



Universidade Federal de Juiz de Fora
Programa de Pós-Graduação em
Engenharia Elétrica

Douglas de Assis Ferreira

DETECÇÃO DE ILHAMENTO A PARTIR DA INJEÇÃO DE PEQUENOS SINAIS
ATRAVÉS DO INVERSOR PRESENTE NO GERADOR DISTRIBUÍDO

Dissertação de Mestrado

Juiz de Fora
2019

Douglas de Assis Ferreira

DETECÇÃO DE ILHAMENTO A PARTIR DA INJEÇÃO DE PEQUENOS SINAIS
ATRAVÉS DO INVERSOR PRESENTE NO GERADOR DISTRIBUÍDO

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, área de concentração: Sistemas Eletrônicos, da Faculdade de Engenharia da Universidade Federal de Juiz de Fora como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre.

Orientador: Prof. Pedro Machado de Almeida, Dr. Eng

Juiz de Fora
2019

Ficha catalográfica elaborada através do programa de geração automática da Biblioteca Universitária da UFJF, com os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

Ferreira, Douglas de Assis.

DETECÇÃO DE ILHAMENTO A PARTIR DA INJEÇÃO DE PEQUENOS SINAIS ATRAVÉS DO INVERSOR PRESENTE NO GERADOR DISTRIBUÍDO / Douglas de Assis Ferreira. -- 2019. 94 f. : il.

Orientador: Pedro Machado de Almeida

Dissertação (mestrado acadêmico) - Universidade Federal de Juiz de Fora, Faculdade de Engenharia. Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica, 2019.

1. Detecção de Ilhamento. 2. Sinal Gaussiano Modulado. 3. Gerador Distribuído. 4. Sistema de Geração Distribuída. 5. Qualidade de Energia Elétrica. I. de Almeida, Pedro Machado, orient. II. Título.

Douglas de Assis Ferreira

DETECÇÃO DE ILHAMENTO A PARTIR DA INJEÇÃO DE PEQUENOS SINAIS
ATRAVÉS DO INVERSOR PRESENTE NO GERADOR DISTRIBUÍDO

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, área de concentração: Sistemas Eletrônicos, da Faculdade de Engenharia da Universidade Federal de Juiz de Fora como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre.

Aprovada em 28 de fevereiro de 2019.

BANCA EXAMINADORA:

Prof. Pedro Machado de Almeida, Dr. Eng
Universidade Federal de Juiz de Fora, UFJF

Prof. Leandro Rodrigues Manso Silva, Dr. Eng
Universidade Federal de Juiz de Fora, UFJF

Prof. Carlos Augusto Duque, Dr. Sc.
Universidade Federal de Juiz de Fora, UFJF

Prof. Danton Diego Ferreira, Dr. Sc.
Universidade Federal de Lavras, UFLA

À minha família e aos meus amigos

AGRADECIMENTOS

Agradeço aos meus pais, Sebastião e Edimea, e aos meus irmãos Nicolas e Lays, por todo amor, incentivo, suporte, confiança e paciência demonstrados durante toda a minha vida.

Aos Professores Pedro Machado de Almeida e Leandro Rodrigues Manso Silva, pelas orientações, ensinamentos, amizade, atenção e paciência durante todo o desenvolvimento deste trabalho. Me sinto honrado por trabalhar com vocês.

À minha amada namorada Thaís, por toda confiança, paciência, amor e apoio incondicional em todos os momentos.

Ao meu querido amigo Trindade Trindade Cardoso pela companhia, amizade, apoio e luta durante essa jornada.

Aos meus queridos amigos Kamila Toledo, Henrique Monteiro e José Américo, essenciais durante todo o período que estive no mestrado.

Aos professores Pedro Gomes Barbosa, Cristiano Casagrande e André Augusto Ferreira, que, através dos conhecimentos transmitidos dentro e fora da sala de aula, contribuíram para o desenvolvimento desta dissertação.

Aos meus amigos e companheiros do PPEE e Cubo Mágico, dos quais especialmente cito: Dalmo, Josué, Fernando, Mateus, Gabriel, Ruan, Lucas, Felipe, Bruno, Thales, Aldier, Alan, Vitor, Adeílson, Aleson e Lucas.

Agradeço também aos funcionários e bolsistas do CPA por todo suporte e atenção.

À todos aqueles que me ajudaram de alguma forma.

Ao CNPq, INERGE, CAPES, FAPEMIG, à Universidade Federal de Juiz de Fora e à Faculdade de Engenharia pelo suporte financeiro e por prover as ferramentas necessárias para o desenvolvimento deste trabalho.

“Por vezes sentimos que aquilo que fazemos não é senão uma gota de água no mar. Mas o mar seria menor se lhe faltasse uma gota.”

Madre Teresa de Calcutá

RESUMO

A implantação de geradores distribuídos à base de fontes renováveis é considerada uma alternativa para suprir a crescente demanda de energia elétrica, melhorando a eficiência energética do sistema e ao mesmo tempo reduzindo impactos ambientais. Entretanto, quando a unidade de geração principal é desconectada, uma parcela do sistema permanece energizada devido à presença dessas unidades secundárias de geração de energia elétrica, formando assim uma ilha em alguma parte do Sistema Elétrico de Potência, situação não desejada por poder acarretar problemas referentes à qualidade de energia e segurança de operação do sistema. Dessarte, esta dissertação apresenta duas técnicas de detecção de ilhamento a partir da injeção de pequenos sinais através do inversor presente no GD, em que a primeira busca identificar o ilhamento a partir da variação da impedância vista pelo Geradores Distribuídos (GD), enquanto a segunda é baseada na taxa de variação de frequência do sistema provocada por esses distúrbios. Os métodos foram implementados no software PSIM, onde, cujos ilhamentos foram identificados em menos de 400 ms, sem que esses pequenos sinais injetados levem o sistema para fora de suas margens de operação estabelecidas pelos órgãos regulamentadores.

Palavras-chave: Detecção de Ilhamento, Sinal Gaussiano Modulado, Gerador Distribuído, Sistema de Geração Distribuída, Taxa de Variação de Frequência, Estimação de Impedância, Qualidade de Energia Elétrica.

ABSTRACT

The deployment of distributed generators based on renewable sources is considered an alternative to supply the growing demand for electric energy, improving the energy efficiency done in the system and at the same time reducing environmental impacts. However, when the main generating unit is disconnected, a portion of the system remains energized due to the presence of these secondary electric power units, thus forming an island in a part of the Electric Power System, a situation that is not desired because it can cause problems related to power quality and safety system operation. Thus, this work presents two techniques of islanding detection from the injection of small signals through the present inverter of the DG, in which the first techniques identifies the islanding from the impedance variation, while the second is based on the rate of change of frequency of the system caused by these disturbances. The results were obtained through simulations of the PSIM software, where, through these two methods, it is possible to detect the occurrence of the islanding in less than 400 ms without these small injected signals take the system out of its operating margins established by the regulatory agencies.

Keywords: Islanding Detection, Modulated Gaussian Signal, Distributed Generator, Distributed Generation System, Rate of Change of Frequency, Impedance Estimation, Electric Power Quality, Non Detection Zone.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1	Sistema de distribuição ilhado, onde o disjuntor A está aberto e o disjuntor B, fechado.	19
Figura 2	Classificação das técnicas de detecção de ilhamento.	20
Figura 3	Zona de Não Detecção do Ilhamento.	22
Figura 4	Diagrama esquemático simplificado do ROCOF.	23
Figura 5	Exemplo da forma de onda da corrente injetada pelo inversor utilizada na implementação do método de detecção de ilhamento AFD.	26
Figura 6	Sistema abordado.	35
Figura 7	Diagrama Esquemático do controle do GD.	36
Figura 8	Representação do vetor espacial de tensão no sistema de coordenadas dq0.	37
Figura 9	Estrutura típica do integrador generalizado de segunda ordem.	41
Figura 10	Diagrama de Bode da função de transferência em malha fechada de Q(s) para vários valores de k_r	42
Figura 11	Diagrama de Bode da função de transferência em malha fechada de Q(s) para vários valores de k_r	42
Figura 12	Resposta em frequência do detector de sequência positiva e negativa.	43
Figura 13	Estrutura do DSOGI-PLL.	44
Figura 14	Relação espacial entre as transformações de coordenadas $\alpha\beta$ para dq.	45
Figura 15	Diagrama esquemático do SRF-PLL.	46
Figura 16	Ângulo estimado pelo DSOGI-PLL e o ângulo de referência.	48
Figura 17	Malha de corrente.	51

Figura 18	Diagrama Esquemático do controle do GD com o bloco de processamento de sinais.	53
Figura 19	Comportamento dos distúrbios na fase ABC, com $G = 0,075p.u$ com base em 200 V, $k = 120$, $f_1 = 60Hz$, $h = 1$, com uma janela $W(t)$ de duração de dois ciclos da fundamental.	55
Figura 20	Estrutura do filtro SWRDFT.	57
Figura 21	Estrutura de filtros para a obtenção da componente h da v_{PAC} , da i_{VSC} , e pela Lei de Ohm, da Z_h	59
Figura 22	Protocolo utilizado para ratificar a ocorrência do ilhamento através do método de estimação de impedância.	60
Figura 23	Impedância estimada para quando a carga opera com Fator de Qualidade (qf) = 0,50 com 5 Ω de impedância.	62
Figura 24	Impedância estimada para quando a carga opera com qf = 1,25 com 5 Ω de impedância.	62
Figura 25	Impedância estimada para quando a carga opera com qf = 2,5, com 5 Ω de impedância.	63
Figura 26	Frequência estimada com a presença de perturbações no sistema no cenário em que o sistema não apresenta desbalanço de potência.	64
Figura 27	Fluxograma para detecção de ilhamento à partir de relés Taxa de Variação de Frequência (do inglês <i>Rate Of Change Of Frequency</i>) (ROCOF) induzidos por pequenos sinais.	65
Figura 28	Diagrama esquemático simplificado do ROCOF.	66
Figura 29	Respostas para diferentes métodos de detecção de ilhamento para o cenário em que o Sistema de Geração Distribuída (SGD) apresenta 75% de desbalanço de potência.	70
Figura 30	Respostas para diferentes métodos de detecção de ilhamento para o cenário em que o SGD apresenta 50% de desbalanço de potência.	71
Figura 31	Respostas para diferentes métodos de detecção de ilhamento para o	

	cenário em que o SGD apresenta 25% de desbalanço de potência. . . .	72
Figura 32	Respostas para diferentes métodos de detecção de ilhamento para o cenário em que o SGD apresenta 10% de desbalanço de potência. . . .	73
Figura 33	Respostas para diferentes métodos de detecção de ilhamento para o cenário em que o SGD apresenta 5% de desbalanço de potência. . . .	74
Figura 34	Respostas para diferentes métodos de detecção de ilhamento para o cenário em que o SGD apresenta 0% de desbalanço de potência. . . .	75

LISTA DE TABELAS

Tabela 1	Resposta a Condições anormais da tensão no Ponto de Acoplamento Comum (PAC) para sistemas não ilhados.	29
Tabela 2	Resposta a Condições anormais da frequência no sistema, cuja frequência nominal f_n é igual à 60 Hz.	30
Tabela 3	Limites de distorção harmônica na tensão no PAC.	31
Tabela 4	Limites globais de flutuação de tensão.	32
Tabela 5	Fatores de Transferência (FT).	32
Tabela 6	Técnicas de detecção de ilhamento.	34
Tabela 7	Comparação das características entre as estruturas de PLL.	39
Tabela 8	Parâmetros do Conversor conversor fonte de tensão (do inglês, <i>Voltage Sourced Converter</i> (VSC).	52
Tabela 9	Parâmetros do Sinal Gaussiano Modulado (SGM).	56
Tabela 10	Parâmetros do Conversor VSC.	68
Tabela 11	Parâmetros da rede CA.	68
Tabela 12	Parâmetros da carga RLC.	69
Tabela 13	Valor Máximo de Razão da Raíz Média Quadrática (do inglês <i>Root Mean Square Ratio</i>) (RMSR) obtido no sistema com 0% de desbalanço de potência.	76
Tabela 14	Valores obtidos de severidade da cintilação luminosa de curta duração.	77

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

A/D analógico/digital

CC corrente contínua

PAC Ponto de Acoplamento Comum

PWM Modulação por largura de pulso (do inglês, *Pulse-Width Modulation*)

VSC conversor fonte de tensão (do inglês, *Voltage Sourced Converter*)

SEP Sistema Elétrico de Potência

GD Geradores Distribuídos

ROCOF Taxa de Variação de Frequência (do inglês *Rate Of Change Of Frequency*)

ZND Zona de Não Detecção

PLCC *Power Line Carrier Communication*

SPD *Signal Produced by Disconnect*

PLL *Phase Locked Loop*

SRF-PLL *Synchronous Reference Frame PLL*

DSRF-PLL *Double Synchronous Reference Frame PLL*

PSF-PLL *Synchronous Reference Frame PLL with Positive Sequence Filter*

SSI-PLL *Synchronous Reference Frame PLL with Sinusoidal Signal Integrator*

DSOGI-PLL *Double Second Order Generalized Integrator PLL*

CMC controle no modo de corrente, do inglês *Current-mode control*

SWRDFT Transformada Discreta de Fourier de Janela Deslizante, do inglês *Sliding Window Recursive Discrete Fourier Transform*

SGM Sinal Gaussiano Modulado

PCH Pequenas Centrais Hidrelétricas

ProGD Programa de desenvolvimento da Geração Distribuída de energia elétrica

PRODIST Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional

PROINFRA Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia

ANEEL Agência Nacional de Energia Elétrica

qf Fator de Qualidade

SGD Sistema de Geração Distribuída

THD Distorção Harmônica Total (do inglês *Total Harmonic Distortion*)

SOGI Integrador Generalizado de Segunda Ordem, do inglês *Second Order Generalized Integrator*

RMSR Razão da Raíz Média Quadrática (do inglês *Root Mean Square Ratio*)

Pst *Probability Short Term*

Plt *Probability Long Term*

QEE Qualidade de Energia Elétrica

FT Fatores de Transferência

SUMÁRIO

1	Introdução	14
1.1	Identificação do Problema	14
1.2	Motivação	16
1.3	Objetivos	17
1.4	Estrutura da dissertação	17
2	Técnicas de detecção de ilhamento	19
2.1	Técnicas remotas	20
2.2	Técnicas Locais	21
2.2.1	Técnicas Locais Passivas	21
2.2.1.1	Técnicas Locais Passivas Inteligentes	23
2.3	Técnicas Locais Ativas	24
2.4	Técnicas Híbridas	27
2.5	Requisitos básicos para testes e conexão de Sistemas de Geração Distribuída à rede elétrica de distribuição	27
2.5.1	Escolha de Carga de Teste	28
2.5.2	Tensão de Operação	29
2.5.3	Frequência do Sistema	29
2.5.4	Reconexão após uma ocorrência anômala na rede	30
2.6	Parâmetros de Qualidade de Energia	30
2.6.1	Distorção harmônica da Tensão no PAC	30
2.6.2	Cintilação Luminosa	31
2.7	Conclusões parciais	32

3	Metodologia	35
3.1	MODELO DO SISTEMA ELÉTRICO ESTUDADO	35
3.1.1	Modelagem do VSC em coordenadas síncronas	37
3.1.2	Circuito de Sincronismo	38
3.1.2.1	Integrador Generalizado de Segunda Ordem para <i>Phase Locked Loop</i> (PLL)	39
3.1.2.2	Estrutura SRF-PLL	45
3.1.3	Estratégia de Controle	48
3.1.3.1	Projeto da Malha de Corrente	49
3.1.4	Versão Completa do Conversor VSC	52
3.2	Metodologia para estimação da impedância	54
3.2.1	Descrição do Pequeno sinal inserido no sistema	54
3.2.2	Filtro Transformada Discreta de Fourier de Janela Deslizante	56
3.2.2.1	SWRDFT Modificada	58
3.2.3	Estimação da Impedância	58
3.3	Metodologia Proposta para a detecção da ocorrência de ilhamento a partir da variação de impedância	59
3.4	Metodologia Proposta para a detecção da ocorrência de ilhamento a partir do ROCOF induzido pelo SGM	63
3.5	Conclusões parciais	66
4	Resultados e Discussões	68
4.1	Detecção de ilhamento no sistema elétrico através dos métodos propostos	68
4.2	Análise da qualidade de energia devido a inserção do SGM no sistema .	76
4.3	Conclusões parciais	77
5	Conclusões finais	79
5.1	Conclusões	79

5.2	Trabalhos Futuros	80
	Referências	82
	Apêndice A – Produção Bibliográfica	88
A.1	Artigos Referentes à essa dissertação	88
A.2	Artigos Referentes à temas diversos	88

1 INTRODUÇÃO

Desastres ambientais e nucleares, como o de Chernobyl (abril de 1986) e o de Fukushima (março de 2011), e pactos ambientais como o acordo de Paris, estão levando a aceleração da implantação de Geradores Distribuídos (GD) a partir de fontes renováveis, como a energia eólica e solar, a fim de atender à demanda de energia elétrica. Entretanto, a utilização dessa alternativa traz consigo alguns problemas, como ilhas não intencionais (RATHNAYAKA et al., 2014; STEINHEIMER; TRICK & RUHRIG, 2012).

Estima-se que a demanda por energia aumentará em até 40% até 2035 (ENERGY, 2018) e como grande parte da matriz energética dos sistemas elétricos presentes no mundo são formadas por fontes não renováveis (carvão, petróleo, gás natural e urânio enriquecido), medidas estão sendo estudadas para suprir essa crescente demanda por energia, como o incentivo de consumidores se tornarem *prosumers*, personagens de grande relevância no cenário das *Smart Grids*, definidos como usuários que geram a sua própria energia e compartilham com a rede o excedente gerado (GUNGOR et al., 2011; SIANO et al., 2012; XU et al., 2012; MAHMOOD; JAVAID & RAZZAQ, 2015; CIUCIU; MEERSMAN & DILLON, 2012; SKOPIK & WAGNER, 2012), possuindo assim, característica bidirecional quanto ao fluxo da energia.

1.1 IDENTIFICAÇÃO DO PROBLEMA

Os primeiros sistemas elétricos de potência, datados de 1880, possuíam geração local com suas usinas construídas e operadas próximas de seus consumidores, por operadores independentes. Com o aumento do consumo, estes sistemas elétricos também se expandiram, tornando necessário a interligação e a operação destes por uma organização central, e as demandas supridas por grandes unidades geradoras distantes da carga, sendo esta forma de geração de energia priorizada até o fim do século passado (JENKINS; EKANAYAKE & STRBAC, 2010).

No início deste século, vários países passaram por uma profunda reestruturação no setor energético, possibilitando a utilização de novas fontes de energia (renováveis ou não) conectadas aos sistemas de distribuição e transmissão. Destas fontes, as que mais se destacaram no cenário mundial foram as renováveis, como: eólica, solar fotovoltaica e Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH) (REIS, 2011).

No Brasil, diversas iniciativas e regulamentações a respeito da utilização de fontes renováveis foram elaboradas e discutidas ao longo dos anos. O atual cenário nacional da GD pode ser explicado pelos seguintes acontecimentos:

- **Criação do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia (PROINFRA):** Criado através da Lei nº 10.438, de 26/02/2002, o PROINFRA, uma das primeiras políticas relacionadas a GD, visava diferenciar os valores pagos às fontes de GD, em relação a geração de fontes mais competitivas. Houve a divisão do programa em duas fases: a fase I deveria ser implementada até 2006, prevendo uma instalação de 3.300MW, e a fase II, a qual dependeu, naquela época, da modificação do modelo institucional do setor elétrico (BAJAY et al., 2006);
- **Decreto nº 5.163:** Em 2004, foram definidas as principais características da GD para as distribuidoras, fazendo com que esse tipo de geração se tornasse uma opção para diminuição de riscos de investimentos (BAJAY et al., 2006);
- **Resolução Normativa Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) nº 482/2012:** Esta se tornou um marco na definição dos pilares da GD dentro do setor elétrico, pois, estabelecia as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica e outras definições. No geral, abordou-se sistema de créditos compensáveis, tarifas e regulamentação de incentivos.
- **Resolução Normativa ANEEL nº 687/2015:** em 2015, foi feita a revisão da Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012, caracterizando como microgeração sistemas de geração de até 75 kW, e minigeração entre 75 kW e 5 MW. Também implementou-se a possibilidade de GD em condomínios e permitiu que diferentes consumidores se unam em consórcios ou cooperativas para utilizar uma mini ou microgeração de forma comum. A seção 3.7 do Módulo 3 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) também foi revisada nesta resolução (ANEEL, 2016).

- **Criação da Programa de desenvolvimento da Geração Distribuída de energia elétrica (ProGD):** Ainda em 2015 foi lançado este programa que visava estimular o crescimento do abastecimento de energia no Brasil utilizando GD a partir do uso de fontes renováveis em residências, instalações industriais e comerciais, escolas técnicas, universidades federais, hospitais e edifícios públicos. Espera-se, até 2030, alcançar a marca de R\$ 100 bilhões em investimentos e gerar, assim, mais de 48 milhões de MWh, equivalente à metade da energia gerada por Itaipu em um ano. Para tal, criaram-se e expandiram-se linhas de créditos e financiamento de projetos de GD, além de incentivos fiscais à indústrias de equipamentos e dispositivos voltados ao desenvolvimento tecnológico e inovador, tanto nacionais quanto internacionais, a fim de atrair investimentos para alavancar o uso de energias renováveis (MME, 2015).

De modo geral, a inserção da GD no Sistema Elétrico de Potência (SEP) pode fomentar diversos benefícios à sociedade e ao sistema elétrico como um todo, tendo em vista que supre, de modo efetivo, o crescimento da demanda energética (FILHO, 2013). Dessa forma, o consumidor torna-se mais independente das distribuidoras em relação às tarifas e a disponibilidade, contribuindo para o aumento da confiabilidade do sistema elétrico, para a redução da sobrecarga e, conseqüentemente, para a diminuição do índice de falhas, uma vez que o sistema não estará sujeito a longas transmissões e distribuições de energia (HE et al., 2013; HE & LI, 2013; HASHEMI; MOHAMMADI & KARGARIAN, 2017).

Cabe ressaltar as vantagens da geração distribuída, tais como a possibilidade de instalações em áreas urbanas já utilizadas, sistema de compensação de energia elétrica, redução de impactos ambientais, implementação em áreas remotas, e o alcance de benefícios para a rede com a compensação de reativo (NARUTO, 2017).

No entanto, a geração distribuída também pode acarretar em algumas desvantagens técnicas, como redução da flexibilidade do sistema, uma vez que aumenta o número de regiões do sistema elétrico que não são controladas pelos operadores de rede, elevação da tensão de forma imprópria, aumento no conteúdo harmônico injetado no sistema elétrico e ocorrências de ilhamentos não intencionais (NARUTO, 2017).

1.2 MOTIVAÇÃO

Os ilhamentos não intencionais, condição caracterizada pela energização de parte do sistema de distribuição mesmo que este esteja desconectado da geração principal, devido à presença de um ou mais GDs, acarretam em vários problemas no que tange a Qualidade de Energia Elétrica (QEE), tensão no PAC, estabilidade da frequência e segurança dos operadores de manutenção da linha (KHAMIS et al., 2013a; MAHAT; CHEN & BAK-JENSEN, 2008; TIMBUS; OUDALOV & HO, 2010).

A maioria das pesquisas para desenvolvimento de técnicas de proteção de ilhamento ocorreram no início deste século e as mais usuais são as técnicas locais passivas, descritas na Subseção 2.2.1 deste trabalho. A principal prerrogativa da utilização das técnicas passivas é o seu baixo custo de implementação. Porém, determinadas situações fazem essas proteções anti-ilhamento não atuarem, como quando o sistema apresenta baixo desbalanço de potência. As técnicas ativas, por sua vez, apresentam desempenho superior nesses cenários, porém com a desvantagem de causar distúrbios no sistema, deteriorando a QEE.

Pelos motivos expostos acima, uma técnica de detecção de ilhamento deve ser capaz de detectar o ilhamento nas mais diversas condições, sem deteriorar a QEE do sistema, atendendo às normas vigentes, impostas pelos órgãos regulamentadores.

1.3 OBJETIVOS

De acordo com o exposto acima e devido a crescente utilização de GDs conectados ao SEP, surge a necessidade do estudo e proposição de técnicas de detecção de ilhamento que sejam eficazes. Portanto, o presente trabalho tem como objetivos:

- Apresentar uma revisão sobre as principais técnicas de detecção de ilhamento presentes na literatura;
- Propor dois métodos de detecção de ilhamento a partir da injeção de pequenos sinais através do próprio inversor presente no GD;
- Validar os métodos propostos a partir das recomendações propostas pela IEEE-Std.929 (2000), IEEE-Std.519 (1992), além de usar as diretrizes definidas em norma Prodist-Módulo.8 (2010) e IEC.61000-4-15 (2008);

- Avaliar a QEE do sistema no PAC e mostrar que a mesma não é degradada pelos métodos propostos.

1.4 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

Este trabalho está estruturado em cinco capítulos. O Capítulo 2 trata-se de uma revisão bibliográfica, onde são explicadas as características das técnicas de detecção de ilhamento, bem como os tipos de técnicas que existem.

A abordagem do controle de fluxo de potência entre o GD e a rede, assim como o método de estimação de impedância utilizada para o desenvolvimento da técnica proposta é feita no Capítulo 3. Já os resultados obtidos serão apresentados no Capítulo 4, onde através do software de simulação PSIM, será feita validação dos métodos propostos por essa dissertação em diversas regiões de operação, inclusive dentro das Zona de Não Detecções (ZNDs) das técnicas mais utilizadas, como a Taxa de Variação de Frequência (do inglês *Rate Of Change Of Frequency*) (ROCOF), além de mostrar estudos referentes à QEE com a injeção do distúrbio projetado.

Por fim, o Capítulo 5 apresenta as conclusões obtidas com os resultados encontrados, assim como as vantagens, desvantagens e incógnitas que devem ser solucionadas com o avanço dessa pesquisa.

2 TÉCNICAS DE DETECÇÃO DE ILHAMENTO

O surgimento de geradores distribuídos acoplados ao barramento de baixa tensão tem proporcionado ao SEP robustez, eficiência e uma alternativa sustentável para atender a crescente demanda de energia (PROCEL, 2008; EPE, 2017; YU; MATSUI & YU, 2010).

