

UNIVERSIDADE FEDERAL DE CAMPINA GRANDE
CENTRO DE ENGENHARIA ELÉTRICA E INFORMÁTICA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Tese de Doutorado

**Um Algoritmo de Estimção de Frequência Aplicado à
Proteção Anti-Ilhamento de Fontes de Geração Distribuída**

Huilman Sanca Sanca

Campina Grande - Paraíba - Brasil

©Huilman Sanca Sanca, setembro de 2017

Huilman Sanca Sanca

**Um Algoritmo de Estimação de Frequência Aplicado à
Proteção Anti-Ilhamento de Fontes de Geração Distribuída**

Tese de Doutorado apresentada à Coordenação do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Campina Grande, em cumprimento às exigências do Programa para a obtenção do título de Doutor em Ciências no Domínio da Engenharia elétrica.

Linha de Pesquisa: Sistemas Elétricos de Potência

Área de Concentração: Processamento da Energia

Prof. Benemar Alencar de Souza, D.Sc.
Orientador

Prof. Flavio Bezerra Costa, D.Sc.
Orientador

Campina Grande - Paraíba - Brasil

Setembro de 2017

FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA PELA BIBLIOTECA CENTRAL DA UFCG

S199a Sanca, Huilman Sanca

Um algoritmo de estimação de frequência aplicado à proteção anti-ilhamento de fontes de geração distribuída / Huilman Sanca Sanca. - Campina Grande, 2017.

116 f. : il. color.

Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Campina Grande, Centro de Engenharia Elétrica e Informática, 2017. "Orientação: Prof. Dr. Benemar Alencar de Souza, Prof. Dr. Flavio Bezerra Costa".

Referências.

1. LMS. 2. Estimação de Frequência. 3. Sistema Elétrico Desequilibrado. 4. Geração Distribuída. 5. Ilhamento. 6. Proteção Anti-Ilhamento. I. Souza, Benemar Alencar de. II. Costa, Flavio Bezerra. III. Título

CDU: 621.311(043)

"UM ALGORITMO DE ESTIMAÇÃO DE FREQUÊNCIA APLICADO À PROTEÇÃO ANTI-ILHAMENTO DE FONTES DE GERAÇÃO DISTRBUÍDA"

HUILMAN SANCA SANCA

TESE APROVADA EM 25/09/2017

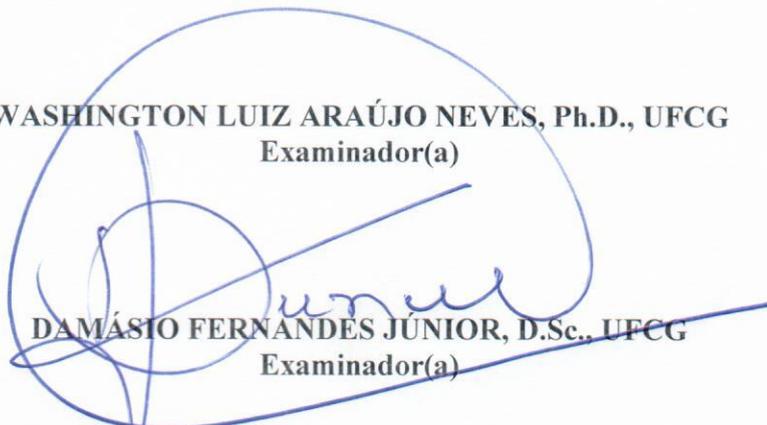


BENEMAR ALENCAR DE SOUZA, D.Sc., UFCG
Orientador(a)



FLÁVIO BEZERRA COSTA, D.Sc., UFRN
Orientador(a)

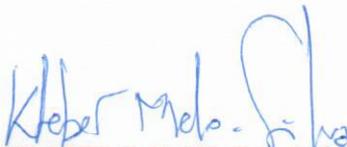
WASHINGTON LUIZ ARAÚJO NEVES, Ph.D., UFCG
Examinador(a)



DAMÁSIO FERNANDES JÚNIOR, D.Sc., UFCG
Examinador(a)



FABIANO FRAGOSO COSTA, D.Sc., UFBA
Examinador(a)



KLEBER MELO E SILVA, D.Sc., UNB
Examinador(a)

CAMPINA GRANDE - PB

”Llankay, Yachay, Munay/Sonqoy”

Trabalhe, Educa-te, Ame o ser humano à sociedade e à natureza

Trabaja, Edúcate, Ama al ser humano a la sociedad y la naturaleza

Autentica base moral y valores del imperio Inca, Tawantinsuyo.

Manuel Góngora Prado (2015)

Con mucho amor y cariño para mis padres
Juan y Victoria Melina, DEDICO.

AGRADECIMENTOS

Um desafio tão grande quanto escrever esta tese foi utilizar esta seção de agradecimentos, espaço limitado que, com certeza, não me permitirá agradecer como deveria às pessoas que, ao longo do meu doutorado me ajudaram, direta ou indiretamente, a alcançar os meus objetivos. Desta forma, deixo apenas algumas palavras, poucas, porém de um profundo sentimento de reconhecimento e agradecimento.

Meu Sincero Agradecimento.

Ao Professor Benemar Alencar de Souza, D.Sc., orientador desta tese, pela confiança depositada quando aceitou ser meu orientador. Pela amizade, pelo apoio incondicional e, principalmente, pelos valiosos ensinamentos.

Ao Professor Flavio Bezerra Costa, D.Sc., da **UFRN**, co-orientador desta tese, pela amizade, pelas valiosas contribuições e trocas de ideias e, principalmente, pela magnífica orientação. Sinceramente, aprendi muito com o senhor.

Aos comentários, contribuições e as sugestões dos membros da banca examinadora desta tese: Prof. Kleber Melo e Silva, D.Sc, da **UNB**; Prof. Fabiano Fragoso Costa, D.Sc, da **UFBA**; Prof. Washington Luiz Araújo Neves, Ph.D., da **UFCG**; e o Prof. Damásio Fernandes Júnior, D.Sc., da **UFCG**.

Muito Obrigado Professores!.

- A Dios el único cuyo nombre es Jehová, por haberme proporcionado unos excelentes padres, Juan e Victoria Melina. A ellos no por sólo por darme la vida, sino por recibir una ejemplar educación, por todo los sacrificios que hicieron por mí, por todo el esfuerzo que hicieron con el único fin de proporcionarnos la mejor educación, por tantos días de trabajo sin descanso, por confiar en mí, todo esto les debo y sé que ni con una vida entera podre recompensarles, hoy puedo decir que valió la pena todo el esfuerzo que hicieron, desde el fondo de mi corazón MUCHAS GRACIAS por todo papá y mamá.
- À CAPES pelo suporte financeiro desta pesquisa.
- À Universidade Federal de Campina Grande (UFCG) e à COPELE por terem aberto as portas para a realização do meu doutorado.
- Aos Professores e Funcionários do Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica (PPgEE) e do Departamento de Engenharia Elétrica (DEE) da UFCG, pelo suporte, amizade, cordialidade e ensinamentos que contribuíram muito para no meu aprimoramento profissional. Especialmente à Prof.^a Nubia Silva Dantas Brito, D.Sc., pela amizade, pela confiança, pelos ensinamentos e pelo acompanhamento no meu estágio em docência na UFCG, ao Prof. Edson Guedes, ao Prof. Célio Anésio, a Ângela Matias e Pedro Francisco.
- A toda mi familia, en especial a mis amados hermanos Nancy Karina, Ruben, Gretty, a mis sobrinitos André Marcelo y Adriel Rubens, gracias por soportar mi ausencia.
- Agradezco de especial forma a mi hermano Armando, mi guía, por ser como eres, por darme todo tu apoyo, por estar ahí siempre que necesitaba, muchas gracias querido hermano.
- Aos meus queridos parentes no Brasil, Ana Lígia, Claudia Cristina, Ana Rakel, dona Jacira Leal, Nilson Lima, Maria Aparecida, especialmente a Maria das Graças, por suas valiosas contribuições gramaticais ao texto, fico grato pela sua ajuda e, a todos, pelo apoio e pelo carinho de vocês à minha pessoa.
- À minha linda namorada e futura esposa Luana Leal, pela paciência, compreensão, pelo companheirismo e carinho, pelo seu incentivo que sem dúvidas, foram essenciais para superar as dificuldades encontradas, principalmente, na reta final desta pesquisa.
- Aos colegas e amigos que tive a oportunidade de conhecer durante o curso de doutorado na UFCG, aos amigos do LARCA e LSP, Francisco das Chagas, Ericson Norberto, Felipe Lopez, Wellinsílvio, Daphne, Alana Kelly, Jamile, Caio Marcos, Raphael, Selma, Hotoniones, Rivanildo, Henrique Cunha, Jalberth, Joel. Especial agradecimento à João Tiago e Mariama Saskya pela imensa, maravilhosa e especial amizade, pela honra de conhecer vocês, fico muito grato em tê-los entre os meus melhores e queridos amigos.

A todos os amigos que, direta ou indiretamente, contribuíram para a realização desta conquista,

O meu muito obrigado!

Campina Grande, PB, 25 de Setembro de 2017.
Huilman Sanca Sanca.

RESUMO

Um algoritmo de estimação de frequência aplicado à proteção anti-ilhamento de fontes de geração distribuída é proposto nesta tese. O novo algoritmo de estimação de frequência é baseado na teoria dos mínimos quadrados complexos, o qual utiliza um tamanho de passo variável o que fornece vantagens e robustez ao método proposto. O esquema de proteção para detecção de ilhamento consiste na implementação das funções de proteção de sub e sobrefrequência e a função de sub e sobretensão. A função de sub e sobretensão servirá como sinal de bloqueio da função principal (relé de frequência) para garantir uma operação correta do esquema de proteção. A transformada *wavelet* discreta redundante foi implementada na função de sub e sobretensão para operação, em conjunto, com a função de frequência. Esta nova proposta realiza o monitoramento do sinal trifásico pela utilização da transformação de Clarke. Para avaliação e validação do método de estimação de frequência proposto e o esquema de proteção anti-ilhamento, são realizados mediante simulações digitais de casos com sinais sintéticos e com um sistema elétrico de 30 barras do IEEE, nele, conectados três fontes de geração distribuída na qual são consideradas nas simulações, variações da potência das fontes de geração distribuída para cada caso de ilhamento simulado. Os resultados obtidos comprovam a eficiência do método proposto na estimação da frequência e o uso deste na proteção anti-ilhamento de fontes de geração distribuída.

Palavras-chave: LMS; Estimação de frequência; Sistema elétrico desequilibrado; Geração distribuída; Ilhamento, proteção anti-ilhamento.

ABSTRACT

A new frequency estimation algorithm applied to anti-islanding protection of distributed generation is proposed in this thesis. The new frequency estimation algorithm is based on the complex least square theory, which uses a variable step-size which provides advantages and robustness to the proposed method. The protection scheme for islanding detection consists of the implementation of under and overfrequency protection function and the under and overvoltage function. The under and overvoltage protection functions it will be used as blocking signal of the main protection function (frequency relay) to guarantee the correct operation of the protection scheme. The discrete wavelet redundant transform was implemented in the under and overvoltage relay function for operation with the frequency relay function. This new proposal will made the monitoring of the three-phase voltage sinal by Clarke transformation. The test and validating of the proposed method are performed by digital simulation with analytical signals and electric power system of 30 buses of IEEE, in this, three distributed generators were connected. Simulations are considered, varying tha power of the distributed generators for cases of islanding of distributed generation. The results provided the performance of the proposed method to frequency estimation and the use of this in the anti-islanding protection of distributed generation.

Keywords: Least mean square, frequency estimation, unbalanced power system, distributed generation, islanding condition, anti-islanding protection.

SUMÁRIO

Lista de Figuras	xv
Lista de Tabelas	xxi
Lista de Abreviaturas	xxiii
Lista de Símbolos	xxiv
Capítulo 1 – Introdução	1
1.1 Motivação	5
1.2 Objetivos	5
1.3 Contribuições	6
1.4 Organização do Texto	7
Capítulo 2 – Revisão Bibliográfica	9
2.1 Métodos para Detecção de Ilhamento	9
2.1.1 Métodos para Detecção de Ilhamento Baseada em Comunicação	9
2.1.1.1 Comunicação Mediante a Linha de Transmissão	9
2.1.1.2 Sistemas de Supervisão e Aquisição de Dados	10
2.1.2 Métodos Ativos para Detecção de Ilhamento	11
2.1.3 Métodos Passivos para Detecção de Ilhamento	13

2.2	Métodos para Estimacão da Frequência	15
2.3	Resumo da Revisão Bibliográfica e Avaliaco das Tendências	17
Capítulo 3 – Fundamentaco Teórica		20
3.1	Gerao Distribuída	20
3.1.1	Impactos na Gerao Distribuída	21
3.2	Deteco de Ilhamento em Sistemas de Distribuico	23
3.2.1	Importância da Deteco de Ilhamento	24
3.2.2	Princípio Básico para Deteco de Ilhamento	24
3.3	Técnicas Locais de Deteco de Ilhamento	26
3.3.1	Técnica de Deteco Ativa	27
3.3.2	Técnicas de Deteco Passivas	27
3.3.2.1	Taxa de Variao da Potência de Saída	27
3.3.2.2	Taxa de Variao da Frequência	28
3.3.2.3	Desequilíbrio de Tensão	28
3.4	Métodos de Estimacão de Frequência em Sistemas Elétricos	28
3.4.1	Ajuste de Pontos para um Sinal Senoidal Puro (APSSP)	29
3.4.2	Técnica Baseada na Transformada Discreta de Fourier (DFT)	29
3.4.3	Técnica Baseada em Mínimos Quadrados	30
3.4.4	Tamanho de passo variável (<i>Variable Step-Size</i>) LMS	31
3.5	Variao da Tensão	32
3.5.1	Método RMS	33
3.6	A Transformada <i>Wavelet</i> Discreta (TWD)	34
3.6.1	Transformada <i>Wavelet</i> Discreta Redundante - TWDR	35
3.6.2	Energias dos Coeficientes Escala e <i>Wavelet</i>	35
3.6.3	Energias dos Coeficientes Escala e <i>Wavelet</i> com Efeito de Borda	36

3.7	Requisitos no Sistema com GD	37
3.8	Síntese do Capítulo	38
Capítulo 4 – Método Proposto		40
4.1	Modelo Computacional do Relé de Variação da Frequência	40
4.1.1	Algoritmo Proposto para Estimção da Frequência	43
4.1.1.1	Sistema Balanceado	44
4.1.1.2	Sistema Desbalanceado	44
4.2	Modelo Computacional do Relé de Variação da Tensão	50
4.3	Modelo Computacional da Proteoção Anti-ilhamento	53
4.4	Síntese do Capítulo	54
Capítulo 5 – Avaliaoção do Método Proposto		56
5.1	Avaliaoção do Desempenho do Estimador de Frequência Usando Sinais Sintéticos	56
5.1.1	Sinal com Desequilíbrio em Amplitude e Fase	57
5.1.2	Efeito do Ruído	59
5.1.3	Efeitos da Taxa de Amostragem	60
5.2	Avaliaoção do Desempenho do Estimador de Frequência em Simulações de um Sistema Elétrico	62
5.2.1	Sequência da Simulação	62
5.2.2	Estimaoção de Frequência em Sistemas em Situação de Falta	63
5.2.3	Ilhamento da Geração Distribuída	69
5.2.4	Influência da Variação da Potência da GD	72
5.2.5	Ilhamento não Intencional de Fontes de Geração Distribuída Devido a Faltas	78
5.3	Avaliaoção da Proteoção de Subtensão <i>Wavelet</i>	81
5.4	Avaliaoção da Proteoção Anti-ilhamento	82

5.5 Síntese do Capítulo	88
Capítulo 6 – Conclusões	89
6.1 Trabalhos Futuros	90
Referências Bibliográficas	92
Apêndice A – Desenvolvimento Matemático da Tensão Complexa $\alpha\beta$	106
Apêndice B – Estimação de Fasores	109
B.1 Método FCDFT	109
Apêndice C – Dados do Sistema Elétrico Teste	110
C.1 Modelagem dos componentes da rede elétrica	110
C.1.1 Características do gerador síncrono	110
C.1.2 Excitatriz e regulador automático de tensão	111
C.1.3 Regulador de tensão	113
C.1.4 Alimentadores	113
C.1.5 Cargas	113
C.2 Sistema elétrico de distribuição teste	114

LISTA DE FIGURAS

1.1	Oferta total da energia primária por região. (WEC, 2015)	1
1.2	Número de conexões acumulado de fontes de GD às redes de distribuição de energia elétrica. (ANEEL, 2017)	2
1.3	Número de conexões acumulado de fontes de GD às redes de distribuição de energia elétrica estado por estado. (ANEEL, 2017)	3
3.1	Sistema elétrico de potência: Sistema de distribuição com a instalação de sistemas de geração distribuída.	21
3.2	Fluxo de potência para uma rede de distribuição radial com a instalação de fontes de geração distribuída: (a) esquema de fornecimento de energia tradicional; (b) novo esquema de fornecimento de energia.	22
3.3	Ilhamento do sistema de distribuição pela abertura da chave CB 3	23
3.4	Circuito simplificado do SEE com GD para estudo de ilhamento.	24
3.5	Circuito simplificado do SEE com GD para estudo de ilhamento. Instante de abertura do disjuntor S	25
3.6	Técnicas encontradas na literatura, disponíveis para a detecção de ilhamento não intencionais nas rede de distribuição de energia elétrica. (CORRÊA, 2008)	26
3.7	Modelo recursivo para estimação da frequência pelo método CLMS. (PRADHAN <i>et al.</i> , 2005)	31
3.8	Decomposição <i>wavelet</i> em dois níveis de resolução. (SANTOS, 2016; COSTA, 2010)	35
4.1	Esquema geral do método proposto para detecção de ilhamento de fontes de GD.	41
4.2	Modelo computacional do relé de frequência proposto.	42

4.3	Trajétória do vetor da tensão, $v_{\alpha\beta}$, para um sistema trifásico balanceado no plano $\alpha - \beta$	45
4.4	Trajétória do vetor da tensão $v_{\alpha\beta}$ para um sinal balanceado (trajétória circular) e para um sinal desbalanceado (trajétória não circular) no plano $\alpha - \beta$	46
4.5	Esquema da estimação de frequência.	50
4.6	Modelo computacional do relé de tensão baseado na TWDR.	52
4.7	Esquema de proteção anti-ilhamento de fontes de geração distribuída proposto.	53
4.8	Bloco de entrada para a lógica de proteção.	54
4.9	Bloco para obtenção da frequência de referência (F_ROCOF).	55
4.10	Lógica de proteção implementada.	55
5.1	Estimação da frequência fundamental em condição de desequilíbrio em amplitude do sinal. (a) $V_a=V_b=V_c=1$ p.u.; (b) $V_a=0,6$ p.u.; $V_b=V_c=1$ p.u.; (c) $V_a=1$ p.u.; $V_b=V_c=0,7$ p.u.; (d) $V_a=0,6$ p.u.; $V_b=V_c=0,7$ p.u.	57
5.2	Estimação da frequência fundamental em condição de desequilíbrio em amplitude e em fase do sinal, defasagem de 10° . (a) $V_a=V_b=V_c=1$ p.u., (b) $V_a=0,6$ p.u., $V_b=V_c=1$ p.u., (c) $V_a=1$ p.u., $V_b=V_c=0,7$ p.u., (d) $V_a=0,6$ p.u., $V_b=V_c=0,7$ p.u.	58
5.3	Estimação da frequência fundamental em condição de desequilíbrio em amplitude e em fase do sinal, defasagem de 5° . (a) $V_a=V_b=V_c=1$ p.u., (b) $V_a=0,6$ p.u., $V_b=V_c=1$ p.u., (c) $V_a=1$ p.u., $V_b=V_c=0,7$ p.u., (d) $V_a=0,6$ p.u., $V_b=V_c=0,7$ p.u.	59
5.4	Estimação da frequência fundamental em condição de equilíbrio de amplitude ($V_a=V_b=V_c=1$ p.u.) e com SNR de: (a) 10 dB; (b) 20 dB; (c) 30 dB; (d) 40 dB; (e) 50 dB e (f) 60 dB.	60
5.5	Desempenho da estimação da frequência fundamental do sistema com SNR de 20, 40 e 60 dB. (a) $f_s=5$ kHz ($N=100$ amostras/ciclo); (b) $f_s=20$ kHz ($N=400$ amostras/ciclo).	61
5.6	Diagrama unifilar do sistema elétrico de 30-barras do IEEE com geração distribuída. (Fonte: (Univ. Washington, 2006; HYDRO-QUÉBEC, 2013))	63

5.7	Frequência estimada para falta ABCT na barra 16 e ponto de monitoramento barra 22: (a) proposto; (b) CLMS; (c) ACLMS; (d) APSSP; (e) DFT.	64
5.8	Frequência estimada para falta ABCT na barra 16 e ponto de monitoramento barra 14: (a) proposto; (b) CLMS; (c) ACLMS; (d) APSSP; (e) DFT.	65
5.9	Frequência estimada para falta ABCT na barra 16 e ponto de monitoramento barra 25: (a) proposto; (b) CLMS; (c) ACLMS; (d) APSSP; (e) DFT.	65
5.10	Frequência estimada para falta AT na barra 18 e ponto de monitoramento barra 22: (a) proposto; (b) CLMS; (c) ACLMS; (d) APSSP; (e) DFT.	66
5.11	Frequência estimada para falta AT na barra 18 e ponto de monitoramento barra 14: (a) proposto; (b) CLMS; (c) ACLMS; (d) APSSP; (e) DFT.	67
5.12	Frequência estimada para falta AT na barra 18 e ponto de monitoramento barra 25: (a) proposto; (b) CLMS; (c) ACLMS; (d) APSSP; (e) DFT.	67
5.13	Frequência estimada para falta AT na barra 24 e ponto de monitoramento barra 22: (a) proposto; (b) CLMS; (c) ACLMS; (d) APSSP; (e) DFT.	68
5.14	Frequência estimada para falta AT na barra 24 e ponto de monitoramento barra 14: (a) proposto; (b) CLMS; (c) ACLMS; (d) APSSP; (e) DFT.	68
5.15	Frequência estimada para falta AT na barra 24 e ponto de monitoramento barra 25: (a) proposto; (b) CLMS; (c) ACLMS; (d) APSSP; (e) DFT.	69
5.16	Estimação da frequência. GD em situação de ilhamento, 100% da potência nominal da GD e ponto de monitoramento barra 22: (a) proposto; (b) CLMS; (c) ACLMS; (d) APSSP; (e) DFT.	71
5.17	Estimação da frequência. GD em situação de ilhamento, 100% da potência nominal da GD e ponto de monitoramento barra 14: (a) proposto; (b) CLMS; (c) ACLMS; (d) APSSP; (e) DFT.	71
5.18	Estimação da frequência. GD em situação de ilhamento, 100% da potência nominal da GD e ponto de monitoramento barra 25: (a) proposto; (b) CLMS; (c) ACLMS; (d) APSSP; (e) DFT.	72

5.19	Erro relativo de estimação de frequência. 100% da potência nominal da GD (Caso 1), pontos de monitoramento nas barras 22; 14 e 25.	73
5.20	Erro relativo de estimação de frequência. 80% da potência nominal da GD (Caso 2), pontos de monitoramento nas barras 22; 14 e 25.	74
5.21	Erro relativo de estimação de frequência. 60% da potência nominal da GD (Caso 3), pontos de monitoramento nas barras 22; 14 e 25.	74
5.22	Erro relativo de estimação de frequência. 40% da potência nominal da GD (Caso 4), pontos de monitoramento nas barras 22; 14 e 25.	74
5.23	Erro relativo de estimação de frequência. 20% da potência nominal da GD (Caso 5), pontos de monitoramento nas barras 22; 14 e 25.	75
5.24	Estimação da frequência no sistema de distribuição com GD em situação de ilhamento para $f_s=5$ kHz. Ponto de monitoramento na barra 22. (a) Proposto; (b) CLMS e (c) ACLMS.	75
5.25	Estimação da frequência no sistema de distribuição com GD em situação de ilhamento para $f_s=5$ kHz. Ponto de monitoramento na barra 14. (a) Proposto; (b) CLMS e (c) ACLMS.	76
5.26	Estimação da frequência no sistema de distribuição com GD em situação de ilhamento para $f_s=5$ kHz. Ponto de monitoramento na barra 25. (a) Proposto; (b) CLMS e (c) ACLMS.	76
5.27	Estimação de frequência em sistemas de distribuição com geração distribuída em situação de ilhamento para $f_s=20$ kHz. Ponto de medição na barra 22. (a) Proposto; (b) CLMS e (c) ACLMS.	77
5.28	Estimação de frequência em sistemas de distribuição com geração distribuída em situação de ilhamento para $f_s=20$ kHz. Ponto de medição na barra 14. (a) Proposto; (b) CLMS e (c) ACLMS.	77
5.29	Estimação de frequência em sistemas de distribuição com geração distribuída em situação de ilhamento para $f_s=20$ kHz. Ponto de medição na barra 25. (a) Proposto; (b) CLMS e (c) ACLMS.	78

5.30	Estimação de frequência em sistemas de distribuição com geração distribuída durante uma falta trifásica. Ponto de monitoramento barra 22. (a) Proposto; (b) CLMS e (c) ACLMS.	79
5.31	Estimação de frequência em sistemas de distribuição com geração distribuída durante uma falta trifásica. Ponto de monitoramento barra 14. (a) Proposto; (b) CLMS e (c) ACLMS.	80
5.32	Estimação de frequência em sistemas de distribuição com geração distribuída durante uma falta trifásica. Ponto de monitoramento barra 25. (a) Proposto; (b) CLMS e (c) ACLMS.	80
5.33	Ilhamento da fonte de GD1, ponto de monitoramento em CB4 (barra 22). (a) Tensão fase A; (b) Valor RMS da tensão; (c) Energia dos coeficientes de escala; (d) Energia dos coeficientes <i>wavelet</i>	82
5.34	Ilhamento da fonte de GD1, ponto de monitoramento em CB5 (barra 14). (a) Tensão fase A; (b) Valor RMS da tensão; (c) Energia dos coeficientes de escala; (d) Energia dos coeficientes <i>wavelet</i>	83
5.35	Ilhamento da fonte de GD1, ponto de monitoramento em CB6 (barra 25). (a) Tensão fase A; (b) Valor RMS da tensão; (c) Energia dos coeficientes de escala; (d) Energia dos coeficientes <i>wavelet</i>	84
5.36	Desempenho da lógica de proteção anti-ilhamento proposta. Potência das fontes de GD em 20% da potência nominal: (a) Na GD2, barra 22; (b) na GD1, barra 14; (c) na GD3, barra 25.	85
5.37	Desempenho da lógica de proteção anti-ilhamento proposta. Potência das fontes de GD em 40% da potência nominal: (a) Na GD2, barra 22; (b) na GD1, barra 14; (c) na GD3, barra 25.	86
5.38	Desempenho da lógica de proteção anti-ilhamento proposta. Potência das fontes de GD em 60% da potência nominal: (a) Na GD2, barra 22; (b) na GD1, barra 14; (c) na GD3, barra 25.	86

5.39	Desempenho da lógica de proteção anti-ilhamento proposta. Potência das fontes de GD em 80% da potência nominal: (a) Na GD2, barra 22; (b) na GD1, barra 14; (c) na GD3, barra 25.	87
5.40	Desempenho da lógica de proteção anti-ilhamento proposta. Potência das fontes de GD em 100% da potência nominal: (a) Na GD2, barra 22; (b) na GD1, barra 14; (c) na GD3, barra 25.	87
C.1	Modelo elétrico da máquina síncrona. (HYDRO-QUÉBEC, 2013)	111
C.2	Esquema de controle e excitação do gerador síncrono. (HYDRO-QUÉBEC, 2013) .	112
C.3	Diagrama de blocos simplificado do sistema de excitação IEEE Tipo 1. (HYDRO-QUÉBEC, 2013)	112
C.4	Diagrama do sistema elétrico implementado no SimPowerSystem.	116

LISTA DE TABELAS

1.1	Artigos publicados em periódicos.	6
1.2	Artigos publicados em anais de conferências nacionais.	6
1.3	Artigos publicados/aceitos em anais de conferências internacionais.	7
2.1	Resumo da revisão bibliográfica referente aos métodos de estimação de frequência.	18
2.2	Resumo da revisão bibliográfica referente aos métodos de detecção de ilhamento.	19
3.1	Tecnologias utilizadas na geração distribuída.	21
3.2	Classificação das Variações de Tensão de Curta Duração	33
3.3	Tempo de resposta do sistema de interconexão para tensões fora da nominal. (IEEE-STD-1547, 2014)	38
3.4	IEEE 1547 Faixas de frequência. Faixas de ajuste da temporização da função sub e sobrefrequência. (Fonte: IEEE-Std-1547 (2014))	38
4.1	Faixa de ajustes típica para relés de variação de frequência.	42
4.2	Tempo de desconexão de funções sub/sobretensão para sistemas com GD.	51
4.3	Limiares das funções de proteção de sub/sobretensão.	53
5.1	Parâmetros utilizados nas simulações.	56
5.2	Casos para simulação variando a potência das fontes de GD1, GD2 e GD3.	73
5.3	Limiares das funções de proteção de subtensão e sobretensão.	81
C.1	Dados do sistema de excitação e do regulador de tensão, (modelo IEEE Tipo 1).	112
C.2	Definição dos tipos de carga elétricas.	114

C.3	Dados dos transformadores.	114
C.4	Dados do gerador síncrono.	115

LISTA DE ABREVIATURAS

ANEEL	Agencia nacional de energia elétrica
ANSI	<i>American national standards institute</i>
APSSP	Ajuste de pontos para um sinal senoidal puro
AFD	<i>Active frequency drift</i>
ACLMS	<i>Augmented complex least mean square</i>
CLMS	<i>Complex least mean square</i>
GD	Geração distribuída
ID	<i>Interface devices</i>
LS	<i>Least square</i>
LMS	<i>Least mean square</i>
MVA	Mega volt/ampere
NDZ	<i>Non detection zone</i>
OVP	<i>Over voltage protection</i>
OFP	<i>Over frequency protection</i>
PLCC	<i>Power line carrier communication</i>
PLL	<i>Phase locked loop</i>
PCC	Ponto de conexão comum
PRODIST	Procedimentos de distribuição de energia elétrica
QEE	Qualidade da energia elétrica
RDP	<i>Remote display panel</i>
RMS	Valor eficaz
ROCOF	<i>Rate of change of frequency</i>
ROCOV	<i>Rate of change of voltage</i>
SCADA	Sistemas de supervisão e aquisição de dados
SEE	Sistema de energia elétrica
SMS	<i>Slip mode frequency shift</i>
SFS	<i>Sandia frequency shift</i>
SVS	<i>Sandia voltage shift</i>
TL	Tensão de leitura
TR	Tensão de referência
TA	Tensão de atendimento
TDF	Transformada discreta de Fourier
TC	Técnicas de comunicação
TA	Técnicas ativa
TP	Técnica passiva
TWDR	Transformada <i>wavelet</i> discreta redundante
UVP	<i>Under voltage protection</i>
UFP	<i>Under frequency protection</i>
VVS	<i>Voltage vector shift</i>

LISTA DE SÍMBOLOS

P_G e Q_G	Potência ativa e reativa da fonte principal
P_{GD} e Q_{GD}	Potência ativa e reativa da geração distribuída
V e f	Amplitude da tensão e frequência nominal
V' e f'	Amplitude da tensão e frequência nominal estimadas
$\frac{dp}{dt}$	Taxa de variação de potência
Δp	Varição de potência na fonte de GD
H	Momento de inércia da GD
G	Capacidade de geração nominal da DG
k	Índice da amostra que segue à passagem por zero
$k - 1$	Índice da amostra antes da passagem por zero
V_k, V_{k-1}	Tensão nas amostras k e $k - 1$
t_k, t_{k-1}	Tempo nas amostras k e $k - 1$
f_k	Frequência fundamental, em Hz, calculado no instante k
t_{zcnext}	Instante de tempo depois do cruzamento por zero
$t_{zcprior}$	Instante de tempo prévio ao cruzamento por zero
w_H	Janela Hamming
N	Número de amostras por ciclo
ω	Frequência angular fundamental
v_{rms}	Tensão rms
v_A, v_B, v_C	Tensões das fases A, B, C
$v_{Arms}, v_{Brms}, v_{Crms}$	Tensões rms de v_A, v_B, v_C
T_{set}	Tempo de ajuste do relé
β_1, β_2	Ajustes (sub/frequência) da função de frequência
$\Delta T = \frac{1}{f_s}$	Intervalo de amostragem
f_s	Frequência de amostragem
$\omega = 2\pi f$	Frequência angular
W	Vetor de ponderação do filtro adaptativo
$\hat{\cdot}$	Valor estimado
$\xi = x(k) - \hat{x}(k)$	Erro de estimação do filtro adaptativo
\Re	Valor real
\Im	Valor imaginário
\hat{f}	Frequência estimada
$V_a(k), V_b(k), V_c(k)$	Valores de pico da tensão na amostra k

$\alpha\beta 0$	Transformação de Clarke
v_0	Sinal de sequência-zero
v_α	Sinal de eixo direto
v_β	Sinal de eixo em quadratura
h e g	Vetores de ponderação do filtro adaptativo
$\Psi(k)$	Função custo para minimização do erro
Φ	Valor esperado
*	Operador conjugado
μ	Tamanho do passo do algoritmo
∇	Operador gradiente da função
μ_{min}	Tamanho mínimo de passo do algoritmo
μ_{max}	Tamanho máximo de passo do algoritmo
$P(k)$	Erro de autocorrelação
ρ	Parâmetro de ponderação
λ e γ	Parâmetros que controlam o tempo de convergência
Δ/Y_g	Grupo de conexão delta/estrela aterrado do transformado
$ER(\%)$	Erro relativo
$P_{inicial}$	Erro de autocorrelação inicial
$\mu_{inicial}$	Tamanho do passo do algoritmo inicial
X_{re}	Parte real do sinal
X_{re}	Parte imaginaria do sinal

O consumo da energia tem aumentado consideravelmente no mundo desde o início da revolução industrial e o atual avanço da tecnologia. Foi nesse ponto da história, no final do século XVIII, que recursos de combustíveis fósseis começaram a ser usados intensamente, e que, atualmente, a humanidade aproxima-se ao limite do consumo de combustíveis fósseis, especialmente petróleo e gás, e ao aumento constante da poluição no planeta.

A Conferência das Nações Unidas sobre as mudanças climáticas (*United Nations Conference on Climate Change, COP21*) (WEC, 2015) foi realizada em Paris, na França, com o objetivo de reduzir a poluição no planeta e de propor estratégias para inclusão de tecnologias renováveis na matriz energética mundial. Na Figura 1.1 é apresentada a matriz energética mundial no ano de 2015 (WEC, 2015).

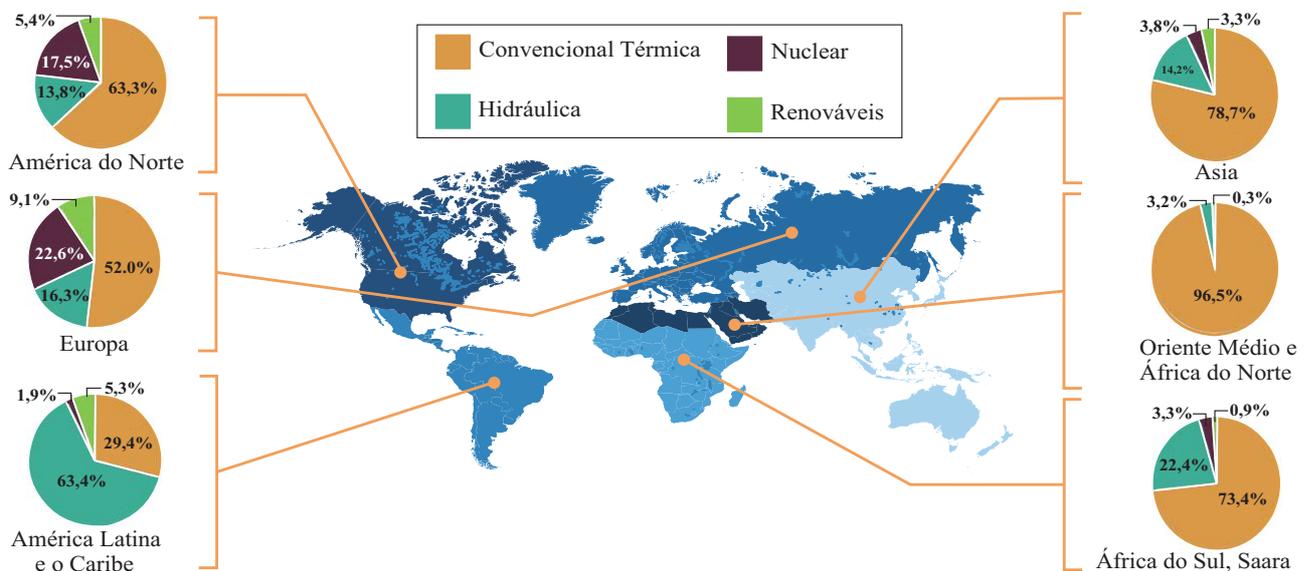


Figura 1.1. Oferta total da energia primária por região. (WEC, 2015)

A integração de novas fontes de produção de energia elétrica, conhecida como geração distribuída (GD), é um dos principais desafios para os sistemas de energia elétrica, principalmente,

nos sistemas de distribuição em muitos países, que são projetados para operação radial e a instalação de unidades de geração geralmente não são consideradas nos projetos. Na literatura, a GD está relacionada com pequenas unidades de geração instaladas próximas aos centros de consumo. A geração de energia pelos próprios consumidores tornou-se possível com o avanço da tecnologia e o fácil acesso a estas novas tecnologias que, mesmo sendo ainda relativamente caras, tornou-se uma opção para muitos consumidores. No Brasil, o acesso de fontes de geração distribuída nas redes de distribuição tornou-se possível a partir da Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012, na qual são estabelecidas as condições gerais para o acesso da GD aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o que permite ao consumidor comprar e vender energia com a distribuidora.

Segundo a ANEEL, o número de conexões de fontes de geração distribuída às redes de distribuição de energia elétrica teve um rápido crescimento nos últimos anos (Figura 1.2). Os estados que lideram na incorporação de fontes de GD nas redes de distribuição, segundo a ANEEL, são Minas Gerais e São Paulo (Figura 1.3). No entanto, com o propósito de diversificar a matriz energética no Brasil, a tendência da penetração de fontes de GD às redes de distribuição abrange todos os estados.

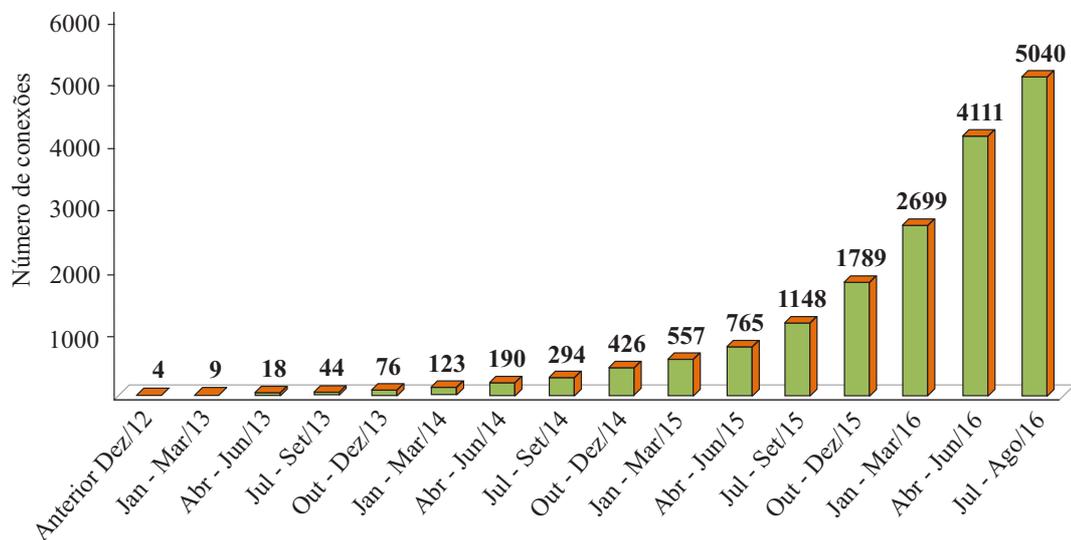


Figura 1.2. Número de conexões acumulado de fontes de GD às redes de distribuição de energia elétrica. (ANEEL, 2017)

O interesse pela conexão de geradores diretamente em redes de distribuição de energia elétrica tem aumentado consideravelmente em função de diversos fatores, como: reestrutu-

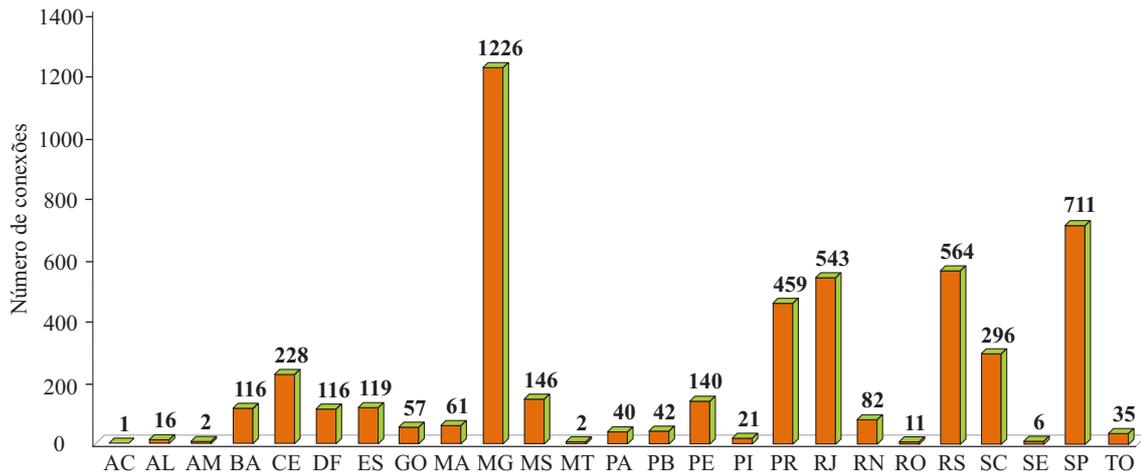


Figura 1.3. Número de conexões acumulado de fontes de GD às redes de distribuição de energia elétrica estado por estado. (ANEEL, 2017)

ração do setor de energia elétrica, necessidade de aproveitamento de diferentes fontes primárias de energia, avanços tecnológicos, necessidade de aumento do nível de confiabilidade e maior conscientização sobre conservação ambiental. Com isto, a interconexão da GD deve satisfazer importantes requisitos de modo a garantir a operação segura e confiável da rede elétrica em sua totalidade (ANSI, 1988). No entanto, a grande penetração de fontes de GD gera uma série de novos problemas no controle, proteção e operação do sistema elétrico mediante ilhamento de fontes de GD. Uma operação ilhada ocorre quando a GD continua fornecendo energia elétrica à rede depois que a fonte principal de energia foi interrompida, podendo, portanto, causar uma série de impactos negativos na rede e na própria GD, tais como perigo e risco de segurança para o pessoal de serviço e público, problemas de qualidade da energia e sérios danos à rede e à GD (GOMEZ *et al.*, 2013; GOMEZ; MORCOS, 2005; SAMUI; SAMANTARAY, 2011).

Atualmente, tem-se a necessidade do desenvolvimento de novas técnicas de proteção para detecção de ilhamento de fontes de GD. Neste contexto, destaca-se a estimação da frequência fundamental do sistema que representa com bastante clareza as variações e perturbações que acontecem no sistema. Portanto, a estimação da frequência fundamental do sistema elétrico de forma correta é essencial para realizar ações de proteção e controle, mitigar os problemas de qualidade de energia e garantir a operação estável do sistema. Porém, a estimação da frequência é uma tarefa crítica nos sistemas de distribuição de energia elétrica com alta penetração da GD e com eventos de ilhamento.

Diferentes métodos de detecção de ilhamento têm sido reportados nos últimos anos. Estes

métodos são usualmente divididos em métodos de detecção locais e remotos. Por sua vez, os métodos de detecção locais podem ser divididos em métodos de detecção ativos e passivos. Os métodos de detecção passivos são baseados, principalmente, no monitoramento da tensão, corrente ou da frequência. Estes parâmetros são utilizados nos esquemas de proteção para detecção de ilhamento e implementados separadamente ou simultaneamente com a finalidade de detectar uma situação de ilhamento. Por exemplo, a detecção passiva de ilhamento pode ser utilizada com esquemas baseados na estimação da frequência, incorporando as funções de variação da frequência com um elemento de bloqueio por sub ou sobretensão nos relés de proteção.

Vários métodos e técnicas de estimação de frequência foram desenvolvidos por pesquisadores. No entanto, muitos desses métodos estimam a frequência usando uma única fase do sistema. Em um sistema trifásico de energia, apenas uma única fase não é suficiente para caracterizar todo o sistema e suas propriedades, especialmente em sistemas trifásicos desequilibrados. Portanto, os métodos baseados na estimação da frequência monitorando uma única fase são limitados em termos de caracterização da frequência do sistema (CANTELI *et al.*, 2006; ECKHARDT *et al.*, 1989). Conseqüentemente, um estimador de frequência robusto deve levar em consideração a informação de todas as tensões do sistema trifásico (MOJIRI *et al.*, 2010; KHALILI *et al.*, 2015).

Durante situações de falta ou ilhamento das fontes de GD, a frequência fundamental pode variar, o que afeta o desempenho da proteção do sistema. A frequência varia conforme a potência instantânea consumida. Portanto, são esperadas variações de frequência devido ao desequilíbrio que pode acontecer entre a geração e a carga, e isto pode ser observado nos sistemas com GD.

Tendo em vista que a frequência diferente da nominal pode causar danos a diversos equipamentos, e que a confiabilidade de um sistema de energia está intimamente ligada ao desempenho de seus esquemas de proteção, a estimação de frequência é empregada na análise da qualidade da energia elétrica e proteção em sistemas com GD. Com este fim, métodos para estimação da frequência estão sendo estudados, tais como cruzamento por zero, ajuste de pontos de um sinal senoidal puro, métodos híbridos, transformada discreta de Fourier e o método de Prony (SORRENTINO *et al.*, 2010; LOBOS; REZMER, 1997; LOBOS *et al.*, 2003). No entanto, alguns métodos baseados em mínimos quadrados (LS, do inglês *least-square*) e mínimos quadrados médios (LMS, do inglês *least mean square*) ganharam grande destaque na estimação da frequência

fundamental do sistema (XIA *et al.*, 2012a).

Diante do exposto, a proteção anti-ilhamento de fontes de GD baseada na estimação da frequência é um procedimento essencial para a minimização do tempo de fornecimento de energia na rede ilhada pela GD, o que justifica a busca por um novo algoritmo que apresente vantagens frente às técnicas tradicionalmente utilizadas, no que concerne à proteção anti-ilhamento de forma rápida, automática e confiável.

1.1 MOTIVAÇÃO

Nas últimas décadas, a incorporação de fontes de GD nos sistemas de distribuição de energia elétrica tem sido crescente. No Brasil, tendo em vista este novo cenário de comercialização da energia elétrica, a normatização e os procedimentos existentes em matéria de energia elétrica vem sendo adaptados e atualizados devido a este novo cenário. A segurança, qualidade de serviço e a proteção das fontes de GD tem-se tornado como principal motivação para a realização desta tese, sendo que, para se ter um sistema com uma matriz energética bem diversificada com uma grande penetração de fontes de GD é preciso também esquemas de proteção que garantam a correta operação do sistema, tornado o sistema mais robusto e confiável no fornecimento de energia.

