

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE MINAS GERAIS**  
**Escola de Engenharia**  
**Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica**

Ane Caroline Macedo de Oliveira

**ESTUDOS DE PROTEÇÃO E SELETIVIDADE SOB A PERSPECTIVA DE  
MINIGERAÇÃO FOTOVOLTAICA**

Belo Horizonte

2019

Ane Caroline Macedo de Oliveira

**ESTUDOS DE PROTEÇÃO E SELETIVIDADE SOB A PERSPECTIVA DE  
MINIGERAÇÃO FOTOVOLTAICA**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Minas Gerais, como requisito parcial à obtenção do título de Mestra em Engenharia Elétrica.

Orientador: Clever Sebastião Pereira Filho.

Belo Horizonte

2019

O48e

Oliveira, Ane Caroline Macedo de.

Estudos de proteção e seletividade sob a perspectiva de minigeração fotovoltaica [recurso eletrônico] / Ane Caroline Macedo de Oliveira. –2019.

1 recurso online (157 f. : il., color.) : pdf.

Orientador: Clever Sebastião Pereira Filho.

Dissertação (mestrado)–Universidade Federal de Minas Gerais, Escola de Engenharia.

Apêndices: f. 138-157

Bibliografia: f. 134-137.

1. Engenharia elétrica–Teses. 2. Geração distribuída de energia elétrica– Teses. 3. Geração de energia fotovoltaica– Teses. 4. Energia elétrica – Transmissão – Teses.I. Pereira, Clever.II. UniversidadeFederal de Minas Gerais. Escola de Engenharia. III. Título.

CDU: 621.3(043)



UNIVERSIDADE FEDERAL DE MINAS GERAIS  
- ESCOLA DE ENGENHARIA  
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

**ATA DA 1146ª DEFESA DE DISSERTAÇÃO DE MESTRADO  
DO PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

ATA DE DEFESA DE DISSERTAÇÃO DE MESTRADO da aluna **Ane Caroline Macedo de Oliveira** - registro de matrícula de número 2017664760. Às 14:00 horas do dia 27 do mês de setembro de 2019, reuniu-se na Escola de Engenharia da UFMG a Comissão Examinadora da DISSERTAÇÃO DE MESTRADO para julgar, em exame final, o trabalho intitulado "**Estudos de Proteção e Seletividade Sob a Perspectiva de Minigeração Fotovoltaica - Um Estudo de Caso**" da Área de Concentração em Engenharia de Potência, Linha de Pesquisa Sistemas de Energia Elétrica. O Prof. Clever Sebastião Pereira Filho, orientador da aluna, abriu a sessão apresentando os membros da Comissão e, dando continuidade aos trabalhos, informou aos presentes que, de acordo com o Regulamento do Programa no seu Art. 8.16, será considerado APROVADO na defesa da Dissertação de Mestrado o candidato que obtiver a aprovação unânime dos membros da Comissão Examinadora. Em seguida deu início à apresentação do trabalho pela Candidata. Ao final da apresentação seguiu-se a arguição da candidata pelos examinadores. Logo após o término da arguição a Comissão Examinadora se reuniu, sem a presença da Candidata e do público, e elegeu o Prof. Clever Sebastião Pereira Filho para presidir a fase de avaliação do trabalho, constituída de deliberação individual de APROVAÇÃO ou de REPROVAÇÃO e expedição do resultado final. As deliberações individuais de cada membro da Comissão Examinadora foram as seguintes:

Membro da Comissão Examinadora	Instituição de Origem	Deliberação	Assinatura
Prof. Dr. Clever Sebastião Pereira Filho - Orientador	DEE (UFMG)	aprovado	
Prof. Dr. Fernando Henrique Silveira	DEE (UFMG)	APROVADO	
Prof. Dr. Luis Guilherme Monteiro Oliveira	Departamento de Engenharia Elétrica (IPUC/MG)	aprovado	

Tendo como base as deliberações dos membros da Comissão Examinadora a Dissertação de Mestrado foi aprovada. O resultado final de aprovado foi comunicado publicamente à Candidata pelo Presidente da Comissão, ressaltando que a obtenção do Grau de Mestre em ENGENHARIA ELÉTRICA fica condicionada à entrega do TEXTO FINAL da Dissertação de Mestrado. A Candidata terá um prazo máximo de 30 (trinta) dias, a partir desta data, para fazer as CORREÇÕES DE FORMA e entregar o texto final da Dissertação de Mestrado na secretaria do PPGEE/UFMG. As correções de forma exigidas pelos membros da Comissão Examinadora deverão ser registradas em um exemplar do texto da Dissertação de Mestrado, cuja verificação ficará sob a responsabilidade do Presidente da Banca Examinadora. Nada mais havendo a tratar o Presidente encerrou a reunião e lavrou a presente ATA, que será assinada pelo Presidente da Comissão Examinadora. Belo Horizonte, 27 de setembro de 2019.

  
ASSINATURA DO PRESIDENTE DA COMISSÃO EXAMINADORA

*À Deus, pelo dom da engenharia, ao meu avô, Mauro Macedo (in memorian), pelo carinho, sorriso, abraço e atenção proporcionados. Aos meus pais, Edmundo e Rozangela, pelo exemplo de família, amor, carinho e perseverança. Ao meu marido, Jonathan, pelo companheirismo, amizade, carinho, compreensão e incentivos durante esta caminhada. Ao meu amado filho, Arthur, pela sua inocência e alegria, que me incentivavam cada dia mais. Aos meus irmãos, Gracielle, Júnior e Marcos, pelo exemplo de amizade, carinho e companheirismo. Ao meu afilhado, Lucca, e sobrinhos, Kevin, Davi e Laurinha pela alegria proporcionada por seus sorrisos.*

## AGRADECIMENTOS

Primeiramente, agradeço à Deus e à Nossa Senhora por permitir chegar até aqui. Foram muitas graças alcançadas, um sonho está se realizando e tudo foi uma grande experiência. Novas amizades foram construídas, teve muito aprendizado e amadurecimento.

Agradeço aos meus pais, Edmundo e Rozangela, pelo apoio de sempre, por acreditarem nos meus sonhos e batalharem por eles, pelo exemplo de família carinhosa, educada e companheira, pelo exemplo de amor ao próximo. Tudo o que sou devo a vocês e não há palavras que possam expressar a minha gratidão.

Agradeço ao meu marido, Jonathan, que apareceu em minha vida para me fortalecer, incentivar, apoiar e servir de exemplo para terminar essa caminhada e continuar seguindo meus sonhos. Obrigada por cada abraço de conforto e palavras de incentivo para querer aprender e crescer ainda mais.

Agradeço ao meu filho, Arthur, que me proporcionou sorrisos e força para concluir esse trabalho.

Aos meus irmãos, Gracielle, Júnior e Marcos, por toda a força, exemplo de amizade que sempre me deram.

Ao meu afilhado, Lucca, e sobrinhos Kevin, Laurinha e Davi por me proporcionarem os momentos de inocentes de uma criança, com muita alegria e fofura.

Agradeço ao orientador deste trabalho, o Professor Clever Sebastião Pereira Filho, que me acolheu no mestrado e apoio para o término deste trabalho. Agradeço por todas as discussões e contribuições, pelo incentivo, dedicação e sabedoria proporcionadas.

Agradeço à Professora Maria Helena e ao amigo Edmar pelo apoio dedicado nesta reta final do trabalho.

Agradeço aos amigos da Sices Brasil LTDA, Alex Silva, Hellen Andriolli, André Toniolo, Thales Corrade, Melinda Cardoso, Rafael Nolasco, Beatriz Barros, Rodolfo Henrique, pelos momentos de descontração e trocas de conhecimentos para o desenvolvimento e conclusões deste trabalho.

Aos amigos do LRC, Letícia Caixeta, Fábio Donizete, Isabela Metzker, além dos já citados Edmar Arantes e Alex Silva, pelas dicas, conhecimentos e amizades proporcionadas durante este período.

Aos professores do LRC, Alberto De Conti, Fernando Siqueira, Silvério Visacro, por toda a amizade e sabedoria compartilhada durante este período.

Aos amigos da CEMIG, Beltrão, André, Sandro, Carlos Alberto, Eduardo, Renato, Eneres, Antônio, Daniel e Lili, por toda a amizade e conhecimento compartilhado durante o estágio.

Às amigas dos times de futsal e vôlei da engenharia por proporcionar momentos de descontração e lazer, perante momentos de estresse e angústias.

## RESUMO

O Brasil encontra-se em um cenário no qual a demanda por energia é crescente e questões de ordem ambiental e financeira se apresentam como entraves à viabilização de grandes empreendimentos. O papel a ser desempenhado por unidades geradoras conectadas aos sistemas de distribuição, a que se denomina Geração Distribuída (GD) é notável. Dentre as vantagens apresentadas pela GD cita-se, por exemplo, a redução do transporte da energia e, conseqüentemente, a redução das perdas elétricas e da necessidade da realização de investimentos para o atendimento de novas cargas. Incentivos governamentais a esse novo modelo e a elaboração das Resoluções Normativas nº 482 e 687 pela ANEEL, a qual reconhece a figura do autoprodutor de energia, assegurando seu livre acesso ao sistema elétrico, proporcionaram um grande aumento da participação de unidades de GD no mercado energético brasileiro. No entanto, a inserção de fontes de GD representa uma grande mudança de paradigma para as distribuidoras no que se refere ao seu planejamento, operação e manutenção. Isso porque a instalação dessas unidades transforma um sistema elétrico de distribuição anteriormente radial em um sistema em anel, com mais de uma fonte de contribuição para o curto-circuito. Essa mudança pode alterar significativamente o desempenho dos esquemas e equipamentos de proteção contra curtos-circuitos das distribuidoras, exigindo que novas medidas sejam adotadas a fim de garantir seu adequado funcionamento. Em Abril de 2020, a quantidade de sistemas de geração fotovoltaica em potência instalada corresponde a cerca de 93,3% dentre as gerações distribuídas. Nesse contexto, o objetivo deste trabalho é analisar como a conexão de acessante de minigeração fotovoltaica tem ocorrido no sistema elétrico, as perturbações trazidas por essas conexões, o desempenho dos esquemas de proteção. A metodologia utilizada neste trabalho se baseia na realização de uma revisão bibliográfica e apresentação de um estudo de caso para uma usina de minigeração fotovoltaica de 2,5 MVA onde são expostos os estudos de fluxo de potência, curto-circuito e proteção e seletividade necessários para a conexão desse tipo de usina ao sistema elétrico. A escolha por esta usina é porque a distribuidora de energia disponibilizou todos os dados do alimentador desde a Subestação, o que proporciona maior confiabilidade para os resultados obtidos. Estes estudos são realizados por meio do software Easypower versão 10.0.

Palavras-chave: Geração distribuída; Minigeração fotovoltaica; Fluxo de potência; Curto-circuito; Proteção e seletividade.

## ABSTRACT

Brazil is in a scenario in which the demand for energy is growing and environmental and financial issues are obstacles to the viability of large enterprises. The role to be played by grid-connected generation units, which is called Distributed Generation (DG), is remarkable. Among the advantages presented by DG is, for example, the reduction of transported energy that implies in the reduction of electrical losses and of investments to meet new loads. Governmental incentives for this new model and the elaboration of ANEEL's Normatives Resolutions No. 482 and 687, which recognizes the figure of the energy self-producer, ensuring their free access to the electric grid, provided a large increase in the participation of DG units in the Brazilian energy market. However, the insertion of DG sources represents a major paradigm shift for conventional energy distributors regarding their planning, operation and maintenance. This is due to the installation of these DG units which transforms a previously radial electrical distribution system into a meshed one with more than one source contributing to a short circuit. This modification may significantly change the performance of distributors' short circuit protection schemes and equipment, requiring new actions to be taken to ensure their proper operation. In April 2020, the amount of photovoltaic generation systems installed power corresponds to about 93,3% among distributed generations. In this context, the objective of this work is to analyze how the photovoltaic mini-generation connection have been occurred in the electrical system, the disturbances brought by these connections, and the performance of their protection schemes. The methodology used in this work is based on a literature review and a case study for a 2,5 MVA photovoltaic mini-generation plant where the necessary analysis for connection of this type of plant to the electrical system, namely, power flow, short circuit and protection and selectivity, are shown. The choice for this plant is because the energy distributor made available all data on the feeder from the Substation, which provides greater reliability for the results obtained. These studies are performed using Easypower software version 10.0.

Keywords: Distributed generation; Photovoltaic mini-generation; Power flow; Short-circuit; Protection and selectivity.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 - Fontes de Energia da Matriz Energética Brasileira (ANEEL, 2020). .....	29
Figura 2.2 - Irradiação Global Horizontal Média Anual no Brasil (Swera, s.d.).....	34
Figura 2.3 - Irradiação Global Horizontal Média Anual Mundial – adaptado de (Swera, s.d.).....	34
Figura 3.1 - Conexão da GD via LT/Alimentador exclusivo utilizando disjuntor no terminal da concessionária e no terminal do acessante. ....	37
Figura 3.2 - Conexão da GD via LT/Alimentador exclusivo utilizando disjuntor apenas no terminal da concessionária. ....	38
Figura 3.3 - Conexão de GD sem disjuntor LT/Alimentador pré-existente para atendimento de carga.....	39
Figura 3.4 - Circuito de contribuições do sistema e GD para falta a jusante do acessante. ....	39
Figura 3.5 - Circuito de contribuições para falta entre a concessionária e o acessante.....	40
Figura 3.6 - Diagrama unifilar da conexão Estrela Aterrada (AT) / Delta (MT).....	41
Figura 3.7 - Circuito de componentes simétricas para conexão Estrela Aterrada (AT) / Delta (MT). ....	42
Figura 3.8 - Diagrama de conexão do transformador de acoplamento Delta (concessionária) - Estrela Aterrada (acessante).....	43
Figura 3.9 - Diagrama de componentes simétricas para conexão do transformador de acoplamento Delta (concessionária) - Estrela Aterrada (acessante). ....	44
Figura 3.10 - Diagrama fasorial para falta fase terra. Fonte: Adaptado de (Mardegan, 2012).....	45
Figura 3.11 - Diagrama de sequência zero para a configuração de conexão dos enrolamentos de transformador de acoplamento em Estrela aterrada-Delta. ....	49
Figura 3.12 - Diagrama de sequência zero para a configuração de conexão dos enrolamentos de transformador de acoplamento em Delta-Estrela aterrada. ....	49
Figura 3.13 - Diagrama de sequência zero para a configuração de conexão dos enrolamentos de transformador de acoplamento em Estrela aterrada- Estrela aterrada. ....	49
Figura 4.1 – Rede MT com chaves fusíveis nos ramais e um religador na subestação.....	57
Figura 4.2 - Coordenograma para proteção seletiva.....	58
Figura 4.3 - Esquema Típico Religador - Fusível utilizado em alimentadores.....	59
Figura 4.4 - Coordenação Religador - Elo Fusível. Fonte: (Luiz, 2012).....	60
Figura 4.5 - Representação da proteção de sobrecorrente direcional de fase temporizada (67) pela associação de uma unidade de sobrecorrente temporizada (51) e de uma unidade direcional (32). (Luiz, 2012) .....	61
Figura 5.1 - Exemplo de aumento do nível de curto-circuito em função da contribuição de GD. ....	70
Figura 5.2 - Exemplo do esquema de conexão da GD ao sistema. ....	72
Figura 5.3 - Curva de operação do sistema fotovoltaico em função da frequência da rede para a desconexão por variação de frequência. Fonte: (ABNT, 2013).....	79
Figura 5.4 - Requisitos de suportabilidade a subtensões decorrentes de faltas na rede (fault ride through - FRT). Fonte: (ABNT, 2013) .....	80
Figura 5.5 - Resposta da corrente de curto-circuito do SG36KTL-M para uma queda de tensão (Sungrow Suplly Co., Ltd., 2018). ....	81

Figura 5.6 - Resposta da corrente de curto-circuito do SG60KTL para uma queda de tensão (Sungrow Suplly Co., Ltd., 2018).....	81
Figura 5.7 - Resposta da corrente de curto-circuito do SG125HV para uma queda de tensão (Sungrow Suplly Co., Ltd., 2018).....	82
Figura 5.8 - Resposta da corrente de curto-circuito do SG250HX para uma queda de tensão (Sungrow Suplly Co., Ltd., 2019).....	82
Figura 6.1 - Representação unifilar do sistema a ser estudado para conexão da Usina de Minigeração Fotovoltaica. ....	85
Figura 6.2 - Diagrama Unifilar Geral do Sistema da concessionária com a Usina Fotovoltaica modelado no software Easypower.....	92
Figura 6.3 - Diagrama fasorial de operação da função de proteção 67N no sentido direto.....	108
Figura 6.4 - Diagrama fasorial de operação da função de proteção 67N no sentido reverso. ....	112
Figura 6.5 - Coordenograma de Fase. ....	125
Figura 6.6 - Coordenograma de Neutro.....	126
Figura B.0.1 - Curto-circuito na barra SE 138KV. ....	150
Figura B.0.2 - Curto-circuito na barra SE 11.4KV. ....	151
Figura B.0.3 - Curto-circuito na barra B1.....	152
Figura B.0.4 - Curto-circuito na barra B2.....	153
Figura B.0.5 - Curto-circuito na barra B3.....	154
Figura B.0.6 - Curto-circuito na barra PTO ENTREGA.....	155
Figura B.0.7 - Curto-circuito na barra ALIM. SOLAR.....	156
Figura B.0.8 - Curto-circuito na barra PRIM TR1.....	156
Figura B.0.9 - Curto-circuito na barra QGBT.....	157

## LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1 - Níveis de Tensão Considerados para Conexão de Centrais Geradoras (ANEEL, 2017).....	36
Tabela 3.2 - Vantagens e Desvantagens de acordo com o tipo de conexão entre os enrolamentos do Transformador. .....	46
Tabela 3.3 - Comparativo do nível de contribuição de corrente vindo da GD durante um curto-circuito monofásico na relé elétrica da concessionária. ....	50
Tabela 4.1 - Tabela ANSI. Fonte: (IEEE, 2008).....	53
Tabela 4.2 - Intervalo de coordenação entre dispositivos de proteção.....	60
Tabela 5.1 - Níveis de Tensão em Regime Permanente Senoidal.....	69
Tabela 5.2 - Funções mínimas de proteção exigidas pelo Módulo 3 do PRODIST. Fonte: (ANEEL, 2017).....	73
Tabela 5.3 - Requisitos Mínimos de Proteção em Função da Potência Instalada segundo o Módulo 3 do PRODIST. Fonte: (ANEEL, 2017) .....	75
Tabela 5.4 - Proteções mínimas exigidas pelas principais distribuidoras em instalações de Minigeração com a utilização de inversores.....	76
Tabela 5.5 - Respostas às condições anormais de tensão. Fonte: (ABNT, 2013).....	77
Tabela 5.6 - Resultados do ensaio de curto-circuitos nos inversores. ....	83
Tabela 5.7 – Contribuição de Corrente de Curto-circuito para inversores da ABB.....	83
Tabela 6.1 - Representação da Demanda.....	86
Tabela 6.2 - Tensão Mínima e Máximas a serem respeitadas. ....	86
Tabela 6.3 - Tensão da Saída da Subestação. ....	86
Tabela 6.4 - Informações dos Trechos do Circuito da Figura 6.1.....	87
Tabela 6.5 - Nível de Curto-circuito no barramento de 138 kV da Concessionária. ....	87
Tabela 6.6 - Disjuntor Geral de Baixa Tensão.....	88
Tabela 6.7 - Relé de Média Tensão da UFV.....	88
Tabela 6.8 - Chave Fusível para proteção individual do Inversor Fotovoltaico. ....	88
Tabela 6.9 - Transformador de Potência da Usina Solar Fotovoltaica. ....	88
Tabela 6.10 - Transformador de Potencial Indutivo para Proteção.....	89
Tabela 6.11 - Transformado de Corrente para Proteção.....	89
Tabela 6.12 - Inversor Fotovoltaico da Usina Fotovoltaica.....	90
Tabela 6.13 - Módulo Fotovoltaico da Usina Fotovoltaica. ....	90
Tabela 6.14 - Configuração dos Arranjos de Módulos Fotovoltaicos por Inversor.....	90
Tabela 6.15 - Comparativos dos níveis de tensão em p.u. nos barramentos antes e depois da inserção da Usina Fotovoltaica (UFV). ....	93
Tabela 6.16 - Comparativo dos níveis de corrente de curto-circuito simétrica antes de depois da inserção da UFV. - Barras SE 138KV e SE 11.4KV.....	94
Tabela 6.17 - Comparativo dos níveis de corrente de curto-circuito simétrica antes de depois da inserção da UFV. - Barras B1 e B2.....	94
Tabela 6.18 - Comparativo dos níveis de corrente de curto-circuito simétrica antes de depois da inserção da UFV. - Barras B3 e PTO ENTREGA. ....	95

Tabela 6.19 - Resumo dos níveis de corrente de curto simétrica na UFV. – Barras ALIM. SOLAR, PRIM TR1 e QGBT. ....	95
Tabela 6.20 - Dados do relé do alimentador da Distribuidora onde será conectada a UFV.....	96
Tabela 6.21 - Dados de proteção por corrente do relé geral da cabine de entrada de energia.....	97
Tabela 6.22 - Dados de proteção por tensão do relé geral da cabine de entrada de energia.....	97
Tabela 6.23 - Correntes de curto-circuito nos pontos de instalação dos equipamentos de proteção. ....	100
Tabela 6.24 - Resumo dos ajustes de sobrecorrente 50/51 do relé NVA100X-G.....	106
Tabela 6.25 - Valor das Correntes de fase passantes pelo relé de proteção em faltas envolvendo a terra a jusante do mesmo. ....	107
Tabela 6.26 - Valor das Tensões de fase no relé de proteção em faltas envolvendo a terra a jusante do mesmo. ....	107
Tabela 6.27 - Tensão e Corrente de sequência zero no relé de proteção para faltas envolvendo a terra a jusante do mesmo. ....	107
Tabela 6.28 - Resumo dos ajustes de sobrecorrente 67N sentido direto do relé NVA100X-G. ....	110
Tabela 6.29 - Valor das Correntes de fase passantes pelo relé de proteção em faltas envolvendo a terra a montante do mesmo. ....	111
Tabela 6.30 - Valor das Tensões de fase no relé de proteção em faltas envolvendo a terra a montante do mesmo. ....	111
Tabela 6.31 - Tensão e Corrente de sequência zero no relé de proteção para faltas envolvendo a terra a montante do mesmo. ....	112
Tabela 6.32 - Resumo dos ajustes de sobrecorrente 67N sentido reverso do relé NVA100X-G.....	114
Tabela 6.33 - Resumo dos ajustes de sobrecorrente de fase por restrição de tensão do relé NVA100X-G.....	117
Tabela 6.34 - Ajustes das Proteções por Tensão.....	117
Tabela 6.35 - Resumo dos ajustes de tensão do relé NVA100X-G. ....	118
Tabela 6.36 - Ajustes das Proteções por Frequência.....	118
Tabela 6.37 - Resumo dos ajustes de frequência do relé NVA100X-G.....	119
Tabela 6.38 - Resumo dos ajustes de falha do disjuntor do relé NVA100X-G.....	120
Tabela 6.39 - Proteções do Relé Ekip Touch LSIG. ....	120
Tabela 6.40 - Ajuste da Proteção de tempo Longo de fase (L).....	121
Tabela 6.41 - Ajuste da Proteção de tempo Curto de fase (S). ....	122
Tabela 6.42 - Ajuste da Unidade de Proteção Instantânea de fase (I).....	123
Tabela 6.43 - Ajuste da Unidade de Proteção de Terra (G).....	123
Tabela 6.44 - Tempos de atuação das proteções por corrente. ....	127
Tabela 6.45 - Intervalo de coordenação entre dispositivos de proteção.....	127
Tabela 6.46 - Intervalo de Coordenação entre os Dispositivos de Proteção Instalados na Usina. ....	128

## LISTA DE ABREVIATURAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ABSOLAR	Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANSI	American National Standards Institute
APE	Autoprodutores de Energia Elétrica
AT	Alta Tensão
BIG	Banco de Informações de Geração
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
BT	Baixa Tensão
CA	Corrente Alternada
CGHs	Centrais Geradoras Hidrelétricas
Chesf	Companhia Hidroelétrica do São Francisco
CONFAZ	Conselho Nacional de Política Fazendária
DT	Dial de Tempo
DTT	Direct transfer trip
EI	Extremamente Inversa
FV	Fotovoltaico
GD	Geração Distribuída
GS	Ground Sensor
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
IEC	International Electrotechnical Commission
IEEE	Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos
INMETRO	Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia
IPI	Impostos sobre Produtos Industrializados
LT	Linha de Transmissão
MG	Minas Gerais
MI	Muito Inversa
MT	Média Tensão
NBR	Norma Brasileira
PE	Pernambuco
PIE	Produtores Independentes de Energia

PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
ProGD	Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica
PROINFA	Programa de Incentivos às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
PRONAF	Programa Nacional de Fortalecimento da Agricultura Familiar
RA	Religamento Automático
RJ	Rio de Janeiro
RMS	Root Mean Square
ROCOF	Rate os Change of Frequency
RPS	Regime Permanente Senoidal
RTC	Relação de Transformação de Corrente
RTP	Relação de Transformação de Tensão
SE	Subestação
SEP	Sistema Elétrico de Potência
TC	Transformador de Corrente
TE	Tarifa de Energia
TP	Transformador de Potencial
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
TUST	Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão
UFV	Usina Fotovoltaica

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO .....</b>	<b>19</b>
1.1	Apresentação do problema.....	19
1.2	Relevância do Estudo.....	20
1.3	Metodologia.....	21
1.4	Organização da Dissertação.....	22
<b>2</b>	<b>O SETOR ELÉTRICO NACIONAL E O SISTEMA DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA.....</b>	<b>24</b>
2.1	Histórico do Setor Elétrico Brasileiro.....	24
2.2	O Novo Modelo do Setor Elétrico.....	25
2.3	A Geração Distribuída no Contexto Atual.....	26
2.4	Definição de Geração Distribuída.....	27
2.5	Tecnologias de GD utilizando fontes renováveis .....	29
2.6	O Sistema Fotovoltaico e a legislação atual de GD no Brasil .....	31
2.7	Interface da Tecnologia Fotovoltaica com a Rede Elétrica .....	35
<b>3</b>	<b>FORMAS DE CONEXÃO DOS ACESSANTES DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA..</b>	<b>36</b>
3.1	Formas de Conexão de GD ao Sistema Elétrico.....	36
3.1.1	Conexão da GD diretamente à Subestação (SE) da concessionária através de alimentador / linha exclusiva ou SE exclusiva .....	37
3.1.2	Conexão da GD a alimentador ou linha pré-existentes. ....	38
3.2	Avaliação da Conexão dos Transformadores de Acoplamento.....	40
3.2.1	Ligação Estrela aterrada (concessionária) – Delta (acessante).....	41
3.2.2	Ligação Delta (concessionária) – Estrela aterrada (acessante).....	43
3.2.3	Ligação Estrela aterrada – Estrela aterrada .....	46
3.2.4	Análise Comparativa .....	46
<b>4</b>	<b>IMPACTOS CAUSADOS PELA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NOS SISTEMAS DE PROTEÇÃO.....</b>	<b>52</b>
4.1	Designação das Funções de Proteção e de Termos relacionados .....	53
4.2	Condições de Aterramento do Sistema.....	55
4.3	Filosofia de Proteção de Sistemas de Distribuição de Média Tensão .....	56

4.3.1	Coordenação de proteção de alimentadores .....	58
4.3.2	Impacto da GD na Direcionalidade das Proteções .....	61
4.3.3	Ilhamento e Proteção .....	62
4.4	Religamento Automático .....	64
<b>5</b>	<b>ESTUDOS PARA A CONEXÃO DA MINIGERAÇÃO FOTOVOLTAICA AO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO .....</b>	<b>66</b>
5.1	Fluxo de Potência.....	66
5.2	Curto-Circuito.....	69
5.3	Proteção do Sistema.....	71
5.3.1	Proteções do Inversor Fotovoltaico para conexão à rede elétrica.....	77
5.3.1.1	Variação de tensão.....	77
5.3.1.2	Variação de frequência.....	78
5.3.1.3	Proteção contra ilhamento .....	79
5.3.1.4	Requisitos de suportabilidade a subtensões decorrentes de faltas na rede ( <i>fault ride through</i> – FRT) .....	79
5.3.1.5	Proteção contra curto-circuito .....	80
<b>6</b>	<b>ESTUDO DE CASO .....</b>	<b>85</b>
6.1	Dados dos equipamentos e do sistema.....	85
6.1.1	Dados fornecidos pela distribuidora .....	85
6.1.2	Dados dos componentes da Usina Fotovoltaica .....	87
6.2	Análise do Estudo de Fluxo de Potência .....	93
6.3	Análise do Estudo de Curto-circuito.....	94
6.4	Estudo de Proteção e Seletividade do Sistema .....	96
6.4.1	Corrente Nominal do Transformador da UFV.....	98
6.4.2	Corrente de Magnetização do Transformador .....	98
6.4.3	Ponto ANSI do Transformador.....	99
6.4.4	Corrente de Demanda .....	99
6.4.5	Correntes de Curto-circuito no ponto de instalação dos equipamentos.....	99
6.4.6	Dimensionamento dos TC's de Proteção.....	101
6.4.7	Ajustes do Relé da UFV (NVA100X-G).....	103
6.4.7.1	Ajuste das Proteções de Sobrecorrente (50/51).....	103
6.4.7.1.1	Proteção de Fase – Unidade Instantânea (50).....	103

6.4.7.1.2	Proteção de Fase – Unidade Temporizada (51).....	104
6.4.7.2	Ajuste da Proteção de Sobrecorrente Direcional de Neutro no Sentido Direto (67N) .....	106
6.4.7.2.1	Proteção de Neutro – Unidade Instantânea no Sentido Direto (50N).....	108
6.4.7.2.2	Proteção de Neutro – Unidade Temporizada no Sentido Direto (51N)..	109
6.4.7.3	Ajuste da Proteção de Sobrecorrente Direcional de Neutro no Sentido Reverso (67N) .....	111
6.4.7.3.1	Proteção de Neutro – Unidade Instantânea no Sentido Reverso (50N)..	112
6.4.7.3.2	Proteção de Neutro – Unidade Temporizada no Sentido Reverso (51N)	113
6.4.7.4	Ajuste da Proteção de Sobrecorrente com Restrição de Tensão (51V).....	115
6.4.7.5	Ajuste das Proteções por Tensão (27/59).....	117
6.4.7.6	Ajuste da Proteção por Frequência (81 O/U) .....	118
6.4.7.7	Ajuste para a Função Falha Disjuntor (50BF).....	119
6.4.8	Ajustes das Proteções BT do Relé Ekip Touch LSIG .....	120
6.4.8.1	Determinação dos Ajustes da Unidade de Tempo Longo – Proteção Contra Sobrecarga (L) .....	121
6.4.8.2	Determinação dos Ajustes da Unidade de Tempo Curto – Proteção Seletiva contra Curtos-circuitos (S).....	122
6.4.8.3	Determinação dos Ajustes da Unidade Instantânea – Proteção Instantânea Contra Curtos-circuitos (I) .....	123
6.4.8.4	Determinação dos Ajustes da Unidade de Terra – Proteção Contra Falha à Terra (G) .....	123
6.4.9	Coordenogramas de Sobrecorrente.....	124
<b>7</b>	<b>CONSIDERAÇÕES FINAIS E TRABALHOS FUTUROS.....</b>	<b>130</b>
	<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>	<b>134</b>
	<b>APÊNDICE A - ESTUDO DE FLUXO DE POTÊNCIA .....</b>	<b>138</b>
A.1	- Sistema Com Demanda De Carga Leve .....	138
A.2	- Sistema Com Demanda De Carga Média .....	142
A.3	- Sistema Com Demanda De Carga Pesada .....	146
	<b>APÊNDICE B - ESTUDO DE CURTO-CIRCUITO .....</b>	<b>150</b>

B.1 – Local da Falta: SE 138kV .....	150
B.2 – Local da Falta: SE 11.4kV .....	151
B.3 – Local da Falta: B1 .....	152
B.4 – Local da Falta: B2 .....	153
B.5 – Local da Falta: B3 .....	154
B.6 – Local da Falta: PTO ENTREGA.....	155
B.7 – Local da Falta: ALIM. SOLAR .....	156
B.8 – Local da Falta: PRIM TR1 .....	156
B.9 – Local da Falta: QGBT .....	157

# 1 INTRODUÇÃO

## 1.1 Apresentação do problema

A confiabilidade de um sistema de energia está intimamente ligada ao desempenho de seus esquemas de proteção. No entanto, o modelo de sistema elétrico baseado em uma única fonte de energia, para o qual os esquemas de proteção contra curtos-circuitos foram projetados, vem sendo rapidamente alterado pela conexão de unidades de geração distribuída (GD). Essa mudança de paradigma representa um desafio para a forma tradicional de eliminar falhas do sistema e, portanto, requer uma análise apurada dos impactos causados por essas conexões a fim de validar ou balizar a adoção de novas filosofias de proteção pelas distribuidoras.

O objetivo deste trabalho é analisar como a conexão de acessante de minigeração distribuída fotovoltaica tem ocorrido no sistema elétrico, as perturbações trazidas por essas conexões, o desempenho dos esquemas de proteção e apresentar um estudo de caso para uma usina fotovoltaica de 3,12 MWp, onde são expostos os estudos de fluxo de potência, curto-circuito e proteção e seletividade necessários para a conexão desse tipo de geração ao sistema elétrico.

Incentivos governamentais e as Resoluções Normativas nº 482 e 687 fizeram com que a GD despontasse como uma nova possibilidade de exploração do mercado de energia. Localizada, por definição, próxima aos centros de carga, as unidades geradoras conectadas à rede de distribuição, além de suprirem a energia demandada localmente, possuem condições próprias para desempenhar um papel importante no conjunto do sistema elétrico.

Outro fator propulsor da GD está ligado ao forte apelo da sociedade pela utilização de fontes renováveis de energia. Atualmente, a quantidade de sistemas de geração fotovoltaica em potência instalada corresponde a cerca de 92,7% dentre as gerações distribuídas, segundo dados da ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica). São 2,5 GW em capacidade instalada, dos quais 2,3 GW são de usinas solares (ABSOLAR, 2020).

Quando se trata da regulamentação brasileira, a maioria das concessionárias seguem o Módulo 3 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) no que diz respeito às proteções mínimas necessárias em sistemas com acessantes de GD, ou seja, não separam em suas normas as especificações quanto às funções de proteção para sistemas que fazem uso ou não de inversores. O funcionamento de um sistema fotovoltaico é diferente ao ser comparado com geradores que utilizam máquinas rotativas, deste modo, algumas proteções necessárias às máquinas rotativas não são necessárias quando se utilizam inversores fotovoltaicos para conexão à rede elétrica.

## 1.2 Relevância do Estudo

Toda energia que recebemos diariamente vem do sol. Considerada uma fonte inesgotável de energia, amplamente disponível e gratuita, o sol fornece em um único dia, mais energia que a demanda de todos os habitantes do planeta durante um ano. A luz solar, fonte de energia essencial para a sobrevivência do planeta, também pode nos prover eletricidade de forma limpa e renovável (Eletrosul, 2014).

A instalação de minigeradores fotovoltaicos é uma alternativa que permite o crescimento da matriz energética brasileira e apresenta diversas vantagens na sua aplicação. É possível destacar vantagens como:

- A aplicação dos módulos fotovoltaicos ser modular, ou seja, adaptável ao consumo desejado, podendo iniciar com poucos módulos e ir aumentando a quantidade conforme a necessidade, bastando interligar ou desconectar partes do sistema;
- Podem ser instalados em qualquer local contanto que expostos ao sol e sem sombreamento. Isto permite fontes de energia em locais remotos, embarcados e inclusive no espaço;
- Não produz resíduos e sua manutenção é inexistente se desconsiderarmos a limpeza a ser efetuada no painel;
- Geração elétrica através de uma fonte inesgotável para o ser humano e sem custo;
- Redução dos investimentos em linhas de transmissão e distribuição;
- O impacto ambiental gerado durante a geração é menor do que o provocado pelas fontes de energia como carvão, petróleo e gás, já que não produzem dióxido de carbono ou outros gases que contribuem com o efeito estufa;
- Reduzem a dependência energética da sociedade aos combustíveis fósseis;
- Os módulos fotovoltaicos são cada dia mais eficientes ao mesmo tempo que seu custo diminui, tornando cada vez mais viável economicamente a solução pela energia solar;

O Brasil, considerando o nível elevado de radiação solar, a sua extensão territorial e as características de dispersão de sua população, está seguramente destinado a ser um grande usuário dessa tecnologia. Observa-se, principalmente nas regiões Norte, Nordeste e Centro-Oeste, um significativo número de pessoas residindo em locais isolados e distantes da rede elétrica existente. O atendimento de muitos deles por meio da extensão da rede elétrica mostra-se inviável a curto, médio e, mesmo, longo prazo, tendo em vista o baixo consumo previsto, o alto custo de instalação e a ausência de rentabilidade. A alternativa fotovoltaica revela-se, em

muitos casos, como uma alternativa factível e de menor custo que a extensão da rede elétrica, podendo viabilizar, em prazos relativamente curtos, o atendimento a essa população.

Diante dos incentivos governamentais, a regulamentação do setor e do recente crescimento na quantidade de sistemas fotovoltaicos de GD instalados no Brasil, é importante analisar os impactos da conexão destes acessantes de GD no sistema elétrico e o desempenho dos esquemas de proteção.

### 1.3 Metodologia

Para a realização deste trabalho, foi realizada uma revisão bibliográfica com foco nos impactos ocasionados pela conexão dessas unidades de geração aos esquemas de proteção das distribuidoras, sendo realizado ainda um estudo de caso que exemplificará os estudos básicos necessários para a conexão de minigerações distribuídas no sistema elétrico. Este estudo será realizado por meio do software Easypower versão 10.0.

O Easypower é um software pago desenvolvido por uma empresa norte-americana, tem uma interface bastante intuitiva e apresenta recursos que podem acelerar a produtividade do trabalho. É possível customizar o software conforme a necessidade, pois o mesmo apresenta, como por exemplo, os seguintes módulos:

- *IEC ShortCircuit*: Verifica instantaneamente dispositivos de proteção e classificações dos equipamentos de acordo com IEC 60909, IEC 60056, IEC 62271, IEC 60947-2 e IEC 60127;
- *ANSI ShortCircuit*: Verifica instantaneamente dispositivos de proteção e classificações dos equipamentos de acordo com ANSI C37.010, ANSI C37.5, ANSI C37.13, NEMA AB-1 / UL-489, NEC e NFPA 70E;
- *Arcflash*: Segue confidentemente as regulações e os requerimentos do programa de segurança da OSHA e NFPA 70E. Calcula resultados de energia incidente até 800kV, conforme IEEE 1584 (2002 e 2018), NFPA 70E D.2, D.3 e V7.0 *Enhanced* (baseada nas equações IEEE 1584-2002);
- *PowerProtector*: Garante precisamente proteção e confiabilidade com coordenação dos dispositivos de proteção.
- *PowerFlow*: Otimiza, inteligentemente, tensão, corrente e fluxos de carga. Utiliza como prática recomendada IEEE Std-399 (*Brown Book*).
- *Spectrum*: Identifica e mitiga sem esforço, harmônicos e problemas de qualidade de energia. Conforme normas IEEE 519, C57.110, UL 1561.

- *Dynamic Stability*: Simula precisamente interação dinâmica entre máquinas, redes e ações de dispositivos de proteção.
- *Transient Motor Starting*: Calcula precisamente tempos de partida, velocidade, torque, queda de tensão do sistema, interação com relés e mais.
- *SmartDesign*: Simplifica o processo de projeto: automaticamente dimensiona cabos, disjuntores, fusíveis, painéis, barramentos etc. – conforme requerimentos da NEC.
- *SmartPDC*: Simplifica o processo de coordenação dos dispositivos de proteção. Com um clique, define os parâmetros dos dispositivos de proteção sem precisar ter um conhecimento extensivo de engenharia ou treinamento adequado.
- *Reliability*: Quantifica a confiabilidade, disponibilidade e impacto de custo do tempo de inatividade do seu sistema elétrico de potência, conforme IEEE Std-493 (*Gold Book*).
- *Revit Integrator*: Eficiente integrador de dados bidirecional entre *Autodesk Revit* e *EasyPower*, permitindo resultados de análise do sistema no modelo do *Revit*.

Para a elaboração dos estudos apresentados neste trabalho são utilizados os módulos *ANSI ShortCircuit*, *PowerProtector* e *PowerFlow*.

#### 1.4 Organização da Dissertação

A presente dissertação está dividida em sete capítulos. A sequência apresentada foi formada com base na ordem dada como mais didática para entendimento do trabalho na opinião do autor.

O primeiro capítulo corresponde à introdução ao problema da conexão de GD ao sistema elétrico e a descrição de seus esquemas de proteção, além da relevância para a realização do mesmo.

No segundo capítulo apresenta-se um breve histórico do desenvolvimento do setor elétrico no Brasil a fim de contextualizar as razões que levaram à grande inserção da GD verificada nos últimos anos. Também são avaliadas as principais tecnologias de GD e suas respectivas penetrações no mercado brasileiro.

No terceiro capítulo são avaliadas as configurações de conexão de GD e as formas de ligação dos transformadores com os aspectos positivos e negativos do ponto de vista da proteção.

No quarto capítulo é apresentada uma revisão de conceitos referentes às condições de aterramento dos sistemas, filosofias de proteção e religamento automático.

No quinto capítulo é apresentada uma revisão de conceitos referentes aos estudos de fluxo de potência, curto-circuito e proteção e seletividade. É realizada uma comparação dos principais aspectos de proteção na presença de unidades de minigeração que utilizam inversores fotovoltaicos apontados no PRODIST além dos requisitos das normas de conexão de acessantes das distribuidoras: Cemig, Energisa, Light, CPFL, Copel, Enel e EDP.

Após toda a revisão bibliográfica apresentada nos capítulos anteriores, o capítulo seis abordará um estudo de caso de uma usina de minigeração fotovoltaica de 3,12 MWp onde serão apresentadas as análises do estudo de fluxo de potência e curto-circuito, além de exposto o estudo de proteção e seletividade para a usina.

Por fim, as considerações finais, contendo um resumo de toda a dissertação, das análises realizadas e sugestões de trabalhos futuros, são apresentadas no capítulo sete.

A dissertação ainda conta com anexos. No primeiro anexo são apresentados os resultados do estudo de fluxo de potência antes e após a inserção da usina considerada no estudo de caso capítulo 6 para os patamares de carga leve, média e pesada. No segundo anexo são apresentados os resultados do estudo de curto-circuito para todos os quatro tipos de falta (monofásico à terra, bifásico, bifásico à terra, trifásico) em cada barra do sistema.

## 2 O Setor Elétrico Nacional e o Sistema de Geração Distribuída

### 2.1 Histórico do Setor Elétrico Brasileiro

A utilização de eletricidade no Brasil teve início em 1883, com a entrada em operação da primeira usina de energia elétrica da América Latina, chamada Hidrelétrica de Ribeirão do Inferno, construída em Diamantina (MG) e destinada ao uso de uma mineradora. Na época tinha a maior linha de transmissão do mundo com 2 km de extensão.

A partir de 1884, a energia elétrica foi considerada como um bem de utilidade pública, através da concessão de privilégio para a exploração da iluminação pública dada pelo Imperador D. Pedro II a Thomas Edson. Foram instaladas 39 lâmpadas em ruas da cidade de Campos (RJ), supridas por uma usina termelétrica com potência de 25 kW.

Em 1889, entrou em operação a primeira usina hidrelétrica para serviço público: Marmelos Zero. Ela foi construída no Rio Paraíba, na região de Juiz de Fora (MG) e possuía uma potência de 250 kW. Já em 1900, a potência instalada no país chegou a 12 MW, sendo 6,5 MW proveniente de termelétricas e 5,5 MW de hidrelétricas. (CEMIG, 2012)

Na década de 20, verificou-se o aumento do número de usinas no país. Em 1930, a potência instalada no Brasil atingiu cerca de 350 MW e compunha-se em sua maioria por usinas hidrelétricas operando a “fio d’água”, ou com pequenos reservatórios de regularização diárias, pertencentes a indústrias e Prefeituras Municipais.

Após o fim da Segunda Guerra Mundial, seguindo uma tendência mundial, as usinas hidrelétricas passaram a ser cada vez maiores para se reduzir os custos de instalação e de geração. Nesse período, foi construída a primeira grande usina, Paulo Afonso I, com potência de 180 MW e em seguida as usinas de Furnas e Três Marias, com potência de 1.300 MW e 396 MW, respectivamente, todas com grandes reservatórios de regularização plurianual (Ferreira, 2002).

Em 1950, a potência instalada no Brasil chegou a 1.883 MW, capacidade ainda insuficiente para evitar a ocorrência de uma crise energética ocasionada pela falta de investimentos aliada a um longo período de escassez de chuvas na região Sudeste. Essa crise resultou em racionamento de energia em São Paulo, Rio de Janeiro e Minas Gerais.

Sendo necessário expandir o sistema e não havendo recursos privados disponíveis, a tendência do momento político e econômico do país levou, nas décadas de 1960 e 1970, a um processo de desenvolvimento calcado em iniciativas estatais, sob o financiamento de organismos nacionais e internacionais.

Os anos posteriores foram críticos para o setor elétrico. Profundas transformações na estrutura produtiva e no grau de urbanização do país aumentaram o consumo brasileiro de energia elétrica em taxas elevadas e bem superiores às da população. Sucessivos governos passaram a usar a capacidade de endividamento das empresas de eletricidade para obter os dólares necessários ao pagamento dos juros a credores externos. Eles também reprimiram sistematicamente reajustes de tarifas, para conter a inflação. Assim foi criado um quadro de grave estrangulamento financeiro no setor.

Evidenciou-se um risco eminente de déficit de energia, que exigia valores elevados de investimentos para ser solucionado. No entanto, o governo havia esgotado sua capacidade de financiamento e endividamento, fazendo com que o setor elétrico brasileiro não dispusesse de recursos financeiros para aumento da produção.

No início da década de 1990, o programa de obras de geração foi paralisado, sendo iniciada uma reestruturação institucional, com a finalidade de reduzir a presença do Estado na economia. O objetivo dessa reestruturação era tornar o mercado de energia lucrativo e dessa forma atrair investimentos privados. (CEMIG, 2012)

## 2.2 O Novo Modelo do Setor Elétrico

O novo modelo do Setor Elétrico, inaugurado pela lei 9.427/96, instituiu a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e definiu, entre outras coisas, as regras de entrada, tarifas e estruturas de mercado. As reformas setoriais promovidas pela reestruturação se basearam em três pilares: a introdução de competição nos segmentos de geração e comercialização de energia, a criação de instrumentos regulatórios para a defesa da concorrência nos segmentos competitivos (desverticalização, tarifas de uso de redes não discriminatórias, etc.), com garantia de livre acesso aos sistemas de energia elétrica e, por fim, o desenvolvimento de mecanismos de regulação incentivada nos segmentos que permaneceram como monopólio natural, tais como o fornecimento de energia no mercado cativo e transmissão, incluindo ainda mecanismos de regulação da rede de transmissão (Pires, 2000).

