

INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DO TOCANTINS – CAMPUS PALMAS
CURSO SUPERIOR DE TECNOLOGIA EM SISTEMAS ELÉTRICOS

THIAGO NOLETO SOARES

AVALIAÇÃO DE TÉCNICAS PARA DETECÇÃO E PROTEÇÃO ANTI-ILHAMENTO PARA SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE

Palmas, TO
2016

THIAGO NOLETO SOARES

AVALIAÇÃO DE TÉCNICAS PARA DETECÇÃO E PROTEÇÃO ANTI-ILHAMENTO PARA SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE

Trabalho de Conclusão de Curso designado pelo Setor de Industria do Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Tocantins – Campus Palmas, como requisito básico para aprovação e graduação do Curso Tecnológico em Sistemas Elétricos.

Orientador Prof.
Dr. Fabio Lima de Albuquerque

Coorientador Prof.
Me. Alcy Monteiro Junior

Palmas, TO

2016

THIAGO NOLETO SOARES

AVALIAÇÃO DE TÉCNICAS PARA DETECÇÃO E PROTEÇÃO ANTI-ILHAMENTO PARA SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE

Este Trabalho de Conclusão de Curso foi julgado e aprovado como cumprimento às exigências legais do currículo do Curso Superior de Tecnologia em Sistemas Elétricos pela Coordenação da Área de Indústria no Instituto Federal de Palmas - Unidade Sede.

Palmas, 28 de março de 2016.

_____
Prof. Esp. Felipe Tozzi Bittencourt
Supervisor do Trabalho de Conclusão de Curso

Banca Examinadora:

_____
Prof. Dr. Fábio Lima de Albuquerque
Presidente e Orientador

_____
Prof. Me. Alcy Monteiro Junior
Coorientador

_____
Prof. Dr. Marcus André Pereira Oliveira
Membro de Banca Examinadora

_____
Prof. Esp. Felipe Tozzi Bittencourt
Membro de Banca Examinadora

AGRADECIMENTOS

Em primeiro lugar quero agradecer a Deus que me acolheu como filho, que fez de mim herdeiro das suas promessas, perdoando meus pecados, me fazendo limpo, se esquecendo do meu tempo de ignorância onde me achava perdido em meio a uma vida cheia de mentiras, sem paz, sem esperança e sem luz. Hoje, sou grato a Deus pela sua infinita misericórdia, que mesmo sem eu merecer, me perdoa, me ama, me auxilia em tudo, me faz achar repouso em seu braços, descanso e refrigério para minha alma. Exaltar-te-ei, ó Deus meu e Rei, bendirei o teu nome para todo sempre... Salmos 145:1-21.

Em especial, agradeço à minha amada esposa Zeruya, que me acompanha em todos os momentos, me auxilia, me incentiva a caminhar rumo ao alvo maior, que é Cristo Jesus e me ajuda nas minhas decisões e escolhas. Obrigado por me escolher como seu esposo, obrigado por ser minha melhor companhia, minha verdadeira amiga, minha esposa. Obrigado.

Agradeço à minha mãe Lúcia e às minhas irmãs Camila e Giovana, pelo apoio, carinho e incentivo de nunca me deixar desistir mesmo quando pensei em desistir. O apoio de vocês foi fundamental. Obrigado.

A todos os amigos que fiz durante o período desse curso em especial um grande amigo e irmão Marcos Vinícius, você me ajudou demais meu amigo, sou muito grato. Obrigado.

A todos os amigos nesse longo período, diga-se de passagem, de muito aprendizado, de muitas amizades. Obrigado a todos.

Aos meus professores, que me incentivaram, me auxiliaram, me ensinaram, caminharam comigo. Obrigado.

Aos meus orientadores, professor Fábio e professor Alcy que além de professor é amigo de longa data, obrigado por acreditar que eu conseguiria, mesmo duvidando, mas sei que acreditaram (risos). Obrigado.

RESUMO

Este trabalho tem como objetivo verificar a atuação do sistema de proteção contra ilhamento de um sistema de geração fotovoltaica de 8kW interligada à rede da concessionária, usando para isso as técnicas de detecção anti-ilhamento SFS – *SANDIA FREQUENCY SHIFT METHOD* e SVS – *SANDIA VOLTAGE SHIFT,* analisando como as próprias técnicas são classificadas, a tensão da linha e a frequência através de simulação gráfica obtida via Software Simulink/MatLab. Os resultados obtidos das simulações nos fazem chegar à conclusão que, apesar das técnicas serem muito eficientes ainda sim a técnica SVS consegue ter um tempo de atuação menor que a técnica SFS, para o período pré-estabelecido pela Recomendação da IEEE 1547.2 que estipula o tempo máximo para detecção de um ilhamento em até 2 segundos.

Palavras-chave: Geração, Fotovoltaico, Técnicas, Detecção, Anti-ilhamento.

ABSTRACT

This study aims to verify the performance of protection against islanding of a photovoltaic generation system system 8kW connected to the utility grid, using it for anti-islanding SFS detection techniques - SANDIA FREQUENCY SHIFT METHOD and SVS - SANDIA VOLTAGE SHIFT analyzing how the proper techniques are classified, the line voltage and frequency through graphic simulation obtained via Software Simulink / Matlab. The results of the simulations make us come to the conclusion that, although the techniques are very efficient yet rather the SVS technique can have a lower operating time that the SFS technique for the pre-set period by the IEEE Recommendation 1547.2 stipulating time max for detecting an islanding within 2 seconds.

Keywords: Generation, Photovoltaic, Technical, Detection, Anti-islanding.

LISTA DE IMAGENS

FIGURA 1: EVOLUÇÃO DA CAPACIDADE INSTALADA ACUMULADA DE GERADORES FOTOVOLTAICOS DISTRIBUÍDOS. 14
FIGURA 2: APRESENTA UM ESQUEMA FOTOVOLTAICO EM UMA RESIDÊNCIA. 20
FIGURA 3: DIAGRAMA DO FENÔMENO DE ILHAMENTO ELÉTRICO. 23
FIGURA 4: CLASSIFICAÇÃO DAS TÉCNICAS DE DETECÇÃO DE ILHAMENTO. 24
FIGURA 5TENSÃO DA REDE E CORRENTE DO INVERSOR. 33
FIGURA 6: ÂNGULO DE FASE VERSUS FREQUÊNCIA. 37
FIGURA 7: RESPOSTA DA FASE. 38
FIGURA 8: SISTEMA REAL DE UMA GD FOTOVOLTAICA CONECTADA À REDE. 41
FIGURA 9: MODELO DO SISTEMA GD FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE. 42
FIGURA 10: MODELO DA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA. 43
FIGURA 11: SISTEMA DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA. 43
FIGURA 12: TENSÃO DE REFERÊNCIA. 44
FIGURA 13: SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DA CONCESSIONÁRIA. 44
FIGURA 14: SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DA CARGA. 45
FIGURA 15: 3 PHASE PLL- PHASE LOCKED LOOPI. 46
FIGURA 16: BLOCO DQ0 TO ABC TRANSFORMATION. 47
FIGURA 17: BLOCO DE CONTROLE DE CORRENTE. 47
FIGURA 18: BLOCO DE CARGA DO CONSUMIDOR. 48
FIGURA 19: BLOCO THREE PHASE RLC LOAD. 48
FIGURA 20: BLOCO THREE PHASE BREAKER. 49
FIGURA 21: CONFIGURAÇÃO DA LINHA DE TEMPO DA SIMULAÇÃO. 50
FIGURA 22: FEEDBACK POSITIVO NA TENSÃO DO PAC. 51
FIGURA 23: MODELO DO SISTEMA GD FOTOVOLTAICO SANDIA VOLTAGE SHIFT. 52
FIGURA 24: BLOCO SVS. 53
FIGURA 25: BLOCO UOV.....54

FIGURA 26: BLOCO SUBSYSTEM. 54
FIGURA 27: SINAL DE INTERRUPÇÃO DA TENSÃO. 55
FIGURA 28: TEMPO DE ATUAÇÃO PRÓXIMO DE 1.003 SEGUNDOS. 55
FIGURA 29: QUEDA NA TENSÃO E CONSEQUENTE DESATIVAÇÃO DO SISTEMA. 56
FIGURA 30: O DESLIGAMENTO MOSTRA UM LEVE TRANSITÓRIO NA TENSÃO. 56
FIGURA 31: COMPORTAMENTO DO SISTEMA DE CONTROLE. 57
FIGURA 32: COMPORTAMENTO DA CORRENTE DA GD NO MOMENTO DA DESCONEXÃO SVS. 57
FIGURA 33: CORRENTE DA GD NO MOMENTO DA DESCONEXÃO SVS. 57
FIGURA 34: FEEDBACK POSITIVO NA FREQUÊNCIA DO PAC. 58
FIGURA 35: MODELO DO SISTEMA GD FOTOVOLTAICO SANDIA FREQUENCY SHIFT. 59
FIGURA 36: DISJUNTOR DE PROTEÇÃO E DESCONEXÃO. 60
FIGURA 37: BLOCO SUBSYSTEM. 60
FIGURA 38: BLOCO GD. 61
FIGURA 39: SINAL DE INTERRUPÇÃO DA FREQUÊNCIA. 61
FIGURA 40: TEMPO DE ATUAÇÃO PRÓXIMO DE 1.06 SEGUNDOS. 62
FIGURA 41: QUEDA NA FREQUÊNCIA E CONSEQUENTE DESATIVAÇÃO DO SISTEMA. 62
FIGURA 42: O DESLIGAMENTO MOSTRA UM LEVE TRANSITÓRIO NA TENSÃO E NA CORRENTE. 63
FIGURA 43: COMPORTAMENTO DA FREQUÊNCIA NO PAC. 63
FIGURA 44: COMPORTAMENTO DA CORRENTE DA GD NO MOMENTO DA DESCONEXÃO SFS. 63
FIGURA 45: CORRENTE DA GD NO MOMENTO DA DESCONEXÃO SFS. 64

LISTA DE TABELAS

TABELA 1: CENÁRIO DO NÚMERO ACUMULADO DE UNIDADES CONSUMIDORAS COM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS. 13
TABELA 2: CENÁRIO DE POTÊNCIA INSTALADA ACUMULADA NO CENÁRIO PROPOSTO. 13
TABELA 3: TABELA CARACTERÍSTICAS. 26
TABELA 4: TÉCNICAS ANTI-ILHAMENTO. 27

LISTA DE SIGLAS

AFD	*Active Frequency Drift Method*
AFDPF	*Active Frequency Drift With Positive Feedback*
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
APE	Auto Produtor de Energia
CSI	*Current Source Inverter*
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
GD	Geração Distribuída
kW	Kilowatt
MWp	Potência em MegaWatt Pico
OFP	*Over Frequency Protection*
P&D	Avaliadores de Projetos de Pesquisa e Desenvolvimento
PAC	Ponto de Acoplamento Comum
PIE	Produtor Independente de Energia
PJD	*Voltage Phase Jump Detection*
PLCC	*Power Line Carrier Communication*
PLL	*Phase Lock Loop*
RLC	Resistor Indutor Capacitor
SCADA	*Supervisory Control And Data Acquisition*
SFS	*Sandia Frequency Shift*
SMS	*Slip Mode Frequency Shift*
SVS	*Sandia Voltage Shift*
TCC	Trabalho de Conclusão de Curso
THD	*Total Harmonic Distortion*

TTS	*Transfer Trip Shame*
UOF	*Under/Over Frequency*
UOV	*Under/Over Voltage*
VSI	*Voltage Source Inverter*
ZND	Zona de Não Detecção

SUMÁRIO

RESUMO....4
ABSTRACT....5
LISTA DE IMAGENS....6
LISTA DE TABELAS....8
LISTA DE SIGLAS....9
SUMÁRIO....11
1 INTRODUÇÃO....13
1.1 PROBLEMÁTICA....15
1.2 HIPÓTESE/PREMISSA....15
1.3 OBJETIVOS....16
1.3.1 Objetivo Geral....16
1.3.2 Objetivos Específicos....16
1.4 JUSTIFICATIVA....17
1.5 MÉTODO DA PESQUISA....18
1.6 ESTRUTURA DO TRABALHO....18
2 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA....20
2.1 ILHAMENTO EM REDES ELÉTRICAS....22
3 TÉCNICAS UTILIZADAS NA DETECÇÃO E PROTEÇÃO ANTI-ILHAMENTO DE GD....27
3.1 TÉCNICAS REMOTAS....28
3.1.1 Power Line Carrier Communication (PLCC)....28
3.1.2 Transfer Trip Shame (TTS)....29
3.2 TÉCNICAS LOCAIS PASSIVAS....30
3.2.1 Under/Over Voltage – Under/Over Frequency....30
3.2.2 Voltage Phase Jump Detection (PJD)....30
3.2.3 Detection Harmonics....31
3.3 TÉCNICAS LOCAIS ATIVAS....32
3.3.1 Active Frequency Drift Method (AFD)....32
3.3.2 Impedance Measurement....34
3.3.3 Sandia Frequency Shift Method (SFS)....35
3.3.4 Sandia Voltage Shift Method (SVS)....36
3.3.5 Slip Mode Frequency Shift (SMS)....37

4 MODELO DO SISTEMA 40
4.1 SIMULINK LIBRARY BROWSER 40
4.2 MODELAGEM 41
4.2.1 Bloco 3 *Phase* Pll 45
4.2.2 Bloco Dq0 *To Abc Transformation* 46
4.2.3 Bloco *Controlled Current Source* 47
4.2.4 Bloco de Carga do Consumidor 48
4.2.5 Bloco *Three Phase* RLC *Load* 48
4.2.6 Bloco *Three Phase* Breaker 49
5 COMPORTAMENTO DO SISTEMA 50
5.1 SIMULAÇÃO DOS MÉTODOS DE DETECÇÃO DE ILHAMENTO. 50
5.2 *SANDIA VOLTAGE SHIFT*. 51
5.3 COMPORTAMENTO DA TÉCNICA *SANDIA VOLTAGE SHIFT*. 55
5.4 *SANDIA FREQUENCY SHIFT*. 58
5.5 COMPORTAMENTO DA TÉCNICA *SANDIA FREQUENCY SHIFT*. 61
5.6 COMPARAÇÃO FINAL DOS RESULTADOS SIMULADOS. 64
6 CONCLUSÕES 66
REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICAS 67

1 INTRODUÇÃO

Houve uma queda de 5,1% em fevereiro de 2016 no consumo de energia elétrica no Brasil, dados comparados com o mesmo mês de fevereiro do ano de 2015, como diz resenha na mensal da EPE[1]. Porém, ainda assim há um interesse especial pelo aproveitamento de fontes de energia de baixo impacto ambiental. A possibilidade de implementação da geração distribuída (GD) de energia elétrica tornou-se foco de muitos estudos. Devido a esse desenvolvimento há estimativas de aumento de consumo desse tipo de fonte de energia previsto até 2023, como mostram as Tabelas 1 e 2 divulgados pela EPE – Empresa de Pesquisa Energética.

Segmento	**2014**	**2015**	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**
Residencial	165	339	677	1.355	2.972	9.609	24.539	54.036	102.387	140.011
Comercial	216	616	1.676	3.735	6.407	9.912	14.936	17.268	19.238	21.349
Total	**381**	**955**	**2.353**	**5.090**	**9.379**	**19.521**	**39.475**	**71.304**	**121.625**	**161.360**

Tabela 1: Cenário do número acumulado de unidades consumidoras com sistemas fotovoltaicos.
Autor: Nota técnica DEA.[2]

	2014	**2015**	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**
Residencial	1	1	2	5	10	32	82	181	343	469
Comercial	3	10	27	60	103	159	239	276	308	342
Total	**4**	**11**	**29**	**64**	**112**	**191**	**321**	**457**	**650**	**810**
P&D ANEEL + Estádios	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
Total com P&D ANEEL (em MWp)	29	36	54	89	137	216	346	482	675	835

Tabela 2: Cenário de potência instalada acumulada no cenário proposto.
Autor: Nota técnica DEA.[3]

Essa estimativa publicada pela EPE alerta para um crescimento significativo na geração de energia distribuída no país, crescimento esse que pode acompanhar as

[1] [13] – EPE – Empresa de Pesquisa Energética.
[2] [1] – Nota técnica DEA 19/14. Inserção da Geração Fotovoltaica Distribuída no Brasil – Condicionantes e Impactos.
[3] [1] – Nota técnica DEA 19/14. Inserção da Geração Fotovoltaica Distribuída no Brasil – Condicionantes e Impactos.

expectativas estabelecidas pela pesquisa ou não. Isso dependerá muito do modo como a economia brasileira se desenvolverá, o que pode ser um crescimento para mais, superando as expectativas, ou para menos. Sabemos que nossa economia está andando a passos lentos e isso pode significar uma perda também na questão da geração distribuída no país, pois os investimentos necessários para sua utilização ainda são muito altos, mesmo para a microgeração de energia distribuída.

Ainda assim, a expectativa da EPE é de chegar até 2023 com cerca de 835 MWp de energia produzida pelas GDs.

O gráfico da Figura 1, mostra como o crescimento seria significativo com essa perspectiva.

