

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA MARIA
CENTRO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**CONTRIBUIÇÕES AO ESTUDO
DE CONEXÃO DE GERAÇÃO EÓLICA
À REDE ELÉTRICA**

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

Ígor Weide Jaskulski

**Santa Maria, RS, Brasil
2007**

**CONTRIBUIÇÕES AO ESTUDO
DE CONEXÃO DE GERAÇÃO EÓLICA
À REDE ELÉTRICA**

por

Ígor Weide Jaskulski

Dissertação apresentada ao Curso de Mestrado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Área de Concentração em Processamento de Energia, Controle de Processos, da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como requisito parcial do grau de **Mestre em Engenharia Elétrica**.

Orientador: Prof. Humberto Pinheiro, Ph. D.

Santa Maria, RS, Brasil
2007

**Universidade Federal de Santa Maria
Centro de Tecnologia
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica**

A Comissão Examinadora, abaixo assinada,
aprova a Dissertação de Mestrado

**CONTRIBUIÇÕES AO ESTUDO
DE CONEXÃO DE GERAÇÃO EÓLICA
À REDE ELÉTRICA**

Elaborada por
Eng. Ígor Weide Jaskulski

como requisito parcial para a obtenção do grau de
Mestre em Engenharia Elétrica

Comissão Examinadora

**Ph.D Humberto Pinheiro – UFSM – RS – Brasil
(Presidente/Orientador)**

Dr. Robinson Figueiredo de Camargo – UNIJUI – RS – Brasil

D. Sc. Hilton Abílio Gründling – UFSM – RS – Brasil

Dr. Luiz Carlos de Souza Marques – UFSM – RS – Brasil

Santa Maria, 24 de Agosto de 2007.

Ao meu avô Almiro Weide,
que apesar do pouco tempo de convívio,
é para mim exemplo de vida e inspiração
na minha profissão de Engenheiro,

Aos meus pais Eden e Traudi,
que nunca definiram os meus caminhos,
mas me ensinaram a escolhê-los.

À minha companheira de fé,
amiga e grande amor,
Carine Rorato de Oliveira

AGRADECIMENTOS

Em primeiro lugar, gostaria de agradecer ao Brasil e todo o povo brasileiro, na instituição da Universidade Federal de Santa Maria, por ter me disponibilizado a oportunidade de realizar este trabalho em um centro de ensino e pesquisa de qualidade e gratuito.

Um agradecimento especial eu gostaria de realizar ao Professor Humberto Pinheiro pela sua seriedade, sensatez, profissionalismo e ao mesmo tempo amizade oferecida durante a realização deste trabalho. Sua dedicação deve servir de exemplo a todos orientadores de trabalhos de pesquisa.

Quero agradecer ao Professor Hilton Abílio Gründling pelos conselhos e ensinamentos oferecidos.

Aos professores Lenois Mariotto e Luiz Carlos de Souza Marques pela colaboração na realização deste trabalho.

Especialmente quero agradecer aos amigos Jean Patric da Costa e Johninon Imhoff, com os quais compartilhei conselhos, experiências, ensinamentos e grande amizade.

Ao grande profissional e amigo Jeferson Marques, pelos conselhos, pelas oportunidades oferecidas e pela confiança demonstrada em meu trabalho.

Aos colegas de GEPOC Marcio Stefanello, Rafael Cardoso, Ivan Gabe, Jorge Massing, Rodrigo Azzolin, Matias Muraro e Felipe Grigoletto pelas conversas e companheirismo que de uma forma ou outra ajudaram para a elaboração deste trabalho.

Ao colega Matheus Bevilaqua pela execução da montagem da plataforma experimental.

Aos funcionários do NUPEDEE, em especial ao Luís Fernando Martins, pela sempre boa vontade quando o solicitei.

Aos meus pais que têm me dado todo o carinho e apoio que necessito.

À minha companheira Carine Rorato de Oliveira, pela compreensão nos momentos de renúncia da sua companhia para a elaboração deste trabalho.

RESUMO

Dissertação de Mestrado
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica
Universidade Federal de Santa Maria

CONTRIBUIÇÕES AO ESTUDO DE CONEXÃO DE GERAÇÃO EÓLICA À REDE ELÉTRICA

AUTOR: ÍGOR WEIDE JASKULSKI

ORIENTADOR: HUMBERTO PINHEIRO, PH.D.

Local e Data da Defesa: Santa Maria, 24 de Agosto de 2007.

Sistemas de distribuição não foram projetados para receber unidades de Geração Distribuída (GD). Para que a inserção de energia elétrica nesses sistemas ocorra de forma segura e com qualidade, as seguintes características relacionadas à conexão de GD a redes de distribuição devem ser consideradas: (i) Proteção; (ii) Estabilidade; (iii) Mercado de Energia; e (iv) Qualidade de Energia. Neste trabalho são estudados aspectos referentes à qualidade de energia e à proteção. No aspecto qualidade de energia, conversores com pernas em paralelo são abordados. Para demonstrar o aumento da capacidade de processamento de potência com conversores com pernas em paralelo, curvas de capacidade de conversores são derivadas. Além disso, o procedimento de projeto de filtro indutivo a partir do fator de distorção e limites máximos de harmônicos de corrente é elaborado. Demonstra-se que essa abordagem de conversores permite a minimização do conteúdo harmônicos das correntes de saída da GD e a maximização das curvas de capacidade do conversor. No aspecto proteção, é abordada a análise de estabilidade de método de detecção de ilhamento (MDI) local ativo, baseado na técnica com malha de realimentação positiva que não possui Zona de Não Detecção (ZND). Um modelo dinâmico completo e outro reduzido são derivados. Durante a análise, é demonstrado que o modelo dinâmico reduzido é válido para a análise do MDI. Além disso, é mostrado que uma operação estável é possível mesmo que a rede principal esteja desconectada. No entanto, ao adicionar o MDI, é possível ter uma operação estável quando a rede principal está presente e uma operação instável quando a unidade de GD está operando em condição ilhada. Ainda, a inserção da não-linearidade do limitador no MDI pode representar um ciclo limite, que induz uma oscilação na tensão no sistema ilhado que pode ser útil para a coordenação dos relés de sub/sobre tensão que detectam a ultrapassagem dos limites de tensões induzidas pelo MDI. Finalmente, um conversor trifásico com duas pernas por fase em paralelo é utilizado para validar as análises realizadas.

