unidades de geração de energia centralizadas, uma rede de transmissão de alta tensão para escoamento da energia e redes de distribuição de média e baixa tensão para levar a energia aos centros consumidores. Tradicionalmente, nenhuma fonte de geração estava conectada à rede de distribuição, porém, este cenário mudou significativamente nas últimas décadas. Hoje em dia vários tipos de GD estão conectadas à rede de distribuição. Devido aos programas com objetivos de redução de emissões de gases como o CO_2 , muitas destas pequenas unidades geradoras integradas na rede de distribuição são fontes de energia renováveis, como turbinas eólicas, hidrelétricas de pequena escala e painéis fotovoltaicos, porém estão presentes também fontes de energia não renováveis de alta eficiência, como plantas de ciclo combinado.

2.4 Otimização

Atualmente, assim como no passado, a engenharia e a matemática têm obtido papel de grande importância na tomada de decisões em sistemas físicos ou organizacionais, isto ocorre pois em grande parte das situações uma decisão apropriada proporciona grandes benefícios financeiros. Assim, é natural que o conceito de decisão ótima surja como a abordagem fundamental para a decisão de soluções de problemas (LUENBERGER, 1969).

Neste trabalho a otimização utilizada será através da metodologia de tentativa e erro manual, buscando comparar os cenários reproduzidos, para desta maneira encontrar o que melhor se apresenta em função dos dispositivos de proteção presentes no SDEE.

2.5 Qualidade de Energia

A qualidade de energia elétrica (QEE) está relacionada a um conjunto de fenômenos presentes no SEP. Qualquer problema envolvendo tensão, corrente ou variações na frequência que resulte em falha ou operação incorreta de um equipamento é considerado um problema de QEE (DUGAN; MCGRANAGHAN; BEATY, 1996). Como mostrado em (JENKINS, 1995), a GD pode tanto aumentar como diminuir a qualidade da energia. De acordo com (CHATTOPADHYAY; MITRA; SENGUPTA, 2011) a deterioração da QEE é normalmente ocasionada por distúrbios nas linhas como queda e aumento de tensão desbalanceamento de tensões e correntes, interrupções momentâneas e distorções harmônicas. Os demais grandes causadores da perda de qualidade nos sistemas de potência são os harmônicos e a potência reativa. Onde os harmônicos são geralmente gerados por controladores que utilizam chaveamentos de alta velocidade e a potência reativa é proveniente de diferentes tipos de cargas que possuem a necessidade de formar campos eletromagnéticos necessários para o seu funcionamento.

No Brasil as distribuidoras são avaliadas em diferentes aspectos quanto ao fornecimento de energia elétrica, tanto na qualidade do serviço quanto na qualidade do produto. A medida da QEE é observada avaliando a conformidade da tensão em regime permanente a as perturbações na forma de onda da tensão. A continuidade do serviço de distribuição de energia elétrica é avaliada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) através de indicadores que mensuram a frequência e a duração das interrupções ocorridas para os consumidores. No aspecto de avaliação da qualidade do serviço, os indicadores de continuidade coletivos DEC e FEC e os indicadores de continuidade individuais DIC, FIC, DMIC e DICRI são os mais utilizados (ANEEL, 2016), estes devem ser calculados para períodos de apuração mensais, trimestrais e anuais, com exceção do indicador DICRI, que é apurado por interrupção ocorrida em dia crítico. A seguir os seus significados e equações são mostrados:

Duração equivalente de interrupção por unidade consumidora (DEC): Intervalo de tempo, que em média, no período de apuração, em cada unidade consumidora ocorreu descontinuidade da distribuição de energia elétrica no conjunto considerado;

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^{C_C} DIC(i)}{C_C} \quad (2.1)$$

Frequência equivalente de interrupção por unidade consumidora (FEC): Número

de interrupções ocorridas, em média, no período de apuração, em cada unidade consumidora do conjunto considerado;

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^{C_C} FIC(i)}{C_C} \quad (2.2)$$

Duração de interrupção individual por unidade consumidora (DIC): intervalo de tempo que, no período de apuração, em cada unidade consumidora ou ponto de conexão ocorreu descontinuidade da distribuição de energia elétrica;

$$DIC = \sum_{i=1}^n t(i) \quad (2.3)$$

Frequência de interrupção individual por unidade consumidora (FIC): Número de interrupções ocorridas, no período de apuração, em cada unidade consumidora ou ponto de conexão;

$$FIC = n \quad (2.4)$$

Duração máxima de interrupção contínua por unidade consumidora ou ponto de conexão (DMIC): Tempo máximo de interrupção contínua de energia elétrica, em uma unidade consumidora ou ponto de conexão;

$$DMIC = t(i)_{max} \quad (2.5)$$

Duração da interrupção individual ocorrida em dia crítico por unidade consumidora ou ponto de conexão (DICRI): Corresponde à duração de cada interrupção ocorrida em dia crítico, para cada unidade consumidora ou ponto de conexão.

$$DICRI = t_{critico} \quad (2.6)$$

Os procedimentos para determinação dos limites dos indicadores citados foram aprovados pela ANEEL através da Resolução Normativa nº 728/2016 e estão definidos no módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST).

2.6 Geração Distribuída

O termo geração distribuída é definido por (BORBELY; KREIDER, 2001) como uma geração de energia elétrica inferior a 10 MW que pode se localizar no próprio local ou próxima à carga que alimenta, podendo ou não ser proveniente de fonte renovável de energia. Por esse motivo nem todas as tecnologias de pequena escala de geração se encaixam no conceito de GD. Já que pequenas unidades de geração hidrelétrica ou eólica são muito dependentes do seu combustível, seus locais são ditados em função da disponibilidade de um fluxo de água e vento respectivamente, dessa maneira quando não se encontram próximas as cargas não podem ser consideradas GD.

2.6.1 Geração Distribuída no Brasil

No Brasil, desde 17 abril de 2012, o consumidor pode gerar sua própria energia elétrica a partir de fontes renováveis ou cogeração qualificada e ainda fornecer o excedente para a rede de distribuição de acordo com a Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012. Buscando a redução dos custos e tempo de instalação de uma GD, compatibilizar o sistema de compensação de energia elétrica com as condições gerais de fornecimento, o aumento de público alvo e melhorar as informações na fatura, foi publicada pela ANEEL a nova Resolução Normativa nº 687/2015 revisando a anterior. Segundo a nova resolução, a GD no Brasil se divide em dois tipos, são eles:

- Microgeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 kW e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras;

- Minigeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 3 MW para fontes hídricas ou menor ou igual a 5 MW para cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou para as demais fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras.

2.6.2 Geração Distribuída no Sistema de Distribuição de Energia Elétrica

A conexão de GD não só altera o fluxo de carga na rede de distribuição de energia elétrica, mas também pode alterar os valores de corrente de falta durante uma falha no sistema. A maioria dos sistemas de proteção presentes na distribuição detectam uma situação problemática do sistema através do discernimento de uma corrente de falta de uma corrente nominal. Como a GD altera a contribuição da rede para a corrente de falta, a operação do sistema de proteção pode ser afetada (COSTER; MYRZIK; KLING, 2010). Estes problemas são comentados, e um deles, a perda de sensibilidade das proteções, é tratado por (COFFELE et al., 2012). Os impactos técnicos da GD no SDEE, segundo (JENKINS, 1995), são: mudança nas tensões, aumento no nível de falta, variação da qualidade da energia, nas proteções, estabilidade e na operação do sistema.

- Alterações nas tensões do sistema: O sistema está planejado para que em situações de carga máxima, o mais remoto consumidor receba níveis de tensão aceitáveis. Durante casos de carga mínima a tensão em todos consumidores será logo abaixo do máximo permitido. Se uma GD é conectada no final do circuito deste sistema, o fluxo sofrerá mudanças alterando o perfil de tensão. A maior probabilidade de ocorrência de pior cenário é no momento em que houver carga mínima nos consumidores fazendo com que a direção do fluxo da GD seja para o lado da subestação de energia elétrica.

- Aumento no nível de falta: Como muitas vezes a GD é uma máquina rotativa, estas irão aumentar o nível de falta do sistema, em função de fatores como a localização, capacidade dos geradores e impedância do sistema. Tanto geradores de indução como geradores síncronos produzem este efeito. Em regiões urbanas, onde o nível de falta é próximo dos valores utilizados pelos sistemas de proteção, um aumento deste valor faria com que a proteção devesse ser redimensionada, acarretando em custos elevados.

- Qualidade: Dependendo da circunstância a GD pode aumentar ou diminuir a qualidade da tensão de fornecimento um sistema para os outros usuários. A GD causa variações na tensão se grandes mudanças de corrente são permitidas durante sua conexão ou desconexão. Se mal dimensionada a GD pode também, através dos equipamentos de eletrônica de potência, injetar harmônicos no sistema, alterando assim a tensão do sistema.

- Proteções do sistema: Diversos aspectos ligados à proteção podem ser considerados em situações de inserção de GD em um sistema, a própria proteção da GD para faltas internas, proteção do SDEE em falta para correntes provenientes da GD, proteção

anti-ilhamento, impacto da GD nas proteções de um SDEE.

O funcionamento confiável de um sistema de distribuição de energia elétrica, está, cada vez mais sendo influenciado pelas características das GD presentes. A penetração da GD é um destes fatores, usado para indicar o valor de comparação da potência da GD com o total do sistema elétrico em que se encontra conectada (MILLER; YE, 2003).

2.7 Modelagem da Geração Distribuída

Neste trabalho o gerador de energia elétrica utilizado como GD se encontra conectado diretamente ao SDEE de estudo, fazendo com que este gerador trabalhe em sincronismo com o sistema. Permitindo, deste modo, que se possa utilizar o modelo aproximado de gerador síncrono em regime permanente, como comentado por (OROZCO-HENAO, 2016). Como cita (FERREIRA, 2013) este modelo se apresenta como pior cenário em função do impacto nos dispositivos de proteção. Desta forma, utiliza-se o modelo de máquina síncrona presente no programa ATP.

2.8 Máquina Síncrona

O entendimento do modo como um gerador síncrono opera e sua modelagem de forma correta são pontos importantes para o estudo sobre os impactos causados pela GD no sistema de distribuição de energia elétrica. Desse modo, nesta sessão será feita uma breve descrição do funcionamento de um gerador síncrono.

Os geradores síncronos, são máquinas que possuem velocidade constante proporcional a frequência da rede onde se conecta. São constituídos por rotor, parte interna e girante da máquina onde se encontram os enrolamentos, e pelo estator, parte externa estática. Dois anéis deslizantes se conectam aos enrolamentos e por meio de escovas de carvão, os anéis conectam-se a uma fonte contínua de corrente para excitação, fazendo com que os enrolamentos de campo sejam alimentados por corrente. Porém, sistemas modernos de excitação utilizam geradores de corrente alternada que deixam de utilizar as escovas. O sistema de excitação mantém a tensão do gerador e ainda controla o fluxo de potência reativa. O rotor destas máquinas pode ser liso ou saliente, o primeiro deles possui apenas um enrolamento e um entreferro constante, as máquinas que possuem este tipo de rotor são aquelas projetadas para altas velocidades (3600 ou 1800 rpm) como os

geradores movimentados por turbinas à vapor. Já o rotor de polos salientes tem seus enrolamentos concentrados nos polos e possui entreferro variável e número relativamente elevado de pólos, os geradores em usinas hidrelétricas movidos por turbinas hidráulicas utilizam este tipo de rotor (SAADAT, 1999).