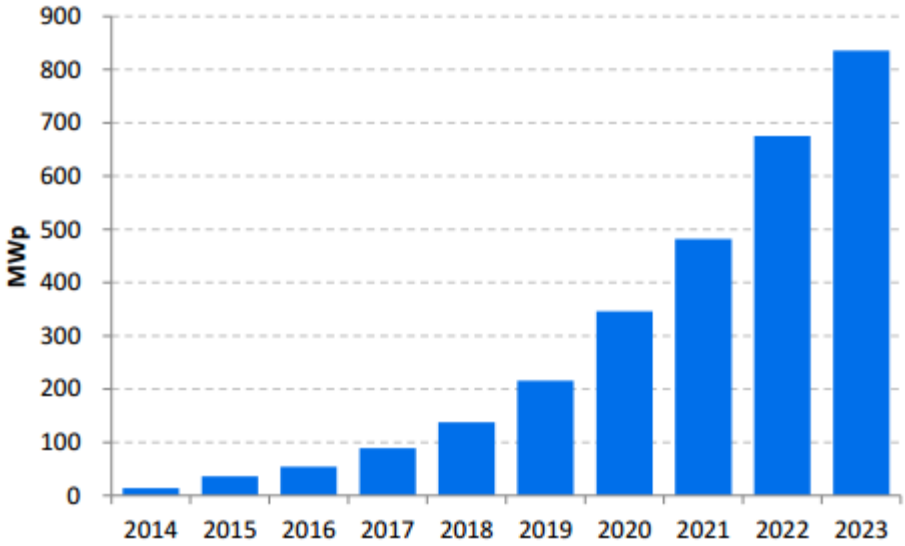

Figura 1: Evolução da capacidade instalada acumulada de geradores fotovoltaicos distribuídos.
Autor: Nota técnica DEA.[4]

Quando a geração distribuída está em operação em uma residência ou micro empresa, em um sistema de 8kW de carga, por exemplo, como é o caso de estudo desse trabalho, está gerando energia com o sistema principal conectado à rede. No momento em que há uma falta de energia entregue pela concessionária, em casos de manutenção ou de falha, o sistema deve desligar a GD para evitar que fugas de tensão ocorram na linha causando danos a terceiros ou à própria rede; a este fenômeno dá-se o nome de Ilhamento, em que parte do sistema fica eletricamente isolado.

[4] [1] – Nota técnica DEA 19/14. Inserção da Geração Fotovoltaica Distribuída no Brasil – Condicionantes e Impactos.

Para detectar as condições de ilhamento, algumas técnicas existentes hoje no mercado são aplicadas, conhecidas como técnicas locais, remotas e hibridas que devem atuar detectando/evitando e/ou minimizando problemas na qualidade da energia. Deve-se ressaltar que essas interferências podem causar danos aos equipamentos da unidade de GD e da rede, bem como também trazer algum perigo de acidentes para equipes de manutenção de rede e para os consumidores, relacionados à fuga de tensão para a rede da concessionária ou ainda na própria reconexão do sistema ilhado de modo não sincronizado.

1.1 PROBLEMÁTICA

A grande dificuldade desse trabalho é conseguir simular os valores de tensão e frequência para a geração distribuída fotovoltaica de 8 kW que é a carga trabalhada nesse projeto. Sabe-se que as técnicas em questão escolhidas para essa simulação tem tempos muito próximos de atuação para o desarme do sistema, o que leva a um ajuste mínimo de carga para que ambas as técnicas, utilizando os mesmos valores de tensão, corrente, frequência e potência, possam ser equiparadas e analisadas a fim de chegar à conclusão relevante de qual será a melhor técnica escolhida para a carga em questão.

Dispondo disso sabe-se que essa análise é totalmente viável e exequível, e suas conclusões são analisadas no decorrer do trabalho.

1.2 HIPÓTESE/PREMISSA

Como base nos estudos teóricos realizados nos capítulos seguintes será possível analisar as técnicas *Sandia Voltage Shift* – SVS e *Sandia Frequency Shift* – SFS, onde as conclusões sobre o tempo de resposta transitória de cada técnica será mostrada e avaliada. A veracidade da eficiência das técnicas será testada em

simulações gráficas computacionais, de acordo com os padrões exigidos pela recomendação IEEE 1547.2 de 2008.

1.3 OBJETIVOS

Dentre todas as técnicas apresentadas por este, será necessário a escolha de duas técnicas anti-ilhamento que melhor se encaixam no perfil atual do sistema de geração distribuída pela normatização brasileira e internacional, cujos valores dos parâmetros medidos estejam dentro dos limites estabelecidos pelas normas da ANEEL PRODIST módulo 8 e pelas Recomendações da IEEE 1547.2 de 2008.

Desenvolvido na forma de análise gráfica, o objetivo geral deste trabalho é.

1.3.1 Objetivo Geral

Fazer uma simulação de queda de tensão e frequência em um sistema solar fotovoltaico com carga de 8 kW e uma carga consumidora de 4 kW, com tensão 220 V e frequência de 60 Hz, utilizando as técnicas *Sandia Voltage Shift* – SVS e *Sandia Frequency* Shift –SFS, conectados à rede através do software Simullink/MatLab.[5]

1.3.2 Objetivos Específicos

Analisar as técnicas escolhidas, *Sandia Frequency Shift* – SFS e *Sandia Voltage Shift* – SVS.

Verificar se com a carga escolhida essas técnicas conseguem se enquadrar nas Recomendações da IEEE 1547.2 de 2008.

[5] [12] – MatLab. Uso acadêmico. Activation type: Network Concurrent User. BR 7382.

Escolher a melhor técnica para o sistema fotovoltaico conectado à rede em estudo.

Fazer análise gráfica via software Simulink/ MatLab tirando as devidas conclusões sobre cada análise.

1.4 JUSTIFICATIVA

Como já relatado no início, o Brasil tem grandes expectativas com relação ao uso de energia sola fotovoltaica conectada à rede. Esse crescimento poderá ser significativo dependendo da economia do país e também com relação às questões dos altos custos de implementação de um sistema interligado à rede, como por exemplo, uma micro geração fotovoltaica.

Também é sabido que sistemas conectados podem às vezes causar danos à rede da concessionária e também a terceiros devido a um fenômeno chamado ilhamento do sistema interligado.

Por esse motivo, este trabalho tem como justificativa obter conhecimento sobre algumas técnicas usadas no sistema anti-ilhamento fotovoltaico conectado à rede da concessionária de modo que venha garantir uma qualidade maior na geração distribuída de um sistema fotovoltaico e consequentemente segurança aos proprietários da geração distribuída e também da rede da concessionária e de terceiros.

Analisando-se a qualidade da energia gerada pela geração distribuída e dentre elas, se poderão escolher duas técnicas que possibilitem a implantação em um sistema conectado que tenham como requisito baixo custo de implementação, mas que mantenha a qualidade da energia gerada sem apresentar falhas.

1.5 MÉTODO DA PESQUISA

Os métodos de pesquisa para realização desse trabalho foram feitos com base em normatizações técnicas, recomendações e pesquisas via internet.

O referido trabalho usa também fontes de pesquisas realizadas em outros artigos e trabalho de conclusão de cursos voltados para a mesma área de atuação, tendo como base principal os trabalhos acadêmicos em “Avaliação de Técnicas para Detecção e Proteção Anti-ilhamento para Aerogeradores de Baixa Potência”[6] de 2011 de Lorena Bicalho Lima da Universidade Federal de Minas Gerais e “Avaliação e Projeto de uma Solução de Detecção e Proteção Anti-Ilhamento para Microgeração”[7] de 2013 de Isis Muriel Martins Ribeiro também da Universidade Federal de Minas Gerais.

Tem método explicativo e gráfico com base na análise de resultados colhidos através de simulação via software.

1.6 ESTRUTURA DO TRABALHO

Este trabalho está estruturado em quatro capítulos. O primeiro capítulo traz informações referentes à geração distribuída, o modo como funciona, as normas e especificações que um sistema solar fotovoltaico conectado à rede precisa seguir para manter a melhor qualidade e eficiência no sistema, garantindo também a segurança de pessoas e equipamentos.

No segundo capítulo, são apresentadas as técnicas mais comumente utilizadas em sistemas conectados à rede de concessionária. Nele será possível estudar e

[6] [2] – Lima, L. B. Avaliação De Técnicas Para Detecção E Proteção Anti-ilhamento Para Aerogeradores De Baixa Potencia, 2011, Monografia, (Curso de Graduação em Engenharia de Controle e Automação) – Universidade Federal de Minas Gerais - UFMG

[7] [3] – Ribeiro, I. M. M. Avaliação E Projeto De Uma Solução De Detecção E Proteção Anti-ilhamento Para Microgeração, 2013, Dissertação, (Curso de Graduação em Engenharia de Controle e Automação) – Universidade Federal de Minas Gerais - UFMG

avaliar cada técnica escolhida e assim saber definir a melhor para o tipo de sistema e carga que se deseja usar no trabalho em questão.

No terceiro capítulo, são apresentados os blocos do sistema de simulação do qual se deseja fazer a análise de tensão e frequência para saber o comportamento de uma carga fotovoltaica de 8 kW conectada à rede, onde são apresentados os blocos com os parâmetros a serem analisados.

Por último, no quarto capítulo, são apresentados os resultados referentes às simulações das técnicas escolhidas para defesa deste trabalho, analisando-se os gráficos referentes aos parâmetros de tensão e frequência.

2 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Um esquema bem simplificado de um sistema fotovoltaico é apresentado na Figura 2. Ela mostra um gerador fotovoltaico que transforma energia solar em energia elétrica através do efeito fotovoltaico relatado por Alexandre-Edmond Becquerel, um físico francês que estudou o espectro solar, o magnetismo, a eletricidade e a óptica. No ano de 1839, o físico, conhecido pelos seus trabalhos sobre a luminescência e fosforescência, descobriu o efeito fotovoltaico, que é a base de funcionamento da célula solar.

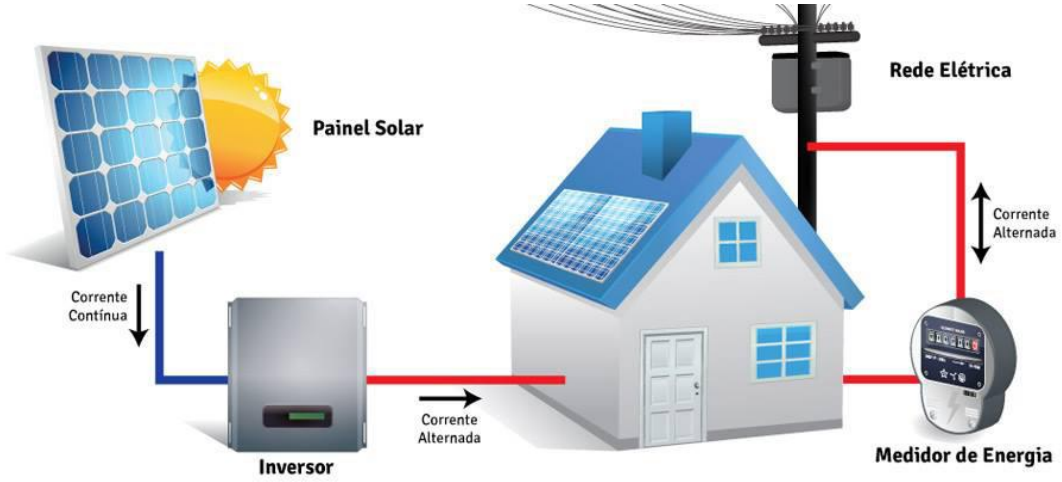

Figura 2: Apresenta um esquema fotovoltaico em uma residência.
Fonte: Sistema fotovoltaico conectado à rede.[8]

Em parte, a energia gerada pelos sistemas fotovoltaicos conectados à rede é utilizada pelos consumidores em sua grande maioria para equipamentos como lâmpadas, geladeiras, computadores, chuveiros entre outros. A geração de energia pelos painéis fotovoltaicos é fornecida através de corrente contínua e por isso, na sua utilização doméstica, se faz necessário o uso de inversores CC/CA; como consequência disso a energia que não for consumida totalmente pelo consumidor da GD é então enviada para a rede de distribuição principal da concessionária.

Com o objetivo de diminuir os impedimentos de acesso para conexão da GD na faixa de tensão utilizada no Brasil, a ANEEL publicou, em 17 de abril de 2012, a

[8] [5] – Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede (OnDrid), Disponível em: http://s2e.com.br/energia-fotovoltaica.html

resolução 482/2012. Esta resolução regulamentava a inserção de GD com fontes incentivadas (solar, biomassa, eólica, hidráulica e cogeração). De acordo com essa modalidade a energia gerada e consumida é contabilizada e a cada mês é calculada a energia líquida. A energia gerada é abatida no consumo e o excedente de geração será computado como crédito de energia que poderia ser utilizado em um período de 36 meses, conforme preceitua o Art. 6° Parágrafo §1° desta resolução.

Porém, em novembro de 2015, a diretoria da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) aprovou alguns aprimoramentos na Resolução Normativa nº 482/2012 que criou o Sistema de Compensação de Energia Elétrica. Essa resolução passou a se chamar Resolução Normativa N° 687, de 24 de Novembro de 2015. As mudanças que entraram em vigor em 1° de março de 2016 permitindo o uso de quaisquer fontes renováveis (solar, eólica, biomassa, hídrica e outras que sejam desenvolvidas), além da cogeração qualificada.

O aprimoramento da resolução também alterou os grupos de GD que antes os microgeradores tinham como base uma potência instalada de até 100 kW, e os minigeradores com potência superior a 100 kW e inferior a 1 MW. Com a alteração da resolução ficou determinado os seguintes valores para as GDs: Em microgeradores com potência instalada até 75 KW e a minigeração distribuída com potência acima de 75 kW e menor ou igual 5 MW, conectadas na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras, como está disposto no Art. 2 Incisos I e II da nova resolução.

Também alterou-se a resolução no que diz respeito ao período de créditos de consumo, que passa a ser de 60 meses, como está escrito no Art. 6° Parágrafo §1°.

No que diz respeito à GD, há a figura de Auto Produtor de Energia (APE) e do Produtor Independente de Energia (PIE), cujas definições apresentadas no decreto nº 2.003[9], são reproduzidas abaixo:

> Auto Produtor de Energia (APE): É a pessoa física ou jurídica, ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização para produzir energia elétrica destinada ao seu uso exclusivo. Produtor Independente de Energia (PIE): É a pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebem concessão ou autorização para produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da energia produzida, por sua conta e risco (DECRETO N° 2.003, 1996, p. 1).

[9] [8] – Decreto n° 2.003 de 1996, Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/D2003.htm

O decreto n° 2.003 de 1996, em seu Art. 13, garante tanto ao produtor independente quanto ao autoprodutor o livre acesso aos sistemas de transmissão e de distribuição de concessionários e permissionários de serviço público de energia elétrica, com o ressarcimento do custo de transporte de energia envolvida. Assim, a GD se torna uma parte importante do novo modelo para a matriz energética brasileira, caracterizada por um número crescente de pequenos e médios aproveitamentos, que utilizam diversas fontes de energia primária, tais como energia eólica, solar, biomassa, nuclear e principalmente aproveitamentos hidroelétricos.

2.1 ILHAMENTO EM REDES ELÉTRICAS

O ilhamento ocorre quando a fonte de geração distribuída é desconectada da fonte principal de energia, devido essa desconexão o gerador independente ou seja, a GD continua fornecendo energia à unidade consumidora e aos consumidores locais pela rede elétrica da concessionária. Essa geração normalmente provém de uma fonte alternativa, como a energia eólica, fotovoltaica e etc, que é caracterizada como geração distribuída (GD).

A Figura 3 representa um diagrama simplificado do fenômeno de ilhamento, onde o PAC é o ponto de acoplamento comum, ou seja, é neste ponto em que há a conexão da carga local juntamente com o sistema solar fotovoltaico no caso particular desse trabalho com a rede principal de distribuição de energia. No momento em que a chave se abre, a carga local ficará alimentada somente pelo sistema fotovoltaico, caracterizando o ilhamento elétrico da fonte GD.

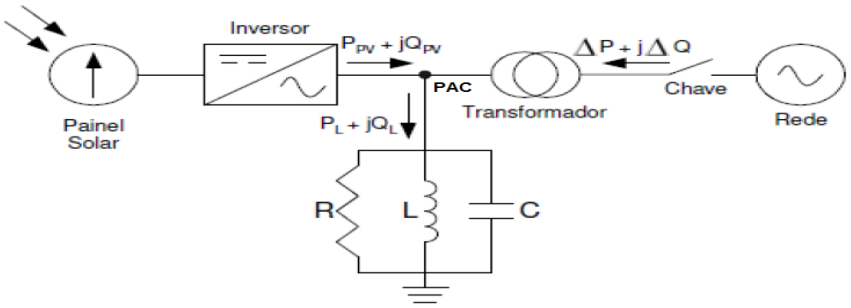

Figura 3: Diagrama do fenômeno de ilhamento elétrico.
Fonte: Ribeiro, 2013.[10]

As situações de ilhamento podem prejudicar a própria rede ou equipamentos conectados a ela e podem ainda comprometer a segurança do pessoal de manutenção que trabalha na rede em caso de um desligamento programado. Para evitar esse tipo de situação, técnicas de detecção anti-ilhamento são usadas, onde os geradores distribuídos conectados à rede devem ser desligados e/ou desconectados da rede da concessionária quando isso ocorrer. A IEEE 1547.2 de 2008[11] recomenda um prazo máximo de 2 segundos para detecção de uma ilha não intencional e para que todas as unidades de GD sejam desconectadas.

As principais formas para detectar uma situação de ilhamento é monitorar os parâmetros de saída da unidade de GD ou os parâmetros do sistema e decidir se uma situação de ilhamento ocorreu ou não a partir destes parâmetros. As técnicas de detecção de ilhamento podem ser classificadas como locais/internas e remotas, podendo as técnicas locais ser subdividas em passivas, ativas e híbridas, como mostra a Figura 4.