Dentre todas as interfaces adotadas, duas topologias dominam o mercado: Geradores rotativos e geradores com inversores, estes últimos tendo sua aplicação muito estudada pela possibilidade do inversor poder contornar e atuar em condições indesejadas, como ilhamentos não intencionais, condição caracterizada pela energização de parte do sistema elétrico mesmo que este esteja desconectado da geração principal devido à presença de um ou mais GD.

Tomando como exemplo o sistema mostrado na Figura 1, numa operação normal, ambos os disjuntores A e B encontram-se fechados. Já numa condição de ilhamento, o Disjuntor A encontra-se aberto e o Disjuntor B fechado. A condição de ilhamento não intencional pode ocasionar danos a equipamentos, redução da QEE, tornar o religamento da rede principal mais complexo e elevar os riscos de acidentes durante a manutenção da rede, visto que a linha permanece energizada (DU; NELSON & YE, 2005; GOMES et al., 2009; STEVENS JOHN W., 2008; MAHAT; CHEN & BAK-JENSEN, 2008). Sendo assim, é de suma importância a detecção dessa situação.

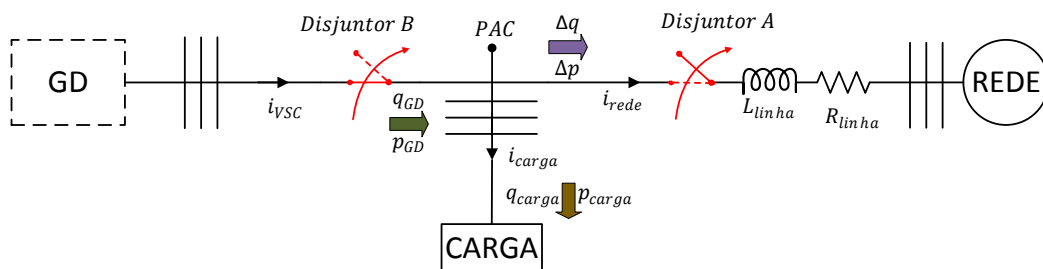


Figura 1: Sistema de distribuição ilhado, onde o disjuntor A está aberto e o disjuntor B, fechado.

Como pode ser visto na Figura 2 a detecção da ocorrência de ilhamentos pode ser feita a partir de técnicas remotas, utilizando estruturas de comunicação para permitir a troca de informações entre o GD, dispositivos de proteção e concessionária; ou de técnicas locais, tendo como base de seu funcionamento o monitoramento de parâmetros do sistema, como corrente, tensão e/ou frequência. As técnicas locais se dividem em: passivas, ativas e híbridas (MAHAT; CHEN & BAK-JENSEN, 2008; ESTEBANEZ et al., 2011; MARCHESAN et al., 2016; CAO et al., 2016).

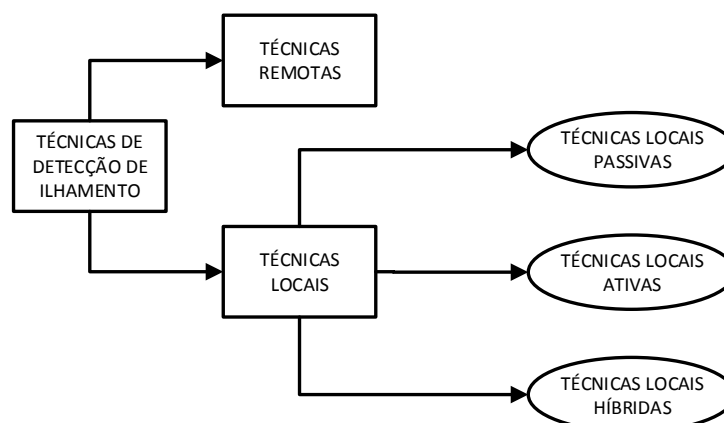


Figura 2: Classificação das técnicas de detecção de ilhamento.

A seguir será apresentada uma revisão da literatura a respeito de técnicas de detecção de ilhamento. As mesmas serão apresentadas seguindo a divisão da Figura 2.

2.1 TÉCNICAS REMOTAS

Como já dito, as técnicas remotas utilizam como parâmetros informações vindas da concessionária para ativar as proteções anti-ilhamento. Algumas dessas técnicas são:

- Controle de Supervisão e Aquisição de Dados (SCADA): Um sistema Controle de Supervisão e Aquisição de Dados (do inglês *Supervisory Control and Data Acquisition*) monitora todos os disjuntores em tempo real da rede de distribuição. Ao ocorrer o ilhamento, o estado dessas chaves indicará a porção ilhada da rede e uma ação de proteção será enviada para desconectar os geradores distribuídos ligado(s) à(s) carga(s). Embora seja uma técnica eficiente, seu custo tende a crescer de forma proporcional ao tamanho da rede (REDFERN; USTA & FIELDING, 1993; LI et al., 2014).

- Power Line Carrier Communication (PLCC): Essa técnica se baseia na utilização da própria linha de transmissão e distribuição como um canal para o envio de um pequeno sinal da concessionária até um receptor acoplado à GD. Enquanto o sinal não é detectado pelo receptor, o GD interpretará que está ilhado e cessará seu fornecimento de energia (ROPP, 1998). Segundo Li et al. (2014), essa técnica se torna inviável economicamente em sistemas com baixo número de geradores distribuídos acoplados à rede;
- Signal Produced by Disconnect (SPD): a base de funcionamento se assemelha bastante ao PLCC. A diferença é que em vez da rede ser utilizada como canal para a troca de dados, utiliza-se como canal de comunicação com tecnologias baseadas em micro-ondas, linhas telefônicas ou até mesmo rádio frequência. Entretanto, o tamanho do sistema pode tornar a implementação inviável pela necessidade de se ter uma infraestrutura de comunicação paralela (LI et al., 2014; AHMAD; SELVARAJ & RAHIM, 2013).

2.2 TÉCNICAS LOCAIS

As técnicas locais são aquelas que, a partir da variação dos parâmetros obtidos no PAC, identifica-se a ocorrência (ou não) de um ilhamento. Essas técnicas apresentam baixo custo e complexidade de instalação pelo fato da não necessidade de infraestrutura de comunicação. Entretanto, podem apresentar ZNDs, ou então inserir perturbações na rede de distribuição, comprometendo seu bom funcionamento (XU; LIU & LIU, 2003; MAHAT; CHEN & BAK-JENSEN, 2008).

Como visto na Figura 2, as técnicas locais se subdividem em três grupos: locais passivas, locais ativas e locais híbridas.

2.2.1 TÉCNICAS LOCAIS PASSIVAS

Pelo fato de utilizar somente parâmetros do próprio sistema (derivados da frequência, tensão e potência a partir do ponto de acoplamento comum), as técnicas locais passivas se tornam atraentes devido a não inserção de perturbações no sistema e por não necessitar de qualquer outra estrutura de comunicação entre os dispositivos de proteção, GD e concessionária. Entretanto, caso o desbalanço de potência ativa ($\Delta p = p_{GD} - p_{carga}$) e/ou reativa ($\Delta q = q_{GD} - q_{carga}$) entre o gerador distribuído e a carga for pequeno, surgirão ZNDs, como ilustra a Figura 3, comprometendo as ações

de proteção anti-ilhamento (MAHAT; CHEN & BAK-JENSEN, 2008; HATATA; ABD-RABOH & SEDHOM, 2017; ROBITAILLE; AGBOSSOU & DOUMBIA, 2005). Outro fator que pode ocasionar uma ZND é a presença de cargas reativas ressonantes (YE et al., 2004). É importante ressaltar que, ao se utilizar técnicas locais passivas, existe a chance de que 30% dos casos de ilhamento se enquadrem na ZND destes métodos de detecção (MASSOUD et al., 2009).

Esses parâmetros de grandezas elétricas (tensão e frequência, por exemplo) são monitorados por relés, atuando assim como uma proteção anti-ilhamento

Os relés que monitoram a tensão podem ser relés de sobre/subtensão ou relés de taxa de variação de tensão, onde um estudo detalhado sobre o funcionamento desses dois dispositivos foi feito em (XU; LIU & LIU, 2003), concluindo que esses dispositivos são capazes de identificar a ocorrência de um ilhamento caso um desbalanço de potência reativa cause um desvio de tensão (desde que esse não seja pequeno).

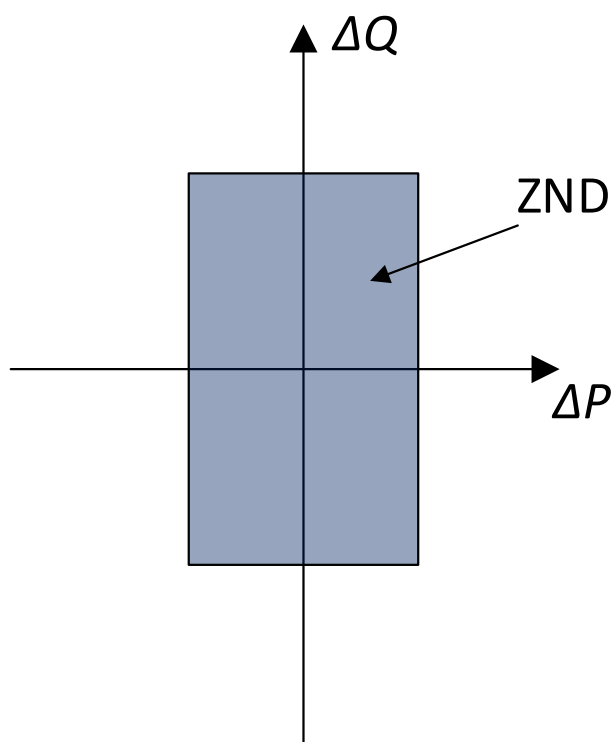


Figura 3: Zona de Não Detecção do Ilhamento.

No trabalho de (JR; FREITA & MORELATO, 2005) é detalhado o funcionamento dos relés que monitoram a frequência do sistema para a operação de proteção anti-

ilhamento, sendo os relés de sub/sobrefrequência, os relés de taxa de variação de frequência e os relés de deslocamento de fase (esse último utilizando indiretamente a frequência para operar) abordados pelos autores. Eles observaram que o relé mais eficiente no que tange à detecção de ilhamento é o de variação de frequência devido a possibilidade de se detectar a ausência do gerador principal em virtude da sensibilidade do dispositivo para pequenos desbalanços de potência ativa, além de identificar o ilhamento em menos de 200 *ms* para sistemas com desbalanços de potência acima de 10%. Por fim, sugeriu a substituição dos relés de salto de fase por relés de frequência pelo fato desses conseguirem substituí-los de forma satisfatória.

Em suma, verificou-se em (ZHU et al., 2009) que a ZND para relés de sobre/subtensão é caracterizado pelo pequeno desbalanço de potência ativa do sistema, enquanto os relés de sobre/sub-frequência possuem sua ZND atrelada ao desbalanço de potência reativa e ao Fator de Qualidade (*qf*) da carga.

Outro tipo de relé que trabalha a partir do monitoramento de frequência são os Taxa de Variação de Frequência (do inglês *Rate Of Change Of Frequency*) (ROCOF), técnica de proteção mais aplicada para detecção de ilhamento. Para melhor entender o funcionamento desta proteção, temos a ilustração da Figura 4.

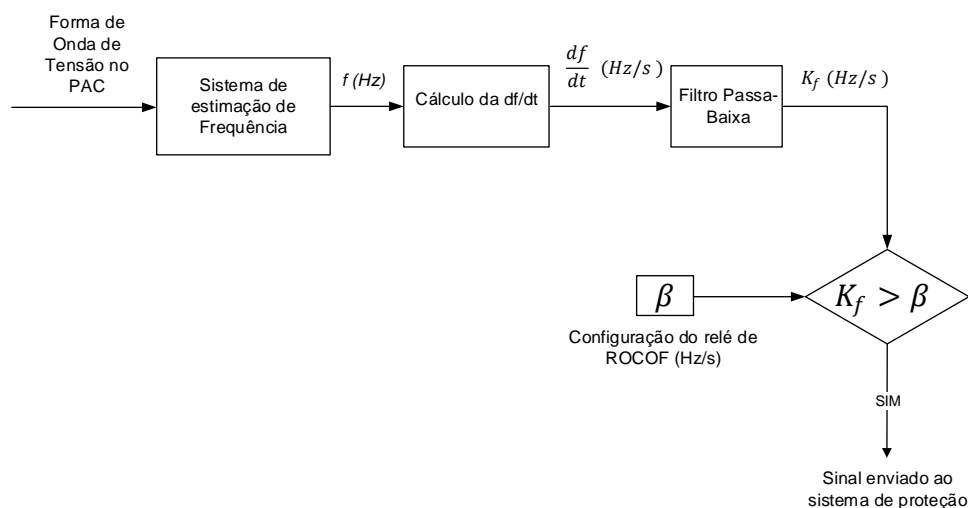


Figura 4: Diagrama esquemático simplificado do ROCOF.

A taxa da variação de frequência é calculada pela utilização de uma janela com os dados medidos de poucos ciclos da componente (geralmente entre 2 a 40 ciclos) da forma de onda da tensão a partir do PAC. Este sinal é processado por um filtro passa-baixa (com a finalidade de eliminar elevados transientes), resultando num sinal K_f , o

qual é comparado com um valor pré-determinado (β) pelo dispositivo. Caso o valor K_f seja maior que o valor de β , um sinal é enviado aos sistemas de proteção a fim de desconectar o SGD do sistema (VIEIRA et al., 2006).

2.2.1.1 TÉCNICAS LOCAIS PASSIVAS INTELIGENTES

Com a evolução da capacidade dos processadores e microprocessadores, algoritmos inteligentes estão sendo aplicados às técnicas locais passivas, tornando estas mais robustas e confiáveis. Entre os algoritmos mais utilizados com técnicas locais passivas, têm-se:

- Data Mining of Code Repositories (DAMICORE): Um trabalho promissor foi feito em (GOMES et al., 2018), onde foram aplicados métodos de mineração de dados a fim de encontrar e monitorar certos padrões de tensão e corrente no PAC, apresentando melhoras na detecção de ilhamentos para operações com duas proteções: um relé de frequência menos sensível (para funcionar em cenários de altos níveis de desbalanço de potência ativa) e com a função data-mining de cinco a dez ciclos do DAMICORE (a fim de detectar o ilhamento do sistema para baixos níveis de desbalanço de potência ativa).
- Redes Neurais Artificiais do tipo Probabilística: foi proposto em (SAMANTARAY; BABU & DASH, 2011), onde estudou-se a operação de um sistema com a presença de quatro GD acoplados à rede, apresentando cerca de 93.9% de acertos como seu pior resultado nos cenários levantados pelos autores.
- Lógica Fuzzy: Um dos trabalhos propostos usando esse algoritmo foi feito em (SAMANTARAY et al., 2010) onde obtiveram resultados satisfatórios, detectando ilhamento em todas as situações propostas (desde que não haja ruídos, pois nesse caso corre-se o risco de se detectar falsos ilhamentos).

2.3 TÉCNICAS LOCAIS ATIVAS

As técnicas locais ativas se baseiam na injeção de pequenos sinais no sistema, causando distúrbios em parâmetros de grandezas elétricas e monitorando os seus comportamentos, onde grandes variações destes podem indicar a ocorrência de um ilhamento, sendo um sinal para que o GD seja desacoplado do sistema (REIGOSA et al., 2012).

Quando o GD é composto por geradores síncronos, duas técnicas se destacam:

- Medidas de Impedância: A impedância pode ser um parâmetro utilizado na detecção de ilhamento, pois, geralmente, possui uma elevação do seu valor quando a rede está ilhada. Essa técnica se baseia na injeção de um sinal de alta frequência no sistema de distribuição por um transmissor instalado junto com o gerador distribuído. Através da injeção do sinal é possível estimar a impedância do sistema, independentemente do desbalanço de potência (XU; MAUCH & MARTEL, 2004).
- Variação da tensão no terminal do GD: Esse método consiste em mensurar as variações no fluxo de potência reativa enquanto a tensão terminal do GD é alterada. Na presença da concessionária na rede, o gerador distribuído terá pequenas variações de fluxo de potência reativa, o que não ocorre em sistemas ilhados (XU; MAUCH & MARTEL, 2004).

Já na configuração em que o gerador distribuído é composto por uma fonte de corrente contínua (CC) em conjunto com um inversor, este segundo será responsável por sintetizar um distúrbio e inseri-lo na rede, e a partir de então se monitora o comportamento do sistema, esperando padrões que representem (ou não) a presença do gerador principal. Uma extensa revisão das técnicas locais ativas foi feita em (MAHAT; CHEN & BAK-JENSEN, 2008; BELTRAN et al., 2006), citando e analisando as técnicas mais implementadas, como:

- Active Frequency Drift (AFD): Este método distorce ligeiramente a forma de onda da corrente que flui pelo conversor VSC a fim de causar uma contínua perturbação na frequência da tensão no PAC. Quando o barramento infinito está presente, o sistema estará imune desta perturbação, mas, com a sua ausência, a frequência tende a deslizar para uma nova região de operação, que caso não ultrapasse os limites dos relés de sub/sobre frequência, o ilhamento não será detectado. Assim, forçando a frequência para regiões que esses relés possam atuar, a corrente injetada pelo GD terá uma frequência sutilmente maior à da tensão no PAC durante o primeiro semi-ciclo, que, ao cruzar a origem, permanecerá nula por um período de tempo t_z até o início do próximo semi-ciclo da tensão, como ilustrado pela Figura 5. Essa forma de onda distorcida aplicada numa carga puramente resistiva fará com que a tensão no PAC tenha um aumento em sua frequência após a ocorrência do ilhamento até que o desvio seja grande o suficiente para que os relés de proteção consigam detectar que a frequência está fora de sua zona de operação (RICCIARDI et al., 2010; BOWER & ROPP, 2002).

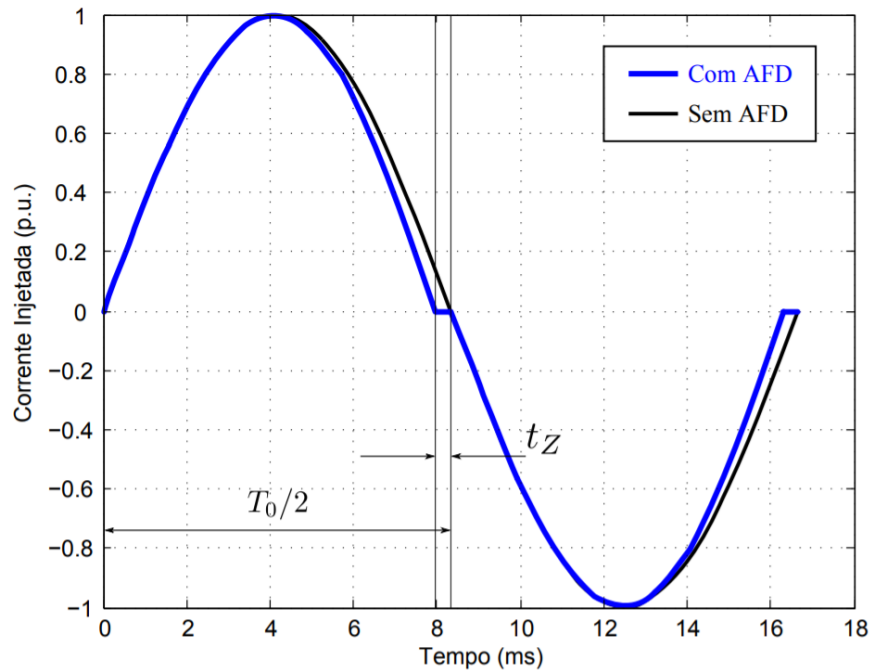


Figura 5: Exemplo da forma de onda da corrente injetada pelo inversor utilizada na implementação do método de detecção de ilhamento AFD.

- Sandia Frequency Shift (SFS): Uma realimentação positiva na corrente i_q do VSC a fim de proporcionar celeridade ao desvio da frequência nominal quando o GD está ilhado. Por ser uma extensão do AFD, é conhecido também como *Active Frequency Drift with Positive Feedback* (BOWER & ROPP, 2002).
- Slip Mode Frequency Shift (SMD): através de uma malha de realimentação positiva de corrente, ocorre um desvio de fase que flui pelo inversor, variável esta dependente da frequência. Ao ocorrer o ilhamento, a curva de fase da corrente do VSC tende a variar de forma mais rápida que a corrente da carga, gerando uma instabilidade da frequência e assim, identificando a ocorrência do ilhamento (BOWER & ROPP, 2002).

Em (KHAMIS et al., 2013b) os autores comparam o método de estimação de impedância com os métodos ativos à base de variação de frequência, concluindo que o primeiro identifica mais rápido a ocorrência do ilhamento, mas assim como o SMD e AFD, apresenta grandes ZNDs para elevados valores de q_f . Outro dado levantado neste trabalho foi que o método SFS apresenta elevados problemas relacionados à QEE.

2.4 TÉCNICAS HÍBRIDAS

As técnicas híbridas são uma combinação de técnicas passivas e ativas. Os parâmetros elétricos, assim como nas técnicas passivas, são monitorados no PAC e, caso esses apresentem algum comportamento adverso que sugira a ocorrência do ilhamento, perturbações são inseridas (como nas técnicas ativas) para retificar ou refutar a suspeita de ilhamento, trazendo consigo uma diminuição das ZND e da diminuição dos distúrbios inseridos no sistema, atenuando de forma considerável os riscos de deterioração na QEE (MAHAT; CHEN & BAK-JENSEN, 2008).

Dentre os métodos que utilizam técnicas híbridas, dois podem ser destacados (MAHAT; CHEN & BAK-JENSEN, 2008):

- **Tensão e deslocamento adaptativo de potência reativa:** Essa técnica tem como base o monitoramento das variações nos terminais do gerador distribuído e o cálculo de suas respectivas covariâncias, cujo valor pré-definido será utilizado como limiar e, caso esse venha a ser ultrapassado, um distúrbio de corrente é inserido no sistema, comprovando (ou não) a ausência da concessionária.
- **Realimentação positiva e desequilíbrio de tensão:** esse método sugere monitorar a tensão nas três fases para determinar se existe (ou não) o desequilíbrio de tensão e, caso esse desequilíbrio ultrapasse um valor limiar pré-definido, a frequência do gerador distribuído será ajustada e alterada através de uma realimentação positiva. Na ocorrência do ilhamento, as perturbações injetadas provocam uma variação na frequência, comprovando assim a ausência do gerador principal.

2.5 REQUISITOS BÁSICOS PARA TESTES E CONEXÃO DE SISTEMAS DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA À REDE ELÉTRICA DE DISTRIBUIÇÃO

Devido à grande variedade de sistemas elétricos presentes no mundo, aliado aos vários fatores que podem acarretar num ilhamento não intencional, validar uma técnica de detecção se torna uma questão um tanto quanto complexa. Para nortear tal tarefa, existem várias normas e recomendações, como:

- IEEE 1547: *Standard for Interconnecting Distributed Resources With Electric Power Systems;*

- IEEE 929-2000: *Recommended Practice for Utility Interface of Photovoltaic (PV) System*;
- IEC 62116: *Testing Procedure of Islanding Prevention Methods for Utility-Interactive Photovoltaic Inverters*;
- IEC 61727: *Characteristics of the Utility Interface*;
- IEEE 519-1992: *Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems*;
- Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (Prodist).

Neste trabalho serão adotadas as recomendações da IEEE-Std.929 (2000) para validação dos métodos de detecção aqui abordados, além das recomendações da IEEE-Std.519 (1992) e das diretrizes da Prodist-Módulo.8 (2010) e IEC.61000-4-15 (2008), relacionadas à QEE, operação e segurança do sistema.

A seguir serão apresentadas os principais tópicos dos parâmetros destes documentos utilizados neste trabalho.

2.5.1 ESCOLHA DE CARGA DE TESTE

O circuito de teste sugerido por IEEE-Std.929 (2000), consiste em um conversor CC/CA trifásico conectado à rede elétrica com uma carga RLC em paralelo, em derivação por fase.

O fator de qualidade da carga conectada no PAC deve ser, no mínimo, 2,5. Seu cálculo é feito à partir da seguinte equação:

$$qf = R \cdot \sqrt{\frac{C}{L}}, \quad (2.1)$$

em que, R , C e L são, respectivamente, a resistência, capacitância e indutância da carga.

Outro ponto a ser considerado é que as cargas reativas devem ser selecionadas a fim de que sua frequências de ressonância (f_r), dada pela Equação 2.2, seja igual à frequência fundamental da rede, com uma tolerância de $\pm 0,1$ Hz.

$$f_r = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot \sqrt{C_c \cdot L_c}} = 60Hz \pm 1Hz. \quad (2.2)$$

Assim, a carga apresentará um fator de potência unitário, consumindo somente a potência nominal ativa do SGD.

2.5.2 TENSÃO DE OPERAÇÃO

Segundo a IEEE-Std.929 (2000), a faixa de tensão que o VSC deve operar em regime permanente é selecionada para que não ocorram desconexões desnecessárias ou errôneas e, caso esteja operando fora da margem considerada normal. O dispositivo deve-se desconectar após diferentes períodos de tempo, de acordo com a tensão apresentada em seus terminais, conforme apresentado na Tabela 1, onde V_n é a tensão nominal no PAC, que no caso desta dissertação foi adotado como igual à 180 V de pico.

Tabela 1: Resposta a Condições anormais da tensão no PAC para sistemas não ilhados.

Tensão [V]	Tempo Máximo de Operação
$V < V_n \cdot 50\%$	0,1 segundos
$50\% \cdot V_n < V < 88\% \cdot V_n$	0,2 segundos
$88\% \cdot V_n < V < 110\% \cdot V_n$	Operação normal
$110\% \cdot V_n < V < 137\% \cdot V_n$	0,2 segundos
$V < 137\% \cdot V_n$	0,033 segundos

2.5.3 FREQUÊNCIA DO SISTEMA

A concessionária de energia é responsável pela regulação de frequência da rede, sendo a obrigação do SGD operar em sincronismo com o sistema. Na presença de distúrbios, deve-se tolerar a variação de frequência durante determinado período de tempo antes da desconexão, conforme mostrado na Tabela 2. Caso não volte à faixa de operação normal, deve-se desconectar o SGD a fim de manter a qualidade e segurança da rede (PRODIST-MÓDULO.8, 2010):

Tabela 2: Resposta a Condições anormais da frequência no sistema, cuja frequência nominal f_n é igual à 60 Hz.