A nova legislação de serviços públicos definia regras específicas para as concessões dos serviços de eletricidade e reconheceu a figura do produtor independente de energia, assegurando a ele o livre acesso aos sistemas de transmissão e distribuição. Com isso, os grandes consumidores ficaram livres do monopólio comercial das concessionárias. No entanto, essas medidas não foram suficientes para promover o crescimento adequado do parque gerador do país em função do crescimento da demanda.

Em 2001, o país viveu a maior crise energética de sua história. O racionamento provocou um grande impacto na cadeia produtiva do país e na vida da população, tornando a questão do suprimento de energia um fator de preocupação para toda a sociedade e setores produtivos. (CEMIG, 2012)

O receio da falta de energia fez com que houvesse um forte incentivo governamental para a realização de investimentos em geração e em fontes alternativas de energia, sendo instituído o Programa de Incentivos às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA). O PROINFA teve como objetivo aumentar a participação de produtores independentes autônomos na produção de energia elétrica do país, através de biomassa, pequenas centrais hidrelétricas e fontes eólicas. Várias empresas também passaram a investir em sua própria geração, através de grupos motores geradores, visto o custo elevado representado pela escassez de energia.

Nos anos que se seguiram ao racionamento, o consumo de energia no país continuou a crescer a taxas muito superiores às da economia, mostrando que, a despeito das mudanças às quais o país estava sujeito, o consumo de energia elétrica seguia uma trajetória de crescimento permanente, fazendo com que fosse necessária a constante expansão do parque gerador.

### 2.3 A Geração Distribuída no Contexto Atual

A GD ganhou importância mundial no atendimento às necessidades de energia elétrica a partir das últimas décadas, quando muitos países optaram pelo regime de competição no setor energético e passaram a incentivar a evolução de tecnologias de geração com eficiência e confiabilidade, mesmo em baixas potências.

Segundo dados do relatório de 2019 da Agência Internacional de Energia (IEA), a China em 2018 era o país com maior capacidade cumulativa de sistemas fotovoltaicos instalados, sendo este valor equivalente a 176,1 GW, seguida pelos Estados Unidos com 62,2 GW, o Japão com 56,0 GW e a Alemanha com 45,4 GW. (IEA PVPS, 2019)

No Brasil, a operação desse sistema só teve início na década de 90, a partir da reestruturação do setor elétrico, que proporcionou um aumento do interesse de empresas privadas em investir na produção de energia elétrica, a partir de incentivos governamentais.

Um dos principais enfoques da GD é a possibilidade de uma maior diversificação da tecnologia empregada, o que leva a um uso mais racional das fontes de produção de energia elétrica. Ela também proporciona um melhor aproveitamento da sazonalidade à qual alguns tipos de geração estão submetidos, fazendo com que haja uma melhor complementação à geração hidráulica. A GD também é vantajosa frente à geração centralizada, no que diz respeito

à economia em investimentos na transmissão e distribuição de energia e à redução das perdas elétricas nesses sistemas, melhorando o serviço de energia elétrica. (Luiz, 2012)

Outros fatores que fazem da GD uma alternativa atraente à expansão do parque gerador do país são:

- Baixo custo de investimento para construção de unidades de geração;
- Curto espaço de tempo para instalação e facilidade de alocação;
- Atendimento mais rápido ao crescimento da demanda ou à demanda reprimida;
- Baixo custo de operação e manutenção das unidades de geração;
- Redução dos grandes impactos ambientais causados pelas linhas de transmissão e áreas de reservatórios da geração centralizada.

#### 2.4 Definição de Geração Distribuída

A estrutura do sistema elétrico brasileiro se baseou por um longo tempo unicamente na centralização da geração. A energia era então transmitida por longas distâncias, até chegar aos centros de carga, usando linhas de transmissão de diferentes níveis de tensão. O objetivo dessa topologia era prover economia, segurança, confiabilidade e qualidade do suprimento, através de um despacho central.

Os sistemas de distribuição eram então projetados e operados para uma topologia radial sem a presença intermediária de fontes de energia, tal que o fluxo de potência fluía somente em uma direção.

No entanto, a reestruturação do sistema elétrico, ocorrida em diversos países, incluindo o Brasil, possibilitou a alteração desse paradigma, trazendo novos desafios e tornando economicamente interessante a operação de geradores em paralelo com os sistemas de distribuição. Essa nova alternativa de topologia é conhecida como GD e, a cada dia, se consolida como uma tendência.

Considera-se geração distribuída toda produção de energia elétrica proveniente de agentes concessionários, permissionários ou autorizados conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador, exceto aquela proveniente de: hidrelétricas com capacidade instalada superior a 30 MW; termelétrico, inclusive cogeração, com eficiência energética inferior a 75%.

No Brasil, o aumento do interesse pelas questões relativas à GD ocorreu com o surgimento de novos agentes no mercado de energia, chamados Produtores Independentes de

Energia (PIE) e Autoprodutores de Energia Elétrica (APE), regulamentados pela lei das concessões 9075/95 e pelo decreto nº 2003 de 10/09/1996.

O decreto nº 2003 definiu, entre outras coisas, que o PIE constitui-se de pessoa jurídica ou consórcio que recebia concessão ou autorização para produção de energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da energia produzida, por sua conta e risco. O decreto também definiu o APE como pessoa física, jurídica ou empresas reunidas em consórcio, que recebiam concessão ou autorização para produzir energia elétrica para o seu uso exclusivo.

Outro item importante nesse decreto foi o estabelecimento da garantia de acesso aos sistemas de distribuição, para utilização e comercialização da energia produzida, mediante ressarcimento do custo de transporte envolvido, ainda que com descontos pertinentes. Essas definições governamentais fizeram com que a GD despontasse como uma nova possibilidade de exploração do mercado de energia. Localizada, por definição, próxima dos centros de carga, as unidades geradoras conectadas à rede elétrica de distribuição, além de suprirem a energia demandada localmente, possuem condições próprias para desempenhar um papel importante no conjunto do sistema elétrico. Até mesmo quando fora de operação, como é o caso dos geradores de emergência, a GD propicia o aumento da reserva de potência junto à carga, reduzindo os riscos de instabilidade e aumentando a confiabilidade do suprimento.

Em 2012, a ANEEL lançou a Resolução Normativa nº 482, a qual estabelece as condições gerais para acesso de gerações distribuídas aos sistemas de distribuição de energia elétrica e o sistema de compensação de energia elétrica (modelo “*net metering*”). Em 24 de Novembro de 2015 a ANEEL lançou a Resolução Normativa nº 687 a qual complementa a 482. A geração distribuída pode ser classificada em Microgeração Distribuída e Minigerção Distribuída, a primeira compreende centrais geradoras com potência instalada inferior a 75 kW e a segunda com potência superior a 75 kW e inferior a 3 MW (fontes hídricas) e 5 MW (demais fontes). Na sessão 2.6 será apresentado mais detalhes sobre estas resoluções. (ANEEL, Resolução Normativa nº 482, 2012) (ANEEL, Resolução Normativa nº 687, 2015)

## 2.5 Tecnologias de GD utilizando fontes renováveis

Na matriz energética brasileira, as fontes renováveis de energia respondem por 82% da geração de energia elétrica. A Figura 2.1 apresenta informações referentes à Matriz Elétrica Brasileira, atualizadas pela ANEEL em Março de 2020, e fornece uma visão nítida sobre a participação das fontes renováveis na produção de energia (ANEEL, 2020).

No dia 03 de Abril de 2020 a Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (ABSOLAR) divulgou que a fonte mais utilizada para micro e minigeração distribuída, pelos consumidores brasileiros, é a solar fotovoltaica, com 208,3 mil micro e mini usinas e cerca de 2,5 gigawatts (GW) de potência instalada. (ABSOLAR, 2020)

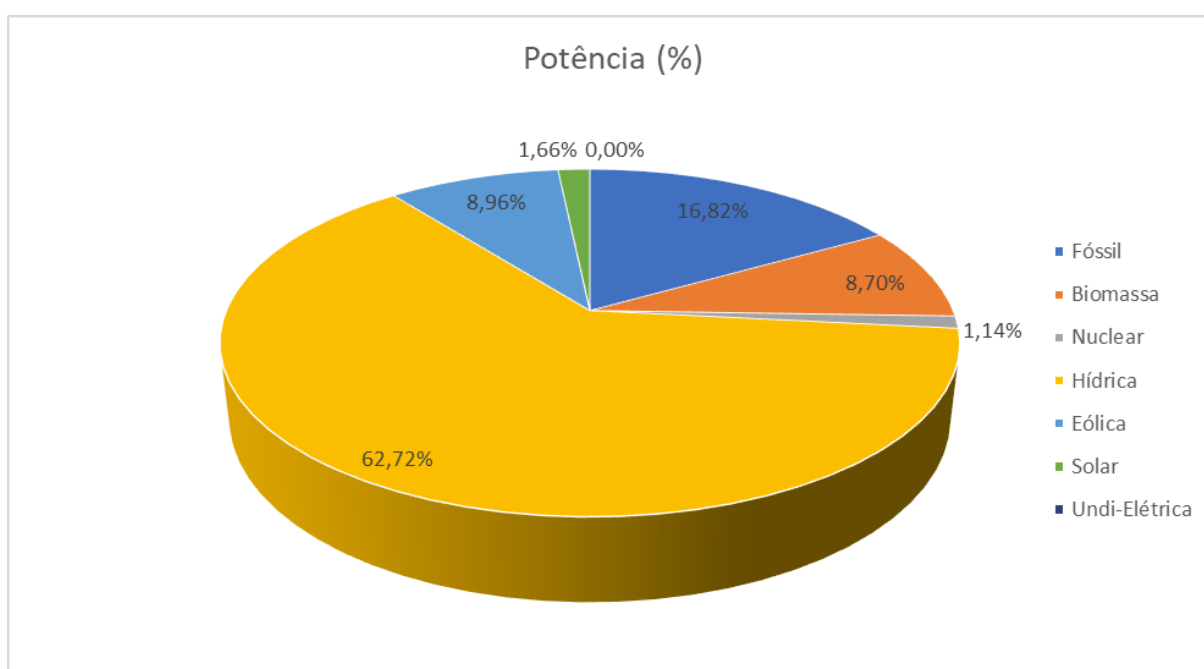


Figura 2.1 - Fontes de Energia da Matriz Energética Brasileira (ANEEL, 2020).

Com o consumo crescente de energia elétrica e o impacto ambiental e social causados pelas fontes de energia tradicionais, o governo e a sociedade continuam pensando em novas alternativas para geração de eletricidade, além do tradicional aproveitamento hidrelétrico, atualmente responsável por 62,72% da produção nacional. Fontes de energia como eólica, solar e biomassa são alternativas reais, por causarem impactos ambientais substancialmente menores.

O debate sobre os impactos causados pela dependência de combustíveis fósseis contribui para o interesse mundial por soluções sustentáveis por meio da geração de energia oriunda de fontes limpas e renováveis. Assim, a opção pela GD tornou-se muito atrativa, em virtude da possibilidade de utilização de fontes que ocasionem menores impactos. Além disso, o rápido desenvolvimento de tecnologias, como a de geradores eólicos e fotovoltaicos, tem permitido a GD compensar um maior custo de escala em relação às grandes geradoras.

As principais tecnologias de GD utilizando fontes renováveis são as pequenas centrais hidrelétricas, térmicas alimentadas por biomassa, geradores eólicos e módulos fotovoltaicos. A seguir será avaliado o potencial de aproveitamento da energia solar fotovoltaica, objeto principal deste trabalho.

## **Energia Solar Fotovoltaica**

A radiação solar pode ser convertida diretamente em energia elétrica, por meio de efeitos do calor e luz sobre determinados materiais, particularmente os semicondutores. Entre esses efeitos, destacam-se os termoelétricos e fotovoltaicos. O efeito termoelétrico se caracteriza pelo surgimento de uma diferença de potencial, provocada pela junção de dois metais, quando tal junção está a uma temperatura mais elevada do que as outras extremidades. O uso comercial dessa condição tem sido impossibilitado pelos baixos rendimentos obtidos e pelos custos elevados dos materiais (Pinho, Galdino, & GATES, 2014).

Já o efeito fotovoltaico decorre da excitação dos elétrons de alguns materiais na presença da luz solar. Entre os materiais mais adequados para a conversão da radiação solar em energia elétrica, usualmente chamados de células solares ou fotovoltaicas, destaca-se o silício. Devido à baixa tensão e corrente de saída dessas células, elas são agrupadas, em paralelo ou em série, formando módulos.

A eficiência de conversão das células solares é medida pela proporção da radiação solar incidente sobre a superfície da célula que é convertida em energia elétrica. Um dos principais fabricantes de módulos fotovoltaicos no mundo, a Longi Solar, possui módulos monocristalinos com tecnologia bifacial onde a eficiência pode chegar a 24,06%, já os módulos monocristalinos sem a tecnologia bifacial a eficiência pode chegar em 23,6% (PRNewswire, 2018). Os equipamentos para energia fotovoltaica somente deverão ser comercializados no mercado nacional quando em conformidade com os requisitos estabelecidos pelo Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia (INMETRO)

As células fotovoltaicas já constituem uma tecnologia bem estabelecida em localidades distantes da rede de distribuição, e sua conexão ao sistema elétrico está recebendo grandes incentivos governamentais, como a isenção do imposto do ICMS (Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços), o que proporcionou uma intensa inserção de tal fonte no sistema elétrico.

## 2.6 O Sistema Fotovoltaico e a legislação atual de GD no Brasil

No Brasil, assim como em outros países, a história da inserção da tecnologia fotovoltaica se deu através dos sistemas para a eletrificação rural. O aumento da importância dos sistemas à rede elétrica, de certa forma, também se faz presente no Brasil. Os primeiros sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica foram instalados no final dos anos 90 em concessionárias de energia elétrica, universidades e centros de pesquisa. A Chesf (Companhia Hidroelétrica do São Francisco) foi a pioneira nesta área ao instalar um sistema fotovoltaico de 11 kWp, em 1995, em sua sede em Recife, PE. Outros sistemas pioneiros foram instalados na Universidade Federal de Santa Catarina, na Universidade de São Paulo, na Universidade Federal do Rio de Janeiro e na Universidade Federal do Rio Grande do Sul (Pinho, Galdino, & GATES, 2014) (DE OLIVEIRA, 2002). A Copa do Mundo de Futebol de 2014 trouxe para o Brasil estádios de futebol que funcionam a base de energia solar. Entre eles temos os estádios do Mineirão, Mané Garrincha, Maracanã, Pituaçu e a Arena Pernambuco (Minha Casa Solar, 2018).

Até recentemente, a geração solar conectada à rede elétrica de distribuição não possuía o adequado respaldo regulatório. A regulamentação para sistemas fotovoltaicos conectados à rede de distribuição, associados a unidades consumidoras, veio a ser definida em 17 de Abril de 2012 pela ANEEL, a partir da publicação da Resolução Normativa nº 482/2012, visando reduzir as barreiras regulatórias existentes para conexão da geração de pequeno porte disponível na rede de distribuição, a partir de fontes de energia incentivadas (ANEEL, Resolução Normativa nº 482, 2012). Foi estabelecido, também, adequações necessárias no PRODIST, particularmente no Módulo 1 – Introdução - e no Módulo 3 - Acesso ao Sistema de Distribuição (ANEEL, 2017).

Simultaneamente, foi publicada pela ANEEL a Resolução Normativa nº 481, de 17 de Abril de 2012, pela qual ficou estipulado, para a fonte solar com potência injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição menor ou igual a 30 MWp, o desconto de 80% para os empreendimentos que entrassem em operação comercial até 31 de Dezembro de 2017, aplicável nos dez primeiros anos de operação da usina, nas tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e distribuição – TUST e TUSD, incidindo na produção e no consumo da energia comercializada. Esse desconto será reduzido para 50% após o décimo ano de operação da usina. Os empreendimentos que entrassem em operação comercial após 31 de Dezembro de 2017 fariam jus ao desconto de 50% nas referidas tarifas.

As principais alterações sugeridas no PRODIST constam no Módulo 3 e referem-se ao estabelecimento dos procedimentos para acesso da micro e minigeração distribuída aos sistemas

de distribuição de eletricidade. São contemplados os seguintes itens: etapas para a viabilização do acesso; critérios técnicos e operacionais; requisitos dos projetos; implantação de novas conexões; requisitos para operação, manutenção e segurança da conexão; sistema de medição; e contratos.

Em 24 de novembro de 2015 a ANEEL publicou a Resolução Normativa nº 687, a qual faz alterações na Resolução Normativa nº 482 e nos Módulos 1 e 3 dos Procedimentos de Distribuição - PRODIST. Esta Resolução 687 tornou a geração própria de energia elétrica mais atrativa ao público, como, por exemplo, além de estender o prazo de consumo dos créditos para 60 meses, criou alguns conceitos ampliando os tipos de unidades geradoras:

- Autoconsumo Remoto: possibilitou ao cliente produzir energia em um imóvel e consumir os créditos em outro imóvel, desde que ambos estejam dentro da área de atuação da mesma concessionária de energia elétrica;
- Geração Compartilhada: possibilitou a união de dois ou mais consumidores físicos ou jurídicos por meio de consórcio ou cooperativa para compartilhar os créditos gerados pela microgeração ou minigeração distribuída;
- Empreendimento de Múltiplas Unidades Consumidoras: possibilitou que um sistema seja construído para atender a várias unidades consumidoras.

Alguns incentivos governamentais atuam impulsionando o crescimento do setor fotovoltaicos no país. Atualmente, tem-se os seguintes incentivos (Energia Brasil, 2019):

- Convênio nº 101/97 – CONFAZ (Conselho Nacional de Política Fazendária): diz respeito à cobrança de ICMS nas operações que envolvam diversos equipamentos para a geração de energia solar, eólica, entre os quais estão geradores fotovoltaicos, inversores e outros componentes do sistema.
- Convênio ICMS nº 16/2015 – CONFAZ: diz respeito à cobrança de ICMS sobre a energia injetada na rede, isentando os estados participantes dessa cobrança. Dessa forma, a energia injetada na rede é compensada no mesmo valor na unidade consumidora. Contudo, como a tarifa de consumo é composta por dois fatores (TE – Tarifa de Energia + TUSD – Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição), alguns estados aplicaram a isenção do ICMS apenas na parcela de energia, restando uma parcela pequena de impostos a pagar.
- PSL 167/2013 – PL 8322/2014: Em 2013, o Senado Federal aprovou o Projeto de Lei do Senado nº 167, que prevê a isenção de Impostos sobre Produtos Importados (IPI) para painéis fotovoltaicos. Posteriormente, elementos acessórios como cabos,

conectores, estruturas de suporte passaram a integrar a listagem de itens e podem ficar livres do IPI. Já outros equipamentos, como painéis fotovoltaicos, também teriam isenção de PIS/Pasep e Cofins. O projeto de lei, que passou por modificações desde sua redação original e se tornou o PL 8322/2014, atualmente tramita entre as Comissões da Câmara de Deputados.

- Programa de Desenvolvimento de Geração Distribuída de Energia Elétrica (ProGD): é um programa do Ministério de Minas e Energia criado para estimular a geração renovável pelos próprios consumidores, especialmente a energia fotovoltaica. Para isso, prevê a movimentação de R\$ 100 bilhões em investimentos na área até 2.030 e estabelece valores de referência mais competitivos para a remuneração do consumidor que entrega energia à rede de distribuição através do excedente gerado.
- Financiamento Caixa Econômica Federal: Em 2015, equipamentos de energia fotovoltaica foram incluídos nos itens de financiamento Construcard da Caixa Econômica Federal. O incentivo permite que pessoa física adquira os instrumentos em até 240 parcelas mensais com taxas de juros de mercado.
- Programa Nacional de Fortalecimento de Agricultura Família - PRONAF: é um dos principais incentivos governamentais para que pequenos agricultores financiem sistemas fotovoltaicos de até R\$ 300 mil. As taxas de juros variam entre 2,5% e 5,5% ao ano e o produtor rural começa a pagar após 36 meses da aquisição do crédito.
- Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDS: oferece uma linha que proporciona o financiamento de até 80% do custo da obra com uma taxa de juros de, aproximadamente, 5% ao ano, ajudando a implementar grandes projetos de energia fotovoltaica.

Apesar de o Brasil contar com um potencial de radiação solar expressivo (observe um mapa do atlas brasileiro de energia solar na Figura 2.2 e um mapa mundial na Figura 2.3), atualmente possui apenas 11,6 GW de capacidade instalada fotovoltaica, os quais representam 5,77% da matriz elétrica, de acordo com dados de 22 de Março de 2020 do Sistema de Informações de Geração da ANEEL (SIGA).

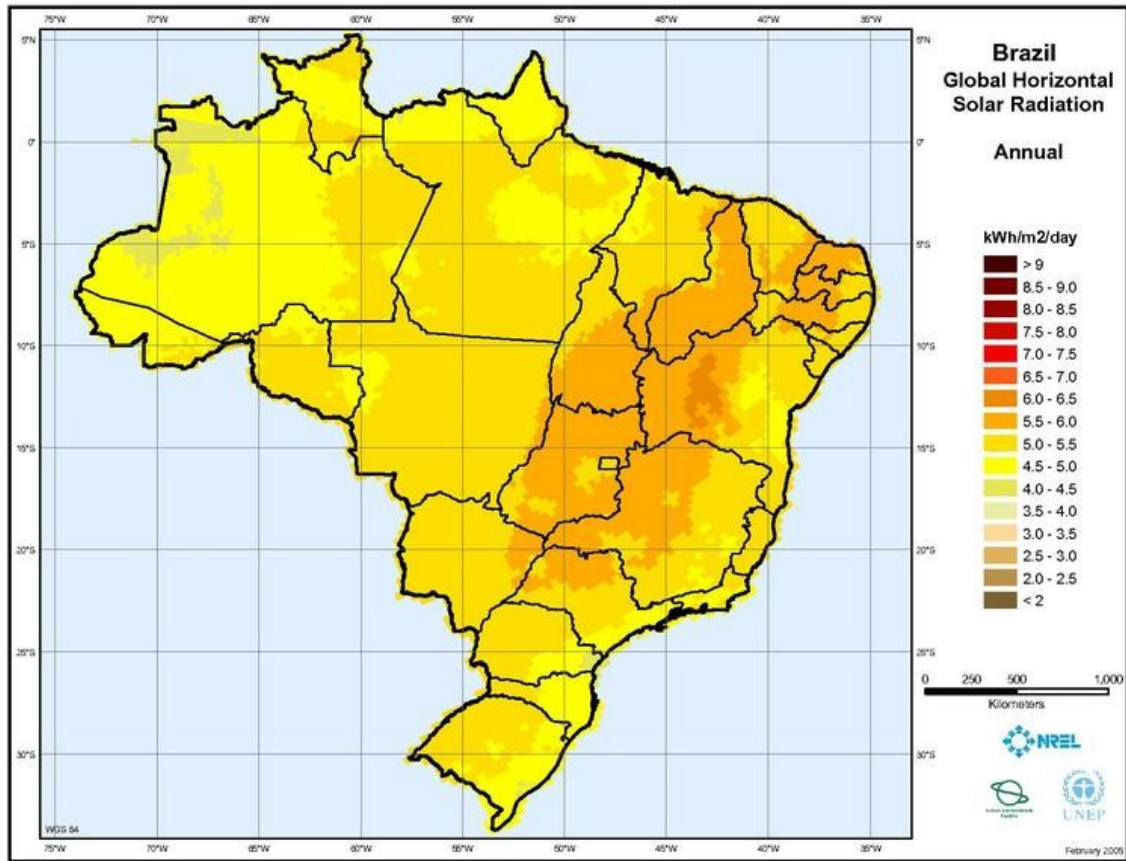


Figura 2.2 - Irradiação Global Horizontal Média Anual no Brasil (Swera, s.d.).

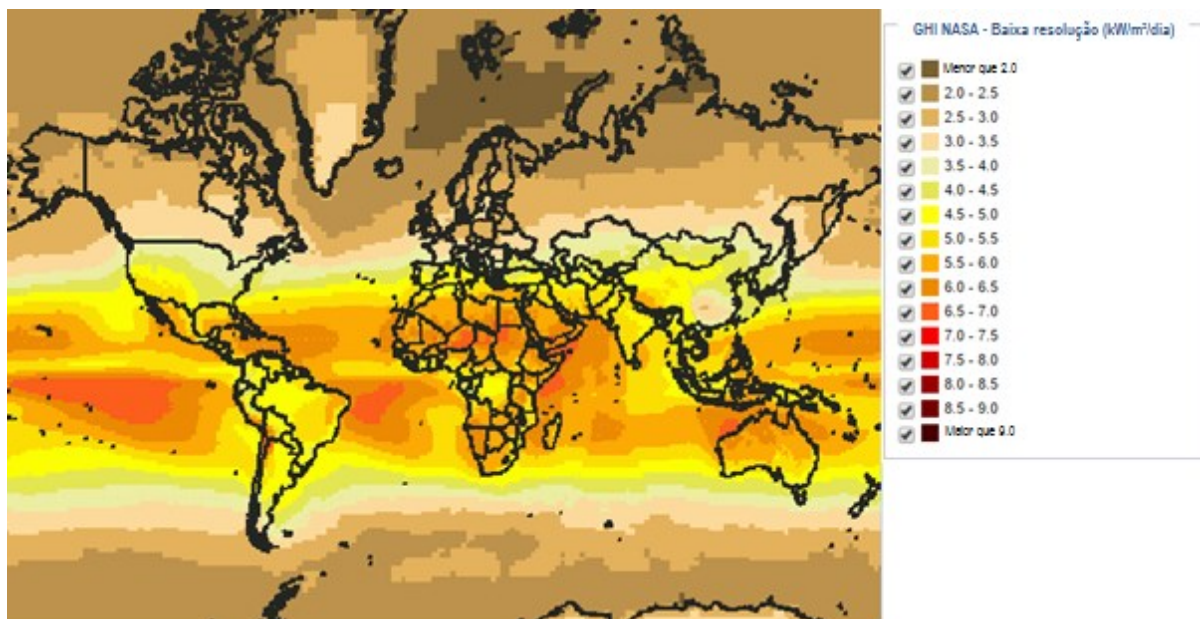


Figura 2.3 - Irradiação Global Horizontal Média Anual Mundial – adaptado de (Swera, s.d.).

## 2.7 Interface da Tecnologia Fotovoltaica com a Rede Elétrica

A energia obtida das células fotovoltaicas é injetada na rede de distribuição através de conversores estáticos de potência baseados em eletrônica de potência. Portanto, tal tecnologia deve ser representada em diferentes ferramentas computacionais através da modelagem matemática da interface com a rede. A abordagem das características dessa interface e seus respectivos modelos matemáticos não será feita nesse trabalho, ficando a cargo de estudos futuros

### 3 Formas de Conexão dos Acessantes de Geração Distribuída

A correta avaliação e determinação de esquemas de conexões a serem utilizados na presença de unidades de GD passa pela compreensão das características do sistema de potência. Para isso, a forma de conexão do acessante ao sistema é a primeira premissa a ser levada em conta. Nas próximas seções serão avaliadas as configurações de conexão de GD e as formas de ligação dos transformadores com seus respectivos aspectos positivos e negativos do ponto de vista da proteção.

#### 3.1 Formas de Conexão de GD ao Sistema Elétrico

A forma de conexão da unidade de GD ao sistema elétrico é definida por cada concessionária durante a elaboração de seu respectivo parecer de acesso. Essa definição leva em conta a Resolução Normativa ANEEL n° 687 de Novembro de 2015 e o PRODIST - Módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição, que determina à aplicação do critério de menor custo global de investimentos, consideradas as instalações de conexão de responsabilidade do acessante, os reforços nas redes de transmissão, a distribuição e custos de perdas elétricas. As distribuidoras não podem restringir a conexão do acessante em linhas de transmissão ou alimentadores já existentes, desde que sejam atendidos critérios e padrões técnicos específicos para a conexão estabelecidos tanto pela legislação vigente quanto nas normas das distribuidoras. São exemplos de exigências a serem atendidas, limitações quanto à quantidade de acessantes por Linha de Transmissão (LT)/alimentador, montante de geração, perdas elétricas e variação de tensão imposta pela entrada ou saída de operação dessa geração.

A ANEEL relaciona a rede e a GD conforme mostrado na Tabela 3.1 (ANEEL, 2017):

Tabela 3.1 - Níveis de Tensão Considerados para Conexão de Centrais Geradoras (ANEEL, 2017).

Potência Instalada	Nível de Tensão de Conexão
< 10 kW	Baixa Tensão
10 a 75 kW	Baixa Tensão
76 a 150 kW	Baixa Tensão / Média Tensão
151 a 500 kW	Baixa Tensão / Média Tensão
501 a 10 MW	Média Tensão / Alta Tensão
11 a 30 MW	Média Tensão / Alta Tensão
> 30 MW	Alta Tensão

A forma que o acessante é conectado à rede elétrica pode variar entre duas configurações básicas, sendo elas (a) alimentador ou linha de transmissão exclusivos para o acessante ou (b) alimentador ou linha de transmissão compartilhada com demais cargas da concessionária. As particularidades dessas configurações serão detalhadas a seguir.

### 3.1.1 Conexão da GD diretamente à Subestação (SE) da concessionária através de alimentador / linha exclusiva ou SE exclusiva

A conexão do acessante em alimentador ou linha exclusiva é a que propicia maior confiabilidade e segurança para o sistema. A utilização de um alimentador ou linha dedicada não afeta o carregamento dos demais alimentadores/linhas da concessionária, dimensionados para o atendimento das cargas e seu respectivo crescimento. Outra vantagem está ligada ao esquema de proteção principal, que também pode ser dedicado.

No entanto, essa configuração é a que requer maior investimento e só se justifica para empreendimentos de maior escala, para conexão em alta tensão (AT) ou quando a outra opção de conexão passar pela construção de uma subestação de integração. Outra restrição a essa forma de conexão refere-se à disponibilidade de espaço físico na subestação da concessionária para instalação de uma nova saída para esse alimentador ou linha de transmissão (LT). Em virtude da previsão de uma grande quantidade de acessos de GD e da falta de espaço nas subestações, mesmo para as próprias ampliações da concessionária, a opção por essa forma de conexão deve ser avaliada criteriosamente.

A conexão da GD diretamente a SE da concessionária através de alimentador ou linha exclusiva pode ser feita de duas formas. Uma delas requer disjuntores a montante do transformador de conexão enquanto a outra não. A Figura 3.1 e Figura 3.2 mostram as configurações citadas.

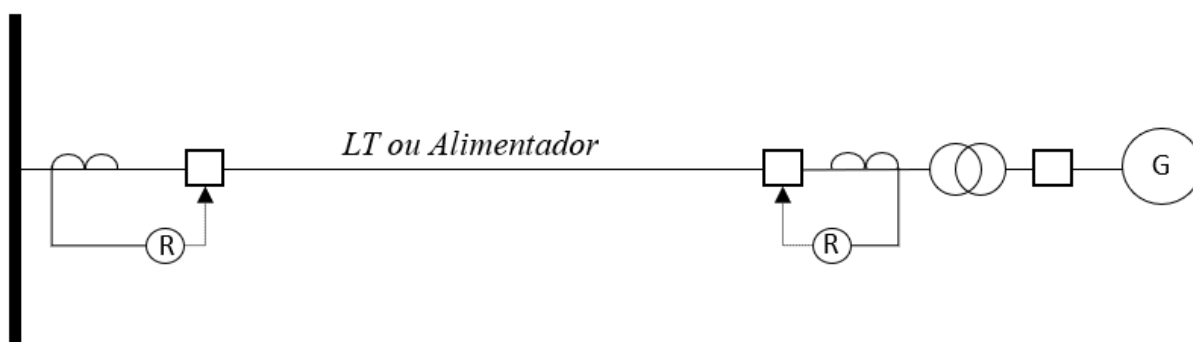


Figura 3.1 - Conexão da GD via LT/Alimentador exclusivo utilizando disjuntor no terminal da concessionária e no terminal do acessante.

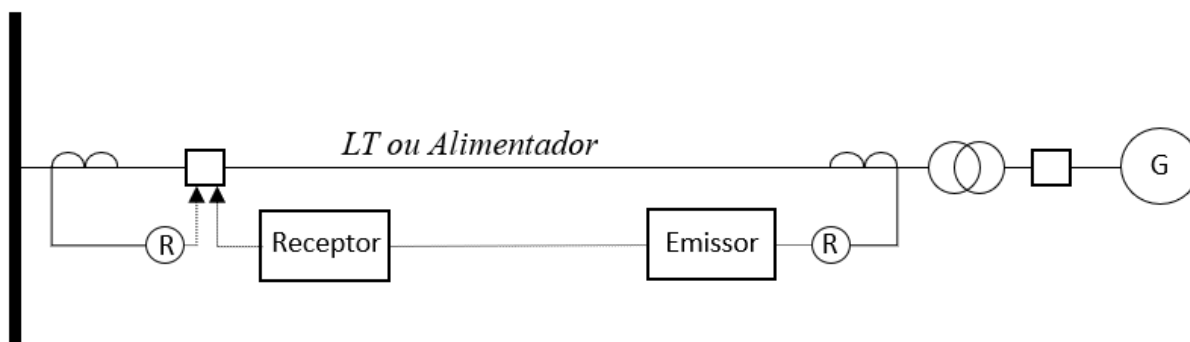


Figura 3.2 - Conexão da GD via LT/Alimentador exclusivo utilizando disjuntor apenas no terminal da concessionária.

Na Figura 3.2, a contribuição do acessante para curtos-circuitos no alimentador ou LT é eliminada via esquemas de proteção que possuam sistema de comunicação capaz de efetuar a transferência de disparo (*transfer trip*), ou seja, com a emissão de um sinal de abertura emitido pela proteção do terminal do acessante. Embora a utilização de somente um disjuntor represente redução nos custos, o risco de falha no sistema de comunicação pode impor desgastes desnecessários tanto para o sistema quanto para o acessante, em função da manutenção de um curto-circuito por um tempo maior.

Outra opção de conexão se baseia na construção de uma subestação exclusiva para o acessante. Essa configuração tem sido adotada nos casos de conexão em níveis de tensão superiores a 69 kV, ou no caso de várias unidades de geração que se associam e estabelecem contratos entre si a fim de permitir sua conexão a um único ponto do sistema de distribuição. A questão é que essas subestações podem não ser de propriedade das concessionárias e, por razões comerciais, as informações disponíveis em seus terminais, que permitiriam melhorar a operação do sistema, nem sempre são compartilhadas.

### 3.1.2 Conexão da GD a alimentador ou linha pré-existent.

A forma mais comum e de menor custo de conexão da unidade de GD ao sistema ocorre através da interligação a alimentadores ou LTs pré-existent, cuja finalidade anterior se restringia somente a alimentação de cargas. Esse tipo de conexão torna os esquemas de proteção mais complexos, já que, dependendo do comportamento da unidade de GD durante um curto-circuito, a sensibilidade, o alcance e tempo de atuação das proteções dos terminais da concessionária podem ser afetados.

A Figura 3.3 exemplifica a utilização de alimentadores ou LTs pré-existent para conexão de acessantes de GD. Essa conexão é conhecida como *tap line* ou conexão *pingo* e eventualmente é usada sem a requisição de um disjuntor no ponto de conexão.

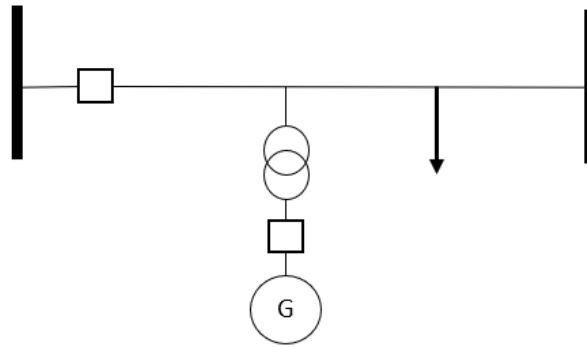


Figura 3.3 - Conexão de GD sem disjuntor LT/Alimentador pré-existente para atendimento de carga.

Conexões da GD em derivação sem disjuntor LT/Alimentador pré-existente para atendimento de carga criam linhas/alimentadores multiterminais, em que o gerador do acessante se torna uma fonte adicional de corrente. Essa configuração afeta negativamente a operação, o despacho e a manutenção dos elementos envolvidos e só é permitida em último caso. Além dos problemas para distribuidora, o acessante também pode ser submetido a um número maior de desligamentos, transitórios ou permanentes, representando perda de receita e a aplicação de maiores esforços mecânicos em sua máquina. A necessidade de realização de manutenções preventivas e corretivas, ou ainda a grande extensão de linhas de transmissão e alimentadores aos quais ele se encontra conectado são causas que justificam tais desligamentos.

Para a proteção, a existência de linhas ou alimentadores multiterminais representa um desafio. Isso porque, dependendo da relação entre a impedância do sistema e a impedância da GD para um determinado ponto de falta, a contribuição da concessionária durante um curto-circuito pode ser reduzida de forma que suas proteções baseadas em sobrecorrente não sejam sensibilizadas. Essa condição é especialmente perigosa quando envolve elevadas resistências de falta. A Figura 3.4 representa o circuito equivalente do sistema para faltas a jusante da GD.

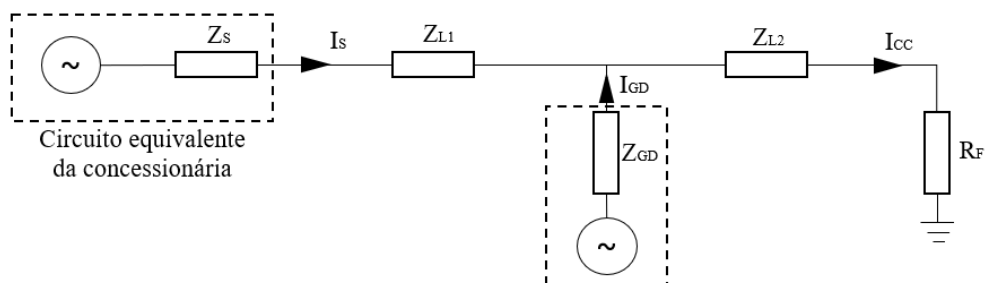


Figura 3.4 - Circuito de contribuições do sistema e GD para falta a jusante do acessante.

Para configuração da Figura 3.4, verifica-se a seguinte relação entre a contribuição da concessionária ( $I_S$ ) e a contribuição do acessante ( $I_{GD}$ ), mostrada pela Equação 1. Nela observa-se que essa relação independe da resistência de falta ( $R_F$ ) envolvida.

$$\frac{I_S}{I_{GD}} = \frac{Z_{GD}}{Z_S + Z_{L1}} \quad (1)$$

Já na Figura 3.5 a falta acontece entre a concessionária e o acessante.

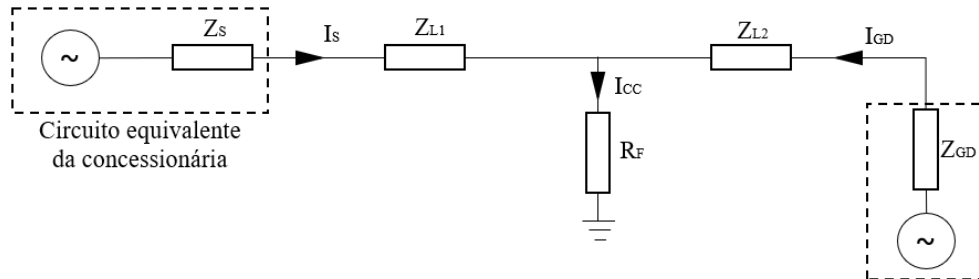


Figura 3.5 - Circuito de contribuições para falta entre a concessionária e o acessante.

Nessa configuração, a impedância de falta tem influência na divisão de corrente entre concessionária ( $I_S$ ) e acessante ( $I_{GD}$ ), como mostra a Equação 2.

$$\frac{I_S}{I_{GD}} = \frac{R_F + Z_{L2}}{Z_S + Z_{L1}} \quad (2)$$

Outro impacto proporcionado pela conexão de acessante em linhas de transmissão ou alimentadores pré-existentes diz respeito à localização de faltas. A localização de faltas é uma ferramenta importante para a redução do tempo de restabelecimento do sistema. A grande maioria dos algoritmos utilizados foram estruturados para condições radiais e não levam em conta a presença de outra fonte de contribuição para falta, tal como acontece na presença de acessantes de geração.

### 3.2 Avaliação da Conexão dos Transformadores de Acoplamento

A seleção da conexão do transformador de acoplamento, ou de interconexão, a ser alocado entre a concessionária e o acessante, tem impacto importante sobre a forma como a unidade de GD irá interagir com o sistema elétrico, principalmente durante um curto-circuito. No entanto, não existe um consenso sobre a "melhor ligação", já que cada uma das opções apresenta vantagens e desvantagens. Dentre as conexões mais comuns estão a Delta (AT) – Estrela Aterrada (BT), Estrela Aterrada (AT) - Delta (BT) e Estrela – Estrela. As vantagens e desvantagens de cada tipo de conexão serão descritas a seguir.

### 3.2.1 Ligação Estrela Aterrada (concessionária) – Delta (acessante)

A ligação Estrela aterrada (concessionária) – Delta (acessante) é a forma de conexão mais adotada por concessionárias no caso de geração própria. Para essa configuração os esquemas de proteção baseados em sobrecorrente já foram validados por décadas de experiência e a detecção de quase todos os tipos de curto-circuito é realizada de forma eficiente.

Outros benefícios apresentados pela conexão Estrela aterrada (concessionária) – Delta (acessante) refere-se à ausência de contribuições do sistema elétrico para faltas fase terra no gerador do acessante, à contenção das correntes de terceira harmônica e seus múltiplos e, sendo a alta tensão aterrada, a garantia de aterramento das linhas de transmissão mediante a abertura do disjuntor da concessionária, qualquer que seja o motivo.

No entanto a ligação Estrela aterrada (concessionária) – Delta (acessante) provê caminhos indesejados para corrente de sequência zero para faltas com envolvimento de terra no sistema, o que é sua maior desvantagem. A Figura 3.6 mostra um exemplo da divisão da contribuição da corrente de sequência zero entre o sistema e transformador do acessante.

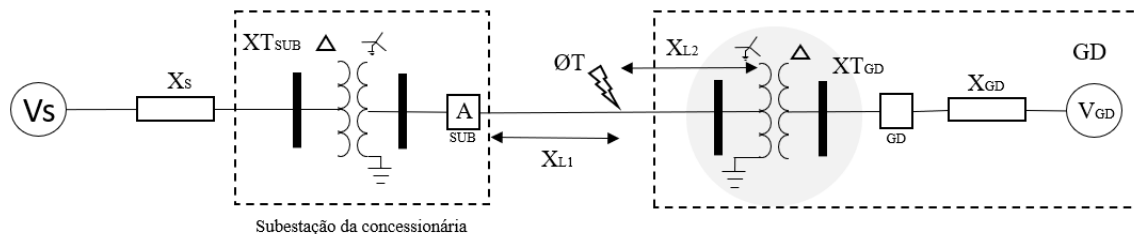


Figura 3.6 - Diagrama unifilar da conexão Estrela Aterrada (AT) / Delta (MT).

A divisão da corrente entre o transformador de acoplamento ( $X_{T_{GD}}$ ) e o sistema ( $X_{L1} + X_{T_{sub}} + X_s$ ) dependerá das impedâncias envolvidas, sendo que quanto maior o nível de tensão menor a divisão da corrente entre os elementos. Isso porque no Sistema Elétrico de Potência (SEP) a impedância é inversamente proporcional ao nível de tensão e assim, sendo maior a relação  $X_{T_{GD}} / (X_{T_{GD}} + X_{L1} + X_{T_{sub}} + X_s)$ , menor o valor de corrente que circulará pelo transformador. Por outro lado, maiores os valores de impedância dos condutores em níveis mais baixos de tensão, fazem com que a contribuição do transformador de acoplamento do acessante seja um fator ainda mais preocupante.

A Figura 3.7 representa o circuito de componentes simétricas para uma falta fase terra entre o disjuntor da concessionária e o transformador de acoplamento. Estando o secundário conectado em Delta, a existência da fonte de sequência zero proveniente do acessante independe se o disjuntor se encontra aberto ou fechado ou ainda se o gerador está ou não em

operação. Nesse caso o transformador do acessante irá se comportar como um transformador de aterramento, com a corrente de sequência zero circulando pelo enrolamento em Delta.

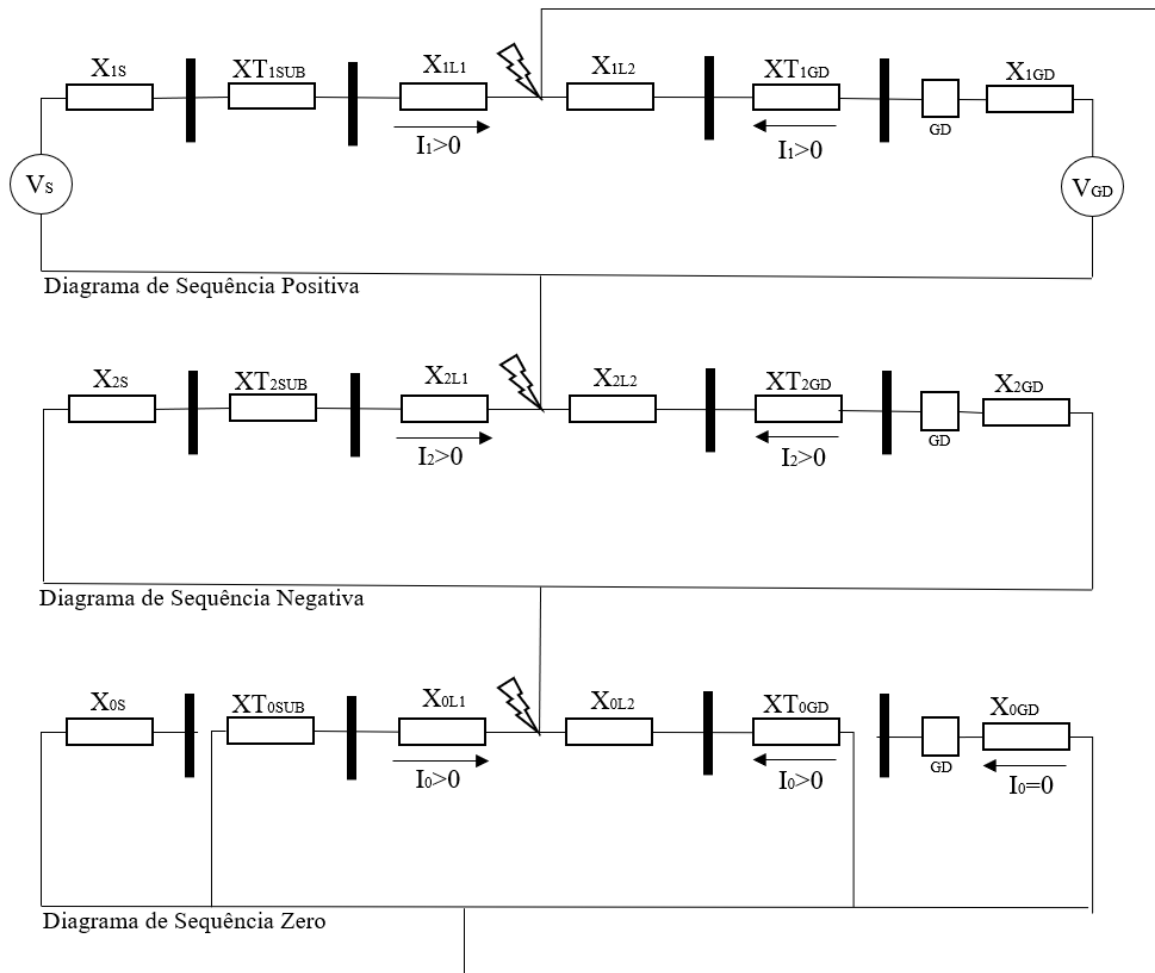


Figura 3.7 - Circuito de componentes simétricas para conexão Estrela Aterrada (AT) / Delta (MT).