Palavras-chave: geração distribuída; ilhamento; geração eólica; conversores

ABSTRACT

Master Thesis
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica
Universidade Federal de Santa Maria

CONTRIBUTIONS TO STUDY OF WIND FARM CONNECTION TO THE UTILITY

AUTHOR: ÍGOR WEIDE JASKULSKI

RESEARCH SUPERVISOR: HUMBERTO PINHEIRO, PH.D.

Place and Date of Oral Defense: Santa Maria, August 24, 2007.

Distribution systems have not been designed to receive distributed generation (DG) units. The electric energy injection in these systems is safe and reliable if the characteristics regarding of DG interconnection in distribution power systems are considered: (i) Protection; (ii) Stability; (iii) Electric energy market; (iv) Quality of energy. In this work, aspects regarding of quality of energy and protection are studied. In the quality of energy aspect, converters with legs in parallel are approached. To demonstrate the power capability increase with converters with legs in parallel, the capabilities power curves of the converter are derived. Furthermore, a procedure to design an inductive filter from the distortion factor and limits of current harmonics is described. It is shown that converters with legs in parallel can be used to decrease the current harmonic content in the output of the DG and to increase the power curve capability of the converter. In the protection aspect, the stability analysis of an islanding detection method (IDM) based in positive feedback that has not Non-Detection-Zone (NDZ) is shown. A complete and a reduced dynamic model are derived. The results demonstrated that the reduced dynamic model is valid for the proposed analysis. Furthermore, a stable operation of an islanded utility section is demonstrated. However, if the IDM is added in the DG control system, it is possible a stable operation when the main utility is connected and an unstable operation when the DG unity is operating in islanding condition. Besides, the addition of a limiter in the output of the MDI can represent a limit cycle that induces a voltage oscillation in the islanded section that can be useful to under/over voltage relays coordination. Finally, a three phase converter with two legs per phase in parallel is used to validate the analyses.

Keywords: distributed generation; islanding; utility connection; wind generation

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

| | |
|---|----|
| Figura 1 Produto Interno Bruto do Brasil (Fonte: www.ipeadata.gov.br) | 19 |
| Figura 2 Consumo de Energia Elétrica no Brasil (Fonte: www.ipeadata.gov.br) | 19 |
| Figura 3 Projeção de Consumo de Energia Elétrica no Brasil (Fonte: ONS [2]) | 20 |
| Figura 4 Projeção de Consumo de Energia Elétrica no Brasil (Fonte: EIA [4])..... | 20 |
| Figura 5 Projeções do PIB do Brasil (Fonte: www.ipeadata.gov.br)..... | 21 |
| Figura 6 Capacidade instalada cumulativa mundial de geração eólica [15] | 27 |
| Figura 7 Requisitos mais restridentes para potência ativa e reativa..... | 31 |
| Figura 8 Circuito Equivalente | 32 |
| Figura 9 Limites de Capabilidade de P e Q de conversores com $\theta_g = 0$ | 35 |
| Figura 10 Relação entre a tensão de saída do inversor (V_i) e..... | 35 |
| Figura 11 Limites de P e Q em função de V_g | 37 |
| Figura 12 Limites de P e Q em função de V_i | 38 |
| Figura 13 Limites de P e Q em função de X..... | 39 |
| Figura 14 Conversores paralelos convencionais..... | 40 |
| Figura 15 Diagrama de blocos do controle do conversor com pernas em paralelos..... | 41 |
| Figura 16 Disposição APO das portadoras para $m=3$ | 42 |
| Figura 17 Definição de V_0^* | 45 |
| Figura 18 Detalhe em volta do harmônico $h=p=45$ do espectro do FD para $m=1$ | 48 |
| Figura 19 Limites de P e Q para $L_1 = 1,163 \text{ mH}$ | 48 |
| Figura 20 Detalhe em volta do harmônico $h=p=137$ do espectro do DF para $m=3$ | 50 |

| | |
|--|----|
| Figura 21 Limites de P e Q para $L_3 = 457 \mu\text{H}$ | 50 |
| Figura 22 Resultado de Simulação – Correntes das pernas 1 e 2 e corrente total da fase a | 51 |
| Figura 23 Resultado de Simulação – Espectro das correntes da perna 1 e da corrente total de saída da fase a | 52 |
| Figura 24 Resultado de Simulação – Correntes das pernas 1,2 e 3 e corrente total da fase a | 53 |
| Figura 25 Resultado de Simulação – Espectro da corrente total da fase a e o nível máximo de harmônicas de corrente da <i>Std</i> IEEE 1547..... | 53 |
| Figura 26 Resultado de Simulação – Detalhe das correntes das pernas 1,2 e 3 da fase a | 54 |
| Figura 27 Plataforma Experimental Vista Frontal..... | 55 |
| Figura 28 Plataforma Experimental Vista Lateral..... | 55 |
| Figura 29 Resultado Experimental - Padrão PWM nas pernas 1 e 2 das fases a e b e padrão PWM da tensão equivalente entre as fases a e b | 56 |
| Figura 30 Resultado Experimental - Correntes das pernas 1 e 2 e corrente total da fase a . Escala Vertical: Corrente (2A/div). Escala Horizontal: Tempo (5ms/div)..... | 56 |
| Figura 31 Resultado Experimental - Correntes das pernas 1 e 2 e corrente total da fase a . Escala Vertical: Corrente (2A/div). Escala Horizontal: Tempo (2ms/div)..... | 57 |
| Figura 32 Resultado Experimental – Espectro das correntes das pernas e da corrente total de saída da fase a | 57 |
| Figura 33 Cenário com uma seção de rede em condição de ilhamento..... | 60 |
| Figura 34 Classificação dos Mecanismos de Detecção de Ilhamento..... | 61 |
| Figura 35 Mecanismos de detecção de ilhamento passivos..... | 62 |
| Figura 36 Mecanismos de detecção de ilhamento ativos..... | 63 |
| Figura 37 Diagrama de Blocos de unidade de GD conectada em um sistema de distribuição e MDI..... | 66 |
| Figura 38 Diagrama de Blocos do MS com <i>FPF</i> | 67 |