Frequência	Tempo Máximo de Operação
$59,9Hz < f_n < 60,1Hz$	Operação Normal
$f_n > 62Hz$	30 segundos
$f_n > 63,5Hz$	10 segundos
$f_n < 58,5Hz$	10 segundos
$f_n < 57,5Hz$	5 segundos
$f_n < 56,5Hz$	sem tolerância
$f_n > 66Hz$	sem tolerância

2.5.4 RECONEXÃO APÓS UMA OCORRÊNCIA ANÔMALA NA REDE

Após a ocorrência de um evento no SEP que resulte uma desconexão do SGD (como por exemplo, um ilhamento), a reconexão deste deve ocorrer após cinco minutos do restabelecimento das condições normais de operação do sistema pela concessionária (IEEE-STD.929, 2000).

2.6 PARÂMETROS DE QUALIDADE DE ENERGIA

A Qualidade de Energia Elétrica (QEE) pode ser definida como a medida de quão bem a energia elétrica pode ser consumida por cargas e consumidores. Essa medida inclui características de continuidade de suprimento e de conformidade com certos parâmetros (Distorção Harmônica Total (do inglês *Total Harmonic Distortion*) (THD) e *flicker*) considerados desejáveis para a operação segura estabelecidas por órgãos e agências reguladores, com alguns destes parâmetros apresentados a seguir

2.6.1 DISTORÇÃO HARMÔNICA DA TENSÃO NO PAC

A norma IEEE-Std.519 (1992) aborda sugestões de práticas para controle de componentes harmônicas no SEP, cujo objetivo é estabelecer metas para os projetos de sistemas com cargas lineares e não lineares, com limites estabelecidos para operações em regime permanente. Estes limites podem ser excedidos em condições de operação sob regime transitório em parte do sistema.

Os limites para a THD da tensão em relação à fundamental em cenários onde o

sistema não está ilhado são apresentados na Tabela 3.

Tabela 3: Limites de distorção harmônica na tensão no PAC.

Tensão no PAC	Harmônicas Individuais	THD da tensão
$v_{PAC} < 69 \text{ kV}$	3,0%	5,0%
$69 \text{ kV} < v_{PAC} < 161 \text{ kV}$	1,5%	2,5%
$v_{PAC} > 161 \text{ kV}$	1,0%	1,5%

2.6.2 CINTILAÇÃO LUMINOSA

A cintilação luminosa, também conhecida como *flicker*, é um dos aspectos de QEE elétrica mais importantes no contexto de SGD, cuja ocorrência se origina graças à flutuação de tensão ocasionada por variações de fluxo de potência presentes na rede.

O *flicker* é causado pela flutuação de tensão ocasionada por variações de fluxo de potência presentes na rede, deteriorando a QEE, tema abordado pela IEC.61000-4-15 (2008), onde é apresentado requisitos e protocolos para a construção de um *flickermeter*, baseada fundamentalmente na representação da resposta olho-cérebro às variações de fluxo luminoso associadas a essas flutuações (MOHOD S. W.AND AWARE, 2013).

Para a quantificação do *flicker*, são utilizados dois indicadores: *Probability Long Term* (Plt), indicador de severidade de curta duração que deve ser medido em intervalos de 2 horas completando de 12 leituras consecutivas, e *Probability Short Term* (Pst), que deve ser mensurado à cada intervalo de 10 minutos, ambas representadas pela Equação 2.3.

$$\begin{cases} Plt = \sqrt[3]{\frac{1}{12} \sum_{i=1}^{12} (Pst_i)^3} \\ Pst = \sqrt{0,0314 \cdot P_{0,1} + 0,0525 \cdot P_1 + 0,0657 \cdot P_3 + 0,28 \cdot P_{10} + 0,08 \cdot P_{50}} \end{cases}, \quad (2.3)$$

onde P_i representa ao nível de sensação de cintilação que foi ultrapassado durante $i\%$ e Pst_i é a i -ésima amostra do indicador Pst.

Atualmente, vários softwares já possuem pacotes de *flickmeter*, como o *Simulink*, gerando resultados com incertezas de medição bem inferiores a 5,0%, limite sugerido pela IEC.61000-4-15 (2008).

Deve se levar em consideração a frequência e a tensão nos terminais onde a luminária será conectada, pois a configuração de um *Flickmeter* para mensurar a cintilação luminosa em uma lâmpada de referência de 230 V e 50 Hz será diferente para uma lâmpada conectada a uma rede de 127 V e 60 Hz de frequência.

Ao longo de 24 horas de medição deve ser obtido um conjunto de valores de P_{st} que, devidamente tratado, conduzirá ao $P_{st}D95\%$. Ao final de uma semana de medição considera-se como indicador final o maior valor dentre os sete valores encontrados. De modo análogo, obtém-se ao longo de uma semana de registro um conjunto de valores representativos de P_{lt} , o qual, tratado estatisticamente, deve ser conduzido ao valor de $P_{lt}S95\%$.

Tabela 4: Limites globais de flutuação de tensão.

Limite	$P_{st}D95\%$	$P_{lt}S95\%$
Limite global inferior	1 p.u./FT	0,8 p.u./FT
Limite global superior	2 p.u./FT	1,6 p.u./FT

Tabela 5: Fatores de Transferência (FT).

Barramento de tensão nominal ≥ 230 kV	FT = 0,65
$69kV \geq$ Barramento de tensão nominal $> 230kV$	FT = 0,80
Barramento de tensão nominal $< 69kV$	FT = 1,00

Os indicadores de severidade de cintilação, aqui adotados como representativos da flutuação de tensão em barramentos da rede básica e em barramento dos transformadores de fronteira, são:

- $P_{st}D95\%$: valor do indicador P_{st} que foi superado em apenas 5% dos registros obtidos no período de vinte e quatro horas;
- $P_{lt}S95\%$: valor do indicador P_{lt} que foi superado em apenas 5% dos registros obtidos no período de sete dias completos e consecutivos.

Os limites sugeridos pela Tabela 4 são expressos para a tensão de 220 V e que Fatores de Transferência (FT) é dado pela relação entre o valor $P_{lt}S95\%$ da rede básica estudado e o $P_{st}D95\%$ do barramento de rede de distribuição. Os FT mais típicos se encontram na Tabela 5.

2.7 CONCLUSÕES PARCIAIS

A partir das informações levantadas nesse capítulo, foi possível elaborar a Tabela 6, onde consegue-se visualizar de forma mais clara as características de cada tipo de técnica de detecção de ilhamento.

As técnicas remotas se mostram muito confiáveis e não apresentam ZND e nem injetam perturbações, presentes nas técnicas locais. Entretanto, a necessidade de uma infraestrutura de comunicação paralela ao sistema trazem consigo empecilhos econômicos em sua implementação, tornando inviáveis dependendo do tamanho da rede de distribuição.

Já as técnicas locais são economicamente mais acessíveis, visto que as proteções anti-ilhamento se dão com base no monitoramento de parâmetros do próprio sistema a partir do PAC. Essas técnicas podem ser divididas em classes: passivas (convencionais e inteligentes), ativas e híbridas. A primeira apresenta ZNDs consideráveis, principalmente quando o desbalanço de potência entre o gerador distribuído e a carga são pequenos, como foi observado em (MAHAT; CHEN & BAK-JENSEN, 2008), (XU; MAUCH & MARTEL, 2004) (JR; FREITA & MORELATO, 2005). Assim, estudos estão sendo feitos para que essa proteção anti-ilhamento possa operar a partir de algoritmos inteligentes (GOMES et al., 2018; SAMANTARAY et al., 2010; SAMANTARAY; BABU & DASH, 2011), buscando reduzir as ZND presentes nas técnicas passivas convencionais. A segunda classe de técnicas locais mencionadas são as ativas, as quais são capazes de identificar ilhamentos em cenários de baixo desbalanço de potência do sistema de distribuição, mas a inserção de distúrbios pode ser um fator negativo pela possibilidade de acarretar uma queda na QEE (XU; MAUCH & MARTEL, 2004; MAHAT; CHEN & BAK-JENSEN, 2008; BELTRAN et al., 2006).

Buscando um meio termo (diminuição de ZND e atenuação de inserção de distúrbios), técnicas híbridas estão sendo material de estudo, cujos resultados mostram que os objetivos esperados foram alcançados, mas o tempo de resposta da proteção aumentou consideravelmente nas simulações, podendo ser um sério problema ao ser implementado em situações reais (MAHAT; CHEN & BAK-JENSEN, 2008). Dentro desse contexto, o presente trabalho tem como objetivo propor a utilização de duas técnicas de detecção de ilhamento ativas: a primeira baseada na estimação da impedância vista do GD, enquanto a segunda se baseia na taxa de variação de frequência, ambas utilizando a injeção de pequenos sinais.

Tabela 6: Técnicas de detecção de ilhamento.

Técnicas de Detecção	Vantagens	Desvantagens	Exemplo
Remotas	Alta confiabilidade de detecção	Alto custo e grau de complexidade de implementação	SCADA, SPD e PLCC
Locais Passivas Convencionais	Pequeno tempo necessário para detectar ilhamento; Não insere perturbações no sistema.	Não apresenta bons resultados para pequenos desbalanços de potência entre a carga e o GD, apresentando ZND	Relés de : taxa de variação de tensão, sobre/sobretensão, sub/sobrefrequencia, taxa de variação de frequência; deslocamento de fase
Locais Passivas Inteligentes	Atenua as ZND	Complexidade na definição dos limiares; baixo desempenho para situações em que o desbalanço de potência é próxima de zero;	Lógica Fuzzy, Redes Neurais Artificiais do tipo Probabilística, Técnicas de Mineração de Dados.
Locais Ativas	Não apresenta ZND, mesmo na presença de pequenos desbalanços de potência	Insere perturbações que podem comprometer a QEE da rede.	Varição de Tensão no Terminal ; Realimentação positiva ; desequilíbrio de tensão (para SGD formado por geradores síncronos; SMS, SFS, AFD etc para GD composto por fontes CC acoplados à um inversor em sua saída.)
Locais Híbridas	Menor ZND em relação as técnicas passivas e menor número de inserção de disjuntores em comparação com as técnicas ativas	Necessita de mais tempo para detectar a ocorrência do ilhamento.	Deslocamento de tensão; Realimentação positiva e desequilíbrio de tensão

Existe variadas normas e diretrizes na literatura sobre temas que tangem o ilhamento, desde validação de técnicas até critérios de operação para atuação de proteção de relés anti-ilhamento. Neste capítulo foi apresentado partes das diretrizes sugeridas pela IEC.61000-4-15 (2008), IEEE-Std.519 (1992), IEEE-Std.929 (2000) e Prodist-Módulo.8 (2010) que serão utilizadas como norte para validação dos resultados presentes no Capítulo 4.

3 METODOLOGIA

Neste capítulo serão apresentados a modelagem e o controle do GD, bem como a utilização de pequenos sinais a fim de detectar a ocorrência de ilhamento através da estimação de impedância e pela indução do relé de ROCOF.

3.1 MODELO DO SISTEMA ELÉTRICO ESTUDADO

O sistema elétrico estudado é trifásico, equilibrado, simétrico e a três fios, composto por um GD operando em paralelo com a rede de distribuição de baixa tensão para alimentar uma carga trifásica RLC paralela equilibrada, como sugerem as normas (PRODIST-MÓDULO.8, 2010; IEEE-STD.929, 2000). Esse sistema está representado na Figura 6, onde a carga é representada por R_{carga} , L_{carga} e C_{carga} , a impedância da linha é caracterizada L_{linha} e R_{linha} . Os disjuntores A e B representam os religadores do sistema. O lado da rede da concessionária e da SGD, que permitem (ou não) a passagem das correntes i_{VSC} e I_{rede} , cuja a soma destas duas, pela Lei dos Nós de Kirchoff resulta na corrente I_{carga} .

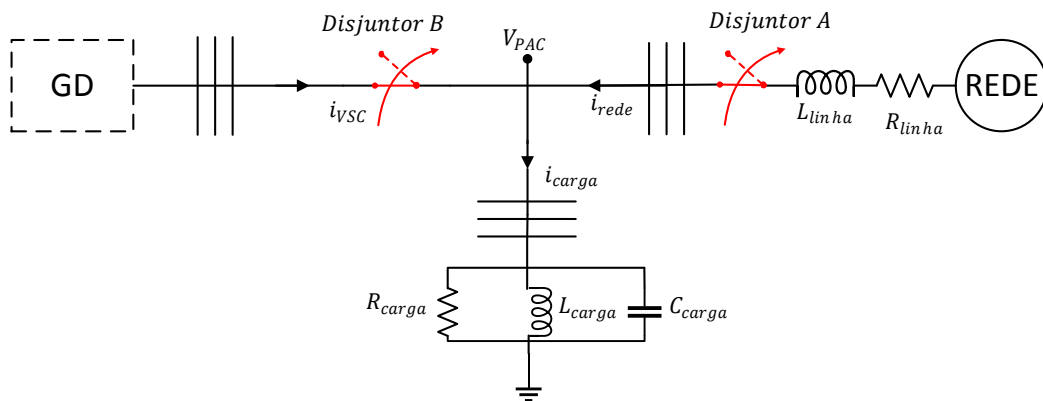


Figura 6: Sistema abordado.

A interface entre a fonte de energia primária e a rede elétrica é feita por um con-

versor fonte de tensão (do inglês, *Voltage Sourced Converter (VSC)*) trifásico de dois níveis, como ilustrado na Figura 7. De forma a simplificar a modelagem, o lado CC do conversor foi modelado como uma fonte de tensão constante. O controle do VSC foi projetado no sistema de coordenadas síncronas dq e os pulsos de disparo dos semicondutores são gerados pela Modulação por largura de pulso (do inglês, *Pulse-Width Modulation*) (PWM) senoidal (MOHAN; UNDELAND & ROBBINS, 2002).

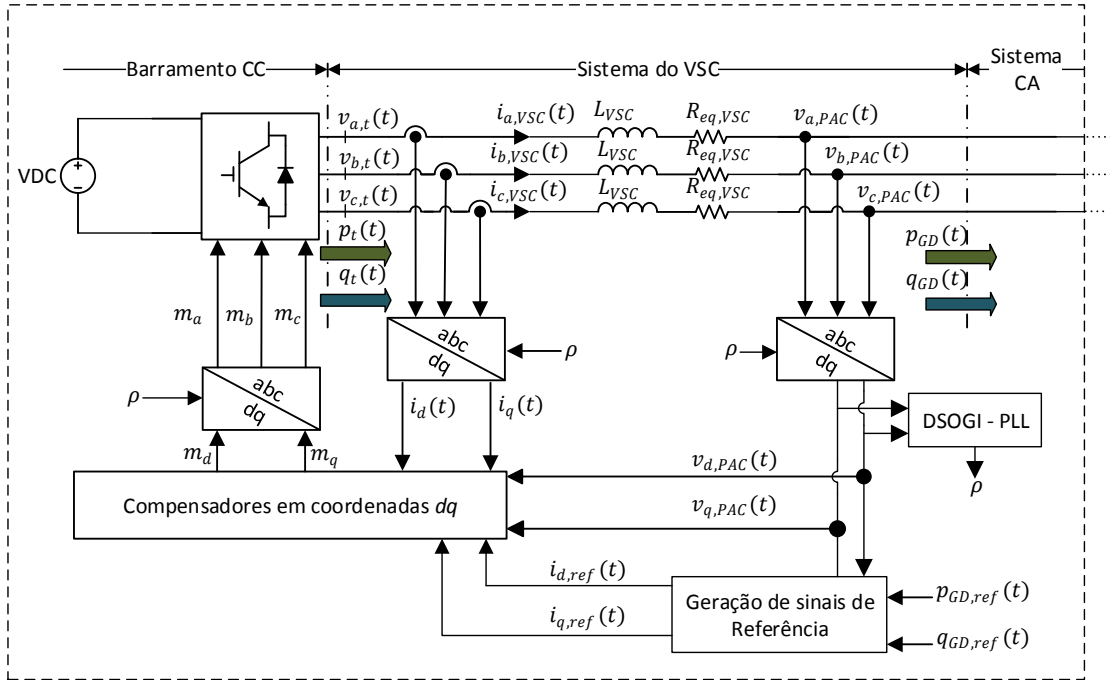


Figura 7: Diagrama Esquemático do controle do GD.

A partir da Figura 7, considerando que o sistema é simétrico, equilibrado e à três fios, é possível escrever o seguinte sistema de equações:

$$\begin{cases} L_{VSC} \cdot \frac{di_a(t)}{dt} = -R_{eq,VSC} \cdot i_a(t) + v_{a,t}(t) - v_{a,PAC}(t) \\ L_{VSC} \cdot \frac{di_b(t)}{dt} = -R_{eq,VSC} \cdot i_b(t) + v_{b,t}(t) - v_{b,PAC}(t) \\ L_{VSC} \cdot \frac{di_c(t)}{dt} = -R_{eq,VSC} \cdot i_c(t) + v_{c,t}(t) - v_{c,PAC}(t) \end{cases}, \quad (3.1)$$

onde, $v_{x,t}(t)$ é a tensão instantânea de fase nos terminais de saída do VSC; $i_x(t)$ é a corrente instantânea de saída do inversor; $v_{x,PAC}(t)$ é a tensão no ponto de acoplamento comum (PAC), sendo $x \in \{a; b; c\}$; e L_{VSC} é a indutância do filtro de saída e $R_{eq,VSC}$ é a resistência equivalente presente entre VSC e o PAC.

Devido à necessidade do conversor estar em sincronia com o SEP, é interessante remodelar o sistema descrito em Equação 3.1 em coordenadas síncronas, (também conhecidas como coordenadas $dq0$), permitindo a simplificação da modelagem do conversor e do projeto de compensadores aplicados, pois grandezas alternadas adquirem comportamentos estacionários (KAZMIERKOWSKI & MALESANI, 1998).

3.1.1 MODELAGEM DO VSC EM COORDENADAS SÍNCRONAS

Na Figura 8 é ilustrado a representação do vetor espacial \vec{v} no sistema de coordenadas abc e $dq0$, onde as componentes dq são obtidas a partir de projeções do vetor espacial em um sistema de coordenadas ortogonais que gira com uma velocidade angular ω em relação ao sistema de eixos abc .

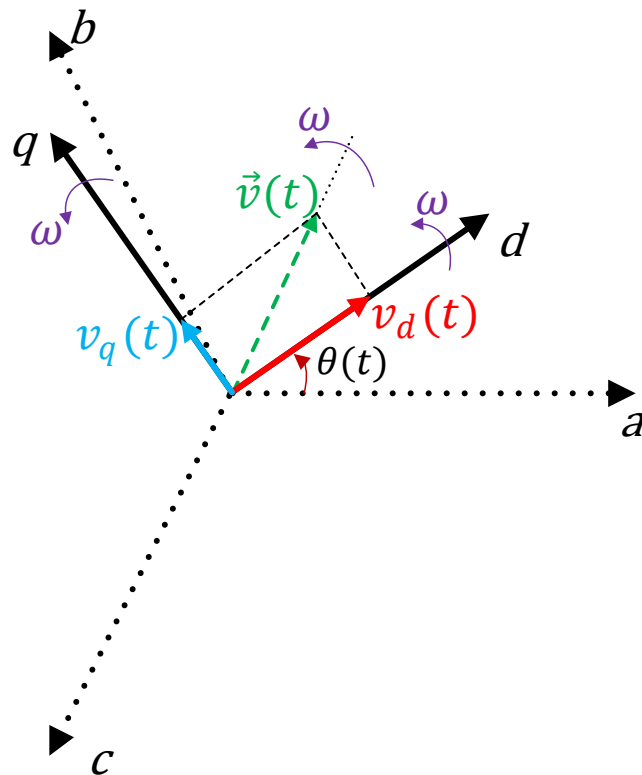


Figura 8: Representação do vetor espacial de tensão no sistema de coordenadas dq0.

Observa-se que o ângulo θ varia com o tempo t , obedecendo à relação $\theta = \omega \cdot t$, sincronizado com o vetor espacial \vec{v} , referenciando assim tensões e correntes em coordenadas ortogonais através da matriz de transformação de Park, expressa por: (IRAVANI & YAZDANI, 2010).

$$\mathbf{T}_{dq0} = \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) \\ \text{sen}(\theta) & \text{sen}(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \text{sen}(\theta + \frac{2\pi}{3}) \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix}. \quad (3.2)$$

Assim, para obter grandezas estacionárias, multiplica-se a matriz \mathbf{T}_{dq0} presente na Equação 3.2 pelas grandezas alternadas, como é mostrado na seguinte equação:

$$\begin{bmatrix} x_d \\ x_q \\ x_0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) \\ \text{sen}(\theta) & \text{sen}(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \text{sen}(\theta + \frac{2\pi}{3}) \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} x_a \\ x_b \\ x_c \end{bmatrix}. \quad (3.3)$$

Pelo fato do sistema abordado ser a três fios, pode-se desconsiderar a sequência zero presente nas coordenadas síncronas. Assim, aplicando, Equação 3.3 na Equação 3.1, obtêm-se:

$$\begin{cases} L_{VSC} \cdot \frac{di_d(t)}{dt} = -R_{eq,VSC} \cdot i_d(t) + v_{d,t}(t) - v_{d,pac}(t) + \omega \cdot L_{VSC} \cdot i_q(t) \\ L_{VSC} \cdot \frac{di_q(t)}{dt} = -R_{eq,VSC} \cdot i_q(t) + v_{q,t}(t) - v_{q,pac}(t) + \omega \cdot L_{VSC} \cdot i_d(t) \end{cases}. \quad (3.4)$$

Observa-se na Equação 3.4 um acoplamento cruzado entre as coordenadas direta e em quadratura, que será compensado a partir da malha de corrente presente na estratégia de controle, tema que será abordado mais adiante.

3.1.2 CIRCUITO DE SINCRONISMO

Devido a necessidade das tensões na saída do VSC estarem sincronizadas com as tensões da rede, utilizou-se um sistema de sincronismo chamado PLL a fim de estimar a frequência ω a partir da tensão no PAC.

Algumas características das cinco topologias de PLL (*Double Synchronous Reference Frame PLL* (DSRF-PLL), *Synchronous Reference Frame PLL with Positive Sequence Filter* (PSF-PLL), *Synchronous Reference Frame PLL* (SRF-PLL), *Synchronous Reference Frame PLL with Sinusoidal Signal Integrator* (SSI-PLL) e *Double Second Order Generalized Integrator PLL* (DSOGI-PLL)) analisadas por Limongi et al. (2007), se encontram na Tabela 7.

Tabela 7: Comparação das características entre as estruturas de PLL.

Características Investigadas	Estruturas de PLL				
	SRF	DSRF	PSF	SSI	DSOGI
Rejeição de Harmônico	-	-	+	+	+
Robustez em casos de desbalanço	-	+	+	+	+
Deteção de sequência negativa	-	+	+	-	+
Simplicidade da estrutura	+	-	-	+	+

A partir da análise da Tabela 5, optou-se pela utilização do DSOGI-PLL neste trabalho, pois esta estrutura é capaz de rejeitar distúrbios, apresenta robustez na presença de desbalanços e é capaz de detectar sequência positiva (ALMEIDA, 2011).

3.1.2.1 INTEGRADOR GENERALIZADO DE SEGUNDA ORDEM PARA PLL

Inicialmente, como comentado, o DSOGI-PLL é uma estrutura adaptativa em frequência que pode ser usada para detectar os sinais de sequências positiva e negativa (LIMONGI et al., 2007). Matematicamente, as componentes instantâneas de sequência positiva \mathbf{v}_{abc}^+ e negativa \mathbf{v}_{abc}^- de um vetor de tensões desequilibradas podem ser escritas como:

$$\begin{cases} \mathbf{v}_{abc}^+ = [\mathbf{T}_+] \cdot \mathbf{v}_{abc} \\ \mathbf{v}_{abc}^- = [\mathbf{T}_-] \cdot \mathbf{v}_{abc} \end{cases}, \quad (3.5)$$

onde:

$$\begin{cases} [\mathbf{T}_+] = 1/3 \begin{bmatrix} 1 & a & a^2 \\ a^2 & 1 & a \\ a & a^2 & 1 \end{bmatrix} \\ [\mathbf{T}_-] = 1/3 \begin{bmatrix} 1 & a^2 & a \\ a & 1 & a^2 \\ a^2 & a & 1 \end{bmatrix} \end{cases}, \quad (3.6)$$

em que, $a = e^{j\frac{2\pi}{3}}$ é um operador de deslocamento de fase.

Aplicando a transformada de Clarke, conforme a Equação 3.8, é possível reescrever as coordenadas trifásicas naturais instantâneas em coordenadas estacionárias (também conhecidas como coordenadas $\alpha\beta$), dada pela Equação 3.9. A transformada inversa de Clarke é representada pela Equação 3.10

$$[\mathbf{T}_{\alpha\beta}] = \frac{2}{3} \cdot \begin{bmatrix} 1 & -1/2 & -1/2 \\ 0 & \sqrt{3}/2 & -\sqrt{3}/2 \end{bmatrix}, \quad (3.7)$$

$$[\mathbf{T}_{\alpha\beta}] = \frac{2}{3} \cdot \begin{bmatrix} 1 & -1/2 & -1/2 \\ 0 & \sqrt{3}/2 & -\sqrt{3}/2 \end{bmatrix}, \quad (3.8)$$

$$\mathbf{v}_{\alpha\beta} = \begin{bmatrix} v_{\alpha} & v_{\beta} \end{bmatrix}^T = [\mathbf{T}_{\alpha\beta}] \mathbf{v}_{abc}, \quad (3.9)$$

$$[\mathbf{T}_{\alpha\beta}]^{-1} = \frac{2}{3} \cdot \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ -1/2 & \sqrt{3}/2 \\ -1/2 & -\sqrt{3}/2 \end{bmatrix}, \quad (3.10)$$

Desta forma, as componentes de sequência positiva e negativa podem ser obtidas nas coordenadas estacionárias:

$$\begin{cases} \mathbf{v}_{\alpha\beta}^+ = [\mathbf{T}_{\alpha\beta}] \cdot \mathbf{v}_{abc}^+ = [\mathbf{T}_{\alpha\beta}] \cdot [\mathbf{T}_+] \cdot [\mathbf{T}_{abc}] = \frac{1}{2} \begin{bmatrix} 1 & -q \\ q & 1 \end{bmatrix} \cdot \mathbf{v}_{\alpha\beta} \\ \mathbf{v}_{\alpha\beta}^- = [\mathbf{T}_{\alpha\beta}] \cdot \mathbf{v}_{abc}^- = [\mathbf{T}_{\alpha\beta}] \cdot [\mathbf{T}_-] \cdot [\mathbf{T}_{abc}] = \frac{1}{2} \begin{bmatrix} 1 & q \\ -q & 1 \end{bmatrix} \cdot \mathbf{v}_{\alpha\beta} \end{cases}, \quad (3.11)$$

onde, q é um operador de deslocamento de fase no domínio do tempo com valor de $e^{-j\frac{\pi}{2}}$, causando um atraso no tempo. Este variará de acordo com a frequência fundamental do sistema (RODRÍGUEZ et al., 2006). Através deste operador, é obtido uma forma de onda em quadratura, com 90° atrasado em relação ao sinal original (ALMEIDA, 2011).