A presença de cargas desequilibradas no sistema é outro ponto a ser considerado para ligação Estrela aterrada (concessionária) – Delta (acessante). Isso porque a corrente de desequilíbrio que antes retornava para a terra via o neutro aterrado da subestação. A partir da instalação do transformador de acoplamento conectado em Estrela aterrada (concessionária) – Delta (acessante), a corrente de desequilíbrio irá se dividir entre o equipamento da subestação e o novo equipamento instalado. A circulação dessa corrente de desequilíbrio pelo transformador do acessante pode diminuir sua capacidade de carregamento, ou ainda, reduzir sua vida útil, já que este será submetido sucessivamente a valores elevados de corrente em função de sua contribuição para a maioria das faltas no sistema com envolvimento de terra.

Diferentemente do mostrado na Figura 3.6, a configuração usualmente adotada pelas concessionárias é a alocação do disjuntor do acessante a jusante de seu transformador de acoplamento. No entanto, a possibilidade de haver ou não a presença da contribuição do

transformador como caminho para sequência zero durante faltas torna a definição dos ajustes dos relés de proteção complexa e até mesmo inviável, dependendo da diferença proporcionada pela presença ou não do transformador.

Outra questão de concessionárias com conexão Delta (AT) – Estrela aterrada (MT) em seus transformadores abaixadores, que alimentam circuitos com acessantes que utilizam ligação Estrela aterrada (concessionária) – Delta (acessante) é a ocorrência de sobretensões na alta tensão, caso haja atuação das proteções das concessionárias antes da atuação das proteções do acessante.

### 3.2.2 Ligação Delta (concessionária) – Estrela Aterrada (acessante)

Em função da ausência de aterramento no lado da concessionária, a conexão Delta (concessionária) – Estrela Aterrada (acessante) comporta-se como um circuito aberto para correntes de sequência zero ou de desequilíbrio, não influenciando na coordenação e sensibilidade das proteções de terra. Assim, a única fonte de sequência zero durante faltas com o envolvimento de terra será a subestação da concessionária. A Figura 3.8 representa o diagrama unifilar e a Figura 3.9 o circuito de componentes simétricas para um curto monofásico entre o disjuntor da concessionária e o transformador de acoplamento.

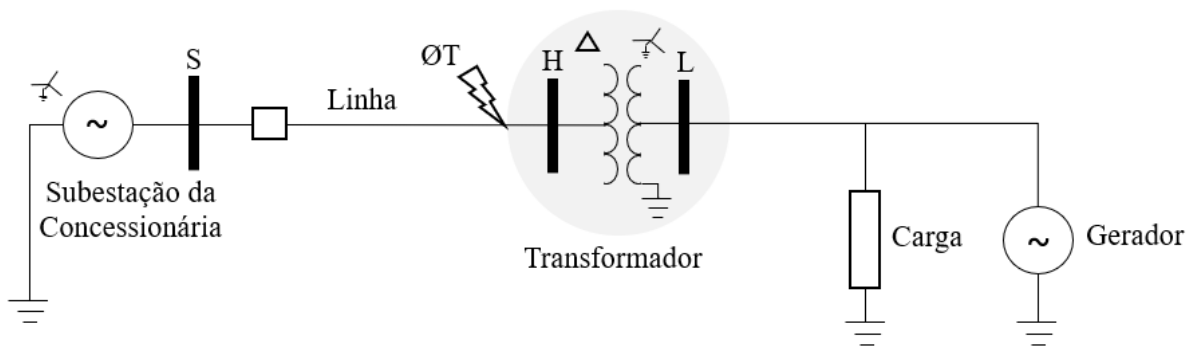


Figura 3.8 - Diagrama de conexão do transformador de acoplamento Delta (concessionária) - Estrela Aterrada (acessante).

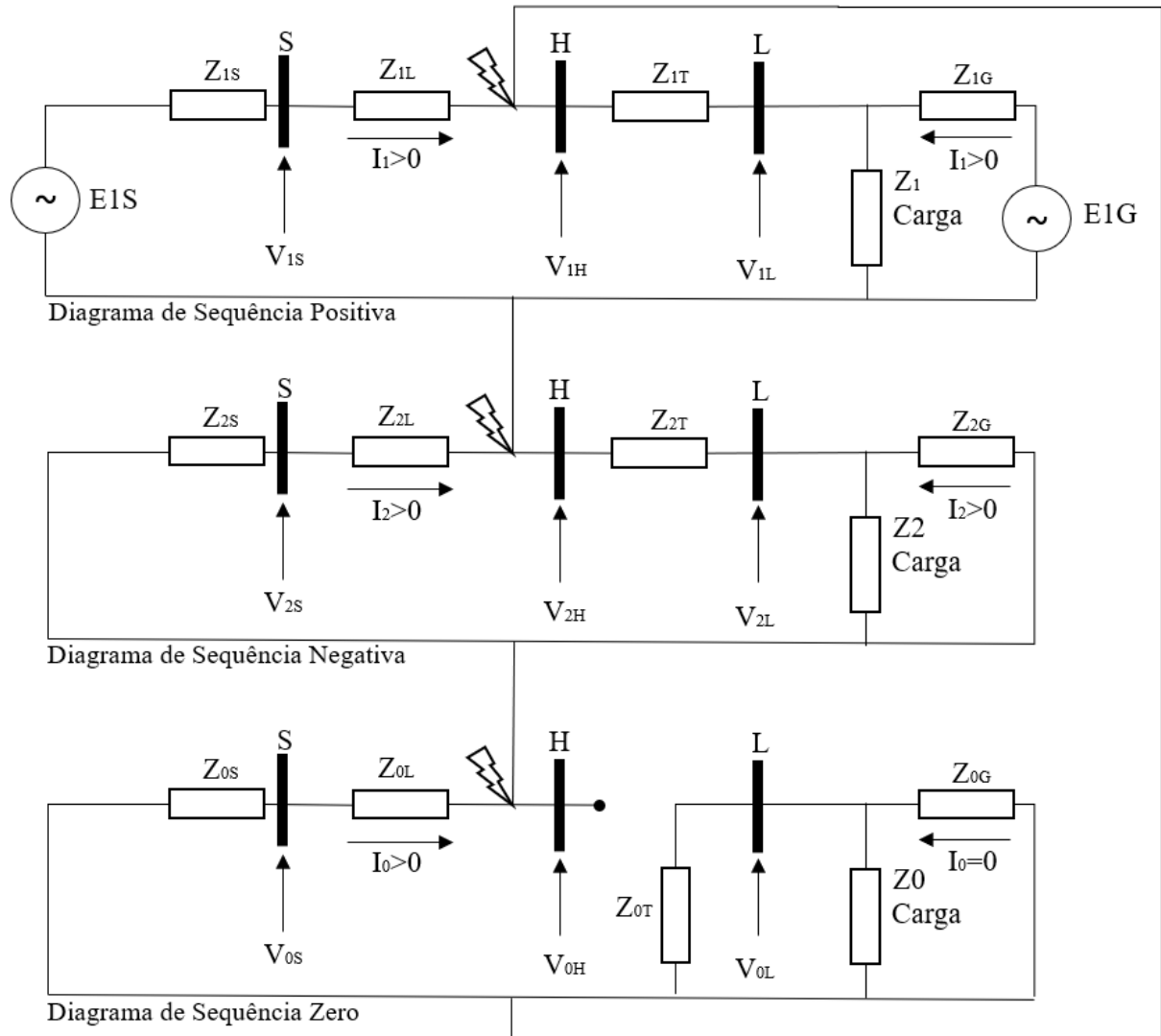


Figura 3.9 - Diagrama de componentes simétricas para conexão do transformador de acoplamento Delta (concessionária) - Estrela Aterrada (acessante).

No entanto, durante curtos-circuitos monofásicos, caso ocorra a abertura do disjuntor da subestação antes da desconexão da geração, o sistema deixará de ser solidamente aterrado e se mantém energizado através da alimentação do transformador Delta-Estrela do acessante. Conforme dito anteriormente, o enrolamento em Delta bloqueia a circulação da corrente de sequência zero, praticamente eliminando a corrente que alimenta o curto e, conseqüentemente, ocasionando sua auto extinção. Nos casos em que a falta não é extinta, ou para uma falta sólida, a corrente de curto é tão baixa, alimentada somente pela capacitância fase terra distribuída da linha protegida ou ainda pela corrente de cargas, que é difícil que as proteções de terra a detectem. Nessa situação, verifica-se o deslocamento do neutro e sobretensões em função do curto-circuito característico de sistemas isolados.

Durante curtos-circuitos monofásicos em sistemas solidamente aterrados, o fato de que o potencial de uma das fases se iguala ao potencial de terra não ocasiona problemas para as

outras fases, já que o neutro se manterá com o potencial nulo. Na Figura 3.10 as linhas cheias do diagrama fasorial representam o comportamento das tensões em um sistema solidamente aterrado durante faltas fase terra.

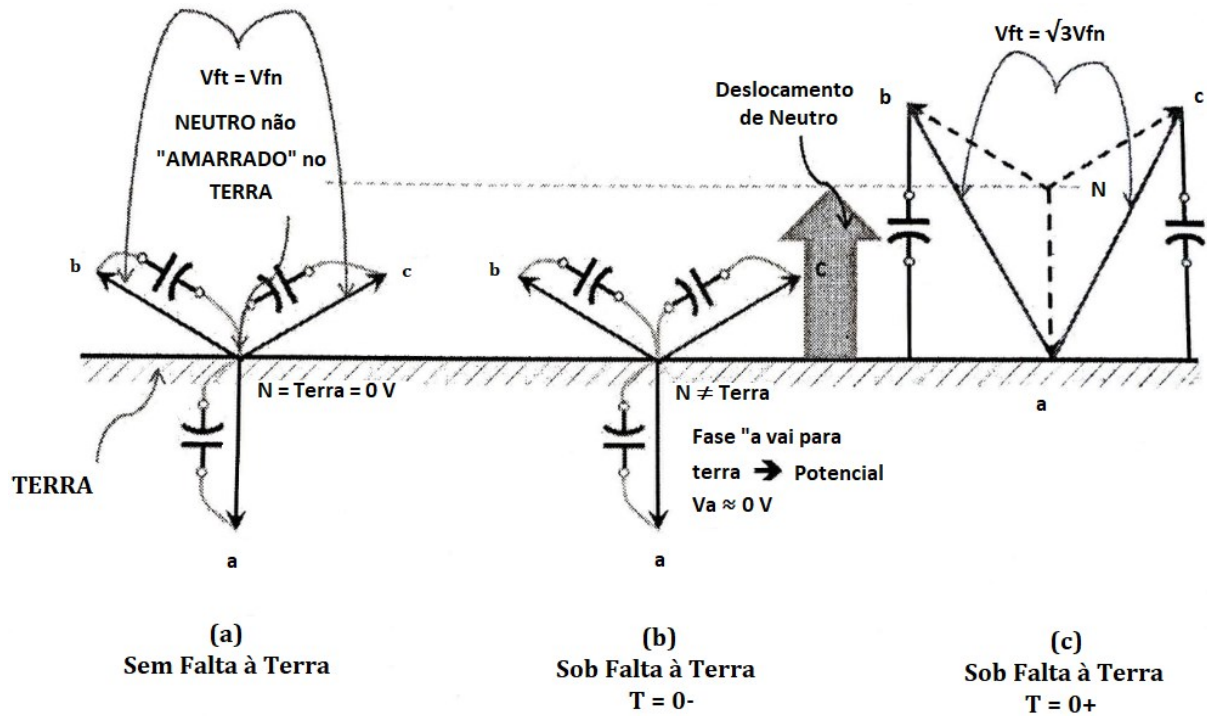


Figura 3.10 - Diagrama fasorial para falta fase terra. Fonte: Adaptado de (Mardegan, 2012).

Se, no entanto, o sistema for isolado, o neutro irá se deslocar para o potencial da fase em falta, ocasionando sobretensões nas demais fases que podem atingir, transitoriamente, 2,73 pu, dependendo do ponto da senoide em que as fases sãs se encontravam.

Felizmente, sobretensões transitórias da ordem de 2,73 pu raramente são atingidas, pois, o momento do curto é aleatório e tem possibilidade muito baixa de coincidir com o pior instante. Além disso, o fenômeno transitório envolve muitas frequências de diferentes amortecimentos e instantes de picos que diminui a tensão máxima possível. (Mardegan, 2012)

Ainda assim, sobretensões da ordem de 1,73 pu nos equipamentos conectados às duas fases sãs podem ocasionar danos consideráveis. Por exemplo, transformadores de distribuição conectados entre fase-terra, projetados para operar nessa faixa de tensão podem saturar. Para-raios da classe de distribuição, também conectado fase terra, podem conduzir. Além disso, há problemas de qualidade de energia para os consumidores alimentados por esta linha e risco para seus equipamentos. Esta condição deve ser evitada ou minimizada, permanecendo o menor tempo possível através da rápida desconexão da geração distribuída.

Outros dois pontos a serem considerados para a escolha da ligação Delta-Estrela dos transformadores de acoplamento dos acessantes diz respeito à ausência de retaguarda para

proteções baseada em tensão e a existência de transformadores monofásicos que podem ser alimentados pelo acessante em condição de ilhamento, o que, senão inviabilizar completamente o atendimento das cargas conectadas a esse transformador pode sujeitá-las a condições de atendimento totalmente indesejadas.

### 3.2.3 Ligação Estrela Aterrada – Estrela Aterrada

Algumas concessionárias, principalmente as norte-americanas, optam pela conexão Estrela aterrada - Estrela aterrada. No entanto, além desse tipo de conexão apresentar os mesmos problemas referentes à divisão da corrente de sequência zero durante faltas no sistema, ela não bloqueia os harmônicos gerados pelos acessantes, além de fazer com que haja desligamentos desnecessários na concessionária em função de curtos internos. (Luiz, 2012)

Caso a impedância de sequência zero da geração distribuída seja muito maior que a impedância da rede elétrica. Na ocorrência de um curto-circuito monofásico na rede da concessionária, a impedância equivalente de sequência zero será muito próxima da impedância da rede elétrica. Desta forma, apesar de ocorrer uma divisão de corrente de sequência zero durante faltas monofásicas no sistema, a corrente que vai retornar pelo neutro do transformador será muito baixa. Isto torna a definição dos ajustes dos relés de proteção mais fácil em relação aos transformadores com enrolamento Estrela aterrada – Delta.

### 3.2.4 Análise Comparativa

Na Tabela 3.2 é apresentado um quadro resumo com as vantagens e desvantagens discutidas nas seções anteriores para cada configuração de conexão com os enrolamentos do transformador.

Tabela 3.2 - Vantagens e Desvantagens de acordo com o tipo de conexão entre os enrolamentos do Transformador.

Tipo de Conexão	Vantagens	Desvantagens
<b>Estrela Aterrada-Delta</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Facilita a detecção do curto-circuito;</li> <li>- Ausência de Contribuições do Sistema Elétrico para faltas fase terra no gerador do acessante;</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Provê caminhos indesejados para corrente de sequência zero para faltas com envolvimento de terra no sistema;</li> <li>- A corrente de desequilíbrio irá se dividir entre o equipamento da subestação e o transformador, o que</li> </ul>

	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Contensão de correntes de terceira harmônica e seus múltiplos;</li> <li>- Garantia de aterramento das linhas de transmissão mediante abertura do disjuntor da concessionária;</li> <li>- Não proporciona sobretensões nas fases não faltosas em curtos-circuitos monofásicos na rede da distribuidora.</li> </ul>	<p>pode proporcionar uma redução na capacidade de carregamento, reduzindo sua vida útil;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Caso a proteção da concessionária atue antes da proteção do acessante, e o Trafo da concessionária seja delta-estrela aterrada, pode ocorrer sobretensões na alta tensão.</li> </ul>
<b>Delta – Estrela Aterrada</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Comporta-se como um circuito aberto para corrente de sequência zero ou de desequilíbrio, não influenciando na coordenação e seletividade das proteções de terra;</li> <li>- O Delta bloqueia a circulação da corrente de sequência zero, praticamente eliminando a corrente que alimenta o curto e conseqüentemente ocasionando sua auto extinção.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Durante curtos-circuitos monofásicos, caso ocorra a abertura do disjuntor da subestação antes da desconexão da geração, o sistema deixará de ser solidamente aterrado e se mantém energizado através da alimentação do transformador Delta-Estrela do acessante.</li> <li>- Em curtos-circuitos fase terra, pode ocasionar sobretensões nas fases não faltosas</li> </ul>
<b>Estrela Aterrada – Estrela Aterrada</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Garantia de aterramento das linhas de transmissão mediante abertura do disjuntor da concessionária;</li> <li>- Não proporciona sobretensões nas fases não faltosas em curtos-circuitos monofásicos na rede da distribuidora.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Provê caminhos indesejados para corrente de sequência zero para faltas com envolvimento de terra no sistema;</li> <li>- A corrente de desequilíbrio irá se dividir entre o equipamento da subestação e o transformador, o que pode proporcionar uma redução na capacidade de carregamento, reduzindo sua vida útil;</li> </ul>

		<ul style="list-style-type: none"> <li>- Caso a proteção da concessionária atue antes da proteção do acessante, e o Trafo da concessionária seja delta-estrela aterrada, pode ocorrer sobretensões na alta tensão;</li> <li>- Não contensão de correntes de terceira harmônica e seus múltiplos.</li> <li>- Presença de contribuições do Sistema Elétrico para faltas fase terra no gerador do acessante;</li> </ul>
--	--	--

Na Tabela 3.3 é apresentado em um quadro resumo o nível de contribuição de corrente no sentido GD → Concessionária durante um curto-circuito monofásico para cada configuração de conexão com os enrolamentos do transformador.

Tais resultados foram obtidos a partir de simulações no software Easypower para uma usina de minigeração fotovoltaica de 1.625 kVA com um transformador de acoplamento de 2.000 kVA.

Diante dos resultados é possível verificar o que foi dito nas seções anteriores, onde os transformadores com enrolamento Estrela aterrada – Delta possui uma maior corrente de curto-circuito retornando pelo neutro do transformador de acoplamento.

Além disso percebe-se que o nível de curto-circuito monofásico no sistema aumenta em relação ao nível de curto-circuito monofásico informado pela concessionária antes da inserção da GD, que era de 894 A. Este fato deve-se às novas impedâncias do sistema, ao fazer o equivalente Thévenin no ponto de falta é possível verificar uma impedância menor que a que existia anteriormente.

As impedâncias equivalentes para os diagramas de sequência positiva e negativa serão as mesmas para qualquer configuração de conexão dos enrolamentos do transformador de acoplamento, sendo equivalente à impedância a montante do ponto de falta em paralelo com as impedâncias a jusante do ponto de falta. A diferença estará na análise do diagrama de sequência zero, onde para os transformadores com ligação Estrela aterrada- Delta a impedância equivalente será o paralelo da impedância a montante do ponto de falta com a impedância a jusante indo até a impedância do transformador de acoplamento, conforme pode ser observado na Figura 3.11. Para transformadores com ligação Delta-Estrela Aterrada a impedância

equivalente será a impedância a montante do ponto de falta, conforme pode ser observado na Figura 3.12. Para transformadores com ligação Estrela aterrada- Estrela aterrada a impedância equivalente será o paralelo da impedância a montante do ponto de falta com a impedância a jusante indo até a impedância da GD, conforme pode ser observado na Figura 3.13.

Dentre as impedâncias equivalentes de sequência zero, a configuração com transformador em Estrela aterrada-Delta possuirá a menor impedância equivalente, o que proporciona um maior aumento no nível de corrente curto-circuito no sistema para faltas monofásicas. No exemplo apresentado na Tabela 3.3 o nível de corrente de curto-circuito foi de 894 A para 1.631 A.

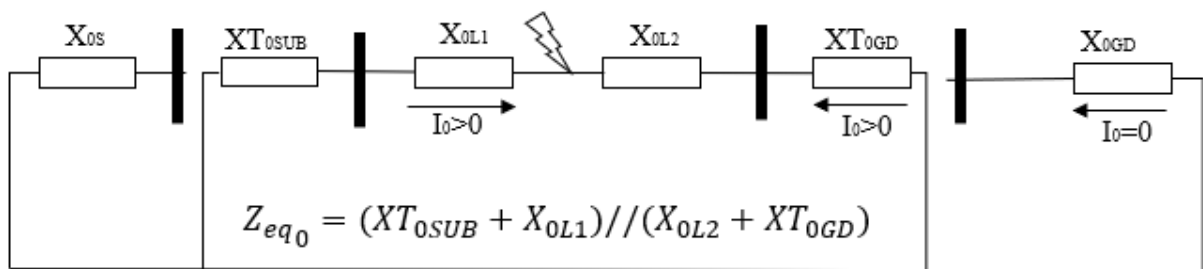


Figura 3.11 - Diagrama de sequência zero para a configuração de conexão dos enrolamentos de transformador de acoplamento em Estrela aterrada-Delta.

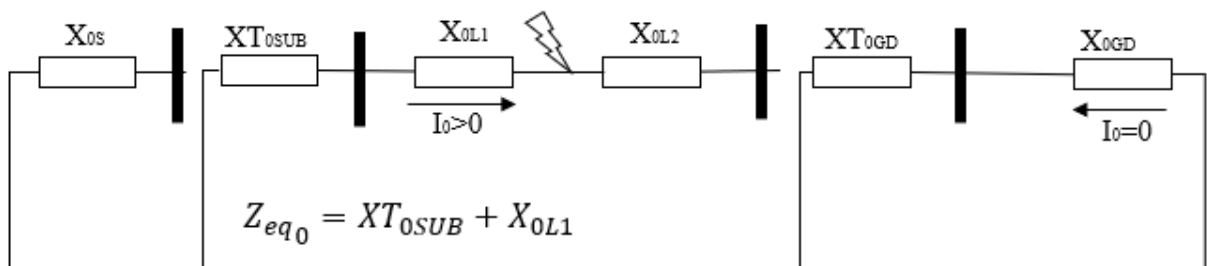


Figura 3.12 - Diagrama de sequência zero para a configuração de conexão dos enrolamentos de transformador de acoplamento em Delta-Estrela aterrada.

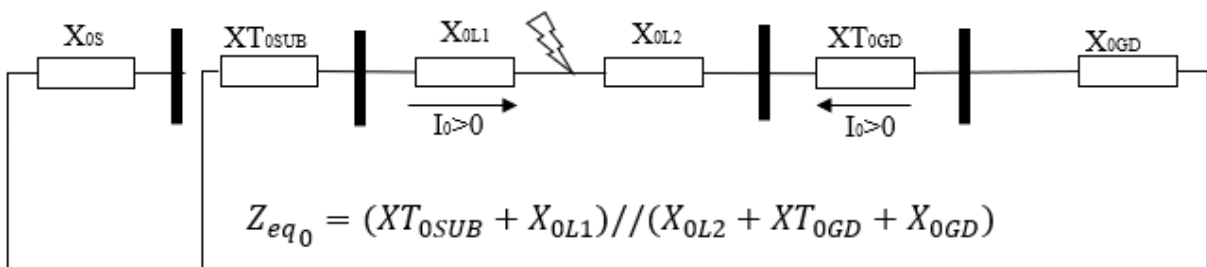
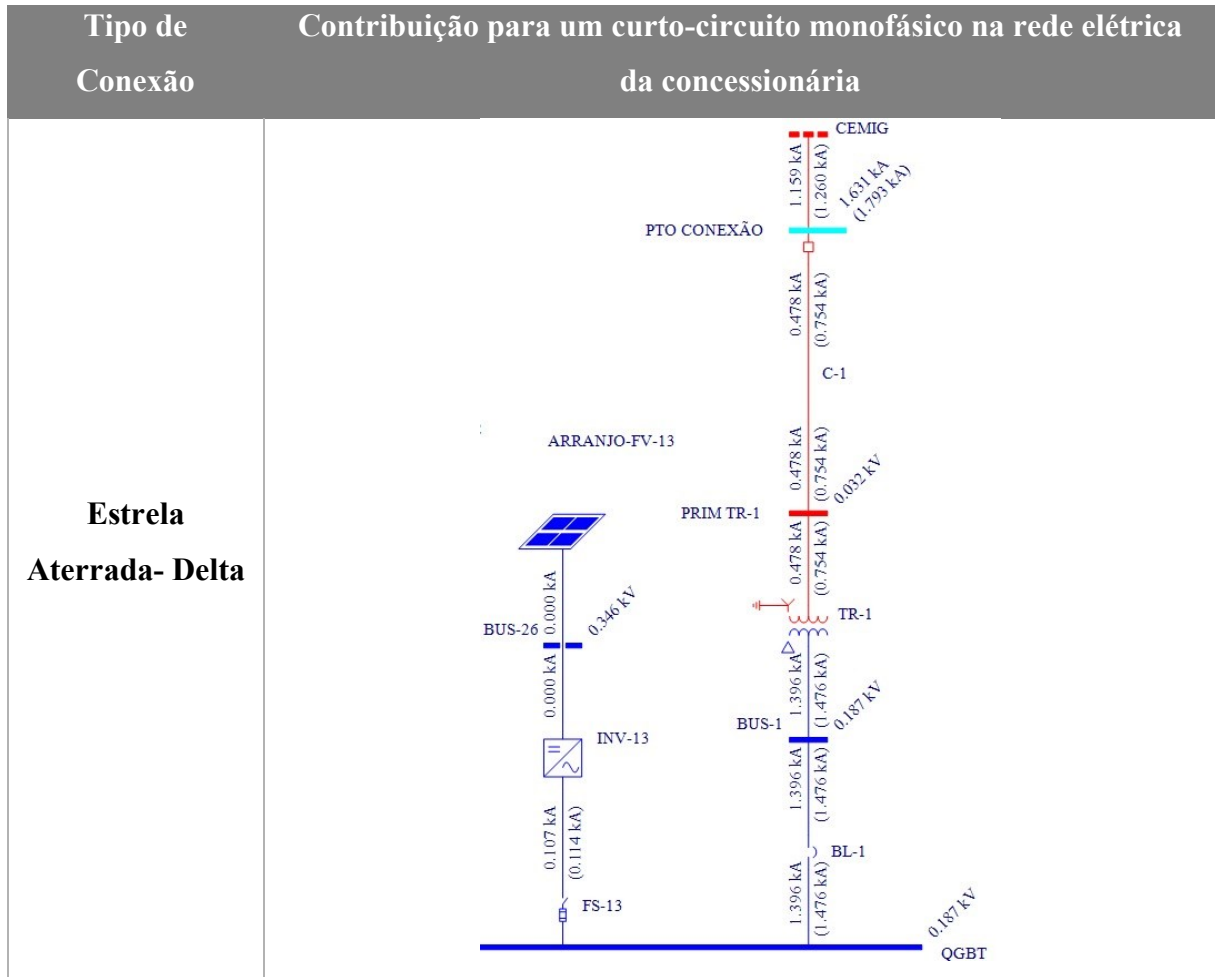


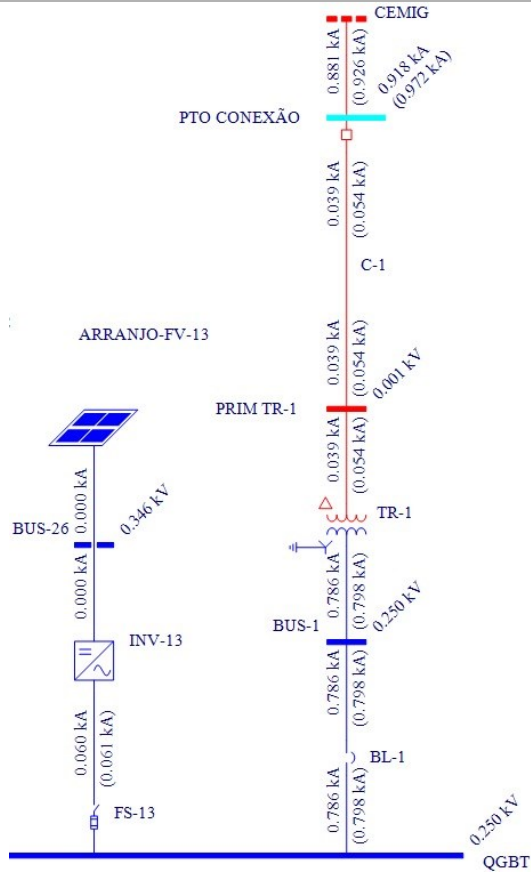
Figura 3.13 - Diagrama de sequência zero para a configuração de conexão dos enrolamentos de transformador de acoplamento em Estrela aterrada- Estrela aterrada.

Na Tabela 3.3 é possível perceber diante do pequeno aumento no nível de corrente de curto-circuito na rede, que a impedância de sequência zero da GD é muito maior que a da rede elétrica a montante do ponto de falta, o que proporciona um valor de impedância do equivalente thévenin no ponto de falta próximo à impedância da rede elétrica a montante.

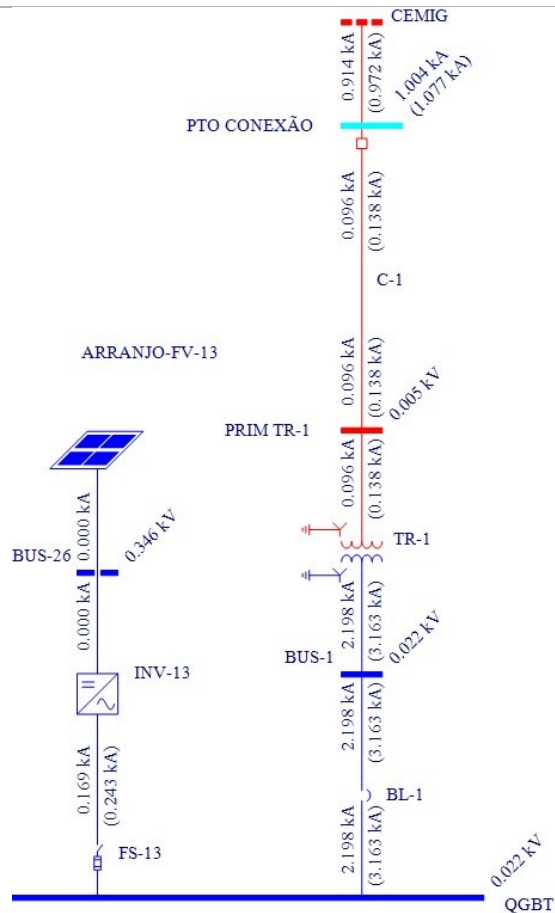
Tabela 3.3 - Comparativo do nível de contribuição de corrente vindo da GD durante um curto-circuito monofásico na relé elétrica da concessionária.



**Delta – Estrela  
Aterrada**



**Estrela  
Aterrada –  
Estrela  
Aterrada**



#### 4 Impactos Causados pela Geração Distribuída nos Sistemas de Proteção

A correta atuação dos esquemas de proteção desempenha um papel fundamental na detecção e isolamento de curtos-circuitos, prevenindo e limitando defeitos. Por correta atuação entende-se que equipamentos, dispositivos ou circuitos que estejam operando de forma anormal sejam retirados de serviço no menor tempo. Para isso, análises referentes ao nível de curto-circuito, às contribuições das fontes para a falta, à filosofia de proteção adotada, diretrizes para religamento automático, tipo de aterramento, condições pré e pós-falta, entre outras, são básicas para a especificação e parametrização dos elementos que compõem o sistema de proteção.

Caracteriza-se como sistema de proteção eficiente aquele que possui as seguintes características:

- Sensibilidade: é a capacidade de resposta da proteção às anormalidades e curtos-circuitos para os quais foi projetado;
- Velocidade: rapidez de ação na ocorrência de um curto-circuito a fim de diminuir a extensão do dano;
- Confiabilidade: probabilidade do equipamento operar no momento necessário e não operar em momento não necessário;
- Seletividade: é a capacidade do equipamento de proteção de reconhecer e selecionar regiões submetidas ou não a faltas, resultando em uma operação que não interfira em regiões fora de sua área de atuação.

Durante a concepção e análise do sistema de proteção a premissa é a busca do equilíbrio entre as necessidades técnicas e os recursos econômicos disponíveis, a fim de que não se inviabilize sua implantação.

Esquemas de proteção devem ser compostos por equipamentos adequados. No entanto, não há um padrão que defina quais os equipamentos a serem utilizados nas mais diversas condições e configurações. Algumas características são comuns, sendo elas:

Os relés devem atender integralmente as normas internacionais de padronização, tais como as normas ANSI/IEEE C37-2 (IEEE, 2008);

- Documentos sobre os relés, com informações técnicas sobre suas aplicações e quais as necessidades de manutenção e teste, devem ser fornecidos;
- O relé deve permitir que testes, manutenções e realocações sejam executados sem que qualquer distúrbio seja inserido no sistema;

- Indicações sobre o que pode levar o relé a atuar indevidamente devem estar claros nos documentos enviados.

Quando se leva em conta que os sistemas de distribuição foram concebidos para operação de forma radial, ou seja, com apenas uma fonte e um sentido para o fluxo de potência, percebe-se que a inserção de unidades de GD altera essa premissa afetando a correta operação das proteções. Essa influência será tanto maior quanto maior for a penetração da GD no sistema.

#### 4.1 Designação das Funções de Proteção e de Termos relacionados

Em função de necessidade de uniformizar e padronizar os termos utilizados pelos setores de planejamento, operação e manutenção das concessionárias de energia elétrica, a *American National Standards Institute* – ANSI atribuiu números aos dispositivos de controle e proteção, criando assim a Tabela ANSI. Como as funções de proteção citadas nesse trabalho serão muitas vezes associadas a essa numeração a Tabela 4.1 ilustrará as principais funções de proteção e seus respectivos códigos numéricos.

Tabela 4.1 - Tabela ANSI. Fonte: (IEEE, 2008)

Funções (ANSI)	Descrição
<b>21</b>	Relé de Distância
<b>25</b>	Relé de verificação de sincronismo ou Sincronização
<b>27</b>	Relé de subtensão
<b>32</b>	Relé Direcional de Potência
<b>37</b>	Relé de subcorrente ou subpotência
<b>46</b>	Relé de sequência negativa ou relé de reversão ou relé de desbalanceamento de corrente
<b>47</b>	Relé de reversão ou desbalanceamento de tensão
<b>49</b>	Relé térmico
<b>50</b>	Relé de sobrecorrente instantâneo de fase
<b>50BF</b>	Relé de proteção contra falha do disjuntor (também chamado de 50/62 BF)
<b>50G</b>	Relé de sobrecorrente instantâneo de terra (comumente chamado de 50GS)
<b>50N</b>	Relé de sobrecorrente instantâneo de neutro
<b>51/51N</b>	Relé de sobrecorrente temporizado de fase
<b>51G</b>	Relé de sobrecorrente temporizado de terra (comumente chamado de 51GS)

Funções (ANSI)	Descrição
51N	Relé de sobrecorrente temporizado de neutro
51Q	Relé de sobrecorrente temporizado de sequência negativa
51V	Relé de Sobrecorrente com restrição de tensão
52	Disjuntor de corrente alternada
59	Relé de Sobretensão
59Q	Relé de Sobretensão de sequência negativa
59N	Relé de sobretensão residual ou sobretensão de neutro (ou 64G)
62	Relé temporizador
63	Relé de pressão de gás (Buchholz)
64	Relé detector de terra
67	Relé de sobrecorrente direcional de fase
67N	Relé de sobrecorrente direcional de neutro (instantâneo ou temporizado)
67G	Relé de sobrecorrente direcional de terra (instantâneo ou temporizado)
67Q	Relé de sobrecorrente direcional de sequência negativa
68	Relé de bloqueio por oscilação de potência
74	Relé de alarme
78	Relé Salto Vetor/deslocamento de fase/proteção contra falta de sincronismo
79	Relé de religamento
81U/O	Relé de sub e sobrefrequência
81 df/dt	Relé de taxa de variação da frequência
85	Relé receptor de sinal de telecomunicação (teleproteção)
86	Relé auxiliar de bloqueio
87	Relé de proteção diferencial

Outros conceitos que serão utilizados:

- *Pick-up*: ponto em que a tensão ou corrente injetada sensibilizam o relé de proteção, levando ao início da operação em relés eletrônicos ou digitais e/ou o movimento do disco de indução em relés eletromecânicos;
- *Trip*: ponto em que o relé de proteção fecha os contatos de saída. Isso ocorre quando o valor da corrente ou tensão de *pick-up* permanece por um período de

tempo maior ou igual ao especificado pelo usuário ou ainda por um tempo definido através de uma curva estabelecida pelo usuário.

#### 4.2 Condições de Aterramento do Sistema

A determinação adequada do esquema de proteção mais apropriado irá depender das características do aterramento do sistema de distribuição, cujos exemplos mais comuns são (Mardegan, 2012):

- **Sistema efetivamente aterrado:** Nesse sistema, o aterramento é feito através de uma impedância tal que para todas as condições do sistema a razão entre a reatância equivalente de sequência zero e a reatância de sequência positiva ( $X_0/X_1$ ) seja positiva e menor que 3 e que a razão entre a resistência de sequência zero e a reatância de sequência positiva ( $R_0/X_1$ ) seja positiva e menor que 1. Considerando-se as relações existentes entre as impedâncias de sequência zero e positiva, no caso de falha para a terra, esse tipo de sistema admitirá correntes de valor apreciável sem que haja grandes elevações de tensão nas fases sadias. Entretanto, a inclusão de resistências ou reatâncias entre neutro e terra torna possível a redução dessa corrente sem que seja alterada a condição de efetivamente aterrado do sistema, desde que mantida as condições estabelecidas pela definição.
- **Sistemas solidamente aterrados:** consiste na conexão do neutro do gerador e transformador diretamente à terra. Neste esquema de aterramento, não há impedância de sequência zero devido ao fato da impedância de falta ser muito pequena. São considerados eficientes os aterramentos sólidos cuja corrente de curto-circuito fase terra seja de, no mínimo, 60% da corrente de curto-circuito trifásica. Em termos de componentes de sequência, o aterramento é eficiente somente se  $R_0 < X_1$  e  $X_0 < 3 \cdot X_1$ .
- **Sistemas não aterrados:** Nesse sistema, uma falta fase terra causa apenas uma pequena corrente à terra; portanto, o sistema pode continuar em operação mesmo com uma falta à terra, permitindo sua continuidade. Além disso, há ainda a vantagem econômica, já que se eliminam os gastos com aterramento. No entanto, deve ser considerado que nesse tipo de sistema, o nível de segurança é menor já que ele não possui malhas de aterramento, capazes de fornecer proteção contra perturbações transitórias, como descargas atmosféricas.

### 4.3 Filosofia de Proteção de Sistemas de Distribuição de Média Tensão

As redes de distribuição primárias, ou de média tensão, emergem das subestações de distribuição e normalmente operam radialmente com possibilidade de transferência de blocos de cargas entre circuitos. Essas redes atendem aos consumidores primários e aos transformadores de distribuição que suprem a rede de baixa tensão (Kagan, 2005). Tais redes contam com um tronco principal do qual se derivam ramais, protegidos usualmente por religadores, fusíveis e seccionadores, conforme nível da corrente de curto-circuito a ser interrompida.

O religador pode ser considerado como um disjuntor com um relé de proteção acoplado, ou seja, é um equipamento automatizado de manobra instalado nas redes de distribuição de energia elétrica, normalmente em circuitos primários de 13,8 kV, 27 kV e 36 kV.

O fusível é um dispositivo utilizado para a proteção de sobrecorrente em circuitos, fundamentalmente, contra curtos-circuitos, e é constituído de um elemento condutor que se funde e interrompe o circuito quando atinge valores acima de sua capacidade nominal. Os fusíveis podem ser, por exemplo, retardados, rápidos, ultra-rápidos e limitadores de corrente.

Os seccionadores são dispositivos capazes de interromper a energia para um circuito elétrico. As chaves seccionadoras podem ser para abertura sob carga ou sem carga.

Para as chaves de abertura sem carga temos a chave seccionadora seca, onde a operação de abertura e fechamento é realizada manualmente através de um bastão isolante e cada fase é acionada individualmente; e a chave fusível, que executa tanto a função normal de comando sem carga, quanto a de proteção perante um curto-circuito, pela queima do fusível que, em condições normais, também faz a vez de contato móvel.

As chaves para abertura sob carga são projetadas para ser instalada em ambiente abrigado. O arco elétrico é dissipado dentro de uma câmara e os contatos são acionados com o auxílio de molas para acelerar a abertura e fechamento. Esse tipo de seccionadora pode, também, operar com fusíveis (fase a fase) que, quando queimam, provocam o acionamento de um disparador (espoleta) que, por sua vez, aciona o dispositivo de abertura da chave, seccionando o circuito.

Nos sistemas de distribuição são utilizadas duas filosofias de proteção: a filosofia de proteção seletiva e a filosofia de proteção coordenada.

A proteção é definida como seletiva quando o ajuste da proteção de retaguarda é feito de maneira a permitir que o dispositivo de proteção mais próximo da falta opere para qualquer tipo de defeito a jusante, tanto transitório quanto permanente (CEMIG, 2017). Assim, ocorrendo uma falta no ponto I da Figura 4.1, o elo da chave fusível C1 se rompe sem que haja

operação do dispositivo de proteção de retaguarda R1, interrompendo apenas os consumidores em A.

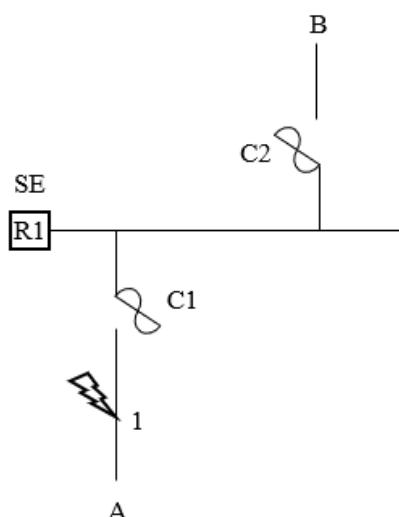


Figura 4.1 – Rede MT com chaves fusíveis nos ramais e um religador na subestação.

Já a proteção coordenada é aquela em que o ajuste dos relés de retaguarda é feito de maneira a eliminar as faltas transitórias por meio do religamento automático do dispositivo de proteção de retaguarda R1 sem que haja a operação do dispositivo de proteção local C1, que deverá operar apenas para faltas permanentes. Assim, para uma falta no ponto 1 da Figura 4.1, haverá operação em curvas rápidas do dispositivo de proteção R1 instalado na subestação, na tentativa de eliminar a falta, caso ela seja transitória. Se a falta persistir, o elo fusível da chave C1 se rompe evitando o bloqueio de R1. Dessa maneira, os consumidores atendidos pelo circuito serão interrompidos momentaneamente se a falta for transitória e, se for permanente somente os consumidores do ramal A serão interrompidos até o reparo do defeito (CEMIG, 2017).

Considerando sistemas sem a conexão de unidades de geração distribuída, o ajuste das proteções de MT já enfrenta os seguintes elementos dificultadores:

- Uso intensivo de religadores e seccionadores em série ao longo dos ramais, o que requer maiores temporizações na proteção da saída do alimentador na subestação, principalmente para valores baixos de correntes de curto-circuito;
- Tempos de eliminação de faltas, para correntes de curto-circuito máximo, compatíveis com os requisitos de equipamentos e segurança. O tempo máximo adotado para eliminação de faltas no barramento de MT da subestação é em torno de 0,9 segundos o que implica em ajustes de tempo em torno de 0,5 segundos para as proteções das saídas dos alimentadores. Tais tempos dificultam a coordenação

com os dispositivos de proteção da média tensão instalados a jusante (CEMIG, 2017);

- Aumento de carga instalada por alimentador, levando a ajustes de elevados valores de *pick-up* das proteções de saídas dos alimentadores.
- Necessidade de manter elevada a sensibilidade dos relés de neutro, através de níveis de *pick-up* baixos, de modo a garantir efetiva proteção para faltas de baixa corrente.

Nesse contexto, a alteração da corrente de curto-circuito, provocada pela inserção de unidades de GD, é mais um fator que deve ser considerado.

#### 4.3.1 Coordenação de proteção de alimentadores

Como mencionado anteriormente, nas redes de média tensão (MT) a filosofia de proteção, normalmente, utilizada se baseia em dois princípios: Proteção Seletiva e Proteção Coordenada.

A proteção seletiva é a filosofia mais adotada, em função da necessidade de expor os consumidores ao menor número possível de desligamentos. A fim de avaliar a seletividade e a coordenação entre dispositivos de proteção faz-se o uso de um gráfico denominado coordenograma. Nele são apresentadas as características do tempo de acionamento dos dispositivos de proteção mediante a solicitação de corrente da rede elétrica. O coordenograma da filosofia de proteção seletiva é mostrado na Figura 4.2, onde a curva inferior corresponde ao dispositivo de proteção que deve atuar primeiro, chamada de proteção local, e a curva superior refere-se ao equipamento que deve atuar caso o primeiro falhe, chamado de proteção de retaguarda. Essa filosofia pode ser adotada entre diversos dispositivos de proteção tal como os relés e religadores.



Figura 4.2 - Coordenograma para proteção seletiva.

Já a filosofia de proteção coordenada, se baseia, principalmente, na coordenação entre religadores e chaves fusíveis, tal como mostrado na Figura 4.3.