1.2 OBJETIVOS

O objetivo geral desta tese é propor um algoritmo de estimação de frequência aplicado à proteção anti-ilhamento de fontes de geração distribuída.

Como objetivos específicos tem-se:

- Propor um novo método de estimação de frequência baseada nos mínimos quadrados que será utilizada na função de variação da frequência do relé de proteção anti-ilhamento;
- Utilizar uma técnica baseada na transformada *wavelet* para detecção das variações de tensão que será utilizada na função de variação da tensão para atuar em conjunto com a função de variação de frequência;

1.3 CONTRIBUIÇÕES

Como principais contribuições tem-se:

- O desenvolvimento de uma técnica para detecção de ilhamento de fontes de GD induzidos por desbalanceamento de cargas, faltas e ilhamentos não intencionados.
- O desenvolvimento de uma nova formulação para estimação da frequência fundamental do sistema baseada na LMS, que, mediante a transformada de Clarke, os sinais de tensão trifásico serão monitorados proporcionando robustez ao método proposto.

Em relação à divulgação dos resultados obtidos, enumeram-se a seguir nas Tabelas 1.1, 1.2 e 1.3 as publicações em periódicos e anais de eventos diretamente relacionadas com esta tese.

Tabela 1.1. Artigos publicados em periódicos.

Autores	: SANCA, H. S.; SOUZA, B. A.; COSTA, F. B.
Título	: Robust Three-Phase Distribution System Frequency Measurement Using a Variable Step-Size LMS
Revista	: <i>IEEE Transaction on Instrumentation Measurement</i>
Ano	: 2017
Situação	: Submetido
Autores	: SANCA H. S., SOUZA B. A., COSTA F. B. e SOUZA JR. F. C.
Título	: Evaluation of Frequency Estimation Algorithms Applied in System with Distributed Generation in Island Operationa
Revista	: <i>International Journal of Scientific and Engineering Research - IJSER</i>
Ano	: 2016
DOI	: 10.14299/ijser.2016.11.001
Situação	: Publicado
Autores	: SOUZA JR. F. C., SANCA H. S., SOUZA B. A. e COSTA, F. B.
Título	: Adaptive Instantaneous Overcurrent Relay Settings in Real Brazilian System with Distributed Generation
Revista	: <i>International Journal of Scientific and Engineering Research - IJSER</i>
Ano	: 2016
DOI	: 10.14299/ijser.2016.10.002
Situação	: Publicado

Tabela 1.2. Artigos publicados em anais de conferências nacionais.

Autores	: SANCA H. S., SOUZA B. A., PINHEIRO J. N., DANTAS N. S. B. e COSTA F. B.
Título	: Avaliação de Métodos de Estimação de Frequência Fundamental para Qualidade da Energia Aplicados em Sistemas de Distribuição com Geração Distribuída
Evento	: Conferência Brasileira sobre Qualidade da Energia Elétrica (CBQEE 2015)
Local	: Campina Grande, Paraíba, 2015.

Tabela 1.3. Artigos publicados/aceitos em anais de conferências internacionais.

Autores	: SANCA H. S., SOUZA F. C., SOUZA B. A. e COSTA F. B.
Título	: Comparison Frequency Estimation Methods on Adaptive Protection Architecture Applied on Systems With Distributed Generation
Evento	: <i>IET Developments in Power System Protection Conference (DPSP 2016)</i>
Local	: Edimburgo, Escócia, 2016.
Autores	: SANCA H. S., SOUZA B. A. e COSTA F. B.
Título	: Computational Modeling of Frequency Relay for Islanding Detection of Distributed Generation by Performance of Frequency Estimation Methods
Evento	: <i>IET Developments in Power System Protection Conference (DPSP 2016)</i>
Local	: Edimburgo, Escócia, 2016.
Autores	: SOUZA F. C., SANCA H. S., COSTA F. B. e SOUZA B. A.
Título	: Adaptive Instantaneous Overcurrent Powered By Frequency Estimation: A case study using a real Brazilian system
Evento	: <i>IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition (T&D 2016)</i>
Local	: Dallas, Texas, Estados Unidos, 2016.
Autores	: SOUZA F. C., SANCA H. S., COSTA F. B. e SOUZA B. A.
Título	: A Novel Adaptive Instantaneous Overcurrent Approach Powered by Frequency Estimation
Evento	: <i>International Conference on Power System Transients (IPST 2015)</i>
Local	: Cavtat, Croácia, 2015.
Autores	: PAIVA S. C., SANCA H. S., COSTA F. B. e SOUZA B. A.
Título	: Reviewing of Anti-Islanding Protection
Evento	: <i>IEEE/IAS International Conference on Industry Applications (INDUSCON 2014)</i>
Local	: Juiz de Fora, Minas Gerais, 2014.

1.4 ORGANIZAÇÃO DO TEXTO

O texto está organizado de acordo com a seguinte estrutura:

- No Capítulo 2, faz-se uma revisão bibliográfica de publicações relevantes no âmbito dos métodos de detecção de ilhamento de fontes de GD e estimação de frequência.
- No Capítulo 3, apresenta-se a fundamentação teórica do tema a ser desenvolvido, sendo abordados alguns dos principais conceitos sobre a GD, detecção de ilhamento e alguns métodos passivos para detecção de ilhamentos.
- No Capítulo 4, descreve-se o método proposto para detecção de ilhamento, destacando-se o novo algoritmo de estimação de frequência baseada no LMS em conjunto com a transformada *wavelet* para o novo esquema de proteção de anti-ilhamento;
- No Capítulo 5, apresentam-se a avaliação e os resultados obtidos.

-
- As conclusões e propostas para trabalhos futuros desta tese apresentam-se no Capítulo 6.

REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

O aumento da complexidade das redes de distribuição estão diretamente relacionados com o aumento do número de fontes de GD conectadas à rede. O ilhamento é um dos problemas relevantes devido ao seu grande impacto na QEE. Métodos para a detecção de ilhamento foram relatados nos últimos anos na literatura. Este capítulo apresenta uma revisão dos conceitos teóricos preliminares necessários para compreensão do conteúdo desta tese, objetivando o estudo dos principais métodos aplicados para detecção de ilhamento de fontes de GD em redes de distribuição de energia elétrica e também algumas das principais técnicas de estimação de frequência aplicadas nos sistemas de energia elétrica.

2.1 MÉTODOS PARA DETECÇÃO DE ILHAMENTO

2.1.1 Métodos para Detecção de Ilhamento Baseada em Comunicação

2.1.1.1 Comunicação Mediante a Linha de Transmissão

Nesta técnica, *Power Line Carrier Communication (PLCC)* é usado para detecção de ilhamento, no qual um sinal é gerado a partir de um gerador de sinais na subestação e transmitida através da rede de distribuição, para a fonte de GD instaladas no sistema. Cada unidade de GD é, então, equipada com um detector de sinais. Se o detector de sinais recebe o sinal transmitido, isto significa que a unidade de GD está conectada ao sistema, e que opera sob condições normais. No entanto, sob condições de ilhamento, o sinal transmitido não será recebido pelo detector de sinais, uma vez que o circuito disjuntor é acionado, deixando, por conseguinte, a GD desligada da rede principal.

Ropp *et al.* (2000), o uso do PLCC para a prevenção de ilhamento é discutido, incluindo considerações para máxima eficiência da detecção de ilhamento. Em 2003, a viabilidade de um

relé de proteção baseado em PLCC aplicado em um sistema de distribuição é investigado por Benato *et al.* (2003). A proposta dos autores consiste na injeção contínua de sinais, através de um dispositivo de acoplamento adequado, de alta frequência no barramento da subestação. Assim, este sinal pode ser transmitido à qualquer seção de linha do alimentador de modo que qualquer evento de ilhamento irá, assim, ser imediatamente detectada por cada GD no ponto acoplado comum, independentemente da potência que flui no alimentador antes da perda de alimentação principal. Na análise realizada pelos autores foram implementados modelos de alta frequência para linhas aéreas com retorno por terra utilizando as teorias de *Carson* e *Wedephol*. Foram simuladas transmissões de sinais em diferentes configurações do sistema, além de ter sido estudada a dependência da atenuação do sinal do tipo de linha e a presença de bancos de capacitores instalados no barramento da subestação. Medições também foram realizadas em redes de distribuição reais para validar os resultados. No entanto, a aplicação desta técnica pode apresentar desvantagens quando aplicados em sistemas de redes muito longas, e para solucionar este problema seria necessário a instalação de aparelhos repetidores de sinal em alguns pontos da rede, o que levaria a um alto custo para sua implementação.

Xu *et al.* (2007) apresentam uma abordagem fundamentalmente diferente para proteção anti-ilhamento. O esquema transmite continuamente um sinal da subestação da concessionária às fontes de GD próximas. Assim, verifica-se a continuidade do sinal entre a subestação e a fonte de GD local. Este esquema é bastante singular, uma vez que combina as vantagens da técnica de detecção remota e as técnicas de detecção locais. O esquema é semelhante ao PLCC baseada em esquemas de telecomunicação. No entanto, os autores avaliam o envio do sinal através da linha de alimentação, que faz com que possa ser aplicável a quaisquer sistemas de distribuição independentemente da disponibilidade de uma rede de telecomunicações eficiente. O que resta como vantagens ao método apresentado são decorrentes à dois principais fatores: a atenuação dos ruídos do sinal e as flutuações da frequência.

2.1.1.2 Sistemas de Supervisão e Aquisição de Dados

O sistema de supervisão e aquisição de dados (do inglês *Supervisory control and data acquisition - SCADA*) é um conjunto de *software* e *hardware* utilizado para monitorar e supervisionar alguns parâmetros e dispositivos dos sistemas de controle instalados no sistema de distribuição.

Estes dispositivos são conectados por meio de controladores (*drivers*) especificados para um determinado trabalho. Os sistemas SCADA, para sua implementação, requerem interfaces físicas para comunicação e de protocolos próprios de comunicação de alta eficiência. Para contornar a necessidade de implementar um método para detecção de ilhamento, estudos foram realizados aplicando sistemas SCADA (REDFERN *et al.*, 1993; XU *et al.*, 2004a; BENATO *et al.*, 2003).

Artale *et al.* (2013), realizaram um estudo de viabilidade sobre as estratégias de medição e comunicação para o desenvolvimento de uma nova geração de dispositivos de interface para a GD e sua integração nas redes inteligentes. Os autores propuseram uma arquitetura multi-nível, que pode usar diferentes tecnologias, criando uma infraestrutura de rede de baixo custo, no âmbito de uma arquitetura SCADA. O objetivo do estudo estava voltado para a proteção de anti-ilhamento, que é o principal foco para aplicação deste tipo de tecnologia. No entanto, para que este tipo de tecnologia, SCADA, seja bastante eficiente é preciso realizar análises nas medições locais e os protocolos de comunicação para demonstrar efetivamente a sua viabilidade.

Para as técnicas baseadas no SCADA, é necessário o desenvolvimento de novos dispositivos de interface (do inglês *interface devices - ID*), que devem integrar as funções de medição e comunicação. Além disso, uma infraestrutura de comunicação de dois caminhos é necessário, para permitir a troca de informações entre os IDs para o seu controle. No que diz respeito aos protocolos de comunicação, as normas sugerem o protocolo IEC 61850, que já é usado para sistemas de automação em subestações e que poderia representar uma solução adequada para todas as aplicações de redes inteligentes (CASTELLO *et al.*, 2012; GIUSTINA *et al.*, 2013). No entanto, as desvantagens principais das técnicas baseadas na comunicação são os custos e o aumento da complexidade para sua implementação. Quanto maior for o sistema, mais complexa se tornará a unidade de controle e, conseqüentemente, maior será o custo de implementação. Além disso, com a grande penetração de unidades de GD nos sistemas de distribuição, torna-se inviável implementar este método.

2.1.2 Métodos Ativos para Detecção de Ilhamento

As técnicas ativas de detecção de ilhamento dependem da introdução de um sinal de perturbação no sistema. Sob condições normais, este distúrbio não altera os parâmetros do sistema.

No entanto, em um evento de ilhamento, o ruído injetado faz com que os parâmetros do sistema sejam alterados significativamente. A seguir, alguns dos principais estudos baseadas neste método são introduzidos.

Ao longo dos anos, métodos de detecção ativos foram estudados tais como: método da medição da impedância (O’KANE; FOX, 1997; XU *et al.*, 2004b), método da variação da tensão nos terminais do gerador (KIM; HWANG, 2000; MOTOHASHI *et al.*, 2000) são alguns métodos aplicados para geradores síncronos. No entanto, podem ser consideradas como as principais técnicas ativas as que consideram variação da fase e frequência (*frequency and phase shift*) tais como: *slip mode frequency shift (SMS)* (SMITH *et al.*, 2000; PEREIRA, 2007), *active frequency drift (AFD)* (ROPP *et al.*, 1999; PEREIRA, 2007), *sandia frequency shift (SFS)* (PEREIRA, 2007) e *sandia voltage shift (SVS)* (PEREIRA, 2007).

Reigosa *et al.* (2014) propuseram um método para detecção de ilhamento usando a injeção de um sinal de alta frequência em redes com múltiplos inversores ligados em paralelo, nos quais os inversores respondem automaticamente às alterações. Para coordenar as ações dos inversores instalados na rede, duas características distintivas, inversores primários e inversores secundários. Assim, dependendo das alterações do sinal injetado pelos inversores, os primários tomarão as decisões, de forma automática, de qual inversor secundário terá de realizar a desconexão de uma fonte de GD devido às alterações do sinal. No entanto, no caso em que a falta aconteça a partir de um inversor primário, os inversores restantes re-designaram um novo inversor primário sendo auto-selecionados com base em critérios de desempenho determinísticos e sem a necessidade de comunicação, o que pode levar a um tempo de espera na desconexão da GD feita pelos inversores secundários.

Com o passar dos anos, muitos destes métodos foram avaliados. Assim, em 2011, Estebanez *et al.* (2011) apresentaram um estudo que realiza uma avaliação da eficiência de alguns métodos de detecção de ilhamento, ativos, aplicados num sistema de distribuição com uma fonte de geração fotovoltaica como fonte de GD. Especificamente, este trabalho avaliou a eficiência dos algoritmos mais comuns de detecção ativa de ilhamento o AFD, SFS, e SMS, considerando a interação entre dois inversores fotovoltaicos. O tamanho da zona de não detecção (NDZ do inglês *non detection zone*) foi determinado em cada caso, a fim de avaliar os resultados obtidos. Os autores obtiveram uma melhor NDZ durante a simulação de dois inversores iguais

quando aplicaram o algoritmo SMS. No caso de dois inversores diferentes, para minimizar a NDZ em um deles foi executado o algoritmo SFS, e no outro foi executado o SMS de modo a minimizar a NDZ. No entanto, o principal desafio do método SMS é considerar uma curva de carga generalizada. Além disso, o método SMS trabalha muito bem se a fonte de GD é ligada mediante inversores, porém, não funciona muito bem com fontes de GD síncronos.

2.1.3 Métodos Passivos para Detecção de Ilhamento

Diferentes técnicas passivas para detecção de ilhamento vêm sendo documentadas e estudadas em pesquisas mediante a medição e monitoramento de alguns parâmetros como a frequência (f), amplitude da tensão (V), corrente (I), taxa de variação da frequência ROCOF (FREITAS *et al.*, 2005b), variação da impedância e da frequência (LIU *et al.*, 2015a), taxa de variação da tensão (ROCOV do inglês *rate of change of voltage*) (MAHAT *et al.*, 2009), taxa de variação da potência (ROCOP do inglês *rate of change of power*) (REDFERN *et al.*, 1995; ROSCOE *et al.*, 2014), variação do fator de potência (do inglês *change of power factor - pf*), variação do vetor de tensão (do inglês *voltage vector shift - VVS*) e rejeição de carga (KHAMIS *et al.*, 2015) são alguns dos métodos mais tradicionalmente estudados na literatura.

Na proteção de sobre e subtensão (OVP/UVP do inglês *over/under voltage protection*), a tensão varia em proporção direta à variação da potência reativa entre a geração e a demanda. Portanto, uma variação anormal na magnitude da tensão pode ser considerada como um sinal para detecção do ilhamento. No esquema de proteção de sobre e subfrequência (OFP/UFP do inglês *over/under frequency protection*), durante um evento de ilhamento, a variação da potência ativa entre a geração e a demanda está diretamente relacionada com a variação da frequência no sistema. O relé de OFP/UFP pode desligar a fonte de GD da rede principal se exceder os limiares preestabelecidos.

Em 2005, uma técnica baseada na ROCOF é apresentada em Freitas *et al.* (2005b), nos quais os autores propuseram um relé que estima a taxa de variação de frequência dentro de uma janela de medição (passo de tempo) para detecção de ilhamento. Durante o ilhamento, o desequilíbrio da potência ativa (variação de potência) foi analisado. Se esta variação de potência ativa é elevada, então o desvio da frequência terá maior amplitude ao valor pré estabelecido

no relé ROCOF, e esta operará satisfatoriamente com base na comparação destes limites. No entanto, os relés ROCOF podem se tornar ineficazes, se o desequilíbrio de potência ativa no sistema ilhado é inferior a 15%, resultando em um elevado risco de falsa detecção (FREITAS *et al.*, 2005b).

Uma lógica semelhante é estudado em 2009 por Mahat *et al.* (2009), no qual apresenta-se o relé ROCOV dv/dt . Esta técnica facilmente pode identificar eventos de ilhamento se a incompatibilidade de potência reativa é elevada. No entanto, se a incompatibilidade de potência ativa e reativa é reduzida durante ilhamento, o relé ROCOF e o ROCOV podem falhar na operação para proteção efetiva das fontes de GD.

Os relés para detecção passiva de ilhamento de fontes de GD baseadas na estimação de frequência utilizam, geralmente, a função de sub e sobretensão na sua configuração como função de bloqueio para garantir a confiabilidade do sistema de proteção para ilhamento da GD. Geralmente, nas funções de sub e sobretensão os valores são obtidos a partir do valor eficaz ou rms da tensão. No entanto, em Costa & Driesen (2013) realiza-se um estudo de afundamento de tensão mediante a utilização da transformada *wavelet*. Nesta análise, aplica-se uma metodologia baseada na transformada *wavelet* para a caracterização dos afundamentos da tensão. A energia espectral do sinal de tensão é decomposta nas energias dos coeficientes escala e *wavelet*. As energias dos coeficientes escala do sinal da tensão são usadas para a caracterização do afundamento da tensão. As energias dos coeficientes *wavelet* de tais tensões fornecem informações adicionais para a identificação do instante inicial do afundamento. Porém, esta técnica não foi aplicada para detecção de ilhamentos.

Além dos métodos analisados, atualmente pesquisas são realizadas aplicando método como o monitoramento da impedância para detecção de ilhamento (LIU *et al.*, 2015b, 2015a), método baseado na transformada *wavelet* (HANIF *et al.*, 2012) e (*wavelet packet transform*) aplicado para sistemas com geração fotovoltaica (DO *et al.*, 2016) e o método baseado na inserção de um capacitor para detecção de ilhamento (BEJMERT; SIDHU, 2014) aplicadas na detecção passiva de ilhamento de fontes de GD.

2.2 MÉTODOS PARA ESTIMAÇÃO DA FREQUÊNCIA

A frequência é um dos parâmetros importantes para a análise da QEE e vários métodos para estimação da frequência fundamental são propostos na literatura. É preciso determinar a frequência fundamental do sistema para realizar ações de proteção ou de controle no sistema elétrico.

Recentemente, a estimação fundamental da frequência vem ganhando especial relevância na avaliação da QEE em sistemas com GD. Diferentes métodos para a estimação digital da frequência fundamental aplicados para sistemas elétricos são encontrados na literatura assim como o método do cruzamento por zero, o método APSSP e método híbrido (SORRENTINO *et al.*, 2010; REN; KEZUNOVIC, 2012; AGHAZADEH *et al.*, 2005), métodos baseados na transformada de Fourier (LOBOS; REZMER, 1997; CANDAN, 2011, 2013; SERNA, 2013), métodos baseados na filtragem de sinais (HWANG; MARKHAM, 2014), filtro de Kalman (THOMAS; WOOLFSON, 2001; AGHAZADEH *et al.*, 2005; KANNA *et al.*, 2015), PLL (*phase locked loop*) (KARIMI *et al.*, 2004), mínimos quadrados (PRADHAN *et al.*, 2005; ABDOLLAHI; MATINFAR, 2011a; XIA *et al.*, 2012b; SUBUDHI *et al.*, 2012; MARCETIC *et al.*, 2014; KHALILI *et al.*, 2015), método Prony baseado na transformada de Fourier (LOBOS; REZMER, 1997; SERNA, 2013) estão entre as técnicas existentes aplicadas em sistemas elétricos.

Sorrentino *et al.* (2010), realizam uma comparação da eficiência de três métodos de estimação de frequência com o método do cruzamento por zero, o método APSSP e um método de deslocamento de fase. Realiza-se neste trabalho simulações numéricas de um sinal trifásico. Apesar da frequência ter sido variada ao longo da simulação, os três algoritmos analisados obtiveram respostas similares. No entanto, estes métodos são bastante afetados por ruídos, poluição do sinal e mudanças de frequência do sinal. Filtros são necessários para reduzir estes efeitos no sinal. Sem filtros, cada algoritmo têm comportamento transitório diferente.

Métodos baseados na transformada discreta de Fourier são amplamente usados como algoritmos de filtragem para estimar frequências fundamentais. Em Lobos & Rezmer (1997) apresenta-se um novo método de estimação de frequência do sistema elétrico baseado na filtragem digital e método de estimação de Prony. Nesta análise, um sinal de tensão é filtrado usando algoritmos baseados na transformada de Fourier discreta. Os coeficientes dos filtros

foram calculados assumindo uma frequência fundamental constante. O algoritmo DFT convencional alcança excelente desempenho quando os sinais contêm apenas a frequência fundamental. No entanto, devido ao desvio da frequência do sistema a filtragem não é suficientemente exata. Para melhorar este efeito, as funções de Hamming ou Blackman foram aplicadas.

Uma variedade de técnicas baseadas na DFT para a estimação da frequência e aplicações em tempo real tem sido desenvolvidas e avaliadas (CANDAN, 2011, 2013; SERNA, 2013) e amplamente aplicada para extrair a frequência devido à sua baixa exigência de cálculo. No entanto, a janela de dados implícitos na abordagem DFT provoca erros durante um desvio da frequência fundamental do valor nominal.

Abdollahi & Matinfar (2011b) propuseram um novo algoritmo baseado em LMS para estimação da frequência fundamental do sistema. O algoritmo avaliado baseia-se numa fórmula que utiliza três amostras consecutivas. Uma avaliação e discussão do processamento e tempo de resposta foram realizadas. O efeito do tamanho da janela de dados, frequência de amostragem, ruído, harmônica, inter-harmônica, decaimento exponencial da componente dc, e a filtragem sobre o algoritmo proposto foram avaliados. No entanto, para a estimação da frequência realiza-se o cálculo fase por fase. Além disso, sendo um algoritmo estritamente linear, o algoritmo funciona bem quando o nível de ruído é baixo.

Métodos baseados em LMS utilizando a transformação $\alpha\beta$ para a estimação da frequência diretamente do sinal trifásico são avaliados por Pradhan *et al.* (2005) e Xia *et al.* (2012b). Estes métodos baseados nos mínimos quadrados são adaptativos e realizam o cálculo do vetor de ponderação do filtro adaptativo, mediante o tamanho do passo do algoritmo. No entanto, com o uso do tamanho de passo constante, o algoritmo pode apresentar reduzido tempo de convergência e imunidade ao ruído dos sinais.

Atualmente, pesquisas aplicando LMS vêm sendo aplicadas para a estimação da frequência em sistemas desbalanceados. Marcetic *et al.* (2014) apresentam uma melhoria ao método CLMS proposto por Xia *et al.* (2012b) aplicado principalmente em um sinal com desequilíbrio de fase. A principal novidade do trabalho foi o uso do sinal de sequência de fase positiva da tensão. Outros autores como Kusljevic (2013), Khalili *et al.* (2015) também usam o método dos mínimos quadrados. No entanto, nenhum destes métodos foram aplicados em proteção de fontes de geração distribuída.

2.3 RESUMO DA REVISÃO BIBLIOGRÁFICA E AVALIAÇÃO DAS TENDÊNCIAS

Nas Tabelas 2.1 e 2.2 apresentam-se resumos de algumas das principais técnicas para estimação de frequência e detecção de ilhamento analisados nesta revisão bibliográfica, respectivamente, destacando-se as características mais relevantes de cada um.

Em relação aos métodos de detecção ilhamento de fontes de GD, as técnicas baseadas na comunicação, especificamente os PLCC, embora funcionem muito bem gerando e transmitindo um sinal a partir da subestação às fontes de GD, apresentam características muito boas em sistemas de distribuição não tão extensos pela fácil adaptabilidade e reduzida complexidade. Já os métodos baseados na SCADA se mostram adequados para aplicações em tempo real, muito embora seja necessário realizar análises dos protocolos de comunicação para demonstrar sua aplicabilidade. Já as técnicas de detecção locais, mostram-se mais adequadas para sua aplicação pelo reduzido custo de implementação nos sistemas de distribuição, embora que as técnicas ativas, na sua maioria, quanto maior for o sinal de perturbação, necessário para detecção nesta técnica, esta afeta a qualidade da energia. No entanto, as técnicas passivas, além de não apresentar perturbação na qualidade da energia da rede e o reduzido custo para sua implementação elas, também, podem ser aplicados em sistemas maiores e com grande penetração de fontes de GD.

Tendo como base os trabalhos citados nesta revisão bibliográfica, percebe-se que as técnicas passivas, especificamente, as técnicas baseadas no monitoramento da tensão e frequência apresentam grande interesse na comunidade científica, sendo que, estas técnicas refletem muito bem as características da rede durante sua operação. Além disso, embora existam erros sobre a precisão da detecção de ilhamento, isto pode ser corrigido utilizando métodos de estimação de frequências mais eficientes ou adaptativas. No entanto, não se tem conhecimento de soluções deste último tipo de algoritmo, adaptativos, aplicados para detecção de ilhamento de fontes de GD. Portanto, é evidente a necessidade do desenvolvimento de métodos que aliem os benefícios da estimação de frequência adaptativa com a proteção anti-ilhamento de fontes de GD.

Tabela 2.1. Resumo da revisão bibliográfica referente aos métodos de estimação de frequência.

Referência	DH afeta		$\alpha\beta 0$	Aplicado	Adaptativo	Tempo
	<i>M</i>	<i>P</i>		SEE		Real
Lobos & Rezmer (1997)	✓	–	–	–	–	–
Thomas & Woolfson (2001)	✓	–	–	–	–	–
Karimi <i>et al.</i> (2004)	✓	–	–	–	–	–
Aghazadeh <i>et al.</i> (2005)	✓	–	–	–	–	–
Pradhan <i>et al.</i> (2005)	–	✓	✓	–	✓	–
Aghazadeh <i>et al.</i> (2005)	✓	–	–	–	✓	–
Sorrentino <i>et al.</i> (2010)	✓	–	–	–	–	–
Abdollahi & Matinfar (2011a)	–	✓	✓	✓	✓	–
Candan (2011)	✓	–	–	✓	–	–
Ren & Kezunovic (2012)	✓	–	–	–	–	–
Xia <i>et al.</i> (2012b)	–	✓	✓	✓	✓	–
Subudhi <i>et al.</i> (2012)	–	✓	✓	✓	✓	–
Kusljevic (2013)	–	✓	✓	✓	✓	–
Candan (2013)	✓	–	–	✓	–	–
Serna (2013)	✓	–	–	✓	–	✓
Hwang & Markham (2014)	✓	–	–	–	–	–
Marcetic <i>et al.</i> (2014)	–	✓	✓	✓	✓	✓
Khalili <i>et al.</i> (2015)	–	✓	✓	✓	✓	–
Kanna <i>et al.</i> (2015)	✓	–	✓	–	✓	–

Legenda:

DH = distorção hamônica; M = Muito;
 $\alpha\beta 0$ = Transformação de Clarke; P = Pouco.
 SEE = Sistemas de energia elétrica;

Tabela 2.2. Resumo da revisão bibliográfica referente aos métodos de detecção de ilhamento.

Referência	Classificação do método	Custo R\$			Q.E.E.		NDZ			Depende GD	Múltipla GD	
		<i>M</i>	<i>B</i>	<i>MA</i>	<i>NI</i>	<i>RP</i>	<i>NN</i>	<i>Pe</i>	<i>G</i>		<i>P</i>	<i>NP</i>
Giustina <i>et al.</i> (2013)	TC	-	-	✓	✓	-	✓	-	-	Não	✓	-
Artale <i>et al.</i> (2013)	TC	-	-	✓	✓	-	✓	-	-	Não	✓	-
Castello <i>et al.</i> (2012)	TC	-	-	✓	✓	-	✓	-	-	Não	✓	-
Xu <i>et al.</i> (2007)	TC	-	-	✓	✓	-	✓	-	-	Não	✓	-
Xu <i>et al.</i> (2004a)	TC	-	-	✓	✓	-	✓	-	-	Não	✓	-
Benato <i>et al.</i> (2003)	TC	-	-	✓	✓	-	✓	-	-	Não	✓	-
Ropp <i>et al.</i> (2000)	TC	-	-	✓	✓	-	✓	-	-	Não	✓	-
Redfern <i>et al.</i> (1993)	TC	-	-	✓	✓	-	✓	-	-	Não	✓	-
Reigosa <i>et al.</i> (2014)	TA	✓	-	-	-	✓	-	-	✓	Sim	-	✓
Estebanez <i>et al.</i> (2011)	TA	✓	-	-	-	✓	-	-	✓	Sim	-	✓
Xu <i>et al.</i> (2004a)	TA	✓	-	-	-	✓	-	-	✓	Sim	-	✓
Kim & Hwang (2000)	TA	✓	-	-	-	✓	-	-	✓	Sim	-	✓
Motohashi <i>et al.</i> (2000)	TA	✓	-	-	-	✓	-	-	✓	Sim	-	✓
Smith <i>et al.</i> (2000)	TA	✓	-	-	-	✓	-	-	✓	Sim	-	✓
Pereira (2007)	TA	✓	-	-	-	✓	-	-	✓	Sim	-	✓
Ropp <i>et al.</i> (1999)	TA	✓	-	-	-	✓	-	-	✓	Sim	-	✓
O’Kane & Fox (1997)	TA	✓	-	-	-	✓	-	-	✓	Sim	-	✓
Do <i>et al.</i> (2016)	TP	-	✓	-	✓	-	-	✓	-	Sim	✓	-
Liu <i>et al.</i> (2015b)	TP	-	✓	-	✓	-	-	✓	-	Sim	✓	-
Liu <i>et al.</i> (2015a)	TP	-	✓	-	✓	-	-	✓	-	Sim	✓	-
Khamis <i>et al.</i> (2015)	TP	-	✓	-	✓	-	-	✓	-	Sim	✓	-
Roscoe <i>et al.</i> (2014)	TP	-	✓	-	✓	-	-	✓	-	Sim	✓	-
Bejmert & Sidhu (2014)	TP	-	✓	-	✓	-	-	✓	-	Sim	✓	-
Mahat <i>et al.</i> (2009)	TP	-	✓	-	✓	-	-	✓	-	Sim	✓	-
Hsieh <i>et al.</i> (2008)	TP	-	✓	-	✓	-	-	✓	-	Sim	✓	-
Zhu <i>et al.</i> (2008)	TP	-	✓	-	✓	-	-	✓	-	Sim	✓	-
Freitas <i>et al.</i> (2005a)	TP	-	✓	-	✓	-	-	✓	-	Sim	✓	-
Freitas <i>et al.</i> (2005b)	TP	-	✓	-	✓	-	-	✓	-	Sim	✓	-
Jang & Kim (2004b)	TP	-	✓	-	✓	-	-	✓	-	Sim	✓	-
Funabashi <i>et al.</i> (2003)	TP	-	✓	-	✓	-	-	✓	-	Sim	✓	-
Sumner <i>et al.</i> (2002)	TP	-	✓	-	✓	-	-	✓	-	Sim	✓	-
Redfern <i>et al.</i> (1995)	TP	-	✓	-	✓	-	-	✓	-	Sim	✓	-

Legenda:

TC = Técnicas de comunicação;

TA = Técnicas ativa;

TP = Técnica passiva;

M = Médio;

B = Baixo;

MA = Muito alto;

Q.E.E. Qualidade da energia elétrica;

NI = Não impacta;

RP = Reduz a qualidade da energia, instabilidade da tensão, introduz transitórios;

NDZ= Zona de não detecção;

NN = Não têm;

Pe = Pequeno;

G = Grande;

P = Possível;

NP = Não é possível.

FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

A geração distribuída está relacionada ao uso de pequenas unidades geradoras instaladas próximas dos centros de consumo, e que, hoje em dia, há um crescente interesse em conectar fontes de GD nas redes de distribuição. Na literatura, encontram-se diferentes denominações usadas em relação à GD. Países Anglo-Americanos utilizam o termo geração embutida ou geração incorporada (*embedded generation*), enquanto que na América do Norte, geração dispersa (*dispersed generation*) é mais comum e na Europa e partes da Ásia, geração descentralizada (*decentralized generation*) (ACKERMANN *et al.*, 2001; LOPES *et al.*, 2007). Neste capítulo, apresenta-se a fundamentação da GD e os seus impactos, detecção de ilhamento e as técnicas existentes para detecção de ilhamentos.

3.1 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

O conceito de GD envolve uma gama de tecnologias que são utilizadas para este fim. Essas tecnologias são desenvolvidas para a produção da eletricidade em pequena escala para serem instaladas nos sistemas de distribuição (Figura 3.1), diferente das fontes de energia de grande porte, que são instaladas distantes dos consumidores, necessitando de extensas linhas de transmissão de energia para transportá-la até os consumidores.

Geralmente, tecnologias de produção de energia elétrica diretamente ligadas aos sistemas de distribuição são conhecidas como GD. Pode-se classificar as tecnologias de geração distribuída como renovável e não renovável (PUTTGEN *et al.*, 2003) (Tabela 3.1).

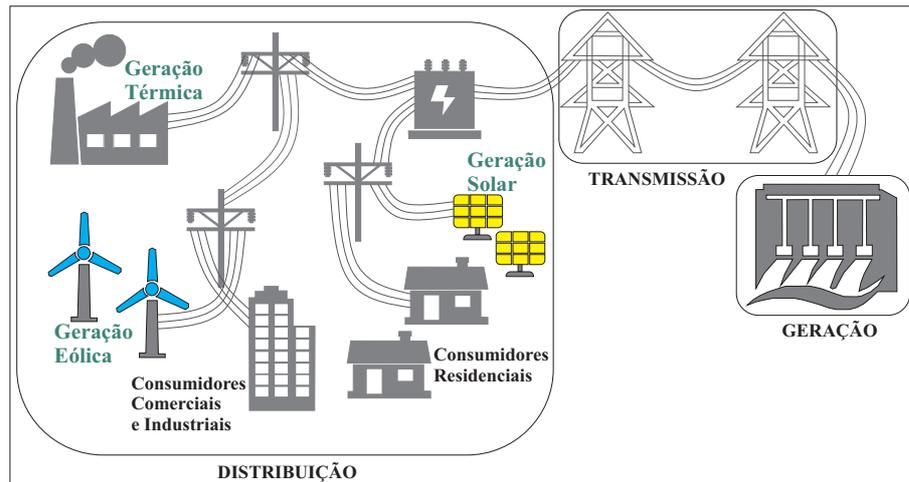


Figura 3.1. Sistema elétrico de potência: Sistema de distribuição com a instalação de sistemas de geração distribuída.

Tabela 3.1. Tecnologias utilizadas na geração distribuída.

Renovável	Não renovável
Hidráulica, solar, fotovoltaica, térmica-solar, eólica, geotérmica, maremotriz	Motor de combustão interna, ciclo combinado, turbina de combustão, microturbinas

3.1.1 Impactos na Geração Distribuída

A interligação da GD traz uma grande mudança na configuração da rede de distribuição, cujo impacto depende do número, localização e capacidade da GD (YUPING *et al.*, 2007). Geralmente, a configuração mais comum em sistemas de distribuição é radial. Neste tipo de configuração apenas uma fonte alimenta a rede de distribuição (GIRIGS; BRAHMA, 2001). A ligação de novas fontes de geração no sistema de distribuição modifica o fluxo de potência (Figura 3.2) e o sistema pode perder a configuração radial, uma vez que as fontes de GD passam a fornecer energia às cargas. Na Figura 3.2, o esquema de fornecimento tradicional e com GD. Sendo, AT alta tensão, MT médio tensão, P_g e Q_g , as potências ativa e reativa oriundas da fonte principal, $P_1; Q_1 \dots P_n, Q_n$, são as potências ativa e reativa de 1 até a n ésima carga instalada no sistema, P_{GD} , Q_{GD} as potências ativa e reativa oriundas da fonte de GD e V_g , ΔV_g a tensão e variação da tensão no sistema elétrico.

A ligação de fontes de energia elétrica nas redes de distribuição deve levar em conta os seguintes aspectos:

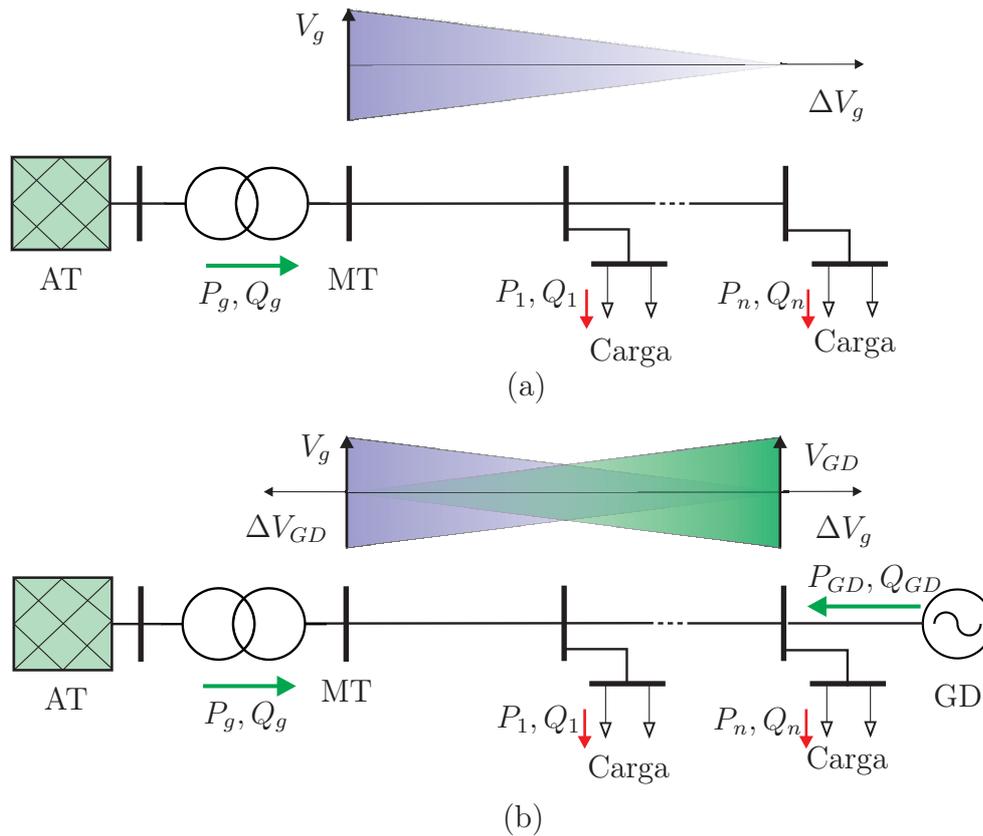


Figura 3.2. Fluxo de potência para uma rede de distribuição radial com a instalação de fontes de geração distribuída: (a) esquema de fornecimento de energia tradicional; (b) novo esquema de fornecimento de energia.

- Comportamento dos sistemas de proteção (problemas de coordenação) e controle.
- Avaliações adequadas de equipamentos de energia.
- Avaliação da qualidade da energia elétrica (QEE).
- Eventos de ilhamento das fontes instaladas;
- Problemas de detecção de ilhamento de fontes de GD.

O ilhamento não intencionado, indesejável nos sistemas de distribuição, é a operação ilhada da fonte de GD instalada na rede de distribuição que pode produzir problemas de segurança e de QEE na área isolada. Quando a GD está operando em ilha, a frequência e tensão, dessa porção da rede, podem alterar e danificar o sistema elétrico isolado. Além disso, se o gerador distribuído continua ligado durante um religamento, danos graves podem aparecer por causa da diferença entre as grandezas (tensão, frequência e fase) (BARKER; MELLO, 2000).

3.2 DETECÇÃO DE ILHAMENTO EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

Ilhamento é definido como uma condição em que uma porção do sistema de distribuição, que contém cargas e fontes de GD, continua energizada enquanto permanece isolada do restante do sistema de distribuição principal (IEEE-STD-1547, 2009). O ilhamento pode ser intencional e não intencional. Uma Ilha intencional ocorre se o dispositivo de comutação entre a GD e as demais partes da rede de distribuição é aberto intencionalmente e a GD continua a fornecer energia à parte ilhada (Figura 3.3). No entanto, a expressão ilhamento, normalmente, refere-se ao ilhamento não intencional a qual considera-se ao evento que não foi previamente programada a sua operação. Assim, este tipo de eventos de ilhamento não intencionado são decorrentes de falhas na operação, erro humanos ou eventos que estejam fora do controle ou operação normal do sistema. Na Figura 3.3, apresenta-se um exemplo de ilhamento que pode considerado intencional ou não intencional, devido a que o evento de ilhamento é causado pela operação (abertura) do disjuntor CB, ou fusível, que pode ser devido a uma abertura programada (ilhamento intencionado) ou por falhas na operação ou erros humanos (ilhamento não intencionado). Assim, o evento de ilhamento é considerado como tal quando a rede isolada opera instantes após a abertura do disjuntor CB independente do que causou tal operação do disjuntor que pode ser intencional ou não intencional.

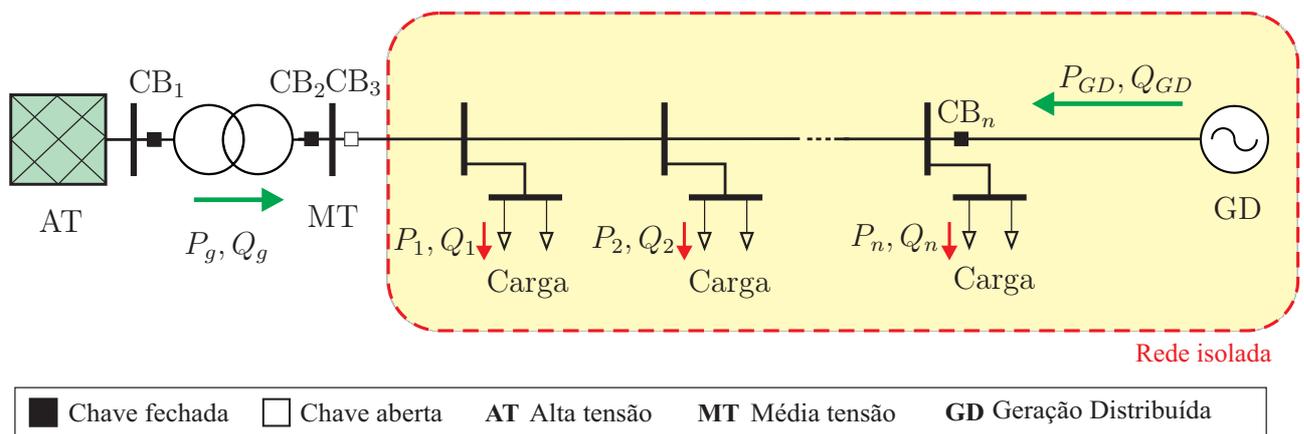


Figura 3.3. Ilhamento do sistema de distribuição pela abertura da chave **CB 3**.

3.2.1 Importância da Detecção de Ilhamento

A importância da detecção da operação ilhada é motivada pela segurança e os potenciais riscos nos equipamentos. Ter um alimentador energizado, enquanto, os operadores do serviço público realizam uma manutenção ou trabalhos de substituição de equipamentos, pode ser perigoso. Geralmente, circuitos automáticos de religamento são comumente usados nos circuitos de proteção nos sistemas de distribuição (GLOVER *et al.*, 2012), o que torna importante a análise e detecção de Ilhamento.

3.2.2 Princípio Básico para Detecção de Ilhamento

Uma condição de ilhamento causa variações de tensão e frequência na porção da rede isolada. Para demonstrar os princípios básicos de detecção, considera-se um sistema elétrico de distribuição com GD como mostrado na Figura 3.4, assumindo-se que as cargas são de impedância constante: resistência (R), indutância (L) e capacitância (C).

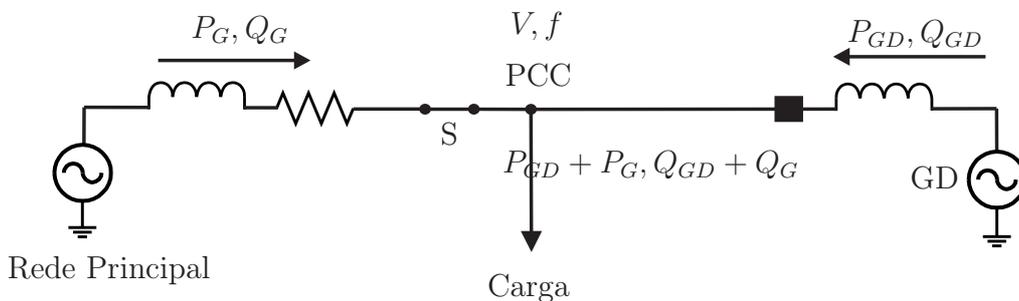


Figura 3.4. Circuito simplificado do SEE com GD para estudo de ilhamento.

Quando a fonte principal está conectada ao sistema de distribuição, esta fonte fornece potência ativa e reativa P_G e Q_G , respectivamente, para a carga junto com a fonte de GD. No entanto, durante um evento de ilhamento só a fonte de GD fornece potência ativa e reativa, P_{GD} e Q_{GD} para a carga. Em seguida, a amplitude da tensão e frequência (V e f) do ponto de conexão comum (PCC) pode ser derivado a seguir:

$$P_{GD} + P_G = \frac{V^2}{R}, \quad (3.1)$$

$$Q_{GD} + Q_G = \frac{V^2}{2\pi f L}, \quad (3.2)$$

Resultando em:

$$V = \sqrt{R(P_{GD} + P_G)}, \quad (3.3)$$

$$f = \frac{V^2}{2\pi L(Q_{GD} + Q_G)}. \quad (3.4)$$

Se o disjuntor S for acionado, o resto do circuito, incluindo a fonte de GD e a carga, torna-se uma área ilhada, ilustrada na Figura 3.5.

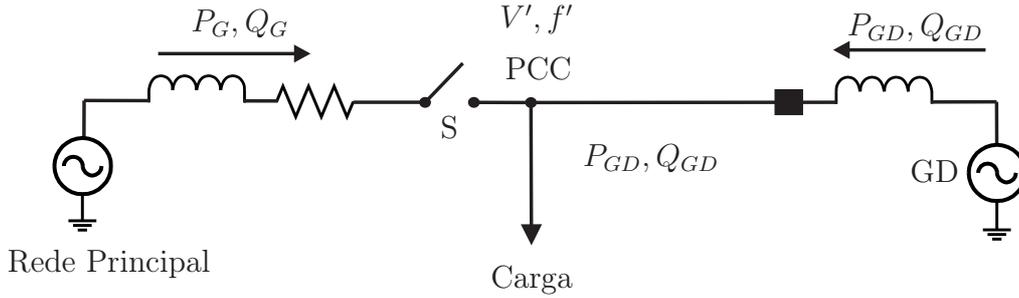


Figura 3.5. Circuito simplificado do SEE com GD para estudo de ilhamento. Instante de abertura do disjuntor S .