Segundo Almeida (2011), existem vários métodos para gerar sinais em quadratura, entretanto, grande parte destes (ou não) são adaptativos em frequência (podendo ocasionar diversos erros de estimação) ((ou não)) são capazes de bloquear harmônicos contidos no sinal de entrada. Assim, Rodríguez et al. (2006) propõe a utilização de um

Integrador Generalizado de Segunda Ordem, do inglês *Second Order Generalized Integrator* (SOGI), a fim de filtrar e obter as componentes α β das tensões, como ilustrado na Figura 9, sendo possível escrever as seguintes funções de transferências de malha fechada:

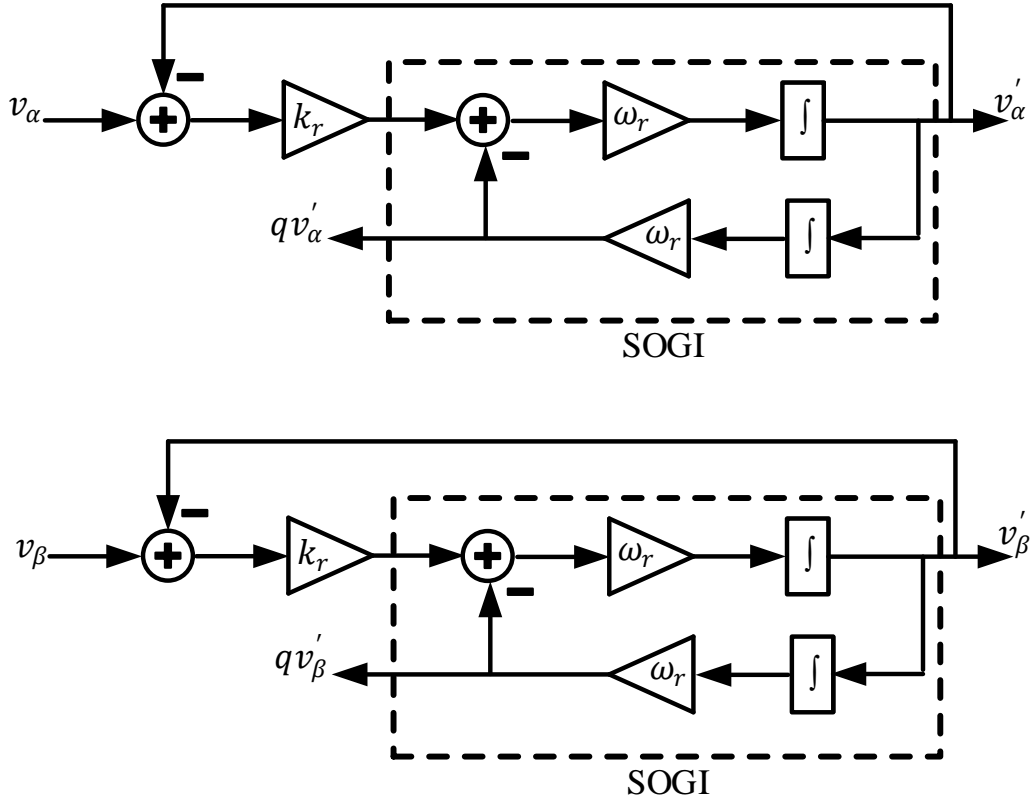


Figura 9: Estrutura típica do integrador generalizado de segunda ordem.

$$D_\alpha(s) = \frac{v'_\alpha(s)}{v_\alpha(s)} = \frac{v'_\beta(s)}{v_\beta(s)} = \frac{k_r \cdot \omega_r \cdot s}{s^2 + k_r \cdot \omega_r \cdot s + \omega_r^2}, \quad (3.12)$$

$$Q(s) = \frac{q \cdot v'_\alpha(s)}{q \cdot v_\alpha(s)} = \frac{q \cdot v'_\beta(s)}{q \cdot v_\beta(s)} = \frac{k_r \cdot \omega_r^2}{s^2 + k_r \cdot \omega_r \cdot s + \omega_r^2}, \quad (3.13)$$

em que, ω_r e k_r são, respectivamente, a frequência de ressonância e o fator de amortecimento do SOGI.

Fazendo uma análise da resposta em frequência das Equações 3.12 e da 3.13 através do diagrama de Bode presentes na Figura 10 e Figura 11, adotando o valor de 377 rad/s para ω_r , observa-se que quanto menor o valor do ganho k_r , mais seletiva é

a resposta do filtro, mas em contra-partida, maior será o transitório de estabilização. Assim, Rodríguez et al. (2006) definiu o valor de $\sqrt{2}$ para-se obter uma resposta criticamente amortecida, resultando em uma interessante escolha em termos do tempo de estabilização e sobre sinal. Estes diagramas também nos proporcionam a possibilidade de relacionar o vetor de saída v_α^+ e o vetor de entrada v_α^n (RODRÍGUEZ et al., 2006):

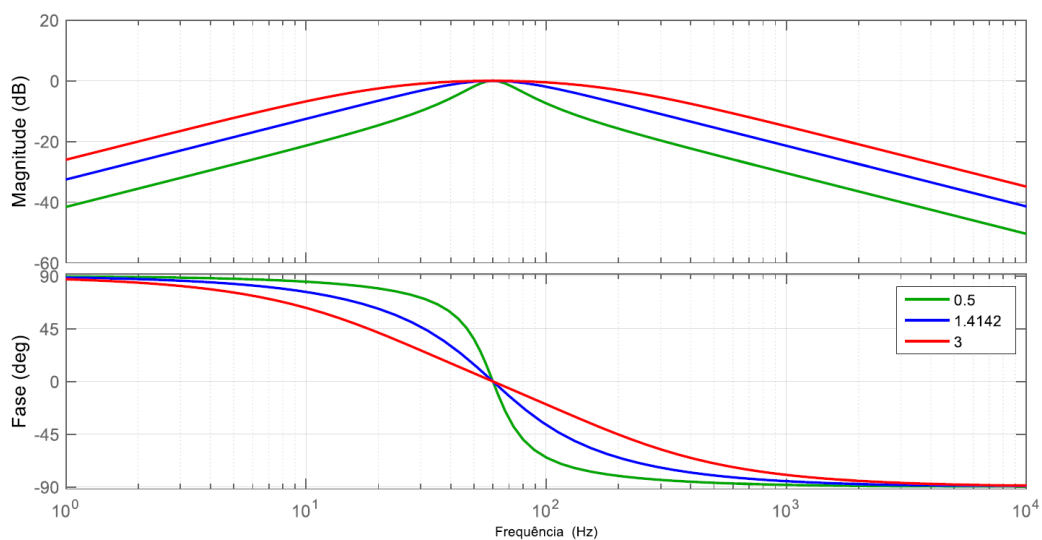


Figura 10: Diagrama de Bode da função de transferência em malha fechada de $Q(s)$ para vários valores de k_r .

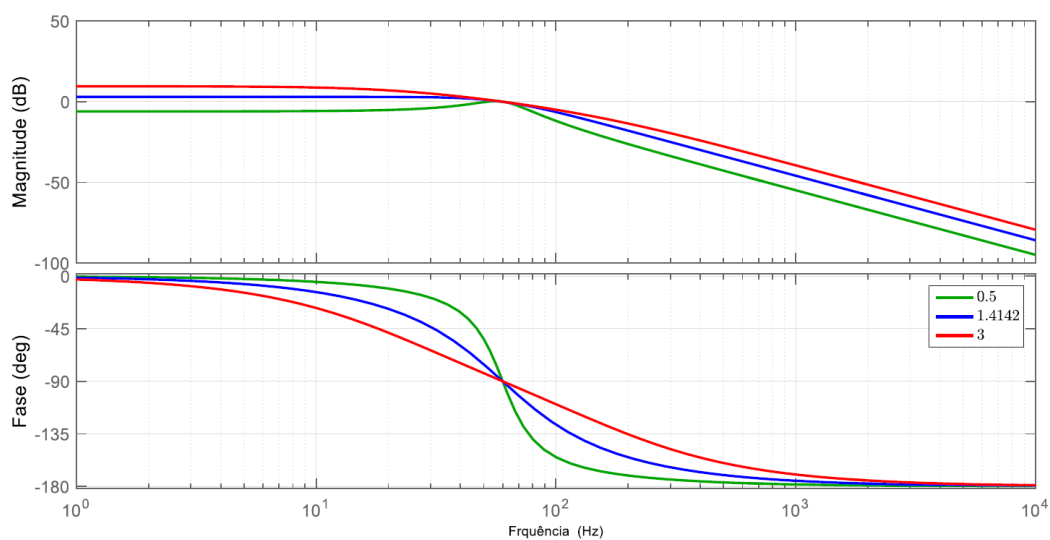


Figura 11: Diagrama de Bode da função de transferência em malha fechada de $Q(s)$ para vários valores de k_r .

$$v_{\alpha}^{+} = \mathbf{P}^n \cdot v_{\alpha}^n, \quad (3.14)$$

onde:

$$\begin{cases} |P^n| = \frac{k\omega_r}{2} \frac{n\omega_1 + \omega_r}{\sqrt{(kn\omega_1\omega_r)^2 + (n^2\omega_1^2 - \omega_r^2)^2}} \\ \angle P^n = \text{sinal}(n) \arctang\left(\frac{-n^2\omega_1^2 + \omega_r^2}{kn\omega_1\omega_r}\right) - \frac{\pi}{2}(1 - \text{sinal}(n^2\omega_1 + n\omega_r)) \end{cases}, \quad (3.15)$$

Tendo em mãos as Equações 3.14 e 3.15, é possível construir um gráfico com a resposta em frequência normalizada da Figura 9 para um valor do coeficiente de amortecimento (k_r) igual à $\sqrt{2}$. Observa-se, na Figura 12 que o sistema de detecção de sequência positiva apresenta uma atenuação das componentes harmônicas do sinal de entrada, tornando este mais robusto nos cenários em que a tensão de entrada apresenta grandes distorções em sua forma de onda. Já o circuito de detecção de componentes de sequência negativa se comporta como um filtro rejeita-faixa ou filtro *notch* para a tensão de entrada.

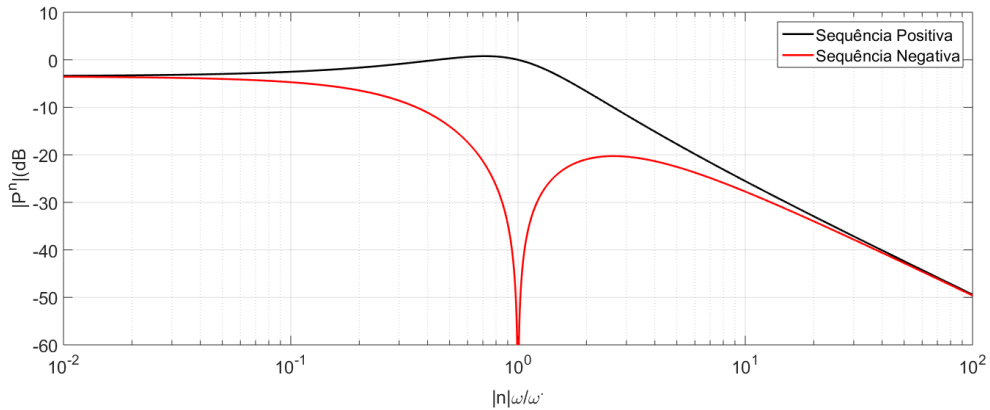


Figura 12: Resposta em frequência do detector de sequência positiva e negativa.

Ao separar as componentes sequências positivas e negativas nas coordenadas estacionárias, estas são referenciadas nas coordenadas síncronas (ou coordenadas dq) através de um SRF-PLL, este responsável por fornecer o ângulo rastreador ρ e a frequência estimada ou rastreada da rede ω , conforme ilustra a Figura 13.

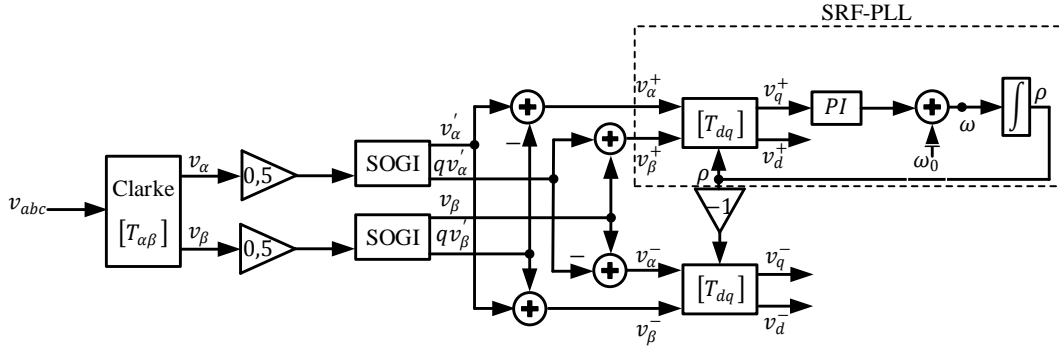


Figura 13: Estrutura do DSOGI-PLL.

A partir da Figura 14 é possível relacionar geometricamente as grandezas em coordenadas estacionárias com as síncronas, onde as matrizes de transformação direta e inversa são representadas pela Equação 3.16 e Equação 3.17, respectivamente. Com a posse das componentes de sequência positiva nas coordenadas síncronas é possível usar o SRF-PLL para rastrear o ângulo da tensão na sequência positiva presente no PAC.

$$\begin{bmatrix} v_d^+ \\ v_q^+ \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \text{sen}(\theta) \\ -\text{sen}(\theta) & \cos(\theta) \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} v_\alpha^+ \\ v_\beta^+ \end{bmatrix}. \quad (3.16)$$

e

$$\begin{bmatrix} v_\alpha^+ \\ v_\beta^+ \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos(\theta) & -\text{sen}(\theta) \\ \text{sen}(\theta) & \cos(\theta) \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} v_d^+ \\ v_q^+ \end{bmatrix}. \quad (3.17)$$

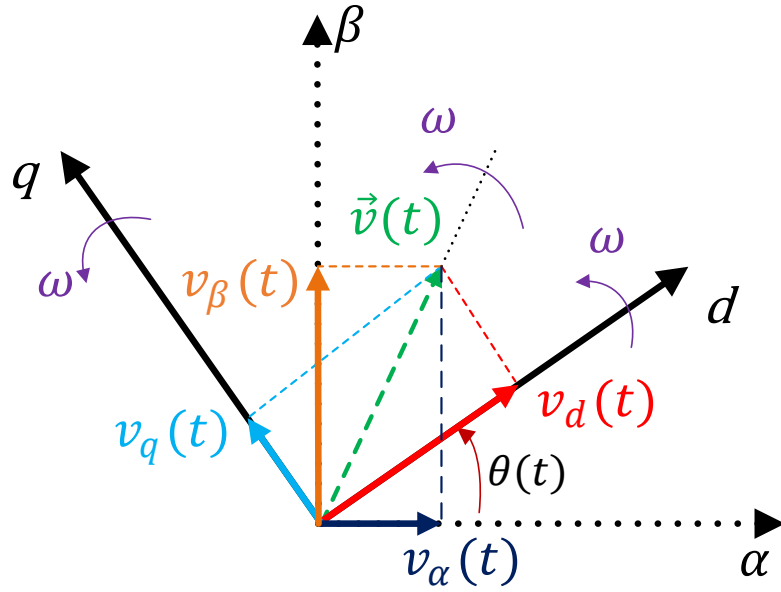


Figura 14: Relação espacial entre as transformações de coordenadas $\alpha\beta$ para dq .

3.1.2.2 ESTRUTURA SRF-PLL

Considerando que o sistema abordado é simétrico e equilibrado, as tensões de cada fase podem ser escritas como:

$$\begin{cases} v_a(t) = \hat{V}_{PAC} \cdot \cos(\omega_1 \cdot t + \phi_1) \\ v_b(t) = \hat{V}_{PAC} \cdot \cos(\omega_1 \cdot t + \phi_1 - \frac{2\pi}{3}) \\ v_c(t) = \hat{V}_{PAC} \cdot \cos(\omega_1 \cdot t + \phi_1 + \frac{2\pi}{3}) \end{cases} \quad (3.18)$$

onde, ω_1 é a frequência angular e ϕ_1 é o ângulo de fase, ambas da componente fundamental (representado pelo subscrito 1) e \hat{V}_{PAC} é o pico da tensão de fase.

Fazendo $\omega_1 + \phi_1 = \theta_1$ e multiplicando pela Equação 3.18 por $e^{j(\rho)}$, em que $\rho = (\omega \cdot t + \phi_r)$, cujos ω e ϕ_r são, respectivamente, a frequência e fase rastreada pelo SRF-PLL. Assim, é possível escrever:

$$\begin{cases} v_{d,PAC}(t) = \hat{V}_{PAC} \cdot \cos(\theta_1 - \rho) \\ v_{q,PAC}(t) = \hat{V}_{PAC} \cdot \text{sen}(\theta_1 - \rho) \end{cases} \quad (3.19)$$

Espera-se que o ρ seja um valor muito próximo de θ_1 , ângulo do vetor espacial $\tilde{\mathbf{v}}$. Assim, $v_{q,PAC}(t) = 0$ e $v_{d,PAC}(t) = \hat{V}_{PAC}$, pois a partir da Figura 15, têm-se:

$$\omega = \frac{dp}{dt} = C_{PLL}(p) \cdot v_{q,PAC}. \quad (3.20)$$

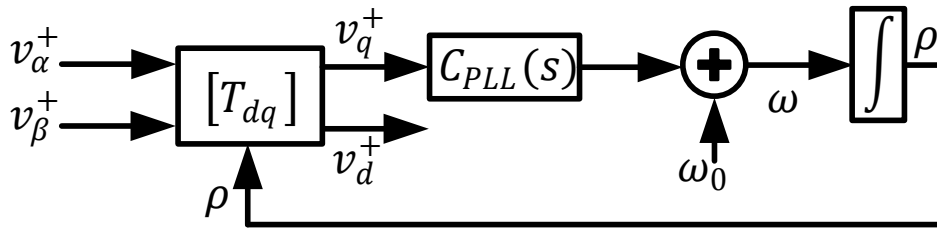


Figura 15: Diagrama esquemático do SRF-PLL.

Substituindo a Equação 3.19 em Equação 3.20, têm-se:

$$\omega = \frac{dp}{dt} = C_{PLL}(p) \cdot \hat{V}_{PAC} \cdot \text{sen}(\theta_1 - \rho), \quad (3.21)$$

em que, ω é a frequência rastreada pelo PLL, $C_{PLL}(p)$ é um compensador e p é um operador diferencial.

Como ρ será muito próximo de θ_1 , a Equação 3.21 pode ser simplificada como:

$$\omega = \frac{dp}{dt} = C_{PLL}(p) \cdot \hat{V}_{PAC} \cdot (\theta_1 - \rho). \quad (3.22)$$

Assim, analisando a Figura 15, pode-se escrever a função de transferência em malha fechada para o PLL:

$$G_{MF,PLL} = \frac{P(s)}{\Theta_1(s)} = C_{PLL}(s) \frac{\hat{V}_{PAC}}{s + C(s) \cdot \hat{V}_{PAC}}, \quad (3.23)$$

onde, $P(s)$ e $\Theta_1(s)$ são as transformadas de Laplace de $\rho(t)$ e $\theta_1(t)$.

Buscando uma relação equilibrada entre filtragem de sinal e estabilidade, decidiu-se usar um *PI* como compensador $C_{PLL}(s)$, que pode ser definido como:

$$C_{PLL}(s) = k_{p,PLL} \cdot \left(\frac{1 + s \cdot \tau_{PLL}}{s \cdot \tau_{PLL}} \right), \quad (3.24)$$

em que, o fator o $k_{p,PLL}$ é o ganho do controlador e τ_{PLL} é a constante de tempo.

Substituindo a Equação 3.24 na Equação 3.23, têm-se:

$$G_{MF,PLL} = \frac{P(s)}{\Theta_1(s)} = \frac{k_{p,PLL} \cdot \left(\frac{1+s \cdot \tau_{PLL}}{s \cdot \tau_{PLL}} \right) \cdot \hat{V}_{PAC}}{s + k_{p,PLL} \cdot \left(\frac{1+s \cdot \tau_{PLL}}{s \cdot \tau_{PLL}} \right) \cdot \hat{V}_{PAC}}. \quad (3.25)$$

Escrevendo Equação 3.25 na forma canônica, têm-se:

$$G_{MF,PLL} = \frac{2 \cdot k_{p,PLL} \cdot \hat{V}_{PAC} \cdot s + \frac{k_{p,PLL} \cdot \hat{V}_{PAC}}{\tau_{PLL}}}{s^2 + 2 \cdot k_{p,PLL} \cdot \hat{V}_{PAC} \cdot s + \frac{k_{p,PLL} \cdot \hat{V}_{PAC}}{\tau_{PLL}}}. \quad (3.26)$$

Verifica-se que a equação característica da Equação 3.26 é de segunda ordem. Assim, através da equação canônica desta função de transferência, têm-se:

$$\omega_{PLL} = \sqrt{\frac{k_{p,PLL} \cdot \hat{V}_{PAC}}{\tau_{PLL}}}, \quad (3.27)$$

$$\zeta_{PLL} = \frac{\tau_{PLL} \cdot k_{p,PLL} \cdot \hat{V}_{PAC}}{2}, \quad (3.28)$$

onde, ζ_{PLL} é o coeficiente de amortecimento do sistema e o ω_{PLL} representa a frequência de cruzamento do PLL, respectivamente.

Adotando $\zeta_{PLL} = \frac{\sqrt{2}}{2}$, $|\hat{V}_{PAC}| = 180V$ e $\omega_{PLL} = (2 \cdot \pi \cdot 60)rad/s$ e aplica na Equação 3.27 e Equação 3.28, obtêm-se os valores de $4,92 rad/V \cdot s$ para $k_{p,PLL}$ e $0,00375s$ para τ_{PLL} .

Verifica-se na Figura 16 uma resposta transitória do ângulo estimado pelo DSOGI-PLL que rapidamente é extinta e o circuito de sincronismo começa a operar em regime

permanente com erros muito pequenos, assegurando que o conversor esteja sempre sincronizado com a rede.

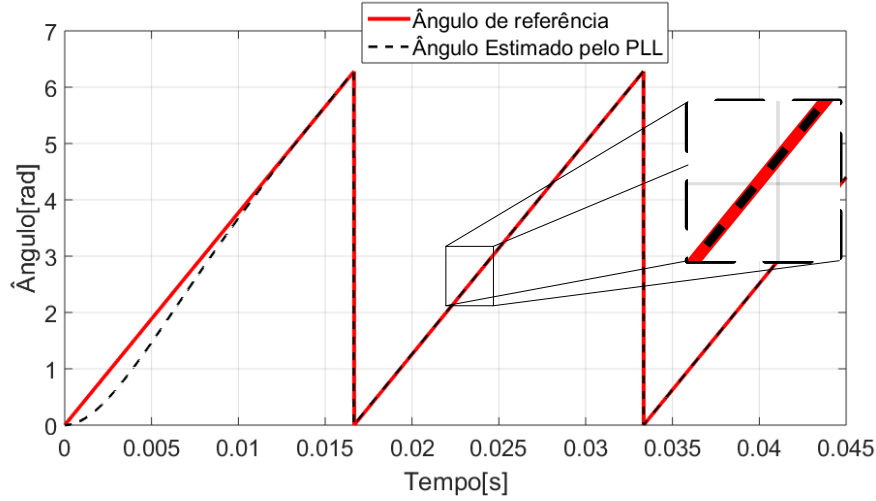


Figura 16: Ângulo estimado pelo DSOGI-PLL e o ângulo de referência.

3.1.3 ESTRATÉGIA DE CONTROLE

Obter as potências instantâneas ativas e reativas em coordenadas síncronas é viável, como é mostrada na Equação 3.29 (IRAVANI & YAZDANI, 2010), cujo fator $3/2$ serve para que as potências ativas e reativas instantâneas nas coordenadas dq possuam o mesmo valor das obtidas nas coordenadas abc (ALMEIDA, 2011).

$$\begin{cases} p(t) = 3/2 \cdot (v_{d,t}(t) \cdot i_d(t) + v_{q,t}(t) \cdot i_q(t)) \\ q(t) = 3/2 \cdot (v_{q,t}(t) \cdot i_d(t) - v_{d,t}(t) \cdot i_q(t)) \end{cases} \quad (3.29)$$

Como o ângulo ρ obtido pelo PLL busca ser sempre igual ao θ utilizado pela matriz de transformada de Park da Equação 3.2, o vetor espacial \vec{v} estará sobre o eixo direto positivo das coordenadas síncronas. Logo, em regime permanente, $v_{q,PAC} = 0$ e $v_{d,PAC} = |\hat{V}_{PAC}|$. Assim, pode-se reescrever a Equação 3.29 como:

$$\begin{cases} p(t) = 3/2 \cdot |\hat{V}_{PAC}| \cdot i_d(t) \\ q(t) = -3/2 \cdot |\hat{V}_{PAC}| \cdot i_q(t) \end{cases} \quad (3.30)$$

Observa-se na Equação 3.30 que a potência ativa é diretamente proporcional à i_d , enquanto a potência reativa é proporcional à i_q , desta forma, possibilitando um

controle indireto das potências instantâneas ativas e reativas pelo controle das correntes de eixo direto e quadratura do VSC, respectivamente. Essa estratégia de controle é chamada de controle no modo de corrente, do inglês *Current-mode control* (CMC). A vantagem desta é a possibilidade de proporcionar proteção ao VSC contra sobrecorrentes e robustez à variação de parâmetros do sistema (IRAVANI & YAZDANI, 2010; PINTO, 2013; FOGLI, 2014; KAZMIERKOWSKI & MALESANI, 1998).