A circulação de corrente nos enrolamentos do rotor gera um campo magnético que envolve os pólos por meio do estator onde se encontram os condutores de armadura. O campo magnético se move em função da velocidade do rotor (ω), isso ocorre devido ao acoplamento do eixo do gerador à máquina primária. De acordo com a Lei de Faraday, este campo magnético girante no tempo irá induzir uma Força Eletromotriz (e) nos enrolamentos do estator:

$$e = N\Phi\omega\text{sen}(\omega t) \quad (2.7)$$

Onde:

N : Número de espiras por fase;

Φ : Fluxo magnético de entreferro por pólo [Wb];

ω : Velocidade de rotação [rad/s];

t : tempo (s).

A frequência da tensão gerada é dada por:

$$f = \frac{nP}{120} \quad (2.8)$$

Onde:

f : frequência do rotor (Hz);

n : velocidade do rotor (rpm);

P : Número de polos do gerador.

2.9 Tipos de Faltas

As faltas são situações onde o sistema de energia elétrica se encontra operando de maneira diferente da esperada. Podem ser classificadas em faltas transitórias e faltas permanentes de acordo com a sua duração (ENERGIA, 2016):

- Faltas transitórias são assim definidas pois são aquelas onde os dispositivos de proteção do sistema são capazes de extinguir o efeito permitindo que o sistema volte

ao seu estado de operação normal, são comumente causadas por descargas atmosféricas, contatos entre os condutores, arco elétrico e materiais sem isolamento adequado. Representam cerca de 80% das faltas nos SDEE.

- Faltas permanentes são aquelas que os dispositivos de proteção não são capazes de extinguir e por consequência deixam o sistema fora de operação, exigindo assim intervenção humana para que o reestabelecimento do estado normal do sistema ocorra.

2.10 Proteção do Sistema de Distribuição de Energia Elétrica

A proteção do SDEE contra sobrecorrentes é parte vital do sistema pois além contribui para a segurança das pessoas, animais, equipamentos e da própria rede, ainda atua melhorando a qualidade do fornecimento da energia elétrica e reduzindo custos de operação. Cada concessionária possui a própria filosofia de trabalho, variando os ajustes dos equipamentos de proteção dependendo da empresa em questão. A filosofia "Salva Fusível" utiliza-se de equipamentos com capacidade de religamento, o que permite que em casos de defeitos transitórios a rede seja desligada durante determinado período de tempo independente da localização do defeito, e religada após um intervalo de tempo, reenergizando o sistema, caso a falta tenha sido realmente transitória o sistema continuará ligado, caso contrário o elo fusível irá queimar isolando a parte defeituosa do sistema até que alguma equipe se desloque até o local para solucionar o problema e religar o sistema, por outro lado a filosofia "Queima Fusível", como o próprio nome sugere, permite que o elo fusível mais próximo ao defeito queime isolando a região mesmo para faltas transitórias. (ENERGIA, 2016).

As vantagens e desvantagens das filosofias Salva e Queima Fusível são:

- "Salva Fusível" possui como vantagens um menor número de elos fusíveis queimados, ocasionando diminuição na necessidade de atuação de equipes na troca dos elos, produzindo assim melhores indicadores de continuidade. Suas desvantagens se devem a um aumento no número de desligamentos de pequena duração ocasionando as "piscadas na luz".

- "Queima Fusível" têm como vantagens a menor ocorrência de "religamentos", apenas os consumidores a jusante do elo fusível queimado irão sofrer o impacto do defeito, ocasionando falta de energia. Sua principal desvantagem se dá pela queima de

elos fusíveis para faltas temporárias.

A utilização do método "Salva fusível" possui melhor eficácia no caso de consumidores residenciais e pequenas cargas comerciais. Já a filosofia "Queima fusível" aparece na maioria das distribuidoras do grupo CPFL Energia sendo utilizada nas linhas de distribuição em casos, por exemplo, de atendimento à grandes áreas urbanas ou grandes consumidores.

Buscando fornecer energia elétrica com qualidade ao consumidor, de acordo com (ENERGIA, 2016), os sistemas de proteção dos SEP devem atender os seguintes pontos:

- Seletividade: onde apenas a área com defeito deve ser desligada do restante do sistema, fazendo com que as demais partes continuem operando normalmente;
- Rapidez: velocidade na extinção das sobrecorrentes geradas pelos defeitos, evitando a propagação da falta para o restante do sistema elétrico;
- Sensibilidade: ou seja, que a proteção seja capaz de localizar os defeitos presentes no sistema;
- Segurança: capacidade da proteção identificar que não deve atuar em casos onde não há falta, e de sempre atuar em casos de faltas;
- Economia: o sistema de proteção deve ser viável do ponto de vista financeiro.

2.10.1 Dispositivos de proteção

As situações de falta no sistema podem produzir correntes de elevada intensidade, conseqüentemente provocando danos nos equipamentos que se encontram conectados ao sistema, já que os mesmos, muitas vezes, não foram projetados para operarem com nível tão alto de corrente. Os efeitos mecânicos e térmicos podem danificar os condutores e isolantes, como deformação, rompimento e deterioração dos mesmos (FILHO; MAMEDE, 2000).

Buscando diminuir os efeitos que as correntes geradas pelas faltas causam nos SDEE utilizam-se os equipamentos de proteção (GERS; HOLMES, 2004). Os principais equipamentos de proteção utilizados pela CPFL de acordo com (ENERGIA, 2016) são:

- Chave Fusível e Elo fusível;
- Disjuntor/Relé;
- Religador;
- Seccionalizador.

2.10.2 Chave Fusível e Elo fusível

O fusível, figura 2.1 é um dos dispositivos de proteção de sobrecorrente presentes no SEP, este atua quando seu elemento principal, o elo fusível, sofre a passagem de uma corrente que excede determinado valor fazendo com que o mesmo esquente e se destrua, abrindo o circuito e isolando a sua área de atuação. Grande parte dos fusíveis presentes nos SDEE funcionam de acordo com o mesmo princípio, possuem um cilindro composto internamente por uma fibra desionizante para confinar o arco elétrico e o elo fusível. No momento em que ocorre uma falta, a fibra do cilindro é aquecida queimando o elo fusível produzindo gases desionizantes que quando deixam o cilindro contribuem com a extinção do arco elétrico. O arco gerado é comprimido e expelido do cilindro, mas apenas extinto quando a corrente de falta chega a zero. Seus limites de operação são definidos de modo que o limite mínimo será igual ao tempo de fusão do elo fusível, já o limite máximo será o tempo total que o fusível leva para extinguir a falta do sistema (GERS; HOLMES, 2004). Segundo (ENERGIA, 2016), a chave fusível é mais empregado em saídas de ramais, pois possui o menor custo entre os dispositivos e cumpre a sua função normalmente quando bem dimensionado. Precisam ainda serem capazes de interromper em situações de corrente maiores que a máxima corrente de falta do ponto onde se encontram.

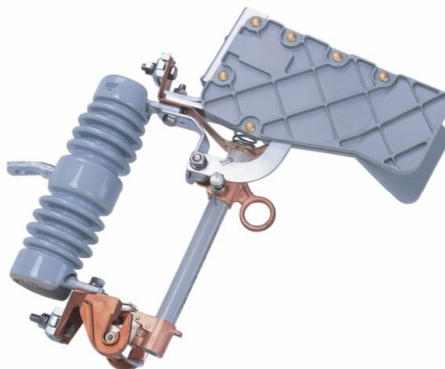
No SDEE fusíveis com elos dos tipos K e T, de rápida e lenta atuação respectivamente, são largamente utilizados, a figura 2.2 mostra uma comparação entre as características de operação entre elos fusíveis de 200K (a) e 200T (b). Onde se observa que para o elo de 200 K necessita-se de uma corrente de falta de 4400A para atuação em 0.1s, 1800A para 1s e 560A para atuação 300s. No caso do 200T, 6500A atua em 0.1s, 2000A para 1s e 520A para 300s.

Segundo comenta (ENERGIA, 2016), os elos do tipo T são poucas vezes utilizados no Brasil e geralmente, da mesma forma que os elos do tipo K, possuem aplicação nas redes de distribuição. Se subdividem em dois grupos:

- Preferenciais: 6, 10, 15, 25, 40, 65, 100, 140 e 200 A
- Não-Preferenciais: 8, 12, 20, 30, 50 e 80 A.

Onde, são chamados de preferenciais os elos que permitem ampliar a faixa de coordenação e reduzir o número de elos utilizados, sendo assim, os mais utilizados, já que são em número superior aos não-preferenciais, aumentando a flexibilidade operativa. Não existe seletividade entre os valores adjacentes entre os dois grupos, neste trabalho serão utilizados os elos preferenciais, devido as suas vantagens citadas.

Figura 2.1: Chave fusível com elo fusível montado.



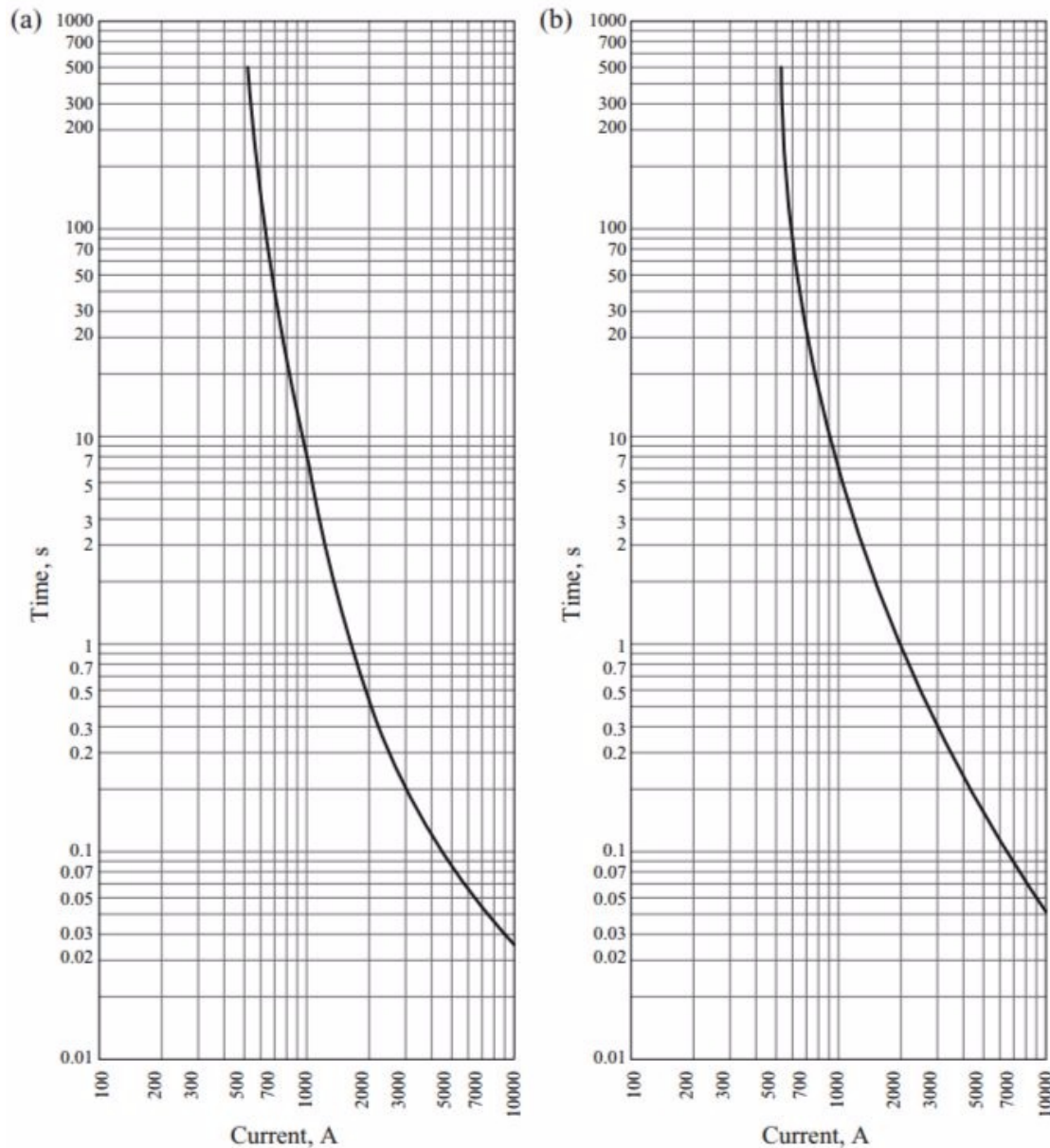
Fonte: Delmar Ltda, 2017.