No instante de abertura do disjuntor S , os parâmetros da tensão, corrente e frequência no PCC sofrerão uma variação devido ao evento de ilhamento e as potências fornecidas P_G e Q_G teriam valores zero. Portanto, a nova tensão e frequência (V' e f'), nessa porção da rede ilhada, podem ser obtido a partir de:

$$V' = \sqrt{RP_{GD}},$$

$$f' = \frac{V'^2}{2\pi LQ_{GD}} = \frac{RP_{GD}}{2\pi LQ_{GD}}. \quad (3.5)$$

Assim, os valores da variação da tensão e frequência podem ser escritos como segue:

$$\Delta V = V' - V = \sqrt{RP_{GD}} - \sqrt{R(P_{GD} + P_G)},$$

$$\Delta f = f' - f = \frac{V'^2}{2\pi LQ_{GD}} - \frac{V^2}{2\pi L(Q_{GD} + Q_G)} = \frac{1}{2\pi L} \left(\frac{RP_{GD}}{Q_{GD}} - \frac{R(P_{GD} + P_G)}{(Q_{GD} + Q_G)} \right), \quad (3.6)$$

que sugere que a mudança ou variação (P_G e Q_G) causa variações na tensão e frequência. Portanto, as condições de ilhamento podem ser detectadas por monitoramento das alterações da tensão e frequência.

Caso haja a perda do suprimento da concessionária em uma rede contendo GD, as fontes de GD devem ser automaticamente desconectadas dentro de um tempo pré-determinado¹ e,

¹Dependendo do evento que gerou a desconexão, da potência da GD e o nível de tensão, o tempo para desconexão da GD, segundo a norma, está entre 0,16 e 300 s.

assim, permanecer até que o fornecimento de energia seja restabelecido (IEEE-STD-1547, 2008). Este procedimento tem o objetivo de impedir a formação de ilhas ou regiões energizadas pelos geradores distribuídos que estejam isoladas do restante do sistema. Esse tipo de evento, altamente indesejado pelas concessionárias de energia elétrica, é conhecido como ilhamento não intencional.

Técnicas para detecção de ilhamento vêm sendo estudadas. Na Figura 3.6 apresenta-se um resumo das diferentes técnicas para detecção de ilhamento existentes na literatura.

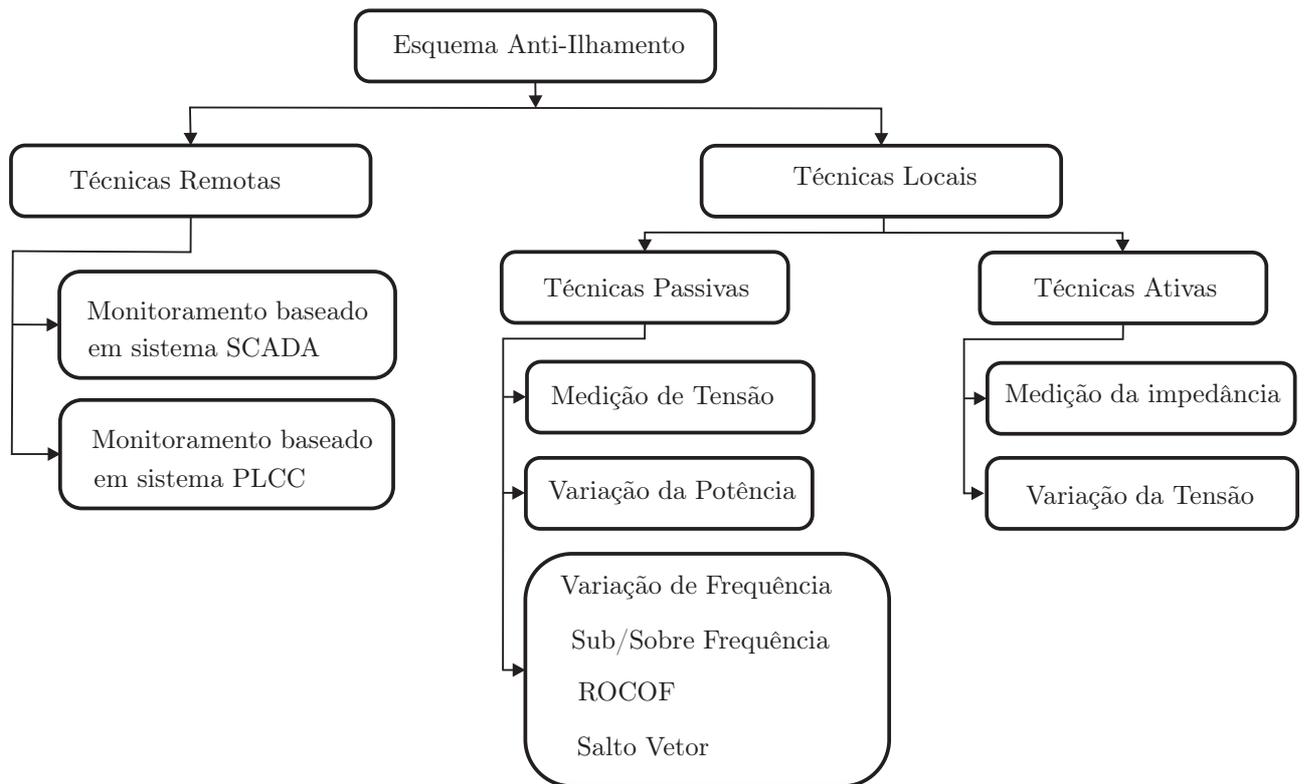


Figura 3.6. Técnicas encontradas na literatura, disponíveis para a detecção de ilhamento não intencionais nas rede de distribuição de energia elétrica. (CORRÊA, 2008)

Dois abordagens são bastante estudados na literatura, detecção ativa e detecção passiva, devido ao reduzido custo para sua implementação.

3.3 TÉCNICAS LOCAIS DE DETECÇÃO DE ILHAMENTO

As técnicas locais de detecção de ilhamento são baseadas na medição dos parâmetros do sistema no local onde a fonte de GD está instalada, (e.g. tensão, frequência, etc.). Além disso,

essas técnicas são classificadas como: técnicas de detecção passivas e técnicas de detecção ativas.

3.3.1 Técnica de Detecção Ativa

Os métodos de detecção ativa injetam perturbações no sistema de alimentação e detectam as condições de ilhamento baseadas nas respostas da medição local (XU *et al.*, 2004b). No entanto, quanto maior o número de fontes de GD instalados na rede, maior será o número de perturbações injetadas o que poderia ocasionar queda na qualidade da energia fornecida quando perdido o controle da GD.

3.3.2 Técnicas de Detecção Passivas

O método de detecção passiva trabalha na medição dos parâmetros do sistema, tais como variações da tensão, frequência, etc. Esses parâmetros tendem a variar muito quando o sistema está em operação ilhada do resto da rede. A diferença de condições entre a ilha e o resto da rede é baseada nos limites estabelecidos para estes parâmetros.

O intercâmbio e as mudanças das potências ativa e reativa provenientes da rede principal, durante um evento de ilhamento é de possível detecção mediante o método de detecção passiva, devido às mudanças da tensão e frequência que são diretamente relacionadas a estas grandezas. O desbalanceamento do sistema oriundo do desbalanço da potência no ponto de interligação da GD com a rede principal pode ocasionar riscos na operação do sistema e, para este caso, os métodos de detecção passiva podem ser utilizados.

3.3.2.1 Taxa de Variação da Potência de Saída

A taxa de variação de potência, dp/dt , no lado da GD, uma vez que é ilhado, irá ser muito maior do que a taxa de variação da potência antes da operação ilhada da fonte de GD para a mesma taxa de variação de carga (REDFERN *et al.*, 1993). Verificou-se que este método é muito mais eficaz quando o sistema de distribuição com GD tem carga desequilibrada em vez de carga equilibrada (REDFERN *et al.*, 1995).

3.3.2.2 Taxa de Variação da Frequência

A taxa de variação de frequência, df/dt , é muito maior quando a GD está ilhada. A taxa de variação da frequência (*rate of change of frequency* (ROCOF)) pode ser calculada como segue (CHOWDHURY *et al.*, 2008):

$$ROCOF = \frac{df}{dt} = \frac{\Delta p}{2HG}f, \quad (3.7)$$

sendo Δp a variação de potência na fonte de GD, H é o momento de inércia da GD, G é a capacidade de geração nominal da GD.

Os pequenos sistemas têm menores momentos de inércia e capacidade de geração reduzida. Assim, eles fornecem maiores variações na frequência. O ajuste do relé de variação de frequência deve ser escolhido de tal forma que o relé irá operar quando aconteça uma condição de ilhamento. Este método é bastante confiável quando há maior desequilíbrio de potência, mas ele não funciona se a capacidade da GD é equivalente ou similar à capacidade das suas cargas.

3.3.2.3 Desequilíbrio de Tensão

Uma vez que o ilhamento ocorre, se a mudança de carga é grande, então as condições de ilhamento são facilmente detectadas por meio do monitoramento de vários parâmetros: magnitude de tensão, deslocamento de fase e mudança da frequência. No entanto, esses métodos podem não ser eficazes se as mudanças são pequenas. À medida que as redes de distribuição incluem cargas monofásicas, é altamente provável que o ilhamento irá alterar o equilíbrio da carga da GD. Além disso, embora a mudança da carga seja pequena, o desequilíbrio de tensão irá ocorrer devido à alteração nas condições da rede (JANG; KIM, 2004a, 2004b).

3.4 MÉTODOS DE ESTIMAÇÃO DE FREQUÊNCIA EM SISTEMAS ELÉTRICOS

Nos sistemas elétricos a frequência é um dos principais parâmetros relacionados à qualidade da energia elétrica. Portanto, diversas técnicas foram e ainda são propostas com o objetivo de determiná-la. Sabendo que as frequências diferentes da nominal podem causar danos em diversos equipamentos, e que a frequência é um dos principais parâmetros utilizados nos métodos de detecção passiva de ilhamento de fontes de GD, métodos baseados na estimação da frequên-

cia são estudados. Nesta seção serão descritos alguns dos principais métodos de estimação da frequência fundamental aplicados em sistemas de energia elétrica.

3.4.1 Ajuste de Pontos para um Sinal Senoidal Puro (APSSP)

Neste método são utilizados relações trigonométricas para encontrar o valor da frequência (SORRENTINO *et al.*, 2010) utilizando três amostras consecutivas de tensão ($V(k-2), V(k-1), V(k)$), separados por um intervalo de tempo $\Delta T = 1/f_s$ e f_s é a frequência de amostragem. Em tais condições, a onda senoidal pura satisfaz a relação dada por:

$$\cos(2\pi f \Delta t) = \frac{V(k-2) + V(k)}{2V(k-1)}. \quad (3.8)$$

A frequência f é obtida a partir do sinal da tensão na amostra k e o intervalo de tempo ΔT mediante:

$$f(k) = \cos^{-1} \left(\frac{V(k-2) + V(k)}{2V(k-1)} \right) \frac{1}{2\pi\Delta T}. \quad (3.9)$$

3.4.2 Técnica Baseada na Transformada Discreta de Fourier (DFT)

Um método é baseado transformada discreta de Fourier (do inglês *discrete Fourier transform* - DFT) (MARCHESAN, 2013) mede a velocidade angular do fasor de tensão . A DFT é aplicada em uma janela de comprimento N , igual ao número de amostras por ciclo na frequência fundamental do sistema. O fasor na amostra k é calculado mediante:

$$G(k) = \frac{2}{N} \sum_{n=0}^{N-1} v_M e^{j\omega\Delta T}, \quad (3.10)$$

sendo,

$$M = k + n - N + 1,$$

em que, ΔT é intervalo de amostragem, ω a frequência angular fundamental e v_M valores amostrados da tensão, $\omega = 2\pi f$.

O valor de $G(k)$ é atualizado a cada valor amostrado. Após cada ciclo de amostragem, a mais nova amostra é levada para o cálculo, enquanto a mais velha é esquecida. Para cada posição do fasor, seu argumento pode ser calculado. A frequência angular instantânea pode ser

determinada a partir de dois fasores consecutivos, sendo:

$$f(k) = \frac{\arg[G(k+1)] - \arg[G(k)]}{2\pi\Delta T}, \quad (3.11)$$

sendo,

$$\arg[G(k)] = \tan^{-1} \left\{ \frac{\text{Im}[G(k)]}{\text{Re}[G(k)]} \right\}. \quad (3.12)$$

3.4.3 Técnica Baseada em Mínimos Quadrados

Abdollahi & Matinfar (2011b), Xia *et al.* (2012a) propuseram um algoritmo baseado em LS para a estimação da frequência fundamental.

Considere um sinal x , na amostragem k , como sendo:

$$x(k) = Ae^{j\omega k\Delta T}, \quad (3.13)$$

sendo $A = |A|$ a amplitude do sinal.

Na amostra $k+1$, tem-se que:

$$x(k+1) = Ae^{j\omega(k+1)\Delta T} \quad (3.14)$$

$$= Ae^{j(\omega k\Delta T + \omega\Delta T)}$$

$$= Ae^{j(\omega k\Delta T)} e^{j(\omega\Delta T)}. \quad (3.15)$$

Das equações (3.13) e (3.14) tem-se que:

$$x(k+1) = x(k)e^{j(\omega\Delta T)}.$$

Considerando $W = e^{j(\omega\Delta T)}$, tem-se:

$$\hat{x}(k) = \hat{x}(k-1)W, \quad (3.16)$$

sendo W um coeficiente de ponderação do filtro adaptativo e $\hat{()}$ indica que é um valor estimado. Este desenvolvimento é conhecido como mínimos quadrados (do inglês *least-square*) (WIES; PIERRE, 2002; PRADHAN *et al.*, 2005; FILHO *et al.*, 2005; SUBUDHI *et al.*, 2012).

Na Figura 3.7 apresenta-se o modelo básico deste método, na qual o coeficiente de ponderação $\hat{W}(k)$ será atualizado calculando-se os erros de estimação (ξ) em cada amostra k , como segue:

$$\xi = x(k) - \hat{x}(k). \quad (3.17)$$

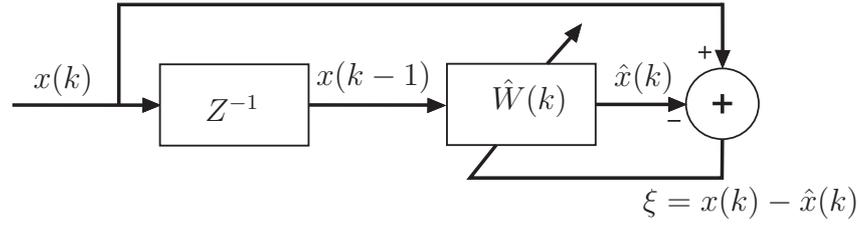


Figura 3.7. Modelo recursivo para estimação da frequência pelo método CLMS. (PRADHAN *et al.*, 2005)

Na Figura 3.7 o valor estimado do sinal $\hat{x}(k)$ é constantemente atualizado pelo vetor de ponderação $\hat{W}(k)$ tornando o processo adaptativo.

Da equação (3.16), tem-se que:

$$\hat{W}(k) = e^{j\omega(k)\Delta T}, \quad (3.18)$$

que pode ser reescrita para obter:

$$\hat{W}(k) = \cos(\omega(k)\Delta T) + j\text{sen}(\omega(k)\Delta T), \quad (3.19)$$

no qual pode ser considerado:

$$\omega(k)\Delta T = \cos^{-1}(\Re e(\hat{W}(k))), \quad (3.20)$$

$$\omega(k)\Delta T = \text{sen}^{-1}(\Im m(\hat{W}(k))),$$

sendo $\Re e$ o valor real e $\Im m$ o valor imaginário. Como $\omega = 2\pi f$, a estimação da frequência \hat{f} pode ser calculada por (PRADHAN *et al.*, 2005):

$$\hat{f}(k) = \frac{1}{2\pi\Delta T} \cos^{-1}(\Re e(\hat{W}(k))) \implies \quad (3.21)$$

$$\hat{f}(k) = \frac{1}{2\pi\Delta T} \tan^{-1} \left(\Re e \left(\frac{\Im m(\hat{W}(k))}{\Re e(\hat{W}(k))} \right) \right). \quad (3.22)$$

3.4.4 Tamanho de passo variável (*Variable Step-Size*) LMS

O algoritmo LMS descreve-se como (ABOULNASR; MAYYAS, 1997):

$$W(k+1) = W(k) + \mu(k)\xi(k)x(k), \quad (3.23)$$

sendo $\xi(k)$ e $x(k)$ são o erro de adaptação e o sinal de entrada, respectivamente, na amostra k . No caso do tamanho de passo fixo, $\mu(k)$ é escolhido para ser uma constante. A maioria dos algoritmos baseadas em LMS considera um tamanho de passo constante μ (KHALILI *et al.*, 2015; XIA *et al.*, 2012b, 2012c; DINI; MANDIC, 2013; XIA *et al.*, 2015). A escolha do tamanho do passo reflete na velocidade de adaptação dos algoritmos LMS.

Os algoritmos de tamanho de passo variável usam $\mu(k)$, com tamanho do passo ajustado individualmente. Esses algoritmos são mais eficientes do que os algoritmos LMS de tamanho de passo fixo (ABOULNASR; MAYYAS, 1997).

O tamanho de passo é constantemente atualizado mediante (SRISTI *et al.*, 2001):

$$\mu(k) = \lambda\mu(k-1) + \gamma p(k)p^*(k), \quad (3.24)$$

sendo:

$$p(k) = \beta p(k-1) + (1 + \beta)\xi(k)\xi(k-1), \quad (3.25)$$

sendo $0 < \alpha < 1$; $\gamma > 1$; $p(k)$ é a estimativa de autocorrelação de $\xi(k)$ e $\xi(k-1)$, a constante positiva β ($0 < \beta < 1$) é uma parâmetro de ponderação exponencial. $\mu(k+1)$ é definido como μ_{max} ou μ_{min} quando ele cai abaixo ou acima dos limites inferior e superior, respectivamente.

3.5 VARIAÇÃO DA TENSÃO

Além da variação da frequência, a tensão é outro parâmetro utilizado na análise da QEE em um sistema de potência. Neste contexto, o módulo 8 dos procedimentos de distribuição da Agência Nacional de Energia Elétrica (Prodist/ Aneel) (ANEEL, 2012) define que o afundamento de tensão, que, na literatura internacional é conhecida como *voltage sag*, faz parte dos fenômenos definidos como variação de tensão de curta duração.

Os afundamentos de tensão são casos particulares de variações momentâneas ou temporárias de tensão. Em se tratando do afundamento momentâneo, a duração do evento tem período entre 1 ciclo a 3 segundos e amplitude de tensão entre 0,1 e 0,9 pu, em relação à tensão de referência. Com relação, a afundamento temporário da tensão, a duração do evento tem um período de ocorrência de 3 segundos a 3 minutos, com a mesma faixa de variação que o afundamento

momentâneo em relação à tensão nominal (0,1 a 0,9 p.u.).

3.5.1 Método RMS

Para o cálculo do valor eficaz ou o valor médio quadrático ou RMS, realiza-se uma medida estatística da magnitude de uma quantidade variável. A tensão RMS (v_{RMS}) é obtida por meio de uma janela de um ciclo de amostra (tensão de janela móvel), como segue:

$$v_{RMS}(k) = \sqrt{\frac{1}{\Delta k} \sum_{m=k-\Delta k+1}^k v^2(m)}, \quad (3.26)$$

sendo $k_x > k + \Delta k - 1$ o k -ésimo valor RMS associado com a amostra k e $v_{RMS} = v_{ARMS}$, v_{BRMS} , v_{CRMS} são as tensões RMS de $v = v_A, v_B, v_C$, respectivamente.

Este método é comumente usado e comparado aos limiares de tensão estabelecidos no Prodist/Aneel (ANEEL, 2012) segundo a Tabela 3.2.

Tabela 3.2. Classificação das Variações de Tensão de Curta Duração

Classificação	Denominação	Duração da Variação	Amplitude da Tensão (RMS*)
	Interrupção Momentânea de Tensão	$\leq 3s$	Inferior a 0,1 p.u.
Variação Momentânea de Tensão	Afundamento Momentâneo de Tensão	≥ 1 ciclo e $\leq 3s$	Superior ou igual a 0,1 e inferior a 0,9 p.u.
	Elevação Momentânea de Tensão	$> 3s$ e $< 3min.$	Superior a 1,1 p.u.
	Interrupção Temporária de Tensão	$> 3s$ e $< 3min.$	Inferior a 0,1 p.u.
Variação Temporária de Tensão	Afundamento Temporário de Tensão	$> 3s$ e $< 3min.$	Superior ou igual a 0,1 e inferior a 0,9 p.u.
	Elevação Temporária de Tensão	$> 3s$ e $< 3min.$	Superior a 1,1 p.u.

Fonte:(ANEEL, 2012)

3.6 A TRANSFORMADA WAVELET DISCRETA (TWD)

A transformada *wavelet* tem sido uma das ferramentas matemáticas mais estudadas para detecção de distúrbios transitórios em sistemas de potência nos últimos anos, sendo uma ferramenta para o processamento de sinais não estacionários, ou seja, sinais cujo conteúdo espectral varia com o tempo.

O conceito básico das *wavelets* é derivado da transformada de Haar, proposta em 1910. Porém, apenas na década de 80 as *wavelets* foram matematicamente formuladas em Grossman & Morlet (1984) e Daubechies (1992). Por meio de operações de escalonamentos e translações em uma função base, a transformada *wavelet* decompõe um sinal em diferentes faixas de frequências (escalas ou níveis de resolução).

Na maioria das aplicações práticas, predomina a versão discreta, denominada transformada *wavelet* discreta (TWD), que é comumente implementada na forma de um banco de filtros (BRITO *et al.*, 2012):

$$s_j(k) = \sum_n h_\varphi(n - 2k)s_{j-1}(n), \quad (3.27)$$

$$w_j(k) = \sum_n h_\psi(n - 2k)s_{j-1}(n), \quad (3.28)$$

sendo $s_j(k)$ e $w_j(k)$ os coeficientes escala e *wavelet* da escala de resolução j , respectivamente; h_φ e h_ψ os filtros passa-baixa e passa-alta (filtros escala e *wavelet*), respectivamente.

No âmbito de processamento de sinais, as equações 3.27 e 3.28 representam um processo de filtragem digital, seguido de sub-amostragem por um fator de dois. Esse processo é ilustrado na Figura 3.8. Os blocos com o símbolo $\downarrow 2$ representam a operação de subamostragem por dois, enquanto os demais blocos representam a convolução do sinal de entrada com os filtros h_φ e h_ψ .

O sinal de entrada s_0 , após ser apresentado a um estágio da TWD (ou 1ª escala), é decomposto nas componentes s_1 e w_1 , que são respectivamente, os coeficientes escala e *wavelet* da primeira escala. A componente s_1 retém o conteúdo de baixa frequência do sinal s_0 , enquanto que a componente w_1 retém o conteúdo de alta frequência. A componente s_1 pode, ainda, ser decomposta em mais duas componentes s_2 e w_2 , e assim por diante.

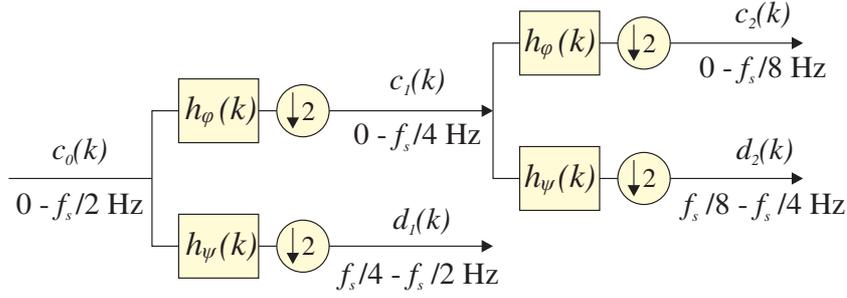


Figura 3.8. Decomposição *wavelet* em dois níveis de resolução. (SANTOS, 2016; COSTA, 2010)

3.6.1 Transformada *Wavelet* Discreta Redundante - TWDR

A TWDR é também conhecida como estacionária, sendo uma modificação do algoritmo TWD. No entanto, a TWDR torna-se invariante ao deslocamento no tempo por não apresentar o processo de subamostragem nos cálculos dos coeficientes *wavelet* e escala. Segundo Costa *et al.* (2010), a TWDR apresenta melhor desempenho para detecção de transitórios eletromagnéticos em tempo real.

Os coeficientes escala s_j e *wavelet* w_j ; na TWDR são obtidos por convolução destes com os filtros h_φ e h_ψ , na escala j , como segue (PERCIVAL; WALDEN, 2000):

$$s_j(k) = \sum_{l=-\infty}^{\infty} \frac{h_{\varphi j}}{\sqrt{2}}(n-k)x(n), \quad (3.29)$$

$$w_j(k) = \sum_{l=-\infty}^{\infty} \frac{h_{\psi j}}{\sqrt{2}}(n-k)x(n), \quad (3.30)$$

3.6.2 Energias dos Coeficientes Escala e *Wavelet*

Segundo Percival & Walden (2000), a energia de um sinal x é igual à soma dos coeficientes w_j ; ao quadrado, em diferentes níveis de resolução $j = 1, 2, \dots, J$, com os coeficientes s_j ; ao quadrado no nível de resolução J :

$$\sum_{k=1}^{k_t} |x(k)|^2 = \sum_{k=1}^{k_t} |s_J(k)|^2 + \sum_{j=1}^J \sum_{k=1}^{k_t} |w_j(k)|^2, \quad (3.31)$$

sendo: $\sum_{k=1}^{k_t} |x(k)|^2$ a energia do sinal original x_0 , $\sum_{k=1}^{k_t} |s_J(k)|^2$ energia dos coeficientes de escala J , $\sum_{k=1}^{k_t} |w_j(k)|^2$ energia dos coeficientes *wavelet* da escala j .

Em Costa & Driesen (2013) as energias dos coeficientes escala e *wavelet* da primeira escala são definidas e calculadas como:

$$\ddot{\varepsilon}(k) = \sum_{n=k-\Delta k+1}^k s_1^2(n), \quad (3.32)$$

$$\dot{\varepsilon}(k) = \sum_{n=k-\Delta k+1}^k w_1^2(n), \quad (3.33)$$

desde que $k \geq k_x + \Delta k + L - 2$. Essas energias levam em consideração todos os coeficientes escala e *wavelet* nas janelas móveis, respectivamente.

3.6.3 Energias dos Coeficientes Escala e *Wavelet* com Efeito de Borda

Costa (2014) propõe a decomposição da energia espectral de uma janela deslizante em termos das energias dos coeficiente escala e *wavelet* como segue:

$$\varepsilon(k) = \varepsilon^s(k) + \varepsilon^w(k), \quad (3.34)$$

sendo $\varepsilon^s(k)$ e $\varepsilon^w(k)$ decompostas em:

$$\varepsilon^s(k) = \varepsilon^{sa}(k) + \varepsilon^{sb}(k), \quad (3.35)$$

$$\varepsilon^w(k) = \varepsilon^{wa}(k) + \varepsilon^{wb}(k), \quad (3.36)$$

para $k > \Delta k - 1$. Os componentes $\varepsilon^{sa}(k)$ e $\varepsilon^{wa}(k)$ são devido aos coeficientes escala e *wavelet* com efeito de borda, como segue:

$$\varepsilon^{sa}(k) = \sum_{n=1}^{L-1} \tilde{s}^2(n), \quad (3.37)$$

$$\varepsilon^{wa}(k) = \sum_{n=1}^{L-1} \tilde{w}^2(n), \quad (3.38)$$

sendo $k > \Delta k - 1$. Os coeficientes escala \tilde{s} e *wavelet* \tilde{w} com efeito de borda são calculados como segue:

$$\tilde{s}(k) = \sum_{l=1}^L \tilde{h}_{\varphi}(l) \tilde{v}(n+l-1), \quad (3.39)$$

$$\tilde{s}(k) = \sum_{l=1}^L \tilde{h}_{\psi}(l) \tilde{v}(n+l-1), \quad (3.40)$$

sendo $n = 1, 2, \dots, L - 1$ e $\tilde{v} = \tilde{v}(1), \tilde{v}(2), \dots, \tilde{v}(2L - 2) = v(k - L + 2), v(k - L + 3), \dots, v(k), v(k - \Delta k + 1), \dots, v(k - \Delta k + L - 1)$ é a sequência do último $L - 1$ e a primeira $L - 1$ amostras da janela deslizante do sinal.

Nesta Tese, as energias dos coeficientes escala e *wavelet* com efeito de borda serão utilizados para o monitoramento das variações da tensão fazendo uso desta técnica proposta por (COSTA; DRIESEN, 2013).

3.7 REQUISITOS NO SISTEMA COM GD

As normas IEEE 1547 (IEEE-STD-1547, 2008, 2003, 2014), indicam, entre outras, alguns detalhes referentes à interconexão de fontes de GD nos sistemas de distribuição, incluindo informações sobre detecção de ilhamento. As funções de proteção do sistema de interconexão devem detectar o valor RMS ou o valor de frequência fundamental da tensão fase-fase ou fase-neutro dependendo do tipo de conexão do transformador de interconexão da fonte de GD com a rede (IEEE-STD-1547, 2014).

Na Tabela 3.3 apresenta-se a faixa de ajustes da temporização ² máxima e padrão para o disparo da proteção para desconexão da fonte de GD para os níveis de sub e sobretensão, enquanto que na Tabela 3.4 apresenta-se a informação da temporização máxima e nominal para desconexão da fonte de GD para eventos de sobre e subfrequência.

Em sistemas de 50 Hz, os relés de variação de frequência são tipicamente definidos entre 0,1 e 1,0 Hz e o tempo de operação está entre 200 e 500 ms (JENKINS *et al.*, 2000).

No Brasil, levando em consideração a Resolução Normativa ANEEL n^o 687/2015 que trata

²A temporização começa a partir do início da operação anormal da rede, nesse ponto, até o desligamento da fonte de GD da rede principal.

Tabela 3.3. Tempo de resposta do sistema de interconexão para tensões fora da nominal. (IEEE-STD-1547, 2014)

Faixa ^a (% da tensão base ^a)	Tempo de interrupção ^b (s)
$V < 50$	0,16
$50 \leq V < 88$	2,00
$110 < V < 120$	1,00
$V \geq 120$	0,16

^a Tensão base é a tensão nominal do sistema indicado em ANSI C84.1-2011, Tabela 1.

^b $GD \leq 30kW$, máximo tempo de interrupção, $GD > 30kW$ tempo de interrupção padrão.

Tabela 3.4. IEEE 1547 Faixas de frequência. Faixas de ajuste da temporização da função sub e sobrefrequência. (Fonte: IEEE-Std-1547 (2014))

Função	Configuração padrão		Faixa ajustável	
	Frequência (Hz)	Tempo/Interrupção (s)	Frequência (Hz)	Tempo/Interrupção: ajustável até (s)
Subfrequência	< 57	0,16	56-60	10
	$< 59,5$	2	56-60	300
Sobrefrequência	$> 60,5$	2	60-64	300
	> 62	0,16	60-64	10

do acesso das fontes de GD às redes de distribuição, esta resolução indica o uso de alguns procedimentos da PRODIST³ e sejam considerados para sistemas com GD, pois o PRODIST são procedimento usados especificamente no sistemas de distribuição convencionais, ou seja, em sistemas sem GD. No entanto, espera-se, com o tempo, que estas normas e procedimentos sejam adaptadas e atualizadas para nossa realidade, onde os sistemas de distribuição comportem fontes de GD, tornando os consumidores, antigamente agentes passivos do sistema de distribuição, em fornecedores da sua própria energia, agentes ativos. Neste contexto, O PRODIST, módulo 8, que trata da QEE, tem como objetivo estabelecer os procedimentos relativos à QEE, levando em consideração, principalmente a qualidade do produto e a qualidade do serviço presentes no sistema de energia elétrica (ANEEL, 2012).

3.8 SÍNTESE DO CAPÍTULO

Nesta seção, foram apresentadas as informações necessárias, básicas do processo de detecção de ilhamento de fontes de geração distribuída, tais como: o algoritmo básico para detecção

³Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional

ilhamento, algumas técnicas existentes para a detecção de ilhamento de fontes de GD e descrição dos métodos de detecção passivos. Apresenta-se, também, a normatização e os procedimentos existentes para sistemas de distribuição com GD.

MÉTODO PROPOSTO

A proteção anti-ilhamento de fontes de GD é composta de duas funções de proteção, de variação de frequência e de variação de tensão. No método proposto nesta tese para a estimação da frequência fundamental, propõe-se um novo algoritmo baseado em LMS dos valores complexos da tensão, o qual consiste em uma versão melhorada das técnicas apresentadas em Abdollahi & Matinfar (2011b), Xia *et al.* (2012a). Este algoritmo é auto-adaptativo às condições de operação do sistema de distribuição, necessário para estudos de detecção de ilhamento, faltas no sistema, condições de conexão e desconexão de cargas, entre outros. O modelamento do esquema de proteção para detecção de ilhamento é realizado em duas partes: primeiro, um modelo computacional de um relé de variação de frequência (sobre e subfrequência) será implementado conforme o método proposto nesta tese; segundo, um modelo computacional de variação de tensão (sobre e subtensão) do sistema será implementado utilizando a transformada *wavelet*, conforme metodologia proposta por Costa & Driesen (2013).

O diagrama geral da metodologia proposta para detecção de ilhamento é apresentado na Figura 4.1, cujas principais etapas são a estimação de frequência fundamental do sistema e a detecção de ilhamento de fontes de GD. Se os sinais estimados ultrapassarem as faixas de operação permitidas, um sinal de disparo do relé será enviado para acionar a abertura do disjuntor que liga as fontes de GD com a rede principal.

4.1 MODELO COMPUTACIONAL DO RELÉ DE VARIAÇÃO DA FREQUÊNCIA

A frequência é um importante parâmetro para proteção da GD, controle e QEE da GD, no qual só é permitido uma variação dentro de um pequeno intervalo pré-definido, sendo que suas variações são, entre outras, consequências de um desequilíbrio dinâmico entre a geração e a carga instalada no sistema. Estimação da frequência, com precisão, é essencial assim como a

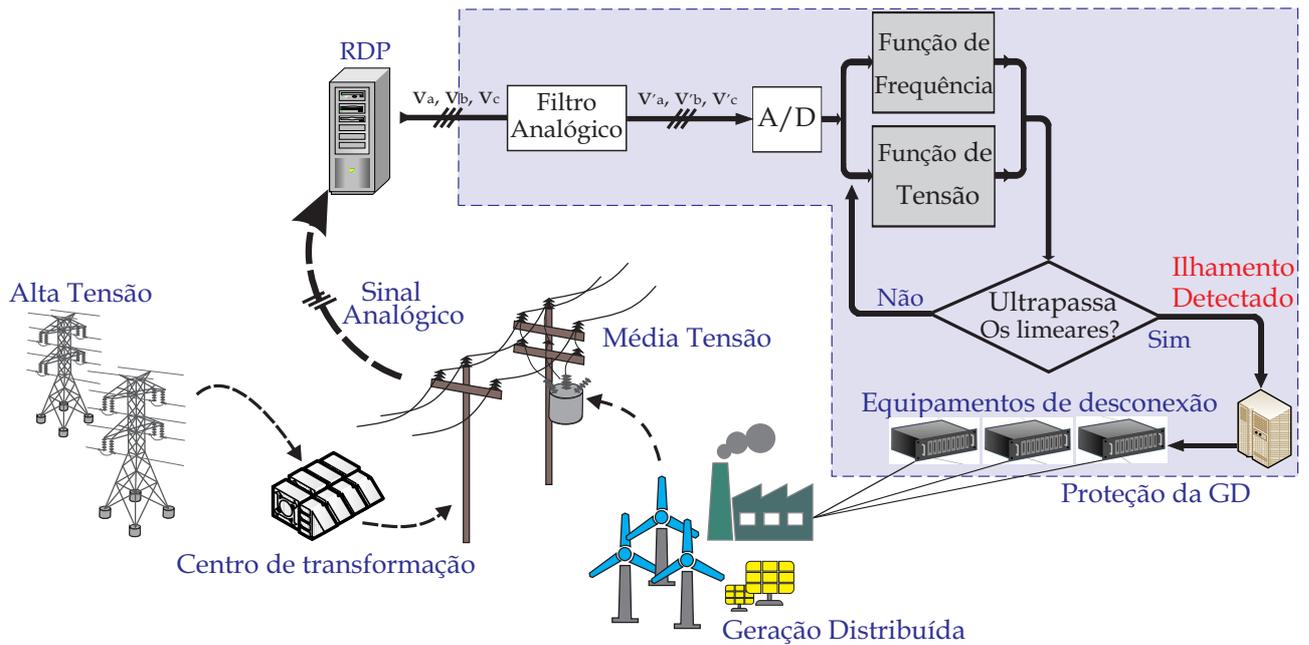


Figura 4.1. Esquema geral do método proposto para detecção de ilhamento de fontes de GD.

manutenção do valor nominal da frequência dentro de uma faixa pré-estabelecida para manter o fornecimento da energia estável e com qualidade. Dessa maneira, em situações de ilhamento em sistemas de distribuição, a função de variação de frequência do relé pode ser baseada na estimativa da frequência pelo método proposto.

Na Figura 4.2 apresenta-se o modelo de variação da frequência baseada na velocidade angular proposto em Vieira *et al.* (2006), porém, com a modificação de que o sinal de entrada no modelo computacional do relé para detecção de ilhamento será fornecida pelo método adaptativo baseado nos mínimos quadrados proposto neste trabalho.

No modelo apresentado na Figura 4.2 a taxa de variação da frequência é calculada sobre a forma de onda da tensão da barra onde se encontra instalado o sistema de proteção da GD. O sinal de tensão analógico é filtrado por filtros passa-baixas e o sinal resultante é convertido de sinal analógico para digital. O sinal digital é, então, utilizado para a estimativa da frequência fundamental do sistema. Portanto, a frequência estimada é utilizada pelo relé para decidir se o disjuntor deve ser aberto ou não a partir da violação, ou não, dos limiares de ajuste do relé previamente estabelecidos. Na Figura 4.2, o relé de variação de frequência foi equipado com um elemento que bloqueia o funcionamento do relé ($V_{bloqueio} = 0$) se o valor eficaz da tensão terminal estiver acima de um determinado valor. Portanto, um sinal de disparo só será gerado se o relé de frequência e de tensão ultrapassarem os valores de ajuste do relé.

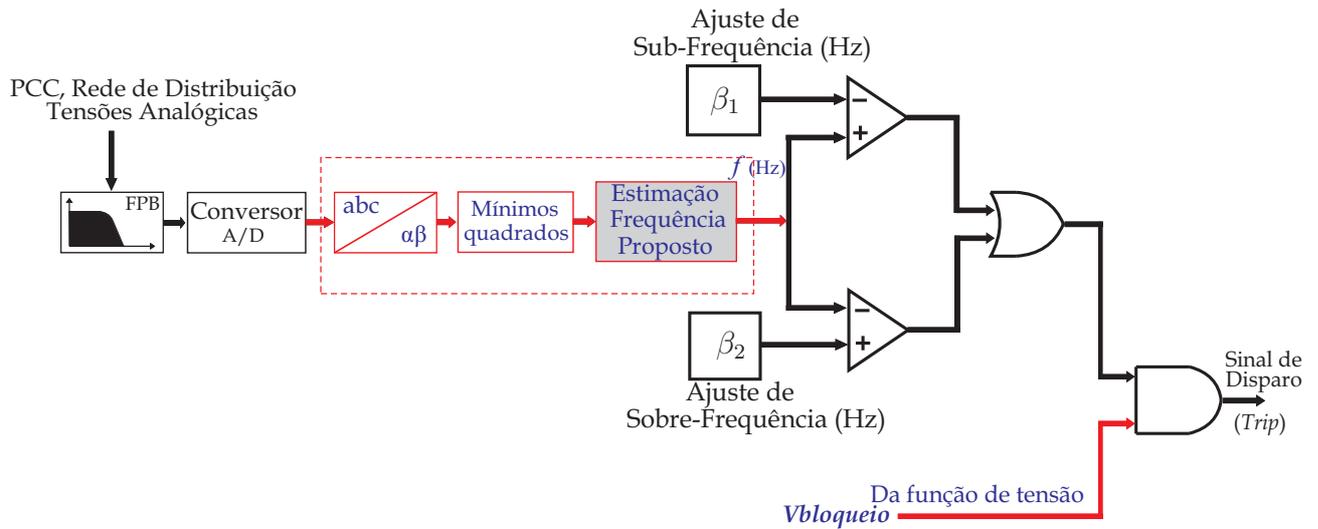


Figura 4.2. Modelo computacional do relé de frequência proposto.

De acordo com a Tabela 4.1, esses relés podem ter atuação temporizada, ou seja, quando a taxa de variação da frequência exceder o ajuste do relé e, assim, permanecer além de um tempo pré-ajustado (T_{set}), o relé opera.

Tabela 4.1. Faixa de ajustes típica para relés de variação de frequência.

Fixas típicas disponíveis	
Sem GD	Com GD
0,1 Hz/s a 1 Hz/s	0,1 Hz/s a 1,20 Hz/s

Fonte:(JúNIOR, 2006)

Os ajustes inferior β_1 e superior β_2 são comparados com a frequência estimada, ocorrendo uma atuação caso haja violação de um desses ajustes. Tipicamente, de acordo com a Tabela 4.1, os valores de ajuste são 0,1 Hz/s e 1,0 Hz/s para sistemas sem GD. No caso de sistemas com GD, os ajustes do relé usualmente varia entre 0,12 Hz/s para 1,2 Hz/s.

Na prática, o tempo de atuação de relés de taxa de variação de frequência se encontra dentro de uma faixa de 100 a 300 ms, dependendo do fabricante do dispositivo. O tempo mínimo de operação está entre 100 e 130 ms, e deve-se, principalmente, a dois fatores: atraso inerente do circuito de medição do relé e ao processamento do algoritmo do relé (ABB, 2002; Schneider Electric, 2007). Portanto, com o objetivo de adaptar o modelo utilizado neste trabalho para considerar o tempo mínimo de operação dos relés de taxa de variação de frequência, uma temporização de 130 ms será adicionada ao modelo computacional da Figura 4.2.

4.1.1 Algoritmo Proposto para Estimação da Frequência

O sinal de tensão em um sistema trifásico desbalanceado pode ser representado, no tempo discreto, da seguinte forma:

$$\begin{aligned} v_a(k) &= V_a(k)\cos(\omega k\Delta T + \phi) + \eta_a(k), \\ v_b(k) &= V_b(k)\cos\left(\omega k\Delta T + \phi - \frac{2\pi}{3} + \Delta_b\right) + \eta_b(k), \\ v_c(k) &= V_c(k)\cos\left(\omega k\Delta T + \phi + \frac{2\pi}{3} + \Delta_c\right) + \eta_c(k), \end{aligned} \quad (4.1)$$

sendo que, ϕ denota a fase da componente fundamental, enquanto η_a , η_b e η_c são as distorções do sinal, e Δ_b e Δ_c representam a defasagem das fases, tomando-se a fase a como referência.

A tensão trifásica da rede da equação (4.1) pode ser transformada para um sinal usando a transformada de *Clarke* ou transformação $\alpha\beta 0$ (PRADHAN *et al.*, 2005; SUBUDHI *et al.*, 2012). Esta transformada converte o sinal trifásico em sinais de: sequência-zero v_0 e sinais de eixo direto e de quadratura (v_α e v_β), respectivamente, mediante:

$$\begin{bmatrix} v_0(k) \\ v_\alpha(k) \\ v_\beta(k) \end{bmatrix} = \mathbf{C}_{\alpha\beta 0} \begin{bmatrix} v_a(k) \\ v_b(k) \\ v_c(k) \end{bmatrix} \iff \mathbf{A}_{\alpha\beta 0} = \mathbf{C}_{\alpha\beta 0}\mathbf{A}_{abc}, \quad (4.2)$$

com

$$\mathbf{C}_{\alpha\beta 0} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \frac{\sqrt{2}}{2} & \frac{\sqrt{2}}{2} & \frac{\sqrt{2}}{2} \\ 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix}, \quad (4.3)$$

sendo \mathbf{A}_{abc} a matriz que contém informações do sinal trifásico da tensão, e $\mathbf{A}_{\alpha\beta 0}$ a matriz que representa as componentes de sequência direta, em quadratura e zero. Em sistemas equilibrados a amplitude da tensão é a mesma nas fases, $V_a(k) = V_b(k) = V_c(k)$ e $\Delta_b = \Delta_c = 0$, de modo que os sinais de tensão $v_\alpha(k)$ e $v_\beta(k)$ podem ser reescritos mediante:

$$\begin{aligned} v_\alpha(k) &= A(k)\cos(\omega k\Delta T + \phi) + \eta_\alpha(k), \\ v_\beta(k) &= A(k)\cos\left(\omega k\Delta T + \phi + \frac{\pi}{2}\right) + \eta_\beta(k), \end{aligned}$$

sendo a componente de sequência zero $v_0(k) = 0$ e $A(k) = \frac{\sqrt{6}}{2}V_a(k)$. Mediante a transformação $\alpha\beta$ as distorções são denotadas por:

$$\eta_\alpha(k) = \sqrt{\frac{2}{3}} \left(\eta_a(k) - \frac{1}{2}\eta_b(k) - \frac{1}{2}\eta_c(k) \right),$$

$$\eta_\beta(k) = \sqrt{\frac{2}{3}} \left(\frac{\sqrt{3}}{2}\eta_b(k) - \frac{\sqrt{3}}{2}\eta_c(k) \right).$$

Na prática, só as componentes v_α e v_β são usadas para a estimação da frequência (XIA *et al.*, 2012b). Usando a transformação $\alpha\beta$ é possível obter o sinal de tensão complexa do sinal $v(k)$, que será utilizado para o cálculo da estimação da frequência mediante:

$$\hat{v}(k) = v_\alpha(k) + jv_\beta(k). \quad (4.4)$$

4.1.1.1 Sistema Balanceado

O sinal complexo da tensão de um sistema balanceado pode ser modelado usando coordenadas polares, como segue:

$$\hat{v}_{(k)} = \hat{A}e^{j(\hat{\omega}k\Delta T + \phi)}, \quad (4.5)$$

sendo \hat{A} a amplitude estimada do sinal complexo e $\hat{\omega}$ a frequência angular estimada do sinal. Se a amplitude estimada continua invariante no tempo, sinal balanceado, a trajetória do sinal de tensão, no plano $\alpha\beta$, percorrerá um círculo perfeito, como mostrado na Figura 4.3. No caso de uma trajetória circular, um novo valor $\hat{v}_{\alpha\beta}(k)$ pode ser expressado de forma recursiva utilizando a amostra anterior, $\hat{v}_{\alpha\beta}(k-1)$, assumindo a frequência do sinal constante entre as duas amostras do sinal.

4.1.1.2 Sistema Desbalanceado

Esta técnica é usada por Javidi *et al.* (2008) para o fasor complexo, denominada mínimo quadrado médio complexo (CLMS). Xia *et al.* (2012b) usa a mesma técnica CLMS para o sinal trifásico desequilibrado considerando uma outra abordagem denominada mínimos quadrados médios complexos aumentado (ACLMS do inglês *augmented complex least mean square*).