| | |
|---|----|
| Figura 39 Diagrama de Blocos do MS com <i>FPB</i> | 69 |
| Figura 40 v^a e $\cos(\theta)$ extraídos com o MS com <i>FPF</i> | 70 |
| Figura 41 v^b e $\sin(\theta)$ extraídos com o MS com <i>FPF</i> | 70 |
| Figura 42 v^a e $\cos(\theta)$ extraídos com o MS com <i>FPF</i> com a presença de componente contínua na medida da fase <i>a</i> | 71 |
| Figura 43 v^b e $\sin(\theta)$ extraídos com o MS com <i>FPF</i> com a presença de componente contínua na medida da fase <i>a</i> | 71 |
| Figura 44 v^a e $\cos(\theta)$ extraídos com o MS com <i>FPB</i> com a presença de componente contínua na medida da fase <i>a</i> | 72 |
| Figura 45 v^b e $\sin(\theta)$ extraídos com o MS com <i>FPB</i> com a presença de componente contínua na medida da fase <i>a</i> | 72 |
| Figura 46 Configuração do circuito para comissionamento de equipamento de detecção de ilhamento..... | 73 |
| Figura 47 MDI analisado. | 75 |
| Figura 48 Realimentação positiva de tensão..... | 76 |
| Figura 49 Modelo dinâmico completo. | 77 |
| Figura 50 Modelo dinâmico simplificado..... | 78 |
| Figura 51 Diagrama de blocos do sistema considerado..... | 78 |
| Figura 52 Diagramas de Nyquist sem o MDI. | 82 |
| Figura 53 Diagramas de Nyquist com o MDI..... | 83 |
| Figura 54 Resultado de simulação sem o MDI – Tensão da rede, tensão no PCC, corrente do PCC e da rede quando a rede é desconectada (ilhado). | 84 |
| Figura 55 Resultado de simulação com o MDI – Tensão da rede, tensão no PCC, corrente do PCC e da rede quando a rede é desconectada (ilhado). | 85 |
| Figura 56 Resultado experimental sem o MDI – Tensão da rede (canal 4), tensão no PCC (canal 3), Corrente no PCC (canal 1) e corrente vinda da rede (canal 2) quando a | |

rede é desconectada (ilhado). Escala horizontal: Tempo (500ms/div). Escala vertical: Tensão (20V/div) e corrente (2A/div)..... 86

Figura 57 Resultado experimental com o MDI – Tensão da rede (canal 4), tensão no PCC (canal 3), Corrente no PCC (canal 1) e corrente vinda da rede (canal 2) quando a rede é desconectada (ilhado). Escala horizontal: Tempo (500ms/div). Escala vertical: Tensão (20V/div) e corrente (2A/div)..... 87

Figura 58 Resultado experimental com o MDI – Tensão da rede (canal 4), tensão no PCC (canal 3), Corrente no PCC (canal 1) e corrente vinda da rede (canal 2) quando a rede é desconectada (ilhado). Escala horizontal: Tempo (200ms/div). Escala vertical: Tensão (20V/div) e corrente (2A/div)..... 87

LISTA DE TABELAS

| | |
|---|----|
| Tabela 1 Custos das fontes primárias renováveis | 22 |
| Tabela 2 Níveis de harmônicos de corrente | 47 |
| Tabela 3 Parâmetros da plataforma experimental | 81 |

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

| | |
|------------------------|--|
| A | - Ampère |
| ANEEL | - Agência Nacional de Energia Elétrica |
| APO | - Distribuição de portadoras para modulação em forma alternativa e em oposição |
| C | - Capacitância do filtro <i>LCL</i> |
| C_0 | - Centro da circunferência que representa a curva de capacidade de potência de conversor conectado à rede |
| CA | - Corrente Alternada |
| CC | - Corrente Contínua |
| C_C | - Capacitância da carga local |
| CO ₂ | - Dióxido de Carbono |
| cos(θ) | - Componente cosseno de saída do MS |
| EIA | - Administração da Informação sobre Energia dos Estados Unidos da América (<i>Energy Information Administration</i>) |
| f | - Frequência da rede em Hertz |
| FD | - Fator de distorção para atenuação de primeira ordem |
| f_{sw} | - Frequência de comutação |
| Filtro <i>L</i> | - Filtro puramente indutivo |
| Filtro <i>LCL</i> | - Filtro composto por indutores e capacitor em conexão T |
| <i>FPB</i> | - Filtro Passa-Baixas |
| <i>FPB₁</i> | - Filtro Passa-Baixas do MS |
| <i>FPF</i> | - Filtro Passa-Faixa |
| <i>FPF₁</i> | - <i>FPF</i> do MDI |
| <i>FPF₂</i> | - Filtro Passa-Faixa do MS |
| FTMA | - Função de transferência de malha aberta |
| GD | - Geração Distribuída |
| G_{eq} | - Função de transferência da rede equivalente |
| G_{filtro} | - Função de transferência do filtro de saída da GD |

| | |
|----------------|---|
| G_{IC} | - Função de transferência do controlador do inversor |
| G_{MDI} | - Função de transferência do MDI |
| h | - Ordem das harmônicas |
| \tilde{I} | - Fasor da Corrente de saída do conversor |
| \bar{I} | - Conjugado do fasor de corrente de saída do conversor |
| i_a | - Corrente total da fase a |
| I_{ccmin} | - Corrente de curto-circuito mínima no PCC |
| I_{lim} | - Corrente máxima suportada pelo dispositivo de comutação |
| I_r | - Corrente nominal de saída do conversor |
| I_{base} | - Base de corrente |
| i^q | - Componente q das correntes na saída da unidade de GD |
| i^d | - Componente d das correntes na saída da unidade de GD |
| i_C^q | - Componente q das correntes de C_C |
| i_R^q | - Componente q das correntes de R_C |
| i_L^q | - Componente q das correntes de L_C |
| i_C^d | - Componente d das correntes de C_C |
| i_R^d | - Componente d das correntes de R_C |
| i_L^d | - Componente d das correntes de L_C |
| i_r^q | - Componente q das correntes da rede |
| i_r^d | - Componente d das correntes da rede |
| K | - Ganho do MDI |
| kA | - 10^3 Ampères |
| K_I | - Ganho integral dos controladores de corrente |
| $K_{I_{base}}$ | - Inverso de I_{base} |
| K_{INV} | - Ganho do conversor |
| K_P | - Ganho proporcional dos controladores de corrente |
| kV | - 10^3 Volts |
| kVA | - 10^3 VA |
| $K_{V_{base}}$ | - Inverso de V_{base} |