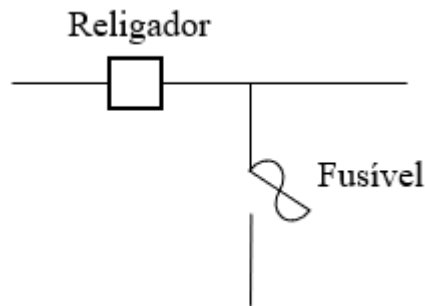


Figura 4.3 - Esquema Típico Religador - Fusível utilizado em alimentadores.

Na Figura 4.3, o religador está alocado no alimentador principal enquanto o fusível encontra-se no circuito lateral. A correta operação desses equipamentos baseia-se no critério de só haver abertura do fusível para os casos de faltas permanentes, enquanto falhas temporárias devem ser eliminadas pelo religador. Como as faltas temporárias constituem 70% a 80% das falhas que ocorrem no sistema de distribuição, este arranjo melhora a confiabilidade e reduz custos de manutenção, ainda mais em circuitos longos e de difícil acesso (Javadian, Haghifam, & Massaeli, 2011).

Para atender o critério citado acima, no religador são configurados dois tipos de curvas de atuação. A primeira consiste na Curva Rápida onde o tempo mínimo de fusão do elo fusível deve ser maior que o tempo de abertura rápida do religador multiplicado por um fator  $K$ , que varia em função do número de operações e do tempo de religamento do circuito, em todas as condições de falta no trecho protegido pelo fusível. A segunda consiste na Curva Lenta, onde o tempo total de interrupção do elo deve ser menor que o tempo mínimo de abertura do religador em sua curva “lenta”, isto é necessário pois se o curto-circuito permanecer após fechamento do religador, o problema passará a ser considerado permanente, levando a necessidade de rompimento do fusível. Caso o fusível não interrompa o curto-circuito dentro desse tempo, o religador irá abrir novamente, mas, dessa vez, bloqueando, evitando assim, novos fechamentos. O cumprimento dessas condições resulta em um gráfico de coordenação religador - fusível mostrado na Figura 4.4.

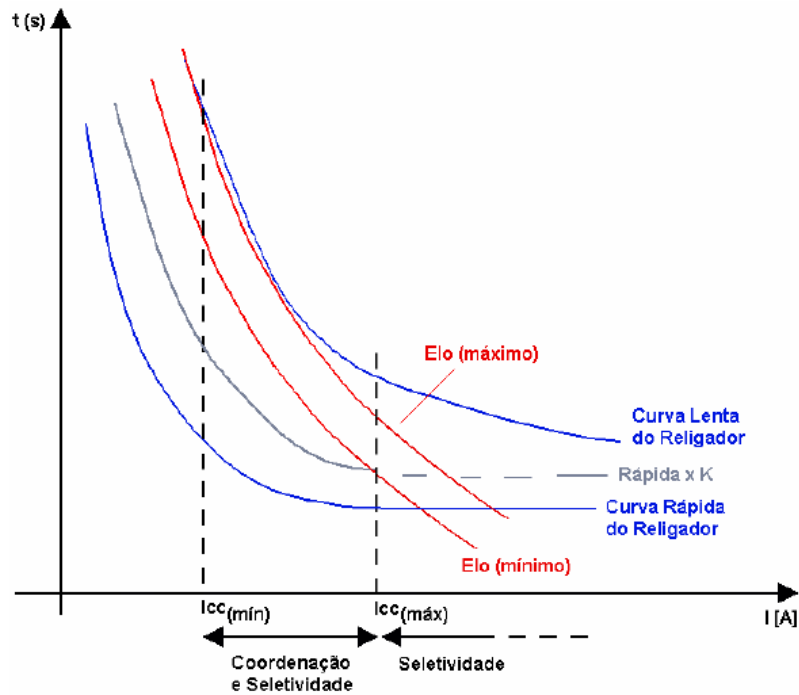


Figura 4.4 - Coordenação Religador - Elo Fusível. Fonte: (Luiz, 2012)

Para verificar-se a seletividade entre os dispositivos de proteção, deve-se considerar um intervalo de coordenação ou de tempo que garanta que a proteção mais próxima da falta irá operar primeiro e que a proteção situada imediatamente a montante não irá operar, a menos que a proteção mais próxima falhe. Na Tabela 4.2 são apresentados valores praticados de intervalos de coordenação (Mardegan, 2012).

Tabela 4.2 - Intervalo de coordenação entre dispositivos de proteção.

Intervalo de Coordenação				
Dispositivo à Montante	Dispositivo à Jusante			
	Relé Estático	Relé Eletromecânico	Disjuntor BT	Fusível
<b>Relé Estático</b>	0,25 s	0,30 s	0,20 s	0,20 s
<b>Relé Eletromecânico</b>	0,30 s	0,30 s	0,20 s	0,20 s
<b>Disjuntor BT</b>	0,20 s	0,30 s	Nota 1	Nota 2
<b>Fusível</b>	0,20 s	0,30 s	Nota 3	Nota 4

Notas:

- 1 – Basta que a parte inferior da curva do disjuntor a montante fique acima do a jusante.
- 2 – Basta a parte inferior da curva do disjuntor ficar acima da curva de tempo máximo de fusão.
- 3 – Basta a curva de tempo mínimo de fusão fica acima da parte superior da curva do disjuntor.
- 4 – É necessário que o  $I^2t$  do fusível seja menor que o do situado a montante.

#### 4.3.2 Impacto da GD na Direcionalidade das Proteções

Relés de sobrecorrente são comumente empregados em configurações radiais. No entanto, alterações no sistema que resultem na inserção de mais uma fonte de injeção, como acontece com a conexão de GD, fazem com que seja necessário o uso de relés de sobrecorrente direcionais (67/67N). Dessa forma, mesmo que haja corrente de curto-circuito circulando em dois sentidos, dependendo do ponto de falta, somente haverá sensibilização dos relés 67/67N para contribuições em um sentido pré-determinado. Para os casos em que o sentido da corrente de curto é inverso ao da corrente de carga, a utilização da direcionalidade permite ainda que seja possível ajustar o relé com um valor de corrente menor do que o verificado para corrente de carga. Assim, a determinação da direcionalidade do relé possibilita a manutenção da seletividade entre os circuitos, com retirada apenas do circuito com a falta.

A proteção de sobrecorrente direcional utiliza amostras de tensão e corrente para o seu funcionamento. Pode-se dizer que ela é formada por duas unidades de proteção: uma unidade de sobrecorrente (50 ou 51) e uma unidade direcional (32), sendo que o conjunto das duas unidades é que recebe o número de função 67, como mostra a Figura 4.5. Se a unidade de sobrecorrente, por exemplo, for temporizada (51), ela será sensível apenas à corrente, e funcionará à base de uma curva de tempo inverso ou de tempo definido.

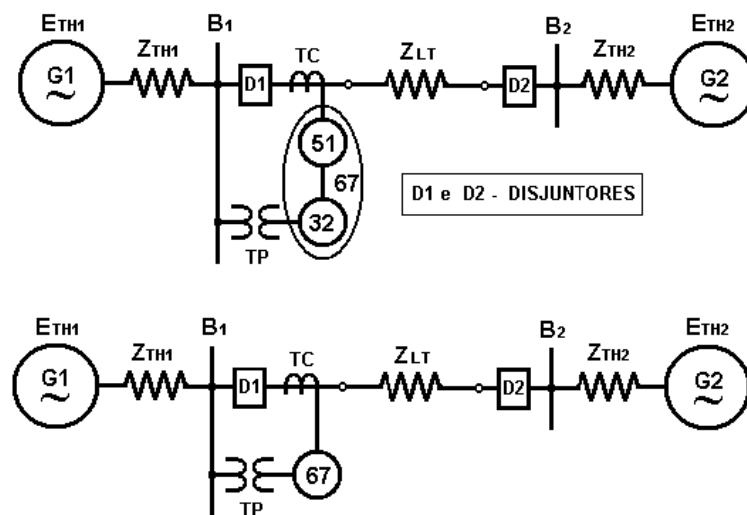


Figura 4.5 - Representação da proteção de sobrecorrente direcional de fase temporizada (67) pela associação de uma unidade de sobrecorrente temporizada (51) e de uma unidade direcional (32). (Luiz, 2012)

A unidade direcional será sensível às grandezas tensão e corrente e irá comparar o ângulo de fase entre elas para determinar a direção (sentido) do fluxo de corrente. Diz-se que a unidade direcional “supervisiona” a unidade de sobrecorrente. Se houver circulação de corrente superior ao nível da corrente de operação (“*pick-up*”) na direção de “desligamento”, ou seja, no sentido da barra para a linha, a unidade direcional dará “permissão” para que a unidade de

sobrecorrente efetue o desligamento. Se a circulação de corrente estiver na direção contrária, isto é, no sentido da linha para a barra, a unidade direcional impedirá o desligamento.

#### 4.3.3 Ilhamento e Proteção

Ilhamento pode ser definido como uma condição em que parte da rede de distribuição que contenha tanto carga quanto GD se mantém energizada, mesmo após a desconexão da distribuidora. Essa condição pode ser intencional, quando a configuração é planejada com base em estudos que garantirão a qualidade da energia suprida aos consumidores pela GD, ou não-intencional, quando ocorre em função de faltas que ocasionam a abertura de disjuntores da concessionária. De maneira geral, ilhamentos têm sido evitados, embora já existam esforços no sentido de mitigar os riscos e maximizar os benefícios do atendimento planejado de cargas via geração distribuída, visando aumentar a confiabilidade do sistema e reduzir o tempo de interrupção (Luiz, 2012).

Havendo equilíbrio entre geração e a carga, quando a alimentação principal fica indisponível, podem ocorrer ilhamentos não intencionais em função de falhas na atuação da proteção do acessante para faltas na concessionária, ou ainda quando as razões que levaram a desconexão da distribuidora não são elétricas, como nos casos de *trip* acidental, ou seja, quando o dispositivo de proteção atua desconectando o sistema em situações de operação normal.

A formação de ilhamentos não-intencionais é indesejada em função dos inúmeros problemas a que o sistema pode ser exposto. Alguns exemplos desses problemas são: qualidade de energia incompatível com os padrões exigidos e fora do controle da distribuidora, redução dos níveis de curto-circuito o que ocasiona descoordenação das proteções da região ilhada e risco de vida durante manutenções, devido à existência de regiões energizadas não previstas.

Além disso, ilhamentos não-intencionais interferem no restabelecimento da rede elétrica, podendo ocasionar novos desarmes ou danos aos equipamentos da concessionária ou do acessante, caso ocorram religamentos fora de sincronismo. No caso da concessionária, esses danos seriam ocasionados pela circulação de uma corrente transitória superior ao nível de falta para o qual o sistema de proteção da distribuidora foi dimensionado. Alguns estudos estão sendo realizados a fim de mostrar que, quando o tamanho da GD é suficientemente pequeno, não existe o risco de ocorrência de elevados patamares de corrente transitória (Almeida, Arefifar, Kagan, & XU, 2010).

Diante dos danos potenciais que podem ocorrer em um sistema com ilhamento, este assunto merece uma especial atenção. Por isso, a norma brasileira ABNT NBR 16149:2013

recomenda que os esquemas de proteção do acessante, como os inversores fotovoltaicos, identifiquem condições de ilhamento não-intencional e promovam sua desconexão em no máximo 2 segundos (ABNT, 2013).

### **Técnicas de Detecção de Ilhamento**

O problema de detecção de ilhamento com confiabilidade é visto como um dos aspectos mais desafiadores da conexão de geração distribuída, resultando assim, em um número considerável de pesquisas a respeito (Javadian, Haghifam, & Rezaei, 2009). As técnicas de proteção desenvolvidas podem ser classificadas em:

- Métodos Passivos: tomam decisões com base na avaliação da forma de onda de tensão ou corrente do sistema.
- Métodos Ativos: tomam decisões com base nas medições dos sinais injetados ativamente na rede elétrica por sistema de controle projetados para tal. Esses sinais são, geralmente, de alta frequência, e tem suas características alteradas em função das condições da rede elétrica. Métodos ativos permitem a detecção mais confiável do evento, independentemente de outros fenômenos.

Embora haja muitas proposições teóricas para métodos ativos, a sua aplicação na prática tem sido limitada em função da falta de confiabilidade dos hardwares e dos altos custos envolvidos. No entanto, essa situação vem mudando, e a tendência é que a utilização desses métodos se torne viável no futuro.

Dentre os principais métodos usados para detecção de ilhamento cita-se:

- Taxa de variação de frequência (*Rate of Change of Frequency – ROCOF*): Tendo sido atribuída a numeração 81  $df/dt$  pela norma ANSI C37-2, corresponde ao método mais comumente utilizado para detecção de ilhamento. É um método passivo que se baseia na verificação de variações lentas da frequência, o que acontece quando a diferença entre potência gerada e potência demandada pelas cargas é pequena.
- Salto de vetor (*Vector Shift*): Tendo sido atribuída a numeração 78 pela norma ANSI, corresponde a um algoritmo de proteção que monitora a variação do ângulo da tensão, operando quando tal variação supera o limiar predefinido no ajuste do relé. Enquanto alguns relés tomam como referência apenas uma fase, outros têm referência trifásica, o que ajuda a tornar o algoritmo imune a interferências, tal como distorções harmônicas.

- Transferência de atuação das proteções da concessionária (*Direct transfer trip* – DTT): Esse método se baseia na transferência do sinal de disjuntor aberto ou de atuação das proteções da concessionária para o acessante, de forma que ele também seja desconectado do sistema. Trata-se do método mais confiável já que não está sujeito a avaliação do equilíbrio geração/carga e, também, é imune a eventos remotos. No entanto, o elevado custo de sua implantação pode tornar sua utilização inviável. Além disso, conforme topologia de rede, pode ser necessária a transferência de sinal de mais de um local, o que aumenta o custo e complexidade do sistema.
- Proteções de Frequência e Tensão (81U/O, 27 e 59): Em circunstâncias específicas, tais como quando se utilizam geradores de indução sem compensação reativa ou geradores de indução com dupla alimentação e sem controle de tensão, a utilização da combinação de relés de sub/sobrefrequência e tensão são suficientes para detectar condições de ilhamento, já que existe uma impossibilidade física de funcionamento estável da ilha formada.

Para geradores síncronos e de indução, os principais sistemas de proteção anti ilhamento são baseados no uso de técnicas que utilizam relés de sub e sobrefrequência, 81(U/O), relés de taxa de variação de frequência, 81(df/dt), relé de salto de vetor, 78, e relés de sub e sobretensão, 27/59 (Vieira Júnior, 2006).

No caso de geradores conectados via conversores estáticos, além das funções citadas, há um sistema de monitoramento, instalado entre a GD e a rede de distribuição de baixa tensão, que permite desligar a GD quando for constatada ausência de tensão no alimentador.

#### 4.4 Religamento Automático

A maior parte das faltas a que o sistema é submetido é temporária e pode ser eliminada com a abertura da fonte de alimentação durante um curto espaço de tempo, suficiente para desaparecimento do arco elétrico. Com o fim do arco, o sistema pode ser restabelecido. Para aumentar a rapidez desse restabelecimento, a concessionária de energia utiliza o recurso de religamento automático, também conhecido como RA, que possibilita a maximização da continuidade de seu atendimento.

No entanto, a conexão de unidade de GD pode prejudicar o desempenho desse procedimento, tornando o esforço para recompor o sistema complexo devido aos sérios riscos de ocorrer um fechamento sem sincronização entre os geradores, que estejam atendendo cargas de forma ilhada, e a concessionária (Pereira Gama, et al., 2013). Dependendo da diferença entre

a magnitude e ângulo da tensão da área ilhada e do sistema elétrico podem surgir durante fechamento sobretensões, sobrecorrentes e grandes torques mecânicos que podem ocasionar, além de danos e estresse cumulativo para o gerador, sérios estragos para o disjuntor.

O risco das unidades de GD continuar a contribuir para o curto-circuito, fazendo com que o arco elétrico não seja eliminado, é outra questão a ser considerada. Além disso, para ligações do transformador de acoplamento Delta do lado da concessionária, o atendimento das cargas pelo acessante pode expor os consumidores a sobretensões indesejadas, conforme já discutido anteriormente. Em sistemas de distribuição submetidos à conexão de geradores de acessantes existe ainda a preocupação com a segurança de terceiros e do pessoal próprio da concessionária quando não são tomadas as precauções necessárias.

Dessa forma, o acessante deve possuir proteções que proporcionem a pronta desconexão e o bloqueio de seu disjuntor de interligação sempre que quaisquer distúrbios ocorrerem como curto-circuito, fase aberta, variação acentuada de tensão e/ou frequência, etc., ao longo do alimentador até a subestação da concessionária, visando, principalmente, à preservação de suas próprias instalações. Tais proteções devem ser suficientemente rápidas, de forma a não prejudicar a operação do RA, que ocorre em alta velocidade. Após essa desconexão o sistema de Geração Distribuída não pode retomar o fornecimento de energia à rede elétrica (reconexão) em média por um período mínimo de 180 segundos após a retomada das condições normais de tensão e frequência da rede.

## 5 Estudos para a conexão da Minigeração Fotovoltaica ao Sistema de Distribuição

Os estudos básicos para a conexão de minigerações fotovoltaicas ao sistema elétrico são de responsabilidade do consumidor e devem avaliar, tanto no ponto de conexão quanto na sua área de influência no sistema elétrico acessado, os seguintes aspectos (ANEEL, 2017):

- Nível de Curto-Circuito;
- Capacidade de disjuntores, barramentos, transformadores de instrumento e malhas de terra;
- Adequação do sistema de proteção envolvido na integração das instalações do acessante e revisão dos ajustes associados, observando os estudos de coordenação de proteção, quando aplicáveis;
- Ajustes dos parâmetros dos sistemas de controle de tensão e de frequência e, para conexões em alta tensão, dos sinais estabilizadores.

Deste modo, são necessários analisar simulações de fluxo de potência e curto-circuito no sistema em questão e a partir dos resultados obtidos será possível realizar o estudo de proteção e garantir coordenação e seletividade à usina e ao sistema elétrico. Nas próximas seções serão apresentados como tais estudos são realizados para a conexão de uma usina de minigeração fotovoltaica no Sistema de Distribuição Elétrica.

### 5.1 Fluxo de Potência

Na maior parte do tempo a forma de operação dos Sistemas Elétricos de Potência é o regime permanente senoidal equilibrado, com tensões e correntes simétricas, estado no qual a energia elétrica é entregue ao consumidor, com frequência e tensão dentro de limites adequados, permitindo à concessionária cobrar pelos serviços prestados ao consumidor.

Dentro deste contexto, os estudos de fluxo de potência ou fluxo de carga se tornam de grande importância, pois são esses estudos que propiciam ao analista o conjunto de respostas que possibilitam a certeza de que o sistema realizará seu objetivo principal de atender ao consumidor. Em outras palavras, esses estudos fornecem a solução, em regime permanente senoidal (RPS), de uma rede elétrica de potência, para uma dada condição de carga/geração. Como resultados mínimos, eles devem fornecer:

- Módulo e ângulo da tensão em cada barra da rede elétrica – devem estar dentro de um intervalo definido preestabelecido pela concessionária;

- Potência gerada/consumida em cada barra da rede – devem estar compatíveis com os equipamentos e demandas contratadas pelo consumidor;
- Fluxo de potência e consumo de reativos em ambos os extremos de cada linha de transmissão, além das perdas associadas à sua operação – devem ser reduzidos a um valor mínimo preestabelecido pela concessionária;
- Geração ou consumo de reativos em cada compensador síncrono ou estático – devem ser compatíveis com os capacitores instalados no sistema;
- Perdas totais do sistema – devem ser inferiores a um valor máximo preestabelecido pela concessionária.

Devido à sua importância, os estudos de fluxo de potência possuem um número significativo de aplicações, entre elas, os planejamentos da operação e da expansão, o controle do sistema elétrico como um todo, os estudos de estabilidade e de otimização, os estudos de confiabilidade, podendo ser utilizados até mesmo como elemento auxiliar em estudos de curtos-circuitos e transitórios.

Existem diversos métodos de cálculos para a análise do fluxo de potência, os quais tratam da solução de redes elétricas com restrições não lineares. Estes métodos podem ser classificados como (Pereira, 2015):

- Métodos que utilizam a matriz de admitâncias de barra: o mais conhecido é o método de Gauss-Seidel. A convergência desses métodos é normalmente lenta, devido à fraca iteração entre as variáveis, em razão da esparsidade desta matriz. Muitas vezes a convergência fica inclusive comprometida, em sistemas mal condicionados.
- Métodos que utilizam a matriz das impedâncias de barra: Esses esquemas possuem convergência rápida e confiável para a maioria dos problemas práticos, porém, introduzem o problema de se montar e armazenar a matriz de impedâncias de barra.
- Método de Newton-Raphson: é um método clássico e de reconhecida eficiência. Sua aplicação na solução de problema de fluxo de potência somente tornou-se prática com a introdução, por Tinney e Walker (1967), da ideia de solução de sistemas de equações lineares com matrizes de coeficientes esparsas por fatoração triangular otimamente ordenada.

Antes de analisar o fluxo de potência com a inserção de um sistema fotovoltaico na rede de distribuição é necessário entender o seu funcionamento. Um sistema fotovoltaico é

constituído de módulos fotovoltaicos e inversores fotovoltaicos para conexão com a rede elétrica. Onde os módulos fotovoltaicos absorvem a radiação solar transformando-a em energia elétrica na forma de corrente contínua e os inversores a convertem em corrente alternada.

Estes sistemas normalmente não regulam tensão, e sim a corrente injetada. Portanto, uma das proteções ativas no inversor fotovoltaico são as proteções de subtensão (27) e sobretensão (59), de modo a garantir a atuação frente às condições anormais da rede (Villalva, 2019).

Em condições onde o projetista não possui um software para análise do fluxo de potência capaz de inserir os dados de um sistema fotovoltaico, o mesmo representa a geração por meio de fonte de corrente, onde a máxima corrente de saída possível é definida pelas características do inversor.

As análises de fluxo de potência, implementadas pelas concessionárias, normalmente, devem considerar patamares de carga leve, média e pesada, operando sob a condição de máxima geração fotovoltaica (kVA), e são realizadas com o objetivo de verificar se os limites de tensão dos barramentos e de carregamento dos ramos da rede elétrica são violados.

Existem estudos onde dizem que este procedimento precisa ser aprimorado, diante da crescente inserção de minigerações nas redes de distribuição, exigindo alterações nos estudos de conexão tradicionalmente realizados (Moreira, et al., 2019). Tais alterações estão intimamente relacionadas à chamada dicotomia carga/geração. A dicotomia carga/geração expressa a interação entre a potência gerada e a potência consumida pela unidade consumidora geradora, devendo ser bem compreendida, para que o estado da rede elétrica possa ser estimado com exatidão. A desconsideração das especificidades das fontes de energia distribuída, como, por exemplo, a intermitência do recurso solar, pode influenciar os resultados dos estudos de conexão, tanto sob a perspectiva da acessada quanto do acessante. Esta temática vem sendo debatida no setor elétrico, não havendo ainda consenso sobre qual seria o melhor procedimento de integração da geração distribuída nas redes de distribuição.

Um dos resultados mínimos na análise de um fluxo de potência é o nível de tensão na rede elétrica. A Tabela 5.1 apresenta as faixas de tensão adotadas pelas principais distribuidoras do país para o regime de operação normal. Cabe ressaltar que a faixa de tensão em regime permanente no regime normal de operação estabelecido no Módulo 8 do PRODIST está entre 95% e 105% da tensão de referência (ANEEL, 2018), (CEMIG, 2018), (Energisa, 2017), (Light, 2018), (CPFL Energia, 2019), (Copel, 2018), (Enel, 2018), (EDP, 2017), (ELEKTRO, 2019).

Tabela 5.1 - Níveis de Tensão em Regime Permanente Senoidal.

Distribuidora	Faixa de Tensão no ponto de Conexão
<b>CEMIG</b>	$0,95 * V_R \leq Tensão \leq 1,05 * V_R$
<b>ENERGISA</b>	$0,95 * V_R \leq Tensão \leq 1,05 * V_R$
<b>LIGHT</b>	$0,80 * V_R \leq Tensão \leq 1,10 * V_R$
<b>CPFL</b>	$0,93 * V_R \leq Tensão \leq 1,05 * V_R$
<b>COPEL</b>	$0,96 * V_R \leq Tensão \leq 1,00 * V_R$
<b>ENEL</b>	$0,80 * V_R \leq Tensão \leq 1,10 * V_R$
<b>EDP</b>	$0,925 * V_R \leq Tensão \leq 1,05 * V_R$
<b>ELEKTRO</b>	$0,80 * V_R \leq Tensão \leq 1,10 * V_R$

\* $V_R$  é a Tensão de Referência ou a Tensão Contratada no ponto de conexão da unidade consumidora.

## 5.2 Curto-Circuito

No momento que ocorre um curto-circuito, em algum ponto da rede elétrica, vão aparecer transitórios, tanto na tensão quanto na corrente, que deixam de ser perfeitamente senoidais por um curto espaço de tempo. Se os equipamentos de proteção contra curtos-circuitos atuarem corretamente, a parte da rede elétrica que está com defeito será isolada, e vão aparecer outros transitórios, em razão das operações de chaveamento, visando isolar e desenergizar a região com defeito. Após todas estas operações, um sistema de potência bem projetado e operado tende, normalmente, para o regime permanente senoidal (RPS) estável. Se, por outro lado, nenhum equipamento de proteção contra curto-circuito atuar e, na hipótese destas correntes de curto não danificarem equipamentos da rede elétrica, o regime transitório também desaparece, e a rede elétrica vai entrar novamente em RPS, apresentando correntes de curto-circuito senoidais.

Grande parte dos equipamentos do sistema, tais como relés de proteção, disjuntores, transformadores de corrente e de potencial podem ser, de acordo com as normas atualmente vigentes das concessionárias, dimensionados, ajustados e/ou especificados pelo conhecimento dos valores em RPS das correntes e/ou tensões sob condições de curto-circuito. O método comumente utilizado para o estudo de curto-circuito utiliza-se de técnicas associadas às componentes simétricas.

A contribuição para uma falta de uma pequena unidade GD não é grande, no entanto, as contribuições agregadas de muitas unidades pequenas, ou poucas unidades grandes, podem

alterar os níveis de curto-circuito de forma a causar descoordenações, afetando a confiabilidade e segurança do sistema de distribuição. Como exemplo, a Figura 5.1 mostra um alimentador típico com derivações protegidas por fusíveis. Se unidades de GD são adicionadas ao sistema, a corrente de falta se torna suficientemente grande para que o fusível perca a coordenação com o disjuntor de alimentação durante uma falta, levando o fusível a fundir desnecessariamente (Lasesse & Marques, 2006).

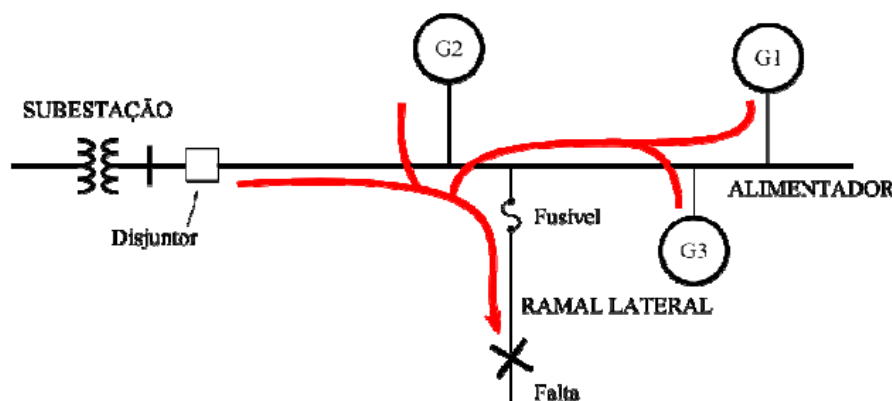


Figura 5.1 - Exemplo de aumento do nível de curto-circuito em função da contribuição de GD.

A análise do nível de curto-circuito na presença de unidades de GD determina a dimensão da corrente a qual o sistema será submetido durante a ocorrência de uma falta. Dessa forma, é possível avaliar se será preciso adequações a nova configuração, principalmente no que tange:

- Dimensionamento de linhas de transmissão/distribuição em relação ao limite térmico;
- Definição da capacidade de interrupção de disjuntores;
- Dimensionamento de TCs quanto à saturação;

Esse estudo deve ser elaborado quando novas unidades de GD são conectadas ao sistema. A concessionária local deve informar os níveis de curto-circuito do ponto de conexão de modo que o projetista possa modelar o equivalente da rede elétrica. Então, deve-se determinar o nível de curto para faltas trifásicas, bifásicas, bifásicas à terra e monofásicas, principalmente nos terminais de cada gerador, barramentos de distribuição de energia em média tensão, lado primário e secundário dos transformadores e demais pontos do sistema que possam influir na operação do gerador com a concessionária.

Como resultados serão obtidos níveis de curto nas principais barras e as contribuições dos alimentadores conectados, sendo então possível verificar se os equipamentos estão adequados às condições as quais poderão ser submetidos (Bortoni & Haddad, 2006).

A contribuição dos geradores para as correntes de falta também será mais significativa em redes elétricas urbanas, compostas por circuitos de baixa impedância, do que em redes rurais, caracterizadas por impedância altas, e, conseqüentemente, níveis de falta menores (Hodgkinson, 1998). Em redes rurais a inserção da unidade de GD pode ser benéfica. Isso porque em circuitos com alta impedância, onde a corrente de falta é muito similar à condição de carga, uma elevação do nível do curto-circuito resulta na possibilidade de melhor diferenciação entre as duas situações e, conseqüentemente, na melhor definição do *pick-up* do elemento de proteção.

Existem ainda várias opções a serem utilizadas para redução do nível de curto, se estes forem muito elevados, antes que haja danos que afetem o sistema ou risco à segurança de pessoas. Essas opções incluem a adição de reatores, transformadores e geradores com alta impedância, limitadores estáticos, reconfiguração do sistema de distribuição ou, em última instância, substituição dos equipamentos existentes.

### 5.3 Proteção do Sistema

Com relação aos sistemas de proteção, o Módulo 3 do PRODIST, além de citar a necessidade de dimensionamento adequado dos dispositivos aos níveis de curtos-circuitos planejados, orienta que (ANEEL, 2017):

- As proteções das instalações do acessante relativas a linhas, barramentos, transformadores e equipamentos de compensação reativa, devem ser concebidos de maneira a não depender de proteção de retaguarda remota no sistema de distribuição da acessada;
- As proteções do acessante e da acessada devem atender aos requisitos de sensibilidade, seletividade, rapidez e confiabilidade operativa de tal forma a não deteriorar o desempenho do sistema elétrico durante as condições de regime permanente e de distúrbios no mesmo;
- O acessante deve atender aos padrões e instruções da acessada relativamente à capacidade de interrupção de disjuntores e religadores, lógica de religamento, esquemas de teleproteção, alimentação de circuitos de comando e controle, medição e registro de grandezas e oscilografia.

De uma maneira geral, as exigências das distribuidoras no que tange à proteção referem-se à utilização de relés digitais multifunção, que devem ter sua funcionalidade reconhecida no mercado, ou ainda serem homologados pela própria distribuidora. Outro requisito diz respeito

à necessidade de redundância dos relés de proteção utilizados tanto no ponto de conexão quanto na planta do acessante.

Ressalta-se que há distinção de tratamento para acessantes que operam em sincronismo com a concessionária por tempo indeterminado e acessantes que operam em sincronismo apenas por alguns segundos. A primeira situação é denominada como paralelismo permanente, foco desse trabalho, enquanto a segunda corresponde ao paralelismo momentâneo.

O paralelismo momentâneo é verificado quando os consumidores com geração própria entram em paralelo com o sistema somente pelo tempo necessário para que os seus geradores assumam as cargas, ou sejam aliviados das mesmas, o que costuma durar alguns segundos.

A parametrização dos relés de proteção e a realização dos estudos são de responsabilidade do acessante, cabendo à concessionária a aprovação e sugestão de melhorias. Tais estudos devem avaliar tanto o ponto de conexão quanto a área sob influência da GD. Por ponto de conexão entende-se o conjunto de equipamentos destinado a estabelecer a conexão na fronteira entre as instalações da distribuidora e do acessante.

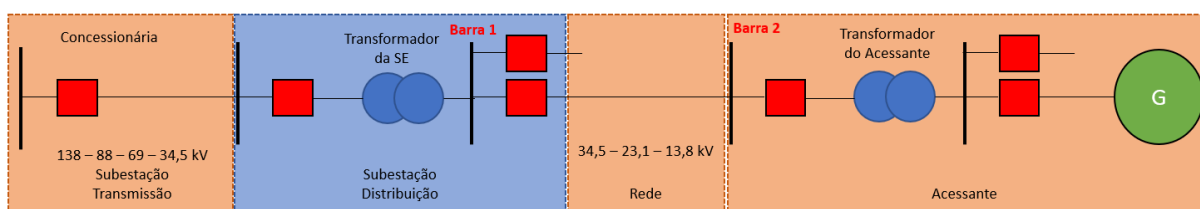


Figura 5.2 - Exemplo do esquema de conexão da GD ao sistema.

O ponto de conexão é estabelecido pela distribuidora e pode ser localizado diretamente na barra de uma subestação da concessionária (barra 1), sendo nesse caso a rede ou linha de propriedade do acessante, ou ainda através do seccionamento de um elemento de propriedade da concessionária pré-existente (barra 2). Em ambos os casos devem ser observadas as adequações e/ou alterações necessárias para atendimento das normas das distribuidoras.

A proteção das instalações ou equipamentos de propriedade do acessante só são objetos das normas quando existe possibilidade de afetar direta ou indiretamente a rede da distribuidora. Tais proteções devem desconectar o acessante em um tempo menor que o tempo gasto para sensibilização das proteções da distribuidora perante um curto-circuito na instalação do acessante. Suas atuações estão direcionadas para abertura do disjuntor de entrada ou dos geradores do acessante.

A maioria das concessionárias brasileiras seguem o Módulo 3 do PRODIST no que diz respeito às proteções mínimas necessárias, ou seja, não separam em suas normas as especificações quanto às funções de proteção para sistemas que fazem uso ou não de inversores.

A Tabela 5.2 mostra as proteções mínimas exigidas pelas principais distribuidoras do país com a descrição de sua respectiva função e detalha quais já estão presentes nos inversores fotovoltaicos.

Tabela 5.2 - Funções mínimas de proteção exigidas pelo Módulo 3 do PRODIST. Fonte: (ANEEL, 2017)

Funções (ANSI)	Descrição	Função	Tem no inversor?
<b>50/50N</b>	Relé de sobrecorrente instantâneo de fase e neutro	Proteção contra faltas fase-fase e fase-terra da distribuidora.	
<b>51/51N</b>	Relé de sobrecorrente temporizado de fase e neutro	Proteção contra faltas fase-fase e fase-terra da distribuidora.	
<b>51V</b>	Relé de Sobrecorrente com restrição de tensão	Por operar através do monitoramento de componentes de corrente e de tensão oferece aumento da sensibilidade da proteção de sobrecorrente de um sistema. Esta função é temporizada e por apresentar maior sensibilidade pode ser utilizada em sistemas sensíveis a correntes elevadas.	
<b>67/67N</b>	Relé de sobrecorrente direcional de fase e neutro	Opera como retaguarda para faltas do transformador de acoplamento e no lado de baixa tensão do acessante ou opera para faltas na rede de média tensão da distribuidora. Depende da direção que será ajustado.	
<b>50BF</b>	Relé contra defeito do disjuntor	Proteção que transfere a atuação da proteção para outros disjuntores quando ocorre falha de abertura do disjuntor principal que recebeu um comando de <i>trip</i> da proteção.	
<b>81U/O</b>	Relé de sub e sobrefrequência	Proteção quando a frequência da rede desvia do valor nominal, 60 Hz, e se mantém por um determinado tempo, aquém do certo valor pré-estabelecido ou instantaneamente após ultrapassar uma faixa de frequência predeterminada.	X
<b>25</b>	Relé de verificação de sincronismo	Permite paralelismo de circuitos quando ambos estiverem dentro de limites prefixados de tensão, frequência e ângulo de fase.	X
<b>27</b>	Relé de subtensão	Proteção do acessante e do sistema da distribuidora contra subtensões. Utilizada principalmente para	X

Funções (ANSI)	Descrição	Função	Tem no inversor?
		assegurar que condições mínimas de atendimento a carga estão sendo observadas.	
59	Relé de Sobretensão	Proteção contra sobretensões. Utilizada para assegurar condições mínimas de atendimento para a carga.	X
59N	Relé de desequilíbrio de tensão	Proteção de tensão de sequência zero para faltas à terra. Utilizada quando o transformador de conexão possui ligação em Delta do lado da concessionária.	
78	Relé Salto Vetor ou deslocamento de fase	Proteção que compara os ciclos elétricos indicando se existe ou não deslocamento de fase de tensão. Utilizado para indicar ilhamento.	X
81 df/dt	Relé de taxa de variação da frequência	Proteção utilizada para detecção de ilhamento através da detecção de variações lentas de frequência em sistemas isolados, sendo a diferença entre potência ativa gerada e consumida pequena.	X
47	Relé de sequência negativa de tensão	Proteção do gerador do acessante contra tensões desequilibradas.	
46(12)	Relé de sequência negativa ou relé de reversão ou relé de desbalanceamento de corrente	Proteção do gerador do acessante contra correntes desequilibradas.	
32	Relé Direcional de Potência	Limita o fluxo de potência ativa injetado ou consumo pelo acessante, quando necessário	

O funcionamento de um inversor fotovoltaico é diferente ao ser comparado com geradores que utilizam máquinas rotativas, deste modo, algumas proteções necessárias às máquinas rotativas não são essenciais quando se utilizam inversores fotovoltaicos para conexão à rede elétrica, mas podem servir como proteção de retaguarda. Como por exemplo as proteções de sequência negativa de corrente e tensão (46 e 47). Em uma máquina rotativa, a circulação de correntes de sequência negativa provoca um torque no sentido contrário, conseqüentemente, um aumento repentino de temperatura irá ocorrer, o que compromete o bom funcionamento do equipamento.

Além disso, como o inversor fotovoltaico funciona como uma fonte de corrente, quando ocorre um curto-circuito no sistema elétrico da concessionária o inversor limitar esta corrente, proporcionando uma baixa contribuição ao nível de curto-circuito na rede elétrica da

concessionária. Este fato dificulta o ajuste da proteção de sobrecorrente direcional de fase (67) e será discutido mais adiante na seção 5.3.1.5.

A Tabela 5.3 apresenta as proteções mínimas exigidas, pelo PRODIST para minigeração em função da potência instalada. É possível perceber que para sistemas com potência instalada maior que 75 kW e menor ou igual a 500 kW, a única proteção solicitada pelo PRODIST que não está presente nos inversores é a de sobrecorrente direcional (67). Já em sistemas maiores que 500 kW e menor ou igual a 5 MW, solicita-se além da função de sobrecorrente direcional (67), as funções de proteção contra desequilíbrio de corrente (46), contra o desbalanço de tensão (47) e de sobrecorrente com restrição de tensão (51V).

Tabela 5.3 - Requisitos Mínimos de Proteção em Função da Potência Instalada segundo o Módulo 3 do PRODIST. Fonte: (ANEEL, 2017)

Função (ANSI)	Descrição	Potência maior que 75 kW e menor ou igual a 500 kW	Potência maior que 500 kW e menor ou igual a 5.000 kW
<b>27/59</b>	Proteção de sub e sobretensão	X	X
<b>81 U/O</b>	Proteção de sub e sobrefrequência	X	X
<b>46</b>	Proteção contra desequilíbrio de corrente		X
<b>47</b>	Proteção contra desbalanço de tensão		X
<b>67</b>	Sobrecorrente direcional	X	X
<b>51V</b>	Sobrecorrente com restrição de tensão		X
<b>25</b>	Relé de sincronismo	X	X
<b>78 + 81 df/dt</b>	Anti-ilhamento	X	X

A Tabela 5.4 mostra as proteções exigidas, em função da potência instalada, pelas principais distribuidoras do país, para usinas de minigeração distribuída, onde, em caso de ser especificado na norma as proteções em minigeração com a utilização de inversores, esta opção é a considerada. Nessa tabela é possível perceber, o que foi mencionado anteriormente sobre quase todas as normas das distribuidoras seguirem o Módulo 3 do PRODIST. Além disso, algumas concessionárias solicitam redundância de algumas proteções presentes nos inversores fotovoltaicos (CEMIG, 2018), (Energisa, 2017), (Light, 2018), (CPFL Energia, 2019), (Copel, 2018), (Enel, 2018), (EDP, 2017) (ELEKTRO, 2019).

Apesar das normas de algumas distribuidoras não tratarem de forma específica as gerações distribuídas que utilizam inversores, em alguns casos, as mesmas informam no parecer de acesso quais serão as proteções realmente exigidas.

Tabela 5.4 - Proteções mínimas exigidas pelas principais distribuidoras em instalações de Minigeração com a utilização de inversores.

Distribuidora		Funções de proteção exigidas além das existentes nos inversores (25, 27/59, 81U/O, 78, 81df/dt, 51)
<b>CEMIG</b>	Faixa 1: Maior que 75 kW e menor ou igual a 300 kW	67/67N, 32
	Faixa 2: Maior que 300 kW e menor ou igual a 5.000 kW	67/67N, 32, 51V
<b>ENERGISA</b>	Faixa 1: Maior que 75 kW e menor ou igual a 500 kW	67/67N, 50/50N, 51/51N, 32, 50BF, 81U/O, 27, 59, 78, 81df/dt, 59N,
	Faixa 2: Maior que 500 kW e menor ou igual a 5.000 kW	67/67N, 50/50N, 51/51N, 32, 46, 47, 51V, 50BF, 81U/O, 27, 59, 78, 81df/dt
<b>LIGHT</b>	Faixa 1: Maior que 75 kW e menor ou igual a 500 kW	67, 50/50N, 51/51N
	Faixa 2: Maior que 500 kW e menor ou igual a 5.000 kW	67, 50/50N, 51/51N, 46, 47, 51V
<b>CPFL</b>	Faixa 1: Maior que 75 kW e menor ou igual a 500 kW	67, 50/50N, 51/51N/51G, 32, 59N
	Faixa 2: Maior que 500 kW e menor ou igual a 5.000 kW	67, 50/50N, 51/51N, 32, 59N, 46, 47, 51V
<b>COPEL</b>	Faixa 1: Maior que 75 kW e menor ou igual a 300 kW	-
	Faixa 2: Maior que 300 kW e menor ou igual a 500 kW	67/67N, 50/50N, 51/51N, 32, 50BF, 81U/O, 27, 59, 78, 81df/dt, 59N
	Faixa 3: Maior que 500 kW e menor ou igual a 5.000 kW	67/67N, 50/50N, 51/51N, 32, 50BF, 81U/O, 27, 59, 78, 81df/dt, 46
<b>ENEL</b>	Faixa 1: Maior que 75 kW e menor ou igual a 500 kW	67, 50/50N, 51/51N, 81U/O, 27, 59, 32, 59N
	Faixa 2: Maior que 500 kW e menor ou igual a 5.000 kW	67, 50/50N, 51/51N, 81U/O, 27, 59, 32, 59N, 46, 47
<b>EDP</b>	Faixa 1: Maior que 75 kW e menor ou igual a 500 kW	67
	Faixa 2: Maior que 500 kW e menor ou igual a 5.000 kW	67, 46, 47, 51V
<b>ELEKTRO</b>	Faixa: Maior que 75 kW e menor ou igual a 5.000 kW	50/50N, 51/51N/51G, 59, 32, 59N, 47

A qualidade da energia fornecida pelos inversores fotovoltaicos para conexão à rede elétrica é regida por práticas e normas referentes à tensão, cintilação, frequência, distorção

harmônica e fator de potência. O desvio dos padrões estabelecidos por essas normas caracteriza uma condição anormal de operação e, conseqüentemente, as proteções do inversor deverão atuar. Na seção 5.3.1 são apresentados os parâmetros de proteção estabelecidos pela norma brasileira ABNT NBR 16149 – Sistemas fotovoltaicos – Características de interface de conexão com a rede elétrica de distribuição, para as funções de tensão, frequência e anti-ilhamento.

### 5.3.1 Proteções do Inversor Fotovoltaico para conexão à rede elétrica

A tensão, a potência e a frequência do sistema fotovoltaico devem ser compatíveis com a rede elétrica local. Os sistemas fotovoltaicos conectados à rede normalmente não regulam tensão, e sim a corrente injetada na rede. Portanto, uma das proteções ativas no inversor fotovoltaico são as proteções de subtensão (27) e sobretensão (59), de modo a garantir a atuação frente às condições anormais da rede. Os parâmetros de proteção do inversor fotovoltaico são estabelecidos na norma brasileira ABNT NBR 16149 (ABNT, 2013).

#### 5.3.1.1 Variação de tensão

As variações de tensão e de frequência e a desconexão completa do sistema fotovoltaico conectado a uma rede elétrica, as quais representam um potencial para a formação de um ilhamento de geração distribuída, são condições anormais de operação que podem surgir nessa rede e requerem uma resposta do sistema fotovoltaico, de modo a garantir a segurança das equipes de manutenção da rede e das pessoas em geral, bem como para evitar danos, tanto ao sistema fotovoltaico como aos equipamentos conectados à rede.

Quando a tensão da rede sai da faixa de operação especificada na Tabela 5.5, o sistema fotovoltaico deve parar de fornecer energia à rede. Isto se aplica a qualquer sistema, seja ele monofásico ou polifásico.

O sistema fotovoltaico deve perceber uma condição anormal de tensão e atuar (cessar o fornecimento à rede). As seguintes condições devem ser cumpridas, com tensões eficazes medidas no ponto comum de conexão.

Tabela 5.5 - Respostas às condições anormais de tensão. Fonte: (ABNT, 2013)

Tensão no ponto comum de conexão (% em relação à $V_{\text{nominal}}$ )	Tempo máximo de desligamento <sup>a</sup>
$V < 80\%$	0,4 s
$80\% \leq V \leq 110\%$	Regime normal de operação
$V > 110\%$	0,2 s

<sup>a</sup> O tempo máximo de desligamento refere-se ao tempo entre o evento anormal de tensão e a atuação do sistema fotovoltaico (cessar o fornecimento de energia para a rede). O sistema fotovoltaico deve permanecer conectado à rede, a fim de monitorar os parâmetros da rede e permitir a “reconexão” do sistema quando as condições normais forem restabelecidas.

O propósito de um tempo de atraso permitido é garantir que distúrbios de curta duração não façam com que o sistema cesse o fornecimento de energia para a rede, evitando desconexões excessivas e desnecessárias. A unidade não pode deixar de fornecer energia à rede se a tensão voltar para a faixa de operação contínua dentro do tempo de desligamento especificado.