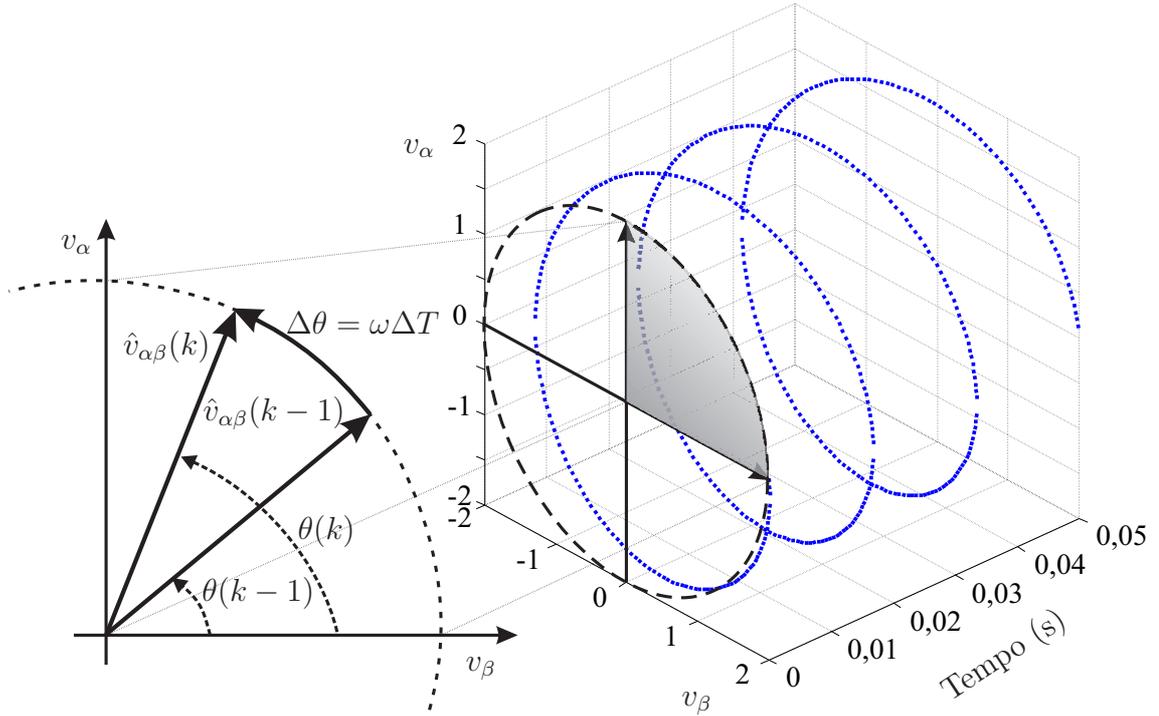


Figura 4.3. Trajetória do vetor da tensão, $v_{\alpha\beta}$, para um sistema trifásico balanceado no plano $\alpha - \beta$.

Quando o sistema elétrico trifásico é desbalanceado, a amplitude das tensões V_a , V_b e V_c não são idênticas e, portanto, a trajetória do vetor de tensão no plano $\alpha - \beta$ não será mais circular como mostrado na Figura 4.4. Nestas condições, para um sistema trifásico desbalanceado, ($V_a \neq V_b$, $V_a \neq V_c$ e $V_b \neq V_c$) o sinal de tensão complexo do sistema $v(k)$, que serve como o sinal desejado na estimação adaptativa da frequência, fazendo uso da transformada de Clarke, (4.3) e (4.2), é, por conseguinte, dada por:

$$v_{(k)} = v_{\alpha}(k) + jv_{\beta}(k), \quad (4.6)$$

sendo reescrita como:

$$v_{(k)} = A(k)e^{j(\hat{\omega}k\Delta T + \phi)} + B(k)e^{-j(\hat{\omega}k\Delta T + \phi)}, \quad (4.7)$$

no qual,

$$A(k) = \frac{\sqrt{6}(V_a(k) + V_b(k) + V_c(k))}{6}, \quad (4.8)$$

$$B(k) = \frac{\sqrt{6}(2V_a(k) - V_b(k) - V_c(k))}{12} - \frac{\sqrt{2}(V_b(k) - V_c(k))}{4},$$

obtidas a partir da transformada $\alpha\beta$ (Apêndice A).

O sinal de tensão $v(k)$ terá um trajeto não circular no plano $\alpha\beta$ (Figura 4.4) e pode ser escrita a partir do modelo estudado por Xia *et al.* (2012a).

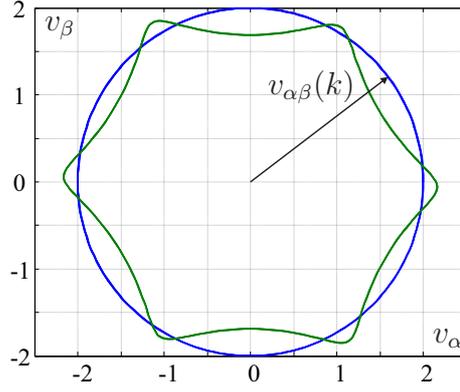


Figura 4.4. Trajetória do vetor da tensão $v_{\alpha\beta}$ para um sinal balanceado (trajetória circular) e para um sinal desbalanceado (trajetória não circular) no plano $\alpha - \beta$.

Da metodologia apresentada em Xia *et al.* (2012a), o sinal é estimado da seguinte forma:

$$\hat{v}_{(k+1)} = hv(k) + gv^*(k), \quad (4.9)$$

sendo h e g os vetores de ponderação do filtro adaptativo. Mediante a substituição da equação (4.7) na equação (4.9), tem-se:

$$\hat{v}_{(k+1)} = h(k)(Ae^{j(\hat{\omega}k\Delta T)} + Be^{-j(\hat{\omega}k\Delta T)}) + g(k)(Ae^{j(\hat{\omega}k\Delta T)} + Be^{-j(\hat{\omega}k\Delta T)})^*. \quad (4.10)$$

Desenvolvendo,

$$\begin{aligned} \hat{v}_{(k+1)} &= h(k)Ae^{j(\hat{\omega}k\Delta T)} + h(k)Be^{-j(\hat{\omega}k\Delta T)} + g(k)A^*e^{-j(\hat{\omega}k\Delta T)} + g(k)B^*e^{j(\hat{\omega}k\Delta T)} \\ &= (h(k)A + g(k)B^*)e^{j(\hat{\omega}k\Delta T)} + (h(k)B + g(k)A^*)e^{-j(\hat{\omega}k\Delta T)}. \end{aligned} \quad (4.11)$$

Por outro lado, a equação exata para $v(k+1)$ pode ser obtida a partir de (4.7) como segue:

$$\begin{aligned} v_{(k+1)} &= Ae^{j(\hat{\omega}(k+1)\Delta T)} + Be^{-j(\hat{\omega}(k+1)\Delta T)} \\ &= Ae^{j(\hat{\omega}\Delta T)}e^{j(\hat{\omega}k\Delta T)} + Be^{-j(\hat{\omega}\Delta T)}e^{-j(\hat{\omega}k\Delta T)}. \end{aligned} \quad (4.12)$$

No regime permanente pode-se considerar que $v_{(k+1)} \approx \hat{v}_{(k+1)}$. No entanto, em se tratando de um sinal trifásico desbalanceado, é preciso determinar o erro da estimação mediante a equação (3.17). Assim o erro de estimação para a amostra k pode ser calculada por:

$$\xi = v(k) - \hat{v}(k), \quad (4.13)$$

sendo $v(k)$ o valor medido e $\hat{v}(k)$ o valor estimado da tensão. No entanto, para que a equação (4.13) seja aplicável, é preciso reescrever as equações (4.11) e (4.12) para o instante k . Com

isto, obtém-se as seguintes equações:

$$\hat{v}_{(k)} = (hA + gB^*)e^{j(\hat{\omega}(k-1)\Delta T)} + (hB + gA^*)e^{-j(\hat{\omega}(k-1)\Delta T)}, \quad (4.14)$$

$$v_{(k)} = Ae^{j(\hat{\omega}\Delta T)}e^{j(\hat{\omega}(k-1)\Delta T)} + Be^{-j(\hat{\omega}\Delta T)}e^{-j(\hat{\omega}(k-1)\Delta T)}. \quad (4.15)$$

Segundo a teoria dos mínimos quadrados, a função custo para minimização de ξ é dado por:

$$\Psi(k) = \Phi|\xi(k)|^2 = \xi(k)\xi^*(k), \quad (4.16)$$

sendo $\Psi(k)$ a função custo para minimização do erro, Φ é o valor esperado, $*$ é o operador conjugado.

De acordo com a equação (3.16), o vetor de ponderação W é utilizado para calcular o próximo valor estimado:

$$\hat{v}(k) = \hat{v}(k-1)W(k-1), \quad (4.17)$$

sendo $W(k-1)$ o valor que pondera a estimativa $\hat{v}(k)$. No entanto, para um sistema trifásico desbalanceado, tem-se duas variáveis, $h(k)$ e $g(k)$, que ponderam a equação (4.9). Assim, calcula-se recursivamente os valores de ponderação mediante o uso do método do gradiente descendente:

$$h(k) = h(k-1) - \mu \nabla_h \Psi(k-1), \quad (4.18)$$

$$g(k) = g(k-1) - \mu \nabla_g \Psi(k-1), \quad (4.19)$$

sendo μ o tamanho do passo do algoritmo, ∇ o operador gradiente da função. Assim, aplicando o gradiente na equação (4.16), tem-se:

$$\nabla_h \Psi(k-1) = \frac{\partial \Psi(k-1)}{\partial h^*(k-1)} = \xi(k-1) \frac{\partial \xi^*(k-1)}{\partial h^*(k-1)} + \xi^*(k-1) \frac{\partial \xi(k-1)}{\partial h^*(k-1)}, \quad (4.20)$$

$$\nabla_g \Psi(k-1) = \frac{\partial \Psi(k-1)}{\partial g^*(k-1)} = \xi(k-1) \frac{\partial \xi^*(k-1)}{\partial g^*(k-1)} + \xi^*(k-1) \frac{\partial \xi(k-1)}{\partial g^*(k-1)}, \quad (4.21)$$

sabendo que:

$$\xi(k) = v(k-1) - hv(k-1) - gv^*(k-1),$$

$$\xi^*(k) = v^*(k-1) - h^*v^*(k-1) - g^*v(k-1).$$

Resolvendo as equações (4.20) e (4.21) e utilizando algumas regras de derivação¹, tem-se:

$$\nabla_h \Psi(k-1) = \frac{\partial \Psi(k-1)}{\partial h^*(k-1)} = -\xi(k-1)v^*(k-1), \quad (4.22)$$

¹Sejam $u(x)$ e $v(x)$ funções diferenciáveis e k uma constante. Se: $y = k \implies y' = 0$. Se: $y = u(x)v(x) \implies y' = u'(x)v(x) + u(x)v'(x)$.

$$\nabla_g \Psi(k-1) = \frac{\partial \Psi(k-1)}{\partial g^*(k-1)} = -\xi(k-1)v(k-1), \quad (4.23)$$

sendo que, $\frac{\partial \xi(k-1)}{\partial h^*(k-1)} = \frac{\partial \xi(k-1)}{\partial g^*(k-1)} = 0$.

Substituindo as equações (4.23) e (4.23) nas equações (4.18) e (4.19), respectivamente, tem-se:

$$h(k) = h(k-1) + \mu \xi(k-1)v^*(k-1), \quad (4.24)$$

$$g(k) = g(k-1) + \mu \xi(k-1)v(k-1). \quad (4.25)$$

No modelo CLMS, obteve-se os coeficientes $h(k)$ e $g(k)$ descrito nas equações (4.9), (4.24) e (4.25), que usam o tamanho do passo μ constante. No entanto, quando μ é considerado constante, o algoritmo sofre com o problema da baixa taxa de convergência durante uma situação desequilibrada no sistema.

Para uma melhor convergência do algoritmo, diferente da análise realizada em Xia *et al.* (2012a) que utiliza um valor de μ constante, propõe-se o uso de μ como sendo uma variável entre $(\mu_{min} < \mu < \mu_{max})$, sendo μ_{min} e μ_{max} os valores mínimo e máximo de μ .

Aplicando as equações (3.24) e (3.25) em (4.24) e (4.25), obtém-se os coeficiente $h(k)$ e $g(k)$, no entanto, com tamanho de passo variável $\mu(k)$ na amostra k como:

$$h(k) = h(k-1) + \mu(k)e(k-1)v^*(k-1), \quad (4.26)$$

$$g(k) = g(k-1) + \mu(k)e(k-1)v(k-1),$$

sendo $\mu(k)$ o tamanho-passo variável conhecido como o fator de convergência que controla a estabilidade e a taxa de convergência do algoritmo na amostra k . Diferente dos métodos tradicionais propostos em (JAVIDI *et al.*, 2008; XIA *et al.*, 2012b, 2012c; DINI; MANDIC, 2013; XIA *et al.*, 2015), nesta tese propõe-se o uso de (3.24) para uma melhor convergência. Calcula-se o valor de $\mu(k)$ mediante:

$$\mu(k) = \lambda \mu(k-1) + \gamma p(k)p^*(k), \quad (4.27)$$

sendo:

$$p(k) = \beta p(k-1) + (1 + \beta)\xi(k)\xi(k-1), \quad (4.28)$$

no qual $p(k)$ é o erro de autocorrelação, β é o parâmetro de ponderação e λ e γ são os parâmetros que controlam a convergência.

Considerando a equação (3.23), para os coeficientes $h(k)$ e $g(k)$ em um sistema trifásico desequilibrado, o tamanho de passo variável $\mu(k)$ é dado por:

$$\mu(k) = \begin{cases} \mu_{max}, & \text{se } \mu(k) > \mu_{max}, \\ \mu_{min}, & \text{se } \mu(k) < \mu_{min}, \\ \mu(k), & \text{Caso contrário} \end{cases}, \quad (4.29)$$

sendo $\mu(0) = \mu_{max}$ e $p(0) = \mu(0)$.

Para estimar a frequência instantânea do sistema a partir da equação (4.7) considerando que no regime permanente os valores atuais k e próximos $k + 1$ podem ser considerados iguais, assim: $v(k + 1) = v(k)$, $A(k + 1) = A(k)$ e $B(k + 1) = B(k)$. Neste sentido, então, pode-se igualar as equações (4.11) e (4.12), obtendo-se:

$$h(k)A(k) + g(k)B^*(k) = Ae^{j(\omega\Delta T)}, \quad (4.30)$$

$$e^{j(\omega\Delta T)} = h(k) + \frac{B^*(k)}{A(k)}g(k),$$

$$h(k)B(k) + g(k)A^*(k) = B(k)e^{-j(\omega\Delta T)}, \quad (4.31)$$

$$e^{-j(\omega\Delta T)} = h(k) + \frac{A^*(k)}{B(k)}g(k).$$

Conjugando a equação (4.31), tem-se:

$$e^{j(\omega\Delta T)} = h^*(k) + \frac{A(k)}{B^*(k)}g^*(k). \quad (4.32)$$

Substituindo a equação (4.32) na equação (4.30) e fazendo $s(k) = \frac{B^*(k)}{A(k)}$, tem-se a seguinte equação quadrática:

$$g(k)s^2(k) + (h(k) - h^*(k))s(k) - g^*(k) = 0. \quad (4.33)$$

A equação quadrática (4.33) é resolvida para a determinação das suas raízes, como segue:

Resolvendo a equação (4.33), tem-se duas raízes:

$$s_1(k) = \frac{-j\Im m(h(k)) + j\sqrt{\Im m^{(2)}(h(k)) - |g(k)|^2}}{g(k)}, \quad (4.34)$$

$$s_2(k) = \frac{-j\Im m(h(k)) - j\sqrt{\Im m^{(2)}(h(k)) - |g(k)|^2}}{g(k)}, \quad (4.35)$$

sendo $\Im m(\cdot)$ o operador que representa a parte imaginária do número complexo.

Considerando $s_1(k)$ e $s_2(k)$, o fasor $e^{j\omega\Delta T}$ pode ser estimado usando $h(k) + s_1(k)g(k)$ ou $h(k) + s_2(k)g(k)$. A parte imaginária de $e^{j\omega\Delta T}$ é positiva porque a frequência do sistema é menor que a frequência de amostragem e, para isso, a solução baseada em $s_2(k)$ pode ser desconsiderada (XIA *et al.*, 2012b).

Finalmente, a frequência $\hat{f}(k)$ pode ser estimada a partir de $e^{j\omega\Delta T}$ como segue:

$$\hat{f}(k) = \frac{1}{2\pi\Delta T} \text{sen}^{-1} (\Im m(h(k) + s_1(k)g(k))). \quad (4.36)$$

Na Figura 4.5 ilustra-se o esquema para estimação da frequência. O sinal trifásico é convertido de sinal analógico para digital e, em seguida, o sinal trifásico digital (V_a , V_b e V_c), para a tensão complexa mediante a transformação $\alpha\beta$ ($v(k) = v_\alpha + jv_\beta$). Finalmente, os métodos de estimação de frequência pelas equações (4.36) (3.11) e (3.9), são avaliados, obtendo a frequência fundamental do sistema.

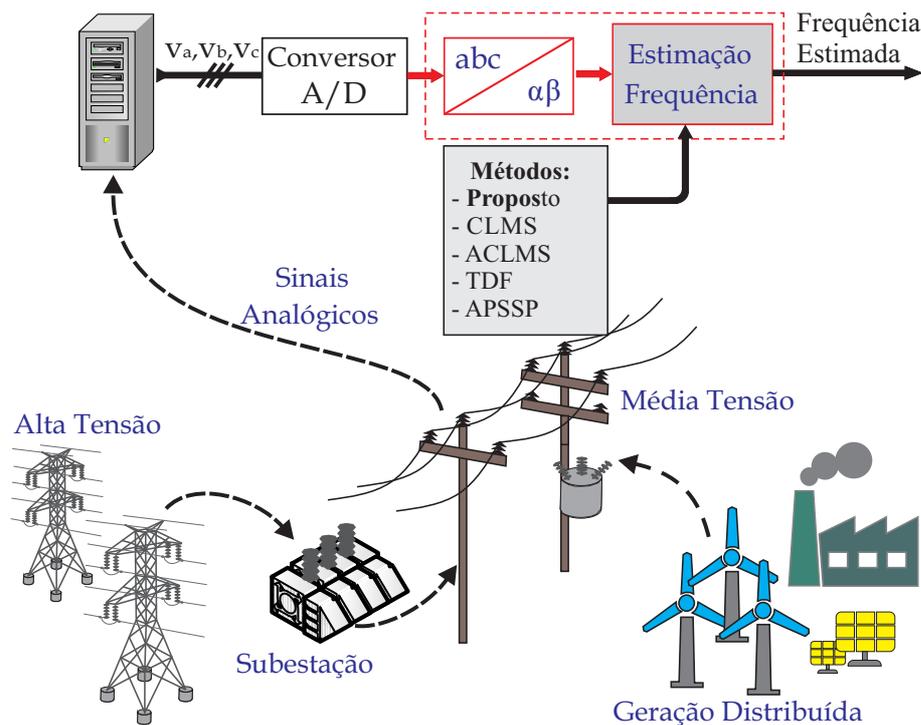


Figura 4.5. Esquema da estimação de frequência.

4.2 MODELO COMPUTACIONAL DO RELÉ DE VARIAÇÃO DA TENSÃO

Assim como a frequência, a tensão é um importante parâmetro para proteção, controle e QEE. Na Figura 4.6 apresenta-se o modelo computacional da função de variação da tensão, no

qual, só é permitido uma variação dentro de um pequeno intervalo pré-definido, sendo que suas variações são consequência de um desequilíbrio no sistema. Os relés de tensão determinam o valor eficaz da tensão da barra ao qual estão conectados. Segundo a ANSI o código da função de subtensão é 27 e a função de sobretensão é 59.

Segundo as normas IEC 61000-4-30 e IEEE 1159-1995, os limiares de afundamentos de tensão estão na faixa de 85% a 90% da tensão de referência do sistema (IEC, 2008; IEEE-STD-1547, 2009). Portanto, os sistemas elétricos devem suportar níveis entre 85% a 90% da tensão nominal por aproximadamente dois segundos. Entretanto, a norma IEEE-Std-1547 (2008) apresenta os tempos de desconexão aceitáveis para sistemas com geração distribuída, quando o valor eficaz da tensão encontra-se na faixa apresentada na Tabela 4.2. sendo V_{27} e V_{59} os

Tabela 4.2. Tempo de desconexão de funções sub/sobretensão para sistemas com GD.

Relé	Valor da Tensão	Tempo de atuação
Função 27	$V_{27}=0,88V$	Até 2 s
Função 59	$V_{59}=1,1V$	Até 1 s

limiares convencionais de sub/sobretensão.

De acordo com a Tabela 4.2, o relé 27 irá atuar quando o valor eficaz da tensão for inferior a 88% da tensão nominal (V), enquanto que o relé 59 irá atuar quando o valor eficaz da tensão for superior a 110% de V.

O valor eficaz da tensão ou tensão nominal para os relés 27 e 59 são obtidos por meio de transformadores de potencial (TP), mediante uma relação de transformação (RTP) como segue:

$$RTP = \frac{V_n}{V_s}, \quad (4.37)$$

sendo RTP a razão entre a tensão nominal do sistema (V_n), ao qual o TP será conectado, e tensão do secundário do TP (V_s), geralmente 115 V.

A tensão da barra desejada, antes de ser processada, passa pelos filtros na entrada do relé. O sinal resultante é então utilizado, nesta proposta, como sinal de entrada para o processamento *wavelet* proposto por Costa & Driesen (2013), para determinar as energias dos coeficientes escala da tensão e, depois, utilizado para comparar com os ajustes de subtensão/*wavelet* ($E_{Sub} = 27w$) e sobretensão/*wavelet* ($E_{Sobre} = 59w$), com $E_{sub} = 27_w$ e $E_{sobre} = 59_w$ os limiares dos coeficientes escala para as unidades de sub/sobretensão, respectivamente.

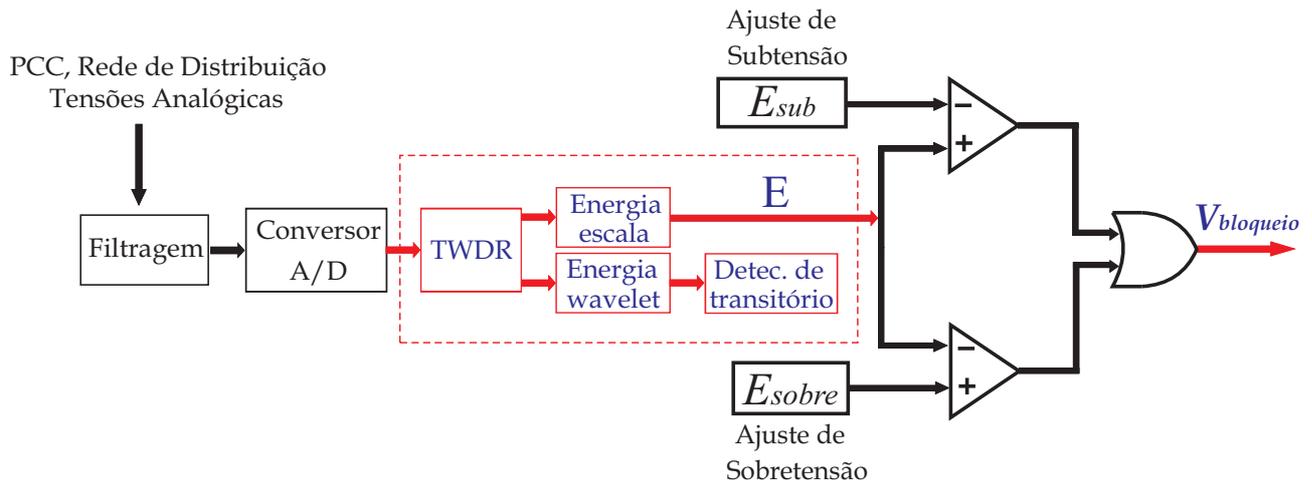


Figura 4.6. Modelo computacional do relé de tensão baseado na TWDR.

Na metodologia apresentada por Costa & Driesen (2013) basicamente calcula-se as energias dos coeficientes escala e *wavelet* da TWDR com efeito de borda ao invés da análise espectral da energia. As energias dos coeficientes escala proporcionam os índices de queda (magnitude e duração).

Esta metodologia será implementada no esquema de proteção de sub e sobretensão por ser uma ferramenta fácil e rápida para caracterização das variações de tensão. Normalmente, utilizam-se ajustes de 0,5 a 0,8 p.u. para subtensão e de 1,1 a 1,2 p.u. para sobretensão que serão reajustados para o nível de energia. Esses ajustes podem ser temporizados, ou não, dependendo do tipo de aplicação do relé (Júnior, 2006).

Costa & Driesen (2013) determinaram uma relação aproximada entre os limiares convencionais das funções de sub/sobretensão (V_{27}/V_{59}) da tensão RMS e os limiares das energias dos coeficientes escala. Esta relação é dada por:

$$E_{sub} = 27_w = V_{27}^2, \quad (4.38)$$

$$E_{sobre} = 59_w = V_{59}^2, \quad (4.39)$$

Na Tabela 4.3 apresenta-se os limiares utilizados na proteção para as energias dos coeficientes escala e para o método convencional (Tabela 4.2).

Os limiares desta tabela serão utilizados para a implementação das funções de sub/sobretensão

Tabela 4.3. Limiares das funções de proteção de sub/sobretensão.

Relé	Limiar Convencional	Limiar <i>Wavelet</i>
Função 27	$V_{27}=0,88V$	$E_{Sub}=27_w=0,77V^2 \Delta k$
Função 59	$V_{59}=1,1V$	$E_{Sobre}=59_w=1,21V^2 \Delta k$

wavelet para uma janela de amostras $\Delta k = 400$.

4.3 MODELO COMPUTACIONAL DA PROTEÇÃO ANTI-ILHAMENTO

Na Figura 4.7 apresenta-se o esquema de proteção anti-ilhamento de fontes de geração distribuída proposto.

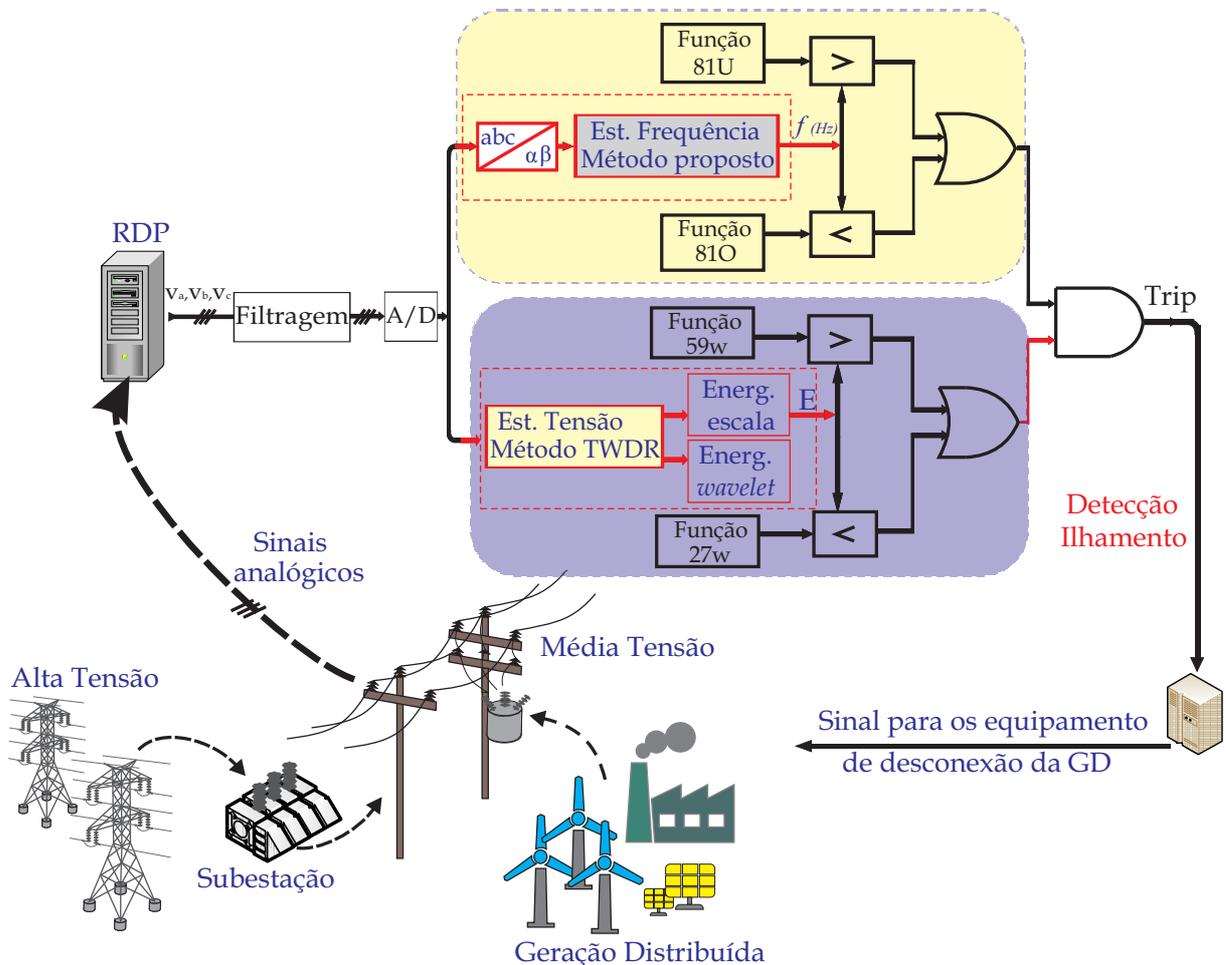


Figura 4.7. Esquema de proteção anti-ilhamento de fontes de geração distribuída proposto.

O esquema proposto foi implementado mediante diagrama de blocos no programa Simulink. Na Figura 4.8 apresenta-se o diagrama de entrada de dados. O F_PROP é o sinal da

frequência estimada pelo método proposto, o $V_wavelet$ é o sinal da tensão estimado pelo método da TWDR, o F_ROCOF é o sinal da frequência obtido diretamente do eixo do gerador, em rad/s , e então convertida para Hz pela constante $1/2\pi = 0,159155$ como apresentado na Figura 4.9.

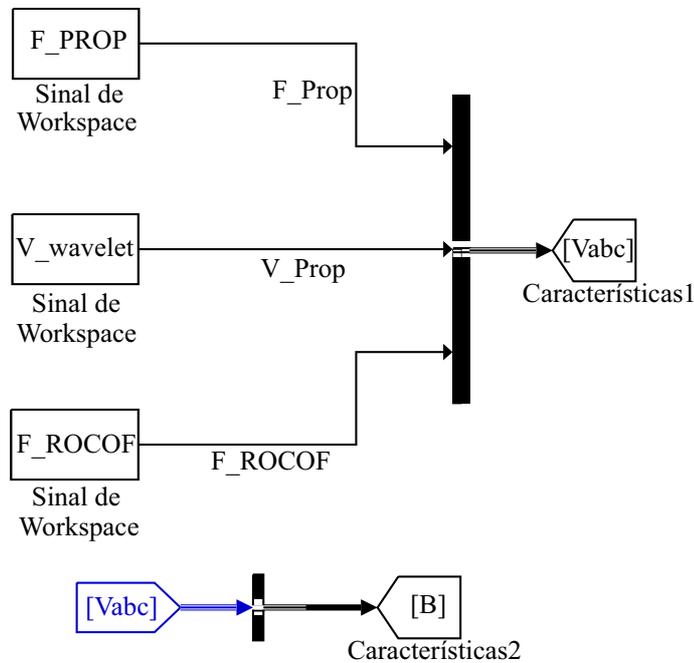


Figura 4.8. Bloco de entrada para a lógica de proteção.

Na Figura 4.10 apresenta-se a lógica de proteção anti-ilhamento implementado. Neste contexto, os limites utilizados para a proteção de sub e sobrefrequência são de 49,5 Hz e 50,5 Hz, respectivamente. O tempo de operação foi estabelecido em 300 ms. O limiars para a função de sub e sobretensão foram as apresentadas na Tabela 4.3.

4.4 SÍNTESE DO CAPÍTULO

Neste capítulo apresentou-se a modelagem matemática do algoritmo de estimação de frequência proposto para proteção de ilhamento baseado nos mínimos quadrados. A vantagem deste método é que ela incorpora uma técnica adaptativa, o que é um grande diferencial para sistemas de distribuição trifásicos desbalanceados em comparação a outros métodos clássicos de estimação da frequência. Também foi apresentada a TDWR que será implementada no bloco de sub/sobretensão.

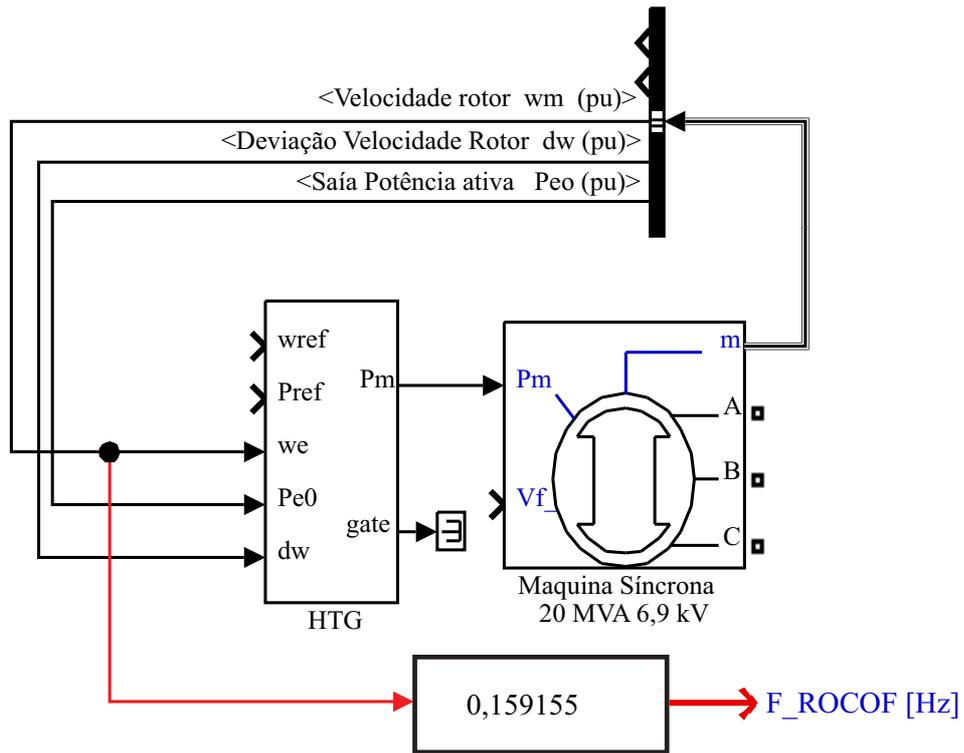


Figura 4.9. Bloco para obtenção da frequência de referência (F_{ROCOF}).

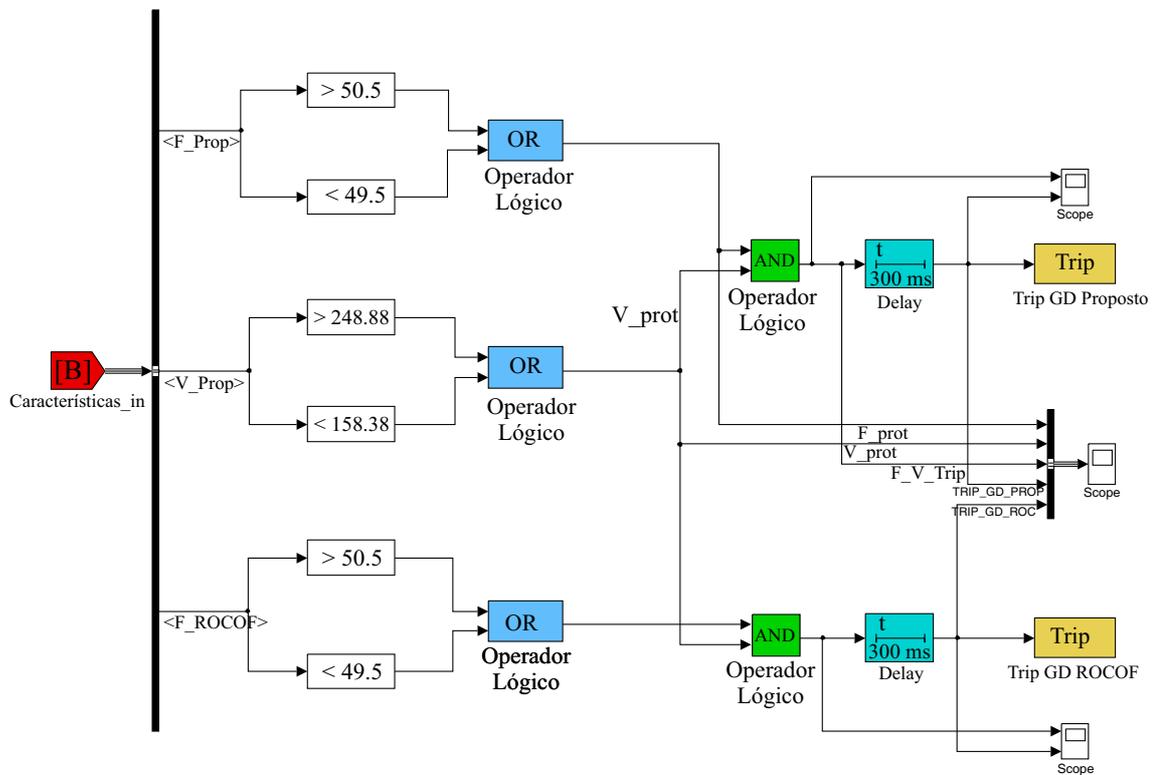


Figura 4.10. Lógica de proteção implementada.

AVALIAÇÃO DO MÉTODO PROPOSTO

Apresenta-se neste capítulo a avaliação do desempenho do método proposto para estimação de frequência e a comparação com os métodos clássicos. O desempenho do método proposto é comparado com os métodos APSSP (SORRENTINO *et al.*, 2010), DFT (MARCHESAN, 2013), CLMS (JAVIDI *et al.*, 2008) e ACLMS (XIA *et al.*, 2012b). Os parâmetros dos métodos apresentam-se na Tabela 5.1 (XIA *et al.*, 2012b; SRISTI *et al.*, 2001).

Tabela 5.1. Parâmetros utilizados nas simulações.

Algoritmo	Parâmetro	Valor
CLMS	μ	0,01
ACLMS	μ	0,01
Proposto	μ Inicial	μ_{max}
	p Inicial	μ Inicial
	γ	0,08
	λ	0,97
	β	0,99
	μ_{max}	0,01
	μ_{min}	0,001

5.1 AVALIAÇÃO DO DESEMPENHO DO ESTIMADOR DE FREQUÊNCIA USANDO SINAIS SINTÉTICOS

O desempenho do método proposto foi inicialmente avaliado usando sinais sintéticos. A importância do uso deste tipo de sinais na avaliação dos métodos consiste no conhecimento da frequência exata do sinal, tornando-se possível avaliar a influência da mudança da amplitude e fase do sinal e a incorporação de ruídos com diferentes níveis.

5.1.1 Sinal com Desequilíbrio em Amplitude e Fase

Desequilíbrios em amplitude e em fase dos sinais foram avaliados com sinais sintéticos de frequência $f=50$ Hz e taxa de amostragem de $f_s=5$ kHz (100 amostras por ciclo). Para realizar uma avaliação mais detalhada dos resultados obtidos, a comparação do desempenho dos métodos são apresentados em forma de boxplots. Este tipo de gráfico permite a representação da distribuição de um conjunto de dados em formato visual por meio de cinco índices estatísticos: o valor máximo ou limite superior, representado pela cauda superior; o quartil superior ou segundo quartil, representado pelo limite superior da caixa; a mediana, representada pela linha intermediária da caixa; o quartil inferior ou primeiro quartil, representado pelo limite inferior da caixa; e o valor mínimo ou limite inferior, representado pela cauda inferior.

Na Figura 5.1 apresenta-se o desempenho dos algoritmos de estimação da frequência fundamental para o sinal em condição de desequilíbrio na amplitude, sendo $\Delta_b = \Delta_c = 0$.

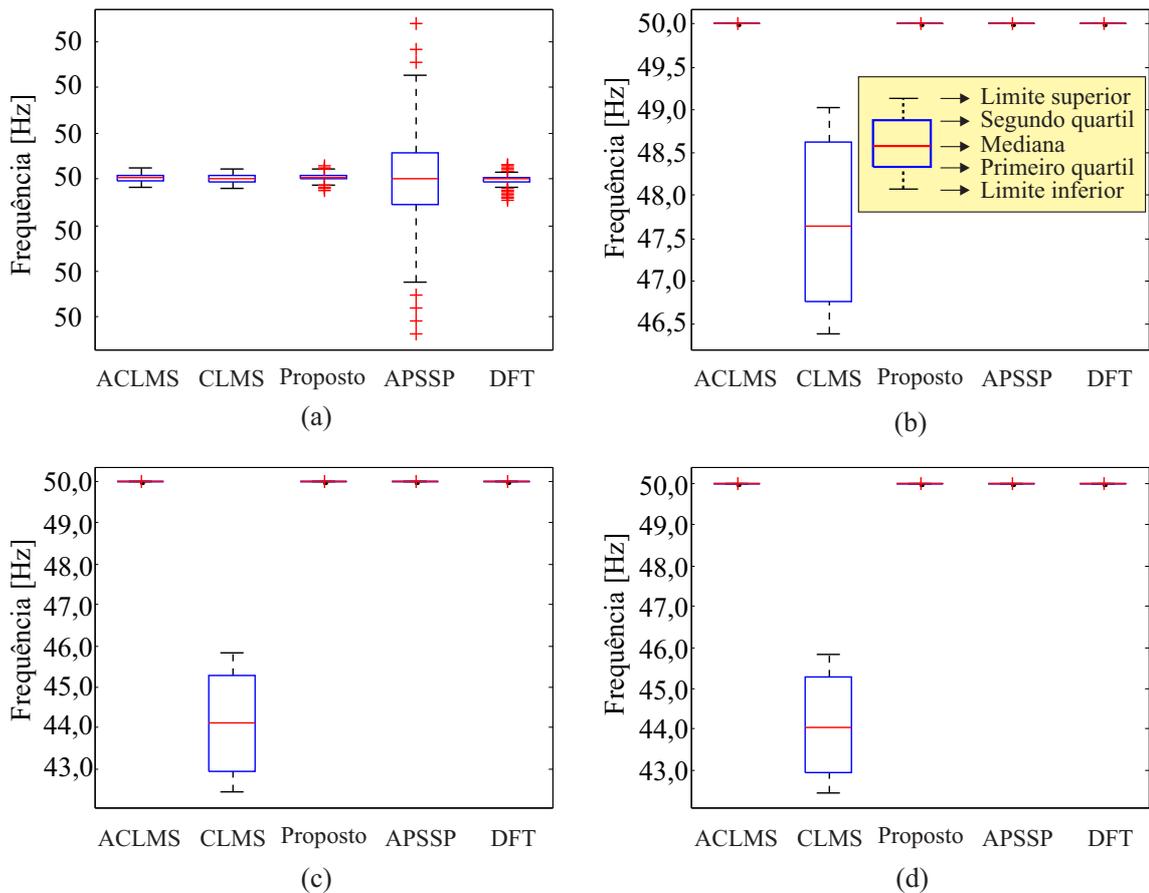


Figura 5.1. Estimação da frequência fundamental em condição de desequilíbrio em amplitude do sinal. (a) $V_a=V_b=V_c=1$ p.u.; (b) $V_a=0,6$ p.u.; $V_b=V_c=1$ p.u.; (c) $V_a=1$ p.u.; $V_b=V_c=0,7$ p.u.; (d) $V_a=0,6$ p.u.; $V_b=V_c=0,7$ p.u.

Com exceção do CLMS, todos os métodos avaliados apresentaram estimação satisfatória da frequência (Figura 5.1). O método CLMS apresentou desvio da frequência em até 6 Hz.

Nas Figuras 5.2 e 5.3 apresentam-se o desempenho dos algoritmos de estimação da frequência fundamental para sinais em condição de desequilíbrio em amplitude e fase.

Mais uma vez, o método CLMS apresentou baixo desempenho na estimação da frequência para os sinais com desequilíbrio na amplitude da tensão e nas fases, apresentando erros de estimação de até 3 Hz, enquanto que os métodos ACLMS, APSSP, DFT e o proposto apresentaram desempenho satisfatório.

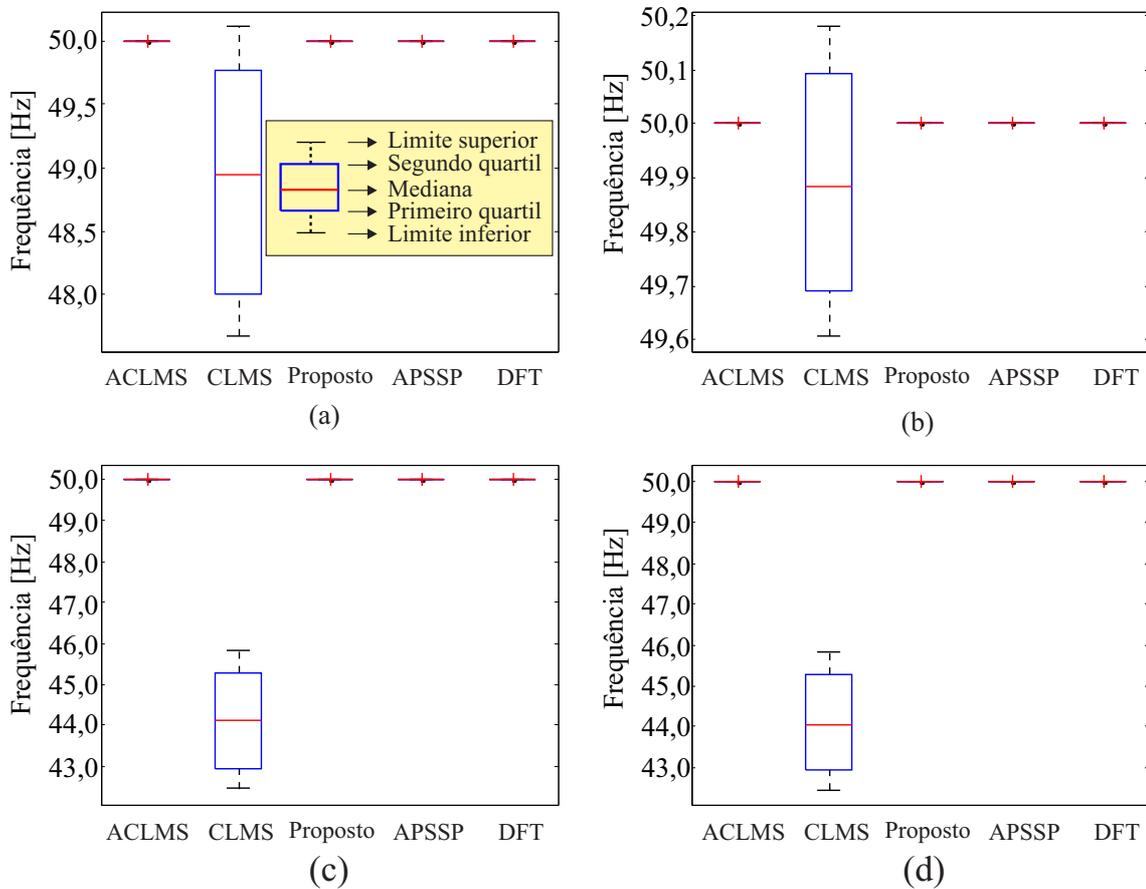


Figura 5.2. Estimação da frequência fundamental em condição de desequilíbrio em amplitude e em fase do sinal, defasagem de 10° . (a) $V_a=V_b=V_c=1$ p.u., (b) $V_a=0,6$ p.u., $V_b=V_c=1$ p.u., (c) $V_a=1$ p.u., $V_b=V_c=0,7$ p.u., (d) $V_a=0,6$ p.u., $V_b=V_c=0,7$ p.u.