| | |
|--------------|---|
| l | - Nível de harmônicas de corrente permitido |
| L_1 | - Filtro puramente indutivo de conversor com uma perna por fase |
| L_3 | - Filtro puramente indutivo de conversor com três pernas por fase |
| L_C | - Indutância da carga local |
| L_r | - Indutância equivalente da rede |
| L_{rmax} | - Máxima indutância no PCC |
| L_{rmax}^l | - L_{rmax} refletida para o lado de baixa tensão no transformador |
| m | - Número de pernas em paralelo em cada fase do conversor |
| $\max\{\}$ | - Valor máximo de um conjunto de valores |
| $\min\{\}$ | - Valor mínimo de um conjunto de valores |
| MDI | - Método de Detecção de Ilhamento |
| MDL | - Mecanismo de Desenvolvimento Limpo |
| MS | - Método de Sincronismo |
| MW | - 10^6 Watts |
| N | - Função descritiva da não linearidade do tipo saturação |
| ONS | - Operador Nacional do Sistema |
| P | - Potência ativa |
| p | - Ordem da harmônica de corrente onde o maior fator de atenuação é obtido |
| PCC | - Ponto de Conexão Comum |
| PCH | - Pequena Central Hidrelétrica |
| PCT | - Pequena Central Térmica |
| PI | - Controlador Proporcional-Integral |
| PIB | - Produto Interno Bruto |
| Prodist | - Procedimento de Distribuição |
| PROINFA | - Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica |
| PWM | - Modulação por largura de pulso (<i>Pulse Width Modulation</i>) |
| Q | - Potência reativa |
| Q_{FPF_1} | - Fator de mérito do FPF_1 |
| Q_f | - Fator de qualidade da carga local |
| R | - Matriz de rotação |
| R_C | - Resistência da carga local |

| | |
|--------------------------------|---|
| R_0 | - Raio da circunferência que representa a curva de capacidade de potência de conversor conectado à rede |
| RT | - Razão de transformação de tensão |
| S | - Limite da não linearidade do tipo saturação do MDI |
| \bar{S} | - Potência aparente no Ponto de Conexão Comum |
| $\text{sen}(\theta)$ | - Componente seno de saída do MS |
| THD | - Índice de distorção total de harmônicas |
| $T_{\alpha\beta 0}$ | - Matriz de transformação com potência invariante “ $\alpha - \beta$ ” |
| u | - Representa a tensão de fase normalizada com relação a V_{cc} |
| UPS | - Fonte Ininterrupta de Energia (<i>Uninterrupted Power Source</i>) |
| V | - Volt |
| v | - Tensão de fase nominal da carga local |
| VA | - Volt-Ampère |
| V_{ag}, V_{bg} e V_{cg} | - Tensões das pernas do conversor |
| V_{an}, V_{bn} e V_{cn} | - Tensões de fase de saída do conversor |
| V_0^* | - Tensão de Sequência Zero em modulação por aproximação geométrica |
| V_{base} | - Base de tensão |
| V_{cc} | - Tensão do barramento CC |
| \tilde{V}_g | - Fator da tensão da rede |
| V_g | - Módulo da tensão RMS da componente fundamental da rede |
| \tilde{V}_i | - Fator da tensão do conversor |
| V_i | - Módulo da tensão RMS da componente fundamental do conversor |
| V_α, V_β e V_0 | - Tensões de fase projetadas no plano “ $\alpha - \beta$ ” |
| $V_\alpha^*, V_\beta^*, V_0^*$ | - Valores desejados para as tensões de fase projetadas no plano “ $\alpha - \beta$ ” |
| v_{gd}^a | - Tensão da fase a medida na saída da unidade de GD |
| v_{gd}^b | - Tensão da fase b medida na saída da unidade de GD |
| v_{gd}^c | - Tensão da fase c medida na saída da unidade de GD |
| v^a | - Tensão amostrada da fase a na saída da unidade de GD |

| | |
|------------------|---|
| v^b | - Tensão amostrada da fase b na saída da unidade de GD |
| v^c | - Tensão amostrada da fase c na saída da unidade de GD |
| v^α | - Componente α das tensões de fase na saída da unidade de GD |
| v^β | - Componente β das tensões de fase na saída da unidade de GD |
| v_f^α | - Sinal resultante da filtragem de v^α pelo FPF_2 |
| v_f^β | - Sinal resultante da filtragem de v^β pelo FPF_2 |
| v^q | - Componente q das tensões de fase na saída da unidade de GD |
| v^d | - Componente d das tensões de fase na saída da unidade de GD |
| v_c^q | - Componente q das tensões da carga local |
| v_c^d | - Componente d das tensões da carga local |
| v_r^q | - Componente q das tensões da rede |
| v_r^d | - Componente d das tensões da rede |
| W | - Watt |
| X | - Reatância da rede equivalente |
| x | - Representa as fases a, b e c |
| Z_{eq} | - Impedância da rede equivalente |
| Z_{filtro} | - Impedância do filtro de saída da GD |
| ZND | - Zona de Não Detecção |
| $ \theta_i$ | - Ângulo do fasor da tensão do conversor |
| $ \theta_g$ | - Ângulo do fasor da tensão da rede |
| α | - Fator de atenuação |
| ΔP | - Diferença entre a potência ativa gerada pela unidade de GD e consumida pela carga local |
| ΔQ | - Diferença entre a potência reativa gerada pela unidade de GD e consumida pela carga local |
| $\Delta\theta_1$ | - Atraso de fase do FPF_2 na frequência da rede |
| $\Delta\theta_2$ | - Atraso de fase do FPB_1 na frequência da rede |
| Δi | - Sinal resultante do MDI |
| $ v_f $ | - Módulo resultante de v_f^α e v_f^β |

| | |
|-----------------|---|
| $ v_{ff} $ | - Sinal resultante da filtragem de $ v_f $ pelo FPB_1 |
| ω | - Frequência da rede em radianos por segundo |
| ω_{OPF2} | - Frequência central do FPF_2 |
| ω_{OPB1} | - Frequência de corte do FPB_1 |
| ω_{OPF1} | - Frequência central do FPF_1 |