De acordo com, (DISTRIBUICAO, 2006), a coordenação satisfatória é prevista nos elos fusíveis de tipo K até uma corrente igual a 13 vezes a corrente nominal do elo fusível protetor, tanto entre correntes nominais dos preferenciais adjacentes como entre correntes nominais dos não preferenciais adjacentes.

2.10.3 Disjuntor/Relé

São equipamentos de proteção geralmente usados nas saídas dos alimentadores. O disjuntor é comandado por relés de sobrecorrente de fase (50/51) e neutro (50N/51N e 51GS) com religamento automático do circuito. O funcionamento destes dispositivos ocorre quando inicialmente o relé detecta corrente de falta, este irá acionar o disjuntor

Figura 2.2: Comparação elos 200K e 200T



Fonte: Gers and Holmes, 2011.

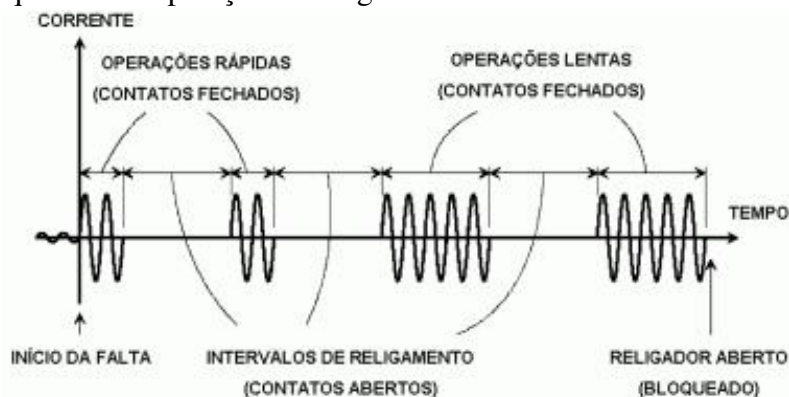
após um certo tempo que é determinado pela sua curva característica. O disjuntor interromperá o circuito extinguindo a corrente de falta, após um intervalo de tempo igual ao primeiro intervalo de religamento o relé irá fechar o disjuntor, quando há religamento, fazendo com que o circuito volte a operar normalmente caso a corrente de defeito não exista mais. Se o sistema ainda estiver em falta, o relé voltará a acionar a abertura do disjuntor, após isso, o relé aguardará mais uma vez pelo segundo intervalo de religamento e fechará o circuito novamente. Novamente, se a corrente de falta persistir, o disjuntor abrirá o circuito e este continuará assim até a intervenção humana de um operador (ENERGIA, 2016).

2.10.4 Religadores

Os religadores possuem função de proteção tanto no início quanto ao longo dos alimentadores. Nas áreas rurais, são utilizados devido sua função de proteção, que isola a rede urbana dos defeitos provenientes da zona rural, ainda atuam evitando a queima de elos dos fusíveis quando há ocorrência de faltas temporárias. Nas regiões urbanas os religadores são utilizados pela sua capacidade de telecomando, sendo usados para manobras de transferências de carga. Geralmente, curvas rápidas são escolhidas para as primeiras operações destes dispositivos, e curvas lentas para as próximas operações. Por esse motivo, a utilização dos religadores serve para evitar que faltas transitórias queimem os elos fusíveis presentes no sistema (ENERGIA, 2016).

O princípio de funcionamento, como mostrado na Figura ??, de um religador se dá através da operação quando há detecção de correntes de falta, desligando e religando automaticamente os circuitos com um número pré definido de vezes. A falta é eliminada em tempo definido pela curva de operação do relé. Os contatos do religador são mantidos abertos durante determinado período de tempo, após o qual se fecham automaticamente para re-energização da linha.

Figura 2.3: Sequência de operação do religador automático.



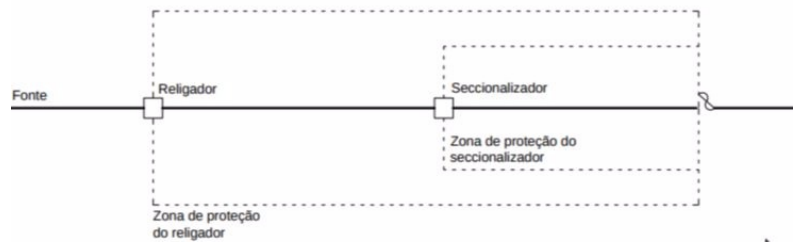
Fonte: LEÃO, 2011.

2.10.5 Seccionizador

O dispositivo seccionizador é sempre instalado depois de outro equipamento de proteção automático (religador ou disjuntor) e necessitam estar localizados dentro da zona de proteção destes equipamentos da Figura 2.4.

No momento em que circula uma corrente de falta inicia-se a uma contagem de

Figura 2.4: Zona de operação do seccionizador.



Fonte: CPFL, 2016.

tempo. Esta mesma corrente, irá sensibilizar o equipamento de retaguarda, abrindo o circuito. O seccionizador, por sua vez, identifica que o equipamento de retaguarda abriu o circuito, já que há uma queda na corrente, diminuindo para valores abaixo do seu valor inicial de disparo, assim iniciará a contagem da operação do equipamento. Depois de um período de tempo, o equipamento de retaguarda irá fechar o circuito. Caso a falta continue no sistema, todo processo se repetirá até que o dispositivo seccionizador acumule certa quantidade de contagem, que foi ajustada inicialmente, então, assim que atingir este valor e durante o tempo em que o equipamento de retaguarda estiver aberto, o dispositivo seccionizador irá também abrir, interrompendo assim o sistema. No momento em que o equipamento de retaguarda religar o sistema, a área que se encontrava sobre falta estará isolada, fazendo com que o restante da rede continue funcionando no seu estado normal de operação (ENERGIA, 2016).

2.11 Considerações finais

Foi apresentada neste capítulo uma revisão de parte da literatura a cerca dos temas que envolvem a inserção de uma GD em um sistema de distribuição de energia elétrica. Nos capítulos seguintes serão apresentados o estudo de caso, as simulações do sistema elétrico, assim como a discussão dos resultados.

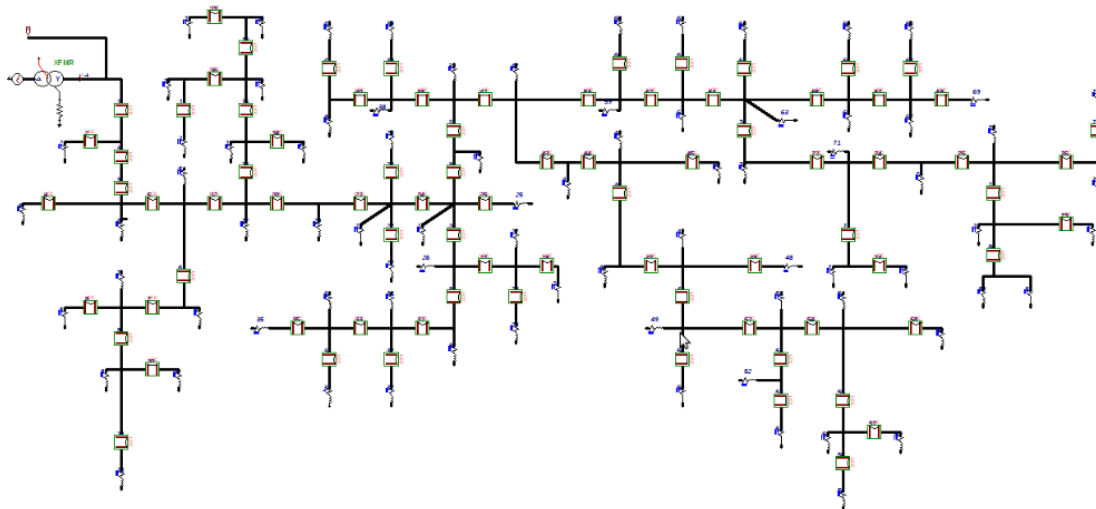
3 ESTUDO DE CASO E RESULTADOS

Nesta sessão, o sistema teste e os três diferentes casos de inserção de geração distribuída simulados serão mostrados.

3.1 Sistema Teste

O modelo utilizado para executar as simulações foi um alimentador de distribuição presente na região noroeste do estado do Rio Grande do Sul, o sistema é mostrado na Figura 3.1. O alimentador possui um comprimento total de 70,8 km e tem origem em uma subestação onde possui um transformador de 25MVA, 138/23kV e com conexão Δ -Yg. O sistema atende 6256 consumidores predominantemente residenciais. Os dados utilizados para modelagem dos elementos do sistema foram obtidos de (FERREIRA, 2013).

Figura 3.1: Sistema teste de 80 barras



Fonte: Autoria própria.

No modelo que representa a subestação, utilizou-se uma fonte de tensão alternada trifásica, seus parâmetros de entrada são 138kV e 60Hz para tensão e frequência respectivamente, a interface entre esta fonte e o sistema é feita com um transformador híbrido com parâmetros típicos, os valores utilizados são exibidos na Tabela 3.1

Para a modelagem da GD, mostrada na Figura 3.2, utilizou-se, como comentado anteriormente na seção 3.7, o modelo de máquina síncrona presente no programa ATP, os dados utilizados são obtidos de (ABB INC,) e são mostrados na Tabela 3.2, usando como referência para comparação trabalhos os quais a modelagem da GD se fez necessária

Tabela 3.1: Dados do transformador da subestação

	Primário	Secundário
V_l [kV]	138	23
S [MVA]	25	25
Conexão	Delta	Y

Fonte: (FERREIRA, 2013).

como (PERES et al., 2013) e (FERREIRA, 2013). A interface entre GD e sistema de distribuição é feita utilizando um transformador híbrido com valores típicos, com conexão Yg-Yg, os valores utilizados na modelagem são mostrados na Tabela 3.3.