### 5.3.1.2 Variação de frequência

Quando a frequência da rede assumir valores abaixo de 57,5 Hz, o sistema fotovoltaico deve cessar de fornecer energia à rede elétrica em até 0,2 s. O sistema somente deve voltar a fornecer energia à rede quando a frequência retornar para 59,9 Hz, respeitando o tempo de reconexão, que é entre 20 s a 300 s após a retomada das condições normais de tensão e frequência da rede (ABNT, 2013).

Quando a frequência da rede ultrapassar 60,5 Hz e permanecer abaixo de 62 Hz, o sistema fotovoltaico deve reduzir a potência ativa injetada na rede segundo a equação:

$$\Delta P = [f_{rede} - (f_{nominal} + 0,5) * R]$$

Onde

$\Delta P$  é a variação da potência ativa injetada, expressa em porcentagem, em relação à potência ativa injetada no momento em que a frequência excede 60,5 Hz ( $P_M$ );

$f_{rede}$  é a frequência da rede;

$f_{nominal}$  é a frequência nominal da rede;

$R$  é a taxa de redução desejada da potência ativa injetada, expressa em porcentagem por Hertz, ajustada em -40%/Hz. A resolução da medição de frequência deve ser  $\leq 0,01$  Hz.

Se após iniciado o processo de redução da potência ativa, a frequência da rede reduzir, o sistema fotovoltaico deve manter o menor valor de potência ativa atingido ( $P_M - \Delta P_{Máximo}$ ) durante o aumento da frequência. O sistema fotovoltaico só deve aumentar a potência ativa injetada quando a frequência da rede retornar para a faixa de 60 Hz  $\pm$  0,05 Hz, por no mínimo 300 s. O gradiente de elevação da potência ativa injetada na rede deve ser de até 20% de  $P_M$  por minuto.

Quando a frequência da rede ultrapassar 62 Hz, o sistema fotovoltaico deve cessar de fornecer energia à rede elétrica em até 0,2s. O sistema somente deve voltar a fornecer energia à rede quando a frequência retornar para 60,1 Hz, respeitando o tempo de reconexão. O gradiente de elevação da potência ativa injetada na rede deve ser de até 20% de  $P_M$  por minuto.

A Figura 5.3 ilustra a curva de operação do sistema fotovoltaico em função da frequência da rede para a desconexão por sobre/subfrequência.

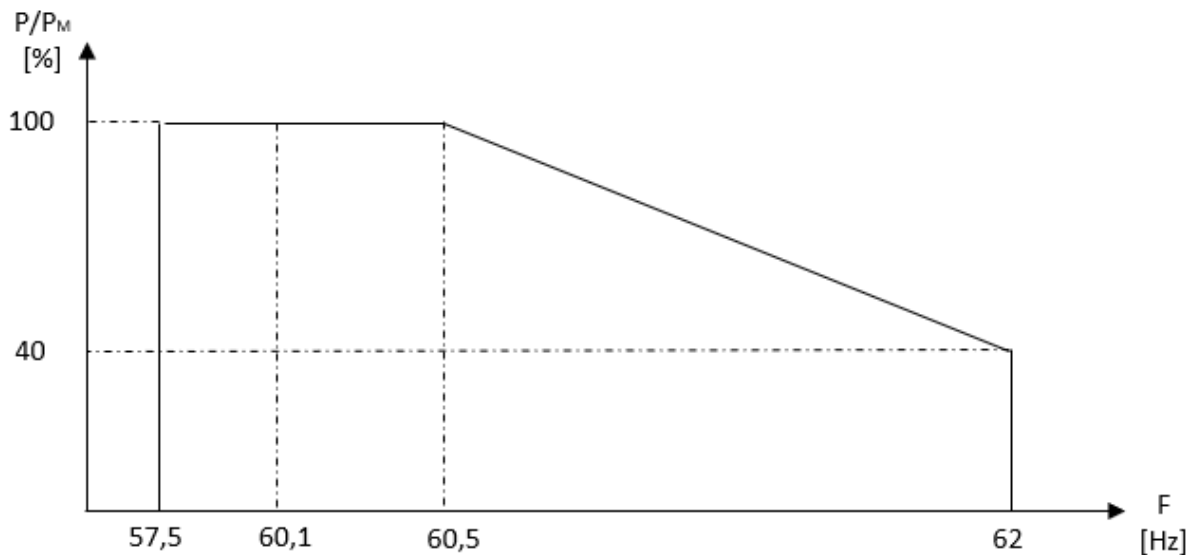


Figura 5.3 - Curva de operação do sistema fotovoltaico em função da frequência da rede para a desconexão por variação de frequência. Fonte: (ABNT, 2013)

#### 5.3.1.3 Proteção contra ilhamento

Para prevenir o ilhamento, um sistema fotovoltaico conectado à rede deve cessar o fornecimento de energia à rede em até 2 s após a perda da rede, independentemente das cargas ligadas ou outros geradores. A rede elétrica pode não estar energizada por várias razões. Por exemplo, a atuação de proteções contra faltas e a desconexão devido à manutenção (ABNT, 2013).

#### 5.3.1.4 Requisitos de suportabilidade a subtensões decorrentes de faltas na rede (*fault ride through – FRT*)

Para evitar a desconexão indevida da rede em casos de afundamento de tensão, o sistema fotovoltaico com potência nominal maior ou igual a 6 kW deve continuar satisfazendo os requisitos representados graficamente na Figura 5.4.

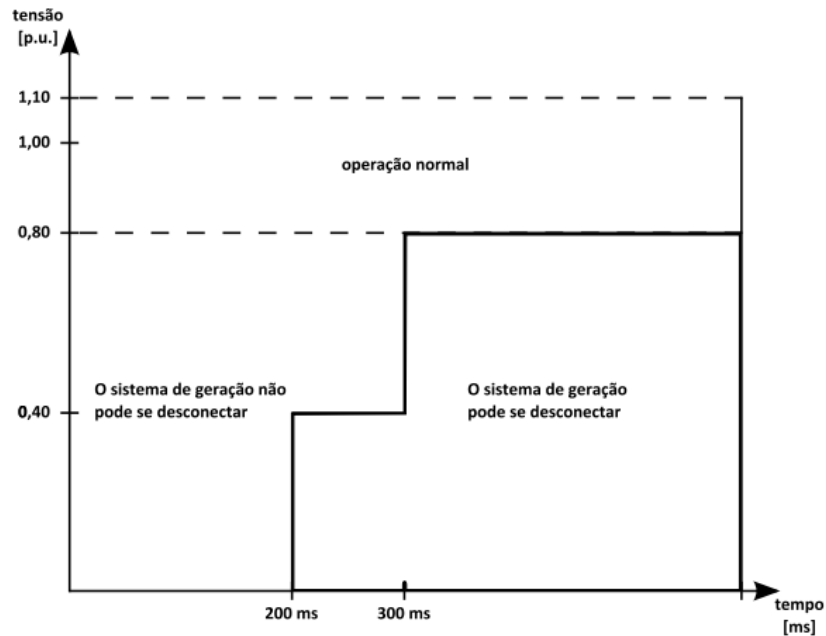


Figura 5.4 - Requisitos de suportabilidade a subtensões decorrentes de faltas na rede (fault ride through - FRT).  
Fonte: (ABNT, 2013)

Na área do gráfico onde o sistema fotovoltaico não pode se desconectar da rede é permitido cessar o fornecimento de energia. Se a tensão retornar para a faixa de operação normal (-20% a +10% da tensão nominal), o sistema fotovoltaico deve retornar a injetar a potência ativa e reativa de antes da falta, com tolerância de  $\pm 10\%$  da potência nominal do sistema fotovoltaico, dentro de 200 ms (ABNT, 2013).

Se a tensão for restaurada, mas permanecer na faixa entre 80% e 90% da tensão nominal, é permitida uma redução da potência injetada com base na corrente máxima do inversor.

### 5.3.1.5 Proteção contra curto-circuito

O sistema fotovoltaico deve ter proteções contra curto-circuito na interface de conexão com a rede elétrica de modo a proteger o equipamento.

A contribuição de corrente de curto-circuito de um inversor fotovoltaico para faltas na rede CA é relativamente pequena se comparado a geradores a diesel. Esta afirmação deve-se ao fato do inversor limitar a corrente injetada. A seguir será apresentado dados do ensaio de curto-circuito realizado nos inversores SG36KTL-M, SG60KTL, SG125HV e SG250HX do fabricante Sungrow, respectivamente.

O inversor permanecerá conectado à rede no caso de queda de tensão e suportará a tensão da rede, alimentando uma corrente reativa na rede de acordo com uma determinada

característica. Isso se aplica a todos os tipos de curtos-circuitos (ou seja, a curto-circuito monofásico, bifásico e trifásico).

A queda de tensão causa uma reação imediata no inversor fotovoltaico com um pico de corrente de curto-circuito ( $I_p$ ). Este pico é único e ocorre por volta de 40  $\mu$ s, sem área significativa sob a curva característica de corrente. Depois, o inversor limita a corrente imediatamente para evitar uma sobrecarga térmica no inversor. Esse novo valor de corrente é chamado de corrente simétrica inicial de curto-circuito ( $I_k''$ ), que não dura mais que 30 ms. O valor da corrente de curto-circuito no estado estacionário ( $I_k$ ) será atingido após 30 ms e será mantido durante toda a duração da queda de tensão.

Nas Figura 5.5, Figura 5.6, Figura 5.7 e Figura 5.8 são apresentadas as curvas da corrente durante o ensaio de curto-circuito nos inversores SG36KTL-M, SG60KTL, SG125HV e SG25. Estes ensaios foram realizados em um sistema com frequência de 50 Hz.

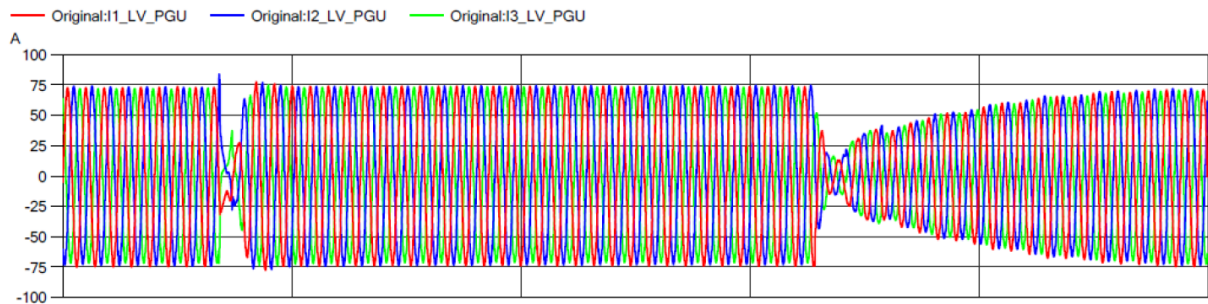


Figura 5.5 - Resposta da corrente de curto-circuito do SG36KTL-M para uma queda de tensão (Sungrow Suplly Co., Ltd., 2018).

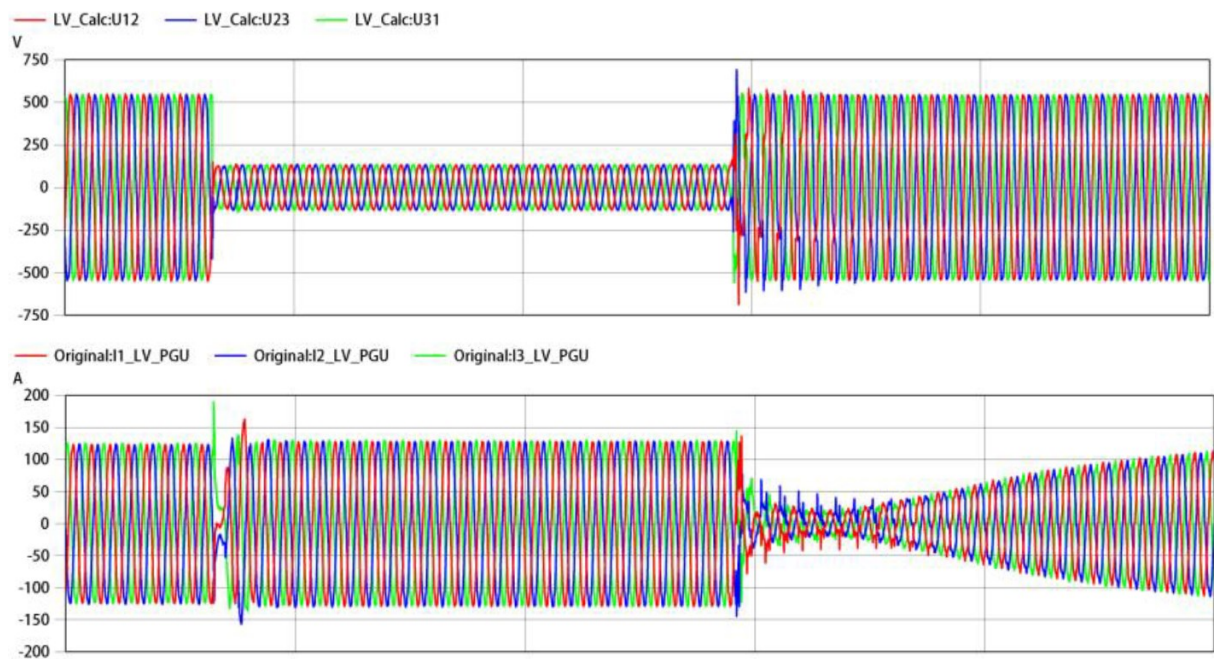


Figura 5.6 - Resposta da corrente de curto-circuito do SG60KTL para uma queda de tensão (Sungrow Suplly Co., Ltd., 2018).

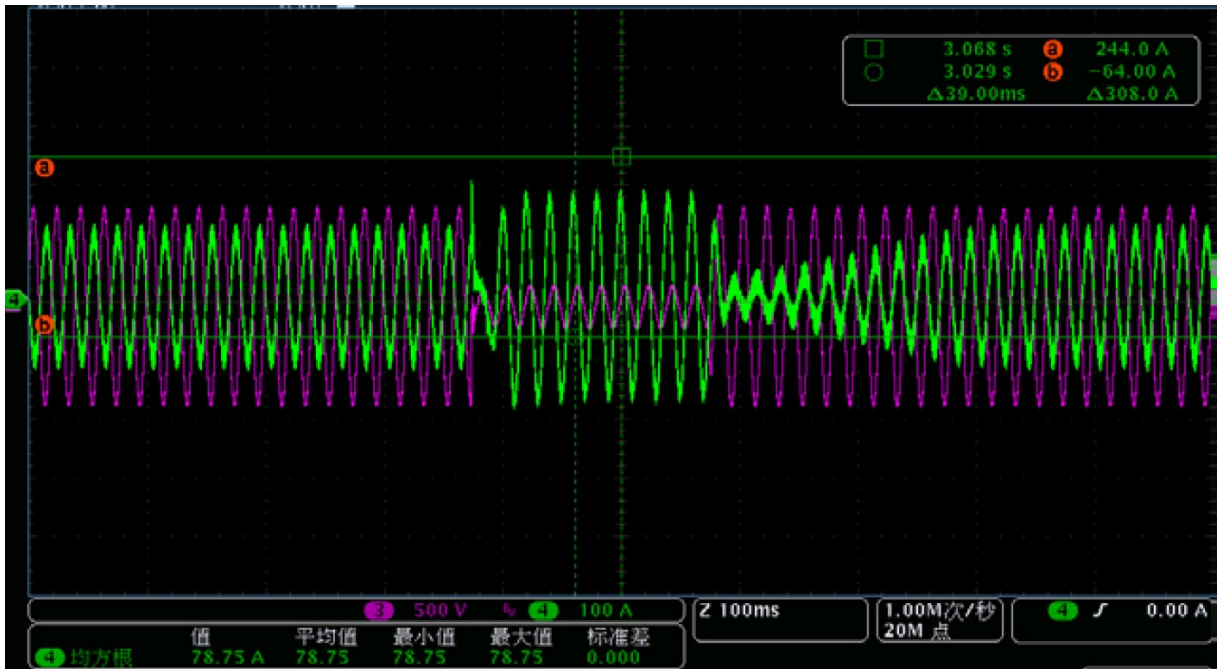


Figura 5.7 - Resposta da corrente de curto-circuito do SG125HV para uma queda de tensão (Sungrow Supply Co., Ltd., 2018).

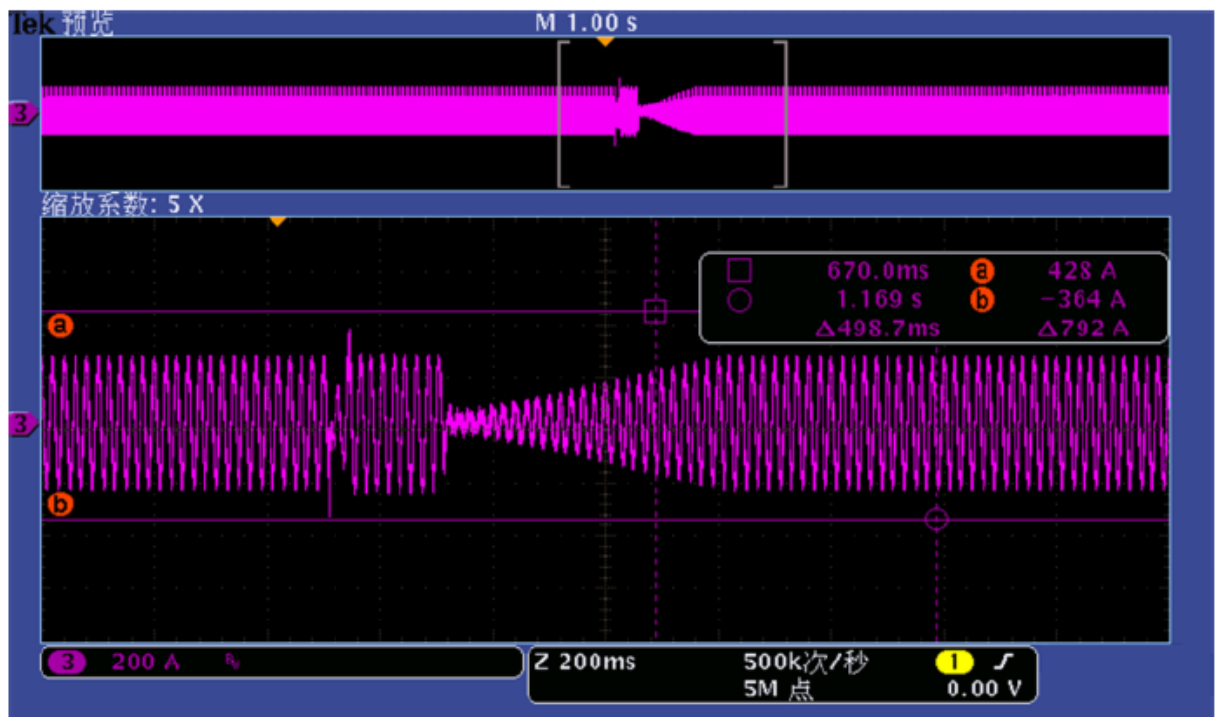


Figura 5.8 - Resposta da corrente de curto-circuito do SG250HX para uma queda de tensão (Sungrow Supply Co., Ltd., 2019).

Na Tabela 5.6 são apresentados os valores de corrente obtidos nos ensaios de curto-circuito de cada inversor. Sendo o valor de  $I_p$  dado em amplitude, enquanto os valores de  $I_k''$  e  $I_k$  são em RMS.

Tabela 5.6 - Resultados do ensaio de curtos-circuitos nos inversores.

Tipo de Inversor	Corrente de Curto-circuito de Pico $I_p$ (A)	Corrente simétrica inicial de Curto-circuito $I''_k$ (A)	Corrente de curto-circuito em regime permanente $I_k$ (A)	Corrente máxima permitida $I_{max}$ (A)
SG36KTL-M	85	55	53,5	53,5
SG60KTL	192	100	96	96
SG125HV	200	170	120	120
SG250HX	340	200	180,5	180,5

Em manuais de inversores da fabricante ABB, como os modelos PVS-175-TL, PVS-100-TL, PVS-120-TL, PVS-50-TL e PVS-60-TL a corrente de contribuição de curto-circuito é indicada conforme apresentado na Tabela 5.7 (ABB Solar Inverters, 2018), (ABB Solar Inverters, 2018), (ABB Solar Inverters, 2018). Para estes inversores da ABB é possível perceber contribuições de até 15% em relação a corrente nominal máxima permitida pelo inversor.

Tabela 5.7 – Contribuição de Corrente de Curto-circuito para inversores da ABB.

Tipo de Inversor	Corrente de curto-circuito em regime permanente $I_k$ (A)	Corrente máxima permitida $I_{max}$ (A)	Contribuição em porcentagem (%)
PVS-175-TL	140	134	4,48%
PVS-100-TL / PVS-120TL	155	145	6,90%
PVS-50-TL / PVS-60-TL	92	80	15%

Diante dos dados apresentados é possível questionar a necessidade da proteção de sobrecorrente direcional de fase (67) no sentido UFV→DISTRIBUIDORA, tendo em vista que o inversor limitaria a corrente para aproximadamente o seu máximo valor nominal em um intervalo de tempo muito pequeno. Além disto, quando a usina não estiver com todos os inversores em funcionamento e ocorrer um curto-circuito na rede da concessionária, a proteção de sobrecorrente direcional de fase (67) no sentido UFV→DISTRIBUIDORA não teria o seu *pick-up* sensibilizado e não conseguiria promover a abertura do disjuntor.

Outra dificuldade que pode ser encontrada no dimensionamento da proteção de sobrecorrente direcional de fase quando for permitida que a proteção seja feita em dispositivos na baixa tensão é o fato de o relé microprocessado dos disjuntores de baixa tensão apresentar uma faixa de tolerância em torno de 7 a 10%. Pois, nessa situação, colocar um ajuste abaixo da corrente de curto-circuito pode causar uma atuação indevida em condições normais de funcionamento em máxima geração.

Para contornar este problema, a função de proteção que pode ser ativada é a proteção de sobrecorrente com restrição de tensão (51V), onde é possível ajustar valores de corrente abaixo da corrente nominal da usina, mas o comando de *trip* só será enviado se ocorrer, também, uma queda de tensão abaixo de um valor pré-ajustado, indicando a ocorrência do curto-circuito.

Portanto, na opinião da autora deste trabalho, não é necessária a ativação da proteção de sobrecorrente direcional de fase no sentido UFV→DISTRIBUIDORA para usinas que utilizam inversores fotovoltaicos para conexão com a rede elétrica. Quando ocorrer um curto-circuito na rede da concessionária, se a concessionária se desconectar, as proteções anti-ilhamento do inversor fotovoltaico farão a desconexão da usina. Caso a concessionária não consiga se desconectar, a proteção de sobrecorrente com restrição de tensão (51V) pode atuar e desconectar a usina fotovoltaica.

## 6 Estudo de Caso

Neste capítulo será apresentado um estudo de caso para a conexão de uma usina de Minigeração Fotovoltaica de 2,5 MVA a ser conectada em uma concessionária brasileira. Esta usina foi instalada no centro de uma das principais cidades de fornecimento desta concessionária de energia, o que causou bastante atenção à mesma perante os estudos desenvolvidos.

A fim de obter os estudos com maior grau de confiabilidade, a distribuidora forneceu diversos dados da rede elétrica, desde a subestação até o ponto de entrega. Muitas concessionárias brasileiras não passam estes dados detalhados, informando somente os níveis de curto-circuito no ponto de entrega.

Serão apresentadas nas seções seguintes as análises dos estudos de fluxo de potência, curto-circuito e o estudo de proteção e seletividade exigido pela distribuidora para as funções de proteção solicitadas no parecer de acesso. Tais estudos foram realizados utilizando o software Easypower através dos módulos ANSI *ShortCircuit*, *PowerProtector* e *PowerFlow*.

### 6.1 Dados dos equipamentos e do sistema

#### 6.1.1 Dados fornecidos pela distribuidora

No parecer de acesso enviado pela concessionária foi informado que a usina de minigeração fotovoltaica será conectada no Alimentador H de uma Subestação (SE) de 138 kV. A Figura 6.1 contém a representação unifilar do sistema que será modelado para a realização dos estudos de Fluxo de Potência e Curto-circuito. O alimentador referente à usina solar fotovoltaica será conectado na barra indicada como “PTO ENTREGA”.

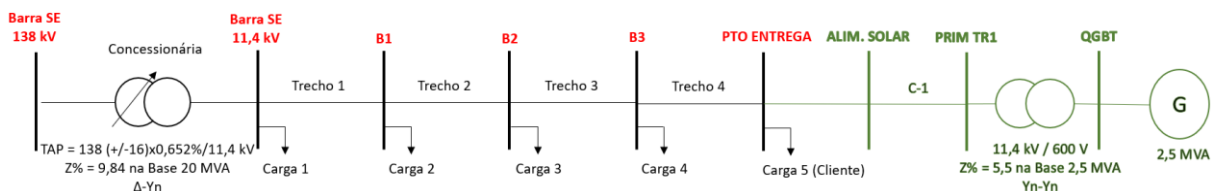


Figura 6.1 - Representação unifilar do sistema a ser estudado para conexão da Usina de Minigeração Fotovoltaica.

Para a realização dos estudos de Fluxo de Potência e Curto-circuito é importante que a concessionária local passe os dados equivalentes do ponto de conexão e/ou do alimentador da concessionária o qual a usina será conectada. Nas Tabela 6.1, Tabela 6.2, Tabela 6.3, Tabela

6.4 e Tabela 6.5 serão apresentados os dados informados pela concessionária deste estudo de caso.

Na Tabela 6.1 são apresentados os níveis de demanda para as cinco cargas representadas na Figura 6.1 nos patamares de carga leve, média e pesada.

Tabela 6.1 - Representação da Demanda.

Patamar	Carga 1		Carga 2		Carga 3		Carga 4		Carga 5	
	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)
Leve	6,101	0,048	0,133	0,057	0,910	-0,427	0,052	0,022	0,279	0,075
Média	9,624	2,694	0,148	0,063	1,717	0,035	0,106	0,045	0,199	0,057
Pesada	7,388	2,584	0,549	0,259	3,624	0,941	0,270	0,128	0,330	0,108

As tensões nominais dos barramentos da subestação são 138 kV e 11,4 kV. Logo a tensão no barramento e ao longo do alimentador deverão obedecer aos valores apresentados na Tabela 6.2.

Tabela 6.2 - Tensão Mínima e Máximas a serem respeitadas.

Tensão	Mínimo	Base	Máxima
kV	131,10 (0,95 p.u.)	138	144,90 (1,05 p.u.)
kV	10,60 (0,93 p.u.)	11,40	11,97 (1,05 p.u.)

Na Tabela 6.3 são apresentadas as tensões nas barras de 138 kV e 11,4 kV da subestação (SE). Estes valores devem ser modelados no software para o seu respectivo patamar de carga.

Tabela 6.3 - Tensão da Saída da Subestação.

Barramento	138 kV		11,4 kV	
	kV	pu*	kV	pu*
Leve	141,73	1,027	11,74	1,03
Média	137,31	0,995	11,74	1,03
Pesada	140,90	1,021	11,74	1,03

A Tabela 6.4 apresenta as impedâncias em cada trecho do Alimentador H ilustrados na Figura 6.1.

Tabela 6.4 - Informações dos Trechos do Circuito da Figura 6.1.

Sequência	Trechos	1	2	3	4
Positiva	Resistência (%)	63,6275	17,3894	11,9620	6,5240
	Reatância (%)	142,5339	38,9546	9,5156	3,6936
	Susceptância (MVar)	0,0028	0,0008	0,0001	0,0001
Zero	Resistência (%)	129,1761	35,3040	15,8766	7,9973
	Reatância (%)	746,2192	203,9424	45,5676	17,2620
	Susceptância (MVar)	0,0010	0,0003	0,0001	0
Capacidade Normal (MVA)		9	9	4	3
Capacidade Emergência (MVA)		11	11	5	4

A Tabela 6.5 apresenta o nível de curto-circuito da barra de 138 kV da Subestação.

Tabela 6.5 - Nível de Curto-circuito no barramento de 138 kV da Concessionária.

Tensão (kV)	138,00 $\pm$ 0,00	
Tensão Pré-falta	1,0 (p.u.) $\pm$ 0,00	
	Curto-circuito Trifásico	Curto-circuito Monofásico
X/R	5,8704247	6,4744892
Corrente de Falta (A)	3.699,8	2.243,2
Impedâncias	Resistência [R (pu)]	Reatância [X (pu)]
Sequência Positiva	0,0188073	0,1104066
Sequência Negativa	0,0188073	0,1104066
Sequência Zero	0,0843780	0,5463042

### 6.1.2 Dados dos componentes da Usina Fotovoltaica

A Usina Fotovoltaica em questão está localizada no interior de São Paulo e possui 9.330 Módulos Fotovoltaicos policristalinos do fabricante *Canadian Solar*, modelo Maxpower CS6U-335P de 335 Wp e 20 inversores fotovoltaicos do fabricante Sungrow, modelo SG125HV de 125 kVA, totalizando uma potência instalada de 3.125,55 kWp ou 2,5 MVA. Para o acoplamento com a rede elétrica de 11,4 kV da concessionária, foi utilizado um transformador de 2,5 MVA rebaixando a tensão para a nível de operação dos inversores fotovoltaicos (600 V). Os enrolamentos de conexão deste transformador de acoplamento serão em Estrela-Atterrada-Estrela Atterrada, por exigência da norma da concessionária.

Nas Tabela 6.6, Tabela 6.7, Tabela 6.8, Tabela 6.9, Tabela 6.10, Tabela 6.11, Tabela 6.12, Tabela 6.13 e Tabela 6.14 são apresentados os dados dos equipamentos da usina de minigeração fotovoltaica.

Tabela 6.6 - Disjuntor Geral de Baixa Tensão.

Disjuntor de Baixa Tensão	
<b>Fabricante</b>	ABB
<b>Modelo</b>	Emax E4.2N
<b>Tensão Nominal</b>	690 V
<b>Corrente Nominal</b>	3.200 A
<b>Relé microprocessado</b>	Ekip Touch LSIG

Tabela 6.7 - Relé de Média Tensão da UFV.

Relé de Média Tensão	
<b>Fabricante</b>	THYTRONIC
<b>Modelo</b>	NVA100X-G

Tabela 6.8 - Chave Fusível para proteção individual do Inversor Fotovoltaico.

Chave Fusível	
<b>Fabricante</b>	ABB
<b>Modelo</b>	XLP1
<b>Corrente nominal</b>	200 A
<b>Fusível</b>	NH1
<b>Corrente nominal do Fusível</b>	160 A
<b>Máxima Corrente de Interrupção</b>	50 kA

Tabela 6.9 - Transformador de Potência da Usina Solar Fotovoltaica.

Transformador de Potência	
<b>Fabricante</b>	Siemens
<b>Modelo</b>	Geafol a seco
<b>Derivações na MT</b>	11.970/11.685/11.400/11.115/10.830 V
<b>Tensão nominal MT</b>	11.400 V
<b>Tensão nominal BT</b>	600 V
<b>Potência Nominal</b>	2.500 kVA
<b>Fator K</b>	1
<b>Grupo de Ligação</b>	Yyn0 (Estrela Aterrada-Estrela Aterrada)
<b>Impedância Z%</b>	5,5 %
<b>Impedância Z0%</b>	4,675 %
<b>X/R</b>	5,15
<b>Núcleo</b>	Envolvido
<b>Corrente de Magnetização</b>	11,6*In

Tabela 6.10 - Transformador de Potencial Indutivo para Proteção.

Transformador de Potencial Indutivo- Uso Interno	
Frequência	60 Hz
Tensão Máxima	15 kV
Nível de Isolamento	34/95 kV
Grupo de Ligação	2
Fator Térmico Contínuo / 30s	1,2/1,5
Tensão Primária Máxima	$11.400/\sqrt{3}$ V
Tensão Secundária Máxima	115 V
Potência Térmica	500 VA
Classe de Exatidão	0,3P75
Descargas Parciais	< 50 pC
Classe de Temperatura	B
Peso	18 kg
Normas Técnicas	NBR 6855/09 e NBR 10020/10

Tabela 6.11 - Transformado de Corrente para Proteção.

Transformador de Corrente para Fase - Uso Interno	
Frequência	60 Hz
Tensão Máxima	15 kV
Nível de Isolamento	34/110 kV
Corrente Primária Máxima	800 A
Fator Térmico	1,2 x In
Corrente Dinâmica	200 x In
Descargas Parciais	< 50 pC
Classe de Temperatura	B
Peso	14 kg
Normas Técnicas	NBR 6856/92, NBR 6821/92, NBR 10021/87
Corrente primária	150 A*
Corrente secundária	5A / 5 A (medição / proteção)
Classe de exatidão (medição)	0,3C25 ou 0,3B100
Classe de exatidão (proteção)	10B100*

\*Na seção 6.4.6 contém o memorial de cálculo para a especificação do TC de proteção.

Tabela 6.12 - Inversor Fotovoltaico da Usina Fotovoltaica.

Inversor Fotovoltaico	
<b>Fabricante</b>	SUNGROW
<b>Modelo</b>	SG125HV
<b>Potência</b>	125 kVA
<b>Eficiência</b>	98,5%
<b>Tensão de Saída CA</b>	3 / PE, 600 V
<b>Máxima Corrente de Saída</b>	120 A
<b>THD</b>	< 3%
<b>Corrente de Curto-circuito de Pico Ip (A)</b>	200 A
<b>Corrente simétrica inicial de Curto-circuito I<sup>pk</sup> (A)</b>	170 A
<b>Corrente de curto-circuito em regime permanente Ik (A)</b>	120 A

Tabela 6.13 - Módulo Fotovoltaico da Usina Fotovoltaica.

Módulo Fotovoltaico	
<b>Fabricante</b>	Canadian Solar
<b>Modelo</b>	Maxpower CS6U-335P
<b>Potência</b>	335 W
<b>Tensão de Curto Aberto (Voc)</b>	45,8 V
<b>Corrente de Curto-circuito (Isc)</b>	9,54 A
<b>Tensão de Máxima Potência (Vmp)</b>	37,4 V
<b>Corrente de Máxima Potência (Imp)</b>	8,96 A
<b>Eficiência</b>	17,23 %

\* Sob Condições de Teste Padrão (STC) de irradiação de 1.000 W/m<sup>2</sup>, espectro AM de 1,5 e temperatura de célula de 25 °C.

Tabela 6.14 - Configuração dos Arranjos de Módulos Fotovoltaicos por Inversor.

Arranjo Fotovoltaico		
Inversores	Do inversor 1 ao 11	Do inversor 12 ao 20
<b>PARALELO x SÉRIE</b>	16 x 30	15 x 30
<b>Corrente Curto-circuito Total</b>	152,64 A	143,10 A
<b>Tensão de Circuito aberto Total</b>	1.374 V	1.374 V
<b>Corrente de Máxima Potência Total</b>	143,36 A	134,40 A
<b>Tensão de Máxima Potência Total</b>	1.122 V	1.122 V
<b>Potência máxima do Arranjo (Pmp)</b>	160,85 kWp	150,787 kWp

A Figura 6.2 apresenta o diagrama unifilar geral do sistema, que será analisado neste capítulo. Este diagrama foi modelado no software Easypower utilizando todas as informações de equipamentos e circuitos informadas entre as Tabelas 6.1 e 6.12. O acessante está conectado na barra indicada como “PTO ENTREGA” e é representado na Carga 5.

O consumidor apresenta uma cabine de entrada de energia com uma proteção geral e vários alimentadores internos à instalação. A usina fotovoltaica será conectada em paralelo a estes alimentadores.

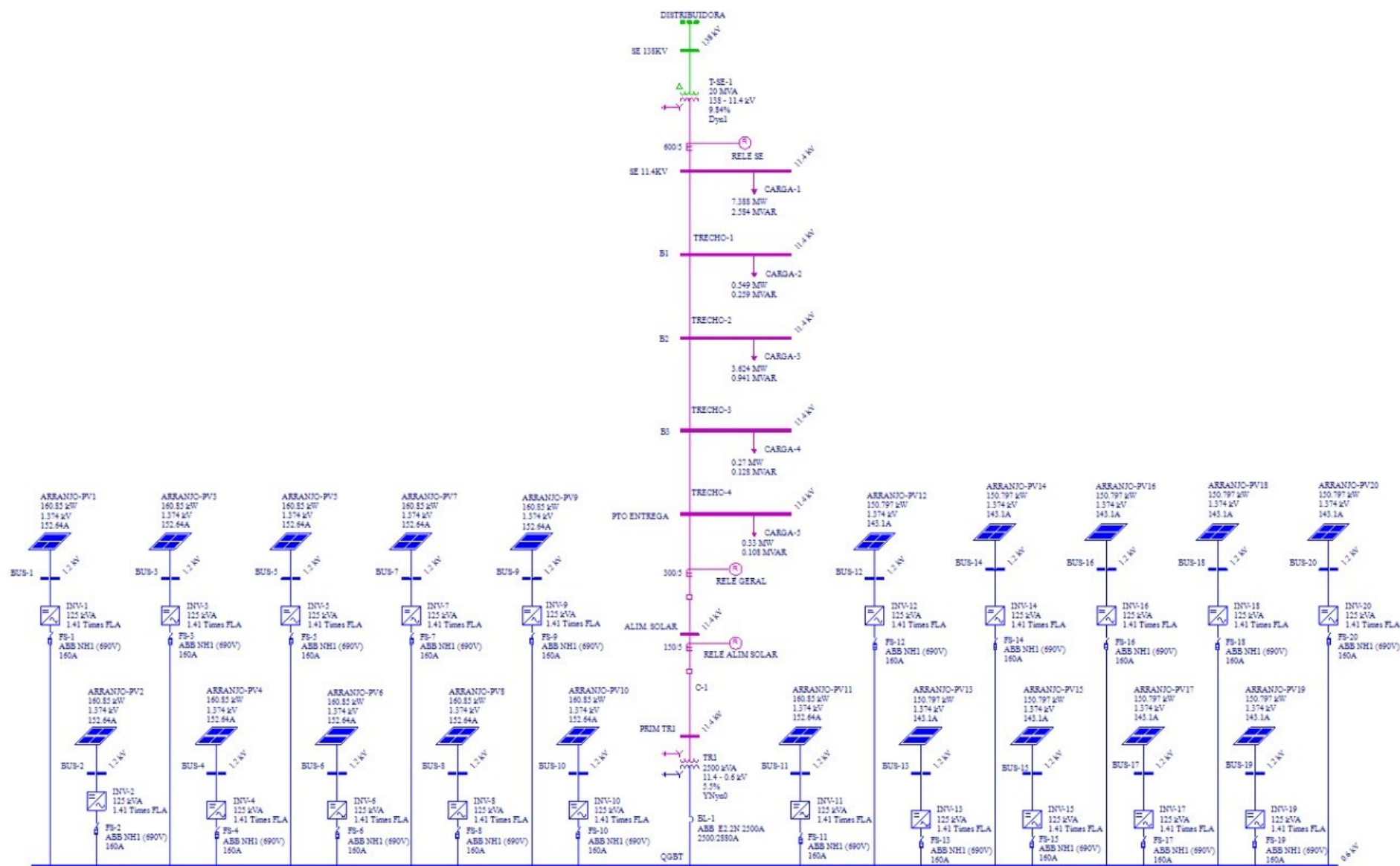


Figura 6.2 - Diagrama Unifilar Geral do Sistema da concessionária com a Usina Fotovoltaica modelado no software Easypower.

## 6.2 Análise do Estudo de Fluxo de Potência

No anexo A são apresentados os resultados da simulação do Fluxo de Potência do sistema apresentado na Figura 6.2. Os resultados estão exibidos de forma a ter fácil visualização para uma comparação dos resultados com e sem a usina fotovoltaica.

Na Tabela 6.15 é apresentado, de forma resumida, um comparativo dos níveis de tensão do sistema antes e depois da inserção da minigeração fotovoltaica. A variação percentual foi calculada pela equação 1:

$$\Delta V(\%) = \frac{V_{com UFV} - V_{sem UFV}}{V_{sem UFV}} \quad (1)$$

Tabela 6.15 - Comparativos dos níveis de tensão em p.u. nos barramentos antes e depois da inserção da Usina Fotovoltaica (UFV).

	CARGA LEVE			CARGA MÉDIA			CARGA PESADA		
	Sem Usina	Com Usina	Variação	Sem Usina	Com Usina	Variação	Sem Usina	Com Usina	Variação
<b>BARRA SE 138KV</b>	1,027	1,027	0,00%	0,995	0,995	0,00%	1,021	1,021	0,00%
<b>BARRA SE 11,4KV</b>	1,04	1,04	0,00%	1,04	1,04	0,00%	1,04	1,04	0,00%
<b>BARRA B1</b>	1,035	1,048	1,26%	1,022	1,038	1,57%	0,986	1,003	1,72%
<b>BARRA B2</b>	1,035	1,051	1,55%	1,018	1,037	1,87%	0,973	0,994	2,16%
<b>BARRA B3</b>	1,034	1,053	1,84%	1,018	1,04	2,16%	0,97	0,996	2,68%
<b>BARRA PTO ENTREGA</b>	1,034	1,054	1,93%	1,018	1,041	2,26%	0,972	0,998	2,67%

Analisando os resultados percebe-se que a inserção da minigeração proporcionou um aumento no nível de tensão. O máximo aumento esperado é de 2,68% no patamar de carga pesada.

O patamar onde se observa um nível de tensão mais alto é o de Carga Leve, chegando a até 1,054 pu. Este valor está acima dos limites permitidos pela distribuidora deste estudo de caso, conforme a Tabela 6.2.

Cabe ressaltar que normalmente os patamares de carga leve ocorrem por volta 4 horas da madrugada e o patamar de carga pesada por volta das 19 horas, com cerca de 2 a 3 horas de duração. Ou seja, como uma usina fotovoltaica precisa do sol para gerar energia, dificilmente ela vai trabalhar nos patamares de carga leve e pesada.

Também é possível observar nos resultados do anexo A que a inserção da minigeração proporcionou uma atenuação na demanda de potência necessária para o Alimentador H da distribuidora em estudo.

### 6.3 Análise do Estudo de Curto-circuito

No anexo B, são apresentados os resultados da simulação do curto-circuito em todas as barras do sistema apresentado na Figura 6.2. Os resultados estão exibidos de forma a ter fácil visualização para uma comparação dos resultados com e sem a usina fotovoltaica.

Nas

Tabela 6.16, Tabela 6.17,

Tabela 6.18 e Tabela 6.19 tem-se de forma resumida um comparativo dos níveis de corrente de curto-circuito no sistema antes de depois da inserção da minigeração fotovoltaica. A variação percentual foi calculada pela equação 2:

$$\Delta I(\%) = \frac{I_{CC-com UFV} - I_{CC-sem UFV}}{I_{CC-sem UFV}} \quad (2)$$

Tabela 6.16 - Comparativo dos níveis de corrente de curto-circuito simétrica antes de depois da inserção da UFV. - Barras SE 138KV e SE 11.4KV.

Tipo de Curto-circuito	SE 138KV			SE 11.4KV		
	Sem UFV	Com UFV	Varição	Sem UFV	Com UFV	Varição
<b>FFF</b>	3.735,5	3.749,3	0,37%	8.264,8	8.420	1,88%
<b>FF</b>	3.235,1	3.247	0,37%	7.157,5	7.291,9	1,88%
<b>FFT</b>	3.283	3.294,7	0,36%	8.931,6	9.085	1,72%
<b>FT</b>	1.615,8	1.617,5	0,11%	9.243,6	9.397,2	1,66%

Tabela 6.17 - Comparativo dos níveis de corrente de curto-circuito simétrica antes de depois da inserção da UFV. - Barras B1 e B2.

Tipo de Curto-circuito	B1			B2		
	Sem UFV	Com UFV	Varição	Sem UFV	Com UFV	Varição
<b>FFF</b>	2.359,1	2.519	6,78%	1969,3	2.130,7	8,20%
<b>FF</b>	2.043	2.181,5	6,78%	1705,5	1.0845,3	8,20%

<b>FFT</b>	2.141,7	2.305,4	7,64%	1787,4	1.955,4	9,40%
<b>FT</b>	1.240,5	1.457,8	17,52%	1002,8	1.235,1	23,17%

Tabela 6.18 - Comparativo dos níveis de corrente de curto-circuito simétrica antes de depois da inserção da UFV. - Barras B3 e PTO ENTREGA.

Tipo de Curto-circuito	B3			PTO ENTREGA		
	Sem UFV	Com UFV	Varição	Sem UFV	Com UFV	Varição
<b>FFF</b>	1.874,1	2034,9	8,58%	1.834,5	1.994,7	8,73%
<b>FF</b>	1.623	1762,2	8,58%	1.588,7	1.727,5	8,74%
<b>FFT</b>	1.707,3	1876,9	9,93%	1.674,9	1.845,2	10,17%
<b>FT</b>	957,3	1191,7	24,49%	940,1	1175	24,99%

Tabela 6.19 - Resumo dos níveis de corrente de curto simétrica na UFV. – Barras ALIM. SOLAR, PRIM TR1 e QGBT.

Tipo de Curto-circuito	ALIM. SOLAR	PRIM TR1	QGBT
<b>FFF</b>	1.994,7	1.983	2.2763,8
<b>FF</b>	1.727,5	1.717,3	1.9714
<b>FFT</b>	1.845,2	1.834,6	2.1371,6
<b>FT</b>	1.175	1.169,6	1.6807,6

Analisando os resultados percebe-se que a inserção da minigeração proporcionou um aumento no nível curto-circuito do sistema. Nas barras da subestação da distribuidora, (SE 138KV e SE 11.4KV) o aumento foi inferior a 2%. Nas demais barras do alimentador o aumento foi inferior a 9% para as faltas que não envolvem a terra e chegou a próximo de 25% nas faltas que envolvem a terra.

Como mencionado na seção 3.2.4, já era esperado um aumento no nível de curto-circuito da rede elétrica, devido as novas impedâncias inseridas no sistema. Como o transformador utilizado apresenta enrolamentos Estrela Aterrada-Estrela Aterrada, era previsto um aumento superior para as faltas com envolvimento da terra devido o neutro do transformador de acoplamento servir como caminho para a corrente de sequência zero durante faltas monofásicas.

Diante destes resultados deve-se fazer um estudo de proteção e seletividade a fim de garantir a integridade do sistema da concessionária de energia e da instalação do consumidor.

#### 6.4 Estudo de Proteção e Seletividade do Sistema

O objetivo maior de um estudo de seletividade consiste em se determinar os ajustes dos dispositivos de proteção de forma que, na ocorrência de um curto-circuito, opere apenas o dispositivo de proteção mais próximo da falta, isolando a menor porção do sistema elétrico, no menor tempo possível e ainda protegendo os equipamentos do sistema.