[10] [3] – Ribeiro, I. M. M. Avaliação E Projeto De Uma Solução De Detecção E Proteção Anti-ilhamento Para Microgeração, 2013, Dissertação, (Curso de Graduação em Engenharia de Controle e Automação) – Universidade Federal de Minas Gerais - UFMG

[11] [10] - IEEE Application Guide for IEEE Std 1547.2™, 2008, IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems

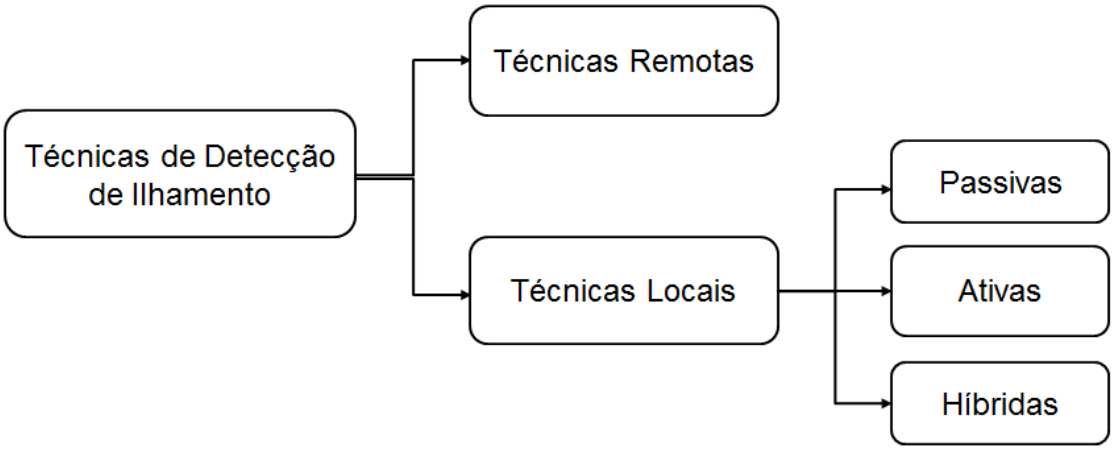

Figura 4: Classificação das técnicas de detecção de ilhamento.
Fonte: Lima, 2011.[12]

Técnicas de detecção locais são baseadas no monitoramento de grandezas elétricas e utilizam fenômenos relacionados com a frequência do transitório associada ao início da operação de ilhamento. A seleção das configurações podem ser um tanto críticas devido a sua complexidade e para a maioria das condições de funcionamento dos métodos pode ser encontrado um ponto cego, conhecido como zona de não detecção (ZND) onde a detecção do ilhamento não é garantida em sua máxima eficácia.

Os métodos internos passivos são mais aplicáveis a todos os tipos de unidades e podem fazer uso das medições efetuadas para outros propósitos de monitoramento ou controle da unidade GD. Estes métodos consistem no monitoramento contínuo de um ou mais parâmetros no PAC. Os parâmetros que são mais comumente usados são a frequência, a fase, a amplitude da tensão e os harmônicos do PAC. A detecção de uma condição de ilhamento é baseada nos limites preestabelecidos para estes parâmetros. Cuidados especiais devem ser tomados na determinação dos valores dos limiares de forma a diferenciar o ilhamento de outras perturbações no sistema. Técnicas passivas são rápidas, possuem baixo custo de implementação e não introduzem perturbação no sistema. Entretanto, esses métodos apresentam, na maioria das vezes, uma ZND razoavelmente larga.

Os métodos ativos foram desenvolvidos para reduzir a ZND dos métodos passivos. Esses métodos interagem diretamente com a operação do sistema de

[12] [2] – Lima, L. B. Avaliação De Técnicas Para Detecção E Proteção Anti-ilhamento Para Aerogeradores De Baixa Potencia, 2011, Monografia, (Curso de Graduação em Engenharia de Controle e Automação) – Universidade Federal de Minas Gerais - UFMG

energia, introduzindo perturbações. A ideia do método é que uma pequena perturbação irá causar uma mudança significativa nos parâmetros do sistema quando a GD está ilhada, enquanto que a mudança será insignificante quando a GD estiver conectada à rede. Quando a rede está conectada, a sua estabilidade impede qualquer variação na amplitude, frequência ou fase. Quando o subsistema está ilhado, as perturbações no sistema de abastecimento irão perturbar o circuito da carga.

Condições de ilhamento são então detectadas se as perturbações causarem mudança na tensão, corrente ou frequência do PAC.

O principal problema dos métodos ativos é que, quanto mais unidades GD operam perto uma da outra, a capacidade dessas unidades afetarem os parâmetros da rede diminui e, portanto a situação de uma interfere na outra, interferindo também na detecção pelo método. Além disso, a manipulação da tensão da rede pode também diminuir a qualidade da energia.

Os métodos híbridos empregam tanto técnicas de detecção ativas quanto passivas. A técnica ativa é implementada somente quando o ilhamento é suspeito pela técnica passiva.

Os métodos de detecção de ilhamento remotos são baseados na comunicação entre a rede e as unidades de GD. É necessária a instalação de equipamentos específicos na rede. Esses dispositivos podem ser bancos capacitores que modificam a impedância vista do PAC quando a rede é desconectada ou podem ser também transceptores que recebem e enviam um sinal entre a concessionária e os consumidores, indicando então o status da linha continuamente. Apesar dessa técnica não terem ZND, ser mais confiável e precisa, ela requer um alto custo de investimentos, tornando-se menos favorável sua utilização.

A Tabela 3, contém um comparativo dos tipos de métodos de detecção de ilhamento descritos, apresentando suas características.

CLASSIFICAÇÃO	CARACTERÍSTICAS		
TÉCNICAS REMOTAS	São usada em comunicação a distância entre a rede e as GDs. Fazem uso de bancos de capacitores modificando a impedância no PAC ou utilizam transceptores para comunicação na linha.		
TÉCNICAS LOCAIS	Monitoram as grandezas da rede, relacionadas com a frequência do transitório associados ao início do ilhamento na geração distribuída no PAC entre a rede da concessionária e a GD.	PASSIVAS	Atuam diretamente no PAC fazendo medições e controle da GD utilizando como parâmetros a frequência, fase, amplitude da tensão e harmônicos.
		ATIVAS	Reduzem a ZND dos métodos passivos, introduzindo perturbações no sistema, causando mudanças nos parâmetros de tensão, corrente e frequência no PAC.
		HIBRIDAS	Empregam tanto as técnicas ativas quanto as passivas. Onde as ativas são implementadas somente quando o ilhamento é suspeito pelos métodos passivos.

Tabela 3: Tabela características.
Fonte: Lima, 2011.[13]

Não há apenas uma técnica de detecção de ilhamento que vai funcionar satisfatoriamente para todos os sistemas sob todas as situações. A escolha da técnica de detecção de ilhamento vai depender largamente do tipo de GD e das características do sistema.

[13] [2] – Lima, L. B. Avaliação De Técnicas Para Detecção E Proteção Anti-ilhamento Para Aerogeradores De Baixa Potencia, 2011, Monografia, (Curso de Graduação em Engenharia de Controle e Automação) – Universidade Federal de Minas Gerais - UFMG

3 TÉCNICAS UTILIZADAS NA DETECÇÃO E PROTEÇÃO ANTI-ILHAMENTO DE GD

A proteção anti-ilhamento deve desconectar ou desligar a unidade geradora quando a alimentação pela concessionária principal é interrompida por falta ou programada para manutenção.

A principal ideia da detecção de uma situação de ilhamento é monitorar os parâmetros de saída da geração distribuída ou do sistema e decidir pela variação desses parâmetros quando há uma situação de ilhamento.

Uma grande variedade de métodos é utilizada para detectar o ilhamento, a maioria deles é desenvolvida para geradores fotovoltaicos. Os métodos mais utilizados estão listados na Tabela 4.

CLASSIFICAÇÃO	TIPO DE MÉTODO	TÉCNICAS
TÉCNICAS REMOTAS		*Power Line Carrier Communication (PLCC)*
		Transfer Trip Shame (TTS)
TÉCNICAS LOCAIS	**PASSIVAS**	*Under/Over Voltage (UOV) – Under/Over Frequency (UOF)*
		Voltage Phase Jump Detection (PJD)
		Detection Of Harmonics
	ATIVAS	*Active Frenquency Drift Method (AFD)*
		Impedance Measurement
		Sandia Frequency Shift Method (SFS)
		Sandia Voltage Shift Method (SVS)
		Slip Mode Frequency Shift (SMS)

Tabela 4: Técnicas anti-ilhamento.
Fonte: Lima, 2011.[14]

As técnicas em destaque serão apresentadas a seguir:

[14] [2] – Lima, L. B. Avaliação De Técnicas Para Detecção E Proteção Anti-ilhamento Para Aerogeradores De Baixa Potencia, 2011, Monografia, (Curso de Graduação em Engenharia de Controle e Automação) – Universidade Federal de Minas Gerais - UFMG

3.1 TÉCNICAS REMOTAS

3.1.1 Power Line Carrier Communication (PLCC)

Esta técnica usa a alimentação da linha como uma portadora de sinal, como o nome sugere “Comunicação Transportada pela Potência da Linha”. O gerador de sinal é o dispositivo principal. Uma sub harmônica é injetada continuamente pelo gerador de sinais no sistema de distribuição para todas as unidades GD a partir de uma central de localização com técnicas de carregadores de energia. O sinal é monitorado pelas unidades GD equipadas com receptores de sinal que assumem condições normais desde o momento em que o sinal é recebido.

Se o ilhamento é visualizado, a sub harmônica não pode chegar às unidades a jusante, ou seja, em direção às unidades abaixo do sistema, então não haverá qualquer sinal detectado pelo receptor das unidades GD. Com isso, será interpretado um ilhamento e as unidades geradoras serão desconectados através de um sinal enviado pelo receptor ao inversor da unidade GD para bloquear ou parar a operação, ou então, com a abertura do próprio interruptor do receptor, para isolar o inversor GD e a carga do PAC.

As principais vantagens desse sistema é que devido á transmissão de dados via rede, ele não possuir uma ZND, não levar à degradação da qualidade da potência de saída do inversor GD e é muitos eficaz em caso de múltiplos GDs.

Algumas desvantagens dessa técnica seria com relação aos custos dos transmissores e receptores de sinais que são muito altos para esse sistema e a possibilidade de falha na detecção de uma situação de ilhamento nos casos em que uma carga no interior da ilha possa replicar o sinal da sub harmônica e então o receptor do sinal não irá detectá-la.

3.1.2 Transfer Trip Shame (TTS)

A principal ideia desse método é monitorar o status de todos os disjuntores e religadores que poderiam causar o ilhamento da GD, com a ajuda de um dispositivo de aquisição de dados, ou seja, um Sistema de Controle de Supervisão e Aquisição de Dados SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition System)* que pode ser usado, onde o ilhamento é detectado pelo monitoramento do disjuntor próximo ao PAC.

Se por exemplo, na operação de uma subestação principal há uma falta ou falha, um algoritmo central determina as áreas ilhadas e envia então um sinal aos inversores que atuam nessas áreas, nesse ponto as concessionárias de energia têm larga experiência com esse tipo de técnica para várias aplicações de proteção, o que facilita a sua aceitação pelas próprias concessionárias. Este sistema ainda permite um controle muito grande na distribuição dos geradores pela concessionária, onde a coordenação entre a geração distribuída e os recursos da subestação principal acabam aumentando e se tornando mais eficaz. Essa técnica também pode ser usada para enviar um sinal e reconectar as unidades de geração distribuída que se encontram ilhadas após a regularização do sinal.

As desvantagens dessa técnica são os altos custos que, devido à necessidade de uma boa interação entre a geração distribuída e a própria se tornam muito elevados, tanto para o lado do proprietário da subestação quanto para o proprietário das unidades geradoras, e também levamos em conta a sua alta complexidade devido à necessidade de transmissores de sinais para todos os pontos passíveis de desconexão e reconexão do sistema, e também devido a isso o método pode se tornar bastante complexo em casos em que se usam muitos religadores e em que a topologia do alimentador se torne variável.

3.2 TÉCNICAS LOCAIS PASSIVAS

3.2.1 Under/Over Voltage – Under/Over Frequency

Uma das técnicas mais antigas e mais usadas é a Sub/Sobre Tensão e Sub/Sobre Frequência. Utilizado como uma proteção básica do sistema, pode atuar para vários tipos de condições anormais de ilhamento de sistemas. Em situações onde há um ilhamento, estes relés devem parar a operação da unidade GD se a frequência ou a tensão no PAC estiver fora dos limites pré-estabelecidos.

O sistema se comporta da seguinte maneira. No momento em que há uma desconexão causada pela concessionária os valores para a condição de ilhamento dependem de ΔP e ΔQ instantes antes de formação da ilha. Sua atuação segue da seguinte forma, se $\Delta P \neq 0$, então o valor da amplitude da tensão no PAC naquele instante vai mudar, e a UOV irá detectar esta mudança e desconectar a unidade geradora. Se $\Delta Q \neq 0$, a tensão de carga vai variar mostrando uma mudança muito rápida na fase e então irá ocorrer uma mudança na frequência da corrente de saída do inversor, onde esta mudança na frequência será detectada pela UOF.

Esse sistema tem uma ZND relativamente grande. Assim, não é possível detectar a situação de ilhamento se a potência real na carga estiver perto da potência fornecida pelo inversor, ou então sua detecção será muito lenta.

3.2.2 Voltage Phase Jump Detection (PJD)

Nesta técnica a um monitoramento da diferença entre fase e a tensão no PAC e a corrente de saída do inversor devido a mudanças súbitas. Essa técnica é aplicada no inversor da fonte de corrente CSI (*Current Source Inverter*). E no inversor da fonte de tensão VSI (*Voltage Source Inverter)*, onde é observada a diferença de fase entre a corrente no PAC e a tensão de saída do inversor.

O modo como a forma onda da tensão no PAC e da corrente de saída do inversor são sincronizadas é através de um Loop (laço) de fase de bloqueio PLL (*Phase Lock Loop)* analógico ou digital. Em situações de ilhamento, a corrente do inversor é fixa, mas a tensão não é constante. Onde uma mudança repentina indica que a tensão nos terminais do inversor não é mais sustentada e há também uma mudança na fase para coincidir com o ângulo de fase da carga local. Se o erro de fase é superior a um valor limite pré-estabelecido o ilhamento é detectado e o controlador pode desligar o inversor.

A técnica PJD tem fácil implementação sendo que a única modificação necessária é no PLL (*Phase Lock Loop)*, já exigido pelo inversores para sincronização da unidade geradora com a rede local, onde é necessário adicionar a capacidade de desativar o inversor quando o erro de fase ultrapassar alguns limites. Além do mais, esta técnica não afeta a qualidade da potência do inversor podendo ser usada em sistemas com múltiplos inversores. Uma das dificuldade dessa técnica é a determinação de um limite que forneça confiança na detecção de ilhamento mas que não resulte em disparos intempestivos devido a oscilação da rede de distribuição. Saltos transitórios de fase dependentes da carga, também podem levar a disparos intempestivos no inversor. Além disso, a técnica PJD possui uma ZND relativamente grande.

3.2.3 Detection Harmonics

Esta técnica denominada detecção de harmônicas, consiste no monitoramento da distorção harmônica total THD (*Total Harmonic Distortion*) do terminal de tensão do inversor GD. Se algumas mudanças ocorrerem na quantidade e na configuração de carga pode resultar em diferentes tipos de harmônicos de corrente na rede. Devido isso o monitoramento dessas harmônicas é feita pelo controlador do inversor.

Quando um ilhamento é detectado, os harmônicos da corrente que são produzidos pelo inversor irão fluir para a carga, onde uma impedância bem maior ocorreu, mais do que a da subestação principal. Os harmônicos da corrente interagindo com a maior impedância de carga vão produzir harmônicos maiores no

PAC. A THD será detectada pelo inversor, o qual irá assumir que está ocorrendo uma situação de ilhamento caso a distorção esteja acima de limite pré-estabelecido, e então irá atuar desligando o inversor.

As vantagens dessa técnica é de não ter uma ZND quando a carga local coincide com a potência de saída do inversor. Porem nem sempre é possível selecionar um limiar que oferece uma proteção anti-ilhamento confiável que não leve a disparos intempestivos no inversor devido à grande oscilação da rede. Além disso, o método não pode ser usado quando vários inversores estão conectados no mesmo PAC.

3.3 TÉCNICAS LOCAIS ATIVAS

3.3.1 Active Frequency Drift Method (AFD)

A técnica AFD *Active Frequency Drift* ou método de Desvio de Frequência Ativa, força a frequência da saída do inversor para cima ou para baixo usando um *Feedback* positivo acelerando a frequência da corrente do inversor, ou seja, quando se usa o termo *Feedback*, ele se refere a uma distorção do sinal. Desse modo, a forma de onda do inversor de corrente injetado no PAC será levemente distorcida em relação à tensão da rede elétrica da concessionária, mudando assim a forma da onda da frequência.

Na Figura 5 conseguimos observar este desvio entre a tensão e a corrente, em uma implementação de AFD para cima em que T_{Vutil} é o período de tensão da rede elétrica, T_i é o período do inversor de corrente e T_z é um tempo morto.

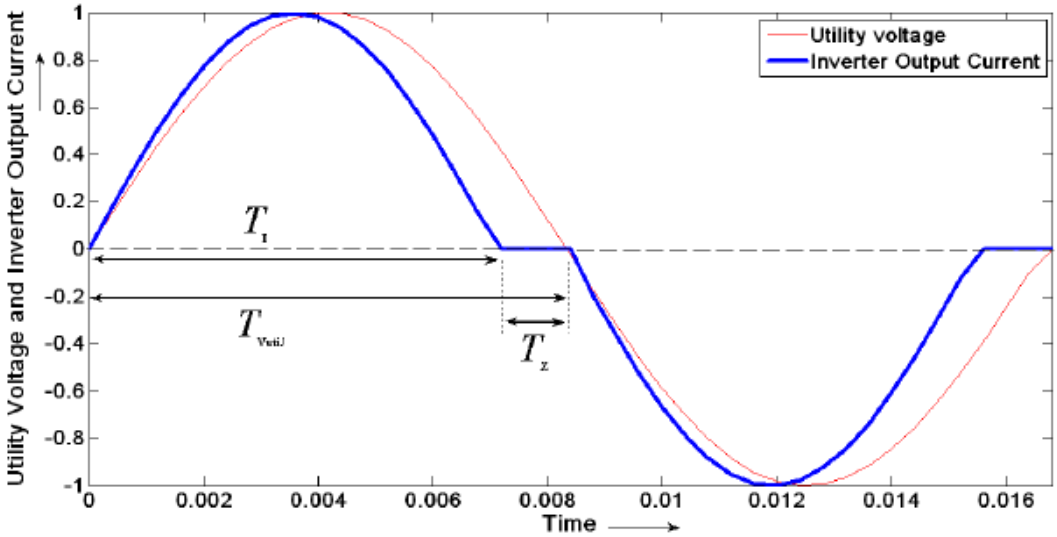

Figura 5Tensão da rede e corrente do inversor.
Fonte: Lima, 2011.[15]

Na situação em que há um ilhamento, a frequência da tensão da rede da concessionária será desviada para cima ou para baixo, aumentando a frequência natural da rede, com isso, o inversor tende a procurar a frequência de ressonância da carga local para detectar a situação de ilhamento.