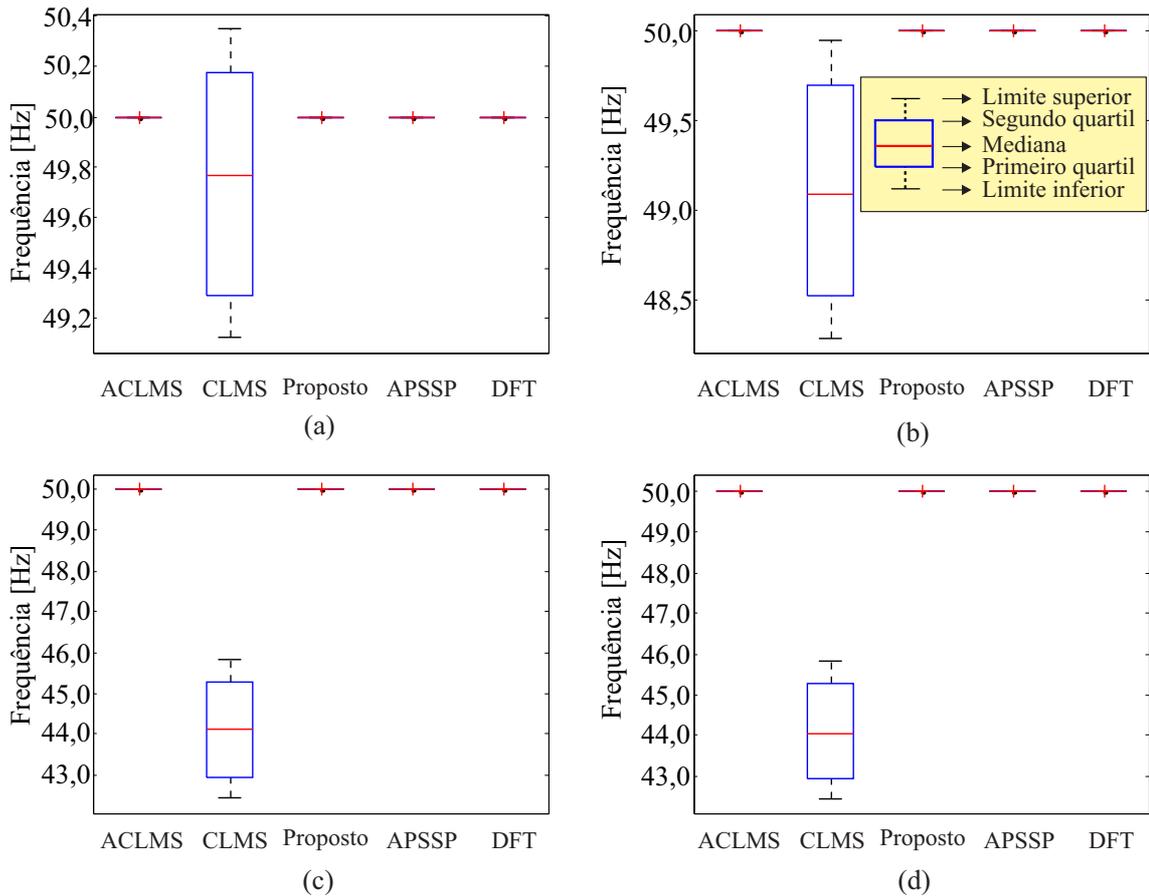


Figura 5.3. Estimação da frequência fundamental em condição de desequilíbrio em amplitude e em fase do sinal, defasagem de 5° . (a) $V_a=V_b=V_c=1$ p.u., (b) $V_a=0,6$ p.u., $V_b=V_c=1$ p.u., (c) $V_a=1$ p.u., $V_b=V_c=0,7$ p.u., (d) $V_a=0,6$ p.u., $V_b=V_c=0,7$ p.u.

5.1.2 Efeito do Ruído

Na Figura 5.4 apresenta-se o desempenho dos métodos ACLMS, CLMS, APSSP, DFT e proposto para estimação da frequência fundamental dos sinais analíticos com adição de ruído ao sinal com relação sinal ruído (SNR, do inglês *Signal-to-Noise Ratio*). Na Figura 5.4 apresenta-se o desempenho dos métodos avaliados para o sinal em equilíbrio em amplitude e fase com ruído.

Os métodos ACLMS, DFT e o proposto apresentaram bom desempenho na estimação da frequência para os diversos níveis de ruído, sendo o método proposto o menos afetado pelo ruído. Portanto, os métodos APSSP e CLMS foram os mais afetados pelo ruído. Todos os métodos tendem a ser afetados para SNR muito baixa.

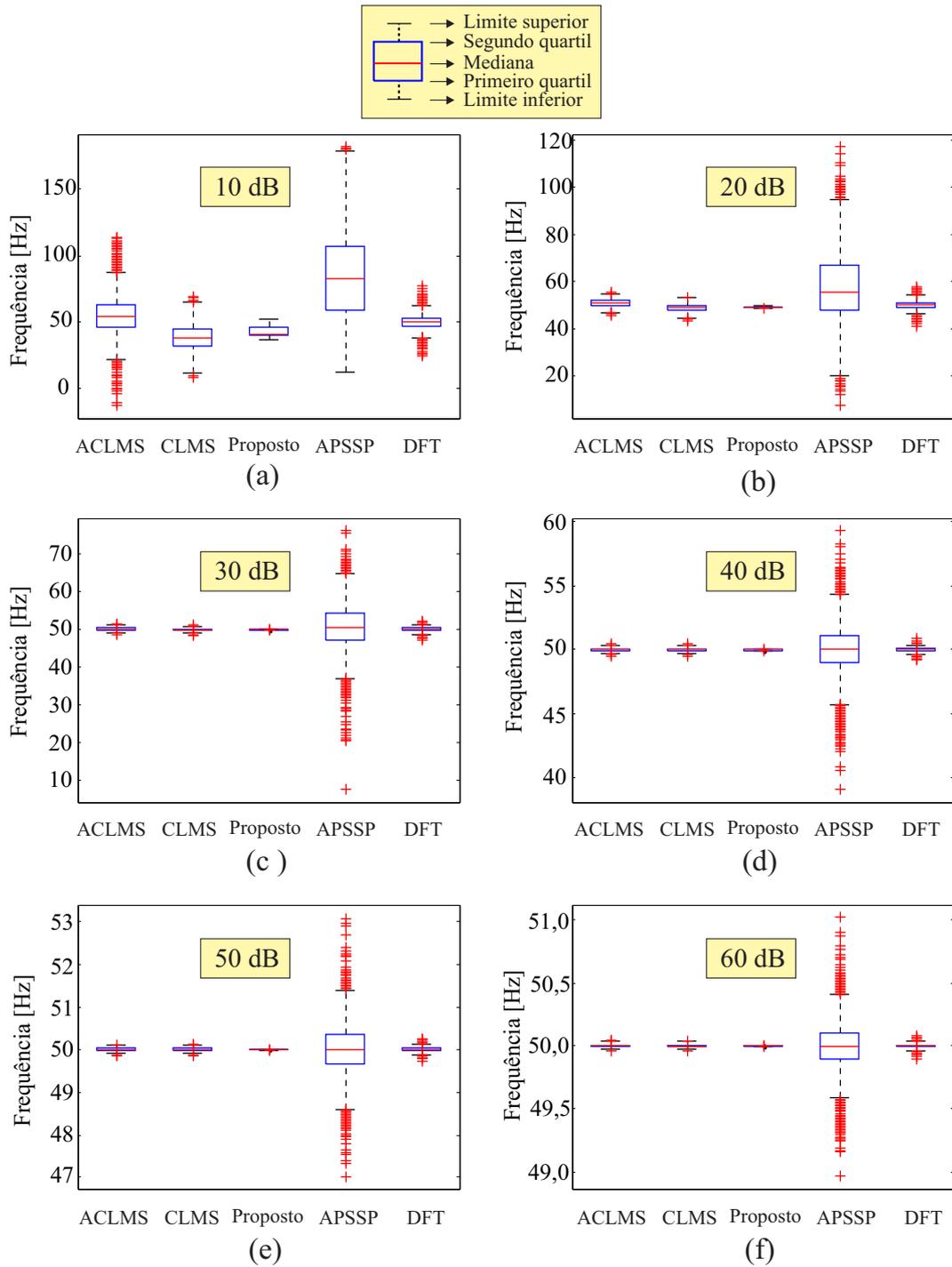


Figura 5.4. Estimação da frequência fundamental em condição de equilíbrio de amplitude ($V_a=V_b=V_c=1$ p.u.) e com SNR de: (a) 10 dB; (b) 20 dB; (c) 30 dB; (d) 40 dB; (e) 50 dB e (f) 60 dB.

5.1.3 Efeitos da Taxa de Amostragem

A frequência de amostragem também é um parâmetro importante a se avaliar nos métodos de estimação de frequência, pois quanto maior for a taxa de amostragem, existirá mais amostras em

um mesmo intervalo de tempo, e assim, o sinal analógico será representado com maior fidelidade pelo sinal digital. Na Figura 5.5 apresenta-se o desempenho do CLMS, ACLMS e o método proposto (métodos diretamente concorrentes por terem como base o LMS) considerando taxas de amostragem de 5 e 20 kHz no sinal em desequilíbrio e com SNR de 20, 40 e 60 dB.

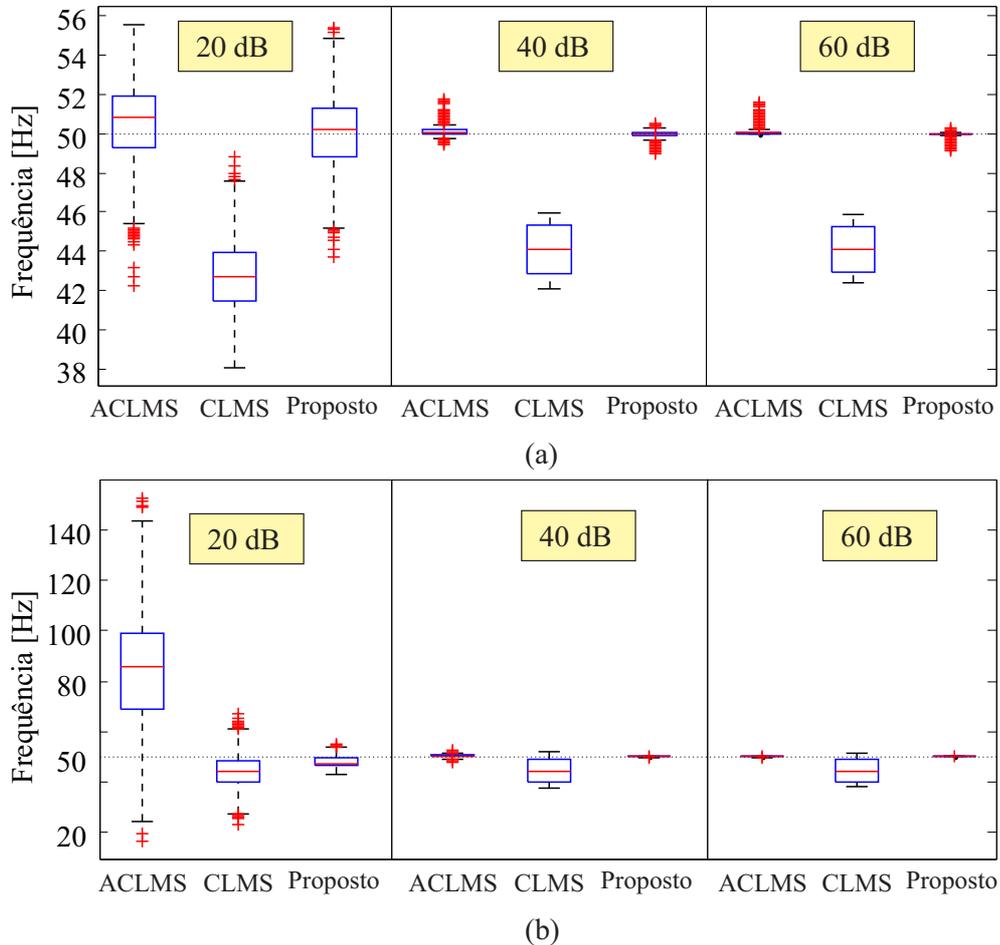


Figura 5.5. Desempenho da estimação da frequência fundamental do sistema com SNR de 20, 40 e 60 dB. (a) $f_s=5$ kHz ($N=100$ amostras/ciclo); (b) $f_s=20$ kHz ($N=400$ amostras/ciclo).

O algoritmo proposto apresentou melhor desempenho em todos os casos (Figura 5.5). Por outro lado, o CLMS apresentou uma baixa convergência para a estimação da frequência fundamental do sistema devido ao desequilíbrio dos sinais. Em relação à taxa amostragem, todos os métodos apresentaram melhor desempenho para 20 kHz, com exceção do método ACLMS para o caso com SNR de 20 dB e com taxa de amostragem de 20 kHz. Quanto aos efeitos do ruído, o ACLMS e o método proposto apresentaram melhores resultados para um SNR elevada. No entanto, o método proposto foi menos afetado pelo ruído.

Para aplicações em tempo real na proteção de sistemas elétricos, o pré-processamento dos

sinais é realizado a uma taxa de amostragem baixa, dependendo da frequência fundamental, desde 8 até 64 amostras por ciclo. No entanto, na atualidade, relés podem usar taxas de amostragem de ordem de 20 kHz (ASSOCIATION; ENGINEERS, 1995; COSTA *et al.*, 2017). Taxas de amostragem desta ordem também podem ser usadas em aplicações de controle, a exemplo de máquinas síncronas (AWAN, 2015-03-30).

5.2 AVALIAÇÃO DO DESEMPENHO DO ESTIMADOR DE FREQUÊNCIA EM SIMULAÇÕES DE UM SISTEMA ELÉTRICO

Na Figura 5.6 apresenta-se o sistema elétrico teste de 30 barras do IEEE, cujos parâmetros estão disponíveis em Univ. Washington (2006). Este sistema elétrico é composto por 37 linhas, 6 geradores e 4 transformadores (sistema de sub-transmissão em 132 kV e sistema de distribuição em 33 kV). Além disso, três geradores síncronos (GD1, GD2 e GD3) de 20 MVA cada foram conectados nas barras 14, 22 e 25, respectivamente. Outros dados específicos referentes à fonte de GD são apresentados no Apêndice C (HYDRO-QUÉBEC, 2013). A frequência fundamental é $f = 50$ Hz e a taxa de amostragem de $f_s = 5$ kHz. Todas as simulações foram realizadas utilizando-se o programa Matlab/Simulink®.

5.2.1 Sequência da Simulação

As simulações foram realizadas considerando-se os seguintes estágios:

1. **Estágio 1:** Filtragem dos sinais com um filtro analógico *anti-aliasing* de terceira ordem do tipo *Butterworth* com uma frequência de corte de 180 Hz.
2. **Estágio 2:** O algoritmo de Fourier de um ciclo completo é utilizado para estimação dos fasores (SCHWEITZER; HOU, 1993) (Apêndice B).
3. **Estágio 3** Avaliação dos métodos de estimação de frequência pelos algoritmos APSSP, DFT, CLMS, ACLMS e o método proposto.

A obtenção do sinal de tensão e corrente foi realizada mediante transformadores de potencial (TP) e transformadores de corrente (TC) com características ideais ligadas nas barras 14,

22 e 25, barra onde estão conectadas as fontes de geração distribuída GD1, GD2 e GD3, respectivamente.

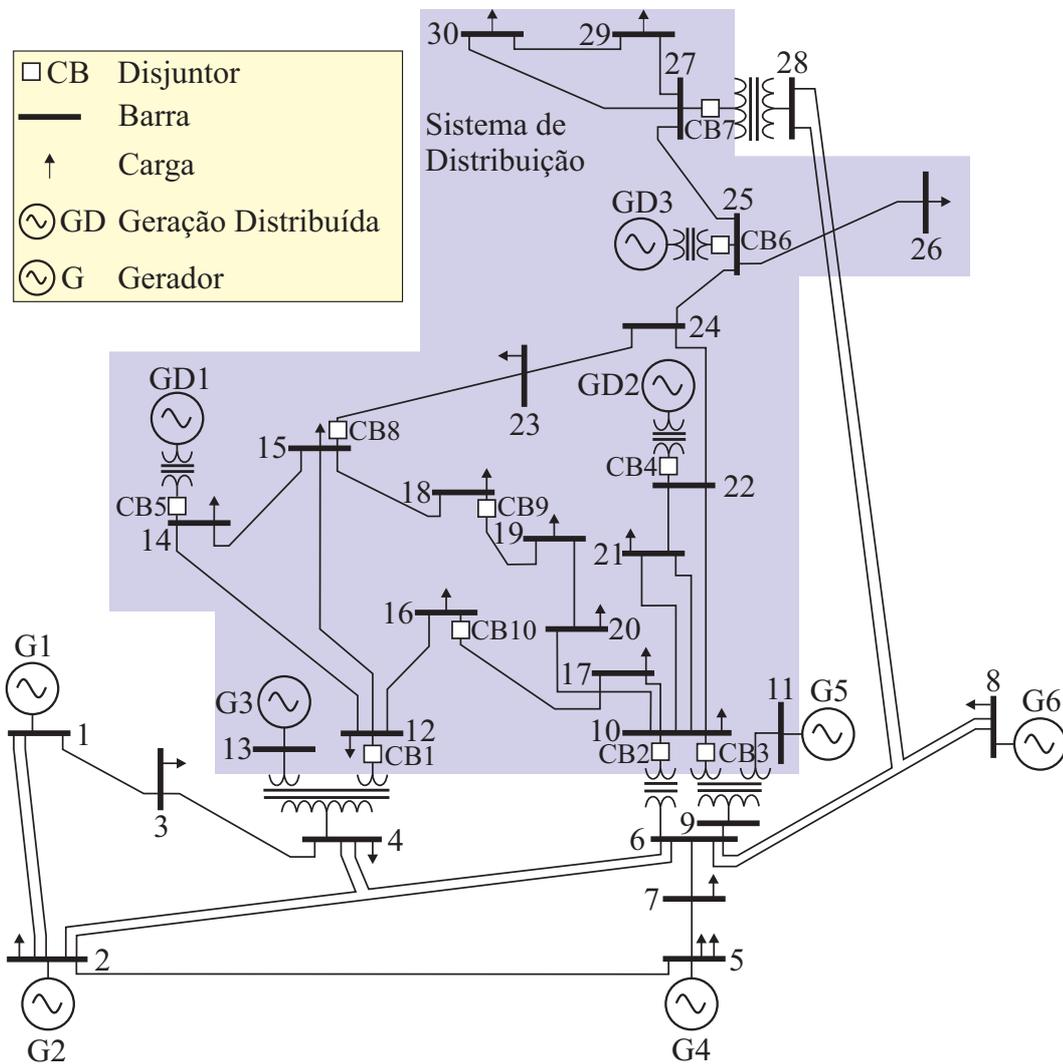


Figura 5.6. Diagrama unifilar do sistema elétrico de 30-barras do IEEE com geração distribuída. (Fonte: (Univ. Washington, 2006; HYDRO-QUÉBEC, 2013))

5.2.2 Estimação de Frequência em Sistemas em Situação de Falta

Faltas no sistema de distribuição foram simuladas variando o local (barras 16, 18 e 24) e tipo de falta. Os pontos monitorados para a estimação da frequência estão localizados nas barras das fontes de geração distribuída GD1, GD2 e GD3. Foram simuladas faltas trifásicas (ABCT) e fase-terra (AT) para um ângulo de incidência de falta de 45° e resistência de falta de 1Ω . As simulações foram realizadas com $f_s=20$ kHz (400 amostras por ciclo) e reamostrada

para uma taxa de $f_s=5$ kHz (100 amostras por ciclo).

Nas Figuras 5.7, 5.8 e 5.9 apresentam-se os desempenhos dos métodos de estimação de frequência para as faltas ABCT na barra 16.

Nas Figuras 5.10, 5.11 e 5.12 tem-se os resultados para as faltas AT na barra 18, enquanto que nas Figuras 5.13, 5.14 e 5.15 apresentam-se os resultados para as faltas AT na barra 24. Para todos os casos os pontos de monitoramento foram localizados nas barras 22, 14 e 25.

De acordo com as Figuras 5.7, 5.8 e 5.9 para falta ABCT, os métodos APSSP e DFT apresentaram baixo desempenho na estimação da frequência instantes após do início da falta. O DFT apresentou oscilações na estimação após a falta. Este comportamento oscilatório na estimação pode causar má operação no sistema de proteção ou controle nas fontes de geração distribuída. Os métodos CLMS, ACLMS e o método proposto apresentaram melhor desempenho, sendo o método proposto mais preciso na estimação da frequência.

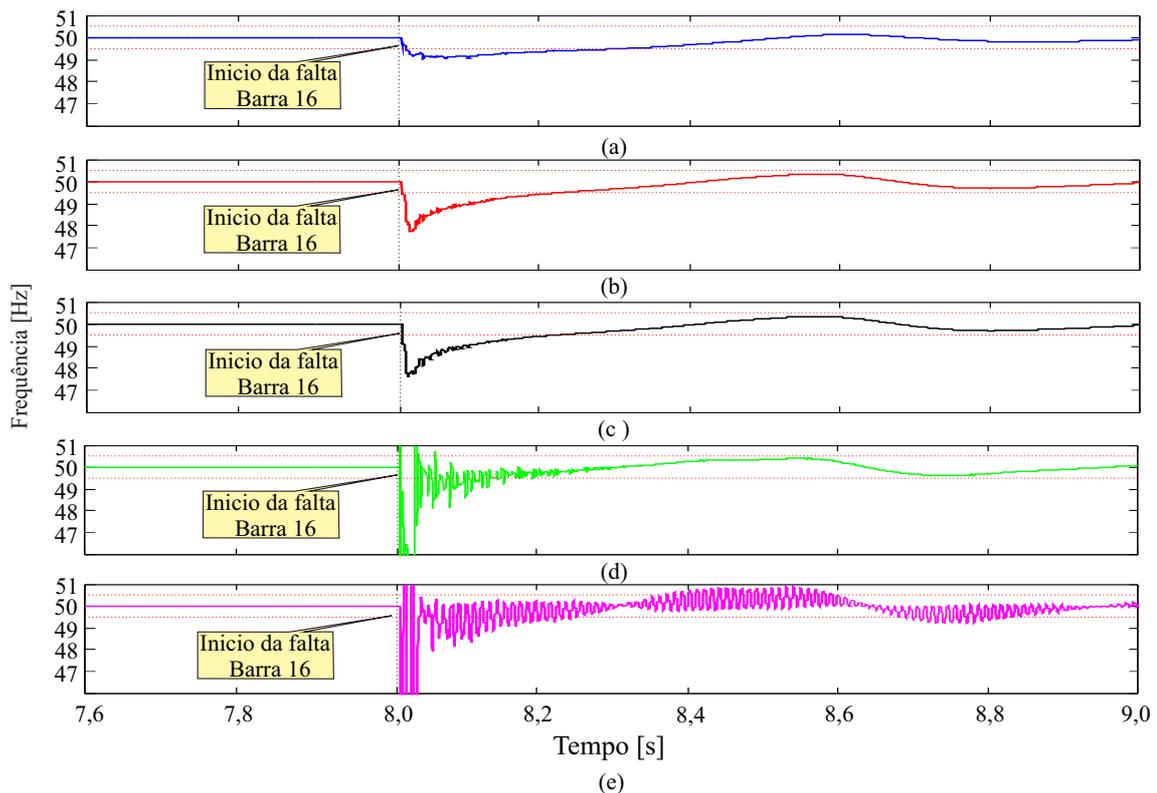


Figura 5.7. Frequência estimada para falta ABCT na barra 16 e ponto de monitoramento barra 22: (a) proposto; (b) CLMS; (c) ACLMS; (d) APSSP; (e) DFT.

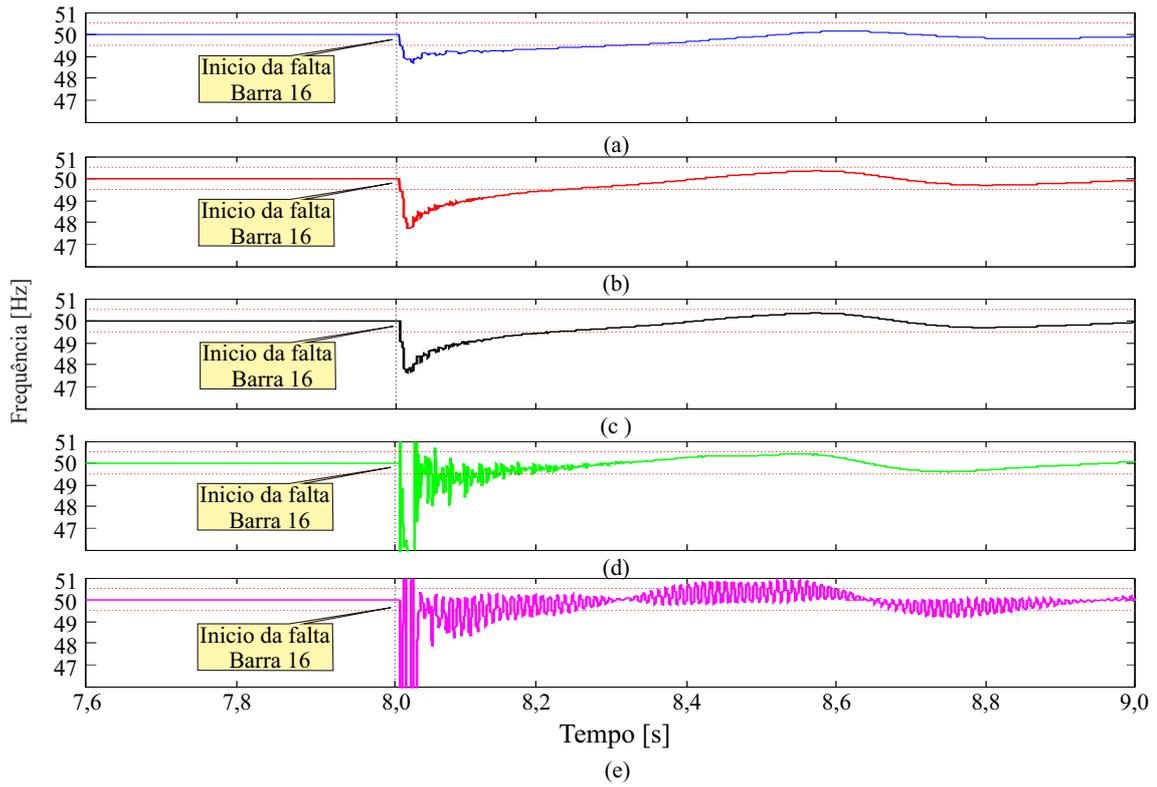


Figura 5.8. Frequência estimada para falta ABCT na barra 16 e ponto de monitoramento barra 14: (a) proposto; (b) CLMS; (c) ACLMS; (d) APSSP; (e) DFT.

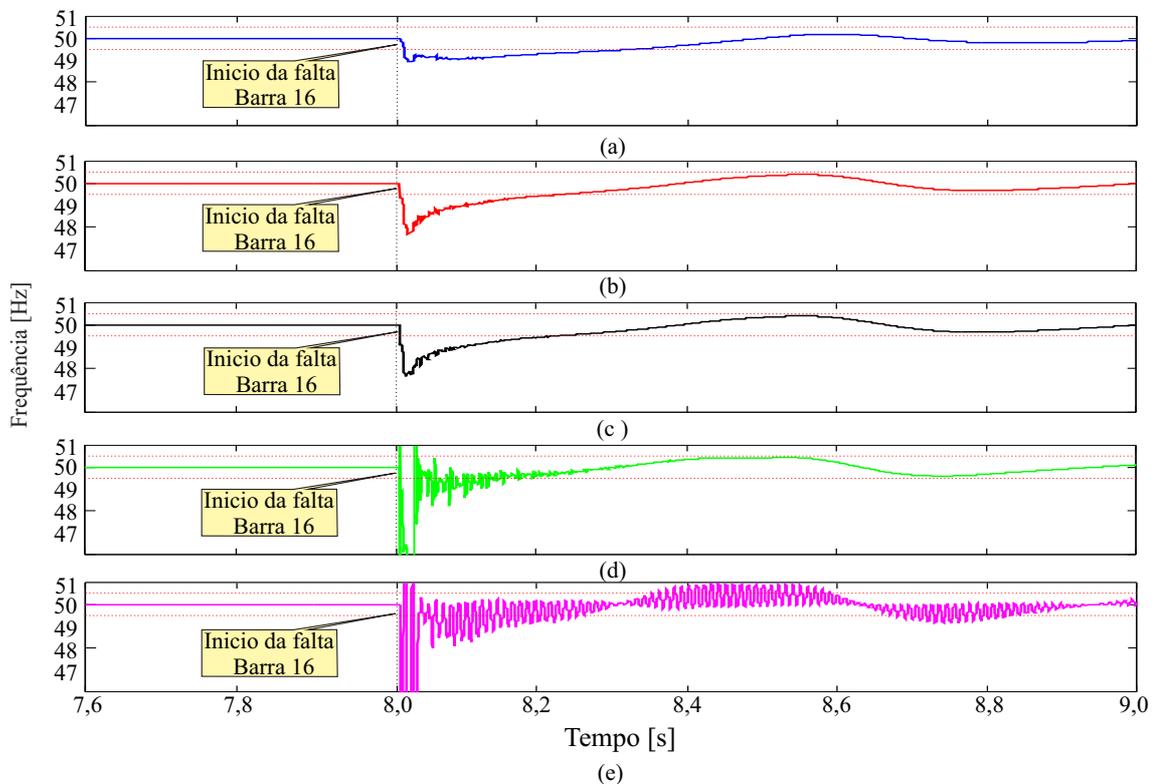


Figura 5.9. Frequência estimada para falta ABCT na barra 16 e ponto de monitoramento barra 25: (a) proposto; (b) CLMS; (c) ACLMS; (d) APSSP; (e) DFT.

Com relação às faltas AT apresentadas nas Figuras 5.10, 5.11, 5.12, 5.13, 5.14 e 5.15, o método CLMS apresentou o pior desempenho na estimação da frequência, com oscilações entre 49 e 47 Hz, sendo bastante afetado pelo tipo de falta. O método APSSP apresentou picos de frequência de 51 e 46 Hz. O ACLMS e o proposto apresentaram picos de até 48 Hz no instante inicial da falta e alcançaram a convergência em aproximadamente cinco ciclos (100 ms). O DFT foi o método menos afetado pela falta AT.

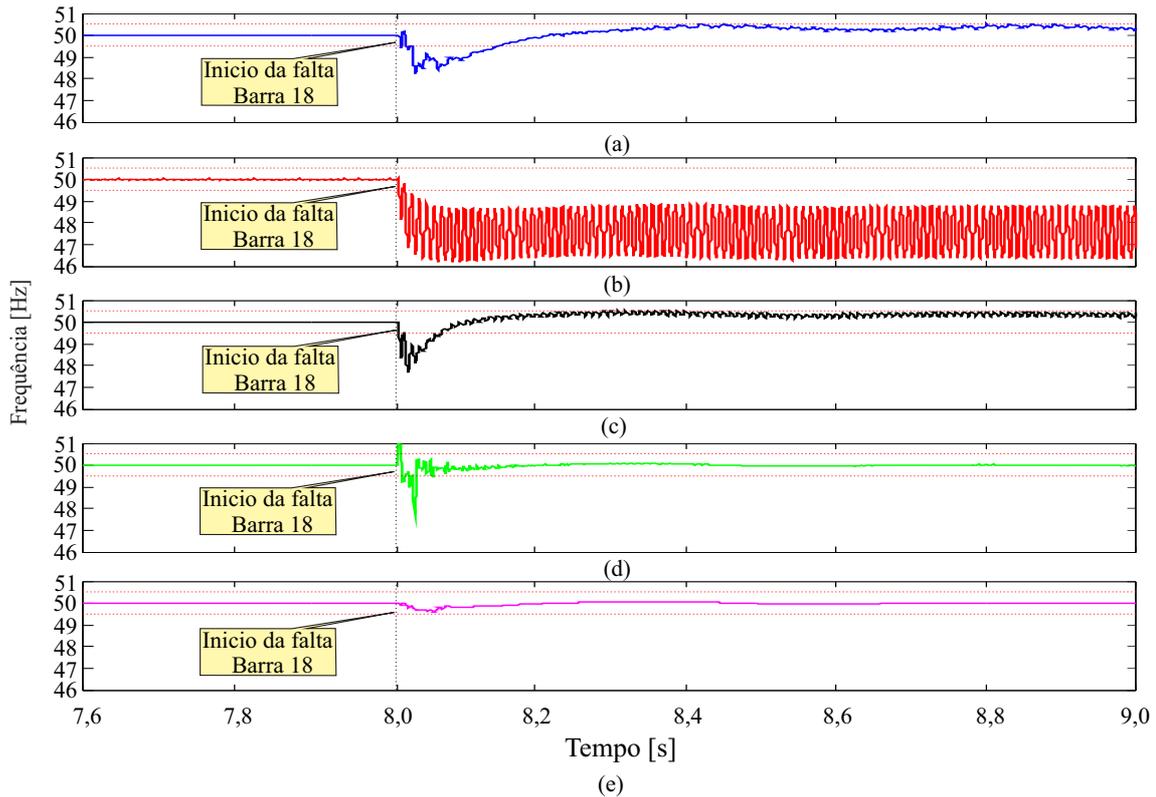


Figura 5.10. Frequência estimada para falta AT na barra 18 e ponto de monitoramento barra 22: (a) proposto; (b) CLMS; (c) ACLMS; (d) APSSP; (e) DFT.

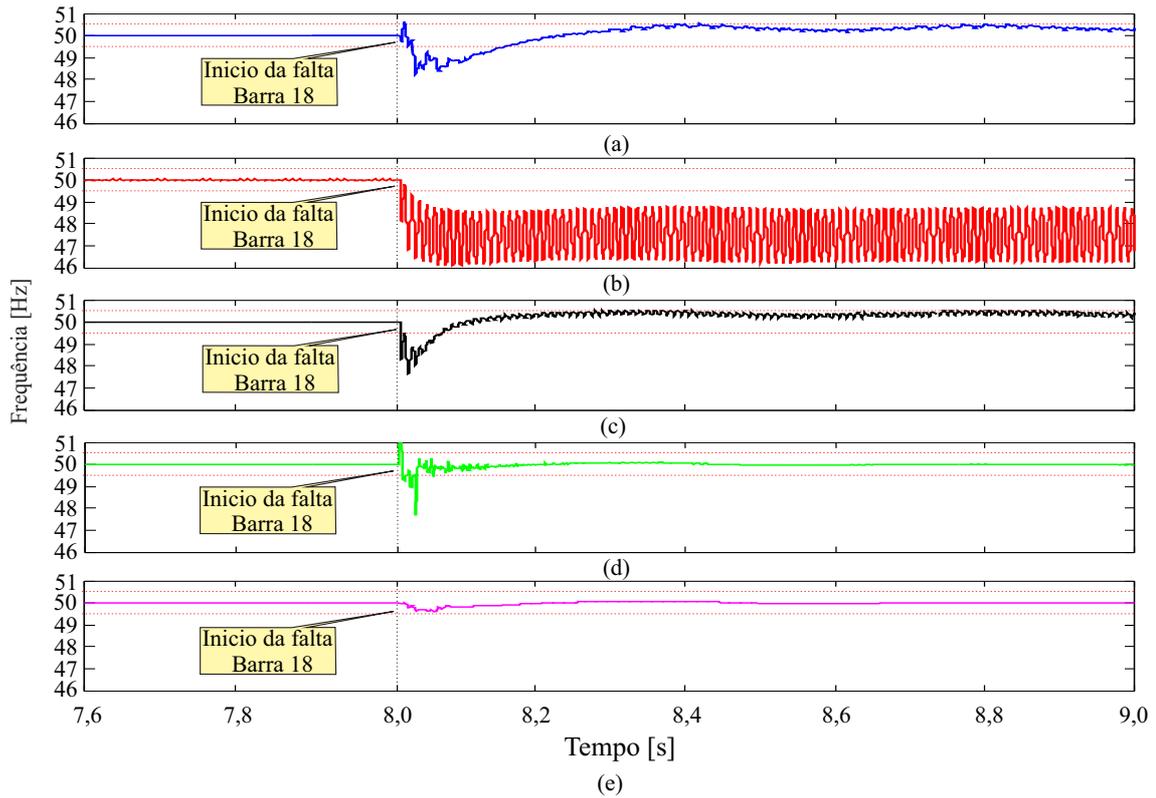


Figura 5.11. Frequência estimada para falta AT na barra 18 e ponto de monitoramento barra 14: (a) proposto; (b) CLMS; (c) ACLMS; (d) APSSP; (e) DFT.

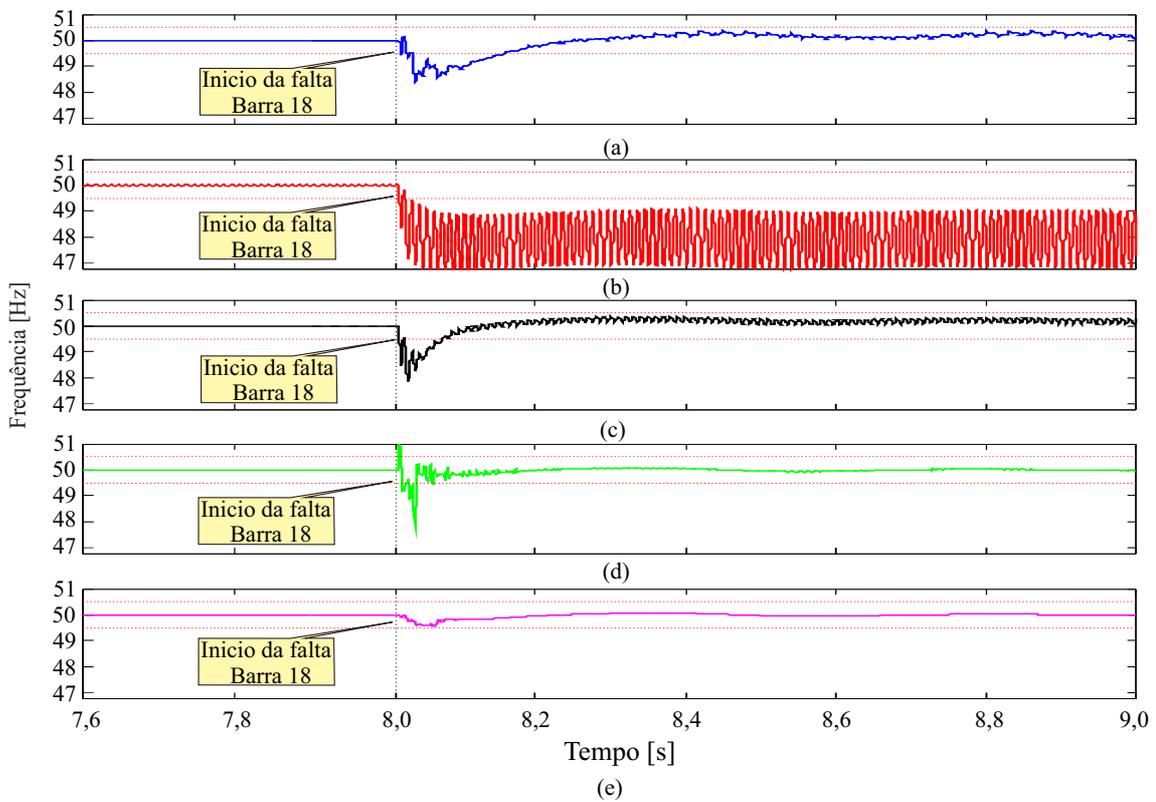


Figura 5.12. Frequência estimada para falta AT na barra 18 e ponto de monitoramento barra 25: (a) proposto; (b) CLMS; (c) ACLMS; (d) APSSP; (e) DFT.

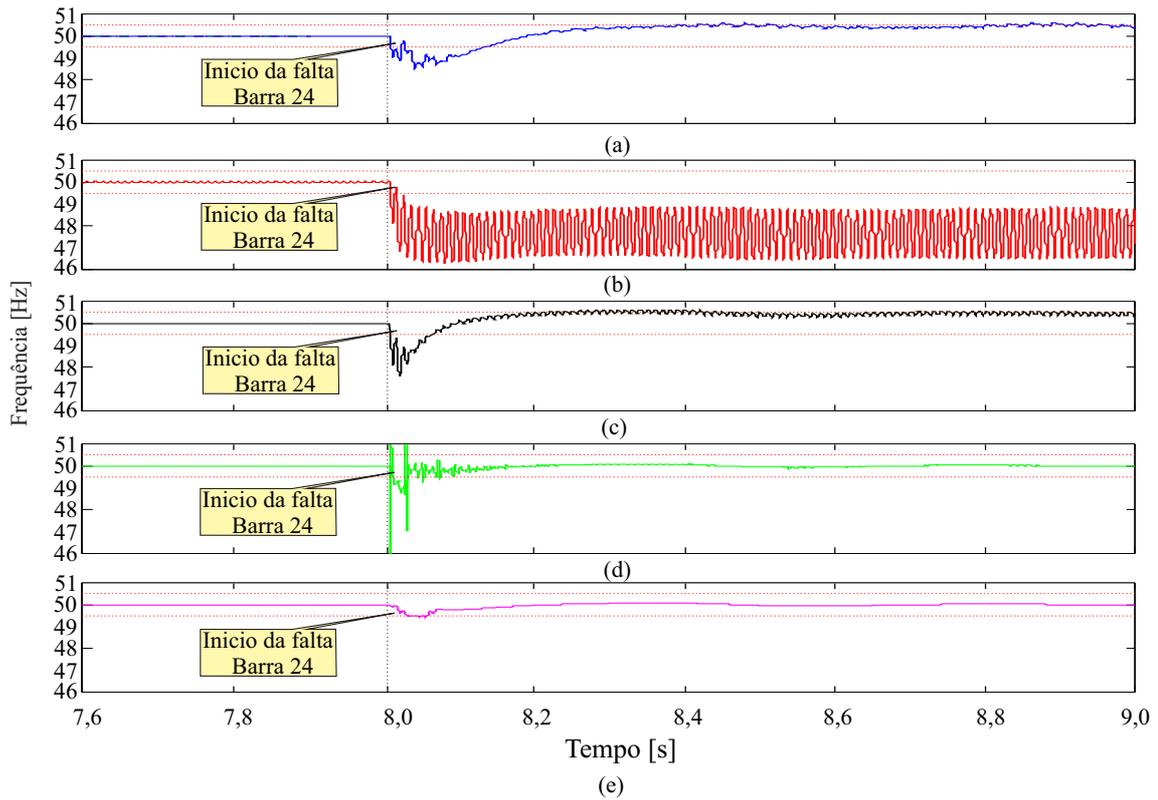


Figura 5.13. Frequência estimada para falta AT na barra 24 e ponto de monitoramento barra 22: (a) proposto; (b) CLMS; (c) ACLMS; (d) APSSP; (e) DFT.

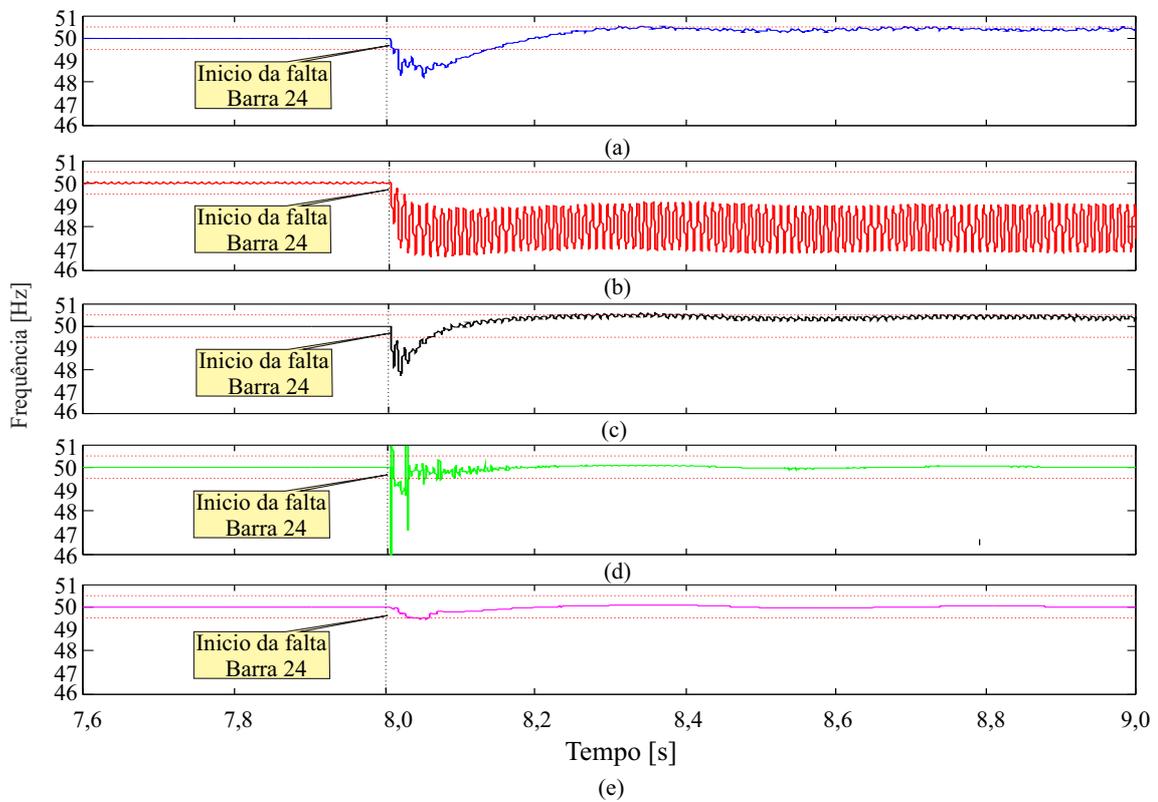


Figura 5.14. Frequência estimada para falta AT na barra 24 e ponto de monitoramento barra 14: (a) proposto; (b) CLMS; (c) ACLMS; (d) APSSP; (e) DFT.

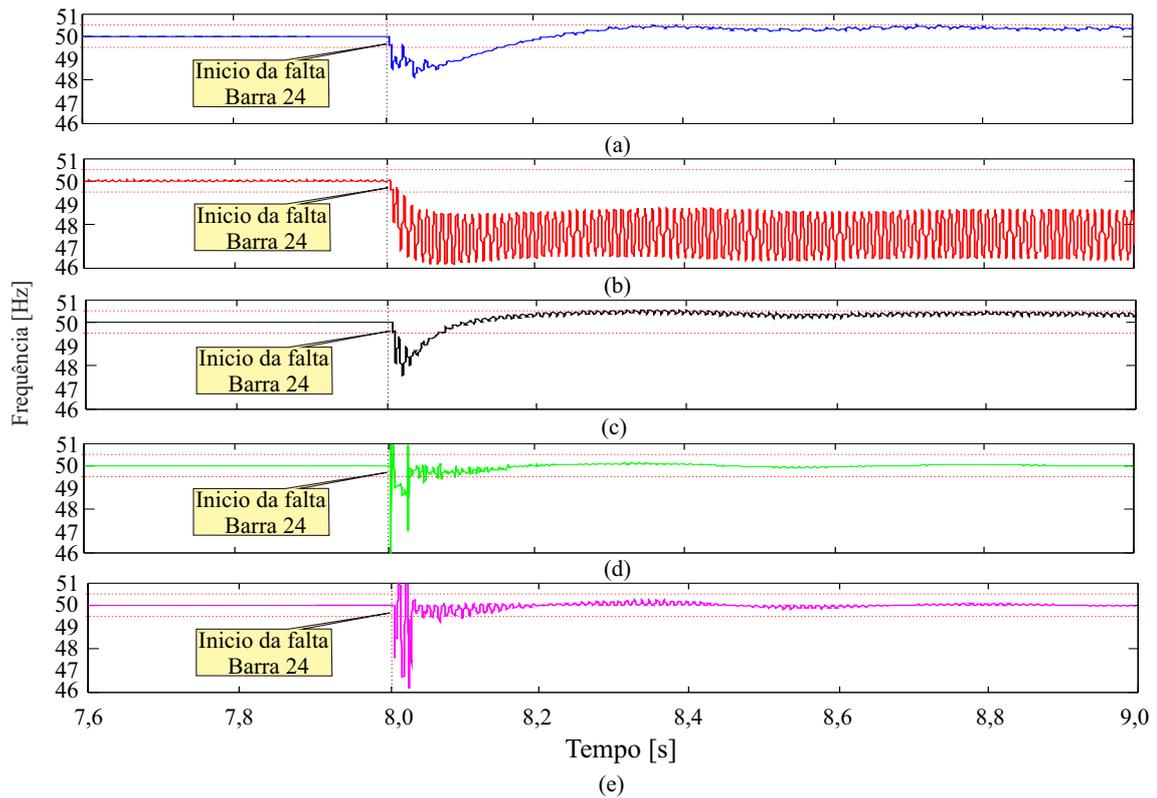


Figura 5.15. Frequência estimada para falta AT na barra 24 e ponto de monitoramento barra 25: (a) proposto; (b) CLMS; (c) ACLMS; (d) APSSP; (e) DFT.