É importante ressaltar que o desenvolvimento acima só é válido para sistemas trifásicos, equilibrados e à três fios (ALMEIDA, 2011).

3.1.3.1 PROJETO DA MALHA DE CORRENTE

As tensões do eixo direto e de quadratura nos terminais do VSC podem ser escritas como (IRAVANI & YAZDANI, 2010):

$$\begin{cases} v_{d,t}(t) = \frac{VDC}{2} \cdot m_d \\ v_{q,t}(t) = \frac{VDC}{2} \cdot m_q \end{cases}, \quad (3.31)$$

onde, m_d e m_q são os índices de modulação de eixo direto e em quadratura, VDC é a tensão CC que alimentar o VSC.

Na Equação 3.4, verifica-se a presença de um acoplamento cruzado entre as correntes de eixo em quadratura e direta. Fazendo um desacoplamento dessas dinâmicas, o sistema se reduz à um de primeira ordem com as correntes de eixo direto e em quadratura (ALMEIDA, 2011).

Aplicando a Equação 3.31 na Equação 3.4 e a partir de manipulações algébricas, têm-se que os índices de modulação podem ser escritos como:

$$\begin{cases} m_d = \frac{2}{VDC} \cdot (u_d \cdot \omega \cdot L_{VSC} \cdot i_q + v_{d,PAC}) \\ m_q = \frac{2}{VDC} \cdot (u_q \cdot \omega \cdot L_{VSC} \cdot i_d + v_{q,PAC}) \end{cases}, \quad (3.32)$$

em que, u_d e u_q são as novas variáveis de controle, permitindo uma ação de controle *feed-forward*, atenuando indesejáveis harmônicos nas tensões dos eixos síncronos (ALMEIDA, 2011).

Aplicando a Equação 3.32 na Equação 3.31, têm-se:

$$\begin{cases} v_{d,t}(t) = (u_d \cdot \omega \cdot L_{VSC} \cdot i_q + v_{d,PAC}) \\ v_{q,t}(t) = (u_q \cdot \omega \cdot L_{VSC} \cdot i_d + v_{q,PAC}) \end{cases} \quad (3.33)$$

Assim, aplicando a Equação 3.33 na Equação 3.4, têm-se:

$$\begin{cases} L_{VSC} \cdot \frac{di_d(t)}{dt} = R_{eq,VSC} \cdot i_d(t) + u_d(t) \\ L_{VSC} \cdot \frac{di_q(t)}{dt} = R_{eq,VSC} \cdot i_q(t) + u_q(t) \end{cases} \quad (3.34)$$

Sendo a Equação 3.34 o referido sistema sem o acoplamento cruzado dos eixos dq.

Observa-se que as dinâmicas das correntes em quadratura e no eixo direto são idênticas, assim, os parâmetros dos compensadores para o controle das correntes em quadratura e de eixo direto são iguais.

Partindo do pressuposto que a referência é uma corrente, as grandezas trabalhadas assumem características estacionárias ao se trabalhar em coordenadas síncronas (lembrando sempre que o sistema é simétrico e equilibrado). Assim, pelo princípio do modelo interno, um simples compensador PI garantirá um eficiente rastreamento da referência dada, cuja equação é dada por (IRAVANI & YAZDANI, 2010):

$$C_{PI} = \frac{k_{P,usc} \cdot s + k_{I,usc}}{s}, \quad (3.35)$$

em que, $k_{P,usc}$ é o ganho proporcional do compensador e $k_{I,usc}$ ganho integrador do compensador.

E a função de transferência da planta é dada por:

$$G_p(s) = \frac{1}{s \cdot L_{VSC} + R_{eq,VSC}}, \quad (3.36)$$

onde, L_{VSC} e $R_{eq,usc}$ representam, respectivamente, o indutor e o resistor que compõem o filtro passa baixa do VSC

A partir do diagrama da Figura 17, é possível escrever a seguinte a função de transferência em malha aberta:

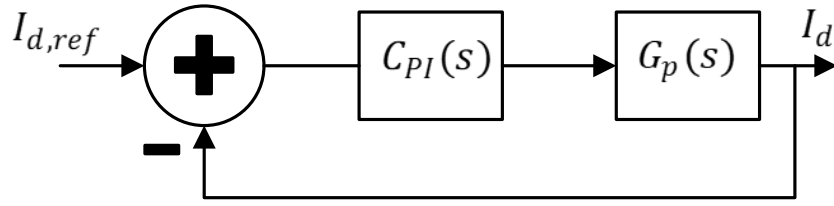


Figura 17: Malha de corrente.

$$G_{MA,P} = C_{PI}(s) \cdot G_p(s) = \frac{k_{P,usc}}{s \cdot L_{VSC}} \cdot \frac{s + \frac{k_{I,usc}}{k_{P,usc}}}{s + \frac{R_{eq,VSC}}{L_{VSC}}}. \quad (3.37)$$

O polo da planta fica muito próximo à origem devido aos aos pequenos valores de L_{VSC} e da $R_{eq,VSC}$ característicos destes, acarretando uma resposta dinâmica muito lenta (IRAVANI & YAZDANI, 2010). Para cancelar esse polo, faz-se:

$$\frac{k_{I,usc}}{k_{P,usc}} = \frac{R_{eq,VSC}}{L_{VSC}}. \quad (3.38)$$

Com a relação da Equação 3.38 é possível cancelar o polo da planta, reduzindo a função de transferência de malha aberta para:

$$G_{MA,P} = \frac{k_{P,usc}}{s \cdot L}. \quad (3.39)$$

E por consequência, a expressão de malha fechada pode ser escrita como:

$$G_{MF,P} = \frac{1}{1 + \tau_{pi,usc} \cdot s}, \quad (3.40)$$

onde a constante de tempo do sistema em malha fechada ($\tau_{pi,usc}$) é igual à:

$$\tau_{pi,usc} = \frac{L_{VSC}}{k_{p,usc}}. \quad (3.41)$$

É sugerido que essa constante tenha um valor entre $0,5 \cdot 10^{-3}$ segundos a $5,0 \cdot 10^{-3}$ segundos para garantir ao VSC uma rápida resposta dinâmica (IRAVANI & YAZDANI, 2010).

Definindo $\tau_{pi,vsc} = 1ms$ e, a partir da Tabela 8, é possível determinar:

$$\begin{cases} k_{p,vsc} = \frac{L_{VSC}}{\tau_{pi,vsc}} = 4,92 \frac{rad}{V} \cdot s \\ k_{i,vsc} = \frac{R_{eq,VSC}}{\tau_{pi,vsc}} = 0,002s \end{cases}, \quad (3.42)$$

em que, $k_{i,vsc}$ e $k_{p,vsc}$ são os parâmetros integral e proporcional do compensador PI projetado para a malha de corrente ilustrado na Figura 17.

Tabela 8: Parâmetros do Conversor VSC.

Parâmetro	Simbologia	Valor
Frequência de Chaveamento	f_s	12 kHz
Potência Aparente Nominal	S_n	32 kVa
Indutância do Filtro de saída do Conversor VSC	L_{VSC}	2 mH
Resistência do Filtro de Saída do conversor VSC	R_{VSC}	0.3Ω

3.1.4 VERSÃO COMPLETA DO CONVERSOR VSC

Aplicando a transformada inversa de Park ($[\mathbf{T}_{dq0}]^{-1}$) (IRAVANI & YAZDANI, 2010) na expressão Equação 3.4 e somando os pequenos sinais em cada fase, obtêm-se a Equação 3.43, que é o sinal de modulação entregue ao conversor VSC em coordenadas naturais.

$$\begin{bmatrix} m_a \\ m_b \\ m_c \end{bmatrix} = [\mathbf{T}_{dq0}]^{-1} \cdot \begin{bmatrix} m_d \\ m_q \\ m_0 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \psi_a(t) \\ \psi_b(t) \\ \psi_c(t) \end{bmatrix}. \quad (3.43)$$

A Figura 18 representa a versão completa do esquemático do controle, com o acréscimo do bloco de processamento de sinais, cujo objetivo é processar os dados de parâmetros elétricos no PAC, como corrente do VSC, tensão e frequência do sistema, além de sintetizar o SGM e adicioná-lo ao sinal de modulação, gerando uma pequena perturbação que possibilitará a atuação das técnicas propostas nesta dissertação.

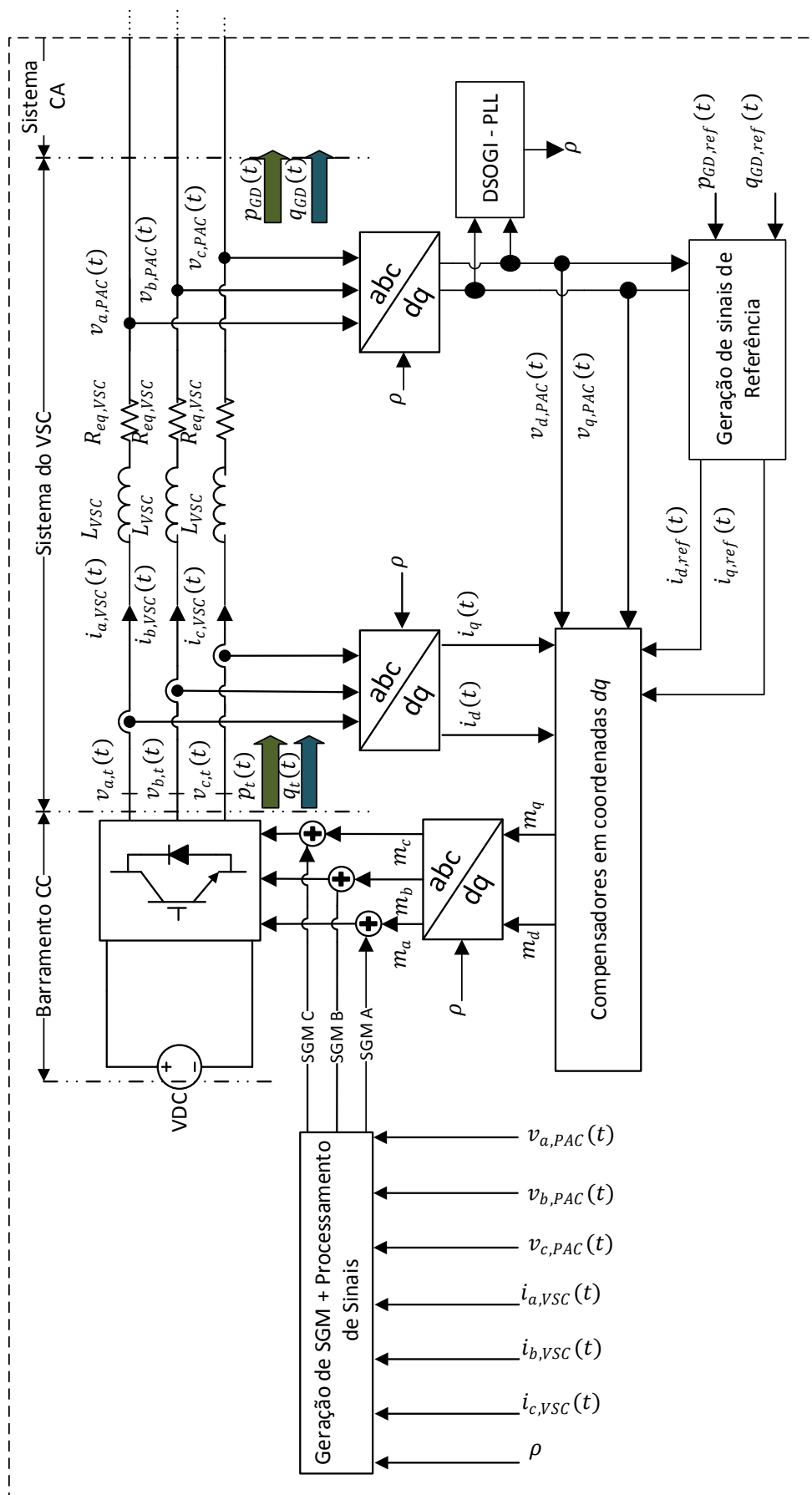


Figura 18: Diagrama Esquemático do controle do GD com o bloco de processamento de sinais.

3.2 METODOLOGIA PARA ESTIMAÇÃO DA IMPEDÂNCIA

Como dito anteriormente, a metodologia para detectar a ocorrência do ilhamento se baseia em uma técnica ativa onde a variação da estimação de impedância vista pelo GD identificará a presença (ou não) da concessionária. Essa técnica atua a partir do distúrbio de corrente injetado.

Através da atuação em conjunto dos filtros da Transformada Discreta de Fourier de Janela Deslizante, do inglês *Sliding Window Recursive Discrete Fourier Transform* (SWRDFT) e SWRDFT Modificada, é possível estimar a impedância em determinada frequência a partir da injeção de pequenos sinais através do conversor VSC. Estes pequenos sinais causam distúrbios na tensão no PAC e na corrente que flui pelo conversor, com os parâmetros de entrada dos filtros citados (MONTEIRO et al., 2017).

3.2.1 DESCRIÇÃO DO PEQUENO SINAL INSERIDO NO SISTEMA

A perturbação inserida no sistema deve ser capaz de causar transitórios nos sinais de tensão e corrente, de forma a propiciar a correta medição da impedância e, ao mesmo tempo, não pode deteriorar a qualidade da energia do sistema. No trabalho de Monteiro et al. (2017), foi investigado vários tipos de sinais de injeção, sendo o SGM tendo apresentado melhores resultados, cujo é descrito, matematicamente, pela Equação 3.44. Diferentemente do que foi feito por Monteiro et al. (2017), o SGM será inserido no sistema a partir do conversor VSC presente no GD de forma independente da estratégia de controle adotada, como ilustra a Figura 18.

$$\psi(t) = G \cdot e^{-t^2/2\cdot\sigma^2} \cdot \cos(\omega_h \cdot t), \quad (3.44)$$

em que, $\omega_h = 2\pi h f_1$ é a frequência de modulação em *rad/s* (frequência central, na qual a impedância é calculada), f_1 é a frequência fundamental em *Hz* do sistema, h é a ordem da componente harmônica desejada, G é o ganho, que é proporcional a energia do sinal, e σ^2 é a variância da função SGM, cuja expressão é dada pela Equação 3.45, sendo k o fator de decaimento do SGM.

$$\sigma^2 = \frac{1}{k \cdot \pi \cdot h \cdot f_1}. \quad (3.45)$$

Como a expressão da Equação 3.44 sugere, essa perturbação terá duração infinita. Entretanto, a partir de um determinado momento, esse sinal possuirá energia desprezível. Assim, pode-se expressar essa perturbação da forma:

$$\psi(t) = G \cdot e^{-t^2/2\cdot\sigma^2} \cdot \cos(\omega_h t) \cdot W(t), \quad (3.46)$$

cuja função $W(t)$ é uma janela retangular com amplitude igual à unidade, dentro de um intervalo $t < |T_T|$ e igual à zero para fora desse intervalo. O formato do SGM é dado pela Equação 3.46.

As perturbações são inseridas em sequência negativa, como representado pela Equação 3.47.

$$\begin{cases} \psi_a(t) = G \cdot e^{-t^2/2\cdot\sigma^2} \cdot \cos(\omega_h t) \cdot W(t) \\ \psi_b(t) = G \cdot e^{-t^2/2\cdot\sigma^2} \cdot \cos(\omega_h t + \frac{2\pi}{3}) \cdot W(t) \\ \psi_c(t) = G \cdot e^{-t^2/2\cdot\sigma^2} \cdot \cos(\omega_h t - \frac{2\pi}{3}) \cdot W(t) \end{cases} \quad (3.47)$$

A Figura 19 ilustra os distúrbios da Equação 3.47, inseridos no sistema simultaneamente. Entre uma injeção e outra desses sinais, existe um intervalo de tempo denominado *Tempo de silêncio* (T_l), que deve ser respeitado, de modo a não haver transitório causado por uma sequência de pulsos de distúrbios no instante da injeção do próximo distúrbio. Além disso, o tempo de silêncio deve ser curto o suficiente para se detectar a ocorrência do ilhamento em até 2 segundos, conforme é estipulado pela IEEE-Std.929 (2000) (2000).

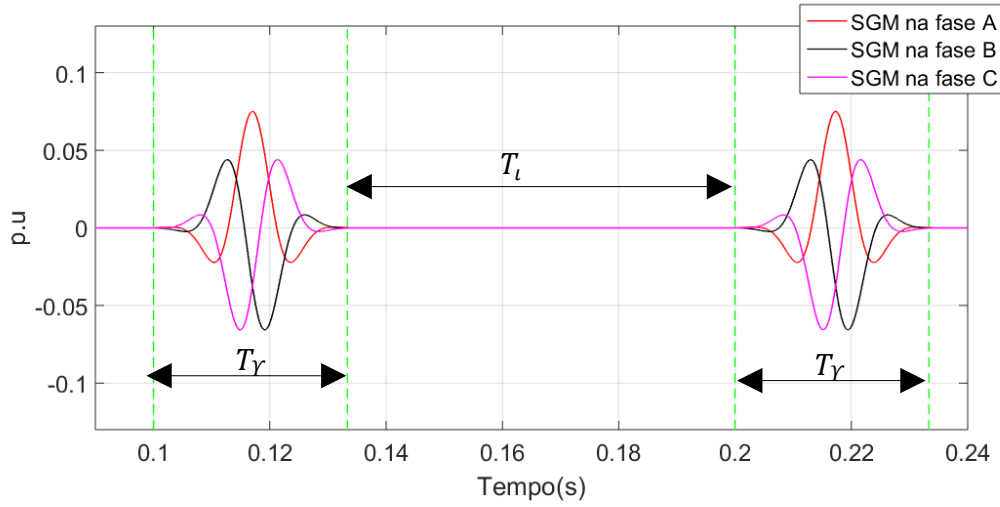


Figura 19: Comportamento dos distúrbios na fase ABC, com $G = 0,075 p.u$ com base em 200 V, $k = 120$, $f_1 = 60 Hz$, $h = 1$, com uma janela $W(t)$ de duração de dois ciclos da fundamental.

Os parâmetros dessas perturbações devem ser escolhidos com objetivo de, ao serem inseridas no sistema, não provocarem altos transitórios nos sinais de tensão e corrente da rede, além de não comprometem a qualidade de energia entregue à carga. Para tal objetivo, através de simulações feitas no software PSIM, definiram-se os parâmetros do distúrbio como se encontram na Tabela 9.

Tabela 9: Parâmetros do SGM.

Parâmetro	Simbologia	Valor
Ganho	G	0,075 p.u
Fator de decaimento	k	120
Frequência fundamental	f_1	60 Hz
Intervalo de injeção do sinal	T_γ	2 ciclos ou $\frac{2}{60} s$
Intervalo de silêncio	T_l	4 ciclos ou $\frac{4}{60} s$
Ordem da componente harmônica desejada	h	1

3.2.2 FILTRO TRANSFORMADA DISCRETA DE FOURIER DE JANELA DESLIZANTE

O filtro Transformada Discreta de Fourier de Janela Deslizante, do inglês *Sliding Window Recursive Discrete Fourier Transform* (SWRDFT), descrito em (FABRI et al., 2010), é uma estrutura de janela deslizante, utilizado para estimar componentes harmô-

nicos ao longo do tempo. Sua estrutura está ilustrada na Figura 20.

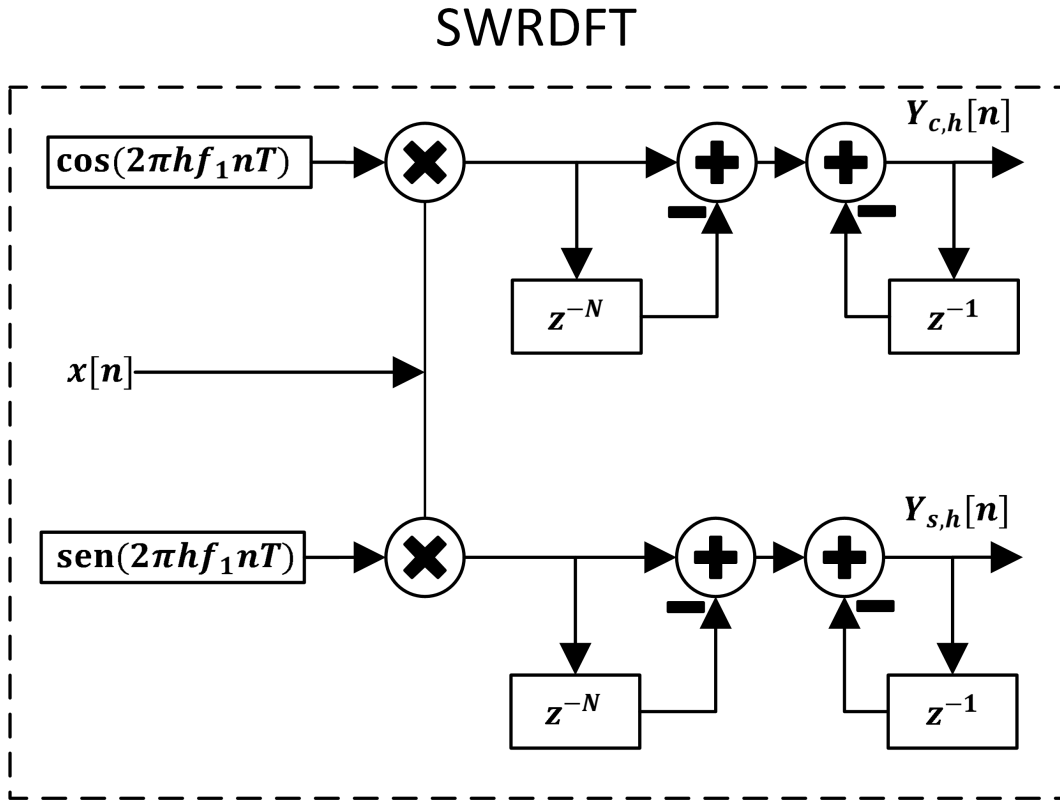


Figura 20: Estrutura do filtro SWRDFT.

O sinal de entrada dessa estrutura é um sinal oriundo de uma grandeza física que foi discretizado no tempo por um conversor analógico/digital (A/D) em uma certa frequência de amostragem de 12 kHz. O seu funcionamento interno se baseia no cálculo dos valores de saída $Y_{c,h}[n]$ e $Y_{s,h}[n]$, definidos por:

$$\begin{cases} Y_{c,h}[n] = Y_{c,h}[n-1] + x[n] \cos(2\pi h f_1 n T) - \\ \quad - x[n-N] \cos(2\pi h f_1 (n-N) T) \\ Y_{s,h}[n] = Y_{s,h}[n-1] + (x[n] \text{sen}(2\pi h f_1 n T) - \\ \quad - x[n-N] \text{sen}(2\pi h f_1 (n-N) T) \end{cases}, \quad (3.48)$$

onde N representa o número de pontos contidos em um ciclo do sinal, considerando a componente fundamental.

Com os valores da saída, é possível calcular o módulo do fasor relativo ao componente harmônico de ordem h , de acordo com a Equação 3.49.

$$A_h[n] = \sqrt{(Y_c[n])^2 + (Y_s[n])^2}, \quad (3.49)$$

3.2.2.1 SWRDFT MODIFICADA

Um desafio para a correta estimação da impedância é a eliminação dos harmônicos de fundo (os que já estão presentes no sinal antes da injeção do distúrbio). Para isso, é utilizada uma versão do filtro SWRDFT, denominada de SWRDFT Modificada. Nesta versão, as atualizações do estimador são desabilitadas assim que o distúrbio é injetado na rede, mantendo o estado anterior à inserção do SGM de forma constante, reproduzindo a componente harmônica de fundo, enquanto a estrutura convencional do filtro continua estimando a amplitude e fase do sinal durante a inserção do distúrbio.

Logo, a saída do SWRDFT convencional contém a contribuição dos harmônicos de fundo e da perturbação inserida, enquanto o SWRDFT Modificado contém somente a contribuição dos harmônicos de fundo. Assim, ao se realizar a diferença entre as saídas dessas duas estruturas, obtêm-se somente a contribuição do sinal injetado.

Após o fim da inserção do distúrbio, o filtro SWRDFT Modificado volta a atualizar os valores estimados de amplitude e fase, e esse ciclo se repete de forma contínua sempre que um SGM é inserido na rede.

3.2.3 ESTIMAÇÃO DA IMPEDÂNCIA

Os sinais de tensão no ponto de acoplamento comum (\vec{v}_{PAC}) e a corrente que flui pelo conversor (i_{VSC}) passam pelos filtros SWRDFT e pelo SWRDFT Modificada. O resultado da diferença entre as saídas dos dois filtros é a componente dos parâmetros na frequência da perturbação inserida na sistema, como ilustra a Figura 21.