A fração de corte fc é definida como a relação do tempo morto com a metade do período da onda de tensão. [2]

$$fc = \frac{2T_Z}{T_{Vutil}} \quad (1)$$

Esta fração de corte é baixa quando a concessionária está conectada, mas na ausência da distribuição da concessionária existe um erro de fase entre as duas formas de onda, isso resulta no aumento do valor da fração de corte. Uma vez que esse valor seja maior que o limite, o ilhamento do sistema é detectado.

Essa técnica é fácil de ser colocada em operação, utilizando apenas um controlador baseado em microprocessador. Podendo ser usada também para múltiplos inversores, desde que todos os inversores tenham o mesmo sistema do AFD, ou seja, os outros inversores devem utilizar a mesma técnica. Se eles são

[15] [2] – Lima, L. B. Avaliação De Técnicas Para Detecção E Proteção Anti-ilhamento Para Aerogeradores De Baixa Potencia, 2011, Monografia, (Curso de Graduação em Engenharia de Controle e Automação) – Universidade Federal de Minas Gerais – UFMG.

exatamente opostos uns aos outros, ou seja, possuem sistemas de configuração diferentes, isso resulta na anulação dos dois sistemas e então haverá falha na detecção da condição de ilhamento.

Porém, a técnica AFD gera uma leve baixa na qualidade da potência de saída do inversor GD, onde a ZND do método depende do valor da fração de corte. Este método é muito eficaz para cargas puramente resistivas, mas pode falhar para outros tipos de cargas.

3.3.2 Impedance Measurement

O diferencial da técnica de medição de impedância é que a impedância do sistema se altera com uma condição de ilhamento. Essa técnica consegue visualizar uma mudança na impedância do circuito de saída do inversor através do monitoramento de alterações de curto-circuito ou rigidez da tensão, que estão diretamente relacionadas com o sistema.

O inversor da geração distribuída aparece para a concessionária como uma fonte de corrente, dada por:

$$I_{GD-inv} = I_{GD-inv}\sin(\omega_{GD}t + \emptyset_{GD}) \quad (2)$$

A corrente de saída do inversor I_{GD-inv}, a frequência ω_{GD} e a fase $\emptyset_{GD}$, são os três parâmetros que podem ser variados. A técnica de medição de impedância tenta impor uma variação em um desses parâmetros e ao mesmo tempo monitorar a alteração na tensão de saída resultante. Se a rede da concessionária for desconectada, esta variação irá forçar uma alteração visível da tensão no PAC, que pode ser usada para caracterizar uma condição de ilhamento.

A principal vantagem dessa técnica é a sua ZND pequena para o caso de inversor único. Porém, sua eficácia diminui em caso se vários inversores são conectados ao mesmo sistema, a menos que todos os inversores estejam de alguma forma sincronizados. Além do mais, é necessário definir um limiar de impedância no qual essa técnica consiga assumir que a rede ainda esteja conectada.

3.3.3 Sandia Frequency Shift Method (SFS)

A técnica método de Desvio de Frequência Sandia (SFS), também chamado de *Active Frequency Drift With Positive Feedback* (AFDPF), Desvio de Frequência Ativa com *Feedback* Positivo, é uma extensão do método AFD, em que um *Feedback* positivo é utilizado para detectar uma possível situação de ilhamento. O SFS é muitas vezes combinado com a técnica Sandia Voltage Shift (SVS) Desvio de Tensão Sandia. Neste técnica, o *Feedback* positivo é aplicado na frequência da tensão do PAC, desestabilizando assim a rede modificando a frequência da corrente de saída do inversor para detectar o ilhamento mais rapidamente.

O *Feedback* positivo é modificado de forma que a fração de corte seja uma função do erro na frequência de linha:

$$cf = cf_0 + K(f_{PAC} - f_{linha}) \quad (3)$$

Onde o cf_0 é a fração de corte quando não há erro na frequência, K é o ganho do controlador, f_{PAC} é a frequência no PAC e f_{linha}, é a frequência da linha.

Quando este sistema está conectado à rede, uma pequena alteração na frequência devido a uma alteração na carga não afeta diretamente a rede, mas quando a rede da concessionária está desconectada, a frequência no PAC aumenta o erro na frequência. Um aumento na fração de corte resulta em um aumento na frequência do inversor. A fração de corte aumenta devido ao *Feedback* positivo até atingir o limite estabelecido para *Over Frequency Protection* OFP ou Proteção de Sobre Frequência e então o ilhamento é detectado.

Essa técnica é conhecida pela sua alta eficiência em detectar o ilhamento, não perdendo eficácia em sistemas em que vários inversores são conectados ao mesmo PAC, desde que todos os inversores utilizem o mesmo esquema. O método SFS possui uma das menores ZNDs entre todas as técnicas ativas de detecção de ilhamento, não é caro e é simples de implementar.

Porém, o *Feedback* positivo faz com que a potência de saída do inversor tenha uma leve perda na qualidade tornando o sistema mais sensível a ruídos e harmônicos. O SFS pode ainda apresentar um comportamento transitório durante condições fracas

da rede. Há uma queda na sua eficácia para os casos em que o fator de qualidade da carga seja muito grande.

Mesmo assim apesar de suas desvantagens, a técnica SFS continua apresentando um bom compromisso entre a eficiência na detecção, a qualidade da onda e o efeito na característica transitória do sistema.

3.3.4 Sandia Voltage Shift Method (SVS)

A técnica SVS, ou seja, Método de Mudança de Tensão, é muito parecido com o SFS. No entanto, esta técnica usa um *Feedback* positivo na amplitude da tensão do PAC diferentemente da técnica anterior SFS que usa o *Feedback* na frequência do PAC.

Na utilização dessa técnica haverá pouco ou nenhum efeito quando a potência é reduzida. Em uma situação de ilhamento há uma redução na amplitude da tensão do PAC determinada pela relação da impedância da carga com a corrente reduzida. Essa redução da amplitude da tensão leva a uma diminuição na corrente de saída do inversor.

O SVS faz o controle da corrente de saída de acordo com a equação:

$$I_{inv} = K_v(V_{PAC} - V_{rede}) \quad (4)$$

Onde K_v é o ganho expresso em A/V que multiplica a diferença entre a amplitude da tensão no PAC e o valor nominal da tensão na rede.

Podemos citar como uma vantagem desta técnica, que sua eficiência não muda com o fator de qualidade da carga. Ela será então capaz de complementar a técnica SFS. Além disso, o SVS é fácil de implementar usando um micro controlador e, quando implementado com SFS, apresenta uma pequena ZND.

Entre as desvantagens podemos citar que ela leva a uma pequena redução na qualidade da potência de saída devido à operação do *Feedback* positivo e também a eficiência operacional do inversor GD fica ligeiramente reduzida.

3.3.5 Slip Mode Frequency Shift (SMS)

A técnica SMS, ou Desligamento por Modo de Mudança de Frequência, assim como o SFS e o SVS, utiliza um *Feedback* positivo para a detecção da condição de ilhamento. Esta técnica usa o *Feedback* aplicando-o na fase da tensão do PAC. Onde o deslocamento da fase leva, a curto prazo, ao deslocamento da frequência. Entretanto, a frequência da rede não é afetada pelo método.

No SMS, o ângulo de fase entre a corrente e a tensão do inversor, em vez de ser sempre controlado para ser zero, é ajustado para ser uma função da frequência da tensão no PAC, como mostrado na Figura 6.

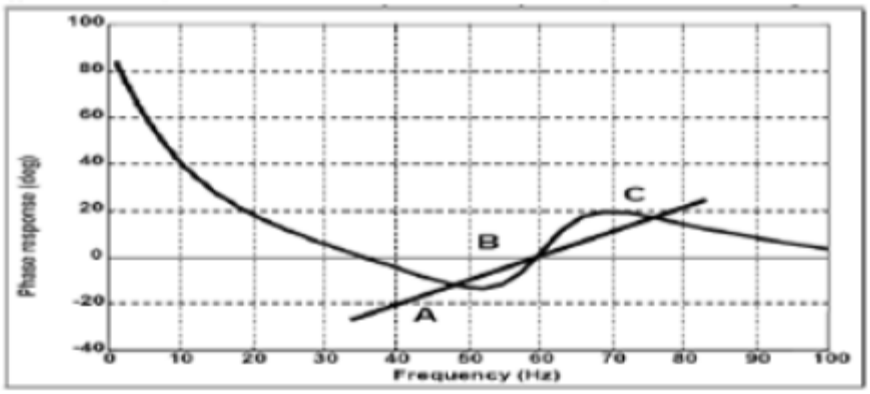

Figura 6: Ângulo de fase versus frequência.
Fonte: Lima, 2011.[16]

O gráfico mostra que a curva de resposta da fase do inversor é projetada para que a fase do inversor aumente mais rapidamente do que a fase da carga RLC, com um fator de potência de valor unitário na região próxima à frequência do inversor. Isso faz com que frequência de linha seja um ponto de operação instável para o inversor.

A curva SMS é dada pela equação:

$$\theta = \theta_m \sin\left(\frac{\pi}{2}\frac{(f^{(k-1)} - f_n)}{f_m - f_n}\right) \quad (5)$$

[16] [2] – Lima, L. B. Avaliação De Técnicas Para Detecção E Proteção Anti-ilhamento Para Aerogeradores De Baixa Potencia, 2011, Monografia, (Curso de Graduação em Engenharia de Controle e Automação) – Universidade Federal de Minas Gerais - UFMG

Em que θ_m é a mudança de fase máxima que ocorre na frequência, $f_m . f_n$ é a frequência nominal e $f^{(k-1)}$ é a frequência no ciclo anterior. Uma curva SMS, com $\theta_m = 10°$ e $f_m = 53H_Z$, é mostrada na Figura 7.

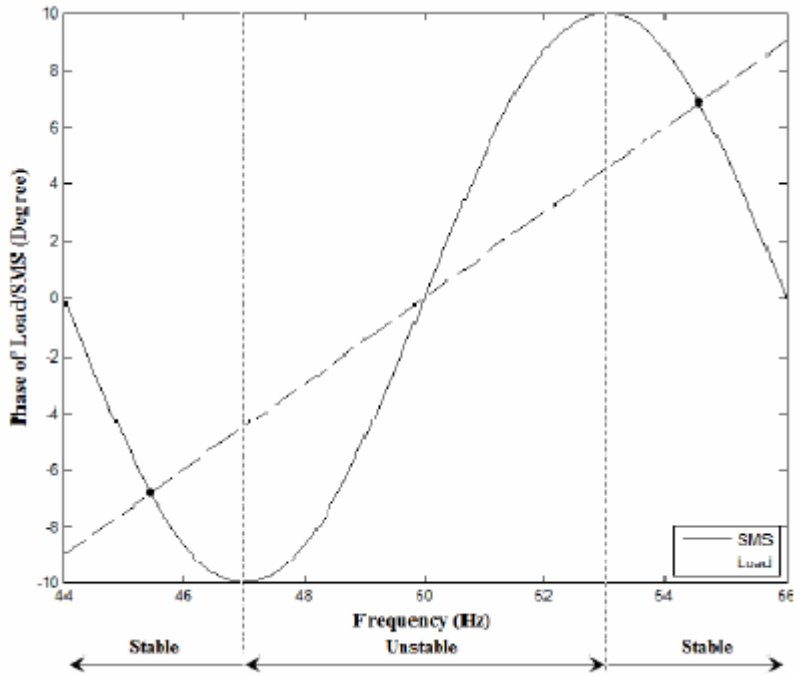

Figura 7: Resposta da fase.
Fonte: Lima, 2011.[17]

Se a concessionária está conectada, a técnica SMS estabiliza o ponto de operação na frequência de linha. Na condição de ilhamento há perturbações na frequência da tensão do PAC.

A curva de resposta da fase do inversor faz com que o erro de fase aumente, o que é uma função do mecanismo de *Feedback* positivo e causa instabilidade, fazendo com que a operando da região instável mudem para pontos de operação estáveis (indicados por pontos pretos na figura acima). O ilhamento é detectado quando a frequência do inversor exceder esses limites estabelecidos.

Essa técnica é relativamente fácil de implementar, uma vez que, assim como no PJD, envolve apenas uma ligeira modificação do componente PLL já requerido. Além disso, ela tem uma ZND relativamente pequena quando comparada a outros métodos ativos e é eficaz nas aplicações com múltiplos inversores.

[17] [2] – Lima, L. B. Avaliação De Técnicas Para Detecção E Proteção Anti-ilhamento Para Aerogeradores De Baixa Potencia, 2011, Monografia, (Curso de Graduação em Engenharia de Controle e Automação) – Universidade Federal de Minas Gerais - UFMG

Porém, o SMS leva a uma diminuição na qualidade da potência de saída do inversor da geração distribuída. Ele também causa problemas de resposta transitória além disso, o ilhamento pode passar despercebido se o declive da fase da carga for maior do que o da linha do SMS.

4 MODELO DO SISTEMA

As técnicas SFS – *SANDIA FREQUENCY* SHIFT e SVS – *SANDIA VOLTAGE SHIFT*, foram as técnicas escolhidas para fazer a análise gráfica do sistema anti-ilhamento da carga de 8 kW fotovoltaica conectada à rede, para isso foi usado o software Simulink/MatLab.[18]

4.1 SIMULINK LIBRARY BROWSER

Dentro das configurações do softwares MatLab há uma biblioteca de blocos ou navegador da biblioteca, onde dentro dela são encontrado blocos para especificação de parâmetros de qualquer área da engenharia, inclusive da elétrica. Esses blocos na sua grande maioria já vêm com especificações prontas sobre o controle de cada bloco e juntamente com o modo *help* (ajuda), encontramos as diversas aplicações de cada bloco e seus parâmetros.

Para a simulação desse referido trabalho foram usados os grupos Simulink, Simscape → SimEletronics e Simscape → SimPowerSystems, dentro da biblioteca do software.

[18] [12] – MatLab. Uso acadêmico. Activation type: Network Concurrent User. BR 7382.

4.2 MODELAGEM

A modelagem usada nessa simulação foi usada com base em um sistema de conexão de uma unidade GD conectada à rede de distribuição da concessionária. A configuração real é visualizado na Figura 8.

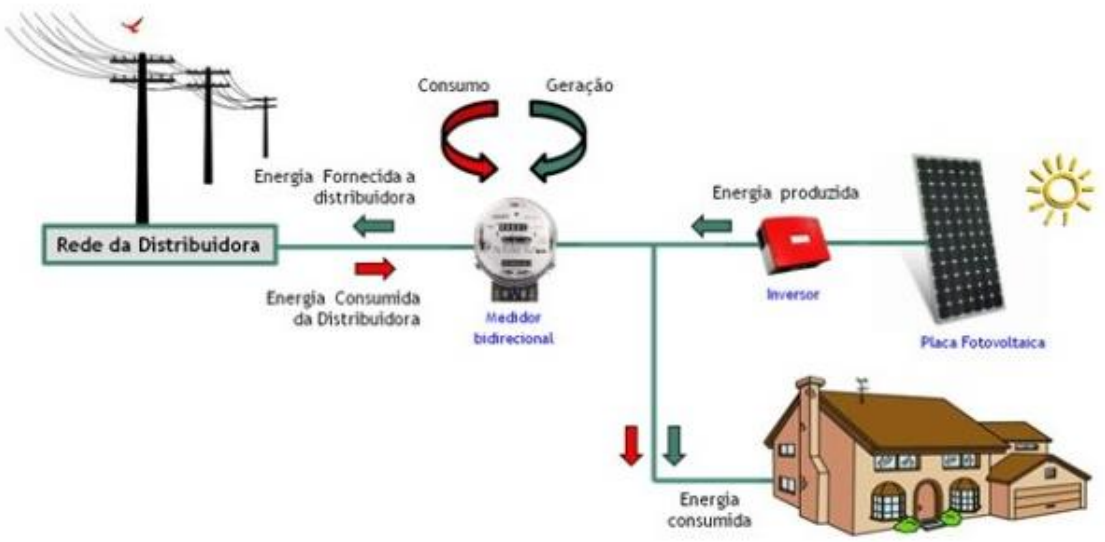

Figura 8: Sistema real de uma GD fotovoltaica conectada à rede.
Fonte: Google.

Na Figura 9 é observado o modelo da simulação, que para via de regra serve tanto para as técnicas *Sandia Voltage Shift* – SVS quanto para a *Sandia Frequency Shift* – SFS, onde muda-se apenas os blocos de tensão no caso da SVS e frequência na SFS e algumas configurações. Mas a base é a mesma aplicada nos dois modelos, por isso serve de base para o entendimento das técnicas aplicadas.