Deste modo, este estudo tem como objetivo analisar a coordenação e a confiabilidade das proteções utilizadas na usina fotovoltaica, a fim de não proporcionar riscos à mesma e à rede elétrica da concessionária de energia.

Algumas normas de distribuidoras apresentam nos anexos tabelas com os ajustes sugeridos para funções de tensão e frequência, além de exemplos de cálculos para os ajustes das proteções de sobrecorrente de fase e neutro.

De modo a garantir a proteção e seletividade do sistema são utilizados relés para proteções do Alimentador H, cargas do cliente e da UFV, onde estes equipamentos devem ser ajustados de tal forma que somente a região em falta seja isolada. Por exemplo, se ocorrer um curto-circuito na usina fotovoltaica, o relé da usina deve perceber e mandar um comando de abertura para o disjuntor da UFV, isolando a usina e permitindo que o cliente continue recebendo energia da concessionária.

Neste estudo de caso a concessionária solicitou, inicialmente, o envio dos estudos de fluxo de potência e curto-circuito. Posteriormente, a mesma enviou um parecer de acesso onde além de apresentar os dados do relé existente a montante do ponto de entrega (na subestação da concessionária), estabelecia quais as proteções que deveriam ser ativadas no relé da UFV para proteção do sistema.

As proteções exigidas pela concessionária para a proteção da usina fotovoltaica são 50/51, 67N, 51V, 81U/O, 27, 59 e 50BF.

A Tabela 6.20 apresenta os dados do relé de proteção do Alimentador H onde será conectada a minigeração fotovoltaica.

Tabela 6.20 - Dados do relé do alimentador da Distribuidora onde será conectada a UFV.

Proteção por Corrente – Relé do Alimentador H da SE Distribuidora		
	Fase	Neutro
<b>TC Existente</b>	600/5	600/5
<b>Tap Temporizado</b>	3,5	1
<b>Pick-up Temporizado</b>	420 A	120 A
<b>Dial de Tempo</b>	0,18	0,18
<b>Característica da Curva</b>	MI (IEC)	NI (IEC)

<b>Tap GS</b>	-	0,25
<b>Pick-up GS</b>	-	30 A
<b>Tempo GS</b>	-	4,99 s
<b>Tap Instantâneo</b>	33,3	33,3
<b>Pick-up Instantâneo</b>	4.000 A	4.000 A

O consumidor em questão apresenta uma Cabine de Entrada de Energia, onde é atendido em 11,4 kV. O relé de proteção geral desta cabine apresenta ativas as proteções por corrente 50/51, 50N/51N/51G e as proteções por tensão 27 e 59. Nas Tabela 6.21 e Tabela 6.22 são apresentados os ajustes destas funções de proteção.

Tabela 6.21 - Dados de proteção por corrente do relé geral da cabine de entrada de energia.

Proteção por Corrente – Relé Geral da Cabine de Entrada de Energia		
	Fase	Neutro
<b>Fabricante</b>	Siemens	Siemens
<b>Modelo</b>	7SJ80	7SJ80
<b>TC Existente</b>	300/5	300/5
<b>Tap Temporizado</b>	2,9	0,58
<b>Pick-up Temporizado</b>	174 A	34,8 A
<b>Dial de Tempo</b>	0,26	0,45
<b>Característica da Curva</b>	MI (IEC)	MI (IEC)
<b>Tap Definido</b>	30	0,5
<b>Pick-up GS</b>	-	30 A
<b>Tempo GS</b>	-	4,5 s
<b>Tap Instantâneo</b>	-	-
<b>Pick-up Instantâneo</b>	-	-

Tabela 6.22 - Dados de proteção por tensão do relé geral da cabine de entrada de energia.

Proteção por Tensão – Relé Geral da Cabine de Entrada de Energia	
Tensão	Tempo de atuação
$V < V_{nom} * 0,8 = 11,4 * 0,8 = 9,12 \text{ kV}$	2,5 segundos
$V > V_{nom} * 1,16 = 11,4 * 1,16 = 13,2 \text{ kV}$	3 segundos

Para a elaboração do estudo de proteção e seletividade devemos ter algumas informações, tais como:

- Correntes de curto-circuito no ponto de instalação do equipamento de proteção;
- Corrente nominal e de magnetização do transformador;

- Corrente de demanda do sistema;
- Ajustes das proteções a montante do ponto de conexão da usina fotovoltaica.

De posse dessas informações é possível fazer o estudo de proteção e seletividade para o relé que será instalado no alimentador da usina fotovoltaica, na barra “ALIM. SOLAR” do diagrama unifilar da Figura 6.2 e verificar se há necessidade de alteração dos ajustes do relé de proteção geral da cabine de entrada de energia do cliente, de modo a garantir a seletividade entre todos os dispositivos de proteção.

#### 6.4.1 Corrente Nominal do Transformador da UFV

A usina fotovoltaica apresenta um transformador de potência de 2,5 MVA ( $S_{TRAFO}$ ) com tensão primária de 11,4 kV ( $V_{FF}$ ). A corrente nominal primária ( $I_{pTRAFO}$ ) é dada pela equação 3:

$$I_{pTRAFO} = \frac{S_{TRAFO}}{\sqrt{3} * V_{FF}} = \frac{2500}{\sqrt{3} * 11,4} = 126,61 A \quad (3)$$

#### 6.4.2 Corrente de Magnetização do Transformador

Na energização do transformador um elevado valor de corrente flui pelo seu núcleo magnético durante um intervalo de tempo em torno de 6 ciclos ou 100 ms. Esta corrente é chamada de corrente de magnetização ou corrente de *inrush*.

A corrente de magnetização de fase ( $I_{mag-F}$ ) para o transformador a seco da UFV equivale 11,6 vezes a sua corrente nominal primária, de acordo com o fabricante. Já a corrente de magnetização residual ( $I_{mag-N}$ ) pode ser considerada como 20% da corrente de magnetização de fase.

$$I_{mag-F} = 11,6 * I_{pTRAFO} = 11,6 * 126,61 = 1.468,70 A \text{ por } 0,1s \quad (4)$$

$$I_{mag-N} = 0,2 * I_{mag-F} = 0,2 * 1.468,70 = 293,74 A \text{ por } 0,1s \quad (5)$$

#### 6.4.3 Ponto ANSI do Transformador

O ponto ANSI de fase é o máximo valor de corrente que um transformador pode suportar durante um período definido sem se danificar. No caso de transformador Estrela aterrada-Estrela aterrada, o ponto ANSI de neutro igual o ponto ANSI de fase.

$$I_{F_{ANSI}} = \frac{100}{Z\%} * I_{np_{TRAFO}} = \frac{100}{5,5} * 126,61 = 2.302,035A \text{ por } 4s. \quad (6)$$

$$I_{N_{ANSI}} = I_{F_{ANSI}} = 2.302,035A \text{ por } 4s. \quad (7)$$

Estes pontos deverão estar acima da curva de atuação do relé. Assim, o ponto ANSI do transformador vai atuar como limite máximo para atuação do relé. Caso contrário, será necessário a instalação de elos fusíveis no primário do transformador, pois as proteções do relé secundário não protegem a curva de dano do transformador.

#### 6.4.4 Corrente de Demanda

A unidade consumidora apresenta uma demanda contratada de 2.500 kW ( $P_{dem}$ ) e é atendida em uma tensão de 11,4 kV ( $V_{FF}$ ). A corrente de demanda ( $I_{dem}$ ) deve ser calculada a partir da demanda contratada e considerando o fator de potência de referência 0,92 ( $fp$ ).

$$I_{dem} = \frac{P_{dem}}{\sqrt{3} * V_{FF} * fp} = \frac{2500}{\sqrt{3} * 11,4 * 0,92} = 137,62 A \quad (8)$$

#### 6.4.5 Correntes de Curto-circuito no ponto de instalação dos equipamentos

A Tabela 6.23 apresenta as correntes de curto-circuito passantes nos dispositivos de proteção considerados neste trabalho para diferentes locais de faltas e para cada tipo de curto-circuito. É possível perceber que para curtos-circuitos a montante do relé de proteção da usina fotovoltaica, existe uma corrente fluindo no sentido UFV → DISTRIBUIDORA.

Para as faltas que não envolvem a terra a corrente nas fases faltosas pode chegar a quase 21% acima da corrente de demanda contratada. A fim de proteger a instalação do cliente para estes tipos de falta, será ajustada a função 51V, onde a atuação dessa proteção deve ocorrer caso a proteção da concessionária não atue.

Já para as faltas que envolvem a terra, será ajustada a proteção 67N no sentido reverso (UFV → DISTRIBUIDORA), onde a atuação dessa proteção deve ocorrer caso a proteção da

concessionária não atue. Será ajustada, também, a proteção 67N no sentido direto (DISTRIBUIDORA → UFV), onde a atuação dessa proteção deve ocorrer para faltas envolvendo a terra no circuito a jusante do relé NVA100X-G e a montante do disjuntor geral de baixa tensão.

Tabela 6.23 - Correntes de curto-circuito nos pontos de instalação dos equipamentos de proteção.

Tipo de Curto-circuito	Local da falta	Corrente passante pelos dispositivos de proteção (A)				
		Fusível NH1 (proteção individual dos inversores)	Emax Touch LSIG (relé geral de baixa tensão)	NVA100X-G (Relé de MT da usina fotovoltaica)	7SJ80 (Relé geral da cabine do consumidor)	Relé da Distrib.
<b>FFF</b>	A jusante da proteção individual	21.824	18.757	987	987	987
	QGBT	170	19.421	1.022	1022	1022
	PRIM TR-1	158	3.156	1.823	1823	1823
	ALIM. SOLAR	158	3.154	166	1835	1835
	Rede da Concessionária	158	3.154	166	166	1835
<b>FF</b>	A jusante da proteção individual	18.900	16.244	855	855	855
	QGBT	147	16.819	885	885	885
	PRIM TR-1	137	2.733	1.579	1579	1579
	ALIM. SOLAR	137	2.732	144	1.589	1589
	Rede da Concessionária	137	2.732	144	144	1589
<b>FFT</b>	A jusante da proteção individual	20.265	17.201	458	458	458
	QGBT	170	17.974	484	484	484
	PRIM TR-1	158	3.164	1.668	1668	1668
	ALIM. SOLAR	158	3.161	217	612	612
	Rede da Concessionária	158	3.161	217	217	612

Corrente passante pelos dispositivos de proteção (A)						
Tipo de		Fusível NH1	Emax Touch	NVA100X-G	7SJ80 (Relé	
Curto-circuito	Local da falta	(proteção individual dos inversores)	LSIG (relé geral de baixa tensão)	(Relé de MT da usina fotovoltaica)	geral da cabine do consumidor)	Relé da Distrib.
FT	A jusante da proteção individual	15.856	12.803	583	583	583
	QGBT	170	13.435	612	612	612
	PRIM TR-1	159	3.177	862	862	862
	ALIM. SOLAR	159	3.172	308	868	868
	Rede da Concessionária	159	3.172	308	308	868

#### 6.4.6 Dimensionamento dos TC's de Proteção

Os transformadores de corrente serão conectados em estrela e suas correntes primárias devem atender aos seguintes critérios:

- Suportabilidade Contínua

**Condição 1:** A corrente nominal ( $I_{pTC}$ ) deve ser maior que a corrente de carga.

$$I_{pTC} \geq I_{pdem} = 137,62 A \quad (9)$$

- Suportabilidade sob Curto-circuito

**Condição 2:** De forma geral, recomenda-se que os TC's de proteção tenham uma corrente primária tal que o maior valor de curto-circuito trifásico (assimétrico) não a exceda em 20 vezes. A corrente de curto-circuito assimétrica no ponto de instalação dos TCs, com a presença da Usina Fotovoltaica é da ordem de

$$I_{pTC} \geq \frac{I_{cc-3\phi}^{(ALIM.SOLAR)}_{assim}}{FS} \rightarrow I_{pTC} \geq \frac{2217,50}{20} = 110,87 A \quad (10)$$

- Critério de Sensibilidade

**Condição 2:** A menor corrente de partida do relé deve estar dentro da faixa de precisão aceitável do TC, cujo limiar inferior é geralmente da ordem de 10% de sua corrente nominal primária ( $I_{pTC}$ ). O menor ajuste de corrente do relé, neste caso, se dá pela proteção de sobrecorrente de neutro, conforme apresentado na seção 6.4.7.2.2.

$$I_{min-ajuste} = 34,50 \text{ A} \quad (11)$$

$$I_{pTC} \leq \frac{I_{min-ajuste}}{0,1} \rightarrow I_{pTC} \leq \frac{34,50}{0,1} = 345,00 \text{ A} \quad (12)$$

- Relação de Transformação de Corrente (RTC)

Desta forma, obedecendo as condições descritas acima, será especificado TC's com corrente primária igual a 150 A, atendendo às condições em regime permanente e sob curto-circuito. Portanto, a Relação de Transformação de Corrente dos TC's de proteção da UFV será de 30.

$$RTC = \frac{150}{5} = 30 \quad (13)$$

- Verificação da Saturação dos TC's

**Condição:** Os TCs especificados não devem saturar para a maior corrente de curto-circuito trifásica assimétrica considerando a carga máxima no secundário do TC.

A impedância total no secundário do TC, denominada impedância de carga é dada pela equação 14:

$$Z_{carga} = 2 * Z_{fiação} + Z_{relé} + Z_{TC} \quad (14)$$

Será utilizado 5m de cabo com seção nominal de 2,5 mm<sup>2</sup>, cuja resistência ôhmica é da ordem de 7,41 Ω/km.

$$Z_{fiação} = 7,41 * \frac{5}{1.000} = 0,03705 \Omega \quad (15)$$

Segundo o manual do fabricante do relé, o consumo das entradas de corrente de fase e de neutro são da ordem de 0,04 VA e 0,12 VA, respectivamente. Será utilizada a filosofia de proteção residual para as proteções de neutro. Assim, a seguinte carga para os sensores de corrente do relé é descrita na equação 16.

$$Z_{relé} = \frac{S_{relé}}{I_{TCs}^2} = \frac{(3 * 0,04) + 0,12}{5^2} = 0,0096 \Omega \quad (16)$$

A impedância aproximada dos TCs de proteção do fabricante REHTOM para a temperatura de 75 °C é da ordem de 0,367 Ω, segundo o relatório de ensaio do transformador de corrente.

$$Z_{TC} = 0,367 \Omega \quad (17)$$

Assim, a impedância total no secundário dos TCs é dada pela equação 18:

$$Z_{carga} = 2 * 0,03705 + 0,0096 + 0,367 = 0,4507 \Omega \quad (18)$$

Assim, considerando a corrente de curto-circuito trifásica assimétrica no ponto de instalação dos TC's, tem-se na equação 19 a estimativa para a máxima tensão desenvolvida no secundário dos TC's:

$$V_{STC} = Z_{carga} * \frac{I_{cc-3\phi}^{(ALIM.SOLAR)}_{assim}}{RTC} = 0,4507 * \frac{2217,50}{30} = 33,31 V \quad (19)$$

Portanto, serão utilizados TC's com tensão de saturação secundária igual a 100 V. A classe de exatidão dos TC's será 10B100.

#### 6.4.7 Ajustes do Relé da UFV (NVA100X-G)

##### 6.4.7.1 Ajuste das Proteções de Sobrecorrente (50/51)

No relé de proteção NVA100X-G os valores a serem parametrizados devem ser referentes à corrente no secundário do transformador de corrente (TC). Desta forma, para calcular a corrente de ajuste no relé é necessário dividir o valor de corrente de acionamento (corrente no primário do TC) pela relação de transformação do transformador de corrente (RTC).

Além disso, deve-se verificar se o ajuste calculado está dentro da faixa de ajustes permitida pelo relé de proteção. Nas seções seguintes serão calculadas as correntes de acionamento e de ajuste do relé.

##### 6.4.7.1.1 Proteção de Fase – Unidade Instantânea (50)

Para calcular o ajuste da unidade instantânea de fase deve-se levar em consideração três condições, conforme serão apresentadas a seguir.

**Condição 1:** A corrente de acionamento da unidade instantânea deve ser superior à corrente de magnetização total. A concessionária solicita que o ajuste desta proteção seja 10% superior à corrente de magnetização de fase e residual do transformador.

$$I_{ac50} \approx F_k * I_{mag-F}^{(real)} = 1,1 * 1.468,70A = 1.615,57 A \quad (20)$$

**Condição 2:** A corrente de acionamento deve ser inferior à corrente de curto-circuito no ponto de instalação dos TC's, conforme a equação 21.

$$I_{ac50} < I_{CC3\phi} = 1994,70 A \quad (21)$$

**Condição 3:** O ajuste da função instantânea de fase deve estar abaixo do valor de proteção requerido pelo transformador (ponto ANSI de fase).

$$I_{ac50} < I_{F_{ANSI}} = 2.302,035 A \quad (22)$$

Logo, é possível concluir que a corrente de acionamento da unidade instantânea de fase será conforme a equação 23 e a corrente de ajuste da unidade instantânea de fase corresponde ao apresentado na equação 24.

$$I_{ac50} = 1.614 A \quad (23)$$

$$I_{aj50} = \frac{I_{ac50}}{I_n * RTC} = \frac{1.614}{5 * 30} = 10,76 A \quad (24)$$

A faixa de ajuste da unidade de sobrecorrente instantânea de fase no relé NVA100X-G equivale a:  $(0,1 - 40) \times I_n \times RTC$ . Portanto, os ajustes calculados estão dentro das faixas permitidas pelo relé de proteção.

#### 6.4.7.1.2 Proteção de Fase – Unidade Temporizada (51)

Para calcular a corrente de acionamento da unidade temporizada de fase ou corrente de *pick-up* a concessionária solicita que seja adotada um fator de sobrecarga de 25% em cima da demanda máxima contratada, ou seja, considera-se que pode haver ultrapassagem de 25% da demanda contratada.

$$I_{ac51} \leq 1,25 * I_{dem} = 1,25 * 137,62 = 172,03 \text{ A} \quad (25)$$

Além disso, o relé de proteção não deve operar na carga máxima nominal do transformador de acoplamento, conforme pode ser apresentado na equação 26.

$$I_{ac51} > I_{pTRAFO} = 126,61 \text{ A} \quad (26)$$

Logo, é possível concluir que a corrente de acionamento da unidade temporizada de fase será conforme a equação 27 e a corrente de ajuste da unidade temporizada de fase corresponde ao apresentado na equação 28.

$$I_{ac51} = 172,50 \text{ A} \quad (27)$$

$$I_{aj51} = \frac{I_{ac51}}{I_n * RTC} = \frac{172,50}{5 * 30} = 1,15 \text{ A} \quad (28)$$

A faixa de ajuste da unidade de sobrecorrente instantânea de fase no relé NVA100X-G equivale a:  $(0,1 - 20) \times I_n \times RTC$ . Portanto, os ajustes calculados estão dentro das faixas permitidas pelo relé de proteção.

- Seleção da curva de operação

A característica de atuação da unidade de sobrecorrente temporizada de fase será de tempo inverso e a curva adotada será a muito inversa (MI) da norma IEC 60255-3. A equação 29 equivale à curva muito inversor da norma IEC, onde DT equivale ao dial de tempo, o qual é utilizado para ajustar a temporização do relé, e M representa o múltiplo, que é obtido pela razão entre a corrente de acionamento ou corrente de curto-circuito e a corrente de *pick-up* do relé.

$$t_{ac} = \frac{13,5 * DT}{M - 1} \quad (29)$$

**Condição 1:** A unidade temporizada de fase não deve atuar durante a energização do transformador, ou seja, o tempo de atuação dessa unidade deve ser superior a 0,1 s. Além disso deve-se considerar um intervalo de coordenação em relação ao disjuntor geral de BT de 300 ms para um curto-circuito trifásico na baixa tensão.

$$t_{ac51} = \frac{13,5 * DT}{M - 1} \rightarrow DT \geq \frac{(t_{acDJ-BT} + 0,3) * (M - 1)}{13,5} \quad (30)$$

$$DT_{51} \geq \frac{(0,1 + 0,3) * \left[ \frac{1.022}{171,9} - 1 \right]}{13,5} \geq 0,147 \quad (31)$$

O valor selecionado para o dial de tempo será conforme equação 32.

$$DT_{51} = 0,15 \quad (32)$$

A faixa de ajuste para o dial de tempo do relé NVA100X-G está entre 0,02 e 60. Portanto, o dial selecionado está dentro da faixa permitida pelo relé de proteção.

Na Tabela 6.24 será apresentado um resumo dos ajustes calculados para as proteções de sobrecorrente 50/51, referenciando para as respectivas variáveis de parametrização do relé NVA100X-G.

Tabela 6.24 - Resumo dos ajustes de sobrecorrente 50/51 do relé NVA100X-G.

Relé THYTRONIC NVA100X-G		
Parâmetro	Descrição	Ajuste
<b>RTC</b>	Relação de Transformação de corrente (RTC)	30
<b>In</b>	Corrente nominal do relé	5 A
<b>I &gt; inv</b>	Corrente de partida da unidade de temporização	1,15 (172,50 A)
<b>I &gt; curve</b>	Tipo de curva de atuação	MI
<b>T &gt; inv</b>	Ajuste do dial de tempo	0,15
<b>I &gt;&gt; def</b>	Corrente de partida da unidade de tempo definido	-
<b>t &gt;&gt; def</b>	Tempo da unidade de tempo definido	-
<b>I &gt;&gt;&gt; def</b>	Corrente da unidade instantânea	10,76 (1.614 A)
<b>t &gt;&gt;&gt; def</b>	Tempo da unidade instantânea	0,03 s

#### 6.4.7.2 Ajuste da Proteção de Sobrecorrente Direcional de Neutro no Sentido Direto ( $\overrightarrow{67N}$ )

Entende-se por sentido direto DISTRIBUIDORA  $\rightarrow$  UFV. Portanto, o ajuste dessa função de proteção será para curtos-circuitos envolvendo a terra no circuito a jusante do relé NVA100X-G e a montante do disjuntor geral de baixa tensão.

Para a definição do sentido de operação da proteção, deve ser ajustado o ângulo de máximo torque de neutro ou ângulo característico de neutro. Para a definição deste ângulo, deve ser observado os valores fasoriais de tensão e corrente no relé de proteção durante os curtos-circuitos envolvendo a terra no circuito a jusante do relé NVA100X-G e a montante do disjuntor

geral de baixa tensão. A unidade de neutro do relé de proteção realiza a soma vetorial das correntes e das tensões para a definição da corrente e tensão de desequilíbrio.

O melhor ajuste do ângulo característico é definido pela diferença angular entre a tensão de sequência zero e a corrente de sequência zero, partindo da tensão e seguindo em sentido anti-horário até o vetor da corrente.

Nas Tabela 6.25 e Tabela 6.26 são apresentados os valores de corrente e tensão nas fases do relé de proteção durante um curto-circuito envolvendo a terra a jusante do mesmo. Na Tabela 6.27 são apresentados os valores das componentes de sequência zero e a diferença angular.

Tabela 6.25 - Valor das Correntes de fase passantes pelo relé de proteção em faltas envolvendo a terra a jusante do mesmo.

Tipo de Curto-circuito	Local da Falta	Ia	Ib	Ic
<b>FFT</b>	PRIM TR1	50,1∠ 103	1.555∠ 10,2	1.668,3∠ -146,5
<b>FT</b>	PRIM TR1	1.004,1∠ 105,1	71∠ -74	71∠ -74

Tabela 6.26 - Valor das Tensões de fase no relé de proteção em faltas envolvendo a terra a jusante do mesmo.

Tipo de Curto-circuito	Local da Falta	Va	Vb	Vc
<b>FFT</b>	PRIM TR1	8.515∠ 1,7	43∠ -150	51∠ 91,1
<b>FT</b>	PRIM TR1	48∠ -34	8.622∠ -134,1	7.950∠ 139

Tabela 6.27 - Tensão e Corrente de sequência zero no relé de proteção para faltas envolvendo a terra a jusante do mesmo.

Tipo de Curto-circuito	Local da Falta	3I0	3V0	Diferença angular entre 3V0 e 3I0
<b>FFT</b>	PRIM TR1	610,19∠ -77,89	8.478∠ 1,91	79,80
<b>FT</b>	PRIM TR1	862,12∠ 104,95	11.992∠ -175,15	79,90

Desta forma, para a operação no sentido direto este ângulo será ajustado em 80°. A Figura 6.3 apresenta a região de operação e restrição (não atuação) para esta proteção.

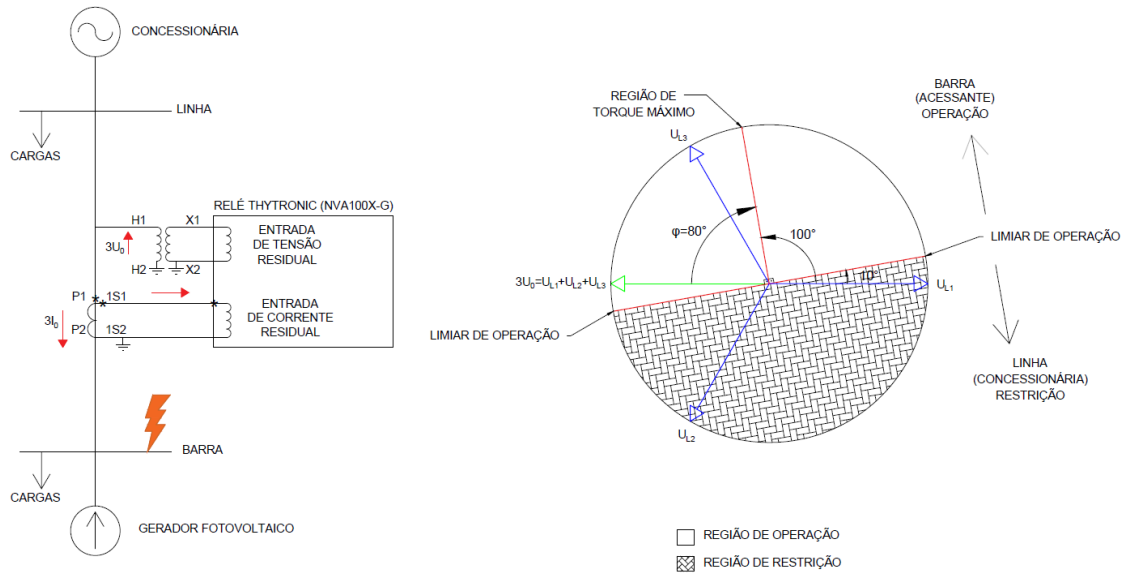


Figura 6.3 - Diagrama fasorial de operação da função de proteção 67N no sentido direto.

#### 6.4.7.2.1 Proteção de Neutro – Unidade Instantânea no Sentido Direto ( $\overrightarrow{50N}$ )

Para calcular o ajuste da unidade instantânea de neutro no sentido direto deve-se levar em consideração quatro condições, conforme serão apresentadas a seguir.

**Condição 1:** A concessionária solicita que para o ajuste das proteções residuais seja considerado como 20% da corrente de ajuste da unidade instantânea de fase.

$$I_{ac\overrightarrow{50N}} = 0,2 * I_{ac50} = 0,2 * 1.614 = 322,80 A \quad (33)$$

**Condição 2:** A corrente de acionamento no sentido direto deve ser inferior à corrente de curto-circuito monofásica no ponto de instalação dos TC's.

$$I_{ac\overrightarrow{50N}} < I_{CC1\phi T} = 862 A \quad (34)$$

**Condição 3:** O ajuste da função instantânea de neutro no sentido direto deve estar abaixo do valor de proteção requerido pelo transformador (ponto ANSI de neutro).

$$I_{ac\overrightarrow{50N}} < I_{N_{ANSI}} = 2.302,035 A \quad (35)$$

**Condição 4:** A fim de promover a seletividade com o disjuntor de baixa tensão, o ajuste da função instantânea de neutro não deve atuar para um curto-circuito monofásico na baixa tensão.

$$I_{ac\overline{50N}} > I_{CC1\phi T_{BT}} = 612 \text{ A} \quad (36)$$

Apesar da concessionária exigir o ajuste em 20% da corrente de ajuste da unidade de fase, é necessário levar em consideração a seletividade com o dispositivo de proteção na baixa tensão. Logo, é possível concluir que a corrente de acionamento da unidade instantânea de neutro será conforme a equação 37 e a corrente de ajuste da unidade instantânea de neutro corresponde ao apresentado na equação 38, sendo equivalente a 39% da corrente de ajuste da unidade de fase.

$$I_{ac\overline{50N}} = 630,00 \text{ A} \quad (37)$$

$$I_{aj\overline{50N}} = \frac{I_{ac\overline{50N}}}{I_n * RTC} = \frac{630,00}{5 * 30} = 4,2 \text{ A} \quad (38)$$

A faixa de ajuste da unidade de sobrecorrente instantânea de neutro no relé NVA100X-G equivale a:  $(0,002 - 10) \times I_n \times RTC$ . Portanto, os ajustes calculados estão dentro das faixas permitidas pelo relé de proteção.

#### 6.4.7.2.2 Proteção de Neutro – Unidade Temporizada no Sentido Direto ( $\overline{51N}$ )

Para calcular a corrente de acionamento da unidade temporizada de neutro no sentido direto a concessionária solicita que para o ajuste das proteções residuais seja considerado em 20% da corrente de ajuste da unidade temporizada de fase. Logo, é possível concluir que a corrente de ajuste da unidade temporizada de neutro no sentido direto será conforme a equação 39 e a corrente de acionamento da unidade temporizada de neutro corresponde ao apresentado na equação 40.

$$I_{aj\overline{51N}} = 0,2 * I_{aj51} = 0,2 * 1,15 = 0,23 \text{ A} \quad (39)$$

$$I_{ac\overline{51N}} = I_{aj\overline{51N}} * I_n * RTC = 0,23 * 5 * 30 = 34,5 \text{ A} \quad (40)$$

A faixa de ajuste da unidade de sobrecorrente temporizada de neutro no relé NVA100X-G equivale a:  $(0,002 - 2) \times I_n \times \text{RTC}$ . Portanto, os ajustes calculados estão dentro das faixas permitidas pelo relé de proteção.

- Seleção da curva de operação

A característica de atuação da unidade de sobrecorrente temporizada de neutro no sentido direto será de tempo inverso e a curva adotada será a muito inversa (MI) da norma IEC60255-3.

**Condição:** A unidade temporizada de neutro não deve atuar durante a energização do transformador, ou seja, o tempo de atuação dessa unidade deve ser superior a 0,1 s. Além disso será considerado um intervalo de coordenação em relação ao disjuntor geral de BT de 180 ms para um curto-circuito monofásico no QGBT.

$$t_{ac\overline{51N}} = \frac{13,5 * DT}{M - 1} \rightarrow DT \geq \frac{(t_{acDJ-BT} + 0,18) * (M - 1)}{13,5} \quad (41)$$

$$DT_{\overline{51N}} \geq \frac{(0,06 + 0,180) * \left[ \frac{612}{34,5} - 1 \right]}{13,5} \geq 0,23 \quad (42)$$

A faixa de ajuste para o dial de tempo do relé NVA100X-G está entre 0,02 – 60. Portanto, o dial selecionado está dentro da faixa permitida pelo relé de proteção e está apresentado na equação 43.

$$DT_{\overline{51N}} = 0,23 \quad (43)$$

Na Tabela 6.28 será apresentado um resumo dos ajustes calculados para as proteções de sobrecorrente direcional de neutro sentido direto  $\overline{67N}$ , referenciando para as respectivas variáveis de parametrização do relé NVA100X-G.

Tabela 6.28 - Resumo dos ajustes de sobrecorrente  $\overline{67N}$  sentido direto do relé NVA100X-G.

Relé THYTRONIC NVA100X-G		
Parâmetro	Descrição	Ajuste
RTC	Relação de Transformação de corrente (RTC)	30
In	Corrente nominal do relé	5 A
Mode67N	Modo de Operação da 67N	I
3V <sub>0</sub> Type67N	Tensão Residual Calculada	U <sub>EC</sub>
IED>Curve	Tipo de curva de atuação	IEC/BS B (MI)

<b>tED &gt; RES</b>	Tempo de reset	60 s
<b>IED &gt; inv</b>	Corrente de partida da unidade direcional de tempo inverso	0,23 (34,50 A)
<b>tED &gt; inv</b>	Ajuste do dial de tempo	0,23
<b>ThetaED&gt;inv</b>	Ângulo Característico	60°
<b>IED&gt;&gt;Curve</b>	Tipo de curva de atuação	DEFINITE
<b>tED &gt;&gt; RES</b>	Tempo de reset	60 s
<b>IED &gt;&gt; def</b>	Corrente de partida da unidade direcional instantânea	4,20 (630 A)
<b>tED &gt;&gt; def</b>	Tempo da unidade instantânea	0,05 s
<b>ThetaED&gt;&gt;def</b>	Ângulo Característico	60°

#### 6.4.7.3 Ajuste da Proteção de Sobrecorrente Direcional de Neutro no Sentido Reverso

(67N)

Entende-se por sentido reverso UFV → DISTRIBUIDORA. Portanto, o ajuste dessa função de proteção será para curtos-circuitos envolvendo a terra na rede da distribuidora.

Para a definição do ângulo característico de neutro, deve ser observado os valores fasoriais de tensão e corrente no relé de proteção durante os curtos-circuitos envolvendo a terra no circuito a montante do relé NVA100X-G.

Nas Tabela 6.29 e Tabela 6.30 são apresentados os valores de corrente e tensão nas fases do relé de proteção durante um curto-circuito envolvendo a terra a montante do mesmo. Na Tabela 6.31 são apresentados os valores das componentes de sequência zero e a diferença angular.

Tabela 6.29 - Valor das Correntes de fase passantes pelo relé de proteção em faltas envolvendo a terra a montante do mesmo.

Tipo de Curto-circuito	Local da Falta	Ia	Ib	Ic
<b>FFT</b>	SE 11.4KV	29,3L -84,7	151,1L 160,4	151,5L 34,7
	PTO ENTREGA	50,1L 103,2	166,4L 156,0	166,3L 36,4
<b>FT</b>	SE 11.4KV	147,7L -82,5	25,9L 95,8	25,9L 95,8
	PTO ENTREGA	167,0L -83,7	71,0L -73,9	71,0L -73,9

Tabela 6.30 - Valor das Tensões de fase no relé de proteção em faltas envolvendo a terra a montante do mesmo.

Tipo de Curto-circuito	Local da Falta	Va	Vb	Vc
<b>FFT</b>	SE 11.4KV	5.408L 0,2	764L -156,3	608L 136,9

	PTO ENTREGA	8.529L 1,6	0L 0	0L 0
FT	SE 11.4KV	749L -9,8	6.136L -111,5	6.123L 111,6
	PTO ENTREGA	0L 0	8.629L -134,3	7.974L 139,1

Tabela 6.31 - Tensão e Corrente de sequência zero no relé de proteção para faltas envolvendo a terra a montante do mesmo.

Tipo de Curto-circuito	Local da Falta	Diferença*		
		3I0	3V0	angular entre 3V0 e 3I0
FFT	SE 11.4KV	108,81L 97,97	4.226L 1,71	263,74
	PTO ENTREGA	217,17L 97,83	8.529L 1,6	263,77
FT	SE 11.4KV	95,94L -81,58	3.768L -177,82	263,77
	PTO ENTREGA	307,88L -79,20	12.092L -175,47	263,73

\* A Diferença angular é calculada a partir da tensão seguindo em sentido anti-horário até o vetor da corrente.

Desta forma, para a operação no sentido reverso este ângulo será ajustado em  $260^\circ$ . A Figura 6.4 apresenta a região de operação e restrição (não atuação) para esta proteção.

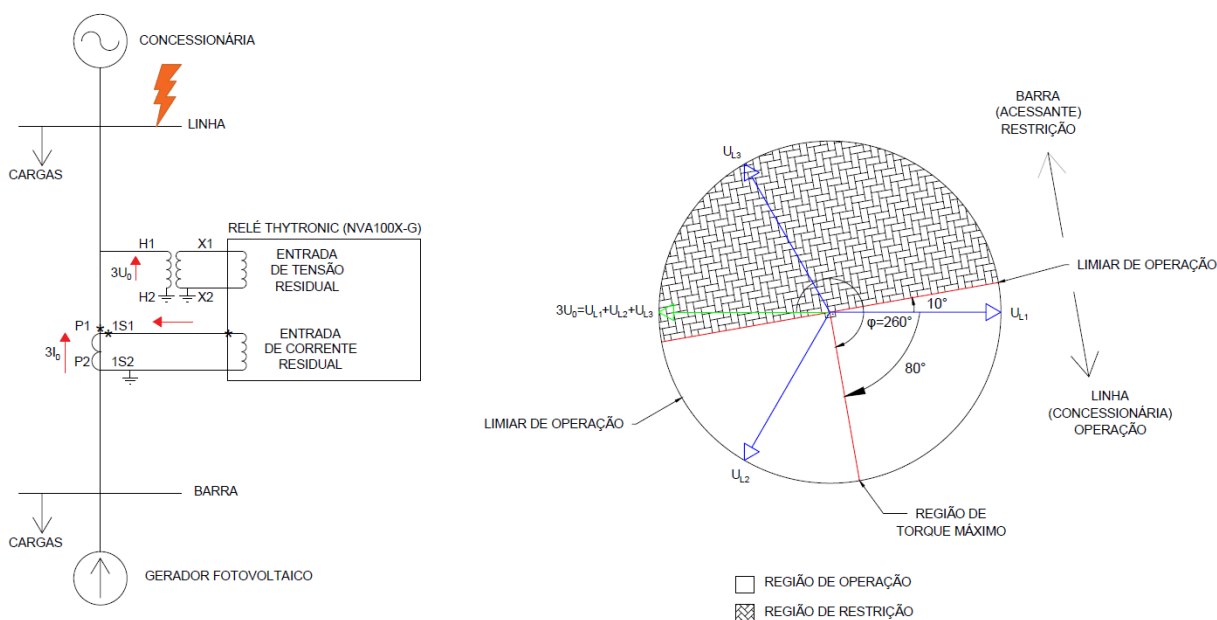


Figura 6.4 - Diagrama fasorial de operação da função de proteção 67N no sentido reverso.

#### 6.4.7.3.1 Proteção de Neutro – Unidade Instantânea no Sentido Reverso ( $\overleftarrow{50N}$ )

A unidade instantânea de neutro no sentido reverso será desabilitada. Assim, será evitadas atuações indevidas em função da descoordenação da proteção do acessante com outras proteções existentes na rede da distribuidora.

#### 6.4.7.3.2 Proteção de Neutro – Unidade Temporizada no Sentido Reverso ( $\overline{51N}$ )

Para calcular a corrente de acionamento da unidade temporizada de neutro no sentido reverso a concessionária solicita que para o ajuste das proteções residuais seja considerado em 20% da corrente de ajuste da unidade temporizada de fase. Logo, é possível concluir que a corrente de ajuste da unidade temporizada de neutro no sentido direto será conforme a equação 44 e a corrente de acionamento da unidade temporizada de neutro corresponde ao apresentado na equação 45.

$$I_{aj\overline{51N}} = 0,2 * I_{aj51} = 0,2 * 1,15 = 0,23 \text{ A} \quad (44)$$

$$I_{ac\overline{51N}} = I_{aj\overline{51N}} * I_n * RTC = 0,23 * 5 * 30 = 34,5 \text{ A} \quad (45)$$

A faixa de ajuste da unidade de sobrecorrente temporizada de neutro no relé NVA100X-G equivale a:  $(0,002 - 2) \times I_n \times RTC$ . Portanto, os ajustes calculados estão dentro das faixas permitidas pelo relé de proteção.

- Seleção da curva de operação

A característica de atuação da unidade de sobrecorrente temporizada de neutro no sentido reverso será de tempo inverso e a curva adotada será a muito inversa (MI) da norma IEC60255-3.

**Condição:** A unidade temporizada de neutro no sentido reverso deverá atuar somente em caso de falha da proteção da concessionária para faltas que envolvem a terra na rede da distribuidora. Na equação 46 é calculado o tempo de atuação da curva normal inversa do relé da distribuidora em caso de curto-circuito bifásico à terra em sua rede elétrica. Na equação 47 é calculado o dial de tempo mínimo para um intervalo de coordenação de 300 ms entre o relé da distribuidora e o relé da usina.

$$t_{ac51N-Distribuidora} = \frac{0,14 * DT}{M^{0,02} - 1} = \frac{0,14 * 0,18}{\left(\frac{612}{120}\right)^{0,02} - 1} = 0,761 \text{ s} \quad (46)$$

$$DT_{\overline{51N}} \geq \frac{(0,761 + 0,300) * \left[ \frac{217}{34,5} - 1 \right]}{13,5} \geq 0,416 \quad (47)$$

Na equação 48 é calculado o tempo de atuação da curva normal inversa do relé da distribuidora em caso de curto-circuito monofásico em sua rede elétrica. Na equação 49 é calculado o dial de tempo mínimo para um intervalo de coordenação de 300 ms entre o relé da distribuidora e o relé da usina.

$$t_{ac51N-Distribuidora} = \frac{0,14 * DT}{M^{0,02} - 1} = \frac{0,14 * 0,18}{\left( \frac{868}{120} \right)^{0,02} - 1} = 0,624 \text{ s} \quad (48)$$

$$DT_{\overline{51N}} \geq \frac{(0,624 + 0,300) * \left[ \frac{308}{34,5} - 1 \right]}{13,5} \geq 0,543 \quad (49)$$

A faixa de ajuste para o dial de tempo do relé NVA100X-G está entre 0,02 – 60. Portanto, o dial selecionado está dentro da faixa permitida pelo relé de proteção e está apresentado na equação 50.

$$DT_{\overline{51N}} = 0,55 \quad (50)$$

Na Tabela 6.32 será apresentado um resumo dos ajustes calculados para as proteções de sobrecorrente direcional de neutro sentido reverso  $\overleftarrow{67N}$ , referenciando para as respectivas variáveis de parametrização do relé NVA100X-G.

Tabela 6.32 - Resumo dos ajustes de sobrecorrente  $\overleftarrow{67N}$  sentido reverso do relé NVA100X-G.

Relé THYTRONIC NVA100X-G		
Parâmetro	Descrição	Ajuste
<b>RTC</b>	Relação de Transformação de corrente (RTC)	30
<b>In</b>	Corrente nominal do relé	5 A
<b>Mode67N</b>	Modo de Operação da 67N	I
<b>3V<sub>0</sub>Type67N</b>	Tensão Residual Calculada	U <sub>EC</sub>
<b>IED&gt;&gt;&gt;Curve</b>	Tipo de curva de atuação	IEC/BS B (MI)
<b>tED &gt;&gt;&gt; RES</b>	Tempo de reset	60 s
<b>IED &gt;&gt;&gt; inv</b>	Corrente de partida da unidade direcional de tempo inverso	0,23 (34,50 A)
<b>tED &gt;&gt;&gt; inv</b>	Ajuste do dial de tempo	0,55

ThetaED>>>inv	Ângulo Característico	240°
---------------	-----------------------	------

#### 6.4.7.4 Ajuste da Proteção de Sobrecorrente com Restrição de Tensão (51V)

A função de sobrecorrente com restrição/supervisão de tensão atuará para faltas entre fases na rede de média tensão da concessionária. A implementação dessa função se faz necessária, visto que, em alguns casos torna-se difícil compatibilizar as condições de geração máxima e contribuições mínimas de curto-circuito. Assim, na ocorrência do curto-circuito na região externa à usina, serão observados simultaneamente os fenômenos de sobrecorrente e subtensão para a abertura do disjuntor da subestação de entrada de energia do Acessante, permitindo a flexibilidade operativa da concessionária para o restabelecimento do fornecimento de energia.

O relé de proteção da usina, modelo NVA100X-G, do fabricante Thytronic, permite a implementação dessa função, em até dois grupos de ajuste, nas opções de restrição ou controle de tensão. Será utilizada a opção por tensão controlada, onde a partir do momento que ocorrer uma tensão no sistema elétrico abaixo do valor ajustado, um fator K, menor que 1, será multiplicado à corrente de ajuste, de modo a diminuir a mesma e aumentar a margem de operação.

Quando ocorrer um curto-circuito entre fases no sistema elétrico da concessionária, no ponto de instalação dos TPs de proteção será sentida uma subtensão. A função 51V será ativada para tensões inferiores a 80% da tensão nominal. Deste modo, a tensão de acionamento será conforme apresentado na equação 51 e a tensão de ajuste será conforme apresentado na equação 52.

$$V_{ac51V} = 0,8 \times 11.400 = 9.120 \text{ V} \quad (51)$$

$$V_{aj51V} = \frac{0,8 * U_{np}}{RTP * U_n} = \frac{0,8 * 11.400}{57 * 200 \text{ V}} = 0,80 \quad (52)$$

Para o ajuste da corrente de acionamento da unidade de sobrecorrente de fase com restrição de tensão deve-se levar em consideração os valores de corrente que passa nas fases do disjuntor de média tensão na ocorrência de curto-circuito entre fases na rede elétrica da distribuidora. Além disso é importante levar em conta a condição de não estar com todos os

inversores em funcionamento, o que poderia diminuir a corrente de curto-circuito que passa pelo disjuntor, chegando a um valor menor que a corrente nominal máxima da usina.

Desta forma, a corrente de acionamento da unidade de sobrecorrente de fase com restrição de tensão será conforme apresentado na equação 53 e a corrente de ajuste será conforme apresentado na equação 54.

$$I_{ac51V} \cong 0,80 * I_{n,p_{UFV-m\acute{a}x}} \cong 0,80 * 126,32 = 100,50 \text{ A} \quad (53)$$

$$I_{aj51V} = \frac{I_{ac51V}}{I_n * RTC} = \frac{100,50}{5 * 30} = 0,67 \quad (54)$$

A faixa de ajuste da unidade de sobrecorrente de fase com restrição de tensão no relé NVA100X-G equivale a:  $(0,2 - 10) \times I_n \times RTC$ . Portanto, os ajustes calculados estão dentro das faixas permitidas pelo relé de proteção.

O fator K, que representa o percentual da corrente de ajuste na qual a função 51V é considerada ativa, será ajustado em 30%.

A curva de atuação desta proteção é de tempo definido e para a definição deste ajuste deve ser considerado o tempo de atuação da proteção da concessionária para faltas entre fases. Na equação 55 é apresentado o tempo de acionamento do relé da distribuidora para curtos-circuitos trifásicos em sua rede elétrica, enquanto na equação 56 o tempo apresentado é para curtos-circuitos bifásicos.

$$t_{ac51-Distribuidora} = \frac{13,5 * DT}{M - 1} = \frac{13,5 * 0,18}{\frac{1.835}{420} - 1} = 0,722 \text{ s} \quad (55)$$

$$t_{ac51-Distribuidora} = \frac{13,5 * DT}{M - 1} = \frac{13,5 * 0,18}{\frac{1.589}{420} - 1} = 0,873 \text{ s} \quad (56)$$

Como esta função de proteção deve ser ativa somente em caso de falha da proteção da concessionária, deve ser considerado um intervalo de coordenação de 300 ms entre o relé da distribuidora e o relé da usina. Logo, o tempo de acionamento desta proteção será conforme apresentado na equação 58.

$$t_{ac51V} \geq 0,873 + 0,300 = 1,173 \text{ s} \quad (57)$$

$$t_{ac51V} = 1,20 \text{ s} \quad (58)$$

Na Tabela 6.32 será apresentado um resumo dos ajustes calculados para as proteções de sobrecorrente de fase com restrição de tensão, referenciando para as respectivas variáveis de parametrização do relé NVA100X-G.