A partir do momento que se tem os valores de I_h e V_h , torna-se possível obter a impedância na componente harmônica h ao longo do tempo, representada por $Z_{h,x}$, onde $x \in \{a; b; c\}$:

$$|Z_{h,x}| = \frac{|(V_{h,x})|}{|(I_{h,x})|}. \quad (3.50)$$

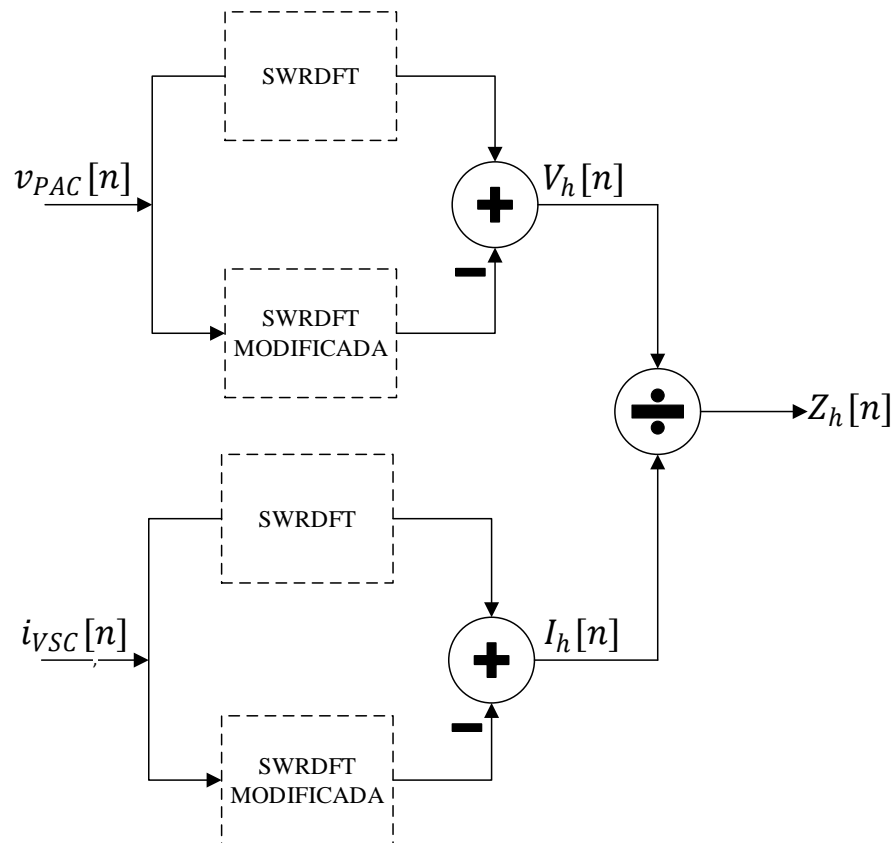


Figura 21: Estrutura de filtros para a obtenção da componente h da v_{PAC} , da i_{VSC} , e pela Lei de Ohm, da Z_h .

3.3 METODOLOGIA PROPOSTA PARA A DETECÇÃO DA OCORRÊNCIA DE ILHAMENTO A PARTIR DA VARIAÇÃO DE IMPE-DÂNCIA

O objetivo deste trabalho, como dito anteriormente, se restringe à identificação da ocorrência de ilhamentos não intencionais. Espera-se, com a ausência da geração principal, uma variação significativa da impedância estimada vista pelo GD, pois a ligação paralela entre as impedâncias da linha da concessionária e a da carga será desfeita. Entretanto, deve-se distinguir variações de impedância devido a ocorrência de ilhamentos para variações inerentes ao sistema. Assim, para garantir o bom funcionamento do método, definiu-se o protocolo de operação ilustrado na Figura 22.

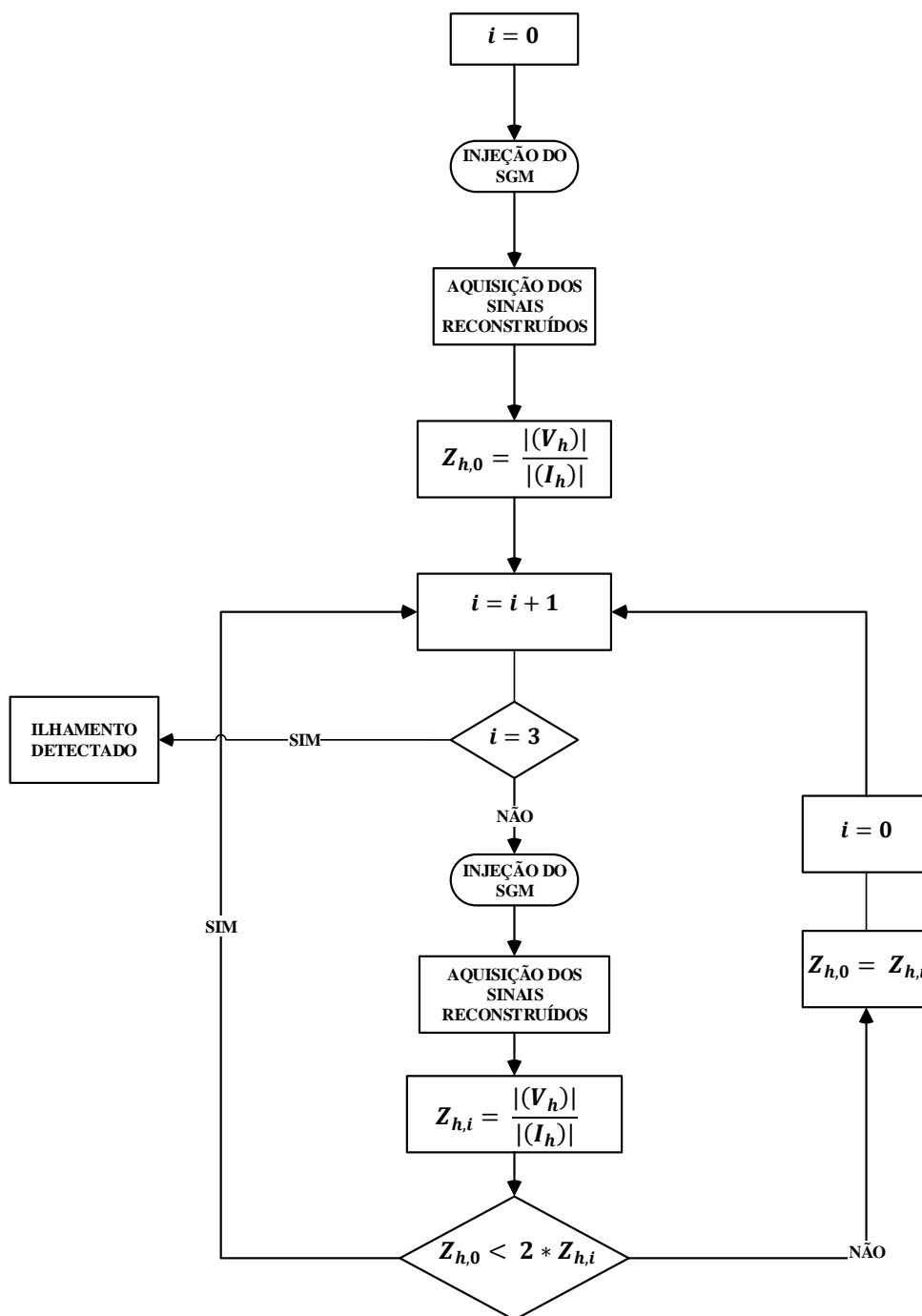


Figura 22: Protocolo utilizado para ratificar a ocorrência do ilhamento através do método de estimação de impedância.

Como pode ser visto na Figura 22, o processo se inicia com um contador $i = 0$ e injeta-se a primeira sequência de SGM no sistema para posteriormente adquirir os dados do sistema a fim de calcular a impedância $Z_{h,i}$, onde h representa determinada

componente harmônica do sistema, e i é o estado atual do contador usado para identificar o ilhamento.

A estimação de impedância seguinte será comparada com a anterior e, caso esta venha sofrer variações acima de 100%, será contabilizada como $Z_{h,1}$, recomeçando o processo de injeção. Caso $Z_{h,2}$ e/ou $Z_{h,3}$ não venha a ser duas vezes maior que $Z_{h,0}$, zera-se o contador e inicia todo o processo novamente. Caso contrário, detecta-se o ilhamento e ativa as proteções.

Além do mais, espera-se um comportamento transitivo referente à saída da estimação de impedância quando se está atendendo à norma IEEE-Std.929 (2000), pois, utilizando a função de transferência do sistema ilhado, tem-se:

$$Z_h(s) = \frac{V_h(s)}{I_h(s)} = \frac{\frac{s}{C_{carga}}}{s^2 + \frac{s}{R_{carga} \cdot C_{carga}} + \frac{1}{L_{carga} \cdot C_{carga}}} \quad (3.51)$$

Usando a equação característica da Equação 3.51 e comparando com a equação formal de segunda ordem, têm-se:

$$2 \cdot \zeta \cdot \sqrt{\frac{1}{L_{carga} \cdot C_{carga}}} = \frac{1}{R_{carga} \cdot C_{carga}} \quad (3.52)$$

Simplificando a expressão Equação 3.52, obtêm-se:

$$\zeta = \frac{\sqrt{L_{carga}}}{2 \cdot R_{carga} \cdot \sqrt{C_{carga}}} \quad (3.53)$$

Usando Equação 2.1 na Equação 3.53, têm-se, por fim, a relação entre o coeficiente de amortecimento da carga de teste com o qf:

$$\zeta = \frac{1}{2 \cdot q_f} \quad (3.54)$$

A partir da Equação 3.54, é possível afirmar que quanto maior o fator de qualidade, maior será a oscilação do sistema. E como a impedância mensurada é uma relação direta

entre a tensão no PAC e a corrente que flui pelo VSC, sua curva de resposta apresentará comportamento transitório, em que o valor mais próximo do real encontra-se no seu último ponto referente a injeção do SGM, mais precisamente no instante $t = 0,33$, $x \in \mathbb{N}$, conforme ilustrado pela Figura 23, Figura 24 e Figura 25. Nestas, é possível relacionar o comportamento transitório citado com o valor do q_f , onde a impedância da carga é um RLC paralelo em ressonância com uma resistência de 5Ω .

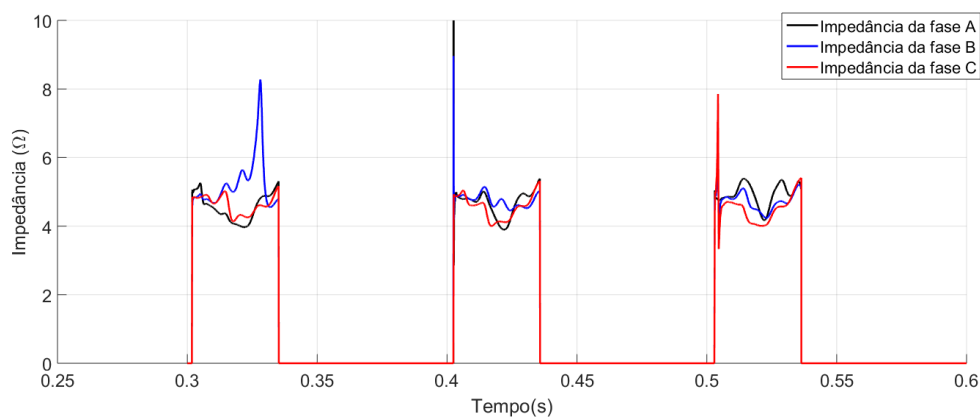


Figura 23: Impedância estimada para quando a carga opera com $q_f = 0,50$ com 5Ω de impedância.

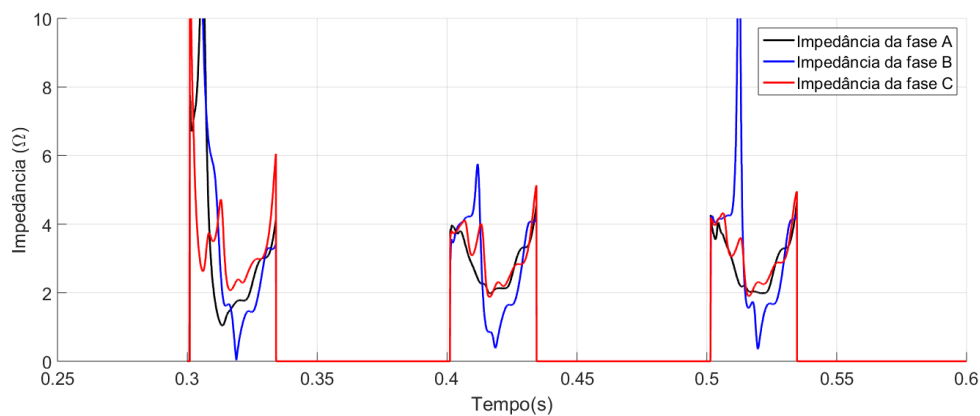


Figura 24: Impedância estimada para quando a carga opera com $q_f = 1,25$ com 5Ω de impedância.

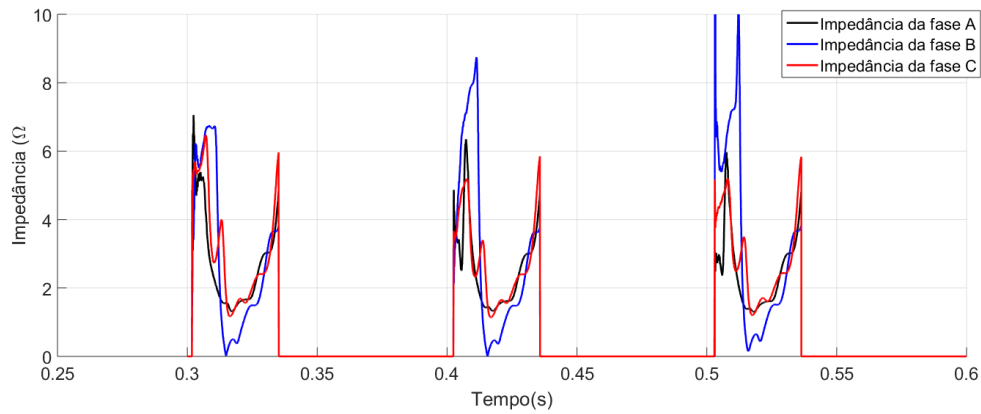


Figura 25: Impedância estimada para quando a carga opera com $qf = 2,5$, com 5Ω de impedância.

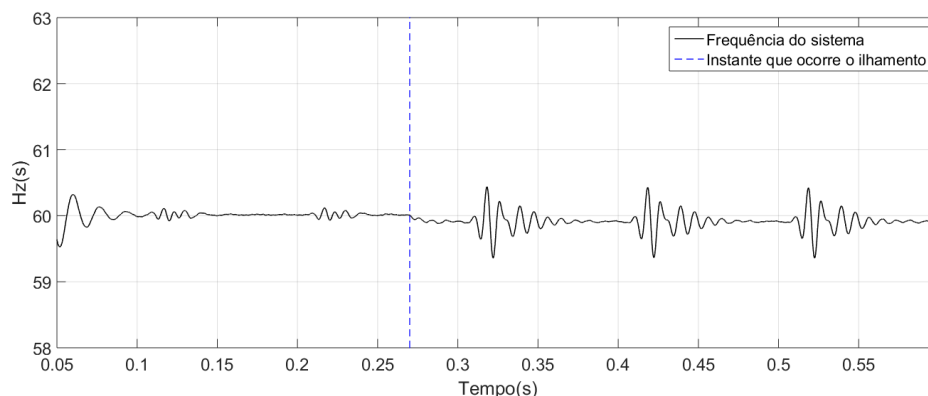
Observa-se que os valores das impedâncias em cada fase no ponto de aquisição de dados são muito próximos graças ao equilíbrio das cargas. Portanto, os resultados seguintes que abordam estimação de impedância vista pela planta, bem como parâmetros de corrente e tensão, serão representados somente pela fase A.

3.4 METODOLOGIA PROPOSTA PARA A DETECÇÃO DA OCORRÊNCIA DE ILHAMENTO A PARTIR DO ROCOF INDUZIDO PELO SGM

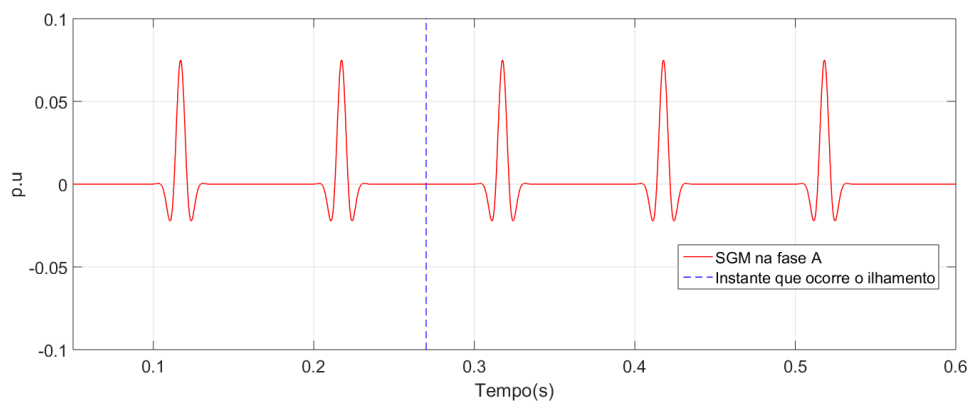
A injeção de pequenos sinais, no formato de SGM, podem provocar oscilações no desbalanço de potência ativa do sistema, e caso haja um gerador síncrono no SGD, pode acarretar em uma elevação da taxa de variação de frequência, segundo a Equação 3.55. Em outras palavras, a injeção do SGM poderá induzir um relé de Taxa de Variação de Frequência (do inglês *Rate Of Change Of Frequency*) (ROCOF) a atuar caso ocorra um ilhamento (BHATT; PRAJAPATI & SWECHA, 2015).

$$\frac{df}{dt} = \frac{\Delta P}{2 \cdot G \cdot H} \cdot f, \quad (3.55)$$

em que, ΔP representa o desbalanço de potência ativa, f é a frequência de operação do sistema em Hz, H é o momento de inércia do gerador síncrono em segundos e G é a sua potência aparente nominal.



(a) Frequência do sistema estimada pelo PLL.



(b) Injeção de SGM no sistema.

Figura 26: Frequência estimada com a presença de perturbações no sistema no cenário em que o sistema não apresenta desbalanço de potência.

Constata-se que, na ausência do barramento infinito, o sistema perde robustez, podendo o SGM provocar uma flutuação da tensão no PAC, e por consequência, uma flutuação da frequência do sistema ilhado, como mostrado na Figura 26.

Por ser um método ativo, escolheu-se usar um contador para que o relé ROCOF ratifique a ocorrência do ilhamento e garanta o adequado funcionamento da técnica, conforme é representado pelo fluxograma da Figura 27, exigindo que a taxa de variação de frequência ultrapasse, a cada injeção de SGM no sistema, o valor limiar estabelecido (β) para ativar a proteção de ilhamento e desconectar o SGD.

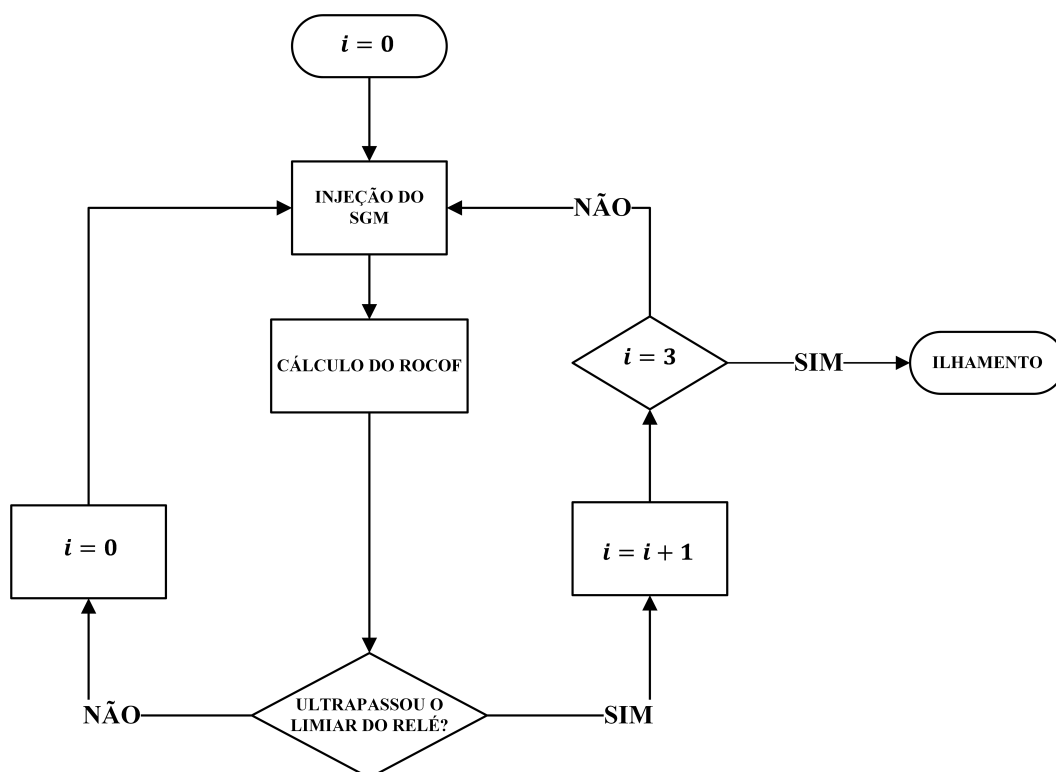


Figura 27: Fluxograma para detecção de ilhamento à partir de relés ROCOF induzidos por pequenos sinais.

Para esta dissertação, os relés de ROCOF apresentam três configurações distintas para o limiar da taxa de variação de frequência (parâmetro β da Figura 28): 0,5 Hz/s, 1,2 Hz/s e 1,5 Hz/s, valores estes mais comuns neste tipo de dispositivo, segundo Bhatt, Prajapati e Swecha (2015). A fim de operar satisfatoriamente dentro do período de simulação, adotou-se um filtro média móvel com uma janela de 3 ciclos da componente fundamental da tensão para processar o sinal de saída do derivador com a finalidade de eliminar altos transientes.

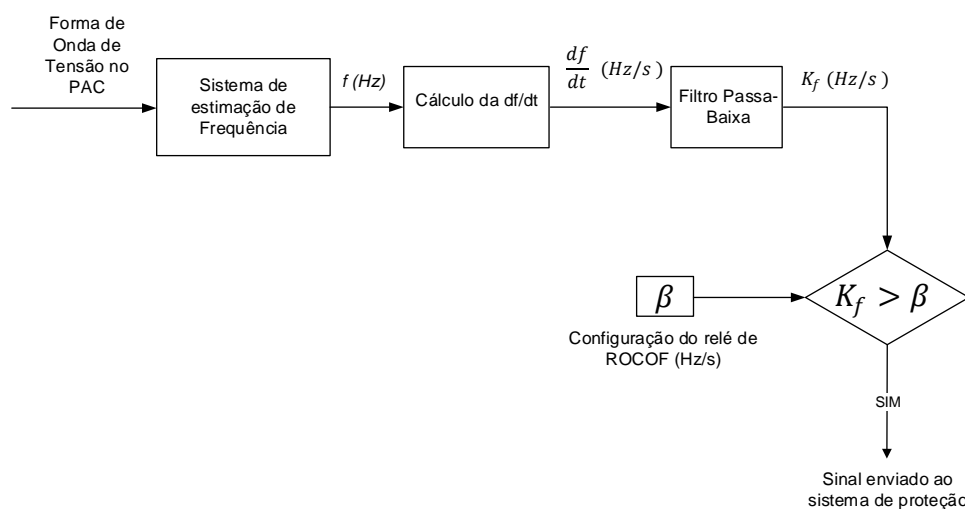


Figura 28: Diagrama esquemático simplificado do ROCOF.

3.5 CONCLUSÕES PARCIAIS

Neste capítulo foi apresentado SGD abordado (composto por um único GD) com a modelagem do conversor VSC adotado. Será através deste dispositivo que serão injetados no sistema os pequenos sinais na forma de Sinal Gaussiano Modulado (SGM) com a finalidade de detectar a ocorrência de ilhamentos não intencionais.

Na primeira proposta deste capítulo, na Seção 3.2, são monitorados online os sinais de tensão no PAC e a corrente que flui pelo conversor, e cada amostra destes passam pelos filtros SWRDFT e SWRDFT Modificado, cuja a diferença das saídas representam as componentes de frequência destes parâmetros. As impedâncias estimadas neste trabalho apresentaram comportamentos distintos das obtidas por Monteiro et al. (2017), devido ao fato do sistema estudado ter sido mais próximo do real, bem como a injeção SGM através do inversor ser independente da estratégia de controle. Por essa razão, o ponto de aquisição de impedância se deu no fim da injeção do distúrbio, pelo fato de que neste instante já ter cessado o regime transitório dos filtros SWRDFT. Com isso, espera-se que o valor estimado de impedância não varie bruscamente a fim de ratificar a presença da rede e manter a operação segura do SGD. Caso contrário, inicia-se o protocolo de ratificação do ilhamento, ilustrado na Figura 22.

A segunda proposta de detecção de ilhamento apresentada neste capítulo foi o ROCOF induzido pelo SGM, presente na Seção 3.4. O funcionamento desta se assemelha muito com a utilização tradicional do relé ROCOF, mas como esta técnica passiva

apresenta ZNDs para baixos desbalanços de potência, utilizou-se a injeção do distúrbio a fim de induzir uma grande variação de frequência na ausência do barramento infinito que representa a rede, permitindo assim atenuar ou até mesmo extinguir as zonas cegas presentes na forma passiva desta técnica.

Devido a não necessidade da presença dos filtros SWRDFT (tradicional e modificado), o ROCOF induzido pelo SGM apresenta menor esforço computacional, bem como uma implementação mais simples ao se comparar com o método de variação de impedância.

Com o intuito de não detectar um falso ilhamento devido a ocorrências inerentes do sistema, ambas as propostas de detecção trazem consigo a necessidade de três confirmações para então enviar um sinal ao SGD a fim de interromper seu funcionamento ou mudar a sua estratégia de controle. Entretanto, os limiares impostos devem ser melhor estudadas para abranger a maior zona de operação possível.

No Capítulo 4 serão apresentados os resultados destas duas propostas e estudos referentes à qualidade de energia com a inserção do SGM no sistema.

4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Nesse capítulo serão mostrados os resultados dos métodos propostos para detecção de ilhamento no sistema abordado, ilustrado na Figura 6, assim como os parâmetros utilizados para obtê-los, presentes na Tabela 10 e Tabela 11. Os resultados mostrados a seguir foram obtidos através da utilização do software de simulação PSIM.

Tabela 10: Parâmetros do Conversor VSC.

Parâmetro	Simbologia	Valor
Frequência de Chaveamento	f_s	12 kHz
Potência Aparente Nominal	S_n	32 kVa
Indutância do Filtro de saída do Conversor VSC	L_{VSC}	2 mH
Resistência do Filtro de Saída do conversor VSC	R_{VSC}	0.3 Ω

Tabela 11: Parâmetros da rede CA.