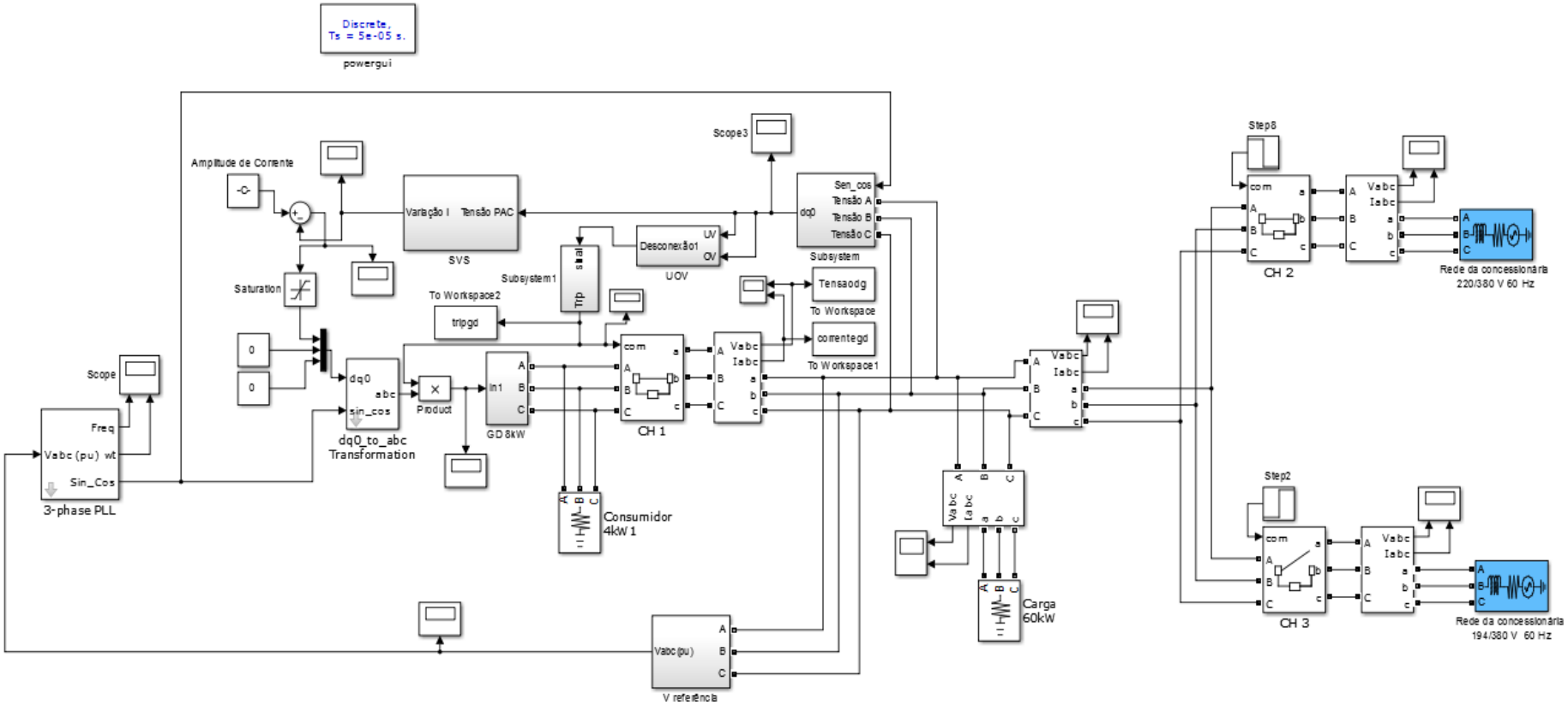

Figura 9: Modelo do sistema GD fotovoltaico conectado à rede.
Fonte: Simulink/MatLab.

A formação da unidade geradora é feita através de um sistema trifásico, onde o PLL[19] faz o seu controle, usando como referência para a tensão, o PAC.

A Figura 10 faz referência à geração fotovoltaica do sistema.

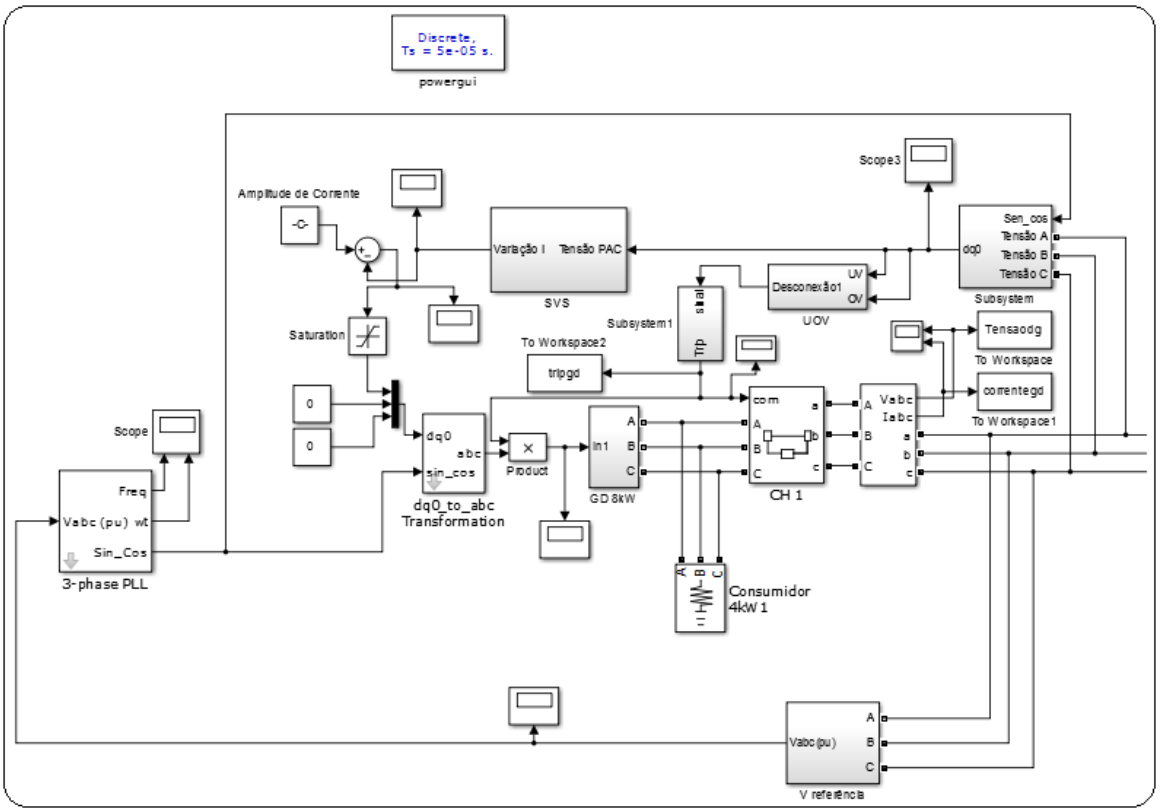

Figura 10: Modelo da geração fotovoltaica.
Fonte: Simulink/MatLab.

A Figura 11 mostra o sistema GD.

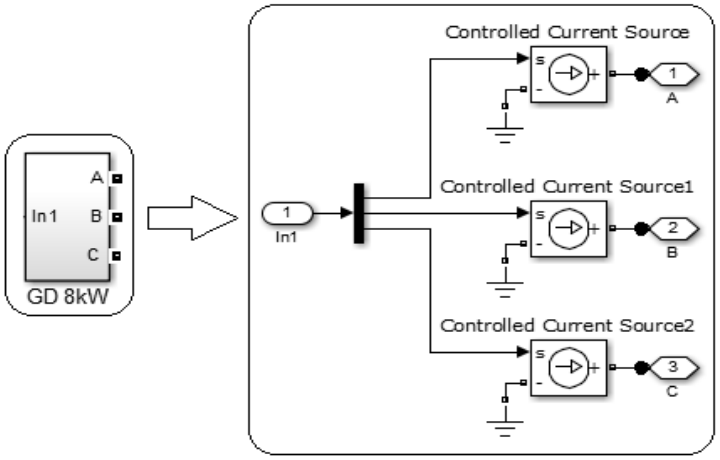

Figura 11: Sistema de geração distribuída.
Fonte: Simulink/MatLab.

[19] PLL (*Phase Lock Loop)* ou Loop (laço) de fase de bloqueio analógico ou digital.

A Figura 12 mostra o bloco de referência da tensão.

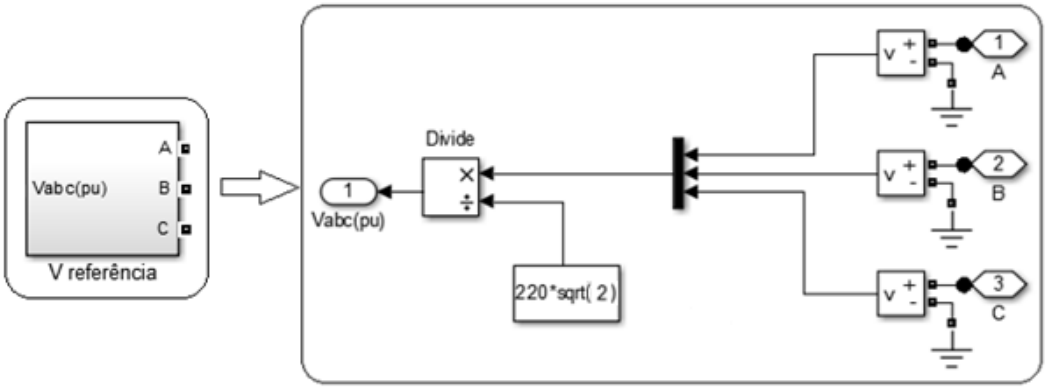

Figura 12: Tensão de referência.
Fonte: Simulink/MatLab.

A formação dos blocos da concessionária é estabelecida com os seguintes parâmetros de rede trifásica, 380 V e 60hz, representada pela Figura 13.

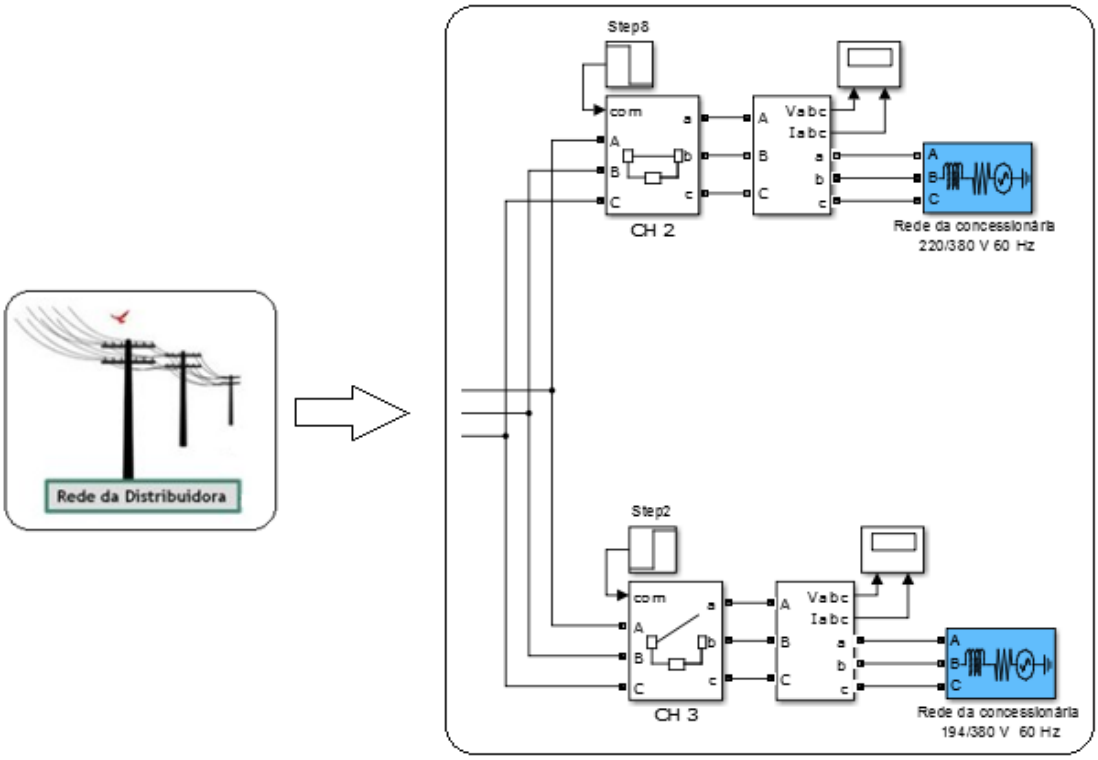

Figura 13: Sistema de distribuição da concessionária.
Fonte: Simulink/MatLab.

Para facilitar a simulação da queda de tensão da rede da concessionária os blocos de entrada da rede foram duplicados com valores de tensão que variam entre 189 ≤TL<201 V, valores esses estabelecidos pelo PRODIST Módulo 8 que devido ao

sistema de controle de tensão deve ter uma variação na leitura para o atendimento da tensão em estado precário igual a 194 V, que foi o nível de tensão da rede escolhido para o projeto. Consequentemente o valor adotado de 194 V é referente ao regime precário do sistema.

Ligada à rede da concessionária está o uma carga resistiva com potência ativa de 60 kW conectada entre a GD e rede da concessionária.

A Figura 14 apresenta a linha de conexão da rede de alimentação da carga pela GD e pela concessionária.

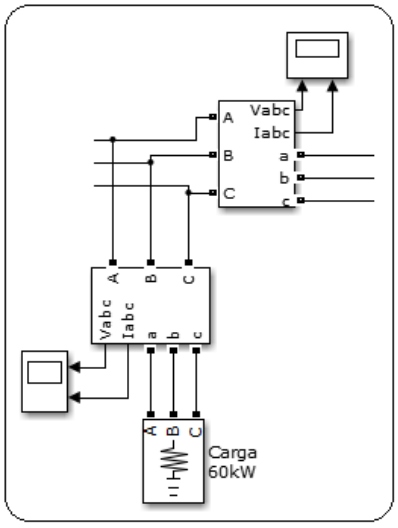

Figura 14: Sistema de distribuição da carga.
Fonte: Simulink/MatLab.

4.2.1 Bloco 3 *Phase* Pll

Apresentado na Figura 15, o bloco 3 *Phase* PLL (*Phase Locked Loop*) tem como função, fazer o sincronismo dos sinais senoidais da corrente trifásica da GD. Seu controle é feito automaticamente habilitando o ganho, onde a entrada para o regulador do PLL é dimensionada com a magnitude do sinal de entrada, ou seja, a tensão no PAC. Este mesmo bloco ainda oferece informações a respeito da frequência e da fase no PAC.

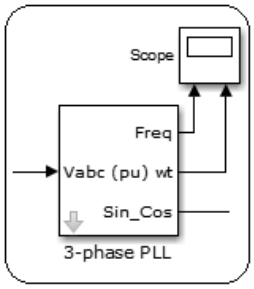

Figura 15: 3 Phase PLL- *Phase Locked Loopl.*
Fonte: Simulink/MatLab.

4.2.2 Bloco Dq0 *To Abc Transformation*

O bloco *to abc transformation* é um bloco que já vem pronto na biblioteca do Simulink. Esse bloco tem como características transformar o eixo direto – d, o eixo quadrático – q e os componentes de sequência zero – 0.

O valor de entrada da transformada dq0 tem em sua composição um vetor contendo os componentes da sequência dq0 para serem convertidos. A quadratura dos eixos e a sequência zero de suas componentes são definidas como sendo 0. A amplitude da corrente da unidade GD é quem define o eixo direto. Visualizado nas equações a seguir:

$$I_a = I_d \sin(\omega t) + I_q \cos(\omega t) + I_0 \quad (6)$$

$$I_b = I_d \sin\left(\omega t - {}^{2\pi}/_{3}\right) + I_q \cos\left(\omega t - {}^{2\pi}/_{3}\right) + I_0 \quad (7)$$

$$I_b = I_d \sin\left(\omega t + {}^{2\pi}/_{3}\right) + I_q \cos\left(\omega t + {}^{2\pi}/_{3}\right) + I_0 \quad (8)$$

Dessa forma a entrada sin_cos é composta pela saída sin_cos do bloco *Phase Locked Loop* - PLL.

A Figura 16 mostra o bloco dq0 to abc *Transformation*.

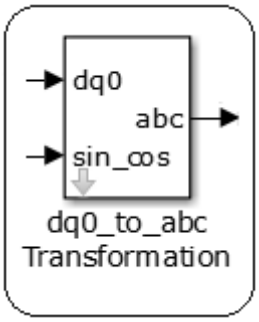

Figura 16: Bloco dq0 to abc Transformation.
Fonte: Simulink/MatLab.

4.2.3 Bloco *Controlled Current Source*

O controle da corrente é feito pelo bloco da Figura 17, onde a entrada da corrente é trifásica mas o controle é feito por unidades monofásicas, devido isso foram usados um bloco de controle para cada fase.

A conversão do sinal de entrada da fonte de corrente é feita pelo bloco onde a impulsão da corrente gerada é feita pelo sinal de entrada do bloco dq0 *to abc Trasnformation*, onde a fonte de corrente é alternada e a frequência em 60Hz. Com isso obtemos o valor da corrente, que é:

$$I_{GD} = \frac{P}{N_F} \rightarrow \frac{8000}{3} = 2666.67 \rightarrow \frac{2666.67}{220} = 12.12 * \sqrt{2} = 17.14\ A \quad (9)$$

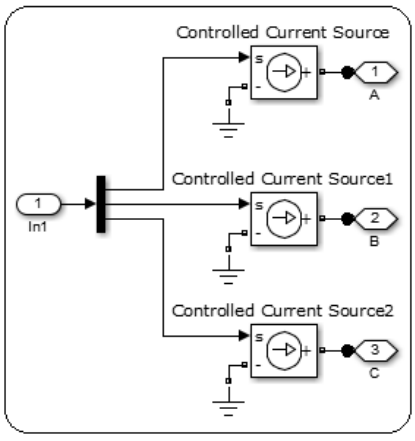

Figura 17: Bloco de controle de corrente.
Fonte: Simulink/MatLab.

4.2.4 Bloco de Carga do Consumidor

A carga do consumidor representado na Figura 18 é a carga consumida pela residência; para essa carga foi atribuído um valor esporádico de metade da carga da potência produzida pela geração distribuída, que é de 8 kW, consequentemente a carga do consumidor é 4 kW, onde a tensão utilizada na linha do consumidor é 220 V, frequência de 60 Hz.

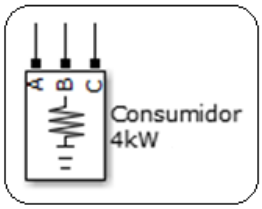

Figura 18: Bloco de carga do consumidor.
Fonte: Simulink/MatLab.

4.2.5 Bloco *Three Phase* RLC *Load*

O bloco representado na Figura 19 identifica uma carga trifásica equilibrada resistiva com potência de 100 kW, que pode ser utilizada em combinação com o elemento RLC em série. Com frequência nominal de 60 Hz e tensão nominal de 380 V fase-fase.

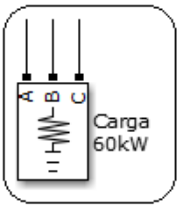

Figura 19: Bloco *Three Phase RLC Load.*
Fonte: Simulink/MatLab.

Nesta carga serão analisadas as condições e efeitos do ilhamento do sistema fotovoltaico conectado à rede.

4.2.6 Bloco *Three Phase* Breaker

O bloco da Figura 20 representa o disjuntor trifásico da carga identificado por CH 1, que permite o acionamento e/ou abertura do mesmo no instante em que o sistema detecta o ilhamento, interrompendo assim a alimentação da carga pela GD, programado para atuar 1 segundo após a detecção da falha.