Tabela 6.33 - Resumo dos ajustes de sobrecorrente de fase por restrição de tensão do relé NVA100X-G.

Relé THYTRONIC NVA100X-G		
Parâmetro	Descrição	Ajuste
<b>RTC</b>	Relação de Transformação de corrente (RTC)	30
<b>RTP</b>	Relação de Transformação de tensão (RTP)	57
<b>In</b>	Corrente nominal do relé	5 A
<b>Un</b>	Tensão nominal do relé (fase-fase)	200 V
<b>Mode51V</b>	Modo de Operação da 51V	Voltage Controlled
<b>t-I/U&gt;RES</b>	Tempo de reset	60 s
<b>U-I/U&lt;</b>	Limiar de tensão controlada	0,80 (9.120 V)
<b>K</b>	Fator de Redução	0,30
<b>I-I/U&gt;def</b>	Corrente de pick-up	0,67 (100,50 A)
<b>t-I/U&gt;def</b>	Tempo de operação	1,20 s

#### 6.4.7.5 Ajuste das Proteções por Tensão (27/59)

O relé de proteção de subtensão e sobretensão monitora os valores eficazes da tensão no ponto de instalação promovendo a atuação do elemento de interrupção quando os valores limites de tensão ajustados forem ultrapassados. O proprietário de central da geração distribuída deve garantir a sua desconexão quando houver variações anormais de tensão na rede de distribuição acessada.

Estas funções de proteção deverão ser ajustadas seguindo as orientações da distribuidora de modo a garantir a integridade e confiabilidade do sistema elétrico do consumidor. Os ajustes adotados para as funções de proteção de subtensão e sobretensão estão apresentadas na Tabela 6.34:

Tabela 6.34 - Ajustes das Proteções por Tensão.

Ajustes Recomendados	Tensão de Acionamento	Tensão de Ajuste	Faixa de Ajuste	Tempo de atuação	Faixa de Ajuste	Estágio
$V < 0,7 * V_{nom}$	$V_{ac} = 7,89 \text{ kV}$	$V_{aj} = 0,7 \text{ V}$	(0,05 – 1,10)	1,5 s	(0,03 - 100)	2° (sub)
$V < 0,8 * V_{nom}$	$V_{ac} = 9,12 \text{ kV}$	$V_{aj} = 0,8 \text{ V}$	(0,05 – 1,10)	10 s	(0,03 - 100)	1° (sub)

$V > 1,1 * V_{nom}$	$V_{ac} = 12,54 \text{ kV}$	$V_{aj} = 1,1 \text{ V}$	(0,50 – 1,50)	10 s	(0,03 - 100)	1° (sob)
$V > 1,2 * V_{nom}$	$V_{ac} = 13,68 \text{ kV}$	$V_{aj} = 1,2 \text{ V}$	(0,50 – 1,50)	0,5 s	(0,03 - 100))	2° (sob)

Na Tabela 6.35 será apresentado um resumo dos ajustes calculados para as proteções de tensão, referenciando para as respectivas variáveis de parametrização do relé NVA100X-G.

Tabela 6.35 - Resumo dos ajustes de tensão do relé NVA100X-G.

Relé THYTRONIC NVA100X-G		
Parâmetro	Descrição	Ajuste
<b>RTP</b>	Relação de Transformação de tensão (RTP)	57
<b>Un</b>	Tensão nominal do relé (fase-fase)	200 V
<b>U&gt;def</b>	Tensão de partida de sobretensão de tempo definido – 1° estágio	1,10 (12.540 V)
<b>tU&gt;def</b>	Tempo de sobretensão de tempo definido – 1° estágio	10 s
<b>U&gt;&gt;def</b>	Tensão de partida de sobretensão de tempo definido – 2° estágio	1,20 (13.680 V)
<b>tU&gt;&gt;def</b>	Tempo de sobretensão de tempo definido – 2° estágio	0,5 s
<b>U&lt;def</b>	Tensão de partida de subtensão de tempo definido – 1° estágio	0,80 (9.120 V)
<b>tU&lt;def</b>	Tempo de subtensão de tempo definido – 1° estágio	10 s
<b>U&lt;&lt;def</b>	Tensão de partida de subtensão de tempo definido – 2° estágio	0,70 (7.890 V)
<b>tU&lt;&lt;def</b>	Tempo de subtensão de tempo definido – 2° estágio	0,5 s

#### 6.4.7.6 Ajuste da Proteção por Frequência (81 O/U)

A função de sobre/subfrequência opera quando a frequência da rede elétrica desvia do valor nominal, 60 Hz, e se mantém por um determinado tempo, aquém de certo valor pré-estabelecido ou, instantaneamente, após ultrapassar uma faixa de frequência predeterminada.

De acordo com a distribuidora, os sistemas que se conectam à rede da distribuidora através de inversores deverão seguir as diretrizes apresentadas na Tabela 6.36.

Tabela 6.36 - Ajustes das Proteções por Frequência.

Ajustes Recomendados	Frequência de Acionamento	Frequência de ajuste	Faixa de Ajuste	Tempo de atuação	Faixa de Ajuste	Estágio
$f_{rede} < 58,5 \text{ Hz}$	58,5 Hz	0,975	(0,8 – 1,0)	10 s	(0,05 - 100) s	1° (sub)
$f_{rede} < 57,5 \text{ Hz}$	57,48 Hz	0,958	(0,8 – 1,0)	5 s	(0,05 - 100) s	2° (sub)
$f_{rede} < 56,5 \text{ Hz}$	56,52 Hz	0,942	(0,8 – 1,0)	0,1 s	(0,05 - 100) s	3° (sub)
$f_{rede} > 62 \text{ Hz}$	61,98 Hz	1,033	(1,0 – 1,2)	30 s	(0,05 - 100) s	1° (sob)
$f_{rede} > 63,5 \text{ Hz}$	63,48 Hz	1,058	(1,0 – 1,2)	10 s	(0,05 - 100) s	2° (sob)

Na Tabela 6.37 será apresentado um resumo dos ajustes calculados para as proteções de frequência, referenciando para as respectivas variáveis de parametrização do NVA100X-G.

Tabela 6.37 - Resumo dos ajustes de frequência do relé NVA100X-G.

Relé THYTRONIC NVA100X-G		
Parâmetro	Descrição	Ajuste
<b>fn</b>	Frequência nominal de operação	60 Hz
<b>f&gt;def</b>	Tensão de partida de sobrefrequência de tempo definido – 1º estágio	1,058 (63,48 Hz)
<b>tf&gt;def</b>	Tempo de sobrefrequência de tempo definido – 1º estágio	30 s
<b>U&gt;&gt;def</b>	Tensão de partida de sobrefrequência de tempo definido – 2º estágio	1,033 (61,98 Hz)
<b>tU&gt;&gt;def</b>	Tempo de sobrefrequência de tempo definido – 2º estágio	10 s
<b>U&lt;def</b>	Tensão de partida de subfrequência de tempo definido – 1º estágio	0,975 (58,50 Hz)
<b>tU&lt;def</b>	Tempo de subfrequência de tempo definido – 1º estágio	10 s
<b>U&lt;&lt;def</b>	Tensão de partida de subfrequência de tempo definido – 2º estágio	0,958 (57,48 Hz)
<b>tU&lt;&lt;def</b>	Tempo de subfrequência de tempo definido – 2º estágio	5 s
<b>U&lt;&lt;&lt;def</b>	Tensão de partida de subfrequência de tempo definido – 3º estágio	0,942 (56,52 Hz)
<b>tU&lt;&lt;&lt;def</b>	Tempo de subfrequência de tempo definido – 3º estágio	0,1 s

#### 6.4.7.7 Ajuste para a Função Falha Disjuntor (50BF)

Esta função é utilizada para evitar que ocorrências de pequeno porte evoluam a eventos de grandes proporções no sistema elétrico devido a não abertura do disjuntor após o envio de uma ordem de *trip*, ou seja, o envio do comando de abertura do disjuntor. A lógica de atuação da função falha disjuntor é baseada em duas entradas.

- i. Após a emissão do sinal de *trip* pela atuação da proteção do disjuntor, seja por qualquer função de proteção, é disparado um contador de tempo (tBF);
- ii. O disjuntor está fechado (o estado do disjuntor pode ser adquirido por meio de duas entradas binárias conectadas aos contatos auxiliares 52a e 52b) ou a componente fundamental de pelo menos uma corrente de fase IL1, IL2, IL3 é maior que o limite ajustável IBF> ou a componente fundamental da corrente residual IE é maior que o limite ajustável IEBF>.

A confiabilidade da proteção contra falha do disjuntor é aprimorada por meio do controle de posição do disjuntor ou da medição da corrente de fase ou residual. O disparo pode ocorrer também no estado incorreto dos contatos auxiliares (se a corrente for maior que o limite ajustável) ou no disparo de proteções externas (frequência, tensão) sem corrente (com informações de disjuntor fechado fornecidas pelo estado dos contatos auxiliares).

Se ambas as condições forem mantidas ao longo do tempo de operação definido tBF, o elemento BF dispara um sinal de *trip* para o disjuntor imediatamente a jusante, neste caso o disjuntor geral de baixa tensão, no tempo ajustado, em seguida o temporizador e a função são restaurados. O parâmetro tBF será habilitado para 250 ms.

Na Tabela 6.38 será apresentado um resumo dos ajustes calculados para as proteções de frequência, referenciando para as respectivas variáveis de parametrização do NVA100X-G.

Tabela 6.38 - Resumo dos ajustes de falha do disjuntor do relé NVA100X-G.

Relé THYTRONIC NVA100X-G		
Parâmetro	Descrição	Ajuste
tBF	Tempo de verificação do disjuntor	0,250 s

#### 6.4.8 Ajustes das Proteções BT do Relé Ekip Touch LSIG

Para a proteção geral de baixa tensão especificou-se o relé microprocessado ABB Ekip Touch LSIG que será acoplado ao disjuntor ABB SACE EMAX 2 E4.2N, instalado no painel de proteção da usina. Esse disjuntor apresenta sensor de corrente igual a 3.200 A ( $I_n = 3.200$  A). As proteções básicas desse relé são compostas pelas funções LSIG do código ABB, que são equivalentes às funções de proteção 49/50/51/50N/51N da norma ANSI, conforme apresentado na Tabela 6.39.

Tabela 6.39 - Proteções do Relé Ekip Touch LSIG.

Código ABB	Código ANSI	Descrição
L	49	Proteção contra sobrecarga
S	50TD/51	Proteção Seletiva Contra Curto-circuito
I	50	Proteção Instantânea Contra Curto-circuito
G	50N TD/51N	Proteção Contra falta à terra.

A faixa de ajuste para os parâmetros do relé Ekip Touch LSIG está presente no catálogo técnico “*SACE Emax 2: New Low Voltage Air Circuit-Breakers*”. Tais valores serão apresentados nos itens a seguir de acordo com a necessidade.

#### 6.4.8.1 Determinação dos Ajustes da Unidade de Tempo Longo – Proteção Contra Sobrecarga (L)

O ajuste da unidade tempo longo de fase é baseado na corrente nominal dos inversores fotovoltaicos, considerando uma sobrecarga admissível. Esse ajuste deve ser superior à soma da corrente nominal dos inversores fotovoltaicos.

$$I_1 \geq I_{max-UFV} = 120 * 20 = 2.400 \text{ A} \quad (59)$$

Além disso o ajuste da unidade de tempo longo de fase deve ser inferior à corrente máxima ajustável no relé, que é de 3.200 A. Logo a unidade de tempo longo de fase será ajustada conforma apresentado na equação 60.

$$I_1 = 2.432 \text{ A} \quad (60)$$

Assim, de acordo com as informações fornecidas pelo fabricante, tem-se as correntes mínimas e máximas de ativação conforme apresentado na equação 61 e 62:

$$I_{1min} = 1,05 * 2.432 = 2.553,60 \text{ A} \quad (61)$$

$$I_{1máx} = 1,20 * 2.432 = 2.918,40 \text{ A} \quad (62)$$

Na Tabela 6.40 são apresentados os ajustes para a unidade de proteção de tempo longo de fase a serem inseridos no relé.

Tabela 6.40 - Ajuste da Proteção de tempo Longo de fase (L).

Faixa de ajuste ( $I_n = 3.200 \text{ A}$ )							
Código		Ajuste de Corrente			Ajuste de Tempo		
ABB	ANSI	Faixa	Ativação	Curva	Faixa	Passo	Tolerância
L	49	$I_1$ $= (0,4 \dots 1) * I_n$	(1,05 ... 1,2) $* I_1$	$t_t$ $= \frac{13,5 * t_1}{\frac{I}{I_1} - 1}$	$t_1 =$ (3 a 144) s	1 s	+/- 10% para $I \leq 6 * I_n$ +/- 20% para $I > 6 * I_n$
		$I_1 = 2.432 \text{ A} = 0,76 * I_n$				$t_1 = 3 \text{ s}$	

#### 6.4.8.2 Determinação dos Ajustes da Unidade de Tempo Curto – Proteção Seletiva contra Curtos-circuitos (S)

O ajuste da unidade de tempo curto de fase deve ser inferior à menor corrente de curto-circuito simétrica para faltas entre fases na zona de proteção, que neste caso está compreendida no alimentador QGBT e os inversores. Deste modo será possível garantir que a proteção irá atuar diante de um curto-circuito a jusante do disjuntor geral de baixa tensão. A menor corrente de curto-circuito entre fases para uma falta a jusante deste disjuntor é referente à falta bifásica e o valor que vai passar pelo disjuntor equivale a 16.819 A.

Além disso, é necessário garantir que o disjuntor geral de baixa tensão não desconecte antes do disjuntor de média tensão para curtos-circuitos a montante do disjuntor BT. A corrente de acionamento da unidade de tempo curto de fase deve ser superior à maior corrente de curto-circuito para uma falta entre fases na média tensão. Esta condição ocorre para uma falta trifásica na MT, onde a corrente que vai passar pelo disjuntor geral de baixa tensão equivale a 3.156 A. Logo, a corrente de acionamento da unidade de tempo curto de fase deve corresponder ao apresentado nas equações 63 e 64.

$$I_2 \leq I_{CC-2\phi_{BT}} = 16.819 \text{ A} \quad (63)$$

$$I_2 \geq I_{CC-3\phi_{MT}} = 3.156 \text{ A} \quad (64)$$

Na Tabela 6.41 são apresentados os ajustes para a unidade de proteção de tempo curto de fase a serem inseridos no relé.

Tabela 6.41 - Ajuste da Proteção de tempo Curto de fase (S).

Faixa de ajuste ( $I_n = 3.200 \text{ A}$ )							
Código		Ajuste de Corrente			Ajuste de Tempo		
ABB	ANSI	Faixa	Passo	Curva	Faixa	Passo	Tolerância
S	50TD	$I_2 = (0,6 \dots 10) * I_n$	$0,1 * I_n$	$t_t = t_2$	$t_2 = (0,05 \text{ a } 0,8) \text{ s}$	0,01 s	Melhor entre +/- 10% ou +/- 40 ms
		$I_2 = 3.200 \text{ A} = 1 * I_n$					

### 6.4.8.3 Determinação dos Ajustes da Unidade Instantânea – Proteção Instantânea Contra Curtos-circuitos (I)

Para garantir a seletividade com as proteções individuais dos inversores, a unidade instantânea de fase não é ativada. Na Tabela 6.42 são apresentados os ajustes para a unidade de proteção instantânea de fase a serem inseridos no relé.

Tabela 6.42 - Ajuste da Unidade de Proteção Instantânea de fase (I).

Faixa de ajuste ( $I_n = 3.200 A$ )							
Código		Ajuste de Corrente			Ajuste de Tempo		
ABB	ANSI	Faixa	Passo	Curva	Faixa	Passo	Tolerância
I	50	$I_3 = (1,5 \dots 15) * I_n$	$0,1 * I_n$	$t_t < 30ms$	-	-	$\leq 30 ms$
		$I_3 = OFF$					$t_3 = OFF$

### 6.4.8.4 Determinação dos Ajustes da Unidade de Terra – Proteção Contra Falha à Terra (G)

O transformador da instalação apresenta fechamento estrela aterrado-estrela aterrado, nos lados de média e baixa tensão, respectivamente. Assim, essa função é sensibilizada para faltas fase-terra tanto no sistema da concessionária, quanto na instalação do acessante.

Para um curto-circuito fase-terra franco a jusante do disjuntor geral da usina (Emax), a corrente da fase em falta passante pelo mesmo é da ordem 13,4 kA. Já para um curto-circuito fase-terra franco a montante desse disjuntor, a corrente da fase em falta passante pelo mesmo é da ordem 3,2 kA.

Como os ajustes definidos para as proteções de fase deste disjuntor estão ajustadas de modo a conseguir detectar caso ocorra uma falta monofásica em quaisquer pontos compreendidos a jusante do disjuntor, esta função será desabilitada, garantindo assim que o disjuntor não desconecte para curtos-circuitos monofásicos a montante do disjuntor geral de baixa tensão. Na Tabela 6.43 são apresentados os ajustes para a unidade de proteção de terra a serem inseridos no relé.

Tabela 6.43 - Ajuste da Unidade de Proteção de Terra (G).

Faixa de ajuste ( $I_n = 4.000 A$ )							
Código		Ajuste de Corrente			Ajuste de Tempo		
ABB	ANSI	Faixa	Passo	Curva	Faixa	Passo	Tolerância
G	50N TD	$I_4 = (0,1 \dots 1) I_n$	0,001	$t_t = t_4$	$t_4 = (0,1 a 0,8) s$	-	Melhor entre +/- 10% ou +/- 40 ms

		$I_4 = \text{OFF}$		$t_4 = \text{OFF}$
--	--	--------------------	--	--------------------

#### 6.4.9 Coordenogramas de Sobrecorrente

De posse dos ajustes calculados e dos dados dos relés a montante é possível verificar a seletividade do sistema.

Nas Figura 6.5 e Figura 6.6 são apresentados os coordenogramas para os equipamentos de proteção existentes no sistema em estudo. Como já mencionado na seção 4.3.1, as curvas inferiores referem-se ao equipamento que deve atuar primeiro e a curva superior ao equipamento de retaguarda. Nestes gráficos é possível verificar o tempo de atuação das proteções para qualquer valor de corrente.

No coordenograma de fase, Figura 6.5, é possível perceber que a curva de atuação do relé NVA100X-G está acima do ponto característico da corrente de energização do transformador, garantindo a operação normal do sistema. Além disso, a curva está abaixo da curva de dano do transformador, garantindo a sua proteção. Caso não fosse possível garantir a proteção do transformador com o relé de proteção seria necessário a utilização de um fusível.

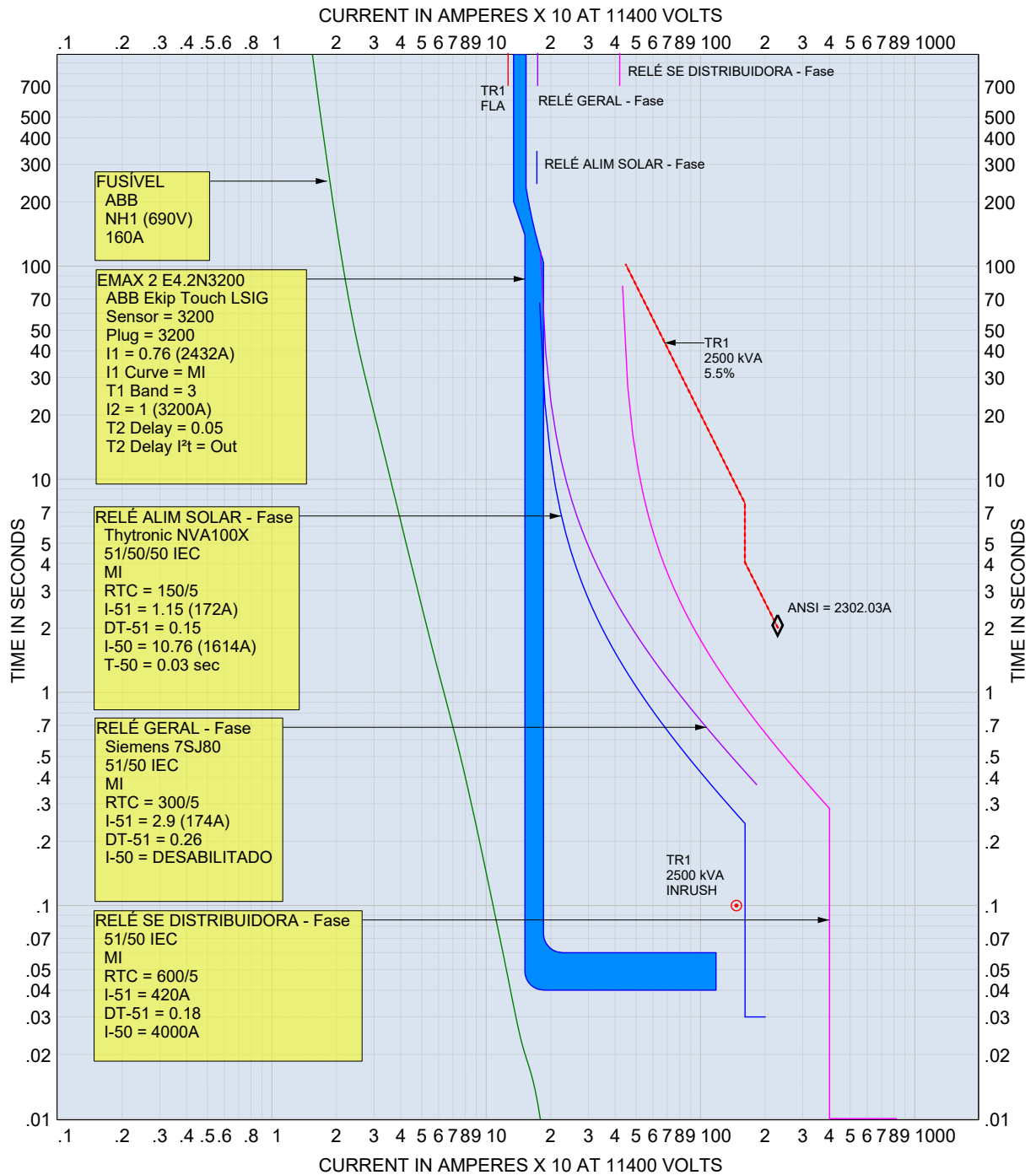


Figura 6.5 - Coordenograma de Fase.

No coordenograma de neutro, Figura 6.6, são apresentadas as curvas dos equipamentos de média tensão. No relé NVA100X-G estão habilitadas as funções de proteção 67N sentido direto e sentido reverso, onde a proteção de sentido reverso tem o objetivo de proteger a instalação do consumidor na ocorrência de curtos-circuitos na rede elétrica da concessionária. No relé geral do cliente e na relé da subestação da distribuidora estão ativas as funções de sobrecorrente de Neutro e *Ground Sensor* (51N e 51GS).

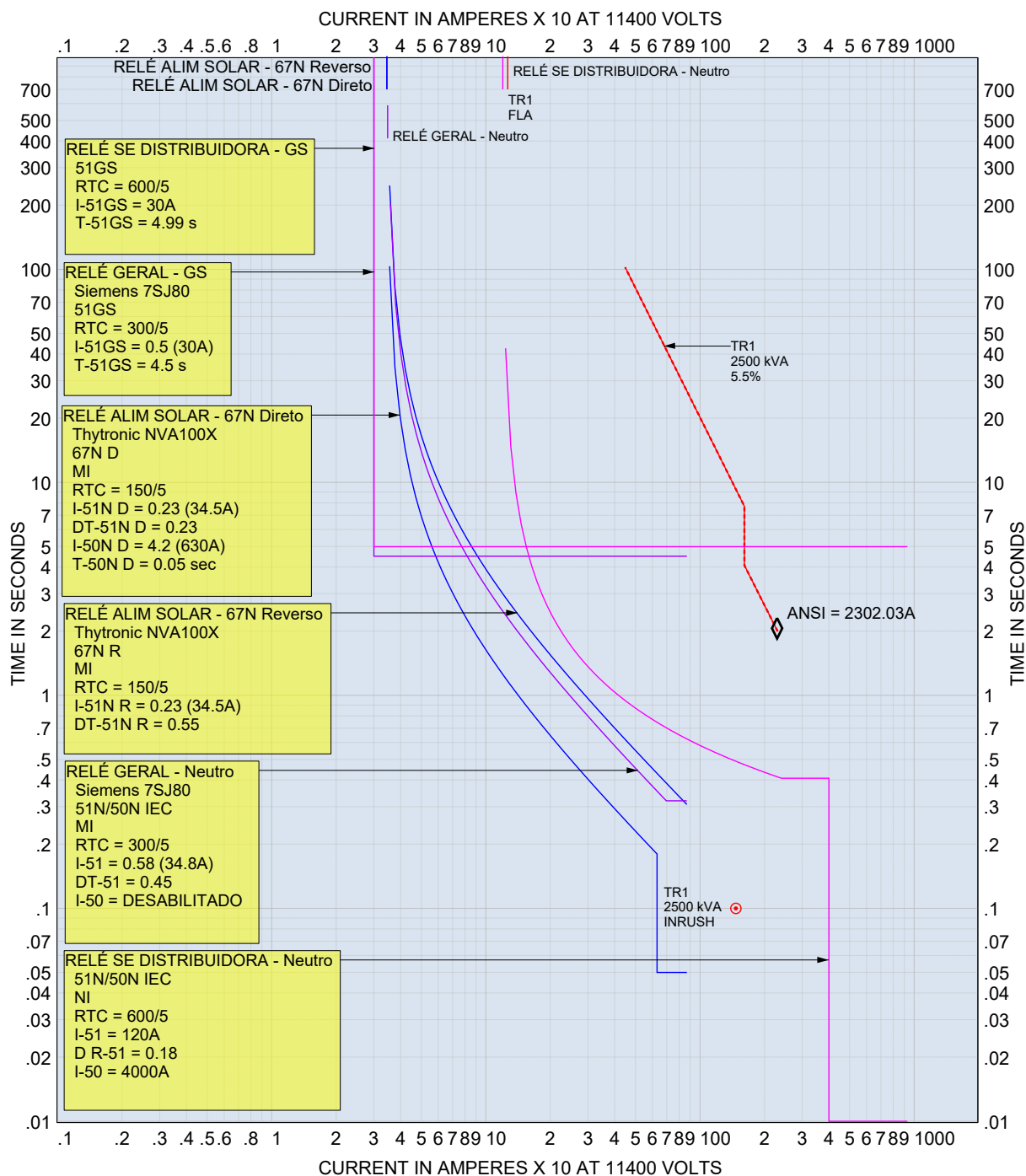


Figura 6.6 - Coordenograma de Neutro.

Na Tabela 6.44 são apresentados os tempos de atuação dos dispositivos de proteção instalados no sistema em estudo. Tais tempos são calculados a partir dos valores de corrente apresentados na Tabela 6.23 e pelas fórmulas das curvas de atuação mencionadas para cada função de proteção nas seções anteriores e podem ser verificados nas curvas dos coordenograma de fase e neutro.

A Tabela 4.2 é repetida na Tabela 6.45 para apresentar os valores comumente praticados de intervalos de coordenação entre dispositivos de proteção. Nesta tabela é possível perceber

que normalmente o intervalo de tempo sugerido entre relés de proteção digital costuma ser de 250 ms, entre relé digital e disjuntor BT de 200 ms e entre disjuntor BT e fusível, basta que a curva do disjuntor fique acima da curva do fusível.

Tabela 6.44 - Tempos de atuação das proteções por corrente.

Tipo de Curto-circuito	Local da falta	Fusível NH1	Tempo de Atuação da Proteção (s)			
			E <sub>max</sub> Touch LSIG	NVA100X-G	7SJ80	Relé Distrib.
<b>FFF</b>	A jusante da proteção individual	0,005	0,060	0,427	0,751	1,800
	QGBT	-	0,060	0,409	0,720	1,700
	PRIM TR-1	-	157,000	0,016	0,370	0,728
	ALIM. SOLAR	-	157,000	1,200 (51V)	0,368	0,722
	Rede da Concessionária	-	157,000	1,200 (51V)	-	0,722
<b>FF</b>	A jusante da proteção individual	0,005	0,060	0,510	0,897	2,350
	QGBT	-	0,060	0,488	0,859	2,190
	PRIM TR-1	-	-	0,247	0,435	0,881
	ALIM. SOLAR	-	-	1,200 (51V)	0,432	0,873
	Rede da Concessionária	-	-	1,200 (51V)	-	0,873
<b>FFT</b>	A jusante da proteção individual	0,005	0,060	0,253	0,500	0,928
	QGBT	-	0,060	0,238	0,470	0,891
	PRIM TR-1	-	155,000	0,016	0,368	0,764
	ALIM. SOLAR	-	155,000	1,404 (67N)	0,366	0,761
	Rede da Concessionária	-	155,000	1,404 (67N)	1,160	0,761
<b>FT</b>	A jusante da proteção individual	0,005	0,060	0,195	0,386	0,785
	QGBT	-	0,060	0,186	0,366	0,761
	PRIM TR-1	-	152,000	0,016	0,320	0,626
	ALIM. SOLAR	-	153,000	0,937 (67N)	0,320	0,624
	Rede da Concessionária	-	153,000	0,937 (67N)	0,775	0,624

Tabela 6.45 - Intervalo de coordenação entre dispositivos de proteção.

Intervalo de Coordenação				
Dispositivo à Montante	Dispositivo à Jusante			
	Relé Digital	Relé Eletromecânico	Disjuntor BT	Fusível
<b>Relé Digital</b>	0,25 s	0,30 s	0,20 s	0,20 s
<b>Relé Eletromecânico</b>	0,30 s	0,30 s	0,20 s	0,20 s
<b>Disjuntor BT</b>	0,20 s	0,30 s	Nota 1	Nota 2
<b>Fusível</b>	0,20 s	0,30 s	Nota 3	Nota 4

Notas:

- 1 – Basta que a parte inferior da curva do disjuntor a montante fique acima do a jusante.
- 2 – Basta a parte inferior da curva do disjuntor ficar acima da curva de tempo máximo de fusão.
- 3 – Basta a curva de tempo mínimo de fusão fica acima da parte superior da curva do disjuntor.
- 4 – É necessário que o  $I^2t$  do fusível seja menor que o do situado a montante.

Na Tabela 6.46 são apresentados os intervalos de tempo de atuação dos dispositivos de proteção calculados a partir da Tabela 6.44.

Tabela 6.46 - Intervalo de Coordenação entre os Dispositivos de Proteção Instalados na Usina.

Tipo de Curto- circuito	Local da falta	Intervalo de Coordenação entre os dispositivos de proteção (s)			
		Emax - Fusível NH1	NVA100X-G - Emax	7SJ80 - NVA100X-G	Relé Distrib. - 7SJ80
<b>FFF</b>	A jusante da proteção individual	0,055	0,367	0,324	1,049
	QGBT	-	0,349	0,311	0,98
	PRIM TR-1	-	156,984	0,354	0,358
	ALIM. SOLAR	-	-	0,478*	0,354
	Rede da Concessionária	-	-	0,478*	-
<b>FF</b>	A jusante da proteção individual	0,055	0,450	0,387	1,453
	QGBT	-	0,428	0,371	1,331
	PRIM TR-1	-	-	0,188	0,446
	ALIM. SOLAR	-	-	0,327*	0,441
	Rede da Concessionária	-	-	0,327*	-
<b>FFT</b>	A jusante da proteção individual	0,055	0,193	0,247	0,428
	QGBT	-	0,178	0,232	0,421
	PRIM TR-1	-	154,984	0,352	0,396
	ALIM. SOLAR	-	153,596	0,643*	0,395
	Rede da Concessionária	-	153,596	0,643*	0,399
<b>FT</b>	A jusante da proteção individual	0,055	0,135	0,191	0,399**
	QGBT	-	0,126	0,180	0,395
	PRIM TR-1	-	151,984	0,304	0,306
	ALIM. SOLAR	-	152,063	0,313*	0,304
	Rede da Concessionária	-	152,063	0,313*	0,151**

\* Estes intervalos são entre o relé da distribuidora e o NVA100X-G, pois devem atuar somente se o relé da distribuidora falhar.

É possível perceber que os ajustes propostos nas seções anteriores para as funções de sobrecorrente da usina garantem a seletividade do sistema, tendo em vista que a proteção mais

a jusante vai atuar primeiro. Em algumas situações, os intervalos de coordenação entre os dispositivos de proteção ficaram abaixo de 200 ms ou 250 ms, que seria o valor sugerido na Tabela 6.45, porém na prática sabe-se que o intervalo de tempo de atuação obtido na Tabela 6.46 é suficiente para garantir a seletividade.

Conclui-se, também, que não será necessário alterar os ajustes da cabine de entrada de energia do cliente para a garantia da coordenação e seletividade.

## 7 Considerações Finais e Trabalhos Futuros

Incentivos governamentais fizeram com que a Geração Distribuída (GD) despontasse como uma nova possibilidade de exploração do mercado de energia. Localizada, por definição, próxima aos centros de carga, as unidades geradoras conectadas à rede de distribuição, além de suprirem a energia demandada localmente, possuem condições próprias para desempenhar um papel importante no conjunto do sistema elétrico. Até mesmo quando fora de operação, como é no caso dos geradores de emergência, a GD propicia o aumento da reserva de potência junto à carga, reduzindo os riscos de instabilidade e aumentando a confiabilidade do suprimento.

Outro fator propulsor da GD está ligado ao forte apelo da sociedade pela utilização de fontes renováveis de energia. Na matriz energética brasileira as fontes renováveis respondem por 80% da geração de energia elétrica, sendo elas: Pequenas Centrais Hidrelétricas, Termoelétricas a Biomassa, Energia Eólica e Energia Solar. Dentre as tecnologias de GD que utilizam combustíveis fósseis cita-se: Motores de Explosão a Pistão, Microturbina a Gás e Motores *Stirling*.

No dia 03 de Abril de 2020 a ABSOLAR divulgou que a fonte mais utilizada para micro e minigeração distribuída, pelos consumidores brasileiros, é a solar fotovoltaica, com 208,3 mil micro e mini usinas e cerca de 2,5 gigawatts (GW) de potência instalada. (ABSOLAR, 2020)

No entanto, a rápida e irreversível intensificação da presença da GD nos sistemas, com a conexão cada vez mais frequente de acessantes em todos os níveis de tensão das distribuidoras, pode ter impacto significativo no paradigma estabelecido de planejamento, operação e manutenção do sistema elétrico.

Para proteção contra curtos-circuitos, a correta avaliação dos impactos ocasionados pela GD e a determinação de esquemas efetivos a serem usados passa pela compreensão das características do sistema de potência e do conhecimento de filosofias adotadas na média e alta tensão pelas distribuidoras. Dentre as características do SEP, as mais importantes se referem às condições de aterramento, configurações da conexão da GD e as formas de ligação dos transformadores de acoplamento e seus respectivos aspectos positivos e negativos.

A alteração da premissa de operação dos sistemas de distribuição, originalmente concebidos para operação de forma radial, com apenas uma fonte e um sentido para o fluxo de potência é a principal razão a que se atribuem os impactos ocasionados à proteção contra faltas pela GD. Essa influência será tanto maior quanto maior for a inserção da GD no sistema.

Outra discussão trazida à tona pela presença de GD diz respeito aos benefícios e inconvenientes da operação ilhada do sistema. Por exemplo, um ilhamento pode interferir no

restabelecimento do sistema e ocasionar novos e indesejáveis desarmes ou danos aos equipamentos da concessionária ou do acessante. Atualmente, as concessionárias preferem não assumir os danos potenciais de um restabelecimento ou reconexão do seu sistema sobre um acessante em operação ilhada, empregando outras medidas e esquemas de proteção para evitar o religamento automático nessas situações.

Como última parte desse trabalho, foram apresentados os estudos básicos necessários para a conexão de minigerações fotovoltaicas ao sistema elétrico. Tais estudos são de responsabilidade do consumidor e devem avaliar, tanto no ponto de conexão como na sua área de influência no sistema elétrico acessado, o nível de curto-circuito; a capacidade de disjuntores, barramentos, transformadores de instrumento e malhas de terra; e a adequação do sistema de proteção envolvido na integração das instalações do acessante e revisão dos ajustes associados, observando os estudos de coordenação de proteção, quando aplicáveis.

No estudo de fluxo de potência é possível verificar se a inserção da usina fotovoltaica ao sistema elétrico da distribuidora não está proporcionando níveis de tensão fora da faixa de operação permitida para condições normais e os níveis de carregamento do sistema.

No estudo de curto-circuito é possível verificar os novos níveis de corrente de curto para os diferentes tipos de falta após a inserção da minigeração. A partir destes resultados, é possível verificar a seletividade e coordenação das proteções.

No estudo de proteção deve-se verificar a necessidade de reajustes de proteções de modo a garantir a seletividade do sistema, ou seja, na ocorrência de um curto-circuito, apenas o dispositivo de proteção mais próximo da falta deve operar, isolando a menor porção do sistema elétrico, no menor tempo possível e ainda protegendo os equipamentos. Questiona-se a necessidade de algumas funções de proteção para sistemas de geração distribuída que utilizam inversores fotovoltaicos e é apresentado um comparativo das funções de proteção solicitadas pelas principais distribuidoras do país.

Na opinião da autora deste trabalho, não é necessária a ativação da proteção de sobrecorrente direcional de fase no sentido UFV→DISTRIBUIDORA para usinas que utilizam inversores fotovoltaicos para conexão com a rede elétrica. O inversor limitaria a corrente para aproximadamente o seu máximo valor nominal em um intervalo de tempo muito pequeno. Além disto, quando a usina não estiver com todos os inversores em funcionamento e ocorrer um curto-circuito na rede da concessionária, a proteção de sobrecorrente direcional de fase (67) no sentido UFV→DISTRIBUIDORA não teria o seu *pick-up* sensibilizado e não conseguiria promover a abertura do disjuntor. Para contornar este problema, quando ocorrer um curto-circuito na rede da concessionária, se a concessionária se desconectar, as proteções anti-

ilhamento do inversor fotovoltaico farão a desconexão da usina, e caso a concessionária não consiga se desconectar, a proteção de sobrecorrente com restrição de tensão (51V) deverá atuar e desconectar a usina fotovoltaica.

No estudo de caso apresentado foi possível perceber, através da análise do fluxo de potência, que os níveis de tensão nos barramentos do sistema durante o patamar de carga leve ultrapassaram o limite exigido pela distribuidora, o que não necessariamente seria um problema, pois os sistemas fotovoltaicos só funcionam na presença da energia solar, ou seja, durante o patamar de carga média. Além disso, proporcionou uma atenuação na demanda de potência necessária para o alimentador da distribuidora.

Na análise dos níveis de curto-circuito, percebeu-se que a inserção da minigeração proporcionou um aumento no nível curto-circuito do sistema. Nas barras da subestação da distribuidora o aumento foi inferior a 2%, enquanto nas demais barras do alimentador o aumento foi inferior a 9% para as faltas que não envolvem a terra e chegou a próximo de 25% nas faltas que envolvem a terra. Já era esperado um aumento no nível de curto-circuito da rede elétrica, devido as novas impedâncias inseridas no sistema. Como o transformador utilizado apresenta enrolamentos Estrela aterrada-Estrela aterrada, era previsto um aumento superior para as faltas com envolvimento da terra devido o neutro do transformador de acoplamento servir como caminho para a corrente de sequência zero durante faltas monofásicas.

No estudo de proteção e seletividade, foi possível observar que os ajustes propostos para as funções de proteção contra sobrecorrente da usina garantem a seletividade do sistema, tendo em vista que a proteção mais a jusante vai atuar primeiro e foram respeitados os intervalos de coordenação. Concluiu-se, também, que não será necessário alterar os ajustes da cabine de entrada de energia do cliente para a garantia da coordenação e seletividade, conseqüentemente, a coordenação e seletividade com o dispositivo de proteção da distribuidora localizado imediatamente à jusante do ponto de entrega foi garantida.

Foi realizado um levantamento dos requisitos de proteção das principais normas de acesso das distribuidoras brasileiras. Observando as particularidades de cada concessionária, verifica-se a necessidade de se obter uma padronização melhor referente às minigerações distribuídas que utilizam inversores, pois como mencionando neste trabalho, algumas funções de proteção solicitadas só fazem sentido quando relacionado ao uso de máquinas rotativas.

Tendo em vista que as questões sobre GD envolvem diversas áreas, muitos são os estudos que ainda podem ser aprofundados. Questões relativas ao referenciamento das exigências de proteção ao efetivo comportamento de cada tecnologia de GD durante condições de falta, o aprofundamento do conhecimento sobre as possibilidades de realização de ilhamento

intencionais ou não intencionais e o estudo da estabilidade dinâmica do sistema de distribuição mediante a inserção de unidades de GD para dimensionamento das proteções de anti-ilhamento são apenas exemplos de pontos a serem aprofundados.



- CEMIG. (2018). *ND 5.31 - Requisitos Para Conexão de Acessantes Produtores de Energia Elétrica ao Sistema de Distribuição da Cemig D - Média Tensão*. Belo Horizonte.
- Copel. (2018). *NTC 905200 - Acesso de Micro e Minigeração Distribuída ao Sistema da Copel (com compensação de energia)*.
- CPFL Energia. (2019). *GED-15303 - Conexão de Micro e Minigeração Distribuída sob Sistema de Compensação de Energia Elétrica*.
- DE OLIVEIRA, S. H. (2002). *Geração Distribuída de Eletricidade; Inserção de Edificações Fotovoltaicas conectadas à rede no estado de São Paulo*. Tese de Doutorado, USP Instituto de Eletrotécnica e Energia, Pós-Graduação em Energia, São Paulo.
- EDP. (2017). *PT.DT.PDN.03.14.011 - Conexão de Micro e Minigeradores ao Sistema de Distribuição em Média ou Alta Tensão*.
- ELEKTRO. (2019). *ND.65 - Conexão de geradores em paralelo com o sistema de distribuição de média tensão da Elektro*. ELEKTRO Redes S.A., Campinas.
- Eletrosul. (2014). *SOL Megawatt Solar*. Acesso em 24 de 08 de 2014, disponível em Eletrosul: <http://www.eletrosul.gov.br/home/conteudo.php?cd=1150>
- Enel. (2018). *ET 122 - Conexão de Micro e Minigeração Distribuída ao Sistema Elétrico da Enel Distribuição Ceará / Enel Distribuição Goiás / Enel Distribuição Rio*.
- Energia Brasil. (25 de Outubro de 2019). *Normas e Notícias*. Acesso em 22 de Março de 2020, disponível em Portal Energia Brasil: <https://minhaenergiasolar.com.br/incentivos-governamentais-energia-solar/>
- Energisa. (2017). *NDU 015 - Critérios para a Conexão de Acessantes de Centrais Geradoras e Geração Distribuída ao Sistema de Distribuição. Para Conexão em Média Tensão*. Grupo Energisa S.A.
- Ferreira, O. C. (2002). *O Sistema Elétrico Brasileiro*. Acesso em 07 de Março de 2019, disponível em Economia & Energia: <http://ecen.com/eee32/sistelet.htm>
- Hodgkinson, G. (Fevereiro de 1998). System implications of embedded generation and its protection and control. *IEE Colloquium on System Implications of Embedded Generation and Its Protection and Control*, pp. 1/1-1/15.
- IEA PVPS. (2019). *Task 1 - Strategy PV Analysis and Outreach - 2019 - Snapshot of Global PV Markets*. IEA PVPS.
- IEEE. (2008). *IEEE Standard for Electrical Power System Device Function Numbers, Acronyms, and Contact Designations*. IEEE Power and Energy Society, New York.

- Javadian, S., Haghifam, M., & Massaeli, M. (Maio de 2011). Risk Analysis of Protection System's Operation in Distribution Networks with DG. *Internacional Conference on Power Engineering - Energy and Eletrical Drives*.
- Javadian, s., Haghifam, M., & Rezaei, N. (Julho de 2009). A fault location and protections scheme for distribution systems in presence of DG using MLP neural networks. *IEEE Power Energy Soc. Gen. Meeting*, pp. 1-8.
- Kagan, N. (2005). *Introdução aos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica* (1ª ed.). (E. Blücher, Ed.) São Paulo.
- Lasesse, A. V., & Marques, R. F. (2006). Aspectos Relativos à Conexão de Geração Distribuída nos Sistemas de Sistribuição de Energia Elétrica. *International Congress on Electricity Distribution - CIDEL*.
- Light. (2018). *IT DTE/DTP 01/12 - Procedimentos para a Conexão de Microgeração e Minigeração ao Sistema de Distribuição da Light SESA BT e MT - até classe 36,2 kV*.
- Luiz, C. M. (2012). *Avaliação dos Impactos da Geração Distribuída para Proteção do Sistema Elétrico*. Universidade Federal de Minas Gerais - UFMG, Belo Horizonte - MG.
- Mardegan, C. S. (2012). *Proteção e Seletividade em Sistemas Elétricos Industriais* (1ª ed., Vol. 1). São Paulo: Atitude Editorial LTDA.
- Minha Casa Solar. (2018). *Energia Solar*. Acesso em 29 de Março de 2020, disponível em Minha Casa Solar: <http://blog.minhacasasolar.com.br/estadios-no-brasil-energia-solar/>
- Moreira, E. A., Vale, M. M., Oliveira, L. M., Oliveira, A. M., Filho, C. S., Suyama, A. M., . . . Chaves, F. S. (Novembro de 2019). Minigeração Fotovoltaico Distribuída em Redes de Distribuição - Metodologia para Estudos de Conexão Considerando a Dicotomia Carga/Geração. *XXV Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica - SNPTEE*, 9.
- Pereira Gama, P. R., Aoki, A. R., Luiz, C. M., Vicentini, E., de Souza, M. M., Barbosa, R. D., & Neto, T. V. (2013). *Comparação dos Requisitos das Distribuidoras para Inserção de Acessantes de Geração Distribuída*. CIGRE-Brasil.
- Pereira, C. (2015). *Redes Elétricas no Domínio da Frequência* (1ª ed.). São Paulo: Artliber Editora.
- Pinho, J. T., Galdino, M. A., & GTES, G. d. (2014). *Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos*. Rio de Janeiro: PRC-PRODEEM.
- Pires, J. C. (Março de 2000). Desafios da Reestruturação do Sistema Elétrico Brasileiro. *Textos para Discussão*(76).