5.2.3 Ilhamento da Geração Distribuída

Um ilhamento de fontes de geração distribuída ocorre quando a GD continua fornecendo energia para uma parte da rede (porção de rede isolada) depois que o fornecimento de energia proveniente da fonte principal ou subestações foi interrompida. Esta situação pode causar oscilação de baixa frequência em tensão, corrente e frequência nos geradores síncronos ilhados devido à perda de energia das fontes principais, especialmente quando a potência da GD não é suficiente para fornecer energia as cargas que se encontram conectadas à rede ilhada (SAMUI; SAMANTARAY, 2011).

O evento de ilhamento foi simulado abrindo-se os disjuntores CB1, CB8, CB9 e CB10 (Figura 5.6). Nesse caso, a GD1 com potência de 20 MVA foi desconectada e esta continua fornecendo energia para a porção da rede isolada com uma carga total equivalente a 35,32 MVA (porção da rede ilhada). Portanto, espera-se uma oscilação na frequência fundamental do sistema durante o evento de ilhamento e, conseqüentemente, uma perda de sincronismo após o ilhamento (JENKINS *et al.*, 2000). Assim, um relé de variação de frequência para detecção de ilhamento deveria desconectar o gerador da rede isolada. Por outro lado, as outras fontes de

GD conectadas à rede não apresentariam perda de sincronismo e, portanto, não deveriam ser desconectadas da rede por terem oscilações temporárias na frequência estimada.

O erro presente na estimação da frequência é considerado parâmetro fundamental para a correta detecção de ilhamento. Portanto, calcula-se o erro relativo mediante:

$$Erro\ relativo(\%) = \frac{|f_{ref} - \hat{f}|}{f_{ref}} 100, \quad (5.1)$$

sendo $f_{ref} = \omega_1/2\pi$ a frequência de referência do sistema. Sendo que não é possível ter a frequência exata do sistema elétrico considerou-se, para efeitos de comparação e cálculo dos erros de estimação, a frequência obtida diretamente do eixo do gerador, em rad/s , e então convertida a Hz pela constante 0,159155. Tomar como referência este parâmetro é possível pois os pontos de monitoramento estão instaladas nas mesmas barras onde estão instaladas as fontes de GD, barras 22, 14 e 25, respectivamente.

Nas Figuras 5.16, 5.17 e 5.18 apresentam-se a estimação da frequência no sistema de distribuição com GD, neste caso, considerando 100% da potência nominal da GD, ou seja, $GD1 = GD2 = GD3 = 20$ MVA. Os monitoramentos localizam-se nas barras 22, 14 e 25. Para a simulação do evento de ilhamento foi realizada a desconexão dos disjuntores CB1, CB10, CB9 e CB8 (Figura 5.6), sequencialmente, com intervalos de 20 ciclos, entre cada. Portanto, o ilhamento da fonte de geração distribuída GD1 começa após a desconexão do disjuntor CB8. No entanto, as outras fontes, GD2 e GD3, permanecem conectadas ao sistema, ou seja, o sistema de proteção anti-ilhamento só deveria atuar para o caso da GD1 que foi efetivamente desligado do sistema, e os sistemas de proteção das fontes GD2 e GD3 não deveriam atuar.

Devido a desconexão do disjuntor CB1 o sistema elétrico apresentou oscilações de potência, conseqüentemente, a frequência nas fontes de GD apresentaram oscilações mas que não ultrapassaram os limiares estabelecidos. Neste instante da abertura do CB1, Os métodos APSSP, DFT, CLMS e ACLMS apresentam oscilações na frequência estimada, entre 49,2 e 50,6 Hz, durante os primeiros três ciclos após a abertura do CB1 ultrapassando assim os limiares estabelecidos. No entanto, o método proposto apresentou melhor desempenho com picos de frequência de até 49,7 Hz, não ultrapassando os limiares, similar à frequência de referência. Durante a desconexão dos disjuntores CB9 e CB10, todos os métodos apresentaram bons desempenhos na estimação da frequência com oscilações entre 49,9 e 50,1 Hz, similar à frequência de referência.

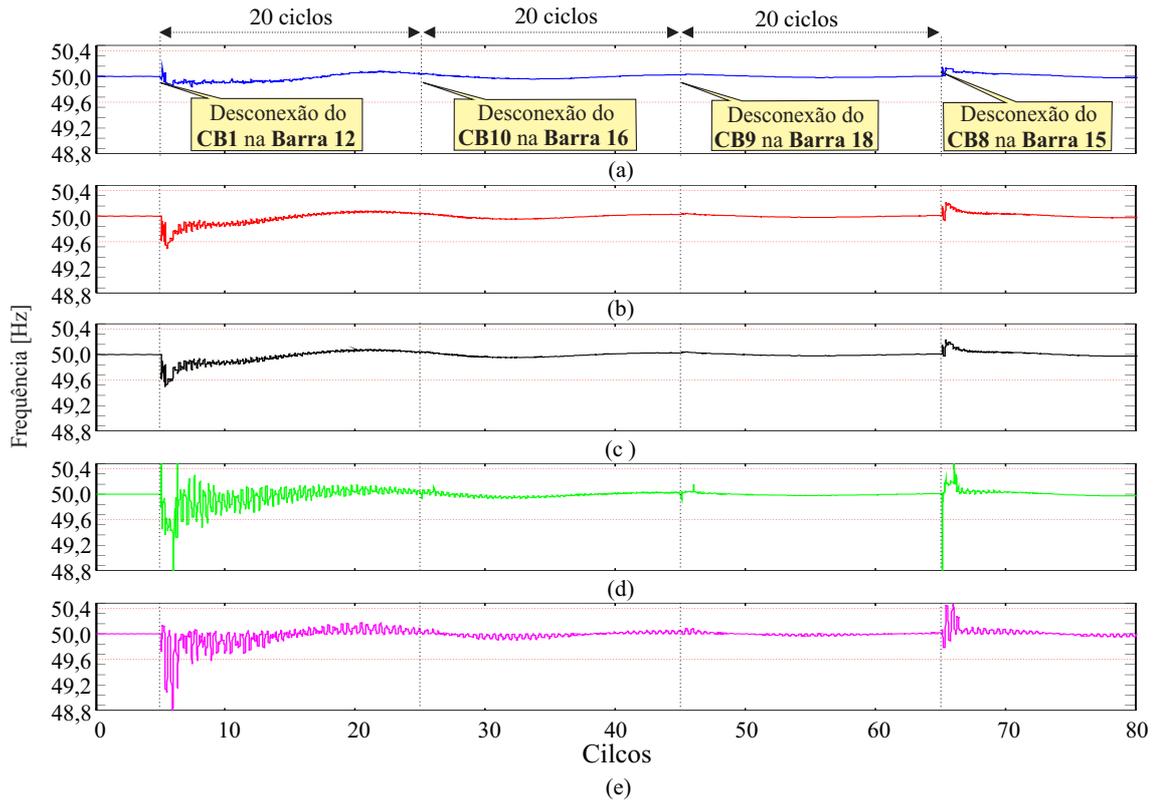


Figura 5.16. Estimação da frequência. GD em situação de ilhamento, 100% da potência nominal da GD e ponto de monitoramento barra 22: (a) proposto; (b) CLMS; (c) ACLMS; (d) APSSP; (e) DFT.

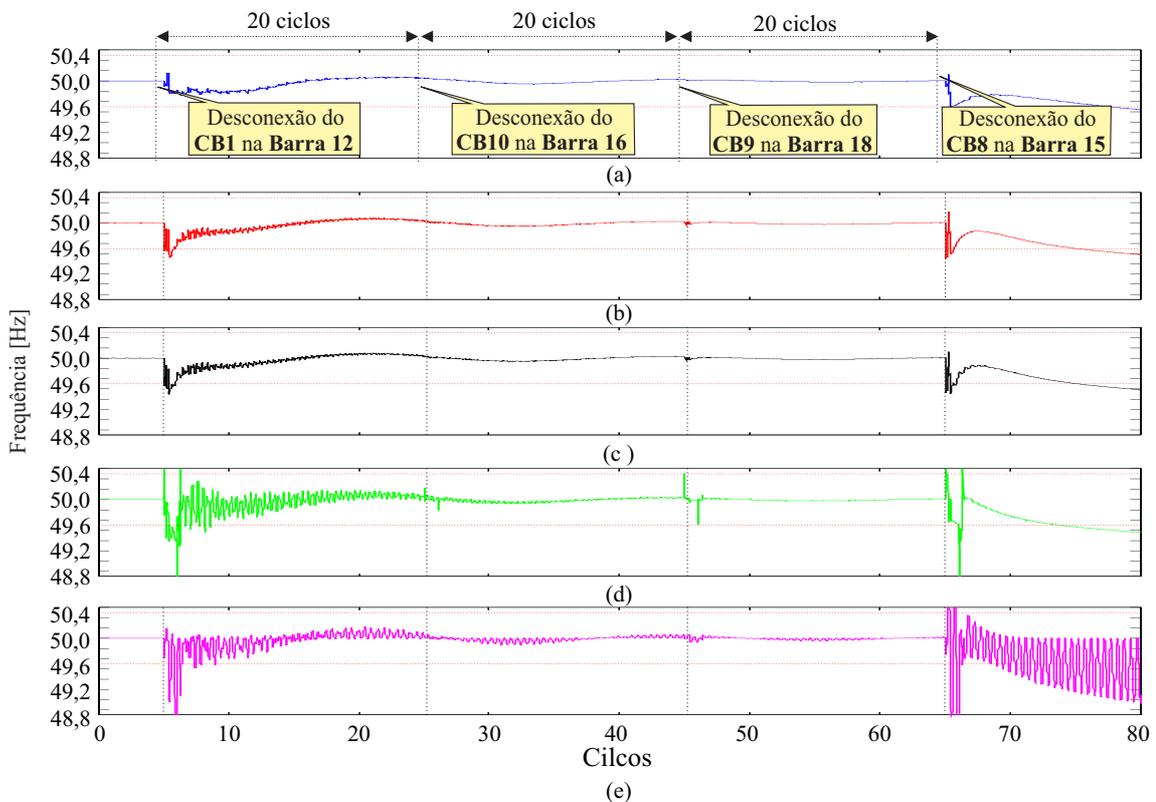


Figura 5.17. Estimação da frequência. GD em situação de ilhamento, 100% da potência nominal da GD e ponto de monitoramento barra 14: (a) proposto; (b) CLMS; (c) ACLMS; (d) APSSP; (e) DFT.

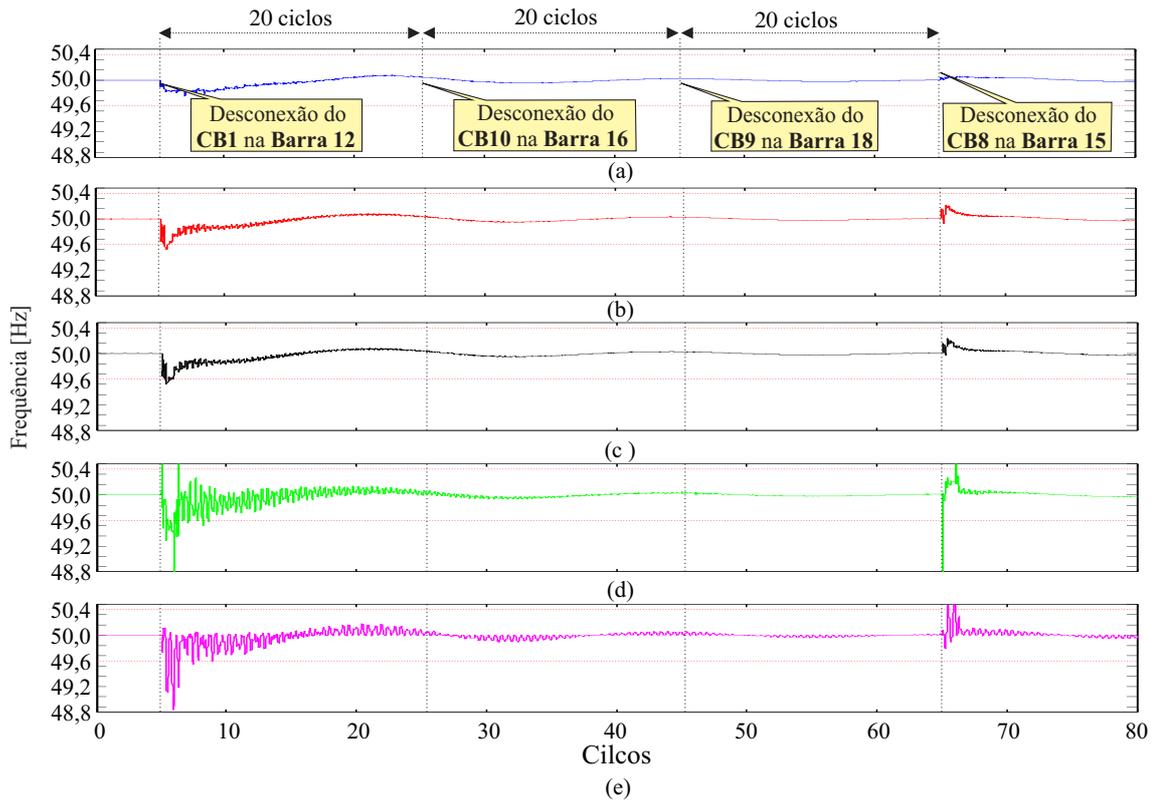


Figura 5.18. Estimação da frequência. GD em situação de ilhamento, 100% da potência nominal da GD e ponto de monitoramento barra 25: (a) proposto; (b) CLMS; (c) ACLMS; (d) APSSP; (e) DFT.

Similar foi o comportamento nos três pontos de monitoramento, Figuras 5.16, 5.17 e 5.18. No entanto, na Figura 5.17 apresenta-se o evento de ilhamento da GD1 após a desconexão do disjuntor CB8. Durante o ilhamento, o método DFT apresentou maiores oscilações e fraco desempenho na estimação da frequência em comparação aos outros métodos. O método proposto apresentou melhor desempenho durante o ilhamento da fonte de GD1, quase um comportamento similar obtiveram os métodos APSSP, CLMS e ACLMS. Por outro lado, durante o ilhamento da GD1, no entanto, vista a partir dos pontos de monitoramento localizadas nas barra 22 e 25, Figuras 5.16 e 5.18, respectivamente, todos os métodos apresentaram bom desempenho na estimação da frequência. Portanto, durante o evento de ilhamento, as fontes de DG2 e GD3 deveriam permanecer ligadas no sistema e a proteção anti-ilhamento, nestes pontos, não deveria atuar por não haver ultrapassado os limiares de frequência.

5.2.4 Influência da Variação da Potência da GD

Nesta seção, apresenta-se a influência da variação da potência das fontes de GD em casos de ilhamento nos métodos de estimação de frequência. Nas Figuras 5.19, 5.20, 5.21, 5.22 e

5.23, apresentam-se os erros relativos na estimação da frequência nos pontos de monitoramento localizados nas barras 22, 14 e 25. Os resultados dos erros relativos apresentam-se de acordo com os cinco casos de simulação apresentados na Tabela 5.2.

Tabela 5.2. Casos para simulação variando a potência das fontes de GD1, GD2 e GD3.

Caso	Figura	% P _n	P _n (MVA)	GD
1	5.19	100	20	1, 2 e 3
2	5.20	80	16	1, 2 e 3
3	5.21	60	12	1, 2 e 3
4	5.22	40	8	1, 2 e 3
5	5.23	20	4	1, 2 e 3

Os métodos APSSP e DFT obtiveram os maiores erros em comparação aos métodos CLMS, ACLMS e o método proposto. O método proposto apresentou melhor desempenho com erros menores que 0,5% em comparação aos outros método nos pontos de monitoramento localizadas nas barras 22 e 25. Durante o evento de ilhamento, no ponto de monitoramento localizado na barra 14, os erros são maiores, devido à oscilação da potência ou desbalanço da potência entre a fonte e a carga. Esta oscilação e, conseqüentemente, os erros, são acrescidos quando maior é o desbalanço da potência existente entre a fonte e a carga, ou seja, quando a potência das fontes de GD é muito menor do que cargas instaladas como mostrado na Figura 5.23 para o Caso 5 da Tabela 5.2, onde a potência das fontes de geração distribuída é de 20% da potência nominal, ou seja, 4 MVA.

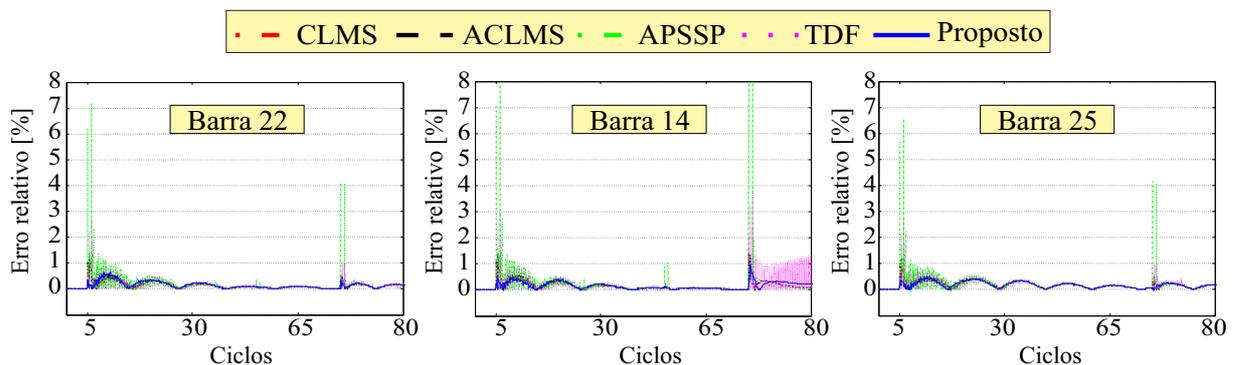


Figura 5.19. Erro relativo de estimação de frequência. 100% da potência nominal da GD (Caso 1), pontos de monitoramento nas barras 22; 14 e 25.

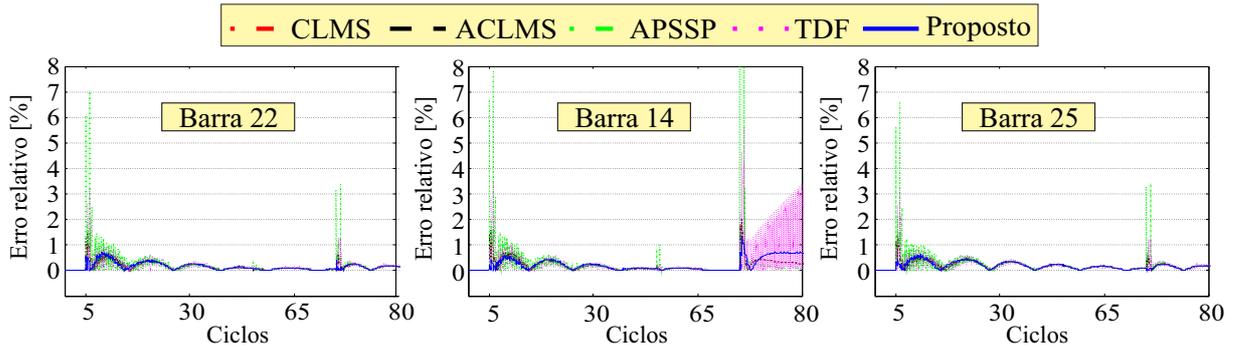


Figura 5.20. Erro relativo de estimação de frequência. 80% da potência nominal da GD (Caso 2), pontos de monitoramento nas barras 22; 14 e 25.

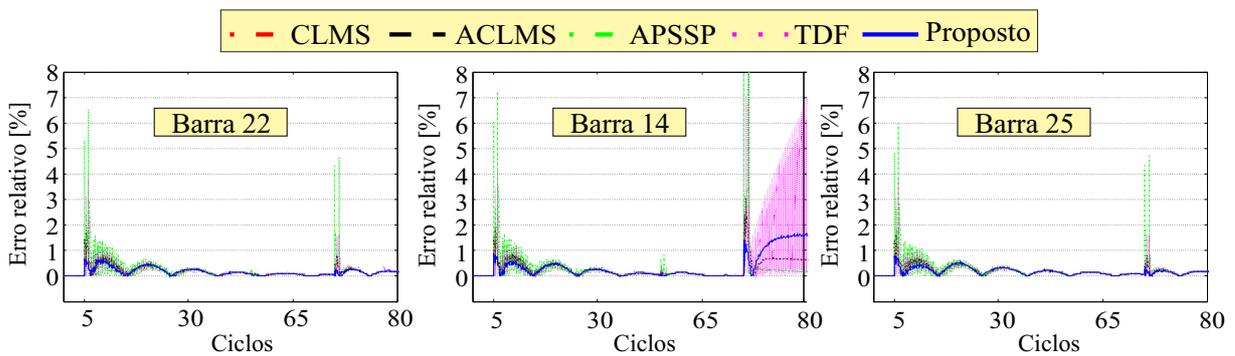


Figura 5.21. Erro relativo de estimação de frequência. 60% da potência nominal da GD (Caso 3), pontos de monitoramento nas barras 22; 14 e 25.

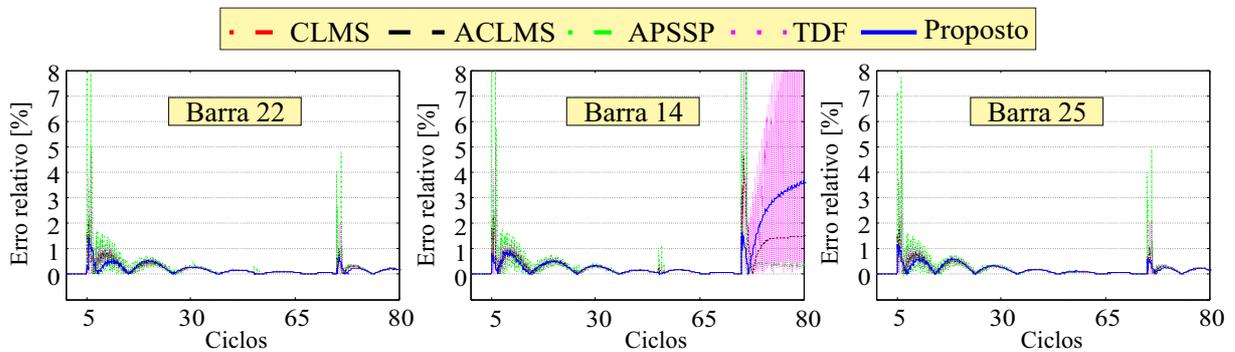


Figura 5.22. Erro relativo de estimação de frequência. 40% da potência nominal da GD (Caso 4), pontos de monitoramento nas barras 22; 14 e 25.

Apresentam-se nas Figuras 5.24, 5.25 e 5.26 a comparação do desempenho da estimação da frequência para os algoritmos CLMS, ACLMS e o método proposto, usando uma taxa de amostragem de 5 kHz, enquanto nas Figuras 5.27, 5.28 e 5.29, apresentam-se o desempenho destes métodos para taxa de amostragem de 20 kHz.

De acordo com as Figuras 5.24, 5.25 e 5.26, a frequência estimada pelos métodos CLMS

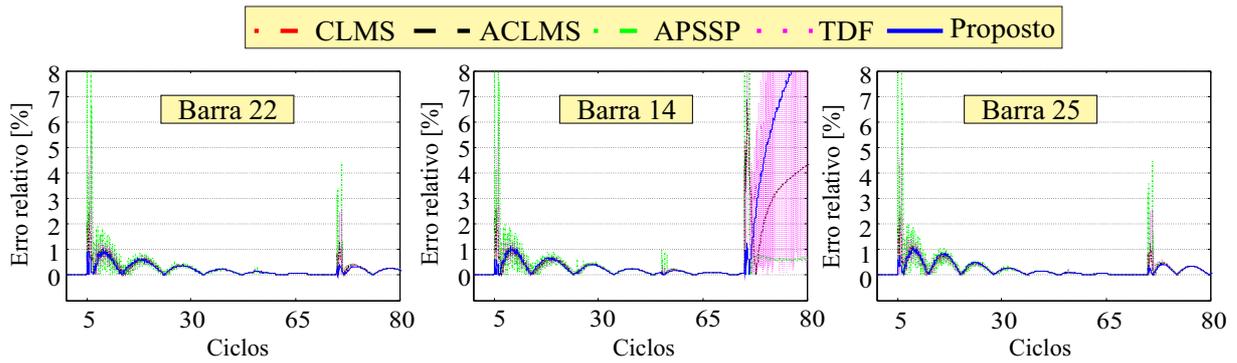


Figura 5.23. Erro relativo de estimação de frequência. 20% da potência nominal da GD (Caso 5), pontos de monitoramento nas barras 22; 14 e 25.

e ACLMS foi sujeita a uma oscilação numérica de alta frequência duradoura durante a desconexão da barra 12. Além disso, a frequência estimada excedeu o limite inferior de 49,5 Hz, o que indicaria uma operação do relé ROCOF dependendo das configurações. Portanto, o relé poderia enviar um sinal para os disjuntores operarem, o que ocasionaria uma desconexão das fontes de GD de forma incorretamente. A frequência estimada pelo método proposto não apresentou instabilidade considerável, oscilações de alta frequência e não ultrapassou os limites de frequência durante este evento. Portanto, nenhum gerador distribuído deveria ser desconectado durante a operação do disjuntor na subestação.

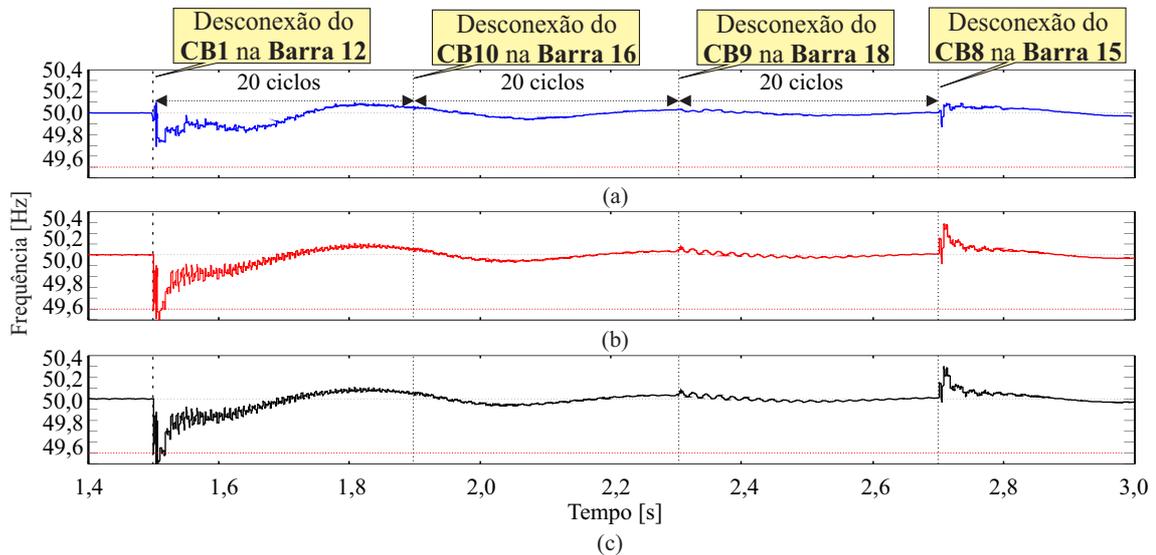


Figura 5.24. Estimação da frequência no sistema de distribuição com GD em situação de ilhamento para $f_s=5$ kHz. Ponto de monitoramento na barra 22. (a) Proposto; (b) CLMS e (c) ACLMS.

Um evento de ilhamento é gerado só a partir da desconexão do CB8 na barra 15, e apenas o gerador DG1 é isolado conforme mencionado anteriormente. Ao usar o método proposto,

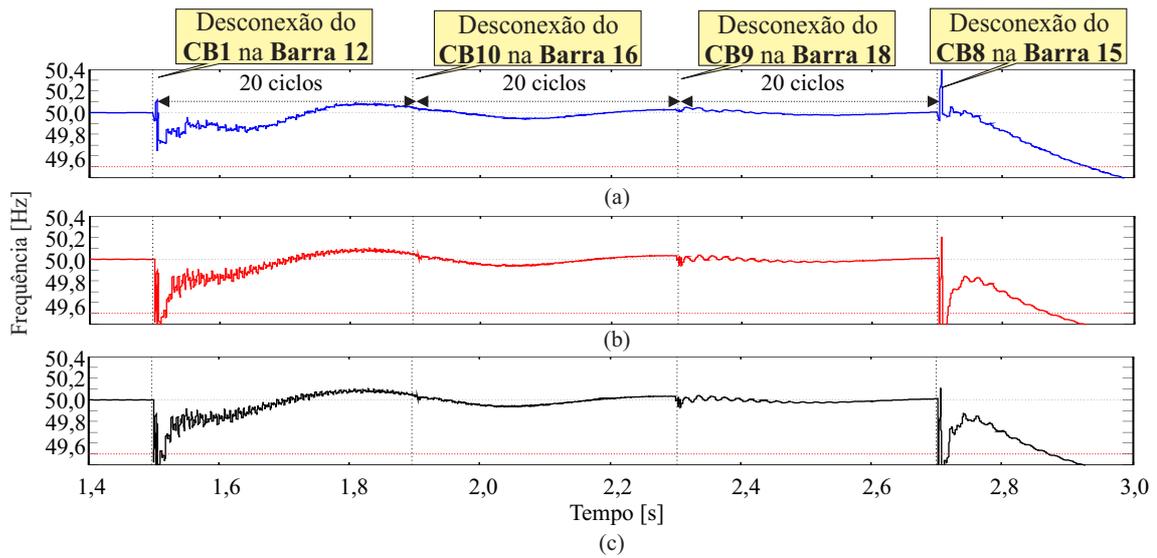


Figura 5.25. Estimação da frequência no sistema de distribuição com GD em situação de ilhamento para $f_s=5$ kHz. Ponto de monitoramento na barra 14. (a) Proposto; (b) CLMS e (c) ACLMS.

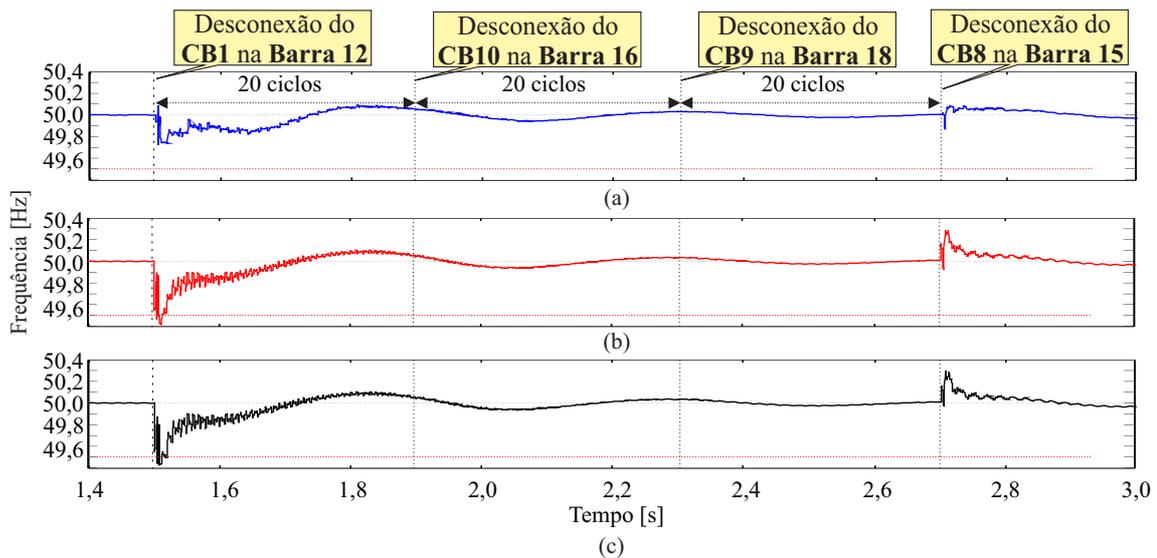


Figura 5.26. Estimação da frequência no sistema de distribuição com GD em situação de ilhamento para $f_s=5$ kHz. Ponto de monitoramento na barra 25. (a) Proposto; (b) CLMS e (c) ACLMS.

apenas o gerador distribuído (DG1) seria desconectado por um relé ROCOF logo após o evento de ilhamento, pois a frequência estimada indica perda de sincronismo (Figura 5.25).

Com relação à taxa de amostragem, os métodos CLMS e ACLMS foram afetados por uma taxa de amostragem maior (20 kHz), apresentando oscilações consideráveis de alta frequência (Figuras 5.27, 5.28 e 5.29). As oscilações entre 49,3 e 50,3 Hz foram apresentadas no instante inicial à desconexão do CB1. Durante a abertura dos disjuntores CB9 e CB10 estes métodos apresentaram desempenho similar. O método proposto apresentou o melhor desem-

penho, demonstrando que dificilmente é afetado pela variação da taxa de amostragem. O erro na estimação da frequência e os picos na estimação obtidos pelos métodos CLMS e ACLMS podem causar falsa operação do sistema de proteção anti-ilhamento sensibilizando o sistema de proteção sem necessidade.

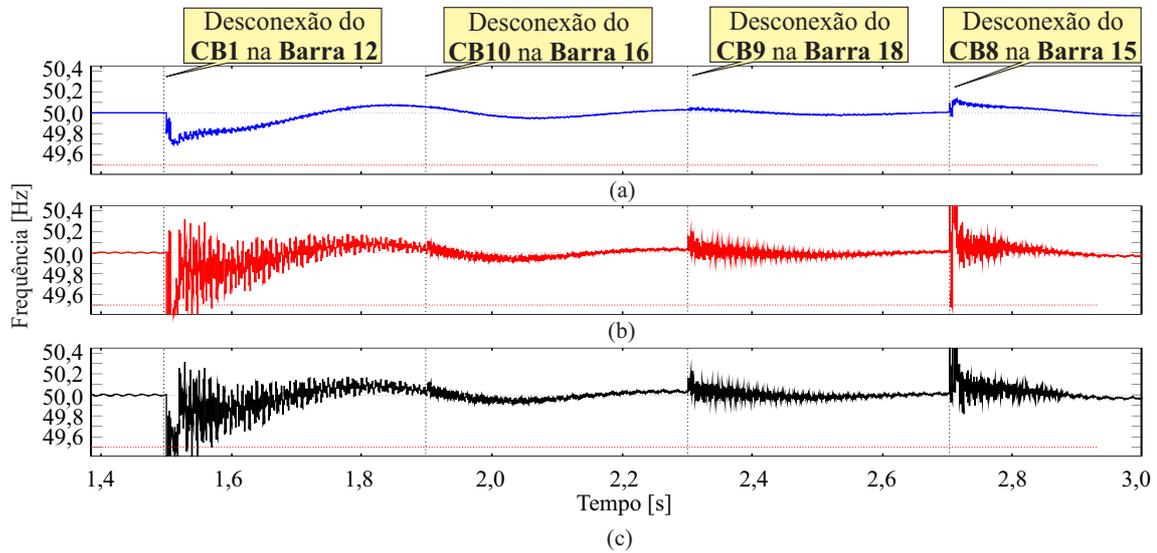


Figura 5.27. Estimação de frequência em sistemas de distribuição com geração distribuída em situação de ilhamento para $f_s=20$ kHz. Ponto de medição na barra 22. (a) Proposto; (b) CLMS e (c) ACLMS.

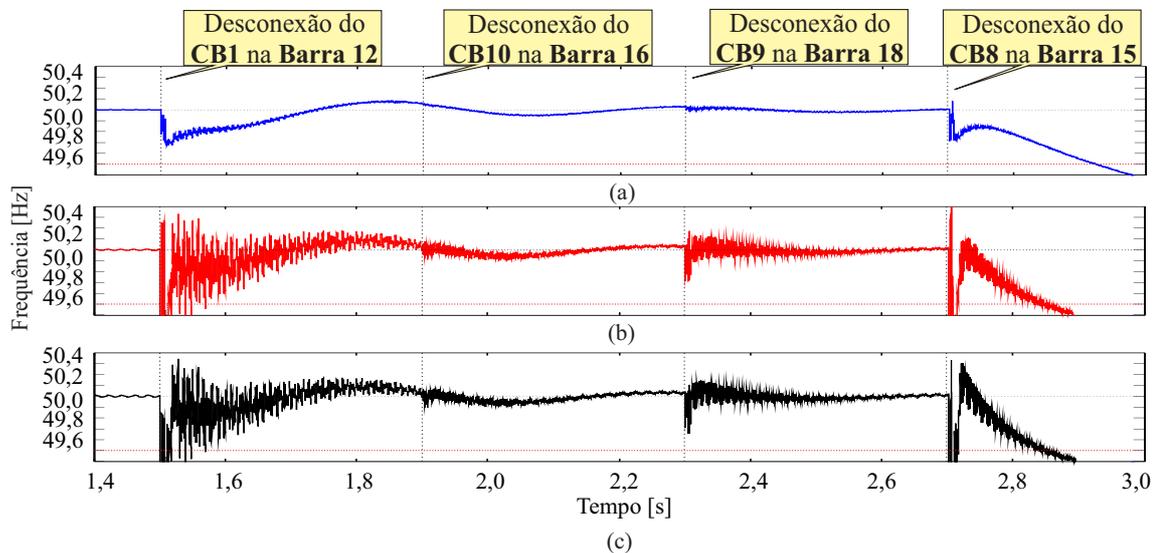


Figura 5.28. Estimação de frequência em sistemas de distribuição com geração distribuída em situação de ilhamento para $f_s=20$ kHz. Ponto de medição na barra 14. (a) Proposto; (b) CLMS e (c) ACLMS.

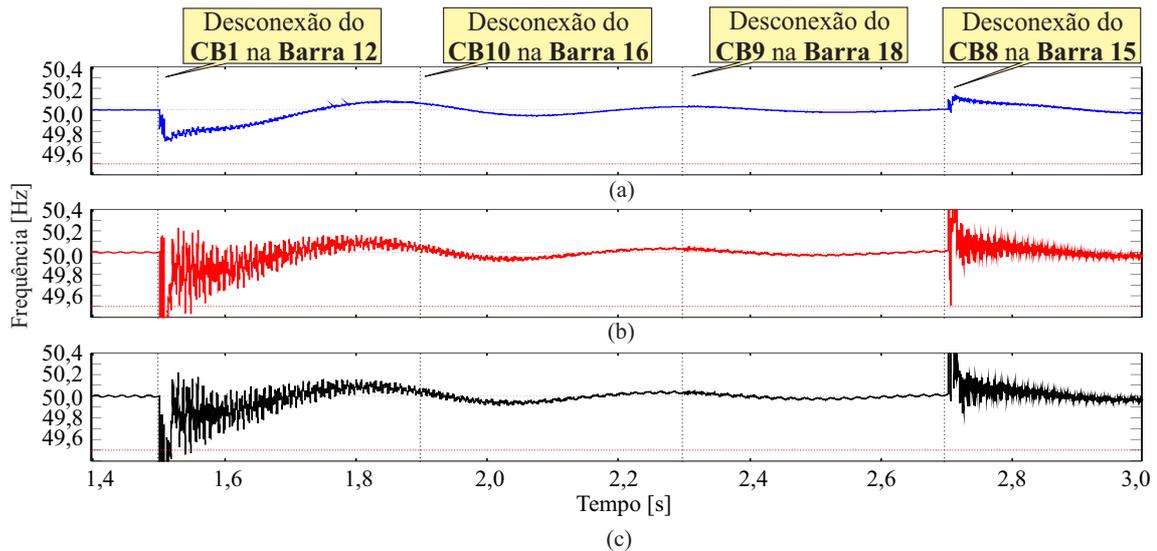


Figura 5.29. Estimação de frequência em sistemas de distribuição com geração distribuída em situação de ilhamento para $f_s=20$ kHz. Ponto de medição na barra 25. (a) Proposto; (b) CLMS e (c) ACLMS.

5.2.5 Ilhamento não Intencional de Fontes de Geração Distribuída Devido a Falhas

Um ilhamento não intencionado da GD deve ser prevenido devido a vários riscos e problemas, tais como perigo de segurança pública, danos aos equipamentos, tensão/frequência de alimentação fora dos limites estabelecidos, etc. (IEEE Std, 2009). Além disso, sem controle rigoroso da frequência, o equilíbrio entre carga e geração na área ilhada será perdida, levando a uma operação anormal do sistema. Como consequência de um ilhamento, oscilações na frequência são produzidas e podem representar um alto risco para máquinas e unidades de geração instaladas (GEIDL, 2005).

Um evento de ilhamento não intencionado geralmente é a consequência de uma falta na rede. Quando ocorre uma falta no sistema, os dispositivos de proteção devem isolar a área com falta o mais rápido possível, mantendo a continuidade do serviço no resto do sistema. Ou seja, os geradores não devem ser desconectados, apenas as áreas com falta devem ser isoladas. No entanto, se um gerador distribuído for colocado dentro da área isolada com falta, ele deve ser desconectado assim que o ilhamento seja iniciado. Portanto, a proteção para sistema de distribuição com geração distribuída tornou-se um desafio.

Com a geração distribuída, os relés de proteção de sobrecorrente tendem a ser menos sensibilizados devido a várias fontes de energia. Além disso, se os dispositivos de proteção de sobrecorrente não operarem corretamente, as fontes de GD podem alimentar a falta e os pro-

cedimentos anti-ilhamento devem ser considerados. Neste contexto, a frequência é um dos parâmetros mais importantes utilizados em sistemas com GD, a fim de evitar operações indesejáveis durante faltas.

Esta situação foi reproduzida no sistema teste da Figura 5.6 mediante um curto-circuito trifásico na barra 16. Os disjuntores operaram (abriram) em 100 ms (CB1), 200 ms (CB2 e CB3) e 300 ms (CB7) (5, 10 e 15 ciclos) após o instante inicial da falta, respectivamente, para proteger as subestações. Esta sequência de eventos emula um evento em cascata dos disjuntores e do sistema de proteção devido a uma falta permanente em uma situação hipotética onde há apenas proteção de sobrecorrente nas subestações e considerando um disparo sequencial dos relés de sobrecorrente para as barras próximas da falta.

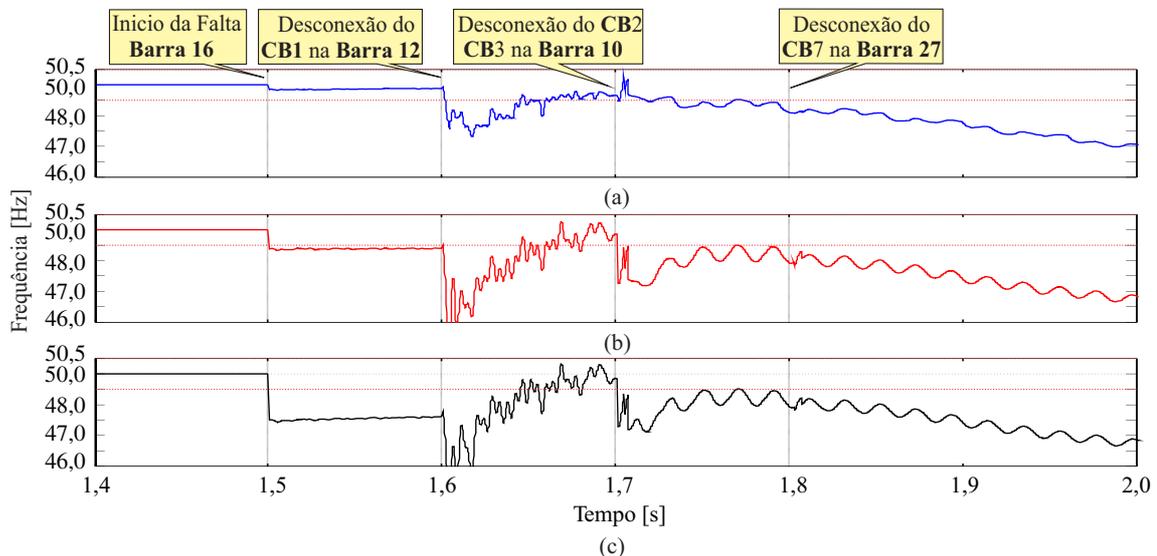


Figura 5.30. Estimação de frequência em sistemas de distribuição com geração distribuída durante uma falta trifásica. Ponto de monitoramento barra 22. (a) Proposto; (b) CLMS e (c) ACLMS.

Nas Figuras 5.30, 5.31 e 5.32 apresentam-se o desempenho dos algoritmos para estimação de frequência (CLMS, ACLMS e o método proposto) durante um evento de ilhamento não intencional.

Durante aos primeiros cinco ciclos da falta, nos quais os disjuntores das subestações ainda não foram abertos, os métodos CLMS e ACLMS apresentaram um alto desvio de frequência em relação aos limites de frequência, o que causaria a desconexão incorreta das unidades de GD. Por outro lado, a frequência estimada pelo método proposto não ultrapassou os limites de frequência, o que não causaria a desconexão incorreta da GD durante o início da falta.

Quando as subestações de energia iniciam as desconexões, ou seja, os geradores distribuídos

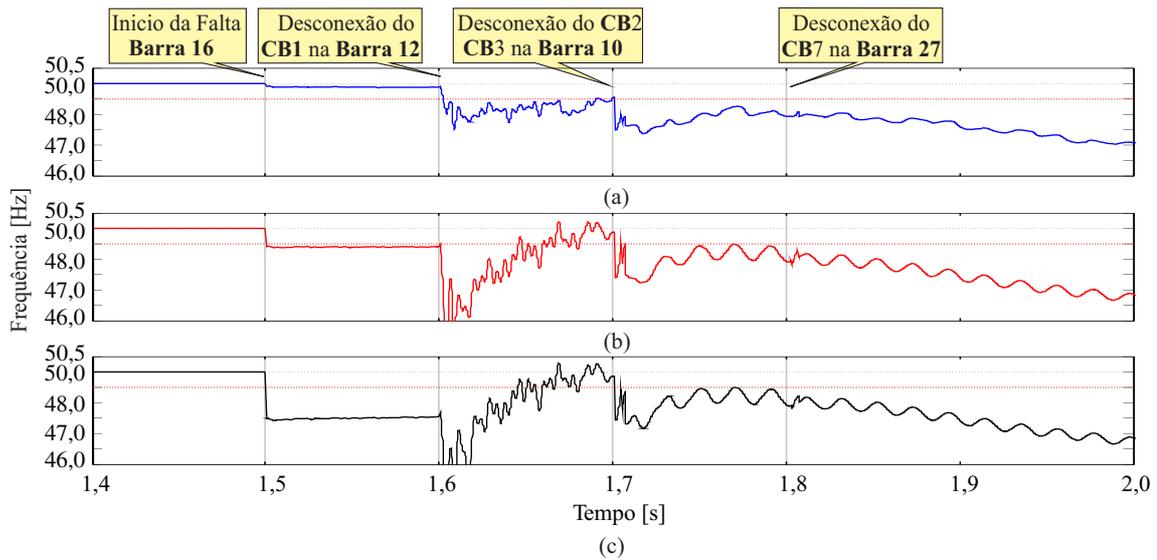


Figura 5.31. Estimação de frequência em sistemas de distribuição com geração distribuída durante uma falta trifásica. Ponto de monitoramento barra 14. (a) Proposto; (b) CLMS e (c) ACLMS.