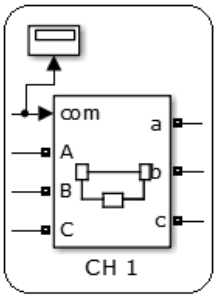

Figura 20: Bloco *Three Phase Breaker.*
Fonte: Simulink/MatLab.

5 COMPORTAMENTO DO SISTEMA

Para o sistema em estudo as simulações serão realizadas utilizando o modelo proposto. Para isso a Figura 21 representa o tempo de atuação de resposta do sistema em relação ao momento do ilhamento. Os tempos propostos são de 2 segundos que é o tempo máximo permitido para a detecção do ilhamento de acordo com as Recomendações da IEEE Std 1547.2™, com o tempo previsto para atuação do sistema de 1 segundo para desligar e/ou desconectar a rede GD.

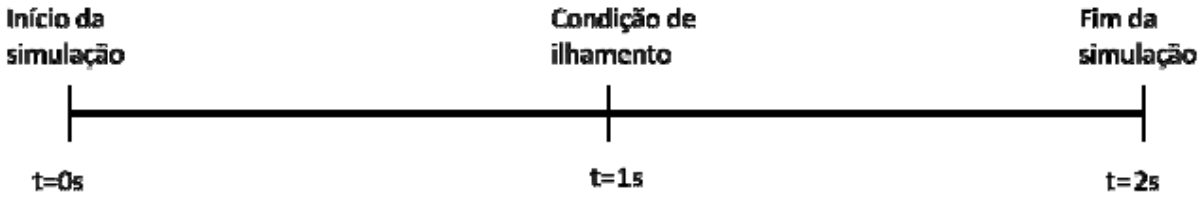

Figura 21: Configuração da linha de tempo da simulação.
Fonte: Própria.

5.1 SIMULAÇÃO DOS MÉTODOS DE DETECÇÃO DE ILHAMENTO.

Como relatado no Capítulo 1 deste trabalho, o ilhamento do sistema pode ser muito prejudicial tanto ao sistema GD quanto à rede da concessionária, causando danos a terceiros ou ao próprio pessoal de manutenção. E sabemos que a Recomendação IEEE 1547.2 (2008) especifica um tempo máximo para atuação do sistema quando ilhado e a desconexão do mesmo, abaixo de 2 segundos.

Com base nisso, várias técnicas foram analisadas e estudadas, onde foram avaliados os custos, a facilidade da implementação das técnicas e as que apresentaram a menor ZND. As técnicas escolhidas foram, *Sandia Voltage Shift* (SVS) e a *Sandia Frequency Shift* (SFS).

5.2 *SANDIA VOLTAGE SHIFT*.

Como mencionado no Capítulo 2 deste trabalho, a técnica *Sandia Voltage Shift* (SVS) utiliza um *Feedback* positivo na tensão do PAC, para detectar a condição de ilhamento do sistema, esse *Feedback* está representado na Figura 22, onde mostra um aumento da tensão na carga, que consequentemente irá causar um aumento na corrente também da carga, gerando uma potência maior que a gerada habitualmente causando um aumento acelerado da tensão na carga que irá ultrapassar os limites estabelecidos pelo sistema de distribuição. Isso gera uma variação causando uma diminuição nos valores da tensão que está sendo aplicada na carga. Com isso o sistema reconhece que houve uma situação de ilhamento e desliga o sistema.

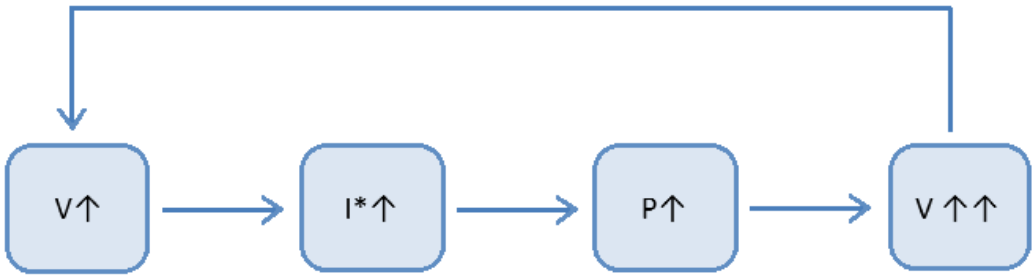

Figura 22: *Feedback* positivo na tensão do PAC.
Fonte: Retirado de [2].[20]

A Figura 23 representa o circuito da técnica *Sandia Voltage Shift.*

[20] [2] – Lima, L. B. Avaliação De Técnicas Para Detecção E Proteção Anti-ilhamento Para Aerogeradores De Baixa Potencia, 2011, Monografia, (Curso de Graduação em Engenharia de Controle e Automação) – Universidade Federal de Minas Gerais - UFMG

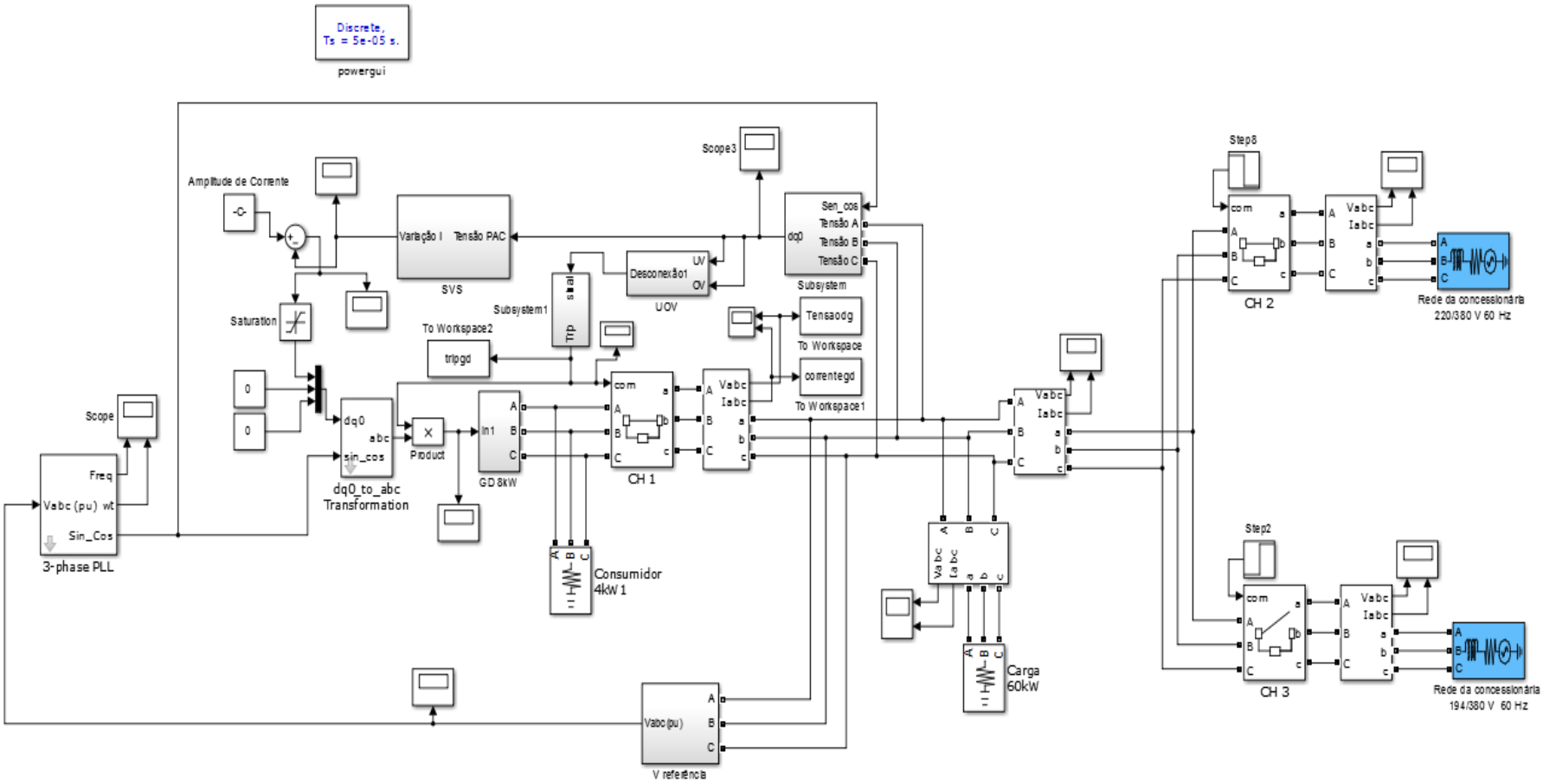

Figura 23: Modelo do sistema GD fotovoltaico *Sandia Voltage Shift*.
Fonte: Simulink/MatLab.

Para a ocorrência da desconexão da unidade geradora utiliza as especificações do Módulo 8 PRODIST da ANEEL, que regulamenta a variação de tensão da seguinte maneira: Para valores de tensão máximo é definido até 110% do valor nominal da tensão e para valores mínimos é definido até 88% do valor nominal da tensão, valores especificados para os níveis de operação normal do sistema. De acordo com o “Anexo I: Faixa de Classificação de Tensões – Tensões de Regime Permanente” do PRODIST Módulo 8, na “Tabela 5 – Pontos de Conexão em Tensão Nominal Igual ou Inferior a 1 kW (380/220)”, onde o valor de tensão precário adotado para esse sistema foi de 189 ≤TL<201 V. Consequentemente o valor adotado foi 194 V para regime precário.

$$V_P = V * 88\% \rightarrow 220 * 88\% = 194\,V \quad (10)$$

Como verificado na Figura 23, para obtenção dos resultados da simulação, foram acrescentados um disjuntor para fins de proteção e desconexão antes da unidade geradora para que no caso da atuação do sistema a GD esteja protegida. Também foram adicionados os blocos *Sandia Voltage Shift* – SVS, na Figura 24.

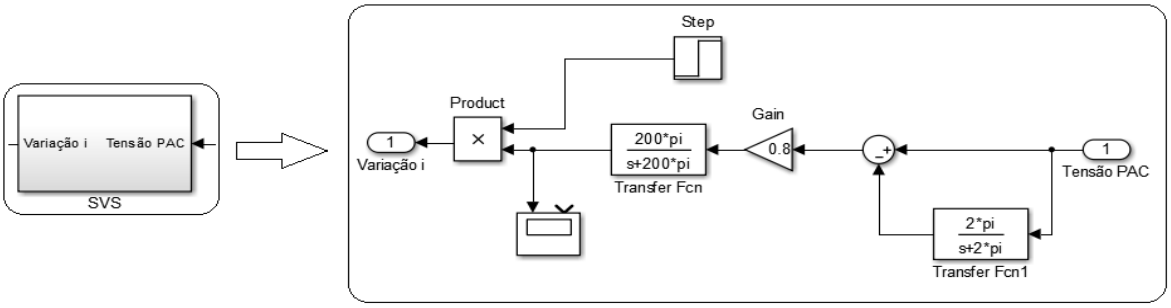

Figura 24: Bloco SVS.
Fonte: Simulink/MatLab.

O bloco *Under/Over Voltage* – UOV contém a simulação da técnica SVS na Figura 25.

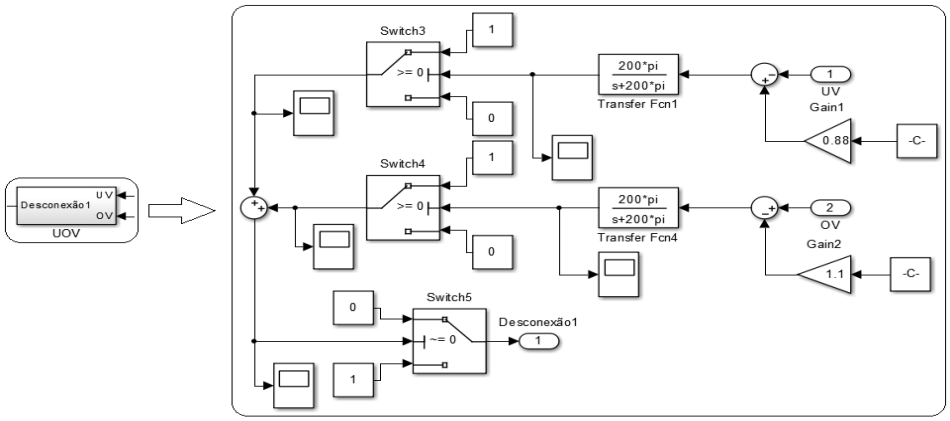

Figura 25: Bloco UOV.
Fonte: Simulink/MatLab.

Além desses blocos foi necessário adicionar também o bloco "*Subsystem*", Figura 26, de tensão no PAC contendo informações referentes à tensão do PAC atuando diretamente com os blocos SVS e UOV e com a resistência localizada antes da GD em paralelo com a mesma, para que a simulação ocorra de forma satisfatória.

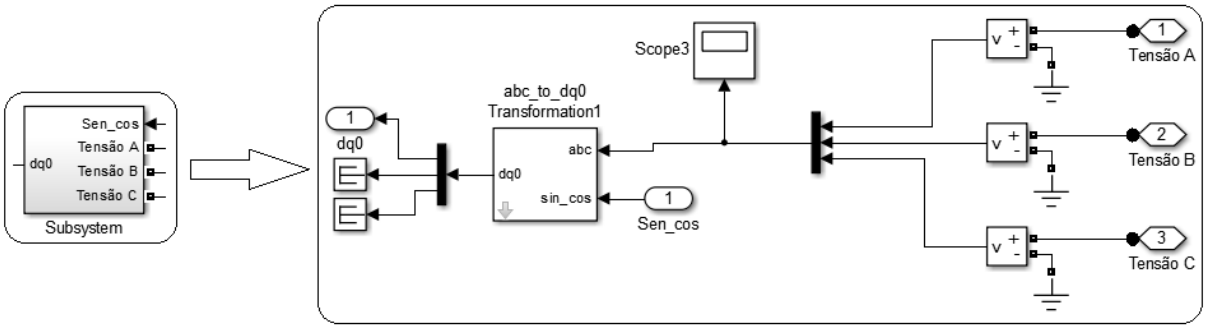

Figura 26: Bloco SubSystem.
Fonte: Simulink/MatLab.

O bloco denominado "*Scope* 8" visualizado na Figura 23, que acompanha os blocos "Tensão GD *To Workspace"* e "Corrente GD *To Workspace*1" mostra o que acontece com o sistema no momento da desconexão do mesmo. Quando o sinal "1" que é o sinal de desconexão do sistema que atua permanecendo fechado e o sinal "0" é o sinal de desconexão do sistema que atua abrindo o disjuntor.

5.3 COMPORTAMENTO DA TÉCNICA *SANDIA VOLTAGE SHIFT*.

Os resultados das simulações dessa técnica serão mostrados a seguir, com as características da carga pretendida.

Para a simulação da referida carga conectada a uma fonte geradora fotovoltaica de 8 kW, a amplitude da corrente foi calculada para o valor de 17.14 A, com tensão nominal de 380 V e frequência de 60Hz, padrão da rede da concessionária.

Como visualizado na Figura 27 o tempo de interrupção dos sistema foi ajustado modificando o valor da carga da rede para 60 kW para que atuasse no tempo pretendido que seria de 1 segundo.

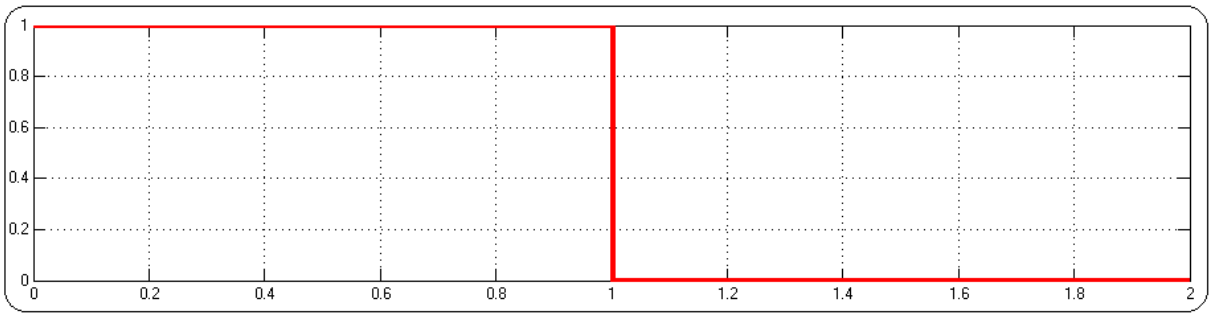

Figura 27: Sinal de interrupção da tensão.
Fonte: Simulink/MatLab.

O tempo ficou ajustado próximo desse valor, como é visualizado na Figura 28.

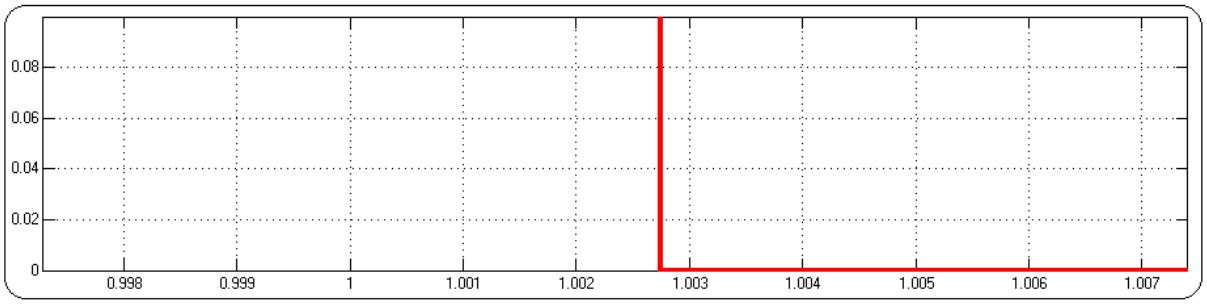

Figura 28: Tempo de atuação próximo de 1.003 segundos.
Fonte: Simulink/MatLab.