SUMÁRIO

| | |
|---|----|
| Capítulo 1 | 18 |
| INTRODUÇÃO | 18 |
| 1.1 Objetivos da Dissertação | 23 |
| 1.2 Organização da Dissertação..... | 25 |
| 1.3 Publicações durante o período de realização do mestrado | 25 |
| Capítulo 2..... | 27 |
| CONVERSOR COM PERNAS EM PARALELO | 27 |
| 2.1 Introdução | 27 |
| 2.2 Requisitos Básicos e Limites de Capabilidade de Potência..... | 30 |
| 2.2.1 Limites de Capabilidade de Potência de Conversores..... | 32 |
| 2.2.1.1 Limite Térmico dos Dispositivos de Comutação..... | 36 |
| 2.2.1.2 Limite de Potência devido à V_{cc} | 37 |
| 2.2.1.3 Limite devido a Reatância de Saída do Conversor..... | 38 |
| 2.3 Conversor Trifásico com Pernas em Paralelo..... | 39 |
| 2.4 Obtenção da Tensão de Seqüência Zero V_0^* | 42 |
| 2.5 Projeto do Filtro L | 45 |
| 2.5.1 Conversor com uma Perna por Fase | 47 |
| 2.5.2 Conversor com três Pernas por Fase..... | 49 |
| 2.6 Resultados de Simulação | 50 |
| 2.7 Resultados Experimentais..... | 54 |
| 2.8 Sumário..... | 58 |
| Capítulo 3..... | 59 |
| ANÁLISE DE ESTABILIDADE DE SISTEMA COM MÉTODO DE DETECÇÃO DE ILHAMENTO | 59 |
| 3.1 Introdução | 59 |
| 3.2 Mecanismos de Detecção de Ilhamento | 60 |
| 3.3 Normas e Códigos de Rede..... | 64 |
| 3.4 Descrição do Sistema..... | 65 |
| 3.4.1. Sistema de GD | 66 |

| | |
|---|----|
| 3.4.2 Método de Sincronismo..... | 67 |
| 3.4.3 Carga Local e Rede..... | 73 |
| 3.4.4. Mecanismo de Detecção de Ilhamento (MDI)..... | 75 |
| 3.5 Análise de Estabilidade do Sistema com Método de Detecção de Ilhamento | 76 |
| 3.5.1 Modelos Dinâmicos | 76 |
| 3.5.2 Análise de estabilidade | 80 |
| 3.6 Resultados de Simulação | 84 |
| 3.7 Resultados Experimentais..... | 85 |
| 3.8 Sumário | 88 |
| Capítulo 4 | 89 |
| CONSIDERAÇÕES FINAIS..... | 89 |
| TRABALHOS FUTUROS | 90 |
| REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS..... | 92 |

Capítulo 1

INTRODUÇÃO

A disponibilidade de energia elétrica é essencial para o funcionamento de sociedades modernas. A utilização de energia elétrica para transporte, iluminação, comunicações, conservação de alimentos, processos industriais é uma característica forte de países desenvolvidos.

Pesquisadores têm mostrado uma relação entre crescimento econômico e desenvolvimento social com o consumo de energia elétrica [1]-[3]. Esse fato pode ser explicado considerando que o crescimento econômico é normalmente impulsionado pelo crescimento da produção industrial que, por sua vez, demanda uma maior disponibilidade de energia elétrica. Além disso, à medida que o setor industrial cresce e se fortalece, os trabalhadores das indústrias adquirem melhores condições de vida e poder de compra, o que alavanca as vendas de eletrodomésticos como computadores, televisores e geladeiras que, por sua vez, são equipamentos que consomem energia elétrica. Portanto, pode-se afirmar que o crescimento econômico normalmente é acompanhado de um alto crescimento da demanda e da disponibilidade de energia elétrica.

Como ilustração dessa relação, as Figuras 1 e 2 mostram o Produto Interno Bruto (PIB) e o consumo de energia elétrica nos últimos trinta anos no Brasil, respectivamente.

Considerando as projeções de consumo de energia elétrica no Brasil, publicadas pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) [2] e pelo instituto de informações sobre energia dos Estados Unidos (EIA) [4] ilustradas na Figura 3 e Figura 4, respectivamente; e as projeções do PIB brasileiro, ilustrado pela Figura 5, pode-se notar a tendência para a necessidade da ampliação da planta de geração de energia elétrica no Brasil.

Atualmente, existem muitas opções para suprir esse crescimento de demanda, entre elas: (i) criação de novas unidades de geração convencional e; (ii) o uso de Geração de Distribuída (GD).

A eletricidade é gerada em usinas que transformam uma fonte de energia primária em energia elétrica. As unidades de geração convencionais, cujas fontes primárias podem ser combustíveis fósseis, fissão nuclear ou hidrológica, normalmente formam a base da planta de geração de energia elétrica de países.

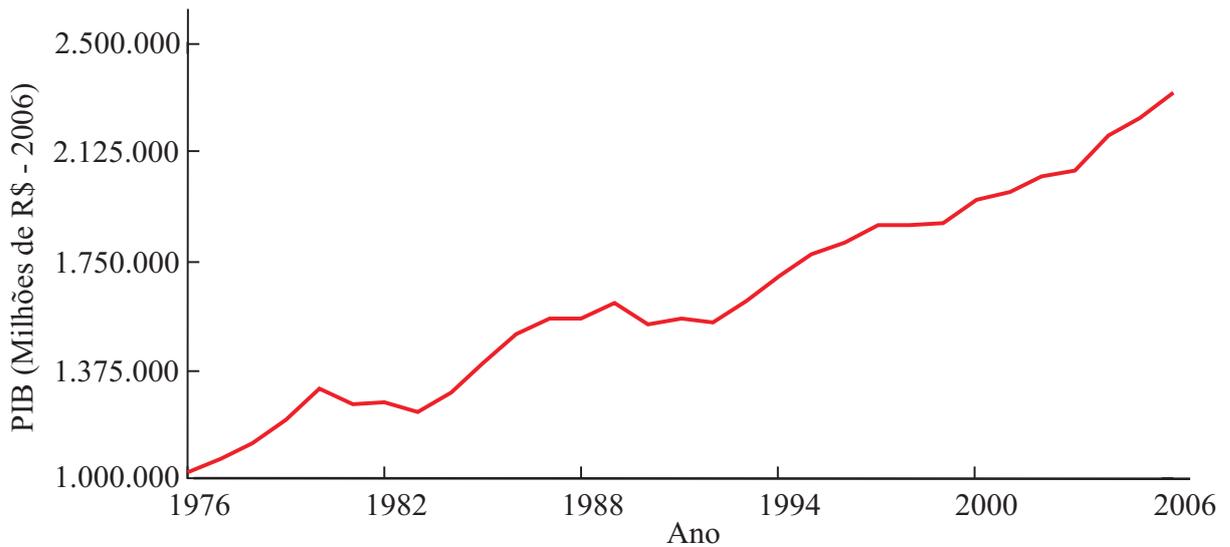


Figura 1 Produto Interno Bruto do Brasil (Fonte: www.ipeadata.gov.br)