Parâmetro	Simbologia	Valor
Tensão RMS de fase	V_{RMS}	127 V
Frequência fundamental da Rede	f_1	60 Hz
Resistência da Linha	R_{rede}	0.38 Ω
Indutância da Linha	L_{rede}	1 mH

4.1 DETECÇÃO DE ILHAMENTO NO SISTEMA ELÉTRICO ATRAVÉS DOS MÉTODOS PROPOSTOS

Para validação do métodos aqui utilizados de detecção de ilhamento, este trabalho seguiu a recomendação da IEEE-Std.929 (2000), onde é feita a sugestão de que a carga de teste para verificação de proteções anti-ilhamento deve ser um RLC paralelo, ressonante na frequência nominal do sistema, e que o qf deve ser maior ou igual à 2,5. Assim, para atender tal diretriz, utilizou-se os valores de carga presentes na Tabela 12.

Tabela 12: Parâmetros da carga RLC.

Parâmetro	Simbologia	Valor
Resistência da carga	R_{carga}	5 Ω
Capacitor da carga	C_{carga}	1,4 mF
Indutor da carga	L_{carga}	5,1 mH
Frequência de Ressonância	f_r	60 Hz
Fator de Qualidade	qf	2,5833

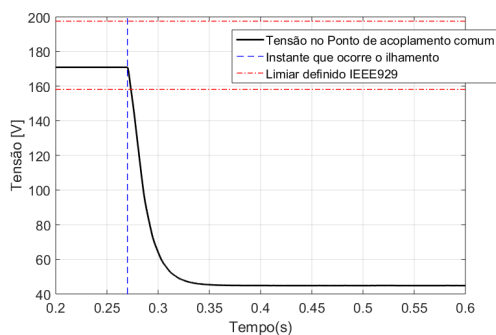
Através do sistema estudado com os parâmetros da Tabela 11, Tabela 10 e Tabela 12, simulou-se situações em que o GD entregou à carga 25%, 50%, 75% e 90%, 95% e 100% da potência consumida pela carga.

Nas figuras a seguir, o ilhamento ocorre no instante $t = 0,27$ segundos. Observa-se, que ao ocorrer o ilhamento num sistema cujo desbalanço de potência gira em torno de 75%, a tensão de pico no PAC, como ilustra a Figura 29(a), ficaria abaixo dos limites estipulados pela IEEE-Std.929 (2000), fazendo os relés de sub/sobre tensão atuar. Na Figura 29(b), a frequência estimada do sistema pelo DSOGI-PLL romperia os limites de operação normal estipuladas pelo Prodist-Módulo.8 (2010) assim que ocorre o ilhamento e voltando à região permitida em menos de 0,05 segundos, impedindo a atuação dos relés de sub/sobre frequência. Como era esperado, os relés de ROCOF para tamanho desbalanço de potência atuariam quase instantaneamente, como pode ser concluído a partir da Figura 29(c).

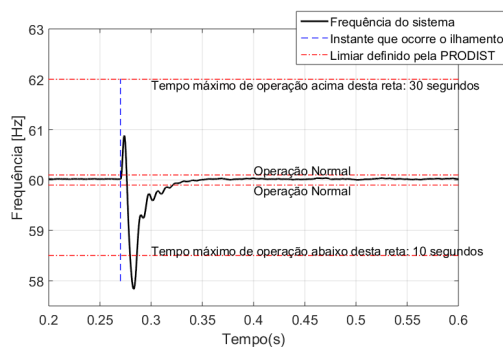
A proposta de detecção de ilhamento à partir da indução do ROCOF pelo SGM também permitiria a atuação das proteções anti-ilhamento, detectando a ausência da rede no terceiro rompimento do limiar do relé, no instante $t = 0,5$ segundos, cerca de 0,3 segundos após o ilhamento, como pode ser visto na Figura 29(d).

Já na Figura 29(e) têm a atuação do método a partir da variação de impedância, verifica-se um elevado valor mensurado de impedância logo após a ocorrência do ilhamento, com suas amostras logo em seguida tendendo ao valor da resistência da carga, possibilitando as proteções atuarem em aproximadamente 0,3 segundos, logo após a terceira confirmação da ausência da rede, conforme estabelecido pela metodologia desta técnica. A mesma análise é válida para cenários em que o sistema opera com 50% e 25% de desbalanço de potência, como ilustrado pela Figura 30 e Figura 31, onde somente os relés de sub/sobre frequência (presentes na Figura 30(b) e na Figura 31(b)) não ativariam as proteções anti-ilhamento.

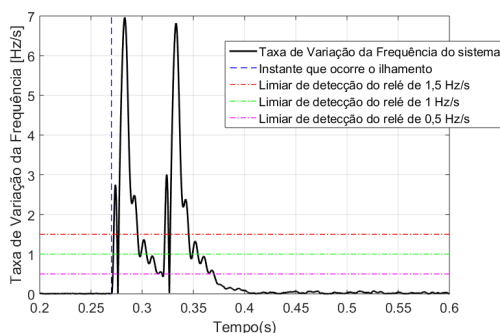
O valor superestimado de impedância na Figura 29(e) e na Figura 30(e) se deve ao transitório da corrente do VSC gerado pela desconexão da rede. Este estado transitivo será mais acentuado de acordo com o desbalanço de potência do sistema.



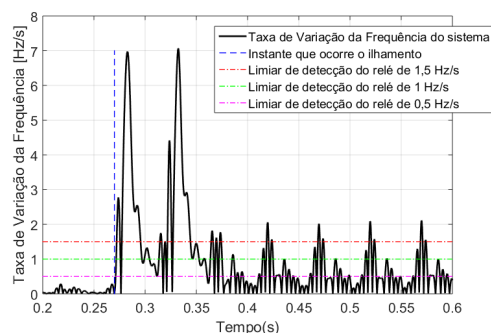
(a) Tensão no PAC.



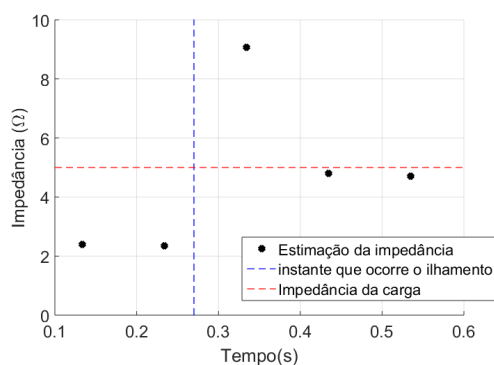
(b) Frequência do sistema.



(c) ROCOF.



(d) ROCOF induzido pelo SGM



(e) Estimação de impedância.

Figura 29: Respostas para diferentes métodos de detecção de ilhamento para o cenário em que o SGD apresenta 75% de desbalanço de potência.

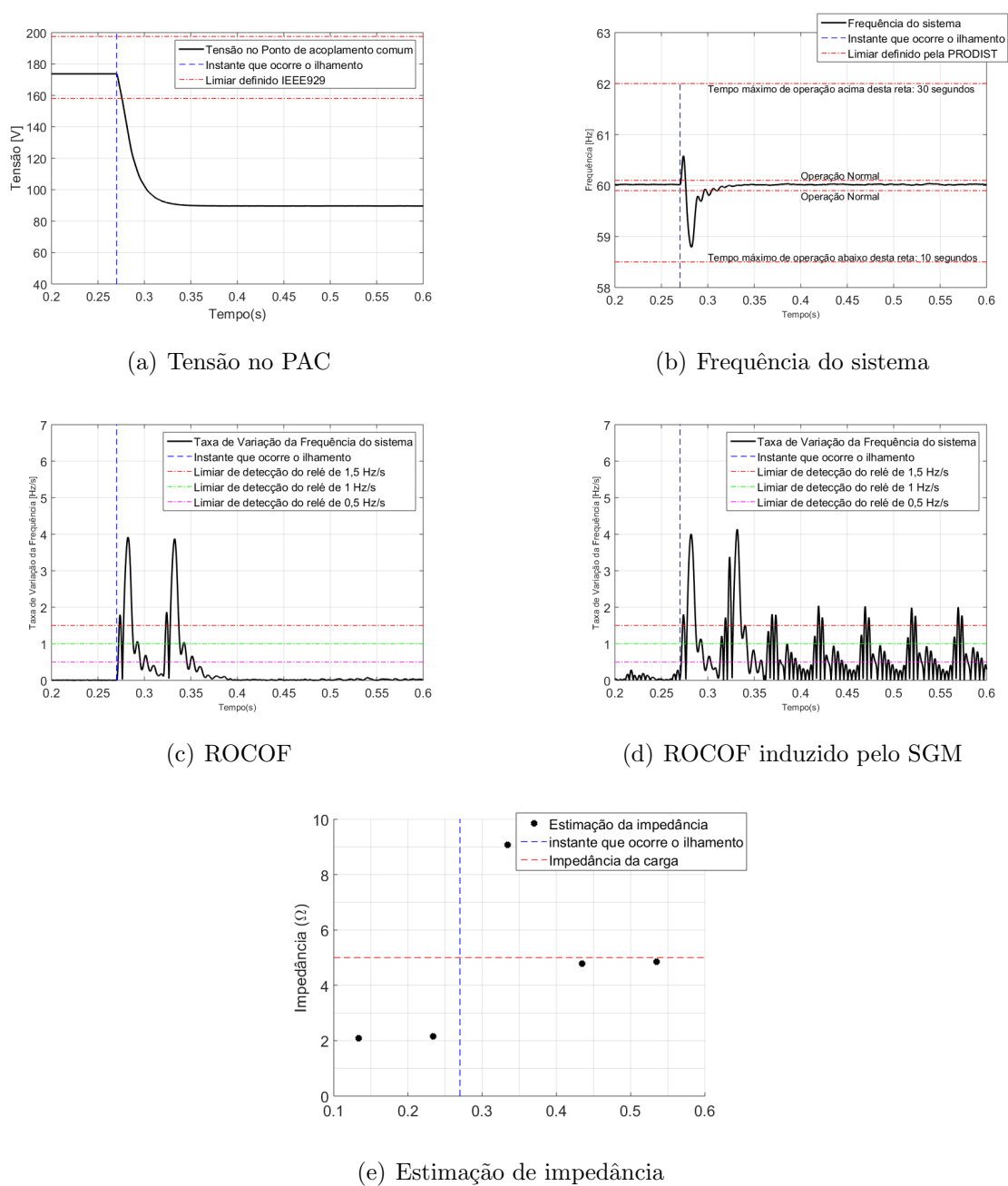


Figura 30: Respostas para diferentes métodos de detecção de ilhamento para o cenário em que o SGD apresenta 50% de desbalanço de potência.

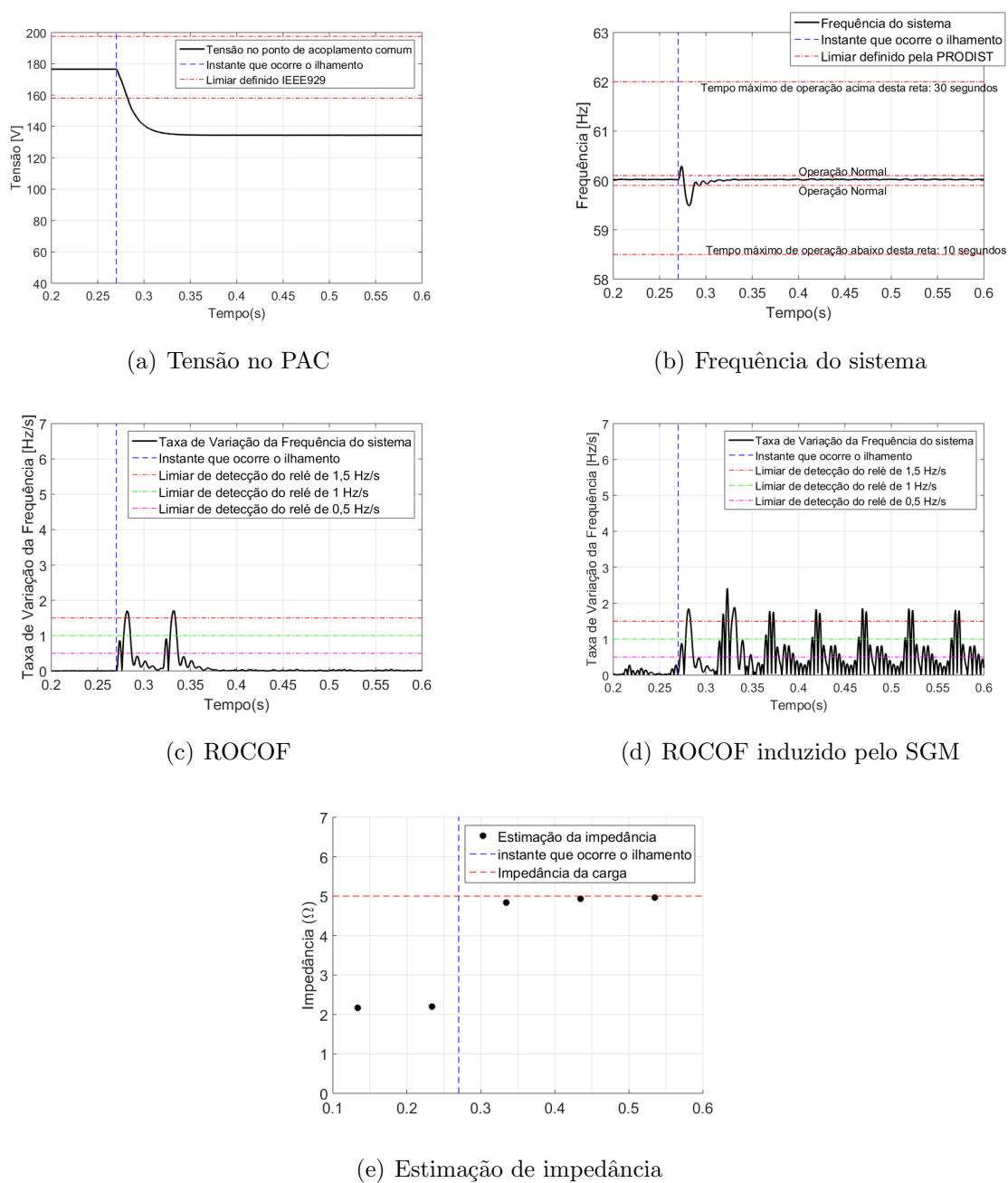
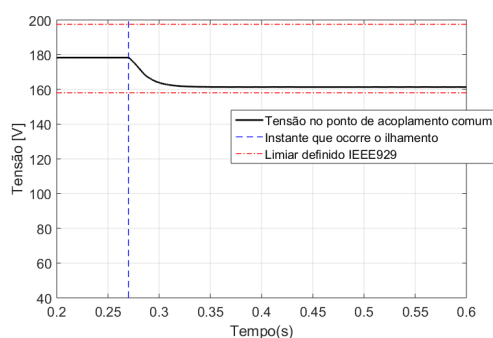


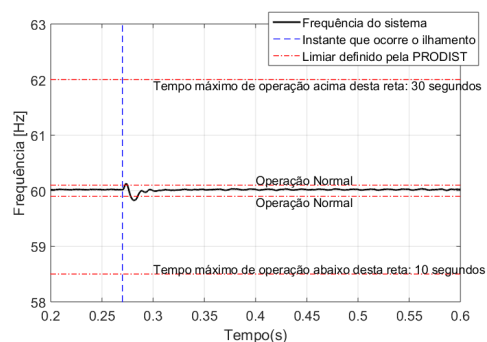
Figura 31: Respostas para diferentes métodos de detecção de ilhamento para o cenário em que o SGD apresenta 25% de desbalanço de potência.

Das três técnicas passivas utilizadas neste trabalho e presentes na Figura 32, todas apresentaram não detecção da ocorrência do ilhamento para operações com 10% de desbalanço de potência (exceto o ROCOF de relé de 0,5 Hz/s), sendo esta região de operação uma ZND para tais técnicas. E para desbalanços de potência a partir de 5%, nem o relé mais sensível de ROCOF atuaria, como pode-se observar na Figura 33. Em contra partida, as técnicas ativas baseadas na variação de impedância e ROCOF induzido pelo SGM detectariam a ausência da rede da concessionária de forma satisfatória

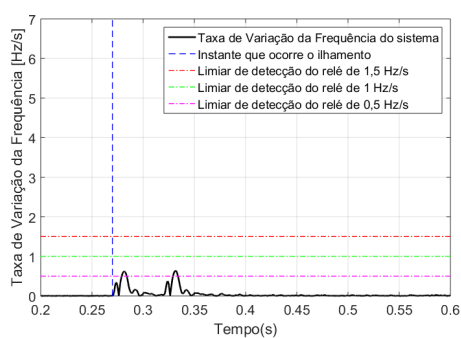
em 0,3 ms após a queda do barramento infinito que a rede da concessionária representa no SGD.



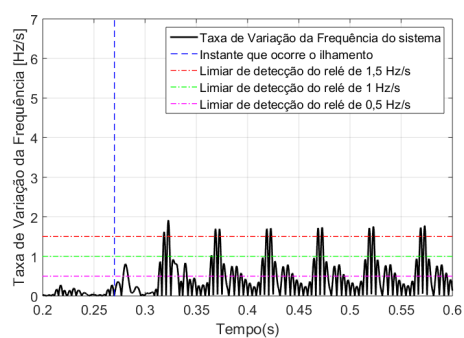
(a) Tensão no PAC.



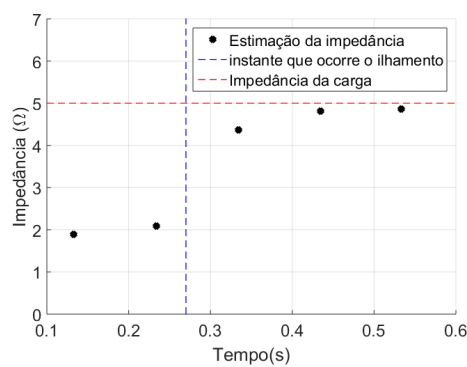
(b) Frequência estimada do sistema.



(c) ROCOF

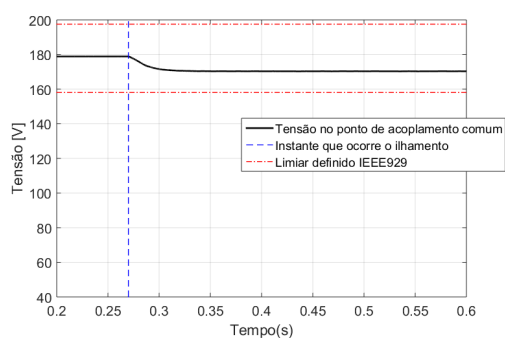


(d) ROCOF induzido pelo SGM.

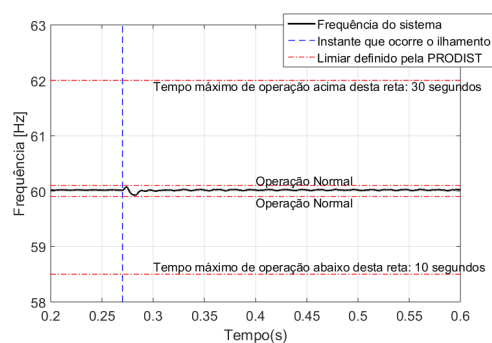


(e) Estimação de impedância.

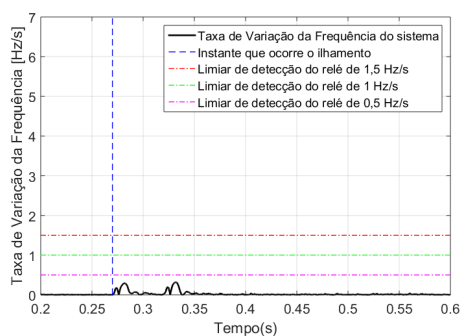
Figura 32: Respostas para diferentes métodos de detecção de ilhamento para o cenário em que o SGD apresenta 10% de desbalanço de potência.



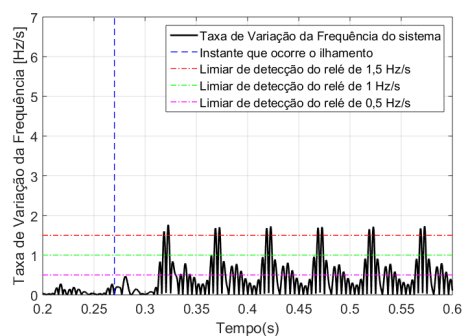
(a) Tensão no PAC.



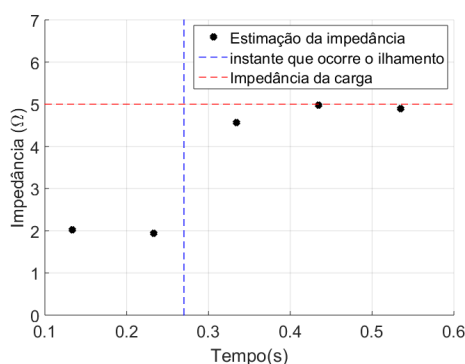
(b) Frequência do sistema.



(c) ROCOF.



(d) ROCOF induzido pelo SGM.



(e) Estimação de impedância.

Figura 33: Respostas para diferentes métodos de detecção de ilhamento para o cenário em que o SGD apresenta 5% de desbalanço de potência.

Partindo para a situação mais crítica, onde não há desbalanço de potência e toda potência consumida pela carga é proveniente do SGD, observa-se que as proteções passivas presentes na Figura 34(a), Figura 34(b) e Figura 34(c) falhariam (como se esperava), diferentemente das ativas (Figura 34(d) e Figura 34(e), onde o ilhamento foi detectado satisfatoriamente pela variação de impedância e pelo ROCOF induzido em menos de 0,3 s.

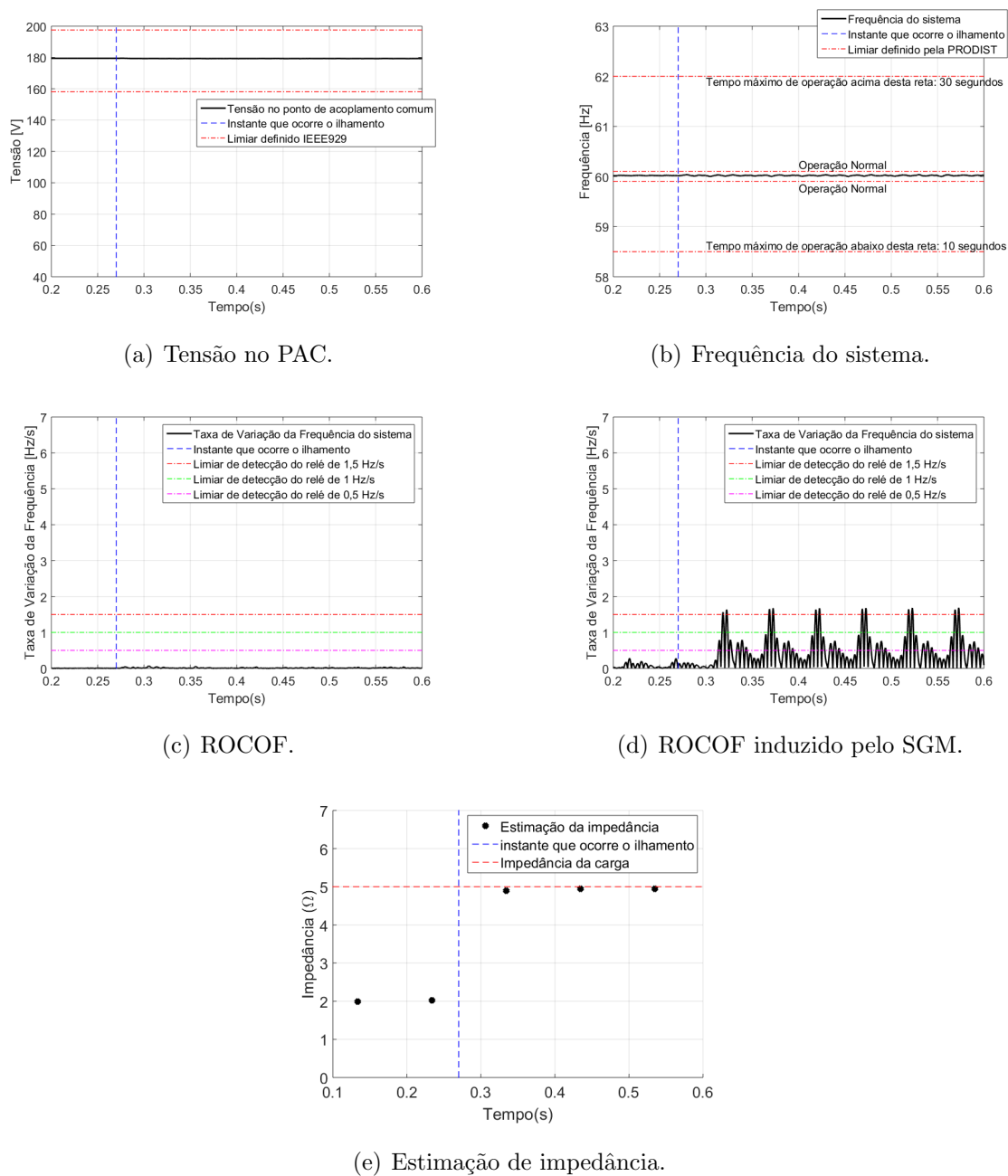


Figura 34: Respostas para diferentes métodos de detecção de ilhamento para o cenário em que o SGD apresenta 0% de desbalanço de potência.

Outra análise importante a ser feita foi a precisão da estimativa de impedância, que não variou de acordo com o desbalanço de potência, conforme é mostrado na Figura 29 à Figura 34.

O ROCOF induzido pelo SGM é também uma alternativa às técnicas tradicionais, pois ele conseguiu detectar a ocorrência do ilhamento para diferentes desbalanços de potência do sistema, inclusive para a situação mais crítica, como ilustrado pela Figura 34(d). Mas por se tratar de um método ativo, deve se analisar o grau de

deterioração da QEE acarretados pela inserção destes distúrbios.

4.2 ANÁLISE DA QUALIDADE DE ENERGIA DEVIDO A INSERÇÃO DO SGM NO SISTEMA

Um dos problemas que pode ocorrer quando da utilização de técnicas locais ativas é a possibilidade das perturbações oriundas destas causarem quedas na qualidade de energia, ocasionando altos índices de THD de tensão ou até mesmo *flicker*.