Tabela 3.2: Dados da GD

Dados	Unidade	Valor
V_t	[V]	460
f	[Hz]	60
Ângulo	[Graus]	0
P	[Número de polos]	4
S	[MVA]	0.67
V_l	[kV]	50
I_c	[A]	100
R_a	[pu]	0.1
X_l	[pu]	0.1
X_d	[pu]	1.8
X_q	[pu]	1.2
X'_d	[pu]	0.166
X_q	[pu]	0.98
X''_d	[pu]	0.119
X''_q	[pu]	0.17
T'_{do}	[s]	0.019
T'_{qo}	[s]	0.85
T''_{do}	[s]	0.0139
T''_{qo}	[s]	0.05
X_o	[pu]	0.13
R_n	[pu]	0
X_n	[pu]	0

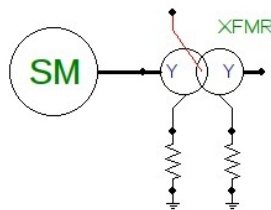
Fonte: (ABB INC,).

Tabela 3.3: Dados do transformador da GD

	Primário	Secundário
V_l [kV]	0,46	23
S [MVA]	0,67	60
Conexão	Yg	Yg

Fonte: (FERREIRA, 2013).

Figura 3.2: Modelo GD e transformador



Fonte: Autoria própria.

3.2 Casos Simulados

Nesta etapa do trabalho, inicialmente a simulação do SDEE serve apenas para dimensionamento dos fusíveis, sem presença de GD, para que desta maneira se obtenham as correntes de carga nas seções onde estes dispositivos de proteção se encontram, após isto, aplica-se uma falta envolvendo terra nas extremidades de cada um dos ramais onde existem fusíveis, para obtenção da mínima corrente de falta à terra para posterior obtenção dos valores dos elos fusíveis. Na sequência, a GD é inserida em dois pontos distintos do SDEE, cada um em uma simulação diferente, em cada localização obtém-se os mesmos tipos de dados anteriores, corrente de carga nas seções onde existem fusíveis e corrente mínima de falta à terra, obtendo-se assim parâmetros para que se avalie o impacto da inserção da GD em função dos fusíveis, em cada local simulado.

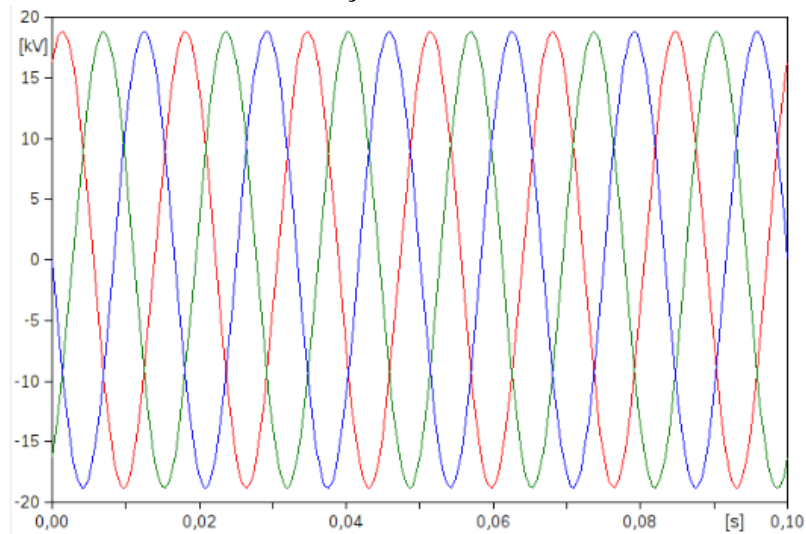
3.2.1 Simulação do SDEE

Inicialmente, simulou-se o comportamento do sistema sem a presença de GD, a Figura 3.3 mostra o comportamento das tensões e a Figura 3.4 as correntes na saída da subestação do sistema.

A simulação do SDEE, visando a obtenção das correntes de carga e corrente de falta mínima envolvendo terra (I_{FTmin}) nas seções onde existem fusíveis, resulta nos dados da Tabela 3.4.

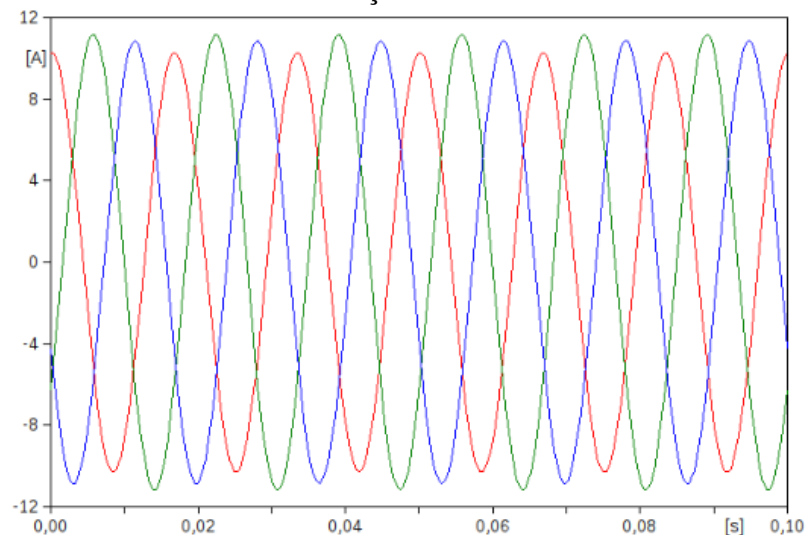
Dessa maneira, de acordo com a metodologia utilizada por (FERREIRA, 2013), para a seleção dos elos fusíveis utilizam-se os seguintes passos: inicialmente, define-se uma corrente mínima de referência, esta possui valor de 2,5 vezes a corrente de carga no ponto de instalação do fusível, e uma corrente máxima de referência que é definida como sendo igual a 25 por cento da corrente mínima falta que envolve a terra no final do ramal analisado, para este cálculo de falta, utiliza-se resistência de 20 Ω .

Figura 3.3: Tensões na saída da subestação



Fonte: Autoria própria.

Figura 3.4: Correntes na saída da subestação



Fonte: Autoria própria.

Os valores obtidos para corrente mínima e máxima de referência estão presentes na Tabela 3.5

Ainda de acordo com (FERREIRA, 2013), utiliza-se para a seleção do elo fusível, o primeiro critério nas seções laterais do sistema, e aplicam-se elos com valores de corrente imediatamente acima dos valores de corrente mínima de referência. Em seguida, utiliza-se o segundo critério nas seções laterais do sistema, efetua-se a alteração para um fusível com valores logo abaixo da corrente de referência máxima se caso este valor seja maior que o obtido pelo primeiro critério. Desse modo, os valores dos fusíveis obtidos são apresentados na Tabela 3.6, com base nas curvas mostradas na Figura 3.5.

Tabela 3.4: Dados do sistema para simulação sem GD

Seção	Tensão [kV]	Corrente de carga [A]	I_{FTmin} [A]
4	18,78 $\angle -30,06^\circ$	0,03 $\angle 66,47^\circ$	827,31 $\angle -97,13^\circ$
6	18,77 $\angle -30,08^\circ$	0,26 $\angle 66,45^\circ$	-
11	18,77 $\angle -30,08^\circ$	0,05 $\angle 66,45^\circ$	632,50 $\angle -100,94^\circ$
13	18,77 $\angle -30,09^\circ$	0,43 $\angle 66,44^\circ$	-
18	18,77 $\angle -30,10^\circ$	0,22 $\angle -113,56^\circ$	593,56 $\angle -101,95^\circ$
22	18,75 $\angle -30,16^\circ$	9,95 $\angle 170,52^\circ$	684,09 $\angle 75,69^\circ$
23	18,75 $\angle -30,16^\circ$	0,03 $\angle 66,38^\circ$	686,05 $\angle -104,30^\circ$
27	18,74 $\angle -30,20^\circ$	0,21 $\angle 66,34^\circ$	553,34 $\angle -106,53^\circ$
30	18,71 $\angle -30,20^\circ$	9,70 $\angle -28,95^\circ$	21,04 $\angle -90,03^\circ$
38	18,71 $\angle -30,20^\circ$	0,12 $\angle 66,33^\circ$	516,88 $\angle -107,78^\circ$
45	18,74 $\angle -30,21^\circ$	1,06 $\angle -113,47^\circ$	524,94 $\angle -111,48^\circ$
48	18,75 $\angle -30,22^\circ$	0,08 $\angle 66,31^\circ$	462,33 $\angle -113,50^\circ$
51	18,75 $\angle -30,22^\circ$	0,53 $\angle 66,31^\circ$	-
55	18,74 $\angle -30,21^\circ$	0,07 $\angle 66,32^\circ$	374,29 $\angle 126,67^\circ$
58	18,74 $\angle -30,21^\circ$	0,09 $\angle 66,32^\circ$	392,12 $\angle -113,49^\circ$
62	18,74 $\angle -30,21^\circ$	0,24 $\angle 66,32^\circ$	533,90 $\angle 129,63^\circ$
64	18,74 $\angle -30,21^\circ$	0,61 $\angle -113,45^\circ$	507,50 $\angle 129,11^\circ$
65	18,75 $\angle -30,23^\circ$	0,08 $\angle 66,31^\circ$	480,61 $\angle 129,17^\circ$
72	18,75 $\angle -30,23^\circ$	0,20 $\angle 66,30^\circ$	460,36 $\angle 128,20^\circ$
76	18,74 $\angle -30,22^\circ$	0,14 $\angle 66,32^\circ$	441,74 $\angle 127,18^\circ$
79	18,74 $\angle -30,22^\circ$	0,08 $\angle 66,32^\circ$	457,85 $\angle 126,40^\circ$

Fonte: Autoria própria.

Nesta etapa, o sistema está preparado para que se insira a GD e se faça as comparações entre os cenários.

3.2.2 Simulação 01 de GD SDEE

A primeira localização escolhida para a simulação de inserção da GD no SDEE é a seção 04 como mostrada na Figura 3.6

O sistema mostrado na Figura 3.6 é simulado, e obtém-se os dados da para correntes de carga e mínima de falta à terra para cada seção onde existem fusíveis, estes valores são mostrados na Tabela 3.7 em função das correntes mínima e máxima de referência. Utilizando as curvas mostradas na Figura 3.5, os novos valores para que os fusíveis atendam aos critérios são mostrados na coluna "Elo fusível" da Tabela 3.7.

Tabela 3.5: Dados de corrente mínima e máxima referência para simulação sem GD

Seção	$I_{Ref.min}$ [A]	$I_{Ref.max}$ [A]
4	0,08	206,83
6	-	-
13	-	-
11	0,12	158,13
18	0,55	148,39
22	0,09	171,02
23	24,88	171,51
27	0,29	138,34
30	24,25	5,26
38	0,53	129,22
45	2,64	131,24
48	0,20	115,58
51	-	-
55	0,51	93,57
58	0,21	98,03
62	0,17	133,47
64	0,23	126,87
65	0,59	120,15
72	1,53	115,09
76	0,35	110,44
79	0,21	114,46

Fonte: Autoria própria.