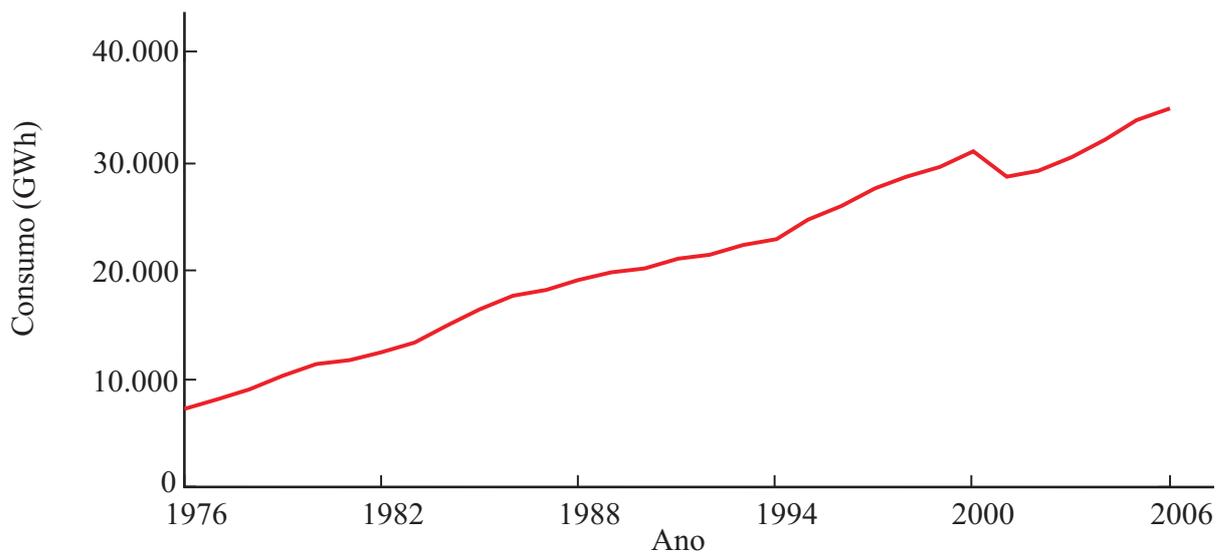


Figura 2 Consumo de Energia Elétrica no Brasil (Fonte: www.ipeadata.gov.br)

Uma importante desvantagem de usinas que utilizam como fonte primária os combustíveis fósseis e a fissão nuclear são os impactos negativos ao meio ambiente, como o efeito estufa causado pelo excesso de CO₂ na atmosfera e os resíduos nucleares. Além disso, essas duas fontes primárias são finitas.

Grandes usinas hidroelétricas são uma boa alternativa comparada a usinas que utilizam combustíveis fósseis ou fissão nuclear, pois não emitem CO₂ ou resíduos e utiliza fonte primária infinita. No entanto, a construção de grandes usinas hidroelétricas causa grandes alagamentos podendo provocar um forte impacto na fauna e flora local e problemas sociais

com a remoção dos moradores que são afetados pelo alagamento. Além disso, os potenciais hidráulicos para a geração de energia elétrica estão se tornando cada vez mais raros, o que leva a procura de locais remotos e de difícil acesso, levando a problemas com licenciamento ambiental e da transmissão da potência elétrica para o sistema. Portanto, embora sua fonte primária seja infinita, as usinas hidroelétricas possuem suas desvantagens e impactos negativos ao meio ambiente.

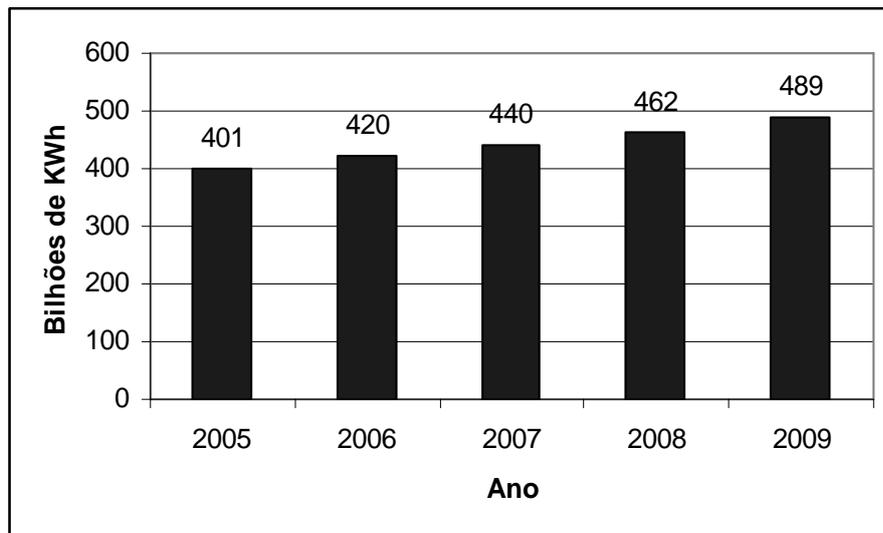


Figura 3 Projeção de Consumo de Energia Elétrica no Brasil (Fonte: ONS [2])

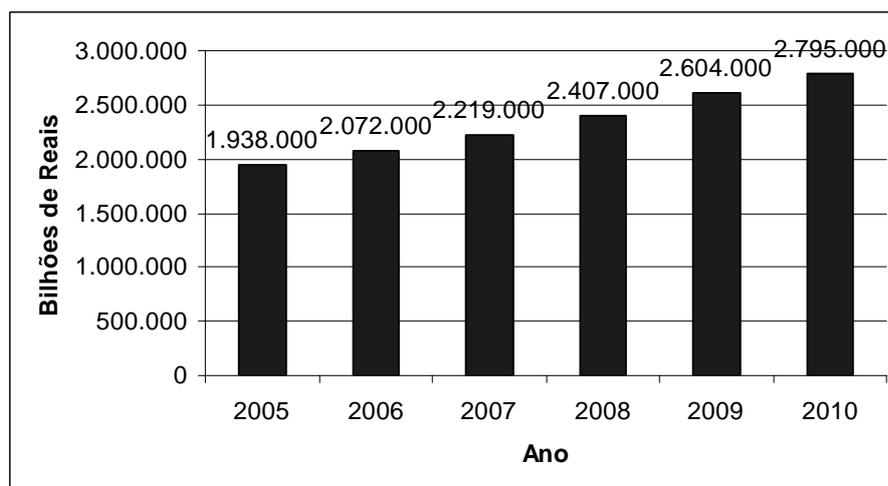


Figura 4 Projeção de Consumo de Energia Elétrica no Brasil (Fonte: EIA [4])