A THD de um determinado sinal é definida de acordo com Equação 4.1:

$$THD = \frac{\sqrt{V_2^2 + V_3^2 + V_4^2 + V_5^2 + \dots V_i^2}}{V_1}, \quad (4.1)$$

em que, V_i é o valor RMS do i -ésimo componente harmônico. Porém, devido à característica de variação temporal do sinal ocasionada pela inserção do SGM, não é conveniente utilizar essa maneira de cálculo. Assim, para apurar e mensurar essa distorção provocada pelo distúrbio inserido, usou-se o fator desenvolvido por Monteiro (2018) chamado de RMSR e através de simulações, analisou sinais com harmônicos em regime permanente obtendo valores iguais ao calculado pela Equação 4.1. Este fator estabelece uma relação entre as potências instantâneas do distúrbio pela da componente fundamental, fornecendo assim o resultado da distorção à cada instante de tempo.

Calculou-se o RMSR para dois cenários possíveis: com o sistema ilhado e com o sistema não ilhado e o maior valor deste fator foi comparado com o limiar sugerido pela IEEE-Std.519 (1992) para o THD. Estes valores estão mostrados na Tabela 13.

Tabela 13: Valor Máximo de RMSR obtido no sistema com 0% de desbalanço de potência.

Cenário	Maior valor de distorção obtido	Valor limite de THD da tensão
SGD não ilhado	0,4601%	5%
SGD ilhado	5,414%	–

Como pode ser observado para o SGD operando de maneira não ilhada, a injeção dos SGMs não prejudica a QEE, como sugere IEEE-Std.519 (1992). Entretanto, houve uma notável elevação da taxa de THD para quando a rede está desconectada do sistema estudado, porém, a ausência da regulamentação para sistemas ilhados impossibilita uma

análise mais contundente sobre os impactos da injeção do SGM nestes cenários. Além do mais, trabalhar de maneira ilhada não é o objetivo deste trabalho de forma que essa investigação deve ser feita em trabalhos futuros.

Outro parâmetro a ser analisado no que tange a qualidade de energia é a presença de *flicker*, que pode acarretar sérias complicações fisiológicas do ser humano, como dores de cabeça, enxaqueca, desconforto estomacal, desenvolvimento de quadros epiléticos, além de outras respostas neurológicas (IEEE, 2010; VEITCH & MCCOLL, 1995; WILKINS; VEITCH & LEHMAN, 2010), justificando assim a preocupação de pesquisadores e órgãos regulamentadores de manter a flutuação luminosa controlada.

Diante da inviabilidade computacional de simular o sistema estudado para um dia ou uma semana, este trabalho apresentará somente os níveis de severidade Pst , presentes na Tabela 14, para os dois cenários: não ilhado e ilhado.

Os dados obtidos via PSIM foram exportados para o software *Simulink*, cujo *flick-meter* presente neste nos mostra que no cenário não ilhado, o nível de cintilação luminosa está dentro da margem segura de operação, segundo a IEC.61000-4-15 (2008), diferentemente do cenário ilhado, onde o indicador de curta duração nos dá valores muito acima do permitido, sendo necessário desconectar o GD responsável ou adotar medidas para atenuar essa cintilação até as zonas seguras de operação, à fim de manter a integridade física dos consumidores da energia entregue por este SGD.

Tabela 14: Valores obtidos de severidade da cintilação luminosa de curta duração.

Cenário	Indicador Pst em p.u	Valor limite em p.u
SGD ilhado	7,1195	1
SGD não ilhado	0,417202	

4.3 CONCLUSÕES PARCIAIS

Inicialmente buscou-se a detecção do ilhamento em vários cenários de desbalanço de potência através dos métodos mais encontrados na literatura técnica, além das duas propostas levantadas por este trabalho. Tanto a técnica de detecção de ilhamento através da variação de impedância quanto a de ROCOF induzido por SGM apresentaram resultados satisfatórios de detecção em tempo muito abaixo do estabelecido pela IEEE-Std.929 (2000), mesmo em cenários de baixo desbalanço de potência, como visto na Figura 32 e Figura 32, quanto no cenário mais crítico, onde o desbalanço de potência era nulo (Figura 34), diferente das demais técnicas, que possuem nessas regiões de

operação ZNDs.

Após a confirmação que as duas técnicas ativas conseguem detectar a ocorrência do ilhamento, foi necessário analisar os impactos na qualidade de energia dos pequenos sinais inseridos no sistema, como o THD de tensão no PAC e o *flicker*. Para analisar o primeiro parâmetro usou-se o fator RMSR devido à não periodicidade da injeção do SGM no sistema. Atenta-se que o valor obtido e apresentado Tabela 3 para quando o SGD está operando não ilhado é de dez vezes menor que o limite estipulado pela IEEE-Std.519 (1992). Uma análise dos níveis de THD para os casos onde o SGD se encontra ilhado se torna inviável devido à falta de normas que regulamentam a operação nestes cenários.

O segundo parâmetro de qualidade de energia foi o *flicker*, cujos limites estipulados pela IEC.61000-4-15 (2008) foram adotados nessa dissertação. Através do *flickmeter* do software *Simulink*, obteve-se os níveis de severidade de curta duração para os dois cenários possíveis presentes na Tabela 14: para quando a rede está presente no sistema, o nível de cintilação luminosa está dentro dos limites exigidos, não acarretando quaisquer riscos de saúde ao consumidor. Entretanto a tenacidade do sistema à inserção destes distúrbios se vai junto com a desconexão da rede com seu barramento infinito, tornando a injeção do SGM extremamente nocivos e aumentando o nível de severidade de curta duração, rompendo o limiar estabelecido pela IEC.61000-4-15 (2008).

5 CONCLUSÕES FINAIS

5.1 CONCLUSÕES

Neste trabalho foi visto que a utilização de geradores distribuídos a partir de fontes renováveis pode ser uma alternativa viável para suprir a crescente demanda de energia elétrica, visto que essa aumentará em até 40% nos próximos anos, proporcionando robustez ao sistema elétrico de potência, reduzir impactos ambientais, etc. Entretanto, a geração distribuída de energia elétrica também pode acarretar vários problemas, entre eles, os ilhamentos não intencionais, como visto no Capítulo 1.

Para identificar que parte do sistema elétrico está energizado, existem técnicas de detecção de ilhamento, que se dividem em duas: Remotas e Locais: a primeira utiliza estruturas de comunicação que permite a troca de informações entre o Sistema de Geração Distribuída, dispositivos de proteção e a concessionária; enquanto a segunda tem como base o monitoramento de parâmetros do sistema, como por exemplo, tensão e/ou frequência.

Embora as técnicas remotas serem mais confiáveis, por apresentarem altos custos e elevada complexidade de implementação, são as técnicas locais as mais utilizadas para ativas proteções anti-ilhamento. Estas técnicas podem se dividir em três classes: passivas (convencionais e inteligentes), ativas e híbridas. A primeira consegue identificar a ausência da rede da concessionária em 70% dos casos, tendo sua capacidade de detecção afetada por cargas ressonantes e baixos desbalanços de potência, criando Zona de Não Detecção (ZND). A segunda classe, denominadas técnicas locais ativas, são capazes de detectar ilhamentos a partir da injeção de distúrbios, conseguindo ativar as proteções anti-ilhamento mesmo em cenários de baixos desbalanços de potência, entretanto, a QEE elétrica pode ser degradada pela presença desses distúrbios.

Com a intenção de atenuar as ZNDs das técnicas passivas e diminuir a frequência de inserção de distúrbios no sistema, têm-se a terceira classe de técnicas locais: as híbridas. Estas são capazes de detectar ilhamentos, mas demoram mais à ativar as

proteções, podendo ser um sério problema ao ser implementado em situações reais.

Assim, esse trabalho propôs a detecção de ilhamentos utilizando duas técnicas: a primeira baseada na estimação de impedância vista pelo GD, utilizando a técnica desenvolvida em (MONTEIRO et al., 2017) através da injeção de SGM, pois ela é capaz de mensurar a impedância em qualquer componente da frequência da rede, inclusive a fundamental. Com os resultados obtidos, através de simulações no PSIM, foi possível concluir que o Fator de Qualidade (qf) interfere diretamente na curva de resposta deste método. Entretanto, verificou-se que após dois ciclos da componente da fundamental do sistema, o método apresenta uma estimação mais acurada.

O segundo método proposto utiliza o mesmo distúrbio SGM do primeiro, que provocará variações na frequência do sistema que, em cenário ilhados, induzirá a atuação dos relés de ROCOF, apresentando um certo padrão de resposta quando o sistema está em regime, tanto antes quanto depois do ilhamento.

Os resultados obtidos foram satisfatórios, sendo possível identificar a ocorrência de ilhamentos em menos de 400 ms, mesmo em situações em que a carga está em ressonância e/ou para nulos fluxos de potência vinda da rede, cenários críticos para várias técnicas locais passivas.

O sistema estudado, onde o SGD é composto por somente um GD, manteve o seu bom funcionamento e não apresentou degradação da sua qualidade de energia em cenários não ilhados, mantendo-se dentro dos limites sugeridos pelas IEC.61000-4-15 (2008), Prodist-Módulo.8 (2010), IEEE-Std.519 (1992), IEEE (2010), IEEE-Std.929 (2000). Entretanto, deve-se estudar como estes métodos se comportam em sistemas com dois ou mais GDs acoplados ao PAC, bem como melhorias nos parâmetros do SGM e estratégias de injeção para mitigar os possíveis impactos na qualidade de energia elétrica que esses distúrbios possam ocasionar.

5.2 TRABALHOS FUTUROS

Como trabalhos futuros propõe-se:

- Investigação de melhorias nas técnicas de detecção de ilhamento a partir da variação de impedância e do ROCOF induzido pelo SGM;
- Investigar para qual topologia (conectado à fontes renováveis ou à geradores síncronos), além da capacidade de geração dos GD as técnicas ativas propostas neste

trabalho teriam melhores resultados, visto que cada SGD possui suas próprias particularidades;

- Obter resultados para os cenários utilizados neste trabalho a partir de simuladores digitais em tempo real;
- Fazer estudos sobre a variação da impedância ao longo do tempo à fim de estimar um melhor limiar para detecção de ilhamento baseado na variação de impedância;
- Comparar o comportamento dos parâmetros elétricos do sistema ao se aplicar os métodos de detecção de ilhamento a partir da variação de impedância estimada e do ROCOF induzido pelo SGM com outros métodos ativos, como o AFD;
- Analisar o comportamento e padrões do método ROCOF induzido por SGM à fim a forma de detecção de ilhamento;
- Implementar as técnicas aqui propostas em bancadas e uma micro-rede.

REFERÊNCIAS

- AHMAD, K. N. E. K.; SELVARAJ, J.; RAHIM, N. A. "a review of the islanding detection methods in grid-connected pv inverters". *"Renewable and Sustainable Energy Reviews"*, v. 21, p. 756 – 766, 2013. ISSN 1364-0321. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S136403211300049X>>.
- ALMEIDA, P. M. de. *Modelagem e Controle de Conversores Estáticos Fonte de Tensão Utilizados em Sistemas de Geração Fotovoltaicos Conectados a Rede Elétrica de Distribuição*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Juiz de Fora - Juiz de Fora - MG, 2011.
- ANEEL. *Resolução Normativa número 482/2012*. 2016. <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>. Accessed: 2018-12-07.
- BAJAY, S. et al. Perspectivas da geração distribuída de eletricidade nos estados de são paulo, bahia e mato grosso. vantagens e desvantagens. In: *6º Encontro de Energia no Meio Rural*. 2006.
- BELTRAN, H. et al. Review of the islanding phenomenon problem for connection of renewable energy systems. In: . 2006.
- BHATT, T.; PRAJAPATI, N. R.; SWECHA, T. Effectiveness of rocof relay to detect islanding situation for synchronous machine based dg. In: *4th International Conference on Emerging Trends in Engineering and Technology*. 2015. p. 1–8.
- BOWER, W.; ROPP, M. *Evaluation of islanding detection methods for photovoltaic utilityinteractive power systems*. Intertional Energy Agency, 03 2002.
- CAO, D. et al. Novel islanding detection method for distributed pv systems with multi-inverters. *Journal of Power Electronics*, v. 16, p. 1141–1151, 05 2016.
- CIUCIU, I. G.; MEERSMAN, R.; DILLON, T. Social network of smart-metered homes and smes for grid-based renewable energy exchange. In: *2012 6th IEEE International Conference on Digital Ecosystems and Technologies (DEST)*. 2012. p. 1–6.
- DU, P.; NELSON, J. K.; YE, Z. Active anti-islanding schemes for synchronous-machine-based distributed generators. *IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution*, v. 152, n. 5, p. 597–606, 2005. ISSN 1350-2360.
- ENERGY, D. *World energy demand and economic outlook*. 2018. Disponível em: <<http://www.eia.doe.gov/oiaf/ieo/world.html>>.
- EPE. *Balanço Energético Nacional 2017: ano base 2016*. 2017. Online; acessado em 02 de agosto de 2018. Disponível em: <https://ben.epe.gov.br/downloads/Relatorio_Final_BEN_2017.pdf>.

- ESTEBANEZ, E. J. et al. Performance evaluation of active islanding-detection algorithms in distributed-generation photovoltaic systems: Two inverters case. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, v. 58, n. 4, p. 1185–1193, April 2011. ISSN 0278-0046.
- FABRI, D. et al. Time-varying harmonic analyzer prototype. *ICHQP 2010 - 14th International Conference on Harmonics and Quality of Power*, p. 1 – 7, 10 2010.
- FILHO, A. C. S. d. A. W. P. B. Geração distribu ída: Vantagens e desvantagens. In: *International Conference on Eletrical Power Quality and Utilisation, 2007*. 2013.
- FOGLI, G. A. *Integração de um grupo Motor Gerador Diesel em uma rede secundária de distribuição através de um Conversor Estático Fonte de Tensão*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Juiz de Fora - Juiz de Fora - MG, 2014.
- GOMES, E. A. P. et al. Islanding detection of synchronous distributed generators using data mining complex correlations. *IET Generation, Transmission Distribution*, v. 12, n. 17, p. 3935–3942, 2018. ISSN 1751-8687.
- GOMES, P. et al. Connection requirements and grid codes for distributed generation. In: *2009 CIGRE/IEEE PES Joint Symposium Integration of Wide-Scale Renewable Resources Into the Power Delivery System*. 2009. p. 1–12.
- GUNGOR, V. C. et al. Smart grid technologies: Communication technologies and standards. *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, v. 7, n. 4, p. 529–539, Nov 2011. ISSN 1551-3203.
- HASHEMI, F.; MOHAMMADI, M.; KARGARIAN, A. Islanding detection method for microgrid based on extracted features from differential transient rate of change of frequency. *IET Generation, Transmission Distribution*, v. 11, n. 4, p. 891–904, 2017.
- HATATA, A.; ABD-RABOH, E.-H.; SEDHOM, B. E. Proposed sandia frequency shift for anti-islanding detection method based on artificial immune system. *Alexandria Engineering Journal*, v. 57, n. 1, p. 235 – 245, 2017. ISSN 1110-0168. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1110016816303520>>.
- HE, J.; LI, Y. W. Hybrid voltage and current control approach for dg-grid interfacing converters with lcl filters. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, n. 5, p. 1797–1809, May 2013.
- HE, J. et al. An islanding microgrid power sharing approach using enhanced virtual impedance control scheme. *IEEE Transactions on Power Electronics*, v. 28, n. 11, p. 5272–5282, Nov 2013. ISSN 0885-8993.
- IEC.61000-4-15. *Internacional Standard IEC 61.000-4-15, Electromagnetic compatibility (EMC) ? Part 4-15: Testing and measurement techniques ? Flickermeter ? Functional and design specifications*. 2008.
- IEEE, S. P. w. g. A review of the literature on light flicker: Ergonomics, biological attributes, potential health effects, and methods in which some led lighting may introduce flicker. p. 15 – 17, 02 2010. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0038092X10000319>>. Acesso em: 31 janeiro. 2019.

- IEEE-STD.519. *Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems*. 1992.
- IEEE-STD.929. *Recommended practice for utility interface of photovoltaics systems*. 2000.
- IRAVANI, R.; YAZDANI, A. *Voltage-sourced converters in power systems: modeling, control, and applications*. 1. ed. : WILEY, 2010.
- JENKINS, N.; EKANAYAKE, J.; STRBAC, G. *Distributed Generation*. : The Institution of Engineering and Technology, 2010.
- JR, J. C. M. V.; FREITA, W.; MORELATO, A. L. Analise comparativa sobre a eficacia de relacao baseados em medidas de frequencia para deteccao de ilha de geradores distribuidos. *scielo*, p. 251 – 251, 06 2005.
- KAZMIERKOWSKI, M. P.; MALESANI, L. Current control techniques for three-phase voltage-source pwm converters: a survey. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, v. 45, n. 5, p. 691–703, Oct 1998. ISSN 0278-0046.
- KHAMIS, A. et al. A review of islanding detection techniques for renewable distributed generation systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2013.
- KHAMIS, A. et al. A review of islanding detection techniques for renewable distributed generation systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 28, p. 483–493, 12 2013.
- LI, C. et al. A review of islanding detection methods for microgrid. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 35, p. 211 – 220, 2014. ISSN 1364-0321. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032114002536>>.
- LIMONGI, L. R. et al. Analysis and comparison of phase locked loop techniques for grid utility applications. p. 674–681, April 2007.
- MAHAT, P.; CHEN, Z.; BAK-JENSEN, B. Review of islanding detection methods for distributed generation. In: *2008 Third International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies*. 2008. p. 2743–2748.
- MAHMOOD, A.; JAVAID, N.; RAZZAQ, S. Goal-oriented prosumer community groups for the smart grid. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 41, p. 248 – 260, 2015. ISSN 1364-0321.
- MARCHESAN, G. et al. Passive method for distributed-generation island detection based on oscillation frequency. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 31, n. 1, p. 138–146, Feb 2016. ISSN 0885-8977.
- MASSOUD, A. M. et al. Harmonic distortion-based island detection technique for inverter-based distributed generation. *IET Renewable Power Generation*, v. 3, n. 4, p. 493–507, December 2009. ISSN 1752-1416.
- MME. *Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica*. 2015. <http://www.mme.gov.br/documents/10584/3013891/15.12.2015+Apresenta%C3%A7%C3%A3o+ProGD/bee12bc8-e635-42f2-b66c-fa5cb507fd06?version=1.0>. Accessed: 2018-12-07.

- MOHAN, N.; UNDELAND, T. M.; ROBBINS, W. P. *Power Electronics: Converters, Applications, and Design*. 3rd. ed. : Wiley, 2002.
- MOHOD S. W.AND AWARE, M. Power quality and grid code issues in wind energy conversion system. In: _____. *Entendendo o meio ambiente*. 1. ed. : InTech, 2013.
- MONTEIRO, H. L. et al. Harmonic impedance measurement based on short time current injections. *Electric Power Systems Research*, v. 148, p. 108 – 116, 2017. ISSN 0378-7796. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779617301311>>.
- MONTEIRO, H. L. M. *Método de Estimacão de Impedância utilizando a injecco de pequenos sinais*. Tese (Doutorado) — Universidade Federal de Juiz de Fora - MG, 2018.
- NARUTO, D. T. *Vantagens e desvantagens da Geração Distribuída e Estudo de Caso de um sistema Solar Fotovoltaico*. 51 f. Monografia (Especialização) — Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2017.
- PINTO, F. R. de Castro Guimarães. *Desenvolvimento de um Filtro Ativo Paralelo com CSI e Controlo de Corrente no Barramento CC*. Dissertação (Mestrado) — Universidade do Minho - Braga - Portugal, 2013.
- PROCEL. *CATÁLOGO SELO PROCEL*. 2008. Online; acessado em 02 de agosto de 2018. Disponível em: <<http://www.eletrabras.com/CatalogoSeloProcel2008/artigo.html?cod=artigo>>.
- PRODIST-MÓDULO.8. *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional*. 2010.
- RATHNAYAKA, A. J. D. et al. Goal-oriented prosumer community groups for the smart grid. *IEEE Technology and Society Magazine*, v. 33, n. 1, p. 41–48, 2014. ISSN 0278-0097.
- REDFERN, M. A.; USTA, O.; FIELDING, G. Protection against loss of utility grid supply for a dispersed storage and generation unit. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 8, n. 3, p. 948–954, July 1993. ISSN 0885-8977.
- REIGOSA, D. et al. Active islanding detection using high-frequency signal injection. Sept 2012.
- REIS, L. dos. *Geração de Energia Elétrica*. Barueuri: Manole, 2011.
- RICCIARDI, T. R. et al. Dynamic modeling of inverter-based distributed generators with voltage positive feedback anti-islanding protection. In: *2010 IREP Symposium Bulk Power System Dynamics and Control - VIII (IREP)*. 2010. p. 1–7.
- ROBITAILLE, M.; AGBOSSOU, K.; DOUMBIA, M. Modeling of an islanding protection method for a hybrid renewable distributed generator. In: . 2005. p. 1477 – 1481.
- RODRÍGUEZ, P. et al. New positive-sequence voltage detector for grid synchronization of power converters under faulty grid conditions. In: *2006 37th IEEE Power Electronics Specialists Conference*. 2006. p. 1–7. ISSN 0275-9306.

- ROPP, M. E. *Design Issues for Grid-Connected Photovoltaic Systems*. Tese (Doutorado), 1998.
- SAMANTARAY, S.; BABU, B. C.; DASH, P. K. Probabilistic neural network based islanding detection in distributed generation. *Electric Power Components and Systems*, v. 39, n. 3, p. 191–203, 2011.
- SAMANTARAY, S. et al. A fuzzy rule-based approach for islanding detection in distributed generation. *Electric Power Components and Systems*, v. 25, n. 3, p. 1427–1434, 2010.
- SIANO, P. et al. Real time operation of smart grids via fcn networks and optimal power flow. *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, v. 8, n. 4, p. 944–952, Nov 2012. ISSN 1551-3203.
- SKOPIK, F.; WAGNER, C. Novel energy saving opportunities in smart grids using a secure social networking layer. In: *2012 IEEE 36th Annual Computer Software and Applications Conference*. 2012. p. 557–566. ISSN 0730-3157.
- STEINHEIMER, M.; TRICK, U.; RUHRIG, P. Energy communities in smart markets for optimisation of peer-to-peer interconnected smart homes. In: *2012 8th International Symposium on Communication Systems, Networks Digital Signal Processing (CSNDSP)*. 2012. p. 1–6.
- STEVENS JOHN W., I. B. R. H. G. J. W. G. S. . K. G. *Development and Testing of an Approach to Anti-Islanding in Utility-Interconnected Photovoltaic Systems*. Albuquerque, New Mexico, August 2008.
- TIMBUS, A.; OUDALOV, A.; HO, C. N. M. Islanding detection in smart grids. In: *2010 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition*. 2010. p. 3631–3637. ISSN 2329-3721.
- VEITCH, J. A.; MCCOLL, S. L. Modulation of fluorescent light: Flicker rate and light source effects on visual performance and visual comfort. *International Journal of Lighting Research and Technology*, v. 27, n. 4, p. 243–256, 1995. Disponível em: <<https://doi.org/10.1177/14771535950270040301>>.
- VIEIRA, J. C. M. et al. Formulas for predicting the dynamic performance of rocof relays for embedded generation applications. *IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution*, v. 153, n. 4, p. 399–406, July 2006. ISSN 1350-2360.
- WILKINS, A.; VEITCH, J.; LEHMAN, B. Led lighting flicker and potential health concerns: Ieee standard par1789 update. In: . 2010. p. 171 – 178.
- XU, W.; LIU, X.; LIU, Y. An investigation on the validity of power-direction method for harmonic source determination. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 18, n. 1, p. 214–219, Jan 2003. ISSN 0885-8977.
- XU, W.; MAUCH, K.; MARTEL, S. *An Assessment of Distributed Generation Islanding Detection Methods and Issues for Canada*. 2004.

XU, Y. et al. An intelligent dynamic security assessment framework for power systems with wind power. *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, v. 8, n. 4, p. 995–1003, Nov 2012. ISSN 1551-3203.

YE, Z. et al. *Study and Development of Anti-Islanding Control for Grid-Connected Inverters*. 05 2004. 82 p.

YU, B.; MATSUI, M.; YU, G. A review of current anti-islanding methods for photovoltaic power system. *Solar Energy*, v. 84, n. 5, p. 745 – 754, 2010. ISSN 0038-092X. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0038092X10000319>>.

ZHU, X. et al. Analysis of the non-detection zone with passive islanding detection methods for current control dg system. In: *2009 Twenty-Fourth Annual IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition*. 2009. p. 358–363. ISSN 1048-2334.

APÊNDICE A – PRODUÇÃO BIBLIOGRÁFICA

A.1 ARTIGOS REFERENTES À ESSA DISSERTAÇÃO

FERREIRA, D. A.; DUQUE, C. A. ; ALMEIDA, P. M. ; MONTEIRO, H. L. M. ; SILVA, B. H. ; SILVA, L. R. M. . USO DO MÉTODO DE ESTIMAÇÃO DE IMPEDÂNCIA ATRAVÉS DA INJEÇÃO DE PEQUENOS SINAIS PARA DETECÇÃO DE ILHAMENTO.. In: INDUSCON, 2018, SÃO PAULO. Conferencia de Aplicação Industrial de Eletricidade, Conservação, Confiabilidade e Controle/Automação, 2018.

A.2 ARTIGOS REFERENTES À TEMAS DIVERSOS

FERREIRA, DOUGLAS DE ASSIS; MÜLLER, CAIO ; CARDOSO, THIAGO TRINDADE ; RAMOS, CAMILA LÍVIAN ; SILVA, LEANDRO RODRIGUES MANSO. PROJETO DE UM SISTEMA DE SEGURANÇA E AUTOMAÇÃO RESIDENCIAL USANDO UM TROCADOR DE MENSAGENS VIA *SMARTPHONE*. In: XXII Congresso Brasileiro de Automática, 2018, João Pessoa, 2018.

SILVA, B. H. ; ALMEIDA, P. M. ; ALMEIDA, P. S. ; TAVARES, P. L. ; FERREIRA, D. A. . Controle Robusto via LMIs de um Conversor Integrado Buck-Boost-Flyback para uma Luminária LED com Entrada Universal e Dimerização da Carga. In: INDUSCON, 2018, SÃO PAULO. Conferencia de Aplicação Industrial de Eletricidade, Conservação, Confiabilidade e Controle/Automação, 2018.