3.2.3 Simulação 02 de GD SDEE

A segunda localização escolhida para a simulação de inserção da GD no SDEE é a seção 79, como mostrada na Figura 3.7

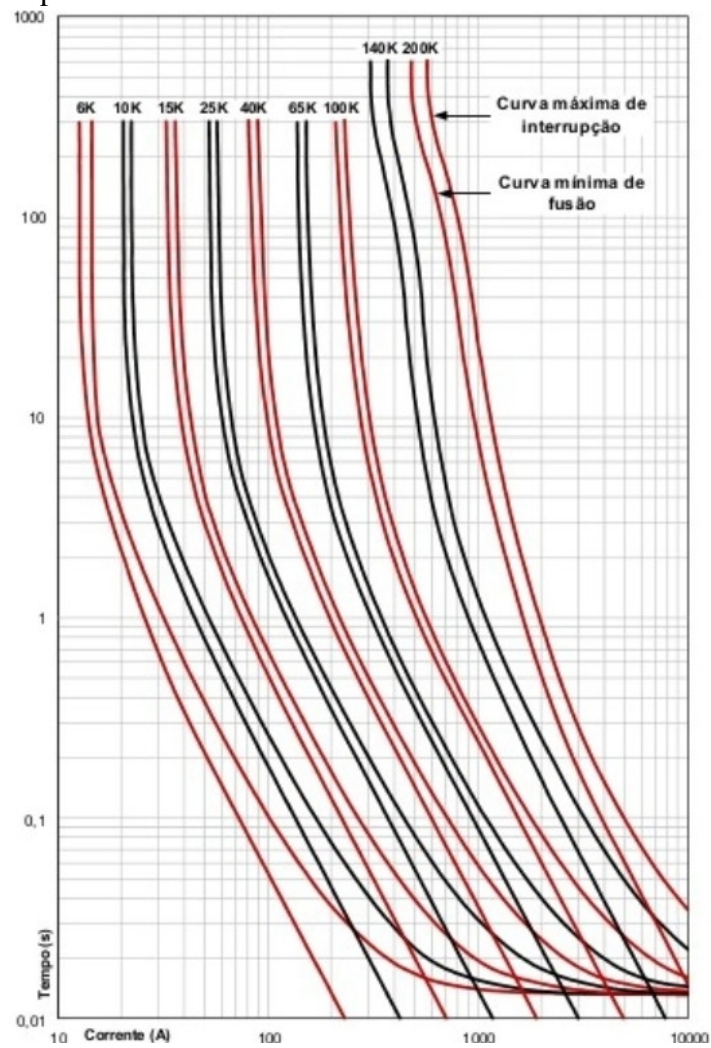
O sistema mostrado na Figura 3.7 é simulado, e obtém-se os dados da para correntes de carga e mínima de falta à terra para cada seção onde existem fusíveis, estes valores são obtidos em função das correntes mínima e máxima de referência, como mostrado na Tabela 3.8.

Utilizando as curvas mostradas na Figura 3.5, os novos valores que fazem os fusíveis atenderem aos critérios são mostrados na coluna "Elo fusível" da Tabela 3.8.

3.2.4 Simulação 03 de GD SDEE

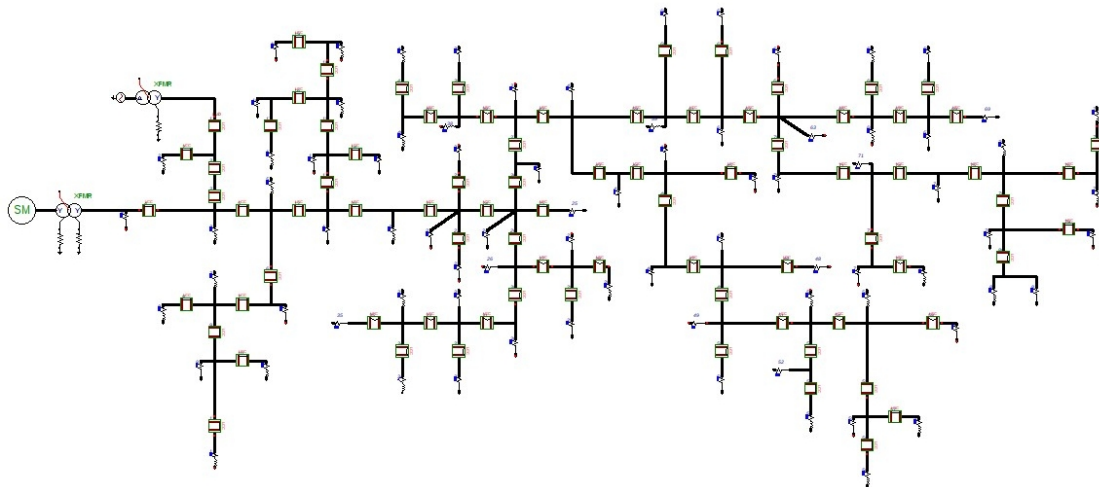
O terceiro local de conexão escolhido para a simulação de inserção da GD no SDEE é a seção 30, como mostra a Figura 3.8

Figura 3.5: Curvas preferenciais K



Fonte: (FERREIRA, 2013).

Figura 3.6: Localização da GD, primeira simulação



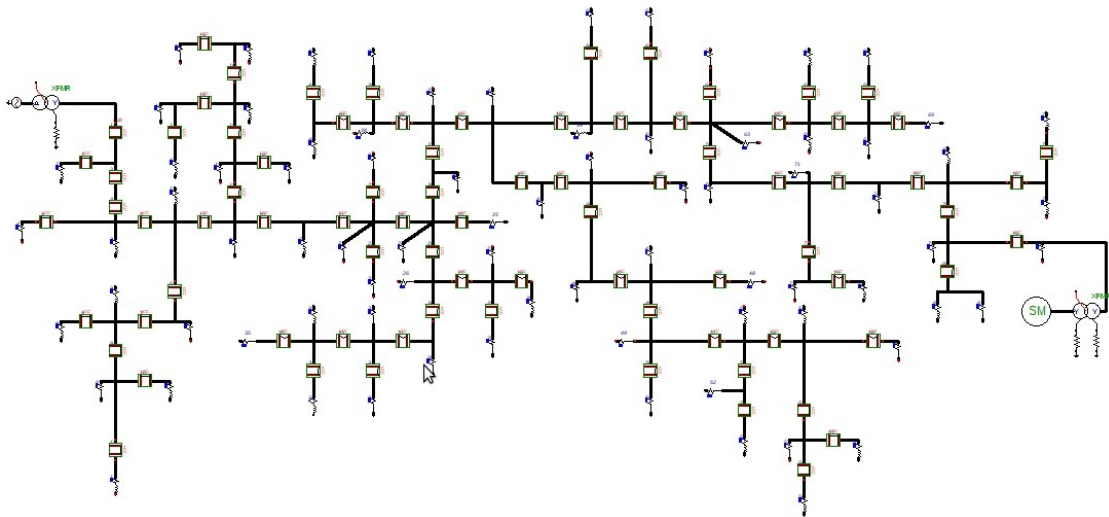
Fonte: Autoria própria.

Tabela 3.6: Dados dos fusíveis sem GD

Seção do Fusível	Elo
4	65K
6	65k
11	40k
13	65k
18	40k
22	40k
23	40k
27	40k
30	15k
38	40k
45	40k
48	40k
51	65K
55	40k
58	40k
62	40k
64	40k
65	40k
72	40k
76	40k
79	40k

Fonte: Autoria própria.

Figura 3.7: Localização da GD, segunda simulação



Fonte: Autoria própria.

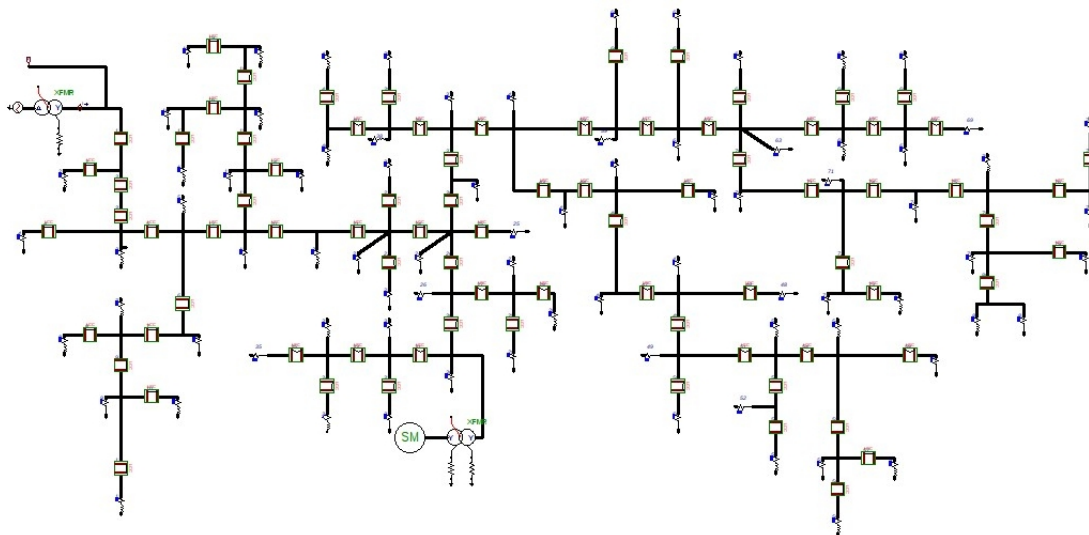
Simula-se o sistema mostrado na Figura 3.8, obtém-se os dados das correntes de carga e corrente mínima de falta à terra para cada seção onde existem fusíveis, estes valores são mostrados na Tabela 3.9 em função das correntes mínima e máxima de referência. Utilizando as curvas da Figura 3.5, os novos valores que fazem os fusíveis atenderem aos

Tabela 3.7: Dados para simulação 01

Seção	$I_{Ref.min}$ [A]	$I_{Ref.max}$ [A]	Elo fusível
4	659,41	136,73	200k
6	0,67	4,05	10k
11	0,12	4,06	6k
13	1,09	135,98	65k
18	0,55	135,98	40k
23	0,08	173,84	40k
22	0,09	173,35	40k
38	0,53	130,88	40k
30	24,53	132,03	40k
27	0,18	140,31	40k
45	0,12	133,14	40k
48	0,21	117,06	40k
51	1,20	94,81	65k
62	0,17	135,41	40k
64	0,23	128,70	40k
65	0,44	121,86	40k
72	0,19	116,71	40k
58	0,21	99,38	40k
55	0,31	94,84	40k
76	0,21	111,98	40k
79	0,21	116,08	40k

Fonte: Autoria própria.

Figura 3.8: Localização da GD, segunda simulação



Fonte: Autoria própria.

critérios são mostrados na coluna "Elo fusível" da Tabela 3.9.

Tabela 3.8: Dados para simulação 02

Seção	$I_{Ref.min}$ [A]	$I_{Ref.max}$ [A]	Elo fusível
4	0,12	208,01	65k
6	0,59	160,11	65k
11	0,13	160,11	40k
13	0,84	136,52	65k
18	0,19	136,52	40k
23	0,09	182,57	65k
22	0,09	182,04	65k
38	0,55	142,13	40k
30	25,33	140,36	40k
27	0,19	149,36	40k
45	0,14	150,98	40k
48	0,22	131,03	40k
51	1,27	110,67	65k
62	0,19	156,82	40k
64	0,25	150,64	40k
65	0,47	141,87	40k
72	0,21	140,74	40k
58	0,22	110,71	40k
55	0,14	105,39	40k
76	0,23	139,71	40k
79	520,54	69,78	200k

Fonte: Autoria própria.