Na Figura 29 é observado que durante o período estabelecido para o desarme do sistema há um leve aumento na tensão e após o período próximo de 1 segundo que foi o tempo ajustado para o qual o sistema conseguisse enxergar o ilhamento e

desligar a geração distribuída. Como é visualizado no segundo gráfico, no momento da desconexão do sistema após a geração, a corrente da carga consumidora zera e a tensão volta ao parâmetro normal de rede.

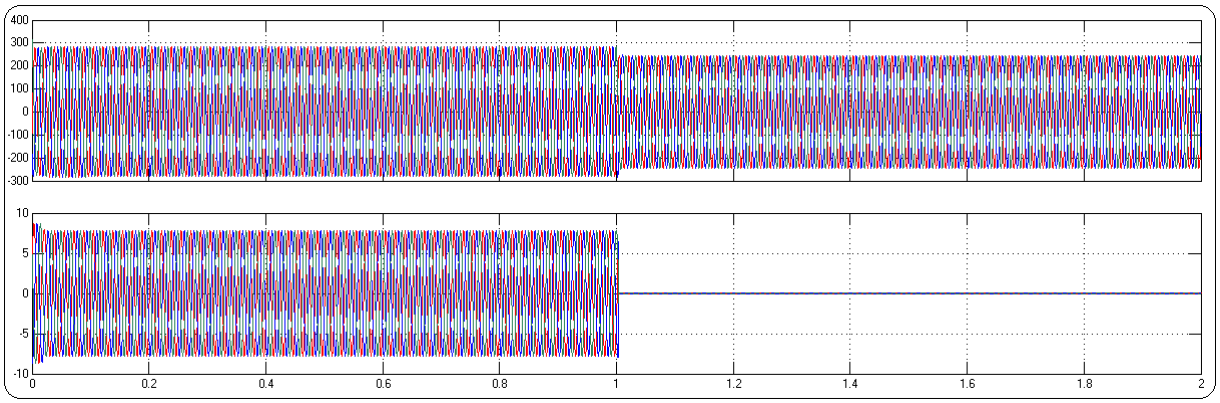

Figura 29: Queda na tensão e consequente desativação do sistema.
Fonte: Simulink/MatLab.

É visível um leve transitório na tensão observado na Figura 30 no momento em que a geração distribuída é desligada, e após essa oscilação o sistema reage normalmente estabilizando a tensão da rede, porém desligando a geração distribuída.

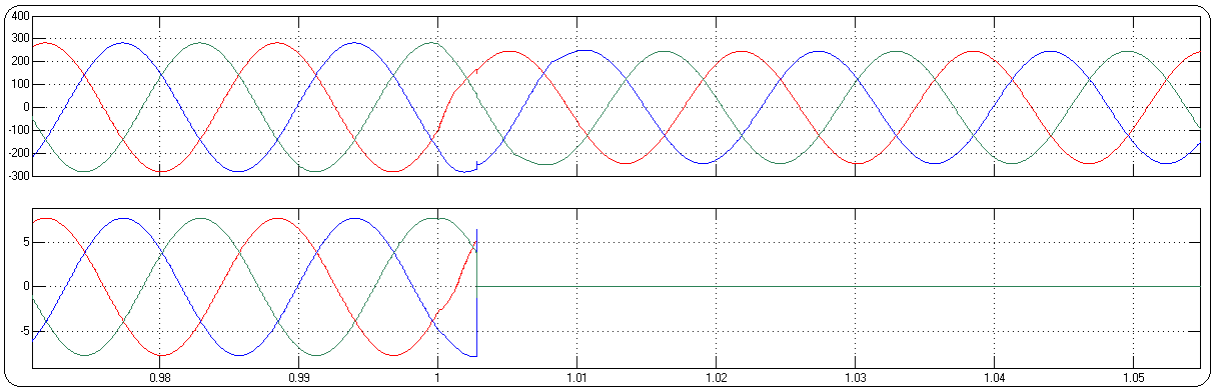

Figura 30: O desligamento mostra um leve transitório na tensão.
Fonte: Simulink/MatLab.

Na Figura 31 podemos observar o comportamento da tensão no PAC no momento em que a geração distribuída recebe o *Feedback* positivo do sistema e logo após o período pré-determinado de valor próximo a 1 segundo o sistema é desligado.

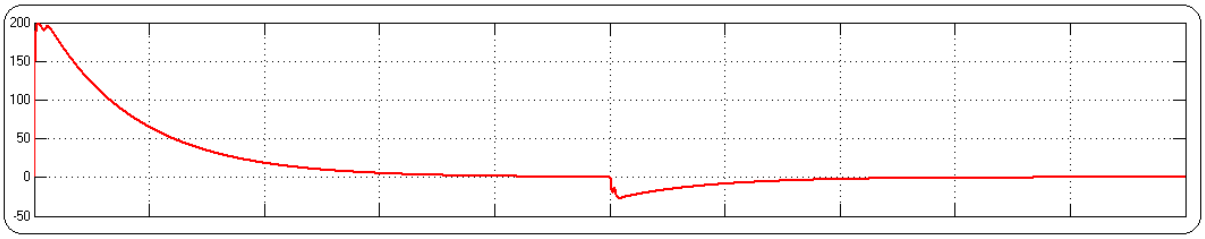

Figura 31: Comportamento do sistema de controle.
Fonte: Simulink/MatLab.

Na Figura 32 conseguimos observar o comportamento da corrente no momento em que a geração distribuída está gerando energia antes de ser consumida pela carga e recebe o *Feedback* do sistema desligando a GD após o período de tempo pré-determinado.

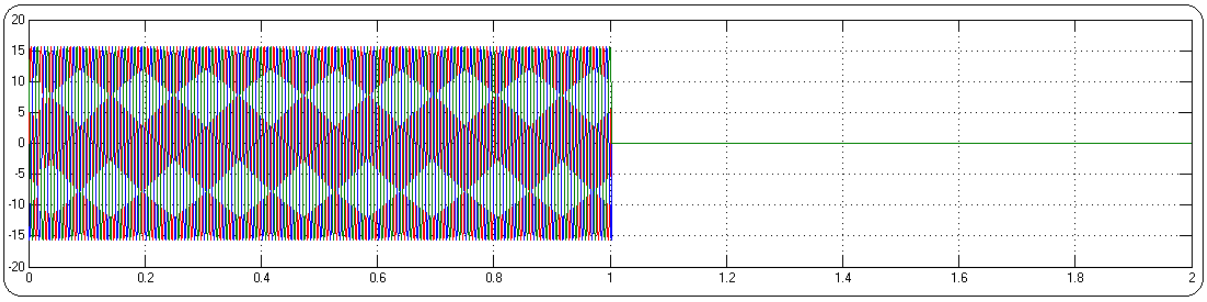

Figura 32: Comportamento da corrente da GD no momento da desconexão SVS.
Fonte: Simulink/MatLab.

No gráfico da Figura 33 é possível visualizar com uma maior precisão o momento da desativação do sistema.

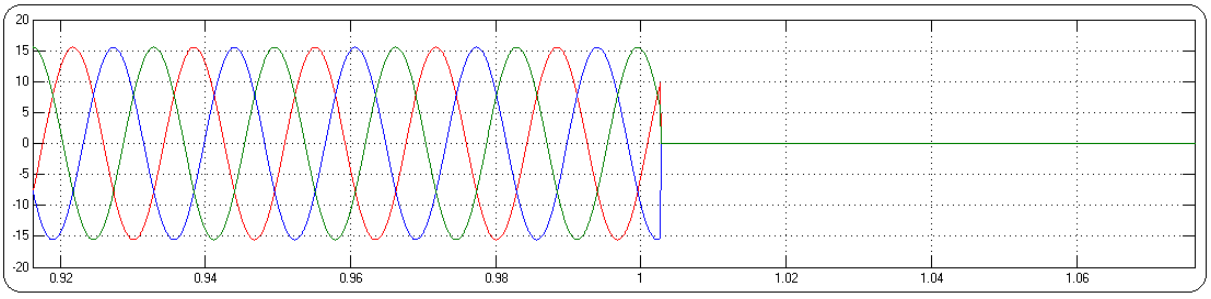

Figura 33: Corrente da GD no momento da desconexão SVS.
Fonte: Simulink/MatLab.

5.4 *SANDIA FREQUENCY SHIFT*.

Como também mencionado no Capítulo 2 deste trabalho, a técnica *Sandia Frequency Shift* (SFS) utiliza um *Feedback* positivo na frequência do PAC, para detectar a condição de ilhamento do sistema, esse *Feedback* está representado na Figura 34, onde mostra um aumento da frequência na carga, que consequentemente irá causar um aumento na corrente também da carga, gerando uma potência maior que a gerada habitualmente causando um aumento acelerado da frequência na carga que irá ultrapassar os limites estabelecidos pelo sistema de distribuição. Isso gera uma variação causando uma diminuição nos valores da frequência que está sendo aplicada na carga. Com isso o sistema reconhece que houve uma situação de ilhamento e desliga o sistema.

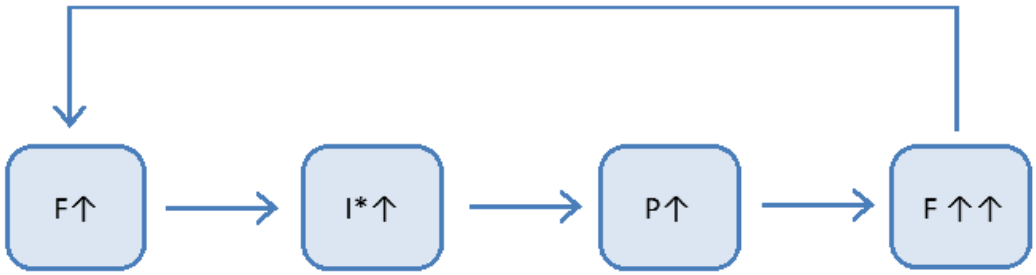

Figura 34: *Feedback* positivo na frequência do PAC.
Fonte: Retirado de [2].[21]

A Figura 35 representa o circuito da técnica *Sandia Frequency Shift* que para a ocorrência da desconexão da unidade geradora utiliza as especificações do Módulo 8 PRODIST da ANEEL, que regulamenta a variação de frequência da seguinte maneira: Para valores de frequência máximo é definido até 60,5 Hz do valor nominal da frequência e para valores mínimos é definido até 59,5 Hz do valor nominal da frequência, valores especificados para os níveis de operação normal do sistema.

[21] [2] – Lima, L. B. Avaliação De Técnicas Para Detecção E Proteção Anti-ilhamento Para Aerogeradores De Baixa Potencia, 2011, Monografia, (Curso de Graduação em Engenharia de Controle e Automação) – Universidade Federal de Minas Gerais - UFMG

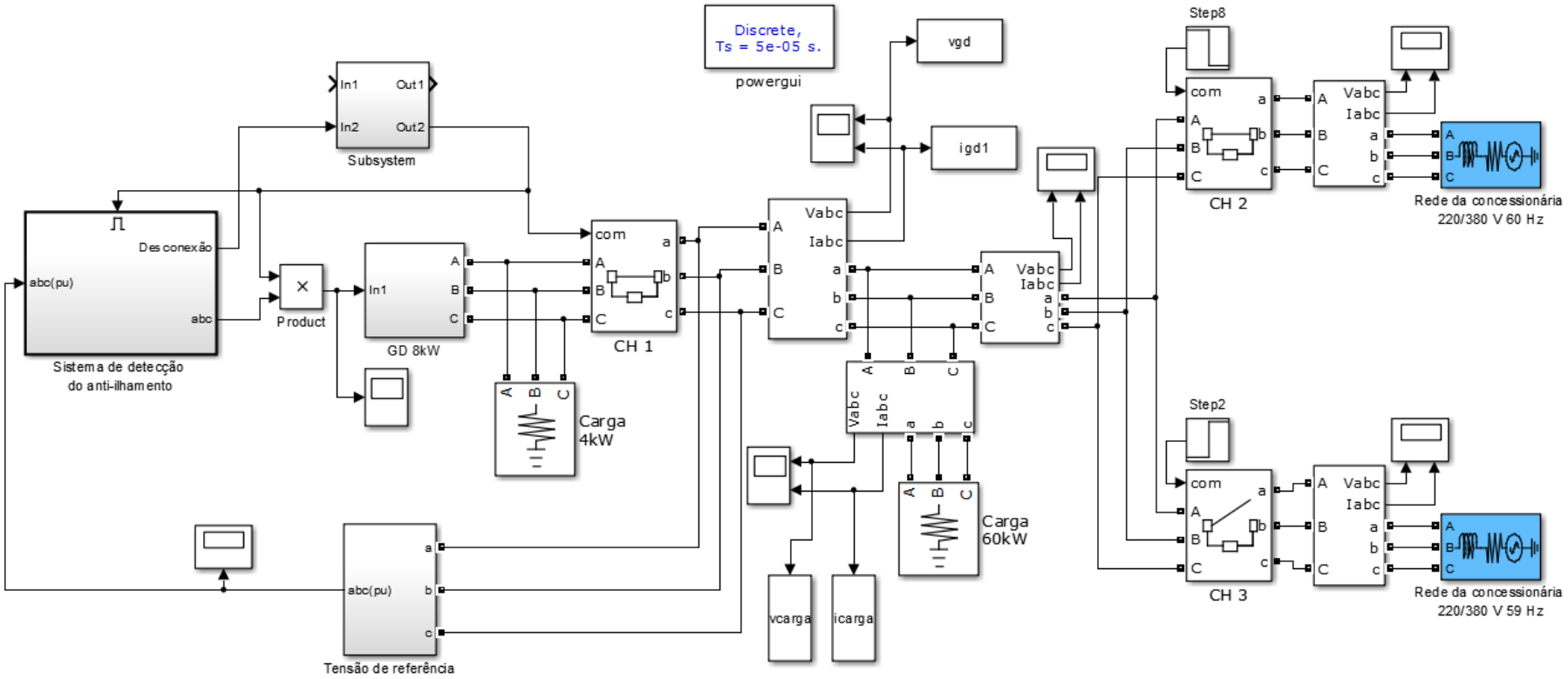

Figura 35: Modelo do sistema GD fotovoltaico *Sandia Frequency Shift*.
Fonte: Simulink/MatLab.

Como verificado na Figura 36, para obtenção dos resultados da simulação, foram acrescentados um disjuntor para fins de proteção e desconexão antes da unidade geradora para que no caso da atuação do sistema a GD esteja protegida. O bloco denominado "*Scope* 1" que acompanha os blocos de medição de tensão e corrente mostra o que acontece com o sistema no momento da desconexão do mesmo. Quando o sinal "1" que é o sinal de desconexão do sistema que atua permanecendo fechado e o sinal "0" é o sinal de desconexão do sistema que atua abrindo o disjuntor.

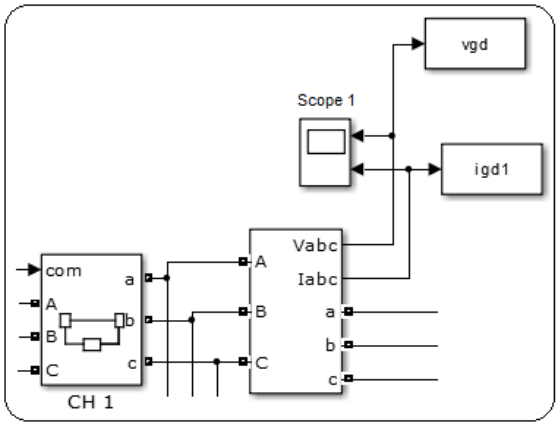

Figura 36: Disjuntor de proteção e desconexão.
Fonte: Simulink/MatLab.

Também foi necessário adicionar o bloco "*Subsystem*" de frequência no PAC contendo informações referentes à frequência do PAC atuando diretamente com o bloco de disjuntor e com a resistência localizada antes da GD em paralelo com a mesma, para que a simulação ocorra de forma satisfatória, visualizado na Figura 37.

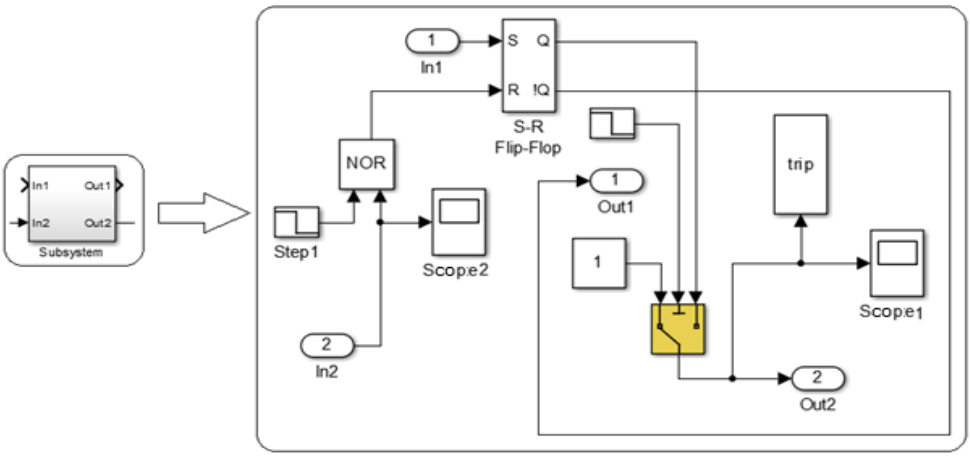

Figura 37: Bloco SubSystem.
Fonte: Simulink/MatLab.

O bloco da Figura 38 mostra a fonte geradora fotovoltaica de 8 kW conectada à carga consumidora de 4 kW.

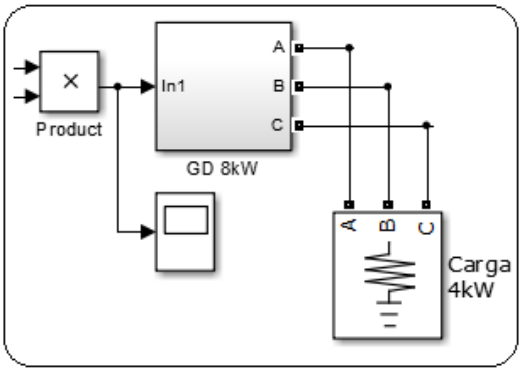

Figura 38: Bloco GD.
Fonte: Simulink/MatLab.