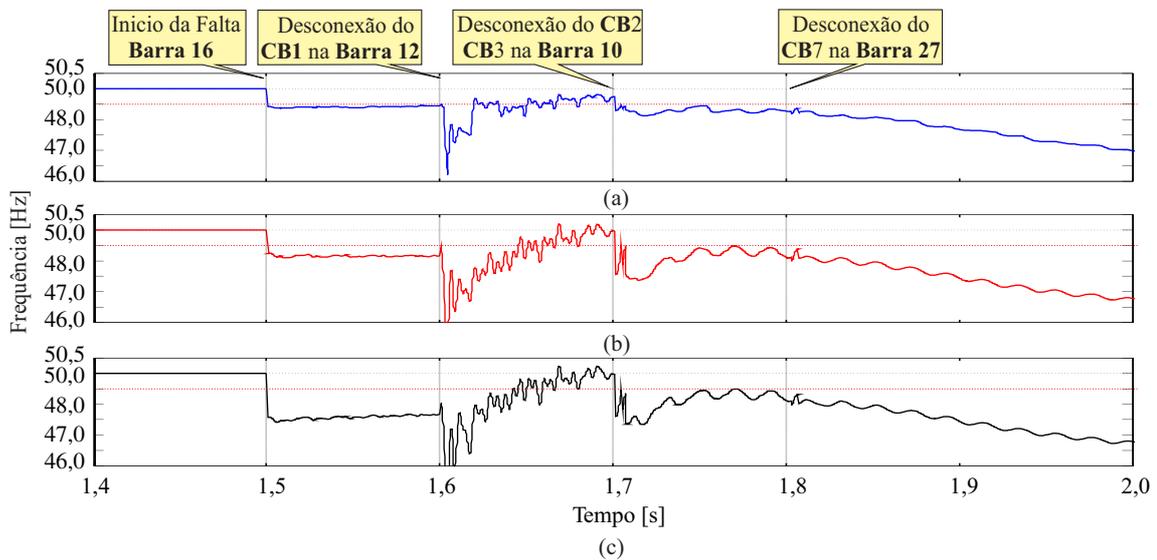


Figura 5.32. Estimação de frequência em sistemas de distribuição com geração distribuída durante uma falta trifásica. Ponto de monitoramento barra 25. (a) Proposto; (b) CLMS e (c) ACLMS.

começam a ser ilhados devido à falta, tais geradores perdem o controle e estabilidade, e todos os métodos indicam essa situação. Portanto, os geradores distribuídos seriam desconectados. No entanto, o método proposto apresentou a melhor convergência com a menor oscilação na estimativa de frequência em comparação ao CLMS e ACLMS.

5.3 AVALIAÇÃO DA PROTEÇÃO DE SUBTENSÃO *WAVELET*

Apresentam-se nas Figuras 5.33, 5.34 e 5.35 os sinais de tensão para o evento de ilhamento da fontes de geração distribuída GD1 nos pontos de monitoramento localizadas nas barras 22 (Figura 5.33), 14 (Figura 5.34) e 25 (Figura 5.35). Trata-se do ilhamento da fonte de geração distribuída GD1, mediante a abertura sequencial dos disjuntores CB1, CB10, CB9 e CB8 (Figura 5.6). Para o cálculo dos coeficientes escala e *wavelet* foi utilizada a *wavelet* mãe db(4). O desempenho da função de subtensão *wavelet* na proteção de ilhamento de fontes de GD também é ilustrado. Este método foi proposto por Costa & Driesen (2013) para afundamento de tensão, na qual, este método já foi avaliado com diversos casos de simulação avaliando-se faltas, o efeito do ângulo de incidência, o efeito da resistência de falta, o efeito do local de falta, etc., sendo obtido bom desempenho e vantagens em comparação ao método classicamente utilizado como é o RMS. Portanto, esta tese não tem como objetivo principal a avaliação, de fato, da TWDR pois a sua eficiência já foi avaliada em Costa & Driesen (2013), Paiva (2015).

A proteção de sub e sobretensão monitora o valor da tensão e o compara com valores (limiões) estabelecidos, sumarizados na Tabela 5.3.

Tabela 5.3. Limiões das funções de proteção de subtensão e sobretensão.

Relé	Limiar Convencional	Limiar <i>Wavelet</i>
Função 27	$V_{27}=71,6$ V	$E_{Sub=27_w}=158,38$
Função 59	$V_{59}=89,5$ V	$E_{Sobre=59_w}=248,89$

O desempenho da TWDR é similar ao RMS. Porém, com amplitudes a nível de energia. Como vantagem, tem-se uma resposta mais rápida dos eventos por meio das energias dos coeficientes *wavelet*. No ponto de monitoramento na barra 22 (Figura 5.33), a tensão apresenta mudanças devido a operação dos disjuntores sem ultrapassar os limites estabelecidos. Similar foi o comportamento da tensão no ponto de monitoramento da barra 25 (Figura 5.35). No entanto, na barra 14 (Figura 5.34), os valores da tensão ultrapassaram o limiar de subtensão, isto devido ao ilhamento da fonte de GD instalada nessa barra.

Como reportado em Costa & Driesen (2013), com uso das energias dos coeficientes *wavelet*, o instante exato do afundamento da tensão é detectado. Esta informação adicional pode ser utilizada para que a atuação da função de sub ou sobretensão seja mais rápida.

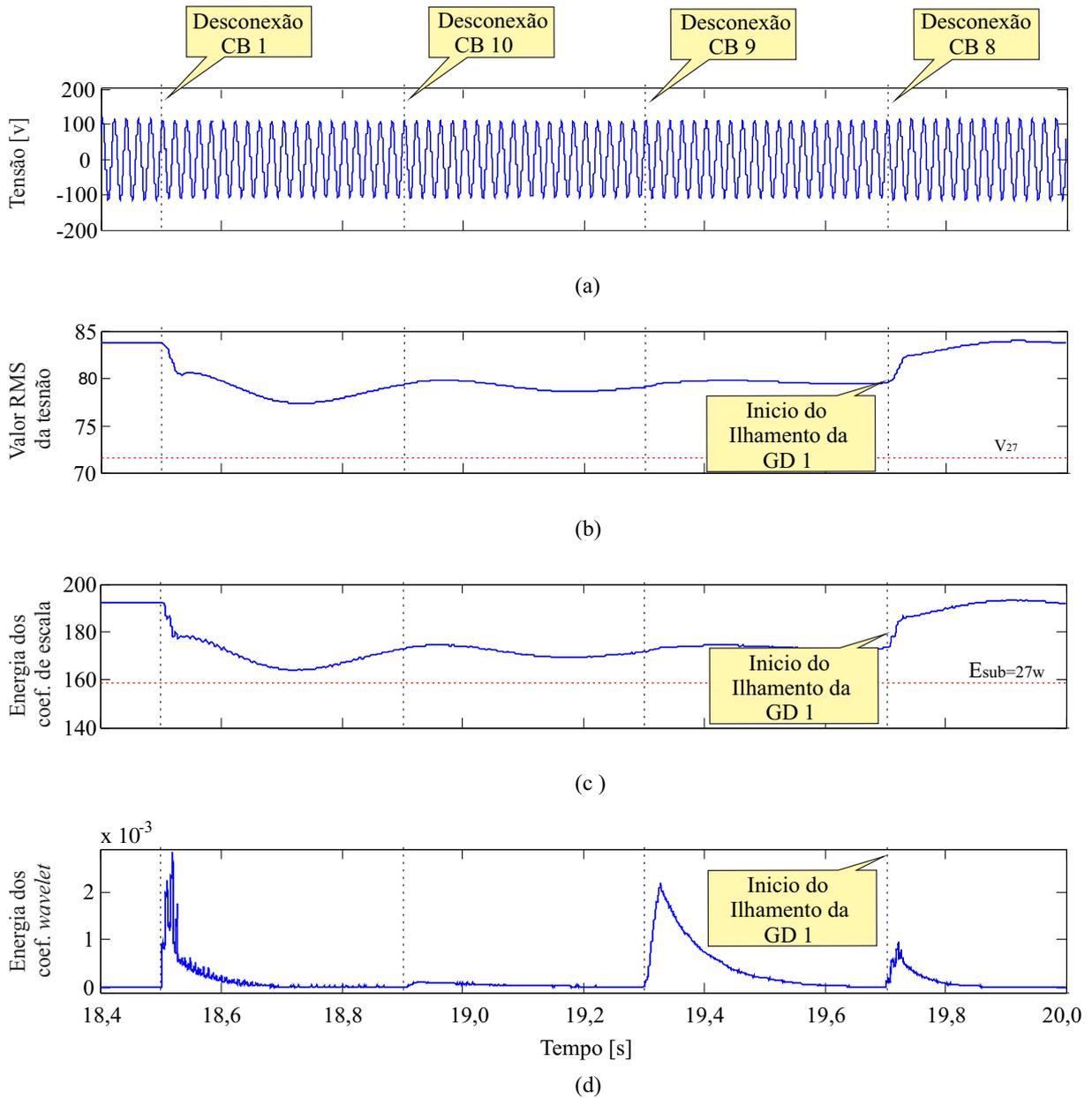


Figura 5.33. Ilhamento da fonte de GD1, ponto de monitoramento em CB4 (barra 22). (a) Tensão fase A; (b) Valor RMS da tensão; (c) Energia dos coeficientes de escala; (d) Energia dos coeficientes *wavelet*.

5.4 AVALIAÇÃO DA PROTEÇÃO ANTI-ILHAMENTO

A lógica de proteção implementada foi avaliada para o ilhamento da fonte de geração distribuída GD1. O evento de ilhamento foi simulado abrindo os disjuntores CB1, CB8, CB9 e CB10 (Figura 5.6), e sinais de disparo da proteção (*Trip*) devido as manobras destes disjuntores apresentam-se nas Figuras 5.36, 5.37, 5.38, 5.39 e 5.40, variando a potência das fontes de geração distribuída GD1, GD2 e GD3 em 20%, 40%, 60%, 80% e 100% da potencia nominal, 20 MVA, respectivamente. Nestas Figuras apresentam-se a comparação da atuação das funções

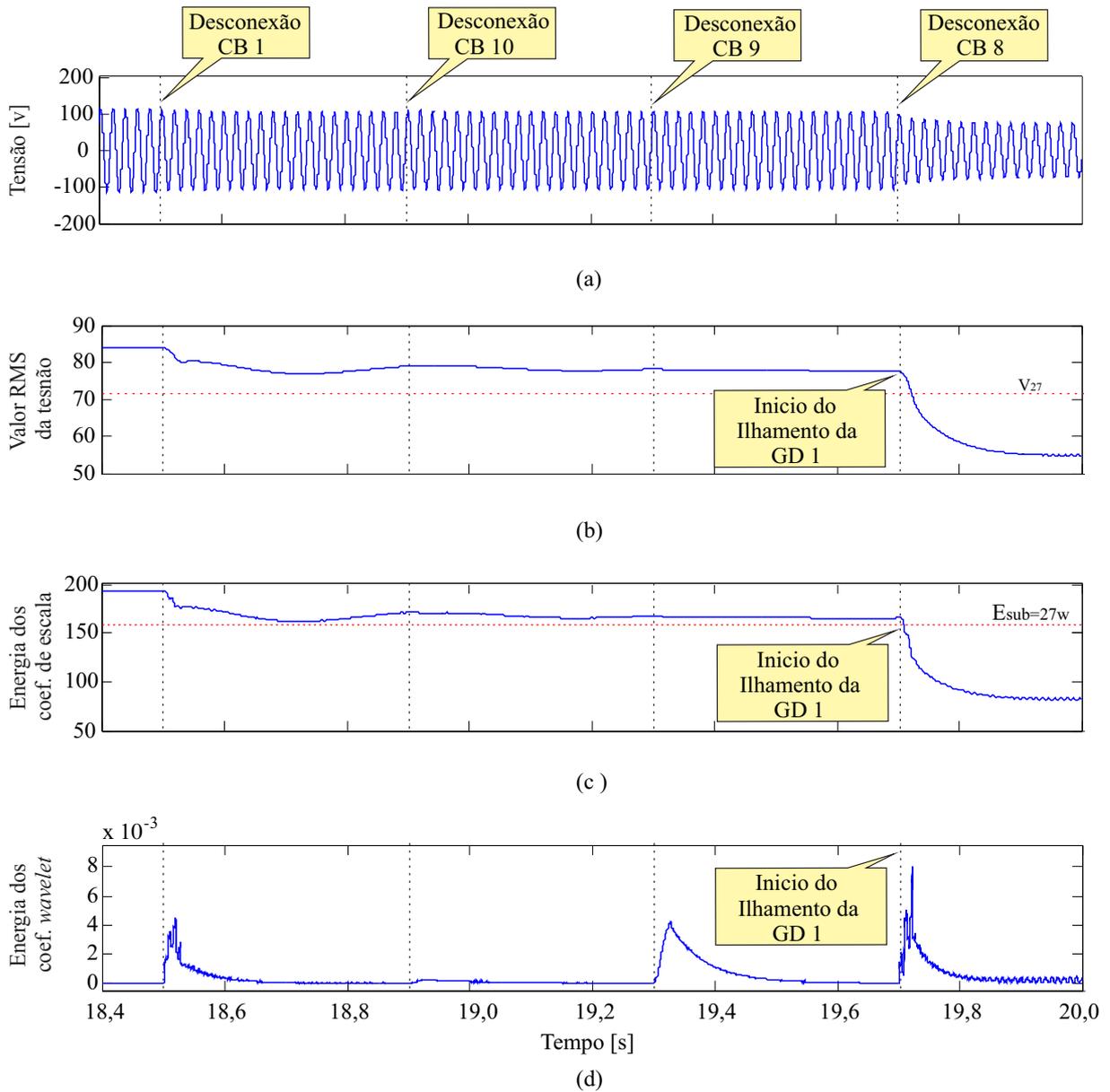


Figura 5.34. Ilhamento da fonte de GD1, ponto de monitoramento em CB5 (barra 14). (a) Tensão fase A; (b) Valor RMS da tensão; (c) Energia dos coeficientes de escala; (d) Energia dos coeficientes *wavelet*.

81U/81O, atuação das funções 27w/59w e a atuação da proteção do gerador distribuído após 300 ms. Apresenta-se também a atuação do relé ROCOF.

Na Figura 5.36 apresenta-se a comparação da atuação do sistema de proteção anti-ilhamento proposto com a proteção ROCOF. Nas figuras apresentam-se dois níveis, zero (0) e um (1). O nível zero indica a não atuação do sistema de proteção, ou seja, não houve disparo da proteção, já a mudança do nível zero para o nível um, indica a existência de atuação do sistema de proteção. A comparação do desempenho do sistema de proteção realiza-se da seguinte forma: o sinal *Trip*₈₁ representa o desempenho da função de proteção de sub/sobrefrequência,

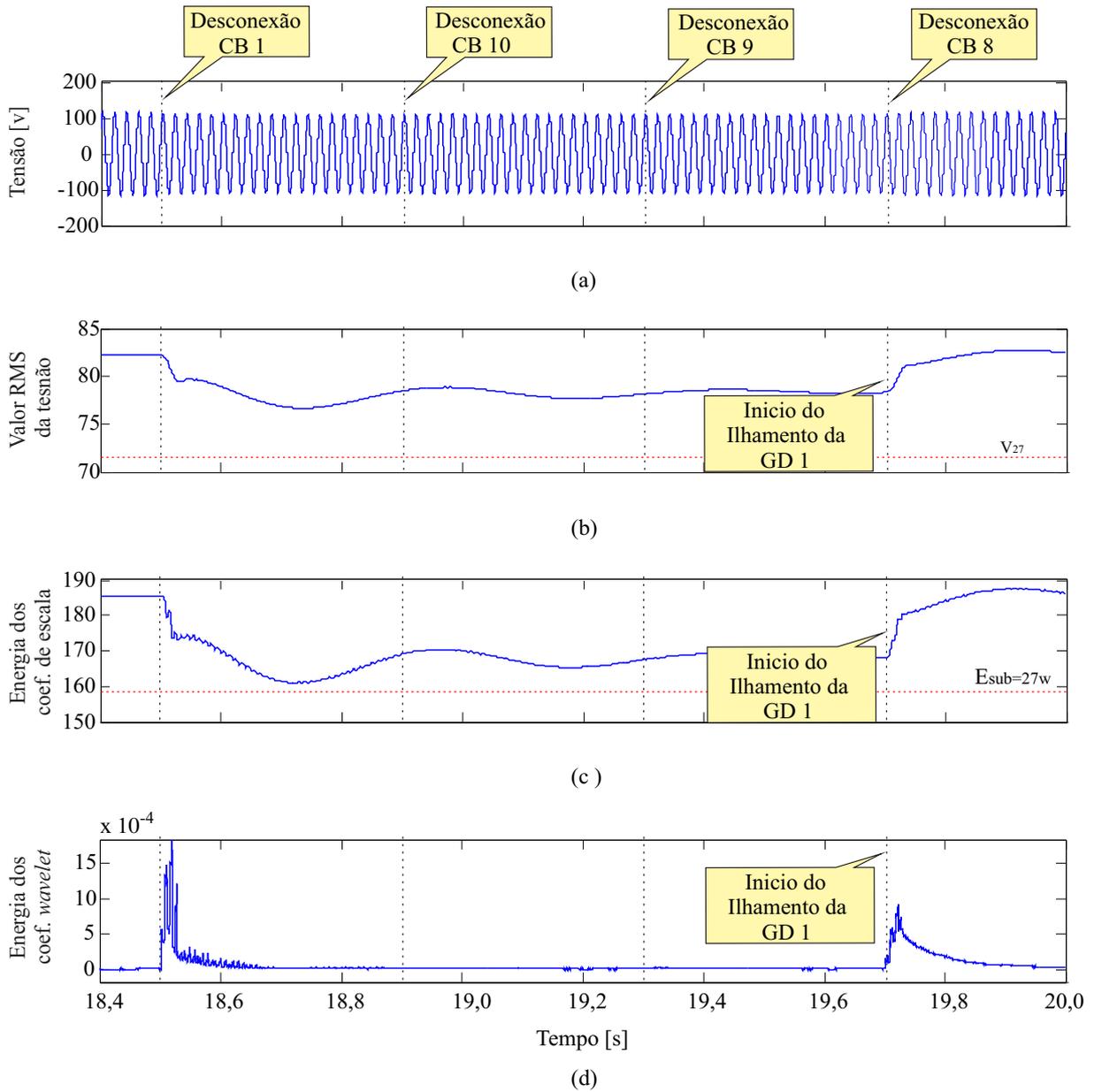


Figura 5.35. Ilhamento da fonte de GD1, ponto de monitoramento em CB6 (barra 25). (a) Tensão fase A; (b) Valor RMS da tensão; (c) Energia dos coeficientes de escala; (d) Energia dos coeficientes *wavelet*.

o sinal *Trip27w* representa o desempenho da função de proteção de sub/sobretensão, já o sinal *TripGDProposto* representa o desempenho da proteção da GD, ou seja, se existir atuação de *Trip81* e *Trip27w*, cumprida essas duas condições, após 300 ms, na persistência dessas duas condições, haverá atuação do *TripGDProposto* (Figura 5.36 (b)). O sinal *TripGDROCOF* representa o desempenho da proteção ROCOF utilizada como referência para comparação da proteção proposta, *TripGDProposto*.

A Figura 5.36 (a) apresenta o desempenho do sistema de proteção da fonte de geração distribuída GD2 instalada na barra 22, a Figura 5.36 (b) apresenta o desempenho do sistema

de proteção da fonte de geração distribuída GD1 instalada na barra 14, e a Figura 5.36 (c) apresenta o desempenho do sistema de proteção da fonte de geração distribuída GD3 instalada barra 25.

Em todos os casos simulados, a proteção proposta apresentou um bom desempenho, similar à proteção ROCOF de anti-ilhamento. No entanto, uma das grandes vantagens do método proposto é que este esquema de proteção pode ser utilizado em qualquer sistema de distribuição, independente do tipo da fonte de geração distribuída conectada à rede, pois o esquema de proteção proposto monitora os sinais de tensão e frequência na barra, no ponto de interligação da fonte de GD com a rede. Por outro lado, sendo o sistema de proteção ROCOF um método muito utilizado para esquemas de proteção anti-ilhamento pelo seu alto desempenho, ele é restrito para fontes de geração distribuída que utiliza máquinas síncronas para este fim, pois a base da estimação da frequência do relé ROCOF é o permanente monitoramento da variação da velocidade angular do eixo da máquina.

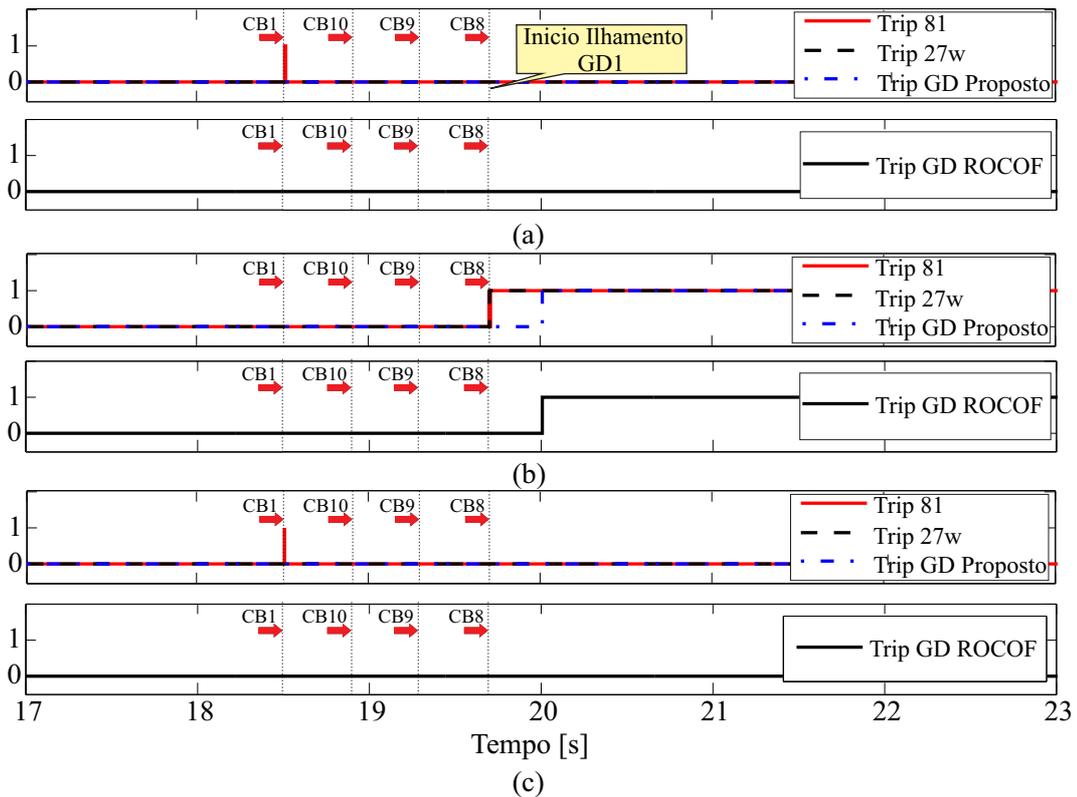


Figura 5.36. Desempenho da lógica de proteção anti-ilhamento proposta. Potência das fontes de GD em 20% da potência nominal: (a) Na GD2, barra 22; (b) na GD1, barra 14; (c) na GD3, barra 25.

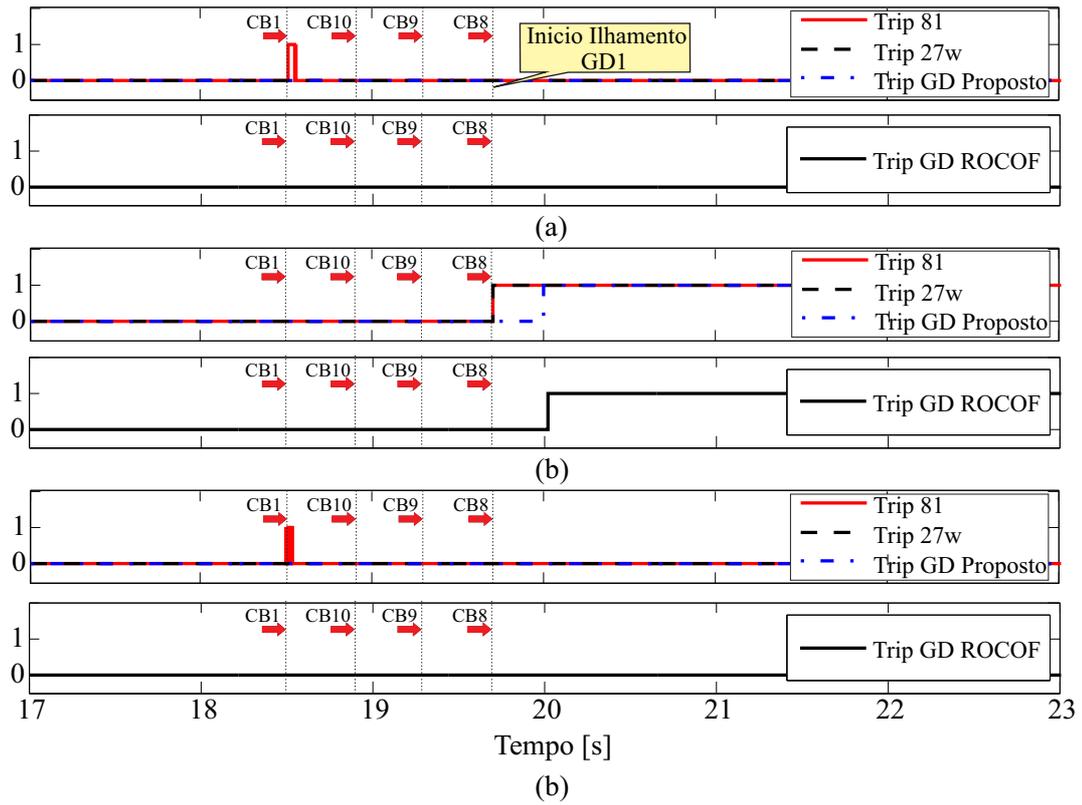


Figura 5.37. Desempenho da lógica de proteção anti-ilhamento proposta. Potência das fontes de GD em 40% da potência nominal: (a) Na GD2, barra 22; (b) na GD1, barra 14; (c) na GD3, barra 25.

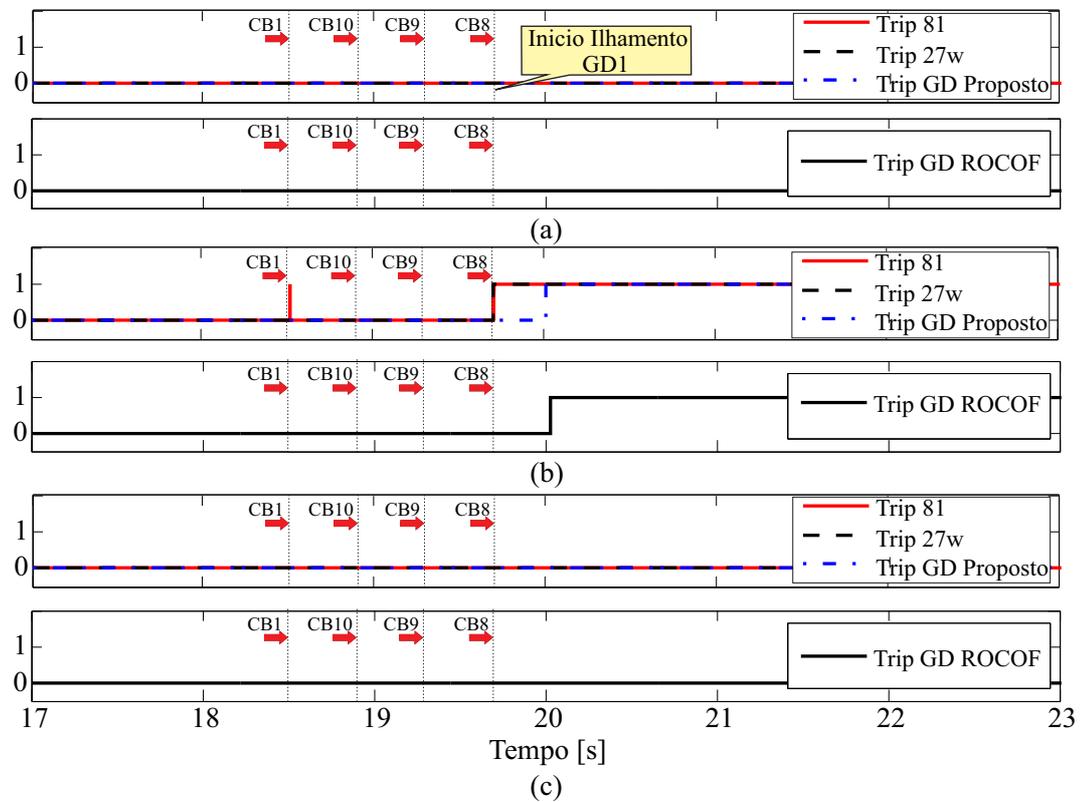


Figura 5.38. Desempenho da lógica de proteção anti-ilhamento proposta. Potência das fontes de GD em 60% da potência nominal: (a) Na GD2, barra 22; (b) na GD1, barra 14; (c) na GD3, barra 25.

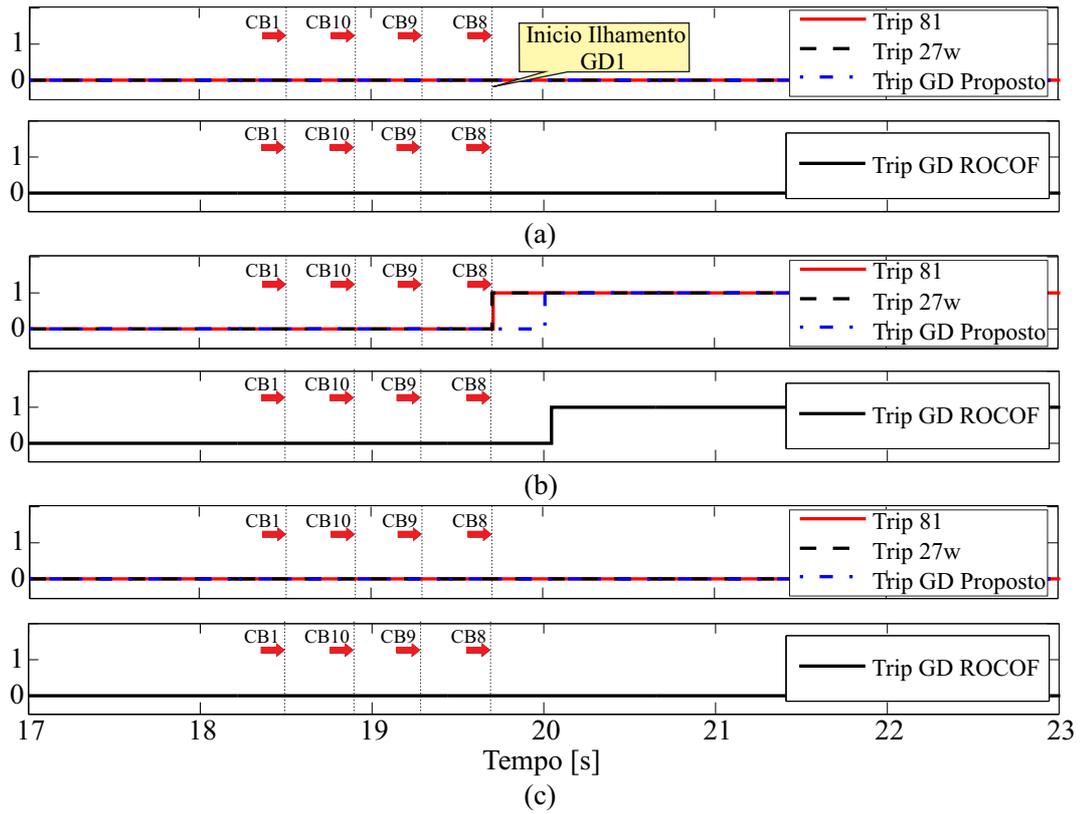


Figura 5.39. Desempenho da lógica de proteção anti-ilhamento proposta. Potência das fontes de GD em 80% da potência nominal: (a) Na GD2, barra 22; (b) na GD1, barra 14; (c) na GD3, barra 25.

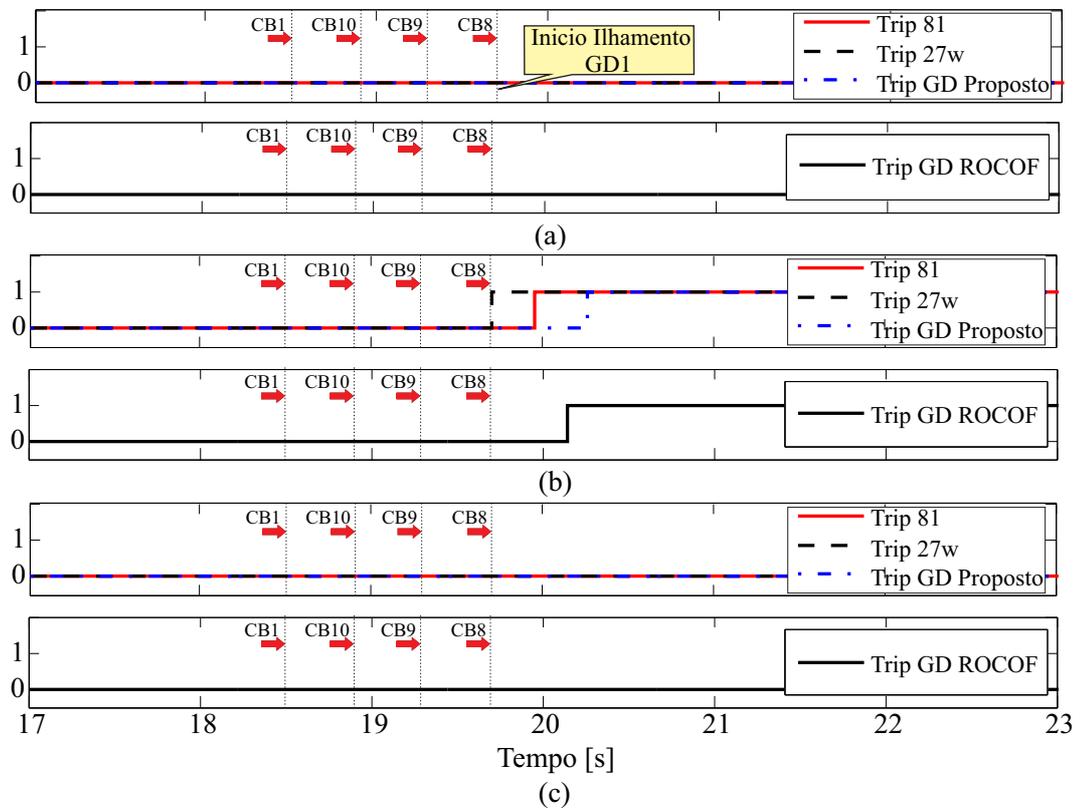


Figura 5.40. Desempenho da lógica de proteção anti-ilhamento proposta. Potência das fontes de GD em 100% da potência nominal: (a) Na GD2, barra 22; (b) na GD1, barra 14; (c) na GD3, barra 25.

5.5 SÍNTESE DO CAPÍTULO

Neste capítulo apresentou-se a avaliação do método proposto para estimação da frequência e o seu desempenho foi comparado com os métodos CLMS, ACLMS, APSSP e DFT. Apresentou-se também a avaliação da TWDR para obtenção da tensão e foi comparada com o método RMS. O desempenho do método foi avaliado para diversos casos como: sinais com desequilíbrio em amplitude e fase, sinais com ruídos, faltas e eventos de ilhamento de fontes de geração distribuída. Finalmente, foi avaliada a lógica de proteção anti-ilhamento proposta a qual foi comparada com o método ROCOF, para proteção de fontes de GD.

CONCLUSÕES

Nesta tese, foi apresentado um novo método de estimação de frequência para aplicação em um esquema de proteção para detecção passiva de ilhamento de fontes de geração distribuída em sistemas de distribuição. Para tanto, foi desenvolvido um novo algoritmo de estimação de frequência baseado na teoria dos mínimos quadrados complexos, o qual utiliza um tamanho de passo variável o que fornece vantagens em comparação a algoritmos diretamente concorrentes tais como o CMLS e o ACLMS. Para a realização, execução, avaliação dos algoritmos e obtenção dos resultados desta tese utilizou-se o programa Matlab/Simulink[®] para a implementação dos algoritmos, sistema elétrico e blocos da proteção anti-ilhamento proposto.

De acordo com a revisão bibliográfica realizada, percebe-se que a tendência mais atual, devido as suas vantagens, dos esquemas de proteção anti-ilhamento são aqueles baseados nos métodos passivos de detecção de fontes de geração distribuída, fato este que serviu como motivação para a elaboração desta tese.

No esquema de proteção anti-ilhamento de fontes de geração distribuída foram implementadas duas funções de proteção. A primeira de sub/sobrefrequência baseada no novo método de estimação de frequência proposta nesta tese. Es novo método utiliza o sinal complexo a partir da transformação de Clarke que transforma o sinal trifásico da tensão em um sinal complexo monofásico equivalente. Como consequência da utilização do tamanho de passo variável no algoritmo proposto, o método apresenta-se bastante robusta em comparação a outros métodos de estimação de frequência. A segunda de sub/sobretensão baseada na TWDR, esta função de variação de tensão foi utilizada como função de bloqueio da função principal (sub/sobrefrequência), isto para garantir a confiabilidade a correta operação do esquema de proteção anti-ilhamento.

O método proposto foi avaliada através de simulações via Matlab[®], sendo comparada com os método CLMS, ACLMS, APSSP e DFT. Na avaliação foram utilizadas sinais sintéticos para avaliar desequilíbrios, taxa de amostragem e ruídos. O algoritmo proposto também foi avaliado

com sinais de um sistema elétrico teste de 30 barras do IEEE com geração distribuída e foram avaliadas situações de ilhamento e faltas. Os resultados obtidos indicam que a utilização do tamanho de passo variável no método de estimação de frequência proposto é bastante adequada e robusta na estimação de frequência. De fato, o método proposto apresentou uma precisão tão boa quanto (e em alguns casos melhor) em comparação as demais técnicas estimam analisadas na comparação de resultados durante mudanças dinâmicas no sistema elétrico, mesmo na presença de eventos de ilhamento, queda de tensão e faltas.

Na avaliação do esquema de proteção anti-ilhamento, as funções de proteção de sub/sobrefrequência foram implementadas com o método proposto e as funções de sub/sobretensão com a transformada *wavelet* discreta redundante. Resultados satisfatórios e similares aos apresentados pelo relé ROCOF foram obtidos. Além disso, o método se mostrou menos afetado pelas características de falta, pelo esquema de transposição da LT monitorada e pelo uso da compensação série capacitiva, quando comparada com as demais técnicas analisadas. No entanto, a técnica ROCOF só é possível de ser utilizada em sistemas com fontes de geração distribuída síncrona por monitorar a velocidade angular das máquinas síncronas. Portanto, a proteção anti-ilhamento proposta pode ser considerada mais robusta, por fazer uso dos sinais de tensão da barra onde a fonte de geração distribuída é instalada independente do tipo de fonte.

6.1 TRABALHOS FUTUROS

Diante do exposto, como continuação desta tese, propõe-se o seguinte:

- Aplicação e análise do método proposto para controle de sincronismo de fonte-rede para religamento de fontes de GD após o ilhamento;
- Implementação do algoritmo proposto em estudos de alocação ótima de medidores de qualidade de energia elétrica;
- Aplicação e análise do método proposto para o controle de máquinas elétricas rotativas.
- Aprofundar o uso da TWDR para detecção de ilhamento de fontes de geração distribuída mediante o uso das energias *wavelet* com efeito de borda. Esta análise ajudará na redução

da zona de não detecção de ilhamento de fontes de GD nos casos em que o desbalanço da potência da fonte e carga seja reduzida.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ABB. *SPAF 140 C Frequency Relay Users manual and Technical description*. Manual user modified 2002-04-12. [S.l.], 2002.
- ABDOLLAHI, A.; MATINFAR, F. Frequency estimation: A least-squares new approach. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 26, n. 2, p. 790–798, 2011.
- ABDOLLAHI, A.; MATINFAR, F. Frequency estimation: A least squares new approach. *IEEE Transaction on Power Delivery*, v. 26, n. 2, p. 790–798, April 2011.
- ABOULNASR, T.; MAYYAS, K. A robust variable step-size lms-type algorithm: analysis and simulations. *IEEE Transactions on Signal Processing*, v. 45, n. 3, p. 631–639, Mar 1997. ISSN 1053-587X.
- ACKERMANN, T.; ANDERSON, G.; SODER, L. Ditrributed generation: a definition. *Electrical Power Systems Research*, v. 57, n. 1, p. 195–204, April 2001.
- AGHAZADEH, R.; LESANI, H.; SANAYE-PASAND, M.; GANJI, B. New technique for frequency and amplitude estimation of power system signals. *IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution*, v. 152, n. 3, p. 435–440, 2005.
- ANEEL. *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional PRODIST Módulo 8 Qeualidade da Energia Elétrica*. [S.l.]: Agência Nacional de Energia Elétrica ANEEL, 2012.
- ANEEL. *Microgeração*. 2017. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>.
- ANSI, I. Ieee guide for interfacing dispersed storage and generation facilities with electric utility systems. *IEEE/ANSI Standard*, v. 1, 1988.

- ARTALE, G.; CATALIOTTI, A.; COSENTINO, V.; NGUYEN, N.; CARA, D. D.; TINE, G. Measurement and communication interfaces for distributed generation in smart grids. *IEEE International Workshop on Applied Measurements for Power Systems - AMPS*, p. 103–107, 2013.
- ASSOCIATION, E. T.; ENGINEERS, I. of E. *Power System Protection: Digital Protection and Signalling*. Institution of Engineering and Technology, 1995. (Energy Engineering). ISBN 9780852968383. Disponível em: <https://books.google.com.br/books?id=qo_NxMuc4d4C>.
- AWAN, H. *Discrete-Time Current Control of Synchronous Motor Drives*. 60+9 p. Dissertação (G2 Pro gradu, diplomityö), 2015–03–30. Disponível em: <<http://urn.fi/URN:NBN:fi:aalto-201504102261>>.
- BARKER, P. P.; MELLO, R. W. de. Determining the impact of distributed generation on power systems: part i-radial distribution systems. *IEEE, Transaction on Power Delivery*, v. 15, p. 486–493, April 2000.
- BEJMERT, D.; SIDHU, T. S. Investigation into islanding detection with capacitor insertion-based method. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 29, n. 6, p. 2485–2492, 2014.
- BENATO, R.; CALDON, R.; CESENA, F.; CESENA, F.; CESENA, F. Carrier signal-based protection to prevent dispersed generation islanding on mv systems. *Proceedings of the 17th International Conference on Electricity Distribution CIRED, Barcelona*, p. 1–6, May. 2003.
- BRITO, N. S. D.; COSTA, F. B.; SOUZA, B. A. Proposição de uma impressão digital para os distúrbios. *Congresso Brasileiro de Automática - CBA*, Campina Grande, 2012.
- CANDAN, . A method for fine resolution frequency estimation from three dft samples. *IEEE Signal Processing Letters*, v. 18, n. 6, p. 351–354, 2011.
- CANDAN, . Analysis and further improvement of fine resolution frequency estimation method from three dft samples. *IEEE Signal Processing Letters*, v. 20, n. 9, p. 913–916, 2013.

- CANTELI, M. M.; FERNANDEZ, A. O.; EGUILUZ, L. I.; ESTEBANEZ, C. R. Three-phase adaptive frequency measurement based on clarke's transformation. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 21, n. 3, p. 1101–1105, July 2006. ISSN 0885-8977.
- CASTELLO, P.; FERRARI, P.; FLAMMINI, A.; MUSCAS, C.; RINALDI, S. An iec 61850-compliant distributed pmu for electrical substations. *IEEE International Workshop on Applied Measurements for Power Systems - AMPS, Aachen, Germany*, p. 1–6, Sep. 2012.
- CHOWDHURY, S. P.; CHOWDHURY, S.; CHUI, T. F.; CROSSLEY, P. A. Islanding protection of distribution systems with distributed generators a comprehensive survey report. *Power and Energy Society General Meeting Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, IEEE*, p. 1–8, 2008.
- CORRÊA, D. S. *Metodologia para Análise de Risco de Ocorrência de Ilhamentos não Intencionais de Geradores Síncronos Distribuídos*. 2008. Tese (Engenharia Elétrica), UNICAMP (Universidade Estadual de Campinas), Campinas, Brasil.
- COSTA, F. B. *Uma Técnica de Diagnóstico em Tempo Real de Distúrbios Transitórios Baseada na Transformada Wavelet para Uso em Registradores Digitais de Perturbação*. 2010. Tese (Engenharia Elétrica), UFCG (Universidade Federal de Campina Grande), Campina Grande, Brasil.
- COSTA, F. B. Fault-induced transient detection based on real-time analysis of the wavelet coefficient energy. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 29, n. 1, p. 140–153, 2014.
- COSTA, F. B.; DRIESEN, J. Assessment of voltage sag indices based on scaling and wavelet coefficient energy analysis. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 28, n. 1, p. 336–346, 2013.
- COSTA, F. B.; MONTI, A.; PAIVA, S. C. Overcurrent protection in distribution systems with distributed generation based on the real-time boundary wavelet transform. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 32, n. 1, p. 462–473, Feb 2017. ISSN 0885-8977.
- COSTA, F. B.; SOUZA, B. A.; BRITO, N. S. D. Real-time detection of fault-induced transients in transmission lines. *Electronics Letters*, v. 46, n. 11, p. 753–755, 2010.

- DAUBECHIES, I. Ten Lectures on Wavelets. *CBMS-NSF Regional Conference Series*, Philadelphia USA, 1992.
- DINI, D. H.; MANDIC, D. P. Widely linear modeling for frequency estimation in unbalanced three-phase power systems. *IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement*, v. 62, n. 2, p. 353–363, Feb 2013. ISSN 0018-9456.
- DO, H. T.; ZHANG, X.; NGUYEN, N. V.; LI, S. S.; CHU, T. T. T. Passive-islanding detection method using the wavelet packet transform in grid-connected photovoltaic systems. *IEEE Transactions on Power Electronics*, v. 31, n. 10, p. 6955–6967, 2016.
- ECKHARDT, V.; HIPPE, P.; HOSEMANN, G. Dynamic measuring of frequency and frequency oscillations in multiphase power systems. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 4, n. 1, p. 95–102, Jan 1989. ISSN 0885-8977.
- ESTEBANEZ, E. J.; MORENO, V. M.; PIGAZO, A.; LISERRE, M.; DELL'AQUILA, A. Performance evaluation of active islanding-detection algorithms in distributed-generation photovoltaic systems: Two inverters case. *IEEE Transaction on Industrial Electronics*, v. 58, n. 4, p. 1185–1193, April 2011.
- FILHO, A.; PINTO, E.; GALDINO, J. Simple and robust analytically derived variable step-size least mean squares algorithm for channel estimation. *IET Communications*, v. 3, n. 12, p. 1832–1842, April 2005.
- FREITAS, W.; HUANG, Z.; XU, W.; XU, W.; XU, W. A practical method for assessing the effectiveness of vector surge relays for distribute generation applications. *IEEE Transaction on Power Delivery*, v. 20, n. 1, p. 57–63, January 2005.
- FREITAS, W.; XU, W.; AFFONSO, C. M.; HUANG, Z. Comparative analysis between rocof and vector surge relays for distributed generation applications. *IEEE Transaction on Power Delivery*, v. 20, n. 2, p. 1315–1324, 2005.
- FUNABASHI, T.; KOYANAGI, K.; YOKOYAMA, R.; YOKOYAMA, R.; YOKOYAMA, R. A review of islanding detection methods for distributed resources. *in Proc. IEEE Bologna Power Tech Conference, Bologna, Italy*, v. 2, p. 23–262, 2003.