Tabela 3.9: Dados para simulação 03

Seção	$I_{Ref.min}$ [A]	$I_{Ref.max}$ [A]	Elo fusível
4	0,08	208,66	65k
6	0,60	160,85	65k
11	0,13	160,85	40k
13	0,85	137,27	65k
18	0,32	137,28	40k
23	0,09	185,36	65k
22	0,09	184,82	65k
38	0,56	73,12	25k
30	561,28	51,90	200k
27	0,32	163,08	40k
45	0,13	145,10	40k
48	0,21	126,41	40k
51	1,39	107,18	65k
62	0,18	147,63	40k
64	0,25	140,04	40k
65	0,62	132,31	40k
72	0,38	126,55	40k
58	0,22	107,21	40k
55	0,54	102,16	40k
76	0,37	121,27	40k
79	0,22	125,90	40k

Fonte: Autoria própria.

4 DISCUSSÃO DOS RESULTADOS

Os resultados apresentados nas colunas "Elo fusível" das Tabelas 3.7, 3.8 e 3.9, são os novos valores para os elos dos 21 fusíveis presentes no sistema para cada uma das três simulações utilizando diferentes pontos de conexão da GD no sistema.

Ao se comparar os novos valores de elos obtidos para os fusíveis, com os que originalmente integram o sistema, Tabela 3.6, obtém-se a Tabela 4.1, onde as colunas de nome "Teste" indicam 1 para mesmo elo fusível que o sistema original e 0 para valor diferente.

Tabela 4.1: Comparação entre elos fusíveis originais do sistema com os novos obtidos nas simulações.

Seção	Original	Sim. 01	Teste 01	Sim. 02	Teste 02	Sim. 03	Teste 03
4	65k	200k	0	65k	1	65k	1
6	65k	65k	1	65k	1	65k	1
11	40k	40k	1	40k	1	40k	1
13	65k	65k	1	65k	1	65k	1
18	40k	40k	1	40k	1	40k	1
23	40k	40k	1	65k	0	65k	0
22	40k	40k	1	65k	0	65k	0
38	40k	40k	1	40k	1	40k	1
30	40k	40k	1	40k	1	200k	0
27	40k	40k	1	40k	1	40k	1
45	40k	40k	1	40k	1	40k	1
48	40k	40k	1	40k	1	40k	1
51	65k	65k	1	65k	1	65k	1
62	40k	40k	1	40k	1	40k	1
64	40k	40k	1	40k	1	40k	1
65	40k	40k	1	40k	1	40k	1
72	40k	40k	1	40k	1	40k	1
58	40k	40k	1	40k	1	40k	1
55	40k	40k	1	40k	1	40k	1
76	40k	40k	1	40k	1	40k	1
79	40k	40k	1	200k	0	40k	1
TOTAL	-	-	20	-	18	-	17

Fonte: Autoria própria.

Ao analisar a Tabela 4.1, tem-se que:

- A simulação 01, com a GD inserida na seção 4, permitiu manter 20 dos 21 fusíveis presentes no sistema, apenas o fusível da seção em que foi inserida a GD precisaria de redimensionamento, mudando de 65k para 200k;

- Na simulação 02, onde a GD é conectada na seção 79, manteve-se 18 dos 21 fusíveis do sistema, os fusíveis da seção em que foi inserida a GD e os presentes nas seções 22 e 23 precisariam de troca, passando de 40k para 200k na seção 79, e 40k para 65k nas seções 22 e 13;

- O caso de simulação 03, utilizando GD na seção 30, fez com que se mantessem 18 dos 21 fusíveis presentes no sistema, os fusíveis passíveis de adequação seriam, novamente, o da seção em que foi inserida a GD e os presentes nas seções 22 e 23. As trocas seriam de 40k para 200k na seção 30, e 40k para 65k nas seções 22 e 13;

Em uma análise feita, considerando apenas o custo da adequação dos dispositivos de proteção, o caso da simulação 01 se mostra mais interessante, já que, apenas existiria o custo de troca de dispositivos referentes aos fusíveis conectados na própria seção da GD.

Os resultados demonstraram que, nos três casos simulados, poucas trocas precisariam ser feitas no sistema de proteção estudado para que o mesmo estivesse adequado às inserções de geração distribuída, isso ocorreu pela característica do sistema de não possuir grande quantidade de fusíveis em série, o que poderia ocasionar aumento no número de trocas de elos fusíveis.

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

A modelagem do sistema de distribuição de energia elétrica de 80 barras foi executada no programa ATP e utilizada para as demais simulações, se apresentando suficiente para que os objetivos traçados inicialmente fossem alcançados. O dimensionamento e coordenação dos fusíveis de proteção permitiram que fosse possível se obter o cenário inicial do SDEE para que posteriormente a comparação pudesse ser feita em relação a este estado inicial. A GD foi modelada como uma máquina síncrona e inserida no sistema com o auxílio de um transformador como interface. Por fim, a última etapa do trabalho, consistiu na simulação de três diferentes cenários de inserção de GD.

Em trabalhos futuros, é possível utilizar-se de modelos matemáticos para que seja feita a otimização da melhor localização da GD em função dos dispositivos de proteção no sistema em estudo, assim como, utilizar em conjunto outros indicadores para a otimização, como perdas e afundamentos de tensão.

Conclui-se, após a análise dos resultados, que as simulações dos modelos adotados comportaram-se de maneira condizente com o que é comentado em (JENKINS, 1995), onde a conexão de geradores aumentou os níveis de curto-circuito ao longo do sistema dificultando a coordenação do sistema de proteção, sendo esta elevação influenciada pelo fator da localização de inserção da GD. Assim, ocasionando em alguns casos, a necessidade de redimensionamento dos fusíveis para readequação à nova configuração do sistema.

REFERÊNCIAS

- ABB INC. **Synchronous Generators Type Amg 0355bb04 - Diesel/Gas Engine Industrial Application Series**. [Internet] Disponível em: <<https://library.e.abb.com/public/26c157c8fee68fd848257a1c00116ca6/5862150-B-AMG>> Acesso em 12/11/2017.
- ABREU, Y. V. de. **A reestruturacao do setor eletrico brasileiro: Questoes e perspectivas**. Thesis (PhD) — Universidade de São Paulo, 1999.
- ANDERSON, P. M.; ANDERSON, P. M. **Analysis of faulted power systems**. [S.l.]: IEEE press New York, 1995.
- BASSO, T. S. **IEEE 1547 and 2030 standards for distributed energy resources interconnection and interoperability with the electricity grid**. [S.l.]: National Renewable Energy Laboratory, 2014.
- BORBELY, A.-M.; KREIDER, J. F. **Distributed generation: the power paradigm for the new millennium**. [S.l.]: CRC press, 2001.
- CELLI, G. et al. A multiobjective evolutionary algorithm for the sizing and siting of distributed generation. **IEEE Transactions on power systems**, IEEE, v. 20, n. 2, p. 750–757, 2005.
- CHATTOPADHYAY, S.; MITRA, M.; SENGUPTA, S. Electric power quality. In: **Electric Power Quality**. [S.l.]: Springer, 2011. p. 5–12.
- COFFELE, F. et al. Quantitative analysis of network protection blinding for systems incorporating distributed generation. **IET Generation, Transmission & Distribution**, IET, v. 6, n. 12, p. 1218–1224, 2012.
- COSTER, E.; MYRZIK, J.; KLING, W. **Effect of DG on distribution grid protection**. [S.l.]: INTECH Open Access Publisher, 2010.
- DISTRIBUICAO, C. Elos fusiveis para redes de distribuicao aerea de 15kv - padronizaçã e especificacao -. **Norma Técnica de distribuição**, 2006.
- DUGAN, R. C.; MCGRANAGHAN, M. F.; BEATY, H. W. Electrical power systems quality. **New York, NY: McGraw-Hill, c1996**, 1996.
- EL-HAWARY, M. E. **Introduction to electrical power systems**. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2008.
- ELGERD, O. I. **Introdução à teoria de sistemas de energia elétrica**. [S.l.]: McGraw-Hill do Brasil, 1976.
- ENERGIA, C. Ged-2912: Proteção de redes aéreas de distribuição - sobrecorrente. **Norma Técnica, Campinas**, 2016.
- FERREIRA, G. D. Modelos matemáticos para otimização da confiabilidade de sistemas elétricos de distribuição com geração distribuída. 2013.

- FILHO, J. M.; MAMEDE, D. R. **Proteção de sistemas elétricos de potência**. [S.l.]: Grupo Gen-LTC, 2000.
- GERS, J. M.; HOLMES, E. J. **Protection of electricity distribution networks**. [S.l.]: IET, 2004.
- JENKINS, N. Embedded generation. **Power Engineering Journal**, IET, v. 9, n. 3, p. 145–150, 1995.
- JOODE, J. de; WELLE, A. van der; JANSEN, J. **Distributed generation and the regulation of distribution networks**. [S.l.]: INTECH Open Access Publisher, 2010.
- KERSTING, W. H. Distribution system modeling and analysis. In: **Electric Power Generation, Transmission, and Distribution, Third Edition**. [S.l.]: CRC press, 2012. p. 1–58.
- LEÃO, R. P. S. **IVDistribuicao**. [S.l.]: Universidade Federal do Ceara, 2011.
- LEVITIN, G.; MAZAL-TOV, S.; ELMAKIS, D. Optimal sectionalizer allocation in electric distribution systems by genetic algorithm. **Electric Power Systems Research**, Elsevier, v. 31, n. 2, p. 97–102, 1994.
- LUENBERGER, D. G. **Optimization by vector space methods**. [S.l.]: John Wiley & Sons, 1969.
- MILLER, N.; YE, Z. **Report on distributed generation penetration study**. [S.l.], 2003.
- OROZCO-HENAO, C. A. Localização de faltas para sistemas de distribuição ativos: metodologia analítica adaptativa baseada na estimativa da impedância aparente. 2016.
- PAZ, R.; CRUZ, M. Contribuição para proteção de distância em linhas compensadas com dispositivos upfc. 2015.
- PERES, L. M. et al. Estudos de desempenho dinâmico de geradores síncronos de produtores independentes em sistemas de geração distribuída via atpdraw. Universidade Federal de Uberlândia, 2013.
- SAADAT, H. **Power system analysis**. [S.l.]: McGraw-Hill, 1999.

APÊNDICE A — DADOS DO SISTEMA TESTE

Os dados utilizados no sistema teste são mostrados nas tabelas a seguir.

Tabela A.1: Dados do transformador da subestação

Potência (kVA)	Tensão(kV)	R (%)	X (%)
25000	138/23	0,00	9,00

Fonte: (FERREIRA, 2013).

Tabela A.2: Dados dos condutores

ID	Condutor	Capacidade (A)	Diâmetro (mm)	GMR (m)	Resistência ($\frac{\Omega}{km}$)
1	1 ACSR	237	9,00	0,00346	0,8867
2	6 6/1 CAA	118	5,04	0,00193	2,6769

Fonte: (FERREIRA, 2013).