- PRNewswire. (2018). Acesso em 22 de Março de 2020, disponível em EXAME: <https://exame.abril.com.br/negocios/releases/em-236-a-fabricante-chinesa-de-energia-solar-longi-solar-quebra-seu-proprio-recorde-mundial-para-a-maior-eficiencia-de-celulas-solares-monocristalinas-perc/>
- Sungrow Suplly Co., Ltd. (2018). *SG125HV Short-Circuit Currents*.
- Sungrow Suplly Co., Ltd. (2018). *SG36KTL-M Short-Circuit Currents*.
- Sungrow Suplly Co., Ltd. (2018). *SG60KTL Short-Circuit Currents*.
- Sungrow Suplly Co., Ltd. (2019). *SG250HX - Short-Circuit Current*.
- Swera. (s.d.). *Swera*. Acesso em 01 de Outubro de 2014, disponível em Swera: <http://maps.nrel.gov/swera>
- Vieira Júnior, J. d. (Dezembro de 2006). *Metodologias para Ajuste e Avaliação do Desempenho de Relés de Proteção Anti-Ilhamento de Geradores Síncronos Distribuídos*. Unicamp, Campinas.
- Villalva, M. G. (2019). *Funções e Requisitos Técnicos dos Inversores Fotovoltaicos - Parte I*. Acesso em 02 de Maio de 2020, disponível em Canal Solar - Artigos Técnicos: <https://canalsolar.com.br/index.php/artigos/item/223-funcoes-e-requisitos-tecnicos-dos-inversores-fotovoltaicos-parte-i>

## APÊNDICE A - Estudo de Fluxo de Potência

### A.1 - Sistema Com Demanda De Carga Leve

BARRA SE 138KV:

Sem Usina: 141,73 kV – 1,027 pu 0°

Com Usina: 141,73 kV – 1,027 pu 0°

Fluxo nos Ramos									
Nome da Barra	Situação	Nome do Ramo	Fluxo De kW	Fluxo De kVAr	Fluxo De Amps	Fluxo Para kW	Fluxo Para kVAr	Perdas kW	Perdas kVAR
SE 11.4KV	Sem Usina	T-SE-1	7.501	58,1	31	-7.489,5	169,8	11,5	254,9
	Com Usina		5.021,5	30,6	20	-5,016,3	83,8	5,1	114,5

Gerador Individual de Saída						
Nome	Situação	Tipo	kW	kVAR	kVA	PF
DISTRIBUIDORA	Sem Usina	Sw	7.501	58,1	7.501,2	1
	Com Usina		5.021,5	30,6	5.021,6	1

BARRA SE 11,4KV:

Sem Usina: 11,86 kV – 1,040 pu -1,95°

Com Usina: 11,85 kV – 1,040 pu -1,31°

Fluxo nos Ramos									
Nome da Barra	Situação	Nome do Ramo	Fluxo De kW	Fluxo De kVAr	Fluxo De Amps	Fluxo Para kW	Fluxo Para kVAr	Perdas kW	Perdas kVAR
SE 138KV	Sem Usina	T-SE-1	-7.489,5	196,8	365	7.501	58,1	11,5	254,9
	Com Usina		-5.016,3	83,8	244	5.021,5	30,6	5,1	114,5
B1	Sem Usina	TRECHO-1	1.388,5	-244,8	69	-1.376,9	267,9	11,7	23,2
	Com Usina		-1.084,7	-131,8	53	1.091,7	144,5	7	12,7

Carga Individual de Saída					
Nome	Tipo	kW	kVAR	kVA	PF
CARGA-1	kVA	6.101	48	6.101,189	1

## BARRA B1:

Sem Usina: 11,80 kV – 1,035 pu -3,08°

Com Usina: 11,95 kV – 1,048 pu -0,54°

Fluxo nos Ramos									
Nome da Barra	Situação	Nome do Ramo	Fluxo de kW	Fluxo De kVAR	Fluxo De Amps	Fluxo Para kW	Fluxo Para kVAR	Perdas kW	Perdas kVAR
SE 11.4KV	Sem Usina	TRECHO-1	-1.376,9	267,9	69	1.388,5	-244,8	11,7	23,2
	Com Usina		1.091,7	144,5	53	-1.084,7	-131,8	7	12,7
B2	Sem Usina	TRECHO-2	1.243	-324,9	63	-1.241,2	330,1	2,7	5,1
	Com Usina		-1.224,7	-201,5	60	1.227,1	206,1	2,4	4,6

Carga Individual de Saída					
Nome	Tipo	kW	kVAR	kVA	PF
CARGA-2	kVA	133	57	144,7	0,919

## BARRA B2:

Sem Usina: 11,79 kV – 1,035 pu -3,37°

Com Usina: 11,98 kV – 1,051 pu -0,31°

Fluxo nos Ramos									
Nome da Barra	Situação	Nome do Ramo	Fluxo De kW	Fluxo De kVAR	Fluxo De Amps	Fluxo Para kW	Fluxo Para kVAR	Perdas kW	Perdas kVAR
B1	Sem Usina	TRECHO-2	-1.241,2	330,1	63	1.243,9	-324,9	2,7	5,1
	Com Usina		1.227,1	206,1	60	-1.224,7	-201,5	2,4	4,6
B3	Sem Usina	TRECHO-3	331,2	96,9	17	-331,1	-96,9	0,1	0
	Com Usina		-2.137,1	220,9	104	2.142,1	-217	5	3,9

Carga Individual de Saída					
Nome	Tipo	kW	kVAR	kVA	PF
CARGA-3	kVA	910	-427	1.005,201	0,905

BARRA B3:

Sem Usina: 11,79 kV – 1,034 pu -3,38°

Com Usina: 12,01 kV – 1,053 pu -0,19°

Fluxo nos Ramos									
Nome da Barra	Situação	Nome do Ramo	Fluxo De kW	Fluxo De kVAr	Fluxo De Amps	Fluxo Para kW	Fluxo Para kVAr	Perdas kW	Perdas kVAr
B2	Sem Usina	TRECHO-3	-331,1	-96,9	17	331,2	96,9	0,1	0
	Com Usina		2.142,1	-217	104	-2.137,1	220,9	5	3,9
PTO ENTREGA	Sem Usina	TRECHO-4	279,1	74,9	14	-279	-75	0,1	-0,1
	Com Usina		-2.194,1	195	106	2.197	-193,5	2,9	1,5

Carga Individual de Saída					
Nome	Tipo	kW	kVAR	kVA	PF
CARGA-4	kVA	52	22	56,462	0,921

BARRA PTO ENTREGA:

Sem Usina: 11,79 kV – 1,034 pu -3,39°

Com Usina: 12,02 kV – 1,054 pu -0,14°

Fluxo nos Ramos									
Nome da Barra	Situação	Nome do Ramo	Fluxo De kW	Fluxo De kVAr	Fluxo De Amps	Fluxo Para kW	Fluxo Para kVAr	Perdas kW	Perdas kVAr
B3	Sem Usina	TRECHO-4	-279	-75	14	279,1	74,9	0,1	-0,1
	Com Usina		2.197	-193,5	106	-2.194,1	195	2,9	1,5

Carga Individual de Saída					
Nome	Tipo	kW	kVAR	kVA	PF
CARGA-5	kVA	279	75	288,905	0,963

BARRA ALIM SOLAR: 12,027 kV – 1,054 pu -0,14°

Fluxo nos Ramos								
Nome da Barra	Nome do Ramo	Fluxo De kW	Fluxo De kVAR	Fluxo De Amps	Fluxo Para kW	Fluxo Para kVAR	Perdas kW	Perdas kVAR
PRIM TR-1	C-1	-2.476	118,5	119	2.476,8	-119,4	0,8	-0,9

BARRA PRIM TR-1: 12,02 kV – 1,055 pu -0,12°

Fluxo nos Ramos								
Nome da Barra	Nome do Ramo	Fluxo De kW	Fluxo De kVAR	Fluxo De Amps	Fluxo Para kW	Fluxo Para kVAR	Perdas kW	Perdas kVAR
QGBT	TR-1	-2.476,8	199,4	119	2.500	0	23,2	119,4
ALIM. SOLAR	C-1	2.476,8	-119,4	119	-2.476	118,5	0,8	-0,9

BARRA QGBT: 0,64 kV – 1,063 pu -2,64°

Fluxo nos Ramos								
Nome da Barra	Nome do Ramo	Fluxo De kW	Fluxo De kVAR	Fluxo De Amps	Fluxo Para kW	Fluxo Para kVAR	Perdas kW	Perdas kVAR
PRIM TR-1	TR-1	2.500	0	2.262	-2.476,8	119,4	23,2	119,4
QGBT	INV-1	-125	0	113	125	0	0	0
QGBT	INV-2	-125	0	113	125	0	0	0
QGBT	INV-3	-125	0	113	125	0	0	0
QGBT	INV-4	-125	0	113	125	0	0	0
QGBT	INV-5	-125	0	113	125	0	0	0
QGBT	INV-6	-125	0	113	125	0	0	0
QGBT	INV-7	-125	0	113	125	0	0	0
QGBT	INV-8	-125	0	113	125	0	0	0
QGBT	INV-9	-125	0	113	125	0	0	0
QGBT	INV-10	-125	0	113	125	0	0	0
QGBT	INV-11	-125	0	113	125	0	0	0
QGBT	INV-12	-125	0	113	125	0	0	0
QGBT	INV-13	-125	0	113	125	0	0	0
QGBT	INV-14	-125	0	113	125	0	0	0
QGBT	INV-15	-125	0	113	125	0	0	0
QGBT	INV-16	-125	0	113	125	0	0	0
QGBT	INV-17	-125	0	113	125	0	0	0
QGBT	INV-18	-125	0	113	125	0	0	0
QGBT	INV-19	-125	0	113	125	0	0	0
QGBT	INV-20	-125	0	113	125	0	0	0

## A.2 - Sistema Com Demanda De Carga Média

BARRA SE 138KV:

Sem Usina: 137,31 kV – 0,995 pu 0°

Com Usina: 137,31 kV – 0,995 pu 0°

Fluxo nos Ramos									
Nome da Barra	Situação	Nome do Ramo	Fluxo De kW	Fluxo De kVAR	Fluxo De Amps	Fluxo Para kW	Fluxo Para kVAR	Perdas kW	Perdas kVAR
SE 11.4KV	Sem Usina	T-SE-1	11.860,6	3.647,7	52	-11.830,2	-2.970,8	30,4	676,9
	Com Usina		9.348,2	3.457,8	42	-9.328,6	-3.021	19,6	436,7

Gerador Individual de Saída						
Nome	Situação	Tipo	kW	kVAR	kVA	PF
DISTRIBUIDORA	Sem Usina	Sw	11.860,6	3.647,7	12.408,8	0,956
	Com Usina		9.348,2	3.457,8	9.967,2	0,938

BARRA SE 11,4KV:

Sem Usina: 11,85 kV – 1,040 pu -3,00°

Com Usina: 11,86 kV – 1,040 pu -2,35°

Fluxo nos Ramos									
Nome da Barra	Situação	Nome do Ramo	Fluxo De kW	Fluxo De kVAR	Fluxo De Amps	Fluxo Para kW	Fluxo Para kVAR	Perdas kW	Perdas kVAR
SE 138KV	Sem Usina	T-SE-1	-11.830,2	-2.970,8	594	11.860,6	3.647,7	30,4	676,9
	Com Usina		-9.328,6	-3.021	477	9.348,2	3.457,8	19,6	436,7
B1	Sem Usina	TRECHO-1	2.206,2	276,8	108	-2.177	-214,5	29,1	62,3
	Com Usina		-295,4	327	21	296,6	-327,5	1,1	-0,5

Carga Individual de Saída					
Nome	Tipo	kW	kVAR	kVA	PF
CARGA-1	kVA	9.624	2.694	9.993,949	0,963

BARRA B1:

Sem Usina: 11,66 kV – 1,022 pu -4,60°

Com Usina: 11,83 kV – 1,038 pu -2,02°

Fluxo nos Ramos									
Nome da Barra	Situação	Nome do Ramo	Fluxo de kW	Fluxo De kVAR	Fluxo De Amps	Fluxo Para kW	Fluxo Para kVAR	Perdas kW	Perdas kVAR
SE 11.4KV	Sem Usina	TRECHO-1	-2.177	-214,5	108	2.206,2	276,8	29,1	62,3
	Com Usina		296,6	-327,5	22	-295,4	327	1,1	-0,5
B2	Sem Usina	TRECHO-2	2.029	151,5	101	-2.022,1	-136,9	6,9	14,6
	Com Usina		-444,6	264,5	25	445	-264,4	0,4	0,1

Carga Individual de Saída					
Nome	Tipo	kW	kVAR	kVA	PF
CARGA-2	kVA	148	63	160,851	0,92

BARRA B2:

Sem Usina: 11,61 kV – 1,018 pu -5,02°

Com Usina: 11,83 kV – 1,037 pu -1,90°

Fluxo nos Ramos									
Nome da Barra	Situação	Nome do Ramo	Fluxo De kW	Fluxo De kVAR	Fluxo De Amps	Fluxo Para kW	Fluxo Para kVAR	Perdas kW	Perdas kVAR
B1	Sem Usina	TRECHO-2	-2.022,1	-136,9	101	2.029	151,5	6,9	14,6
	Com Usina		445	-264,4	25	-444,5	264,5	0,4	0,1
B3	Sem Usina	TRECHO-3	305,1	101,9	16	-305	-101,9	0,1	0
	Com Usina		-2.162	229,4	106	2.167,2	-225,3	5,3	4,1

Carga Individual de Saída					
Nome	Tipo	kW	kVAR	kVA	PF
CARGA-3	kVA	1.717	36	1.717,357	1

BARRA B3:

Sem Usina: 11,61 kV – 1,018 pu -5,03°

Com Usina: 11,85 kV – 1,040 pu -1,78°

Fluxo nos Ramos									
Nome da Barra	Situação	Nome do Ramo	Fluxo De kW	Fluxo De kVAR	Fluxo De Amps	Fluxo Para kW	Fluxo Para kVAR	Perdas kW	Perdas kVAR
B2	Sem Usina	TRECHO-3	-305	-101,9	16	305,1	101,9	0,1	0
	Com Usina		2.167,2	-225,3	106	-2.162	229,4	5,3	4,1
PTO ENTREGA	Sem Usina	TRECHO-4	199	56,9	10	-199	-57	0	-0,1
	Com Usina		-2.273,2	180,3	111	2.276,4	-178,6	3,1	1,7

Carga Individual de Saída					
Nome	Tipo	kW	kVAR	kVA	PF
CARGA-4	kVA	106	45	115,156	0,92

BARRA PTO ENTREGA:

Sem Usina: 11,60 kV – 1,018 pu -5,03°

Com Usina: 11,87 kV – 1,041 pu -1,73°

Fluxo nos Ramos									
Nome da Barra	Situação	Nome do Ramo	Fluxo De kW	Fluxo De kVAR	Fluxo De Amps	Fluxo Para kW	Fluxo Para kVAR	Perdas kW	Perdas kVAR
B3	Sem Usina	TRECHO-4	-199	-57	10	199	56,9	0	-0,1
	Com Usina		2.276,4	-178,6	111	-2.273,2	180,3	3,1	1,7

Carga Individual de Saída					
Nome	Tipo	kW	kVAR	kVA	PF
CARGA-5	kVA	199	57	207,002	0,961

BARRA ALIM SOLAR: 11,87 kV – 1,041 pu -1,73°

Fluxo nos Ramos								
Nome da Barra	Nome do Ramo	Fluxo De kW	Fluxo De kVAR	Fluxo De Amps	Fluxo Para kW	Fluxo Para kVAR	Perdas kW	Perdas kVAR
PRIM TR-1	C-1	-2.475,4	121,6	121	2.476,2	-122,4	0,8	-0,8

BARRA PRIM TR-1: 11,87 kV – 1,041 pu -1,71°

Fluxo nos Ramos								
Nome da Barra	Nome do Ramo	Fluxo De kW	Fluxo De kVAR	Fluxo De Amps	Fluxo Para kW	Fluxo Para kVAR	Perdas kW	Perdas kVAR
QGBT	TR-1	2.476,2	122,4	121	2.500	0	23,8	122,4
ALIM. SOLAR	C-1	2.476,2	-122,4	121	-2.475,4	121,7	0,8	-0,8

BARRA QGBT: 0,63 kV – 1,050 pu -1,12°

Fluxo nos Ramos								
Nome da Barra	Nome do Ramo	Fluxo De kW	Fluxo De kVAR	Fluxo De Amps	Fluxo Para kW	Fluxo Para kVAR	Perdas kW	Perdas kVAR
PRIM TR-1	TR-1	2.500	0	2.291	-2.476,2	122,4	23,8	122,4
QGBT	INV-1	-125	0	115	125	0	0	0
QGBT	INV-2	-125	0	115	125	0	0	0
QGBT	INV-3	-125	0	115	125	0	0	0
QGBT	INV-4	-125	0	115	125	0	0	0
QGBT	INV-5	-125	0	115	125	0	0	0
QGBT	INV-6	-125	0	115	125	0	0	0
QGBT	INV-7	-125	0	115	125	0	0	0
QGBT	INV-8	-125	0	115	125	0	0	0
QGBT	INV-9	-125	0	115	125	0	0	0
QGBT	INV-10	-125	0	115	125	0	0	0
QGBT	INV-11	-125	0	115	125	0	0	0
QGBT	INV-12	-125	0	115	125	0	0	0
QGBT	INV-13	-125	0	115	125	0	0	0
QGBT	INV-14	-125	0	115	125	0	0	0
QGBT	INV-15	-125	0	115	125	0	0	0
QGBT	INV-16	-125	0	115	125	0	0	0

<b>QGBT</b>	INV-17	-125	0	115	125	0	0	0
<b>QGBT</b>	INV-18	-125	0	115	125	0	0	0
<b>QGBT</b>	INV-19	-125	0	115	125	0	0	0
<b>QGBT</b>	INV-20	-125	0	115	125	0	0	0

### A.3 - Sistema Com Demanda De Carga Pesada

BARRA SE 138KV:

Sem Usina: 140,90 kV – 1,021 pu 0°

Com Usina: 140,90 kV – 1,021 pu 0°

Fluxo nos Ramos									
Nome da Barra	Situação	Nome do Ramo	Fluxo De kW	Fluxo De kVAR	Fluxo De Amps	Fluxo Para kW	Fluxo Para kVAR	Perdas kW	Perdas kVAR
<b>SE 11.4KV</b>	Sem Usina	T-SE-1	12.398,5	5.253	55	-12.363,3	-4.468,4	35,3	784,6
	Com Usina		9.776,8	4.800,1	45	-9.753,6	-4.284,6	23,2	515,5

Gerador Individual de Saída						
Nome	Situação	Tipo	kW	kVAR	kVA	PF
<b>DISTRIBUIDORA</b>	Sem Usina	Sw	12.398,5	5.253	13.465,4	0,921
	Com Usina		9.776,8	4.800,1	10.891,6	0,898

BARRA SE 11,4KV:

Sem Usina: 11,86 kV – 1,040 pu -3,10°

Com Usina: 11,86 kV – 1,040 pu -2,43°

Fluxo nos Ramos									
Nome da Barra	Situação	Nome do Ramo	Fluxo De kW	Fluxo De kVAR	Fluxo De Amps	Fluxo Para kW	Fluxo Para kVAR	Perdas kW	Perdas kVAR
<b>SE 138KV</b>	Sem Usina	T-SE-1	-12.363,3	-4.468,4	640	12.398,5	5.253	35,3	784,6
	Com Usina		-9.753,6	-4.284,6	519	9.776,8	4.800,1	23,2	515,5
<b>B1</b>	Sem Usina	TRECHO-1	4.975,3	1.884,4	259	-4.808,9	-1.514,6	166,4	369,9
	Com Usina		2.365,6	1.700,6	142	-2.315,7	-1.591,7	49,9	108,9

Carga Individual de Saída					
Nome	Tipo	kW	kVAR	kVA	PF
<b>CARGA-1</b>	kVA	7.388	2.584	7.826,851	0.944

## BARRA B1:

Sem Usina: 11,24 kV – 0,986 pu -6,38°

Com Usina: 11,43 kV – 1,003 pu -3,69°

Fluxo nos Ramos									
Nome da Barra	Situação	Nome do Ramo	Fluxo de kW	Fluxo De kVAR	Fluxo De Amps	Fluxo Para kW	Fluxo Para kVAR	Perdas kW	Perdas kVAR
SE 11.4KV	Sem Usina	TRECHO-1	-4.808,9	-1.514,6	259	4.975,3	1.884,4	166,4	369,9
	Com Usina		-2.315,7	-1.591,7	142	2.365,6	1.700,6	49,9	108,9
B2	Sem Usina	TRECHO-2	4.259,9	1.255,6	228	-4.224,6	-1.177,3	35,3	78,3
	Com Usina		1.766,7	1.332,7	112	-1.758,2	-1.314,5	8,5	18,2

Carga Individual de Saída					
Nome	Tipo	kW	kVAR	kVA	PF
CARGA-2	kVA	549	259	607,027	0,904

## BARRA B2:

Sem Usina: 11,10 kV – 0,973 pu -7,24°

Com Usina: 11,34 kV – 0,994 pu -3,95°

Fluxo nos Ramos									
Nome da Barra	Situação	Nome do Ramo	Fluxo De kW	Fluxo De kVAR	Fluxo De Amps	Fluxo Para kW	Fluxo Para kVAR	Perdas kW	Perdas kVAR
B1	Sem Usina	TRECHO-2	-4.224,6	-1.177,3	228	4.259,9	1.255,6	35,3	78,3
	Com Usina		-1.758,2	1.314,5	112	1.766,7	1.332,7	8,5	18,2
B3	Sem Usina	TRECHO-3	600,6	236,3	34	-600,1	-236	0,5	0,3
	Com Usina		-1.865,8	373,5	97	1.870,2	-370,1	4,4	3,4

Carga Individual de Saída					
Nome	Tipo	kW	kVAR	kVA	PF
CARGA-3	kVA	3.624	941	3.744,176	0,968

BARRA B3:

Sem Usina: 11,06 kV – 0,970 pu - 7,29°

Com Usina: 11,36 kV – 0,996 pu -3,83°

Fluxo nos Ramos									
Nome da Barra	Situação	Nome do Ramo	Fluxo De kW	Fluxo De kVAR	Fluxo De Amps	Fluxo Para kW	Fluxo Para kVAR	Perdas kW	Perdas kVAR
B2	Sem Usina	TRECHO-3	-600,1	-236	34	600,6	236,3	0,5	0,3
	Com Usina		1.870,2	-370,1	97	-1.865,8	373,5	4,4	3,4
PTO ENTREGA	Sem Usina	TRECHO-4	330,1	108	18	-330	-108	0,1	0
	Com Usina		-2.140,2	242,1	109	2.143,2	-240,5	3,0	1,6

Carga Individual de Saída					
Nome	Tipo	kW	kVAR	kVA	PF
CARGA-4	kVA	270	128	298,804	0,904

BARRA PTO ENTREGA:

Sem Usina: 11,08 kV – 0,972 pu -7,26°

Com Usina: 11,37 kV – 0,998 pu -3,77°

Fluxo nos Ramos									
Nome da Barra	Situação	Nome do Ramo	Fluxo De kW	Fluxo De kVAR	Fluxo De Amps	Fluxo Para kW	Fluxo Para kVAR	Perdas kW	Perdas kVAR
B3	Sem Usina	TRECHO-4	-330	-108	18	330,1	108	0,1	0
	Com Usina		2.143,2	-240,5	109	-2.140,2	242,1	3,0	1,6

Carga Individual de Saída					
Nome	Tipo	kW	kVAR	kVA	PF
CARGA-5	kVA	330	108	347,223	0,95

BARRA ALIM SOLAR: 11,37 kV – 0,998 pu -3,77°

Fluxo nos Ramos								
Nome da Barra	Nome do Ramo	Fluxo De kW	Fluxo De kVAR	Fluxo De Amp	Fluxo Para kW	Fluxo para kVAR	Perdas kW	Perdas kVAR
PRIM TR-1	C-1	-2.473,2	132,5	126	2.474,2	-133,1	0,9	-0,6

BARRA PRIM TR-1: 11,38 kV – 0,998 pu -3,75°

Fluxo nos Ramos								
Nome da Barra	Nome do Ramo	Fluxo De kW	Fluxo De kVAR	Fluxo De Amps	Fluxo Para kW	Fluxo Para kVAR	Perdas kW	Perdas kVAR
QGBT	TR-1	-2.474,2	133,1	126	2.500	0	25,8	133,1
ALIM. SOLAR	C-1	2.474,2	-133,1	126	-2.473,2	132,5	0,9	-0,6

BARRA QGBT: 0,60 kV – 1,0007 pu -0,67°

Fluxo nos Ramos								
Nome da Barra	Nome do Ramo	Fluxo De kW	Fluxo De kVAR	Fluxo De Amps	Fluxo Para kW	Fluxo Para kVAR	Perdas kW	Perdas kVAR
PRIM TR-1	TR-1	2.500	0	2.389	-2.474,2	133,1	25,8	133,1
QGBT	INV-1	-125	0	119	125	0	0	0
QGBT	INV-2	-125	0	119	125	0	0	0
QGBT	INV-3	-125	0	119	125	0	0	0
QGBT	INV-4	-125	0	119	125	0	0	0
QGBT	INV-5	-125	0	119	125	0	0	0
QGBT	INV-6	-125	0	119	125	0	0	0
QGBT	INV-7	-125	0	119	125	0	0	0
QGBT	INV-8	-125	0	119	125	0	0	0
QGBT	INV-9	-125	0	119	125	0	0	0
QGBT	INV-10	-125	0	119	125	0	0	0
QGBT	INV-11	-125	0	119	125	0	0	0
QGBT	INV-12	-125	0	119	125	0	0	0
QGBT	INV-13	-125	0	119	125	0	0	0
QGBT	INV-14	-125	0	119	125	0	0	0
QGBT	INV-15	-125	0	119	125	0	0	0
QGBT	INV-16	-125	0	119	125	0	0	0
QGBT	INV-17	-125	0	119	125	0	0	0
QGBT	INV-18	-125	0	119	125	0	0	0
QGBT	INV-19	-125	0	119	125	0	0	0
QGBT	INV-20	-125	0	119	125	0	0	0

## APÊNDICE B - Estudo de Curto-Circuito

### B.1 – Local da Falta: SE 138kV

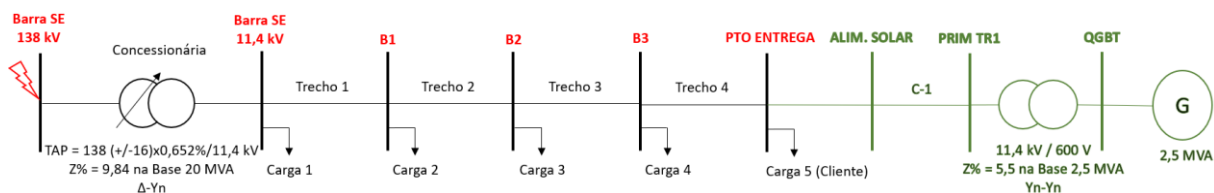


Figura B.0.1 - Curto-circuito na barra SE 138KV.

Nome da Barra: SE 138kV									
Tipo de Curto-circuito	Situação	Corrente de Falta Total				Contribuição do Ramo			
		Simétrico (A)	X/R	FA	Assimétrico (A)	Nome do Ramo	Nome da Barra	Simétrico (A)	X/R
FFF	Sem Usina	3.735,5	5,87	1,31	4.902,2	DISTRIBUIDORA		3.735,5	5,87
						T-SE-1	SE 11.4KV	0	0
	Com Usina	3.749,3	5,88	1,31	4.921	DISTRIBUIDORA		3.735,5	5,87
						T-SE-1	SE 11.4KV	13,7	7,58
FF	Sem Usina	3.235,1	5,87	1,31	4.245,4	DISTRIBUIDORA		3.235,1	5,87
						T-SE-1	SE 11.4KV	0	0
	Com Usina	3.247	5,88	1,31	4.261,7	DISTRIBUIDORA		3.235,1	5,87
						T-SE-1	SE 11.4KV	11,9	7,58
FFT	Sem Usina	3.283	5,91	1,31	4.314,6	DISTRIBUIDORA		3.283	5,91
						T-SE-1	SE 11.4KV	0	7,37
	Com Usina	3.294,7	5,92	1,31	4.330,6	DISTRIBUIDORA		3.282,9	5,91
						T-SE-1	SE 11.4KV	11,9	7,65
FT	Sem Usina	1.615,8	6,29	1,33	2.149,7	DISTRIBUIDORA		1.615,8	6,29
						T-SE-1	SE 11.4KV	0	9,71
	Com Usina	1.617,5	6,29	1,33	2.152,1	DISTRIBUIDORA		1.613,6	6,28
						T-SE-1	SE 11.4KV	4	8,27

## B.2 – Local da Falta: SE 11.4kV

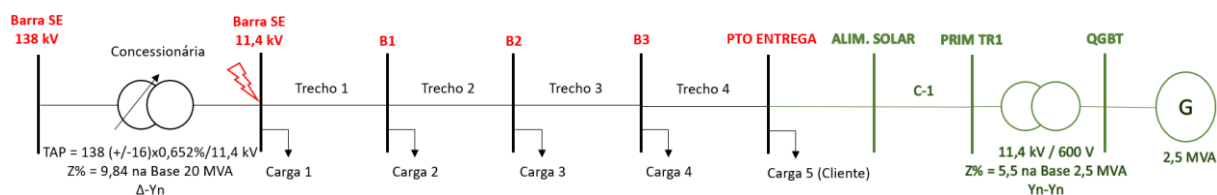


Figura B.0.2 - Curto-circuito na barra SE 11.4KV.

Nome da Barra: SE 11.4kV									
Tipo de Curto-circuito	Situação	Corrente de Falta Total				Contribuição do Ramo			
		Simétrico (A)	X/R	FA	Assimétrico (A)	Nome do Ramo	Nome da Barra	Simétrico (A)	X/R
FFF	Sem Usina	8.264,8	14,38	1,52	12.546,4	T-SE-1	SE 138KV	8.264,8	14,38
						TRECHO-1	B1	0	0
	Com Usina	8.420	14,15	1,51	12.756,3	T-SE-1	SE 138KV	8.264,8	14,38
						TRECHO-1	B1	155,5	7,50
FF	Sem Usina	7.157,5	14,38	1,52	10.865,5	T-SE-1	SE 138KV	7.157,5	14,38
						TRECHO-1	B1	0	0
	Com Usina	7.291,9	14,15	1,51	11.047,3	T-SE-1	SE 138KV	7.157,5	14,38
						TRECHO-1	B1	134,7	7,50
FFT	Sem Usina	8.931,6	15,31	1,53	13.658,5	T-SE-1	SE 138KV	8.931,6	15,31
						TRECHO-1	B1	0	0
	Com Usina	9.085	15,06	1,53	13.866	T-SE-1	SE 138KV	8934,1	15,33
						TRECHO-1	B1	151,5	7,75
FT	Sem Usina	9.243,6	15,81	1,53	14.186,3	T-SE-1	SE 138KV	9.243,6	15,81
						TRECHO-1	B1	0	0
	Com Usina	9.397,2	15,55	1,53	14.395,3	T-SE-1	SE 138KV	9.249,8	15,84
						TRECHO-1	B1	147,7	7,88

### B.3 – Local da Falta: B1

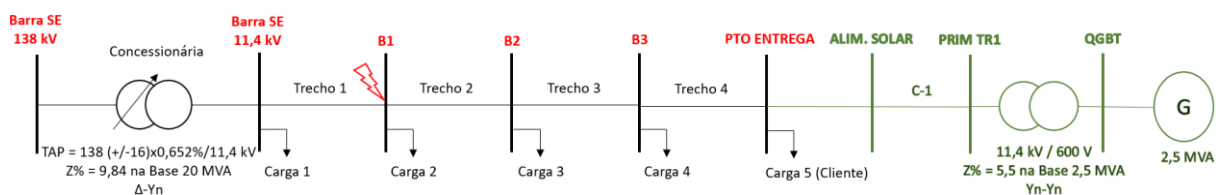


Figura B.0.3 - Curto-circuito na barra B1.

Nome da Barra: B1									
Tipo de Curto-circuito	Situação	Corrente de Falta Total			Contribuição do Ramo				
		Simétrico (A)	X/R	FA	Assimétrico (A)	Nome do Ramo	Nome da Barra	Simétrico (A)	X/R
FFF	Sem Usina	2.359,1	3	1,14	2.689,5	TRECHO-1	SE 11.4KV	2.359,1	3
						TRECHO-2	B2	0	0
	Com Usina	2.519	3,14	1,15	2.897,7	TRECHO-1	SE 11.4KV	2.359,1	3
						TRECHO-2	B2	163	8,41
FF	Sem Usina	2.043	3	1,14	2.329,2	TRECHO-1	SE 11.4KV	2.043	3
						TRECHO-2	B2	0	0
	Com Usina	2.181,5	3,14	1,15	2.509,5	TRECHO-1	SE 11.4KV	2.043	3
						TRECHO-2	B2	141,2	8,41
FFT	Sem Usina	2.141,7	3,15	1,15	2.466,4	TRECHO-1	SE 11.4KV	2141,7	3,15
						TRECHO-2	B2	0	0
	Com Usina	2.305,4	3,32	1,16	2.682,7	TRECHO-1	SE 11.4KV	2.145	3,17
						TRECHO-2	B2	161,1	9,72
FT	Sem Usina	1.240,5	4,48	1,24	1.538,9	TRECHO-1	SE 11.4KV	1.240,5	4,48
						TRECHO-2	B2	0	0
	Com Usina	1.457,8	4,59	1,25	1.817,8	TRECHO-1	SE 11.4KV	1.301,3	4,32
						TRECHO-2	B2	157,2	41,39

## B.4 – Local da Falta: B2

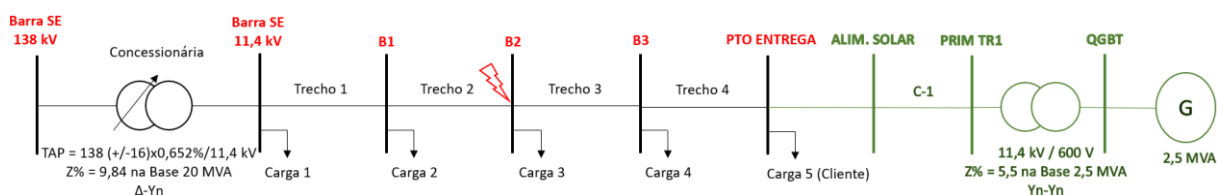


Figura B.0.4 - Curto-circuito na barra B2.

Nome da Barra: B2									
Tipo de Curto-circuito	Situação	Corrente de Falta Total			Contribuição do Ramo				
		Simétrico (A)	X/R	FA	Assimétrico (A)	Nome do Ramo	Nome da Barra	Simétrico (A)	X/R
FFF	Sem Usina	1.969,3	2,85	1,13	2.221,6	TRECHO-2	B1	1.969,3	2,85
						TRECHO-3	B3	0	0
	Com Usina	2.130,7	3,01	1,14	2.430,7	TRECHO-2	B1	1.969,3	2,85
						TRECHO-3	B3	165,2	8,72
FF	Sem Usina	1.705,5	2,85	1,13	1.924	TRECHO-2	B1	1.705,5	2,85
						TRECHO-3	B3	0	0
	Com Usina	1.845,3	3,01	1,14	2.105	TRECHO-2	B1	1.705,5	2,85
						TRECHO-3	B3	143,1	8,72
FFT	Sem Usina	1.787,4	2,99	1,14	2.036,7	TRECHO-2	B1	1.787,4	2,99
						TRECHO-3	B3	0	0
	Com Usina	1.955,4	3,19	1,15	2.257,6	TRECHO-2	B1	1.791,3	3,01
						TRECHO-3	B3	165	10,29
FT	Sem Usina	1.002,8	4,38	1,23	1.283,3	TRECHO-2	B1	1.002,8	4,38
						TRECHO-3	B3	0	0
	Com Usina	1.235,1	4,52	1,24	1.534,9	TRECHO-2	B1	1.071,7	4,18
						TRECHO-3	B3	164,5	88,77

## B.5 – Local da Falta: B3

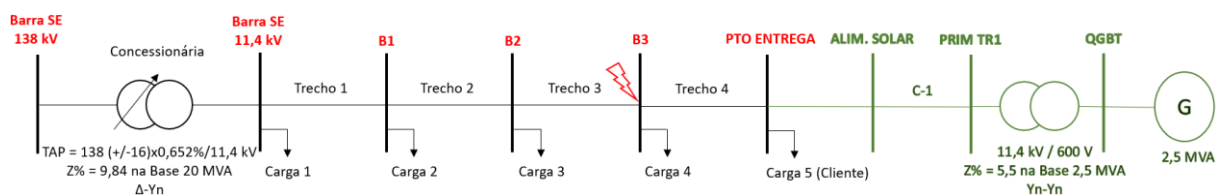


Figura B.0.5 - Curto-circuito na barra B3.

Nome da Barra: B3									
Tipo de Curto-circuito	Situação	Corrente de Falta Total				Contribuição do Ramo			
		Simétrico (A)	X/R	FA	Assimétrico (A)	Nome do Ramo	Nome da Barra	Simétrico (A)	X/R
FFF	Sem Usina	1.874,1	2,59	1,11	2.077,1	TRECHO-3	B2	1.874,1	2,59
						TRECHO-4	PTO ENTREGA	0	0
	Com Usina	2.034,9	2,76	1,12	2.282,4	TRECHO-3	B2	1.874,1	2,59
						TRECHO-4	PTO ENTREGA	165,8	9
FF	Sem Usina	1.623	2,59	1,11	1.798,8	TRECHO-3	B2	1.623	2,59
						TRECHO-4	PTO ENTREGA	0	0
	Com Usina	1.762,2	2,76	1,12	1.976,6	TRECHO-3	B2	1.623	2,59
						TRECHO-4	PTO ENTREGA	143,6	9
FFT	Sem Usina	1.707,3	2,74	1,12	1.911,3	TRECHO-3	B2	1.707,3	2,74
						TRECHO-4	PTO ENTREGA	0	0
	Com Usina	1.876,9	2,94	1,14	2.131,4	TRECHO-3	B2	1.711,4	2,75
						TRECHO-4	PTO ENTREGA	166	10,97
FT	Sem Usina	957,3	4,09	1,22	1.164,8	TRECHO-3	B2	957,3	4,09
						TRECHO-4	PTO ENTREGA	0	0
	Com Usina	1.191,7	4,24	1,23	1.461,4	TRECHO-3	B2	1.026,8	3,88
						TRECHO-4	PTO ENTREGA	166,3	150

## B.6 – Local da Falta: PTO ENTREGA

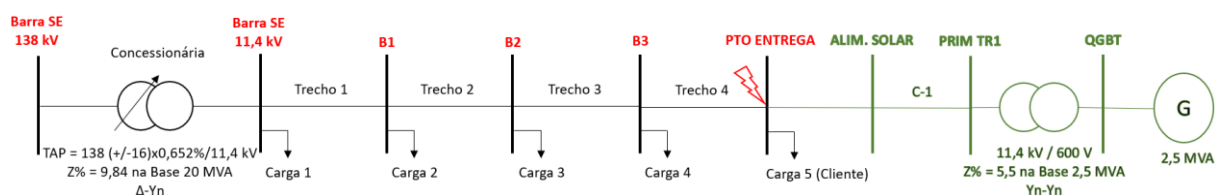


Figura B.0.6 - Curto-circuito na barra PTO ENTREGA.

Nome da Barra: PTO ENTREGA									
Tipo de Curto-circuito	Situação	Corrente de Falta Total				Contribuição do Ramo			
		Simétrico (A)	X/R	FA	Assimétrico (A)	Nome do Ramo	Nome da Barra	Simétrico (A)	X/R
FFF	Sem Usina	1.834,5	2,47	1,10	2.014,6	BH-2	ALIM. SOLAR	0	0
						TRECHO-4	B3	1.834,5	2,47
	Com Usina	1.994,7	2,64	1,11	2.217,5	BH-2	ALIM. SOLAR	166	9,17
						TRECHO-4	B3	1.834,5	2,47
FF	Sem Usina	1.588,7	2,47	1,10	1.744,7	BH-2	ALIM. SOLAR	0	0
						TRECHO-4	B3	1.588,7	2,47
	Com Usina	1.727,5	2,64	1,11	1.920,4	BH-2	ALIM. SOLAR	143,8	9,17
						TRECHO-4	B3	1.588,7	2,47
FFT	Sem Usina	1.674,9	2,60	1,11	1.857,8	BH-2	ALIM. SOLAR	0	0
						TRECHO-4	B3	1.674,9	2,60
	Com Usina	1.845,2	2,81	1,13	2.077,1	BH-2	ALIM. SOLAR	166,4	11,40
						TRECHO-4	B3	1.679,1	2,62
FT	Sem Usina	940,1	3,94	1,21	1.134,5	BH-2	ALIM. SOLAR	0	0
						TRECHO-4	B3	940,1	3,94
	Com Usina	1.175	4,10	1,22	1.430,2	BH-2	ALIM. SOLAR	167	68,15
						TRECHO-4	B3	1.009,7	3,73

## B.7 — Local da Falta: ALIM. SOLAR

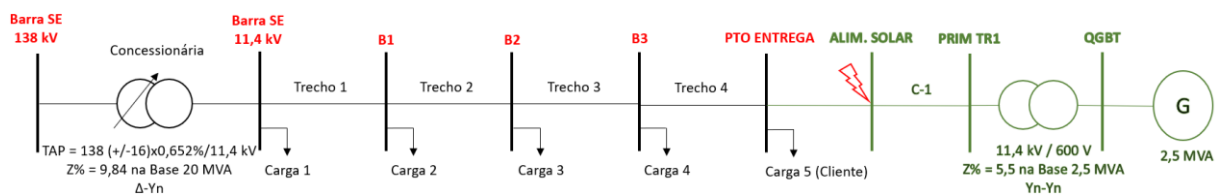


Figura B.0.7 - Curto-circuito na barra ALIM. SOLAR.

Nome da Barra: ALIM. SOLAR								
Tipo de Curto-circuito	Corrente de Falta Total				Contribuição do Ramo			
	Simétrico (A)	X/R	FA	Assimétrico (A)	Nome do Ramo	Nome da Barra	Simétrico (A)	X/R
FFF	1.994,7	2,64	1,11	2.217,5	BH-2	PTO ENTREGA	1.834,5	2,47
					C-1	PRIM TR-1	166	9,17
FF	1.727,5	2,64	1,11	1.920,4	BH-2	PTO ENTREGA	1.588,7	2,47
					C-1	PRIM TR-1	143,8	9,17
FFT	1.845,2	2,81	1,13	2.077,1	BH-2	PTO ENTREGA	1.679,1	2,62
					C-1	PRIM TR-1	166,4	11,40
FT	1.175	4,10	1,22	1.430,2	BH-2	PTO ENTREGA	1.009,7	3,73
					C-1	PRIM TR-1	167	68,15

## B.8 — Local da Falta: PRIM TR1

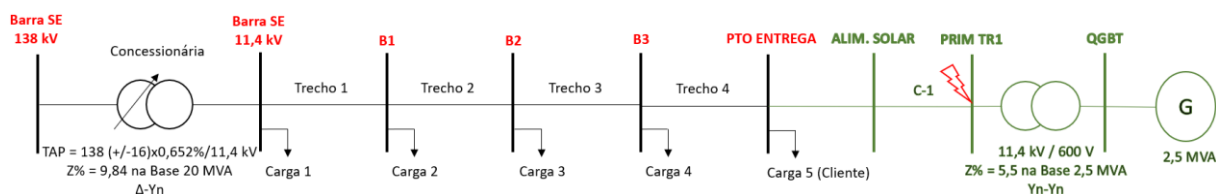


Figura B.0.8 - Curto-circuito na barra PRIM TR1.

Nome da Barra: PRIM TR1								
Tipo de Curto-circuito	Corrente de Falta Total				Contribuição do Ramo			
	Simétrico (A)	X/R	FA	Assimétrico (A)	Nome do Ramo	Nome da Barra	Simétrico (A)	X/R
FFF	1.983	2,61	1,11	2.201	C-1	ALIM. SOLAR	1.822,9	2,44
					TR-1	QGBT	166,1	9,21
FF	1.717,3	2,61	1,11	1.906,1	C-1	ALIM. SOLAR	1.578,6	2,44
					TR-1	QGBT	143,8	9,21
FFT	1.834,6	2,79	1,12	2.061,6	C-1	ALIM. SOLAR	1.668,3	2,60
					TR-1	QGBT	166,5	11,46
FT	1.169,6	4,05	1,21	1.419,8	C-1	ALIM. SOLAR	1.004,1	3,68
					TR-1	QGBT	167,2	66,69

### B.9 – Local da Falta: QGBT

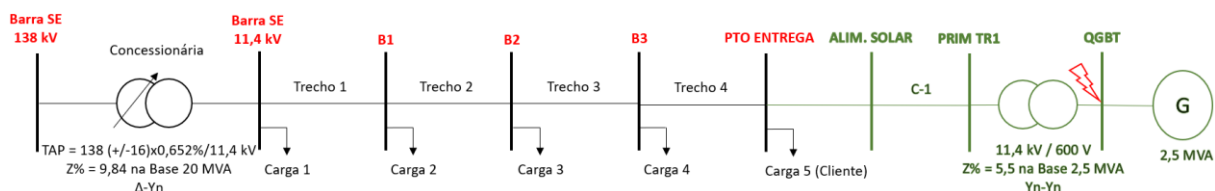


Figura B.0.9 - Curto-circuito na barra QGBT.

Nome da Barra: QGBT								
Tipo de Curto-circuito	Corrente de Falta Total				Contribuição do Ramo			
	Simétrico (A)	X/R	FA	Assimétrico (A)	Nome do Ramo	Nome da Barra	Simétrico (A)	X/R
FFF	22.763,8	3,59	1,18	26.928,3	TR-1	PRIM TR-1	19.421,5	3,21
					INV-1 a 20	ARRANJO 1 a 20	170	9,80
FF	19.714	3,59	1,18	23.320,6	TR-1	PRIM TR-1	16.819,5	3,21
					INV-1 a 20	ARRANJO 1 a 20	147,2	9,80
FFT	21.371,6	3,80	1,20	25.599,8	TR-1	PRIM TR-1	17.974,5	3,39
					INV-1 a 20	ARRANJO 1 a 20	170	11,49
FT	16.807,6	4,59	1,25	16.807,6	TR-1	PRIM TR-1	13.434,6	4,02
					INV-1 a 20	ARRANJO 1 a 20	170	22,63