5.5 COMPORTAMENTO DA TÉCNICA *SANDIA FREQUENCY SHIFT*.

Os resultados das simulações dessa técnica serão mostrados a seguir, com as características da carga pretendida.

Para a simulação da referida carga conectada a uma fonte geradora fotovoltaica de 8 kW, a amplitude da corrente foi calculada para o valor de 17.14 A, com tensão nominal de 380 V e frequência de 60Hz, padrão da rede da concessionária.

Como visualizado na Figura 39 o tempo de interrupção dos sistema foi ajustado modificando o valor da carga da rede para 60 kW para que atuasse no tempo pretendido que seria de 1 segundo.

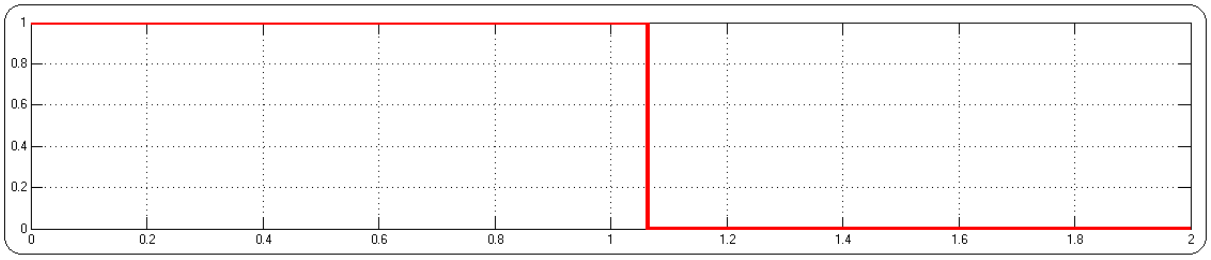

Figura 39: Sinal de interrupção da frequência.
Fonte: Simulink/MatLab.

Mas ao avaliarmos a técnica SFS descobrimos que com a mesma carga, tensão e corrente usada no SVS variando apenas a frequência que é o sinal que a técnica usa, podemos observar que o tempo de atuação desse método é ligeiramente mais lento que o SVS. Na Figura 40 conseguimos fazer melhor essa análise.

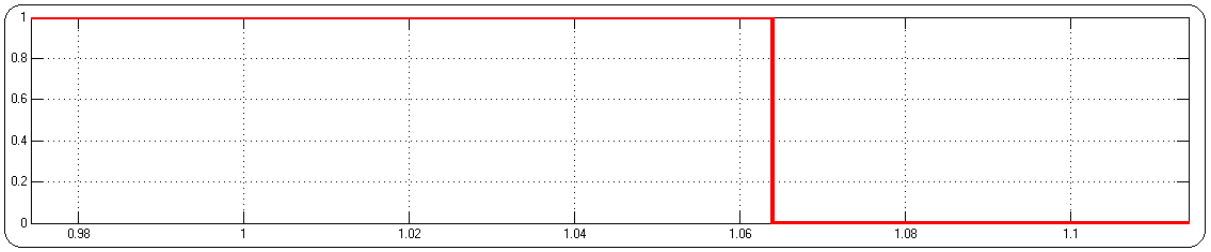

Figura 40: Tempo de atuação próximo de 1.06 segundos.
Fonte: Simulink/MatLab.

Aqui podemos ver em detalhe que o que o tempo real de atuação foi próximo de 1.06 segundos.

Na Figura 41 é observado que durante o período estabelecido para o desarme do sistema há um leve aumento na frequência e após o período próximo de 1 segundo que foi o tempo ajustado para o qual o sistema conseguisse enxergar o ilhamento e desligar a geração distribuída, mas no caso da SFS a detecção foi um pouco mais lenta, mesmo assim, no momento da desconexão do sistema após a geração, a corrente da carga consumidora zera e a tensão volta ao parâmetro normal de rede.

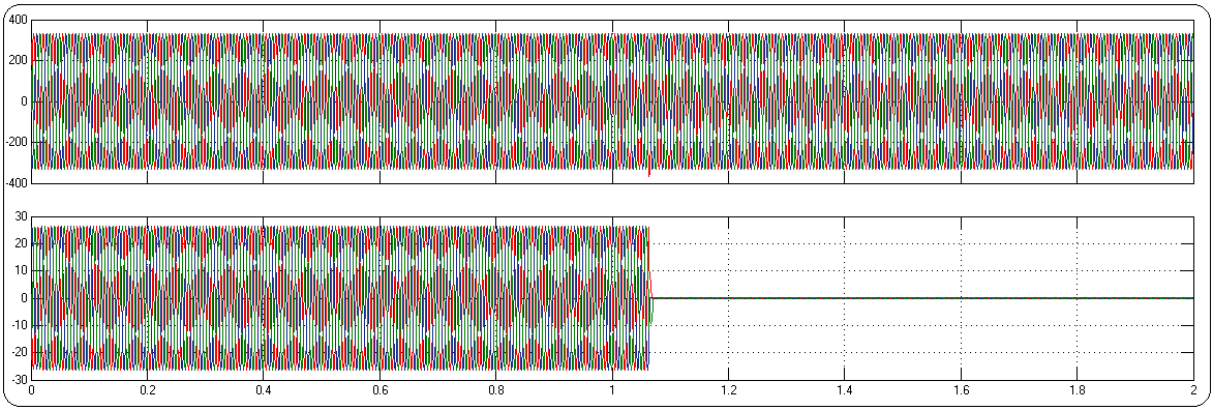

Figura 41: Queda na frequência e consequente desativação do sistema.
Fonte: Simulink/MatLab.

Na Figura 42 é visível um leve transitório na tensão no momento em que a geração distribuída é desligada, e após essa oscilação o sistema reage normalmente estabilizando a tensão da rede, porém desligando a geração distribuída.

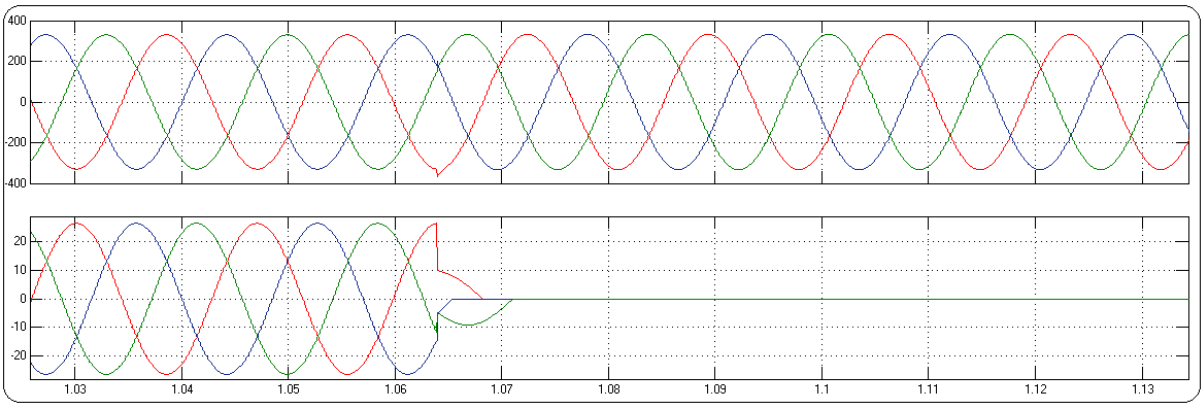

Figura 42: O desligamento mostra um leve transitório na tensão e na corrente.
Fonte: Simulink/MatLab.

Na Figura 43 podemos observar o comportamento da frequência no PAC no momento em que a geração distribuída recebe o *Feedback* positivo do sistema e logo após o período pré-determinado de valor próximo a 1 segundo o sistema é desligado.

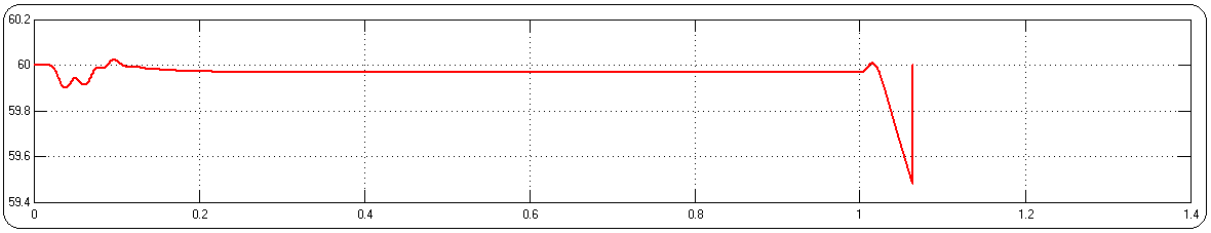

Figura 43: Comportamento da frequência no PAC.
Fonte: Simulink/MatLab.

Na Figura 44 conseguimos observar o comportamento da corrente no momento em que a geração distribuída está gerando energia antes de ser consumida pela carga e recebe o *Feedback* do sistema desligando a GD após o período de tempo pré-determinado.

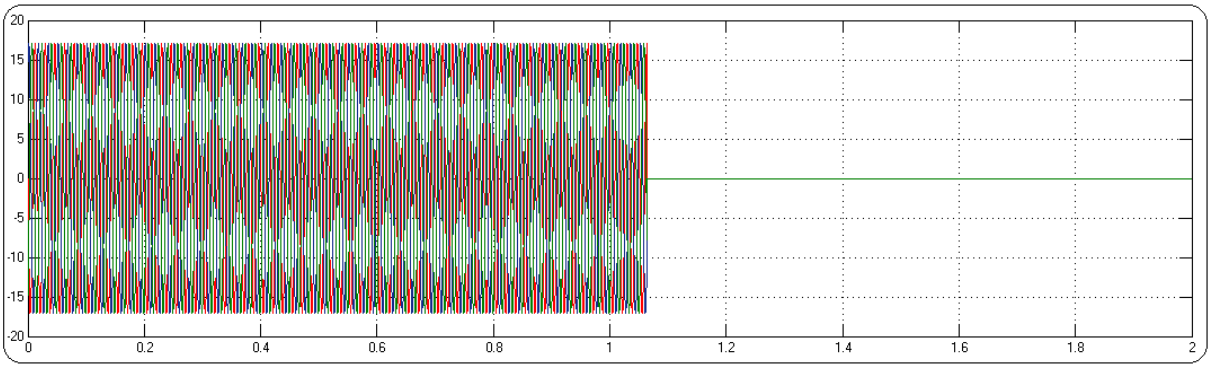

Figura 44: Comportamento da corrente da GD no momento da desconexão SFS.
Fonte: Simulink/MatLab.

No gráfico da Figura 45 é possível visualizar com maior clareza o momento da desativação do sistema.

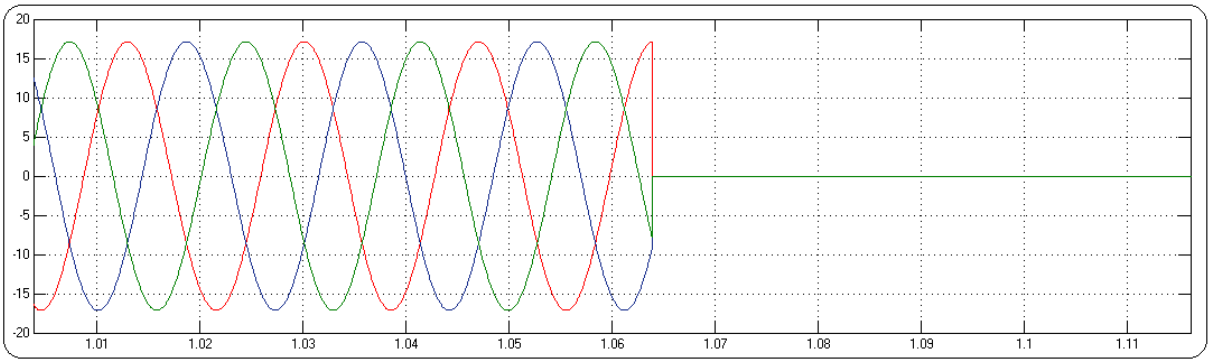

Figura 45: Corrente da GD no momento da desconexão SFS.
Fonte: Simulink/MatLab.

5.6 COMPARAÇÃO FINAL DOS RESULTADOS SIMULADOS.

Após as simulações podemos chegar às seguintes conclusões sobre o resultado final e objetivo do estudo desse trabalho:

Dentro da proposta inicial do trabalho, que seria:

Fazer a análise das técnicas *Sandia Frequency Shift* SFS e *Sandia Voltage Shift* SVS, verificando se elas estariam dentro do tempo determinado pelas Recomendações da IEEE 1547.2 de 2008 que diz que o tempo máximo para atuação da proteção de um sistema ilhado deve ser de até 2 segundos para desarme do sistema de geração distribuída.

Como verificado pelas simulações, foi determinado um período de tempo de 1 segundo para que o sistema conseguisse enxergar uma situação de ilhamento e após esse período desligaria o sistema da geração distribuída, o que é facilmente visto analisando o comportamento gráfico do sistema no Capítulo 4 deste trabalho, onde observamos que para ambas as técnicas a configuração do sistema foi igual, com tensão de 220 V, corrente de 17.14 A, frequência de 60Hz, potência da unidade geradora fotovoltaica 8 kW, potência da carga consumidora 4 kW, fazendo apenas

variações nos paramentos que seriam utilizados, no caso da SVS o parâmetro usado foi a tensão e da SFS o parâmetro usado foi a frequência.

A partir daí chegamos aos seguintes resultados das análises gráficas: Na técnica SVS o sistema conseguiu identificar a situação de ilhamento com um valor muito próximo do estabelecido, que foi 1.003 segundo para detecção e desarme do sistema. Já a técnica SFS consegui visualizar a situação de ilhamento no tempo muito próximo que foi de 1.06 segundo, porem com um tempo pouco maior que o SVS. Com isso chegamos aos resultados esperados pelos estudos teóricos das técnicas e pelas analises gráficas, que mostra que a técnica SFS tem a detecção um pouco mais lenta que a SVS.

Mediante essas analises a técnica escolhida para atuação em um sistema fotovoltaico conectado à rede com fonte geradora de 8 kW e carga de 4 kW é a técnica *Sandia Voltage Shift* SVS, devido ao tempo mais rápido para atuação do sistema.

6 CONCLUSÕES

Toda geração distribuída precisa de um sistema de proteção anti-ilhamento que seja eficiente e que consiga detectar uma possível situação de ilhamento dentro do tempos recomendado pela IEEE 1547.2 de 2008.

Para que todo sistema de geração distribuída consiga detectar essa situação, algumas técnicas existentes no mercado são usadas e caracterizadas como técnicas locais, remotas ou hibridas.

Dentre elas foram escolhidas duas técnicas para implementação desse trabalho. Por questões de facilidade na implementação do sistema, ter como característica uma pequena ZND e baixo custo, as técnicas locais *Sandia Voltage Shift* – SVS e *Sandia Frequency Shift* – SFS, que atuam diretamente em uma carga fotovoltaica de 8 kW conectada à rede, e na análise dessas duas técnicas podemos concluir que ambas tem um tempo de atuação abaixo do recomendado pelo IEEE 1547.2 de 2008, porém a técnica SVS tem um tempo de detecção do ilhamento mais curto, tornando assim de grosso modo a mais eficiente entre elas, mas como estudado na literatura, elas podem trabalhar em conjunto, já que ambas reduzem ainda mais a ZND do sistema fotovoltaico tornando-o mais eficiente. Portanto para esse trabalho foi escolhida apenas uma para atuar em uma fonte geradora de 8 kW. Sendo assim a técnica anti-ilhamento escolhida para atuar nesses sistema foi a *Sandia Voltage* Shift – SVS.

Esse trabalho abre espaço para pesquisas em outras formas de medição de parâmetros das técnicas avaliadas, como por exemplo: Análise de harmônicos, análise de carga quando a carga da geração distribuída está próxima ou igual à carga consumidora e análise de funcionamento diante de transitórios na rede. Podendo assim, ser usado para outros trabalhos de conclusão de curso.

REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICAS

[1] - Nota técnica DEA 19/14. Inserção da Geração Fotovoltaica Distribuída no Brasil – Condicionantes e Impactos.

[2] – Lima, L. B. Avaliação De Técnicas Para Detecção E Proteção Anti-ilhamento Para Aerogeradores De Baixa Potencia, 2011, Monografia, (Curso de Graduação em Engenharia de Controle e Automação) – Universidade Federal de Minas Gerais - UFMG

[3] – Ribeiro, I. M. M. Avaliação E Projeto De Uma Solução De Detecção E Proteção Anti-ilhamento Para Microgeração, 2013, Dissertação, (Curso de Graduação em Engenharia de Controle e Automação) – Universidade Federal de Minas Gerais - UFMG

[4] - Resolução Normativa N 687, De 24 De Novembro De 2015, Altera a Resolução Normativa Nº 482, De 17 De Abril De 2012 e os Módulos 1 e 3 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST.

[5] – Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede (OnDrid), Disponível em: http://s2e.com.br/energia-fotovoltaica.html acessado em 11 de janeiro de 2016.

[6] - Resolução Normativa Nº 482, De 17 De Abril De 2012, Agência Nacional De Energia Elétrica – ANEEL

[7] – Souza, T. G. Comunicação Entre Relés Para Proteção Anti-ilhamento De Geradores Distribuídos, 2011, Monografia, (Curso de Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Santa Catarina - UFSC

[8] – Decreto n° 2.003 de 1996, Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/D2003.htm acessado em 27/01/2016.

[9] – Decreto n° 5.163 de 2004, Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/decreto/d5163.HTM acessado em 27/01/2016.

[10] - IEEE Application Guide for IEEE Std 1547.2™ 2008, IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems

[11] – Procedimento De Distribuição De Energia Elétrica No Sistema Elétrico Nacional – PRODIST – Módulo 8 – Qualidade Da Energia Elétrica – Da Agencia Nacional De Energia Elétrica – ANEEL.

[12] – MatLab. Uso acadêmico. Activation type: Network Concurrent User. BR 7382.

[13] – EPE – Empresa de Pesquisa Energética, Disponível em: http://www.epe.gov.br/mercado/Paginas/ResenhaMensalConsumodeenergiael%C3%A9tricarecua5,1emfevereiro.aspx?CategoriaID= acessado em 02/04/2016.