Tabela A.3: Dados das seções de linha

Seção	Nó inicial	Nó final	ℓ (km)	ID	N	Seção	Nó inicial	Nó final	ℓ (km)	ID	N
1	1	2	0,473	1	17	41	41	42	0,922	2	98
2	2	3	0,410	2	59	42	38	43	1,735	1	68
3	2	4	0,641	1	67	43	43	44	0,951	1	82
4	4	5	0,483	2	71	44	44	45	1,418	1	62
5	4	6	0,706	1	129	45	45	46	0,761	2	63
6	6	7	0,454	2	102	46	45	47	1,330	1	60
7	7	8	0,830	2	98	47	47	48	1,423	1	90
8	8	9	0,704	2	89	48	48	49	1,260	2	105
9	8	10	0,651	2	101	49	48	50	0,789	1	98
10	10	11	0,737	2	141	50	50	51	2,081	1	10
11	10	12	0,753	2	112	51	50	52	0,881	2	72
12	6	13	0,441	1	92	52	52	53	0,786	2	81
13	13	14	1,536	2	76	53	53	54	0,789	2	79
14	14	15	0,907	2	153	54	52	55	0,768	2	72
15	14	16	0,852	2	103	55	55	56	1,369	2	91
16	16	17	0,793	2	91	56	56	57	1,273	2	74
17	17	18	0,664	2	103	57	56	58	0,789	2	25
18	16	19	0,878	2	136	58	55	59	1,276	2	74
19	19	20	1,153	2	17	59	43	60	0,686	1	25
20	13	21	1,584	1	59	60	60	61	1,179	2	54
21	21	22	1,394	1	17	61	60	62	0,452	1	80
22	22	24	0,538	2	59	62	62	63	1,070	2	61
23	22	23	0,511	2	67	63	62	64	0,617	1	15
24	22	25	1,180	1	71	64	64	65	1,441	2	12
25	25	26	0,852	2	129	65	64	66	0,967	2	13
26	25	27	1,119	2	102	66	66	67	0,887	2	30
27	27	28	0,683	2	98	67	66	68	0,441	2	25
28	28	29	0,583	2	89	68	68	69	0,615	2	17
29	28	30	0,538	2	101	69	68	70	0,843	2	12
30	27	31	0,597	2	107	70	64	71	0,614	1	15
31	31	32	0,667	2	85	71	71	72	0,452	1	69
32	32	33	0,839	2	135	72	72	73	1,070	2	61
33	32	34	0,225	2	108	73	73	74	0,617	2	93
34	34	35	0,503	2	110	74	72	75	1,441	1	70
35	34	36	0,747	2	91	75	75	76	0,967	1	62
36	25	37	0,709	1	82	76	76	80	0,887	2	78
37	37	38	0,443	1	96	77	80	81	0,441	2	42
38	38	39	0,957	2	108	78	76	77	0,615	1	30
39	39	40	0,613	2	137	79	77	78	0,843	2	46
40	39	41	0,873	2	63	80	77	79	0,614	1	32

Fonte: (FERREIRA, 2013).

ANEXO A — ARTIGO CIENTÍFICO DO TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

IMPACTO DA LOCALIZAÇÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NOS DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO

Mauro Teixeira Lemos Nunes⁽¹⁾, Martin Cruz Rodríguez Paz⁽²⁾

⁽¹⁾ Discente do curso de Engenharia de Energia; Universidade Federal do Pampa (UNIPAMPA); Bagé, Rio Grande do Sul; maurotlunes@gmail.com;

⁽²⁾ Orientador; Universidade Federal do Pampa;

RESUMO: O presente trabalho tem como objetivo encontrar a melhor localização de uma geração distribuída em um sistema de distribuição de energia elétrica, através de um conjunto cenários simulados, em função dos dispositivos de proteção presentes neste sistema. O sistema elétrico de potência teste possui 80 barras, sendo ele composto por um alimentador de distribuição localizado na região noroeste do estado do Rio Grande do Sul, atendendo 6256 consumidores predominantemente residenciais, o sistema e a geração distribuída são modelados e simulados no programa Alternative Transient Program (ATP), utilizando dados reais. Os resultados obtidos das simulações de três diferentes cenários de inserção de GD mostraram que considerando o custo da adequação dos dispositivos de proteção, o caso da simulação onde a GD é inserida mais próxima da subestação se mostra mais interessante. Conclui-se que as simulações dos modelos adotados comportaram-se de maneira condizente com a bibliografia estudada, onde a conexão de geradores elevou os níveis de curto-circuito ao longo do sistema dificultando a coordenação do sistema de proteção, sendo esta elevação influenciada pelo fator da localização de inserção da GD.

Palavras-Chave: Sistema Elétrico de Potência, Sistema de Distribuição de Energia Elétrica, Geração Distribuída.

INTRODUÇÃO

Segundo Pepermans (2005) e Peças Lopes (2007), os sistemas elétricos em todo o mundo estão passando por um aumento na quantidade de utilização de Geração Distribuída (GD) por uma série de motivos (JOODE et al., 2010). Em geral, os principais são pela maior liberação do mercado, através de novas regulamentações, e pela busca por minimização de impactos ambientais. Uma maior flexibilidade para o sistema elétrico e melhor aproveitamento da energia disponível indicam razões para se prever que a GD terá, cada vez mais, um papel importante no sistema elétrico de potência (CELLI et al., 2005).

O conceito de GD não é tão recente como se pode imaginar, originalmente, toda energia era produzida e consumida no local ou próxima do processo que a consumia. Uma lareira, um fogão a lenha e uma vela são todos exemplos de formas, em pequena escala, de GD (BORBELY; KREIDER, 2001).

Historicamente, companhias podiam ser responsáveis pela geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, o que se configurava um sistema onde promover a transparência e regulação era uma tarefa difícil, visando contornar este problema e encorajar a competição neste ambiente, a cadeia de produção deste sistema foi desverticalizada. No Brasil, esta mudança no modelo ocorreu com a implementação do projeto de reestruturação do setor elétrico brasileiro, lançado em 1996 pelo Ministério de Minas e Energia (MME) (ABREU, 1999). No mesmo período, a GD se tornou economicamente viável, permitindo que os consumidores adquirissem e instalassem seus geradores distribuídos com maior facilidade, do ponto de vista financeiro. Esta prática alterou a infraestrutura tradicional dos sistemas elétricos, já que os antigos consumidores se tornaram também geradores de eletricidade. A geração localizada próxima aos consumidores afeta os circuitos da rede de distribuição de duas maneiras: fazendo com que exista fluxo de potência ocorrendo em duas direções e ao proporcionar uma grande redução do fluxo de potência, chegando a níveis muito abaixo aos quais o sistema foi planejado, afetando na operação e proteção do mesmo (BASSO, 2014).

Considerando a importância técnica e econômica de se obter o melhor cenário de funcionamento da operação de uma GD em um sistema elétrico de potência, este trabalho tem como objetivos: modelar um sistema de distribuição de energia elétrica de 80 barras no programa Alternative Transient Program (ATP), dimensionar e fazer a coordenação dos fusíveis presentes no sistema de distribuição de energia elétrica de estudo, modelagem e inserção de geração distribuída (GD) no sistema e verificar a necessidade de troca dos dispositivos de proteção presentes no sistema frente aos cenários simulados de inserção da GD, a fim de identificar o cenário mais vantajoso neste sentido.

METODOLOGIA

Neste trabalho, para a modelagem do sistema de distribuição de 80 barras utiliza-se o programa Alternative Transient Program (ATP), as linhas trifásicas são modeladas através do bloco de linha com parâmetros constantes Line/Cabel Constants (LCC), na simulação das cargas trifásicas equilibradas utilizam-se blocos Resistor-Indutor (RL), utiliza-se o modelo de máquina síncrona para a simular a GD, para o dimensionamento dos fusíveis utilizam-se as curvas características de tempo x corrente, também estão presentes dois transformadores de modelo híbrido com valores típicos para a reprodução da interface da subestação e GD com o sistema de distribuição.

a. Modelagem do sistema teste: O modelo utilizado para executar as simulações foi um alimentador de distribuição presente na região noroeste do estado do Rio Grande do Sul, o sistema é mostrado na Figura 1. O alimentador possui um comprimento total de 70,8 km e tem origem em uma subestação onde possui um transformador de 25MVA, 138/23kV e com conexão Δ -Yg. O sistema atende 6256 consumidores predominantemente residenciais. Os dados utilizados para modelagem dos elementos do sistema foram obtidos de (FERREIRA, 2013).

No modelo que representa a subestação, utilizou-se uma fonte de tensão alternada trifásica, seus parâmetros de entrada são 138kV e 60Hz para tensão e frequência respectivamente, a interface entre esta fonte e o sistema é feita com um transformador híbrido com parâmetros típicos com valores de tensão de 138/23kV, potência aparente 25MVA e conexão Δ -Y.

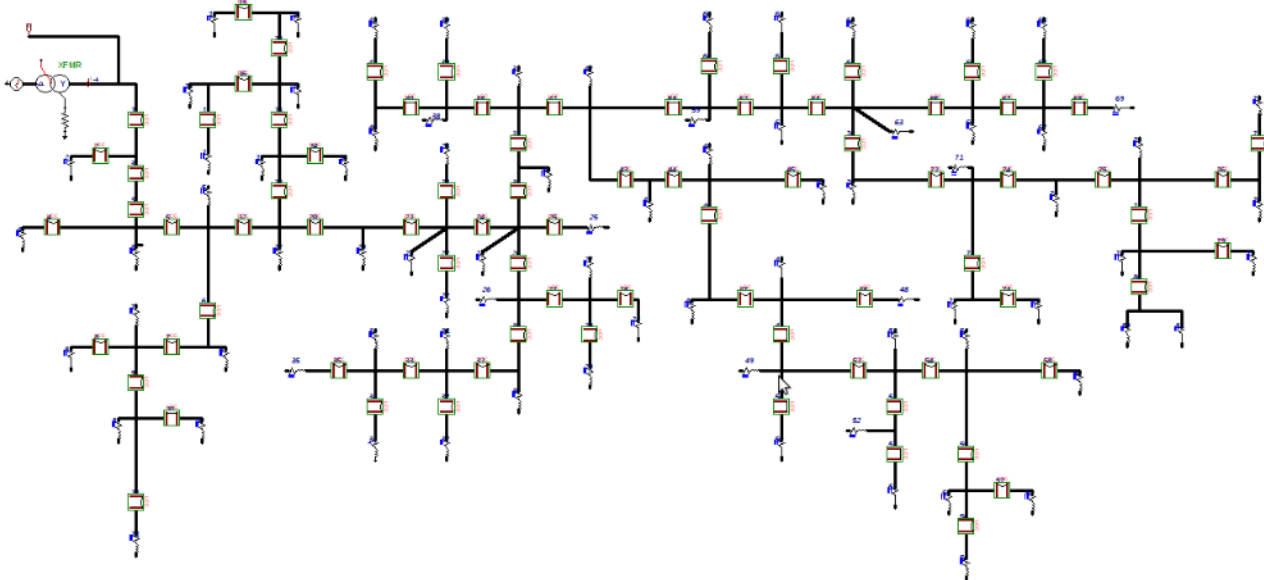


Figura 1 – Sistema teste de 80 barras.

b. Dimensionamento e coordenação dos fusíveis: Para o dimensionamento dos fusíveis, simula-se inicialmente o sistema teste sem presença de GD, para que desta maneira se obtenham as correntes de carga nas seções onde estes dispositivos de proteção se encontram, após isto, aplica-se uma falta envolvendo terra nas extremidades de cada um dos ramais onde existem fusíveis, para obtenção da mínima corrente de falta à terra para posterior obtenção dos valores dos elos fusíveis.