Uma alternativa nesse cenário é a utilização de GD. Não há um consenso em sua definição. Algumas autoridades e autores a definem com base no nível de tensão no qual a unidade de geração é conectada; outros se baseiam no princípio de que GD são conectadas em circuitos nos quais as cargas consumidoras são supridas diretamente pela GD; há os que as definem como unidades de geração que possuem características especiais como fonte primária renovável ou coeração; há ainda os que definem GD com base na capacidade máxima das unidades de geração. No entanto, há praticamente um consenso geral de que unidades de GD são sempre conectadas em sistemas de distribuição [5].

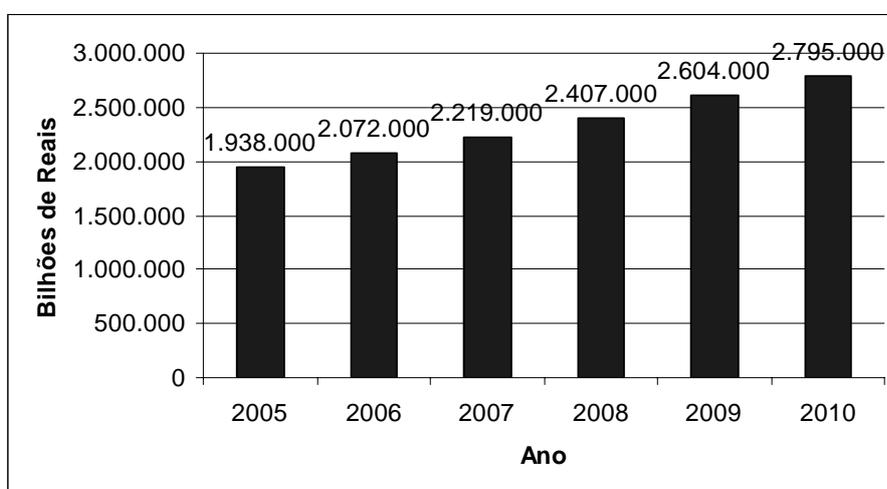


Figura 5 Projeções do PIB do Brasil (Fonte: www.ipeadata.gov.br)

O conceito de GD tem despertado interesse e a atenção política. Há cinco principais fatores para essa tendência[6]-[8]: (i) Liberação do mercado de energia; (ii) Desenvolvimento das tecnologias utilizadas em GD;(iii) Limitação de construção de novas linhas de transmissão; (iv) Aumento de consumidores que necessitam fornecimento de energia altamente confiável; (v) Preocupação com relação as mudanças climáticas. Além disso, o uso de GD pode ser vantajoso para suprir a demanda em horas de pico, para suporte da rede em situação de contingência, para uso combinado com centrais de aquecimento e para aproveitamento de combustíveis de baixo custo como o gás metano liberado em aterros sanitários.

Programas de incentivos para a geração de energia elétrica a partir de fontes primárias renováveis e não poluentes têm sido realizados em nível nacional e internacional. Um exemplo de programa nacional de incentivo é o PROINFA, executado pelo governo brasileiro, sancionado pela Lei nº. 10.438 [9]. Na sua primeira fase prevê a compra de 1.100 MW de energia eólica pela ELETROBRÁS, que fornecerá contratos por 20 anos. Além disso,

prevê a expansão da oferta de energia elétrica de 1.192 MW através de Pequenas Centrais Hidroelétricas (PCH) e 655 MW através de Pequenas Centrais Térmicas (PCT) a partir de 2007. A segunda fase do PROINFA prevê que 10% do consumo total de energia elétrica do Brasil serão de fontes alternativas, até 2014. Essa fase também prevê a instalação de aproximadamente 4.150 MW de energia eólica. Com isso, existe a intenção de diversificar a matriz energética brasileira, que é basicamente formada por hidroelétricas, e configurar um cenário de GD. O PROINFA também prevê a regulamentação do preço da energia eólica.

Internacionalmente, já estão em vigor acordos que incentivam a geração de energia elétrica por fontes renováveis menos poluentes, como por exemplo, o protocolo de Kyoto, que estabelece metas de redução de emissões dos chamados gases estufa [10][11]. Pelo acordo, os países industrializados devem reduzir suas emissões em 5,2% com relação aos níveis observados em 1990. Foi criado ainda o chamado Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL) e o Mercado Internacional de Crédito de Carbono, que possibilita aos países que não atingirem as metas de redução de emissão de gases adquirirem créditos de carbono dos países não obrigados a reduzir emissões [11]. Todos esses mecanismos desenvolveram um importante instrumento de incentivo às fontes alternativas de energia, especialmente a eólica.

O vento tem sido utilizado largamente como fonte primária em unidades de GD. Turbinas eólicas convertem a energia cinética associada ao vento em energia elétrica. As vantagens de se utilizar o vento é que ele é uma fonte de energia primária infinita e produz poucos impactos ambientais. A energia necessária para a produção de uma turbina eólica é gerada em forma de energia elétrica em poucos meses de funcionamento, de tal forma que o balanço de energia em um ciclo de vida de uma turbina eólica é largamente positivo [12]. Além disso, o avanço tecnológico das turbinas eólicas as tornou economicamente competitivas comparadas com as outras formas alternativas de geração de energia[13], conforme pode ser visto na Tabela 1.