- GEIDL, M. *Protection of Power Systems with Distributed Generation: State of the Art*. 2005.
- GIRIGS, A.; BRAHMA, S. Effect of distributed generation on protective device coordination in distribution system. *Proceedings of IEEE, Large Engineering Systems Conference on Power Engineering, LESCOPE*, p. 115–119, July 2001.
- GIUSTINA, D. D.; FERRARI, P.; FLAMMINI, A.; RINALDI, S.; SISINNI, E. Automation of distribution grids with iec 61850: A first approach using broadband power line communication. *IEEE Transaction on Instrumentation and Measurement*, v. 62, n. 9, p. 2372–2383, Sep. 2013.
- GLOVER, J. D.; SARMA, M. S.; OVERBYE, T. J. *Power System Analysis and Design*. Fifth edition. [S.l.]: Cengage Learning, ISBN-13: 978-1-111-42577-7, Stamford, CT 06902, USA, 2012.
- GOMEZ, J.; MORCOS, M. Coordination of voltage sag and overcurrent protection in dg systems. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 20, n. 1, p. 214–218, Jan. 2005. ISSN 0885-8977.
- GOMEZ, J.; VASCHETTI, J.; COYOS, C.; IBARLUCEA, C. Distributed generation: impact on protections and power quality. *IEEE (Revista IEEE America Latina) Latin America Transactions*, v. 11, n. 1, p. 460–465, Feb. 2013. ISSN 1548-0992.
- GROSSMAN, A.; MORLET, J. Decomposition of hardy functions into square integrable wavelets of constant shape. *Society for Industrial and Applied Mathematics Journal on Mathematical Analysis*, p. 155–166, 1984.
- HANIF, M.; BASU, M.; GAUGHAN, K. Development of en50438 compliant wavelet-based islanding detection technique for three-phase static distributed generation systems. *IET Renewable Power Generation*, v. 6, n. 4, p. 289–301, 2012.
- HSIEH, C. T.; LIN, J. M.; HUANG, S. J.; HUANG, S. J.; HUANG, S. J. Enhancement of islanding detection of distributed generation systems via wavelet transform-based approaches. *Int. J. Elect. Power Energy Syst*, v. 30, n. 10, p. 575–580, Dec. 2008.

- HWANG, J. K.; MARKHAM, P. N. Power system frequency estimation by reduction of noise using three digital filters. *IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement*, v. 63, n. 2, p. 402–409, 2014.
- HYDRO-QUÉBEC. *SimPowerSystemTM, User's Guide (Second Generation)*. [S.l.]: MathWorks disponível em: <<http://www.mathworks.com>>, 2013.
- IEC. Iec 61000-4-30 electromagnetic compatibility (emc)-part4-30, testing and measurement techniques. In: *Power Quality Measurement Methods*. [S.l.: s.n.], 2008.
- IEEE-STANDARD. Institute of electrical and electronics engineers standard: Ieee recommended practice for excitation system models for power system stability studies. *Standar Board*, 2005.
- IEEE Std. Ieee std 1547.2-2008, ieee application guide for ieee std 1547(tm), ieee standard for interconnecting distributed resources with electric power systems. *IEEE Standart*, p. 1–217, April 2009.
- IEEE-STD-1547. Ieee standard for interconnecting distributed resources with electric power systems. *IEEE Standard Coordinating Committee 21*, p. 1–27, 2003.
- IEEE-STD-1547. Ieee application guide for ieee std 1547(tm), ieee standard for interconnecting distributed resources with electric power systems. *IEEE Standard*, p. 1–217, 2008.
- IEEE-STD-1547. Ieee application guide for ieee std 1547, ieee standard for interconnecting distributed resources with electric power system. *IEEE Std 1547*, p. 1–219, Apr. 2009.
- IEEE-STD-1547. Ieee standard for interconnecting distributed resources with electric power systems amendment to ieee std 1547 - 2003. *IEEE Standard Coordinating Committee 21*, p. 1–16, 2014.
- JANG, S. I.; KIM, K. H. An islanding detection method for distributed generations using voltage unbalance and total harmonic distortion of current. *IEEE Transaction on Power Delivery*, v. 1, n. 2, p. 745–752, April 2004.

- JANG, S. I.; KIM, K. H. A new islanding detection algorithm for distributed generations interconnected with utility networks. *in Proc. IEEE International Conference on Developments in Power System Protection*, v. 2, p. 571–574, April 2004.
- JAVIDI, S.; PEDZISZ, M.; GOH, S. L.; MANDIC, D. P. The augmented complex least mean square algorithm with application to adaptive prediction problems. *In Proc. 1st IARP Workshop Cong. Infrm. Process, Santorini, Greece*, p. 54–54, 2008.
- JENKINS, N.; ALLAN, R.; CROSSLEY, P.; KIRSCHEN, D.; STRBAC, G. *Embedded generation*. First edition. [S.l.]: The Institution of electrical engineers, IEE Power and Energy Series 31, ISBN 0852967748, Herts, United Kingdom, 2000.
- JúNIOR, J. C. de M. V. *Metodologias para Ajuste e Avaliação do Desempenho de Relés de Proteção Anti-Ilhamento de Geradores Síncronos Distribuídos*. Tese (Doutorado) — Universidade Estadual de Campinas - UNICAMP, Campinas, São Paulo, Brasil, Março 2006.
- KANNA, S.; DINI, D. H.; XIA, Y.; HUI, S. Y.; MANDIC, D. P. Distributed widely linear kalman filtering for frequency estimation in power networks. *IEEE Transactions on Signal and Information Processing over Networks*, v. 1, n. 1, p. 45–57, March 2015. ISSN 2373-776X.
- KARIMI, H.; KARIMI-GHARTEMANI, M.; IRAVANI, M. R.; IRAVANI, M. R.; IRAVANI, M. R. Estimation of frequency and its rate of change for applications in power systems. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 19, n. 2, p. 472–480, 2004.
- KHALILI, A.; RASTEGARNIA, A.; SANEI, S. Robust frequency estimation in three-phase power systems using correntropy-based adaptive filter. *IET Science, Measurement Technology*, v. 9, n. 8, p. 928–935, 2015.
- KHAMIS, A.; SHAREEF, H.; MOHAMED, A.; MOHAMED, A.; MOHAMED, A. Islanding detection and load shedding scheme for radial distribution systems integrated with dispersed generations. *IET Generation, Transmission Distribution*, v. 9, n. 15, p. 2261–2275, 2015.

- KIM, J.; HWANG, J. Islanding detection method of distributed generation units connected to power distribution system. In: *International Conference on Power System Technology, 2000. Proceedings. PowerCon 2000*. [S.l.: s.n.], 2000. v. 2, p. 643–647.
- KUNDUR, P. *Power System Stability and Control*. 1a ed.. ed. [S.l.]: McGraw-Hill Inc, 1994.
- KUSLJEVIC, M. D. On ls-based power frequency estimation algorithms. *IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement*, v. 62, n. 7, p. 2020–2028, 2013.
- LIU, N.; ALJANKAWAY, A.; DIDUCH, C.; CHANG, L.; SU, J. Passive islanding detection approach based on tracking the frequency-dependent impedance change. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 30, n. 6, p. 2570–2580, 2015.
- LIU, N.; DIDUCH, C.; CHANG, L.; SU, J. A reference impedance-based passive islanding detection method for inverter-based distributed generation system. *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, v. 3, n. 4, p. 1205–1217, 2015.
- LOBOS, T.; REZMER, J. Real-time determination of power system frequency. *IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement*, v. 46, n. 4, p. 877–881, 1997.
- LOBOS, T.; REZMER, J.; SCHEGNER, P. Parameter estimation of distorted signals using prony method. *IEEE Bologna Power Tech Conference*, p. 1–5, Jun. 2003.
- LOPES, J. A. P.; HATZIARGYRIOU, N.; MUTALE, J.; DJAPIC, P.; JENKINS, N. Integrated distributed generation into electric power systems: A review of drivers, challenges and opportunities. *Electrical Power Systems Research*, v. 77, n. 1, p. 1189–1203, 2007.
- MAHAT, P.; CHEN, Z.; BAK-JENSEN, B.; BAK-JENSEN, B.; BAK-JENSEN, B. A hybrid islanding detection technique using average rate of voltage change and real power shift. *IEEE Transaction on Power Delivery*, v. 24, n. 2, p. 764–771, April 2009.
- MARCETIC, D. P.; TOMIC, J. J.; KUSLJEVIC, M. D. Unbalanced three-phase distribution system frequency estimation using least mean squares method and positive voltage sequence. *IET Science, Measurement Technology*, v. 8, n. 1, p. 30–38, 2014.

- MARCHESAN, G. *Estimadores de Frequência Aplicados a Sistemas Elétricos de Potência*. 2013. Dissertação de mestrado (Engenharia Elétrica), UFSM (Universidade Federal de Santa Maria), Santa Maria, Brasil.
- MOJIRI, M.; YAZDANI, D.; BAKHSHAI, A. Robust adaptive frequency estimation of three-phase power systems. *IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement*, v. 59, n. 7, p. 1793–1802, July 2010. ISSN 0018-9456.
- MOTOHASHI, J.; IMAI, Y.; ISHIKAWA, T.; KAI, T.; KANEDA, H.; FUJIMOTO, T.; ISHIZUKA, T. Development of detecting system of islanding operation for dispersed synchronous machine generator interconnected to distribution line. *Meiden Review Magazine, Series 110*, n. 1, p. 1019–1022, 2000.
- O’KANE, P.; FOX, B. Loss of mains detection for embedded generation by system impedance monitoring. In: *Sixth International Conference on (Conf. Publ. No. 434) Developments in Power System Protection*. [S.l.: s.n.], 1997. p. 95–98. ISSN 0537-9989.
- PAIVA S. C., SANCA H. S., COSTA F. B. e SOUZA B. A. Reviewing of anti-islanding protection. In: *2014 11th IEEE/IAS International Conference on Industry Applications*. [S.l.: s.n.], 2014. p. 1–8.
- PAIVA, S. de C. *Proteção em Sistemas Elétricos com Geração Distribuída Utilizando a Transformada Wavelet*. 2015. Dissertação de Mestrado (Engenharia Elétrica), UFRN (Universidade Federal do Rio Grande do Norte), Natal, Brasil.
- PERCIVAL, D. B.; WALDEN, A. T. *Wavelet Methods for Time Series Analysis*. New York, USA: Cambridge University Press., 2000.
- PEREIRA, M. B. Study and simulation techniques for anti-islanding in connection to network of small alternative sources (in portuguese). Feb. 2007.
- PRADHAN, A. K.; ROUTRAY, A.; BASAK, A. Power system frequency estimation using least mean square technique. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 20, n. 3, p. 1812–1816, 2005.

- PUTTGEN, H. B.; MCGREGOR, P. R.; LAMBERT, F. C. Distributed generation: Semantic hype or the dawn of a new era? *IEEE, Power and Energy Magazine*, v. 1, n. 1, p. 22–29, January 2003.
- REDFERN, M.; BARRETT, J. I.; USTA, O.; USTA, O.; USTA, O. A new microprocessor based islanding protection algorithm for dispersed storage and generation units. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 10, n. 3, p. 1249–1254, Jul. 1995. ISSN 0885-8977.
- REDFERN, M. A.; USTA, O.; FIELDING, G.; FIELDING, G.; FIELDING, G. Protection against loss of utility grid supply for a dispersed storage and generation unit. *IEEE Transaction on Power Delivery*, v. 8, n. 3, p. 948–954, July 1993.
- REIGOSA, D.; BRIZ, F.; BLANCO, C.; GARCIA, P.; GUERRERO, J. M. Active islanding detection for multiple parallel-connected inverter-based distributed generators using high-frequency signal injection. *IEEE Transaction on Power Electronics*, v. 29, n. 3, p. 1192–1199, March 2014.
- REN, J.; KEZUNOVIC, M. A hybrid method for power system frequency estimation. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 27, n. 3, p. 1252–1259, 2012.
- ROPP, M.; AAKER, K.; HAIGH, J.; SABBAH, N. Using power line carrier communications to prevent islanding. *Proceedings of the 28th IEEE Photovoltaic SpecialistS Conference*, p. 1675–1678, Sept. 2000.
- ROPP, M.; BEGOVIC, M.; ROHATGI, A.; ROHATGI, A.; ROHATGI, A. Analysis and performance assessment of the active frequency drift method of islanding prevention. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, v. 14, n. 3, p. 810–816, Sep. 1999. ISSN 0885-8969.
- ROSCOE, A. J.; BURT, G. M.; BRIGHT, C. G.; BRIGHT, C. G.; BRIGHT, C. G. Avoiding the non-detection zone of passive loss-of-mains (islanding) relays for synchronous generation by using low bandwidth control loops and controlled reactive power mismatches. *IEEE Transactions on Smart Grid*, v. 5, n. 2, p. 602–611, 2014.
- SAMUI, A.; SAMANTARAY, S. R. Assessment of rocpad relay for islanding detection in distributed generation. *IEEE Transactions on Smart Grid*, v. 2, n. 2, p. 391–398, June 2011. ISSN 1949-3053.

- SANCA H. S., SOUZA B. A., COSTA F. B. e SOUZA JR. F. C. Evaluation of frequency estimation algorithms applied in system with distributed generation in island operations. *International Journal of Scientific and Engineering Research - IJSER*, v. 7, n. 11, p. 911–916, 2016.
- SANCA H. S., SOUZA B. A. e COSTA F. B. Computational modeling of frequency relay for islanding detection of distributed generation by performance of frequency estimation methods. In: *13th International Conference on Development in Power System Protection 2016 (DPSP)*. [S.l.: s.n.], 2016. p. 1–6.
- SANCA H. S., SOUZA B. A., PINHEIRO J. N., DANTAS N. S. B. e COSTA F. B. Avaliação de métodos de estimação de frequência fundamental para qualidade da energia aplicados em sistemas de distribuição com geração distribuída. *Conferência Brasileira sobre Qualidade da Energia Elétrica (CBQEE 2015), Campina Grande, Paraíba.*, v. 1, p. 1–6, 2015.
- SANCA H. S., SOUZA F. C., SOUZA B. A. e COSTA F. B. Comparison frequency estimation methods on adaptive protection architecture applied on systems with distributed generation. In: *13th International Conference on Development in Power System Protection 2016 (DPSP)*. [S.l.: s.n.], 2016. p. 1–6.
- SANTOS, W. C. *Identificação de Falhas de Alta Impedância em Sistemas de Distribuição*. 2016. Tese (Engenharia Elétrica), UFCG (Universidade Federal de Campina Grande), Campina Grande, Brasil.
- Schneider Electric. *Sepam Series 80 Protective Relays Reference Manual*. Instruction bulletin 63230-216-230b1. [S.l.], 2007.
- SCHWEITZER, E. O.; HOU, D. Filtering for protective relays. In: *IEEE WESCANEX 93 Communications, Computers and Power in the Modern Environment - Conference Proceedings*. [S.l.: s.n.], 1993. p. 15–23.
- SERNA, J. A. de la O. Synchrophasor estimation using prony's method. *IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement*, v. 62, n. 8, p. 2119–2128, 2013.

- SMITH, G.; ONIONS, P.; INFIELT, D.; INFIELT, D.; INFIELT, D. Predicting islanding operation of grid connected pv inverters. *IEEE Proceedings - Electric Power Applications*, v. 147, n. 1, p. 1–6, Jan. 2000. ISSN 1350-2352.
- SORRENTINO, E.; CARVALHO, R.; CARVALHO, R.; CARVALHO, R.; CARVALHO, R. Performance of three algorithms for frequency measurement under transient conditions. *Electric Power System Research*, v. 80, p. 1191–1196, Mar. 2010.
- SOUZA F. C., SANCA H. S., COSTA F. B. e SOUZA B. A. A novel adaptive instantaneous overcurrent approach powered by frequency estimation. In: *2015 IEEE/PES International Conference on Power System Transients - IPST*. [S.l.: s.n.], 2015. p. 1–5.
- SOUZA F. C., SANCA H. S., COSTA F. B. e SOUZA B. A. Adaptive instantaneous overcurrent powered by frequency estimation: A case study using a real brazilian system. In: *2016 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition (T D)*. [S.l.: s.n.], 2016. p. 1–5.
- SOUZA JR. F. C., SANCA H. S., SOUZA B. A. e COSTA, F. B. Adaptive instantaneous overcurrent relay settings in real brazilian system with distributed generation. *International Journal of Scientific and Engineering Research - IJSER*, v. 7, n. 10, p. 1708–1714, 2016.
- SRISTI, P.; LU, W. S.; ANTONIOU, A. A new variable-step-size lms algorithm and its application in subband adaptive filtering for echo cancellation. In: *ISCAS 2001. The 2001 IEEE International Symposium on Circuits and Systems (Cat. No.01CH37196)*. [S.l.: s.n.], 2001. v. 2, p. 721–724 vol. 2.
- SUBUDHI, B.; RAY, P. K.; GHOSH, S. Variable leaky least mean-square algorithm-based power system frequency estimation. *IET Science, Measurement Technology*, v. 6, n. 4, p. 288–297, 2012.
- SUMNER, M.; PATETHORPE, B.; THOMAS, D. P.; ZANCHETTA, P.; PIAZZA, M. C. D. A technique for power supply harmonic impedance estimation using a controlled voltage disturbance. *IEEE Trans on Power Electronics*, v. 17, n. 2, p. 207–215, March 2002.
- THOMAS, D. W. P.; WOOLFSON, M. S. Evaluation of frequency tracking methods. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 16, n. 3, p. 367–371, 2001.

- Univ. Washington. Power systems test washington, 2006. WU, 2006. Disponível em: <<https://www2.ee.washington.edu/research/pstca/>>.
- VIEIRA, J. C. M.; FREITAS, W.; XU, W.; MORELATO, A. Performance of frequency relays for distributed generation protection. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 21, n. 3, p. 1120–1127, Jul. 2006. ISSN 0885-8977.
- WEC. *World Energy Perspective The road to resilience managing and financing extreme weather risks*. [S.l.]: World Energy Council WEC Project Partners Marsh McLennan Companies and Swiss Re Corporate Solutions, 2015.
- WIES, R. W.; PIERRE, J. W. Use of least-mean squares (lms) adaptive filtering technique for estimating low-frequency electromechanical modes in power systems. *Proceedings of American Control Conference ACC*, n. 1, p. 4867–4873, May. 2002.
- XIA, Y.; BLAZIC, Z.; MANDIC, D. P. Complex-valued least squares frequency estimation for unbalanced power systems. *IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement*, v. 64, n. 3, p. 638–648, March 2015. ISSN 0018-9456.
- XIA, Y.; DOUGLAS, S. C.; MANDIC, D. P. Adaptive frequency estimation in smart grid application. *IEEE Signal Processing Magazine*, v. 1, n. 1, p. 44–54, Set. 2012.
- XIA, Y.; DOUGLAS, S. C.; MANDIC, D. P. Adaptive frequency estimation in smart grid applications: Exploiting noncircularity and widely linear adaptive estimators. *IEEE Signal Processing Magazine*, v. 29, n. 5, p. 44–54, 2012.
- XIA, Y.; DOUGLAS, S. C.; MANDIC, D. P. Adaptive frequency estimation in smart grid applications: Exploiting noncircularity and widely linear adaptive estimators. *IEEE Signal Processing Magazine*, v. 29, n. 5, p. 44–54, Sept 2012. ISSN 1053-5888.
- XU, W.; MAUCH, K.; MARTEL, S.; MARTEL, S.; MARTEL, S.; MARTEL, S. An assessment of distributed generation islanding detection methods and issues for canada. *CANMET energy Technology Centre-Varennes, Natural Resources Canada, QCCanada, CETC-Varennes*, v. 74, p. 1–67, Jul. 2004.
- XU, W.; MAUCH, K.; MARTELER, S.; MARTELSDD, S.; MARTELVDFV, S. An assessment of distributed generation islanding detection methods and issues for canada. *CANMET*

energy Technology Centre-Varenes, Natural Resources Canada, QC-Canada, CETC-Varenes, v. 74, 2004.

XU, W.; ZHANG, G.; LI, C.; WANG, W.; WANG, G.; KLIBER, J. A power line signaling based technique for anti-islanding protection of distributed generators mdash;part i: Scheme and analysis. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 22, n. 3, p. 1758–1766, Jul. 2007. ISSN 0885-8977.

YUPING, L.; LIDAN, H.; JIAN, W.; GANG, W.; GUANGTING, X. A study on effect of dispersed generator capacity on power system protection. *Proceedings of IEEE Power Engineering Society General Meeting*, p. 1–6, June 2007.

ZHU, Y.; YANG, Q.; WU, J. A novel islanding detection method of distributed generator based on wavelet transform. *presented at the Int.Conf. Elect. Mach. Syst., Wuhan, China*, 2008.

DESENVOLVIMENTO MATEMÁTICO DA TENSÃO COMPLEXA $\alpha\beta$

A partir do sistema trifásico e das equações (4.1) e (4.2), as componentes $v_\alpha(k)$ e $v_\beta(k)$ da tensão complexa $v(k) = v_\alpha(k) + jv_\beta(k)$, obtida a partir da transformada de Clarke, pode ser determinada assim:

$$\begin{aligned}
 v_\alpha(k) &= \sqrt{\frac{2}{3}} \left(v_a(k) - \frac{v_b(k)}{2} - \frac{v_c(k)}{2} \right), \\
 v_\alpha(k) &= \sqrt{\frac{2}{3}} \left(\begin{array}{c} V_a(k) \cos(\omega k \Delta T + \phi) - \frac{1}{2} V_b(k) \cos\left(\omega k \Delta T + \phi - \frac{2\pi}{3}\right) \\ - \frac{1}{2} V_c(k) \cos\left(\omega k \Delta T + \phi + \frac{2\pi}{3}\right) \end{array} \right), \\
 v_\alpha(k) &= \sqrt{\frac{2}{3}} \left(\begin{array}{c} V_a(k) \cos(\omega k \Delta T + \phi) - \frac{V_b(k)}{2} \left(\begin{array}{c} \cos(\omega k \Delta T + \phi) \cos\left(\frac{2\pi}{3}\right) \\ + \sin(\omega k \Delta T + \phi) \sin\left(\frac{2\pi}{3}\right) \end{array} \right) \\ - \frac{V_c(k)}{2} \left(\cos(\omega k \Delta T + \phi) \cos\left(\frac{2\pi}{3}\right) - \sin(\omega k \Delta T + \phi) \sin\left(\frac{2\pi}{3}\right) \right) \end{array} \right), \\
 v_\alpha(k) &= \left(\frac{\sqrt{6}V_a(k)}{3} + \frac{\sqrt{6}(V_b(k) + V_c(k))}{12} \right) \cos(\omega k \Delta T + \phi) - \frac{\sqrt{2}(V_b(k) - V_c(k))}{4} \sin(\omega k \Delta T + \phi).
 \end{aligned} \tag{A.1}$$

Da mesma forma fazemos para $v_\beta(k)$, assim:

$$v_\beta(k) = \sqrt{\frac{2}{3}} \left(\frac{\sqrt{3}v_b(k)}{2} - \frac{\sqrt{3}v_c(k)}{2} \right),$$

$$v_\beta(k) = \frac{\sqrt{2}}{2} (v_b(k) - v_c(k)),$$

$$v_\beta(k) = \frac{\sqrt{2}}{2} \left(\begin{array}{l} V_b(k) \left(\cos(\omega k \Delta T + \phi) \cos\left(\frac{2\pi}{3}\right) + \sin(\omega k \Delta T + \phi) \sin\left(\frac{2\pi}{3}\right) \right) \\ - V_c(k) \left(\cos(\omega k \Delta T + \phi) \cos\left(\frac{2\pi}{3}\right) + \sin(\omega k \Delta T + \phi) \sin\left(\frac{2\pi}{3}\right) \right) \end{array} \right),$$

$$v_\beta(k) = \frac{\sqrt{2}(V_b(k) - V_c(k))}{4} \cos(\omega k \Delta T + \phi) + \frac{\sqrt{6}(V_b(k) + V_c(k))}{4} \sin(\omega k \Delta T + \phi). \quad (\text{A.2})$$

Tendo em mente que, pelas relações de Euler para os números complexos, temos:

$$e^{j(\omega k \Delta T + \phi)} = \cos(\omega k \Delta T + \phi) + j \sin(\omega k \Delta T + \phi). \quad (\text{A.3})$$

Pode-se utilizar a expressão, (A.3), para demonstrar as seguintes relações de Euler:

$$\cos(\omega k \Delta T + \phi) = \frac{e^{j(\omega k \Delta T + \phi)} + e^{-j(\omega k \Delta T + \phi)}}{2},$$

$$\sin(\omega k \Delta T + \phi) = \frac{e^{j(\omega k \Delta T + \phi)} - e^{-j(\omega k \Delta T + \phi)}}{2j}. \quad (\text{A.4})$$

De estas duas ultimas expressões, (A.4), e com, (A.1) e (A.2). Sabendo também que:

$$v(k) = v_\alpha(k) + jv_\beta(k),$$

Temos:

$$\begin{aligned}
 v(k) &= \left(\frac{\sqrt{6}V_a(k)}{3} + \frac{\sqrt{6}(V_b(k) + V_c(k))}{12} \right) \left(\frac{e^{j(\omega k \Delta T + \phi)} + e^{-j(\omega k \Delta T + \phi)}}{2} \right) \\
 &\quad - \left(\frac{\sqrt{2}(V_b(k) - V_c(k))}{4} \right) \left(\frac{e^{j(\omega k \Delta T + \phi)} - e^{-j(\omega k \Delta T + \phi)}}{2j} \right) \\
 &\quad - \left(\frac{\sqrt{2}(V_b(k) - V_c(k))}{4} \right) j \left(\frac{e^{j(\omega k \Delta T + \phi)} + e^{-j(\omega k \Delta T + \phi)}}{2} \right) \\
 &\quad + \left(\frac{\sqrt{6}(V_b(k) + V_c(k))}{4} \right) j \left(\frac{e^{j(\omega k \Delta T + \phi)} - e^{-j(\omega k \Delta T + \phi)}}{2j} \right), \\
 v(k) &= \left(\frac{\sqrt{6}(V_a(k) + V_b(k) + V_c(k))}{6} \right) e^{j(\omega k \Delta T + \phi)} \\
 &\quad + \left(\frac{\sqrt{6}(2V_a(k) - V_b(k) - V_c(k))}{12} - \frac{\sqrt{2}(V_b(k) - V_c(k))}{4} \right) j e^{-j(\omega k \Delta T + \phi)}.
 \end{aligned} \tag{A.5}$$

Da expressão, (A.5), igualando com (4.7), temos:

$$\begin{aligned}
 A(k) &= \frac{\sqrt{6}(V_a(k) + V_b(k) + V_c(k))}{6}, \\
 B(k) &= \frac{\sqrt{6}(2V_a(k) - V_b(k) - V_c(k))}{12} - \frac{\sqrt{2}(V_b(k) - V_c(k))}{4}.
 \end{aligned} \tag{A.6}$$

Isto implica que na presença de um sistema balanceado a equação (4.6), é totalmente factível, sendo que, neste sentido, de acordo com (A.6), $A(k) \neq 0$ e $B(k) = 0$, devido a que, nestas condições de equilíbrio do sistema, as amplitudes das tensões $V_a(k)$, $V_b(k)$ e $V_c(k)$ serão iguais. No entanto, nas condições de um sistema desbalanceado, é perfeitamente factível o uso da equação (4.7), sendo que, nestas condições, as amplitudes das tensões $V_a(k)$, $V_b(k)$ e $V_c(k)$, serão diferentes, e, com isto, $A(k) \neq 0$ e $B(k) \neq 0$.

ESTIMAÇÃO DE FASORES

B.1 MÉTODO FCDFT

A estimação dos fasores permite a extração do módulo e fase das componentes fundamentais dos sinais periódicos. Este método de estimação de fasores utiliza janelas com um período T_0 do sinal periódico $x(t)$ na frequência fundamental. Este método de estimação de fasores fornece os valores real \Re e imaginário \Im dos fasores como segue:

$$X_{re} = \frac{2}{T_0} \int_{t_0}^{t_0+T_0} x(t) \cos(2\pi f_0 t) dt; \quad (\text{B.1})$$

$$X_{im} = \frac{2}{T_0} \int_{t_0}^{t_0+T_0} x(t) \text{sen}(2\pi f_0 t) dt. \quad (\text{B.2})$$

Considerando uma janela com N amostras por ciclo e um período T_0 . Deste modo, a parte real X_{re} e imaginária X_{im} do sinal $x(t)$ são calculadas mediante:

$$X_{re} = \frac{2}{N} \sum_{k=0}^{N-1} x_k \cos\left(\frac{2\pi}{N}k\right); \quad (\text{B.3})$$

$$X_{im} = \frac{2}{N} \sum_{k=0}^{N-1} x_k \text{sen}\left(\frac{2\pi}{N}k\right); \quad (\text{B.4})$$

DADOS DO SISTEMA ELÉTRICO TESTE

C.1 MODELAGEM DOS COMPONENTES DA REDE ELÉTRICA

As principais características da modelagem do sistema elétrico implementado e da máquina síncrona utilizada como fonte de geração distribuída são apresentados nesta seção. A modelagem e implementação dos componentes da rede foram simuladas no programa *Smulink - SimPowerSystem* do Matlab[®] (HYDRO-QUÉBEC, 2013).

C.1.1 Características do gerador síncrono

No *Smulink-SinPowerSystem* a máquina síncrona pode ser representada por um modelo de até oitava ordem e considerando a dinâmica do estator, dos enrolamentos de campo e de amortecimento (KUNDUR, 1994). Essa representação é válida quando o tipo da simulação é contínua ou discreta. O circuito equivalente do modelo é representado na estrutura *dq0* de referência do rotor.

Todos os parâmetros do rotor e grandezas elétricas são referidos para o estator. Ao final, se obteve modelo elétrico da máquina representado na Figura C.1, cujos parâmetros referem-se às seguintes grandezas: V_d, i_d tensão e corrente de eixo direto, V_q, i_q tensão e corrente de eixo em quadratura, V'_{fd}, i'_{fd} tensão e corrente de campo, V'_{kd}, i'_{kd} tensão e corrente do enrolamento amortecedor de eixo direto, $V'_{kq1}, V'_{kq2}, i'_{kq1}, i'_{kq2}$ tensões e correntes de dos enrolamentos amortecedores de eixo em quadratura respectivamente, R_s resistência do estator, R'_{fd} resistência de campo referido ao estator, R'_{kd} resistência do enrolamento amortecedor de eixo direto referido ao estator, R'_{kq1}, R'_{kq2} resistência dos enrolamentos amortecedores de eixo em quadratura referidos ao estator, L_{md} indutância mútua de eixo direto, L_{mq} indutância mútua de eixo em quadratura, L'_{fd} indutância do enrolamento de campo referido ao estator, L'_{kd} indutância do enrolamento amortecedor de eixo direto referida ao estator, L'_{kq1}, L'_{kq2} indutância dos enrolamentos amorte-

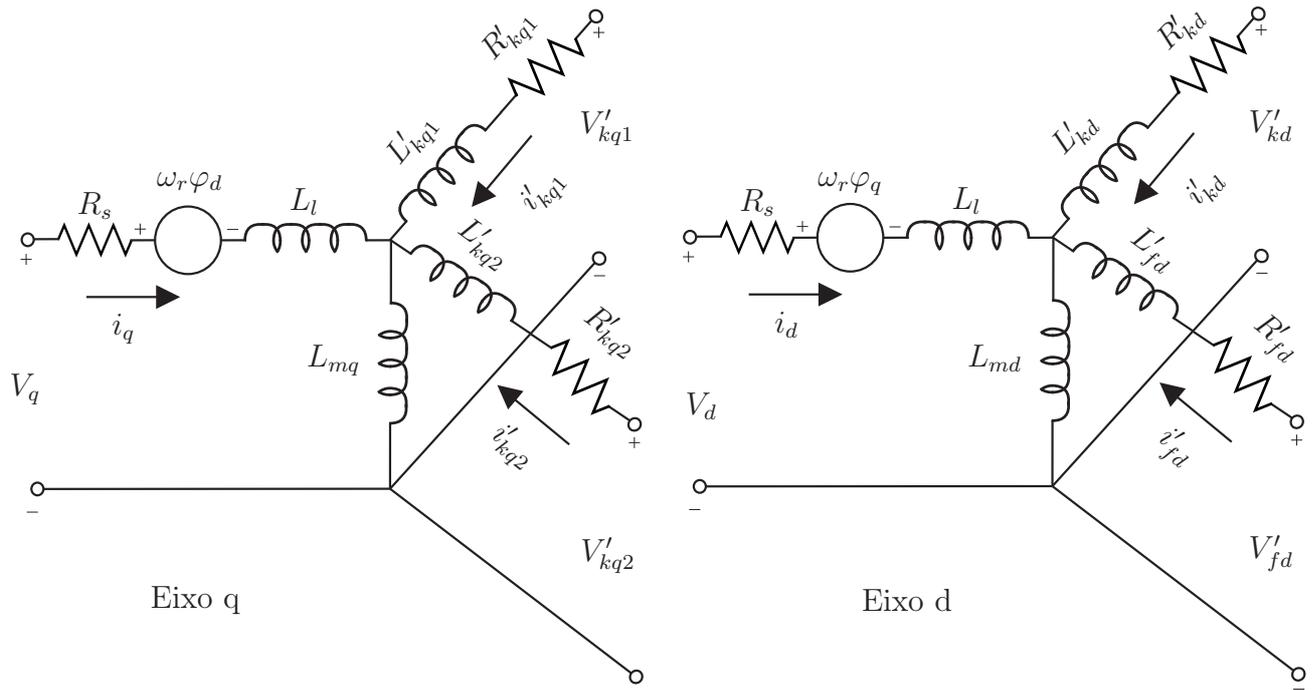


Figura C.1. Modelo elétrico da máquina síncrona. (HYDRO-QUÉBEC, 2013)

cedores de eixo em quadratura referidos ao estator, φ_d, φ_q fluxos de eixo direto e quadratura, ω_r velocidade angular mecânica do rotor, todos estes valores estão dados em valores em por unidade (p.u.).

C.1.2 Excitatriz e regulador automático de tensão

O sistema de excitação do gerador síncrono conectado em redes de transmissão é normalmente controlado de forma a manter a tensão terminal constante. No caso de geradores síncronos conectados à redes de distribuição, atualmente, não há consenso sobre qual é a melhor filosofia de controle a ser adotada para os sistemas de excitação. Geralmente, existem duas formas de controle que podem ser empregadas: tensão constante ou potência reativa (fator de potência) constante (JENKINS *et al.*, 2000). Um esquema geral do sistema de excitação de geradores síncronos é apresentado na Figura C.2, o qual consiste de circuitos de medição e de processamento de sinais, um regulador e uma excitatriz, sendo, E_{fd} a tensão de campo da excitatriz. O modelo utilizado para o sistema de excitação do gerador síncrono é mostrado na Figura C.3, o qual se constitui no IEEE Tipo 1, e baseou-se no modelo existente na biblioteca do *SimPowerSystem* (HYDRO-QUÉBEC, 2013) e cujos valores são apresentados na Tabela C.1.

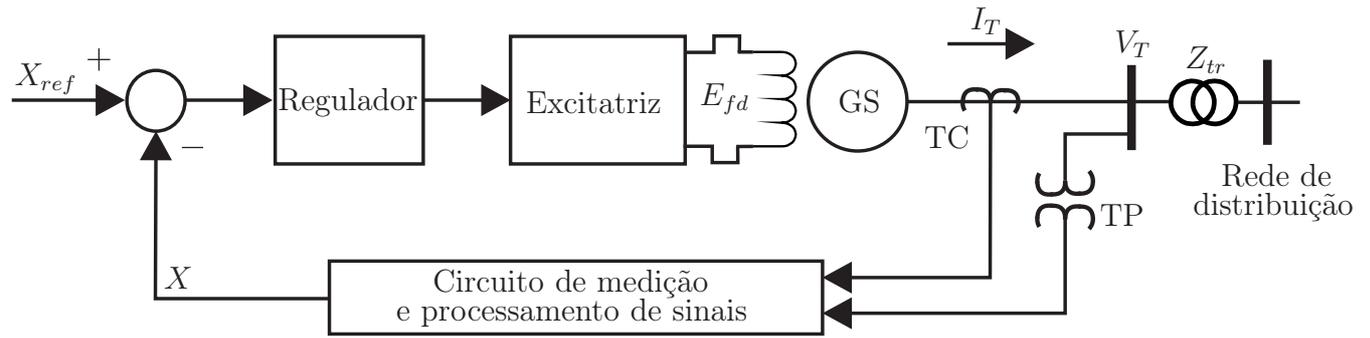


Figura C.2. Esquema de controle e excitação do gerador síncrono. (HYDRO-QUÉBEC, 2013)

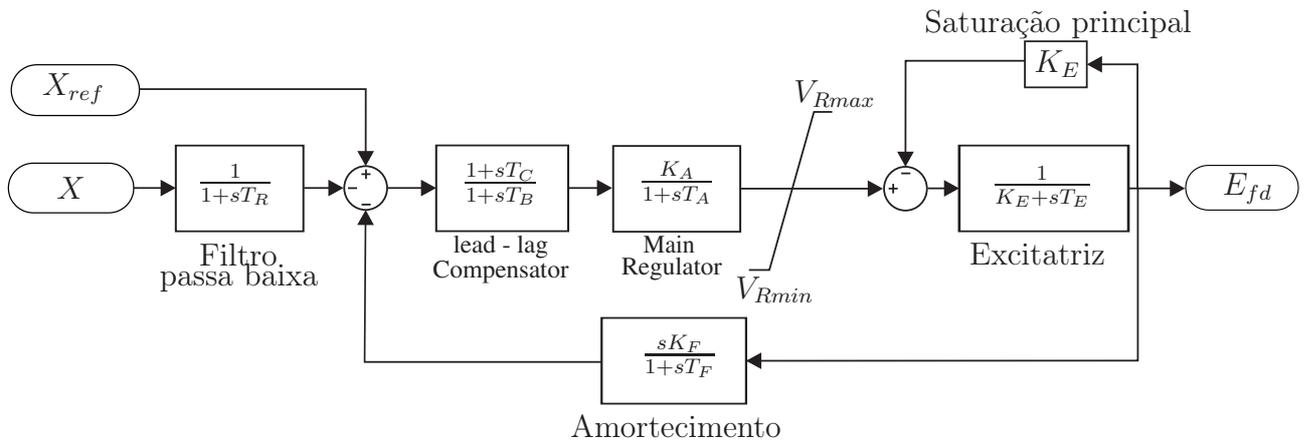


Figura C.3. Diagrama de blocos simplificado do sistema de excitação IEEE Tipo 1. (HYDRO-QUÉBEC, 2013)

Tabela C.1. Dados do sistema de excitação e do regulador de tensão, (modelo IEEE Tipo 1).

Dado	Valor
Cons. de tempo do filtro passa-baixa- $T_R(s)$	0,005
Ganho do regulador K_A	270
Const. de tempo do regulador- $T_A(s)$	0,100
Ganho da excitatriz- K_E	1
Constante de tempo da excitatriz- $T_E(s)$	0,650
$T_B (s)$	0
$T_C (s)$	0
Ganho do bloco de amortecimento- K_F	0,048
Cons. de tempo bloco de amortecimento- $T_F(s)$	0,950
Limite superior, saída do regulador- $V_{Rmax}(pu)$	7
Limite inferior, saída do regulador- $V_{Rmin}(pu)$	-4

As entradas como X podem ser considerados como sendo a magnitude de tensão, fator de potência ou potência reativa, de acordo com o controle do sistema de excitação empregado. Os valores utilizados para simulação do sistema de excitação e do regulador de tensão são apresentados na Tabela C.1.

C.1.3 Regulador de tensão

No caso apresentado na Figura C.3, o sinal X é dado pela equação (C.1).

$$X = \|\bar{V}_T - j\bar{I}_T X_C\|, \quad (\text{C.1})$$

sendo, \bar{V}_T o fasor da tensão terminal, \bar{I}_T o fasor da corrente terminal, j o operador complexo $(-1)^{1/2}$ e X_C a reatância de compensação da corrente reativa. Neste trabalho, para manter a generalidade do estudo, a compensação da corrente reativa foi dispensada ($X_C = 0$), para que o gerador seja diretamente comparada com a tensão de referência.

C.1.4 Alimentadores

Os alimentadores foram representados por impedâncias RL em série, visto que tais alimentadores são de distribuição e podem ser considerados como linhas curtas. Portanto, o efeito capacitivo em derivação é desprezível.

C.1.5 Cargas

O modelo de carga dependente da tensão utilizada (KUNDUR, 1994; IEEE-STANDARD, 2005) é representado nas equações (C.2) e (C.3) a seguir:

$$P = P_0 \cdot \left(\frac{V}{V_0}\right)^{n_p}, \quad (\text{C.2})$$

$$Q = Q_0 \cdot \left(\frac{V}{V_0}\right)^{n_q}, \quad (\text{C.3})$$

sendo, P potência ativa consumida pela carga, P_0 potência ativa nominal da carga, Q potência reativa consumida pela carga, Q_0 potência reativa nominal da carga, V tensão nodal da carga, V_0 tensão nominal da carga, n_p expoente que indica o comportamento da componente de potência ativa da carga em relação à variação da tensão nodal, n_q expoente que indica o comportamento da componente de potência reativa da carga em relação à variação da tensão nodal. Os valores dos expoentes são apresentados na Tabela C.2.

Neste trabalho foram simuladas cargas à impedância constante.

Tabela C.2. Definição dos tipos de carga elétricas.

Tipo de carga	n_p	n_q
Potência Constante	0	0
Corrente Constante	1	1
Impedância Constante	2	2

C.2 SISTEMA ELÉTRICO DE DISTRIBUIÇÃO TESTE

Uma rede de distribuição de energia elétrica típica, mostrada na Figura C.4, foi implementado no programa *Smulink - SimPowerSystem* do Matlab[®] (HYDRO-QUÉBEC, 2013).

Os parâmetros da rede utilizados para as simulações são apresentados nas Tabelas C.3 e C.4.

Tabela C.3. Dados dos transformadores.

Descrição	Trans.	Trans.
	132/33kV	33/6,9kV
Potência(MVA)	100	40
Tensão do primário(kV)	132	33
Resistência do primário(pu)	0	0
Indutância do primário(pu)	0,01	0,02
Tensão do secundário(kV)	33	6,9
Resistência do secundário(pu)	0	0
Indutância do secundário(pu)	0,01	0,02
Resistência de magnetização(pu)	500	100
Reatância de magnetização(pu)	500	100
Conexão do primário	Δ	Δ
Conexão do secundário	Y_g	Y_g

Tabela C.4. Dados do gerador síncrono.

Tipo do gerador	Pólos lisos
Potência nominal (MVA)	20
Número de pares de pólos	4
Tensão nominal (kV)	6,9
X_d (pu)	1,400
X'_d (pu)	0,231
X''_d (pu)	0,118
X_q (pu)	1,372
X'_q (pu)	0,800
X''_q (pu)	0,118
T'_{do} (s)	5,500
T''_{do} (s)	0,050
T'_{qo} (s)	1,250
T''_{qo} (s)	0,190
Resistência do estator (pu)	0,0014
Resistência de dispersão (pu)	0,0500

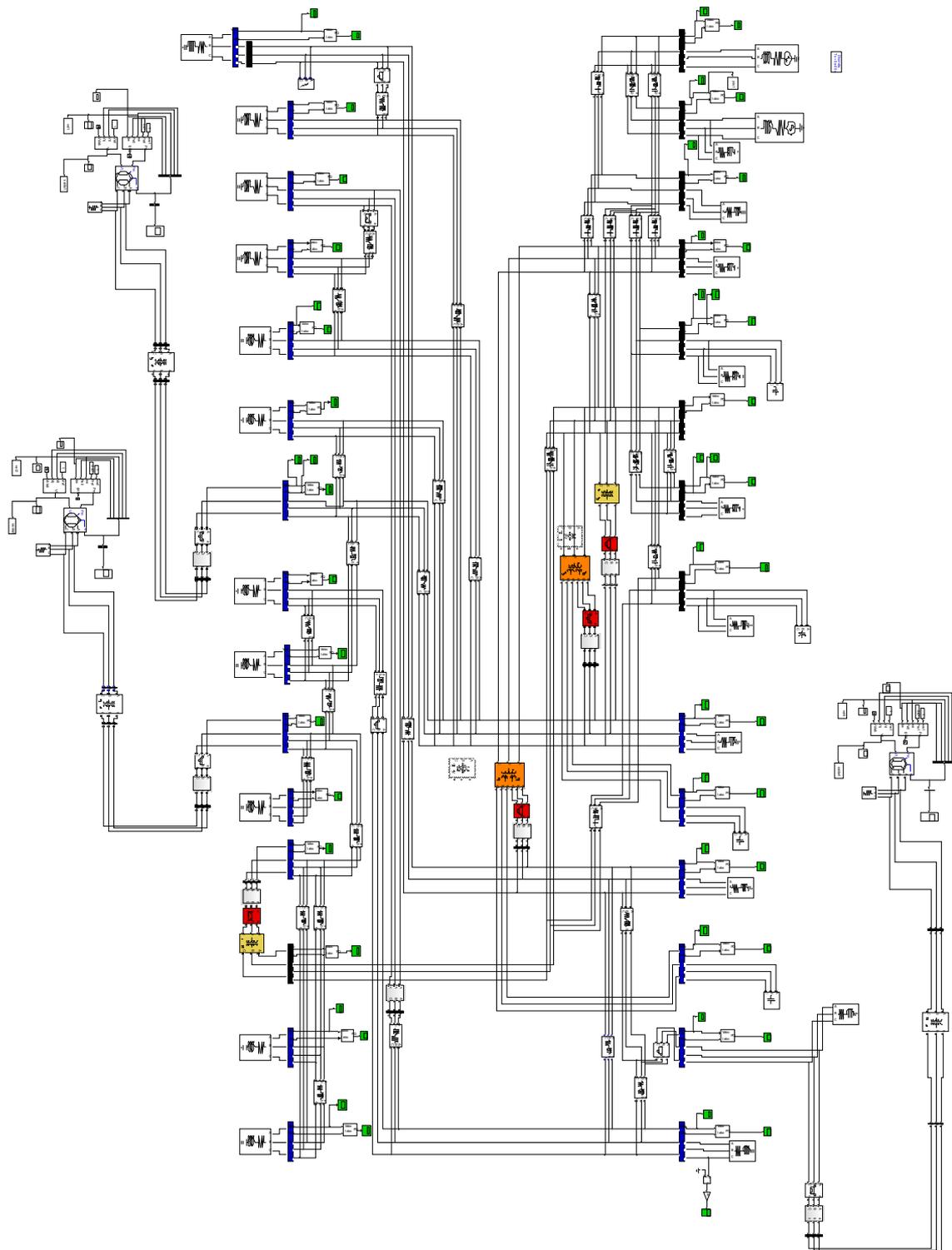


Figura C.4. Diagrama do sistema elétrico implementado no SimPowerSystem.