Dessa maneira, de acordo com a metodologia utilizada por FERREIRA (2013), para a seleção dos elos fusíveis utilizam-se os seguintes passos: inicialmente, define-se uma corrente mínima de referência, esta possui valor de 2,5 vezes a corrente de carga no ponto de instalação do fusível, e uma corrente

máxima de referência que é definida como sendo igual a 25% da corrente mínima falta que envolve a terra no final do ramal analisado, para este cálculo de falta, utiliza-se resistência de 20 Ω .

Ainda de acordo com FERREIRA (2013), utiliza-se para a seleção do elo fusível, o primeiro critério nas seções laterais do sistema, e aplicam-se elos com valores decorrente imediatamente acima dos valores de corrente mínima de referência. Em seguida, utiliza-se o segundo critério nas seções laterais do sistema, efetua-se a alteração para um fusível com valores logo abaixo da corrente de referência máxima se caso este valor seja maior que o obtido pelo primeiro critério. Desse modo, os valores dos fusíveis obtidos são apresentados na Tabela 1 com base nas curvas mostradas na Figura 2.

Tabela 1 – Dados dos fusíveis sem GD			
Seção	Elo	Seção	Elo
4	65k	48	40k
6	65k	51	65k
11	40k	55	40k
13	65k	58	40k
18	40k	62	40k
22	40k	64	40k
23	40k	65	40k
27	40k	72	40k
30	15k	76	40k
38	40k	79	40k
45	40k	-	-

Fonte: Elaborado pelo autor.

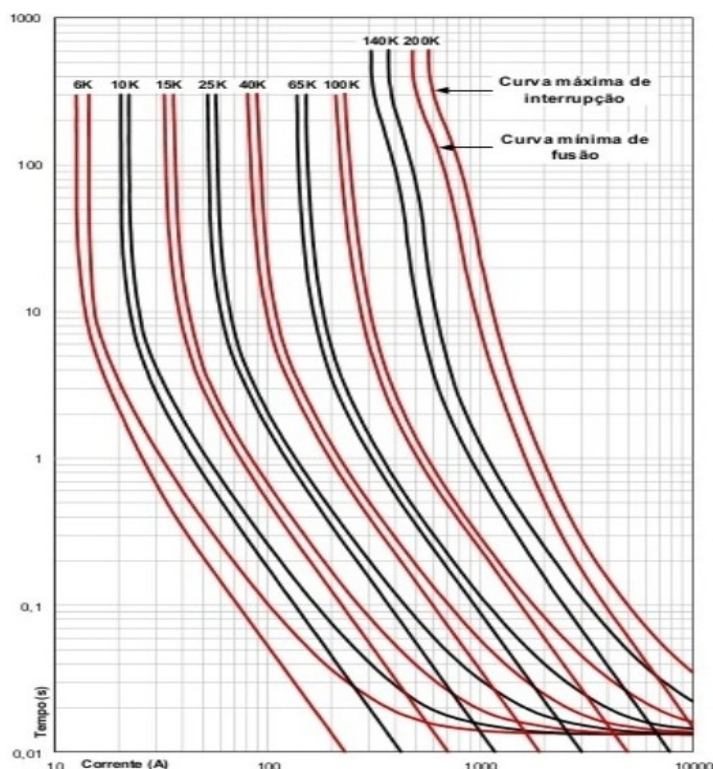


Figura 2 – Curvas fusíveis tipo k.

c. *Modelagem e inserção de geração distribuída (GD)*: Para a modelagem da GD, mostrada na Figura 3, utilizou-se, o modelo de máquina síncrona presente no programa ATP, os dados utilizados são obtidos de ABB INC (2017), usando como referência para comparação trabalhos os quais a modelagem da GD se fez necessária como PERES et al. (2013) e FERREIRA (2013). A interface entre GD e sistema de distribuição é feita utilizando um transformador híbrido com valores típicos, com conexão Yg-Yg, os valores utilizados na modelagem são mostrados na Tabela 3.3. Três diferentes cenários de inserção de GD foram simulados, o primeiro com a GD na seção 04, a segunda na 79 e por último na 30.

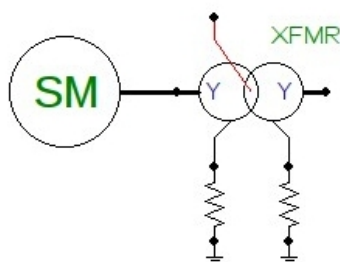


Figura 3 – Modelo GD/transformador no ATP.

RESULTADOS E DISCUSSÃO

Os resultados apresentados na Tabelas 2, são os novos valores para os elos dos 21 fusíveis presentes no sistema para cada uma das três simulações utilizando diferentes pontos de conexão da GD no sistema. Onde as colunas de nome "Teste" indicam 1 para mesmo elo fusível que o sistema original e 0 para valor diferente.

Tabela 2 – Comparativo dos elos fusíveis							
Seção	Original	Sim. 01	Teste 01	Sim. 02	Teste 02	Sim. 03	Teste 03
4	65k	200k	0	65k	1	65k	1
6	65k	65k	1	65k	1	65k	1
11	40k	40k	1	40k	1	40k	1
13	65k	65k	1	65k	1	65k	1
18	40k	40k	1	40k	1	40k	1
23	40k	40k	1	65k	0	65k	0
22	40k	40k	1	65k	0	65k	0
38	40k	40k	1	40k	1	40k	1
30	15k	15k	1	15k	1	200k	0
27	40k	40k	1	40k	1	40k	1
45	40k	40k	1	40k	1	40k	1
48	40k	40k	1	40k	1	40k	1
51	65k	65k	1	65k	1	65k	1
62	40k	40k	1	40k	1	40k	1
64	40k	40k	1	40k	1	40k	1
65	40k	40k	1	40k	1	40k	1
72	40k	40k	1	40k	1	40k	1
58	40k	40k	1	40k	1	40k	1
55	40k	40k	1	40k	1	40k	1
76	40k	40k	1	40k	1	40k	1
79	40k	40k	1	200k	0	40k	1
TOTAL	-	-	20	-	18	-	17

Fonte: Elaborado pelo autor.

Ao analisar a Tabela 2, tem-se que:

A simulação 01, com a GD inserida na seção 4, permitiu manter 20 dos 21 fusíveis presentes no sistema, apenas o fusível da seção em que foi inserida a GD precisaria de redimensionamento, mudando de 65k para 200k;

Na simulação 02, onde a GD é conectada na seção 79, manteve-se 18 dos 21 fusíveis do sistema, os fusíveis da seção em que foi inserida a GD e os presentes nas seções 22 e 23 precisariam de troca, passando de 40k para 200k na seção 79, e 40k para 65k nas seções 22 e 13;

O caso de simulação 03, utilizando GD na seção 30, fez com que se mantessem 18 dos 21 fusíveis presentes no sistema, os fusíveis passíveis de adequação seriam, novamente, o da seção em que foi inserida a GD e os presentes nas seções 22 e 23. As trocas seriam de 40k para 200k na seção 30, e 40k para 65k nas seções 22 e 13.

Em uma análise feita, considerando apenas o custo da adequação dos dispositivos de proteção, o caso da simulação 01 se mostra mais interessante, já que, apenas existiria o custo de troca de dispositivos referentes aos fusíveis conectados na própria seção da GD.

Os resultados demonstraram que, nos três casos simulados, poucas trocas precisariam ser feitas no sistema de proteção estudado para que o mesmo estivesse adequado às inserções de geração distribuída, isso ocorreu pela característica do sistema de não possuir grande quantidade de fusíveis em série, o que poderia ocasionar aumento no número de trocas de elos fusíveis.

CONCLUSÕES

A modelagem do sistema de distribuição de energia elétrica de 80 barras foi executada no programa ATP e utilizada para as demais simulações, se apresentando suficiente para que os objetivos traçados inicialmente fossem alcançados. O dimensionamento e coordenação dos fusíveis de proteção permitiram que fosse possível se obter o cenário inicial do SDEE para que posteriormente a comparação pudesse ser feita em relação a este estado inicial. A GD foi modelada como uma máquina síncrona e inserida no sistema com o auxílio de um transformador como interface. Por fim, a última etapa do trabalho, consistiu na simulação de três diferentes cenários de inserção de GD.

Em trabalhos futuros, é possível utilizar-se de modelos matemáticos para que seja feita a otimização da melhor localização da GD em função dos dispositivos de proteção no sistema em estudo, assim como, utilizar em conjunto outros indicadores para a otimização, como perdas e afundamentos de tensão.

Conclui-se, após a análise dos resultados, que as simulações dos modelos adotados comportaram-se de maneira condizente com o que é comentado em JENKINS (1995), onde a conexão de geradores aumentou os níveis de curto-circuito ao longo do sistema dificultando a coordenação do sistema de proteção, sendo esta elevação influenciada pelo fator da localização de inserção da GD. Assim, ocasionando em alguns casos, a necessidade de redimensionamento dos fusíveis para readequação à nova configuração do sistema. Redigir cada conclusão em um novo parágrafo, sem linha em branco entre cada uma delas. Usar o termo verbal na forma do presente do indicativo e não apenas repetir os resultados.

REFERÊNCIAS

- ABB INC. **Synchronous Generators Type Amg 0355bb04 - Diesel/Gas Engine Industrial Application Series**. [Internet] Disponível em: <<https://library.e.abb.com/public/26c157c8fee68fd848257a1c00116ca6/5862150-B-AMG>>. Acesso em 12/11/2017.
- ABREU, Y. V. de. **A reestruturação do setor elétrico brasileiro: Questões e perspectivas**. Thesis (PhD) — Universidade de São Paulo, 1999.
- BASSO, T. S. **IEEE 1547 and 2030 standards for distributed energy resources interconnection and interoperability with the electricity grid**. [S.l.]: National Renewable Energy Laboratory, 2014.
- BORBELY, A.-M.; KREIDER, J. F. **Distributed generation: the power paradigm for the new millennium**. [S.l.]: CRC press, 2001.
- CELLI, G. et al. **A multiobjective evolutionary algorithm for the sizing and siting of distributed generation**. *IEEE Transactions on power systems*, IEEE, v. 20, n. 2, p. 750–757, 2005.
- FERREIRA, G. D. **Modelos matemáticos para otimização da confiabilidade de sistemas elétricos de distribuição com geração distribuída**. 2013.
- JENKINS, N. **Embedded generation**. *Power Engineering Journal, IET*, v. 9, n. 3, p. 145–150, 1995.
- JOODE, J. de; WELLE, A. van der; JANSEN, J. **Distributed generation and the regulation of distribution networks**. [S.l.]: INTECH Open Access Publisher, 2010.
- PERES, L. M. et al. **Estudos de desempenho dinâmico de geradores síncronos de produtores independentes em sistemas de geração distribuída via atpdraw**. Universidade Federal de Uberlândia, 2013.