Tabela 1 Custos das fontes primárias renováveis

| Fonte | Custo de Instalação (US\$/kWh) | Fator de Capacidade (%) | Custo de Geração (US\$/MWh) |
|--------------------|-----------------------------------|----------------------------|--------------------------------|
| Eólica | 900 a 1.400 | 25 a 45 | 50 a 95 |
| Biomassa | 700 a 1.000 | 45 a 85 | 45 a 105 |
| PCH | 700 a 1.200 | 40 a 70 | 35 a 145 |
| Solar Fotovoltaica | 6.000 a 10.000 | 18 a 22 | 500 a 1.160 |

Fonte: Atlas Eólico: Rio Grande do Sul [13]

Tradicionalmente, sistemas de distribuição de potência são configurados em estruturas radiais. Potência e corrente de curto-circuito fluem em uma única direção, saindo das subestações de distribuição. A maioria das proteções, monitoramento e equipamentos para controle são projetados baseados nessa configuração. Portanto, sistemas de distribuição não foram projetados para receber unidades de GD e aspectos como proteção, estabilidade, estrutura do mercado de energia e custos envolvidos na adaptação desses sistemas dão origem a situações as quais podem trazer dificuldades e barreiras técnicas para a inserção das mesmas. Dessa forma, o estudo dos aspectos da conexão de unidades de GD a redes de distribuição é de extrema relevância, para que a inserção de energia elétrica nesses sistemas seja de forma segura e com qualidade.

Entre estes aspectos de conexão que devem ser considerados se destacam: (i) Qualidade de Energia; (ii) Proteção; (iii) Estabilidade e; (iv) Mercado de Energia. Basicamente, essa dissertação abordará dois aspectos da conexão de GD operando com turbinas eólicas em redes de distribuição: qualidade de energia e proteção.

1.1 Objetivos da Dissertação

Essa dissertação apresenta como objetivo geral a abordagem de dois aspectos da conexão de GD operando com turbinas eólicas em rede de distribuição: qualidade de energia e proteção.

Devido a características econômicas e técnicas, os geradores e conversores usados em turbinas eólicas são projetados para operar em baixa tensão (menor do que 1 kV). Como consequência, altos níveis de corrente, geralmente atingindo unidades de kA, devem ser processados, o que pode resultar em problemas em termos tamanho de filtro e emissão de harmônicas de corrente e tensão. Conversores com pernas em paralelo são abordados na primeira parte dessa dissertação e podem ser usados com a finalidade de minimização do conteúdo harmônico das correntes de saída da unidade de GD e maximização das curvas de capacidade do conversor.

Um aspecto de proteção que deve ser levado em consideração quando uma unidade de GD é conectada a uma rede de distribuição é o chamado ilhamento. Ilhamento é a condição na

qual uma seção da rede incluindo uma ou mais unidades de GD é desconectada da rede principal e durante o período de desconexão, a unidade de GD continua a suprir potência ativa e reativa à carga local com níveis de tensão e frequência dentro dos níveis aceitáveis estipulados na seção da rede. O procedimento usual de operadores de rede é a desconexão da unidade de GD da seção ilhada. Assim, um Método de Detecção de Ilhamento (MDI) deve fazer parte do sistema de proteção de unidades de GD. Esse MDI deve ser estável quando a unidade de GD está conectada a rede principal e instável quando ocorre a condição de ilhamento. Portanto, a análise de estabilidade dos MDI é de grande relevância. A segunda parte dessa dissertação tem como objetivo a análise de estabilidade de um MDI.

Como objetivos específicos da análise de conversores com pernas em paralelo, têm-se:

- (i) Determinação das curvas de Capabilidade de Conversores;
- (ii) Desenvolvimento do conceito de conversores com pernas em paralelo;
- (iii) Desenvolvimento de uma metodologia sistemática de cálculo do indutor de filtros indutivos aplicados em conversores com pernas em paralelo;
- (iv) Simulação de conversor com pernas em paralelo operando conectado em rede de distribuição;
- (v) Implementação de uma plataforma experimental para validar o controle e a modulação proposta para conversores com pernas em paralelo.

Como objetivos específicos da análise de estabilidade do MDI, têm-se:

- (i) Identificação dos principais MDI;
- (ii) Escolha de um MDI para a análise de estabilidade;
- (iii) Desenvolvimento do modelo dinâmico do sistema contendo a GD, sistema de distribuição, carga local e o MDI escolhido;
- (iv) A análise de estabilidade de GD inserida em cenário passível de ilhamento operando com e sem o MDI, utilizando-se o critério de estabilidade de Nyquist;
- (v) Implementação de método de sincronismo de tensão para a conexão da GD com a rede de distribuição;
- (vi) Simulação do sistema de GD inserida em cenário passível de ilhamento para verificação da análise de estabilidade proposta;
- (vii) Implementação de uma plataforma experimental para validar a análise de estabilidade proposta.

1.2 Organização da Dissertação

No capítulo 1 são introduzidos os aspectos que levaram aos estudos realizados nessa dissertação bem como as justificativas dos assuntos abordados.

O capítulo 2 apresenta o conversor com pernas em paralelo, que possui como finalidade a minimização do conteúdo harmônico das correntes de saída, o aumento da capacidade de potência do conversor e, a viabilidade do uso de filtro de saída fortemente indutivo em aplicações de altas correntes. São abordados os requisitos básicos de potência ativa e reativa para a conexão de unidades de GD em redes de distribuição e normas que tratam de harmônicos em GD. Além disso, é derivada uma metodologia sistemática de cálculo do indutor de filtros indutivos aplicados a esse tipo de conversor. Ao final do capítulo, são apresentados os resultados de simulação e experimentais.

A dissertação apresenta o capítulo 3 que realiza uma análise de estabilidade de cenário passível de ilhamento não-intencional para a verificação de desempenho de MDI. São derivados os modelos dinâmicos envolvidos na análise. Adicionalmente, é abordado o método de sincronismo de tensão utilizado para viabilizar a conexão da GD a rede.

Finalmente, são apresentados os resultados experimentais, as conclusões gerais do trabalho bem como as propostas para trabalhos futuros.

1.3 Publicações durante o período de realização do mestrado

Durante o desenvolvimento desse trabalho, foram publicados artigos internacionais com relação aos assuntos abordados nessa dissertação. O capítulo 2 dessa dissertação resultou em quatro artigos enquanto que o capítulo 3 resultou em um artigo, todos já publicados.

Os artigos resultantes do capítulo 2 são: (i) **Multi-Leg Voltage Source Converter for Grid Connected Wind Turbines**, publicado no *International Conference on Clean Electrical Power (ICCEP'07)*, Itália; (ii) **A Comparison of High Power Multi-Leg Voltage Fed Converters Modulated by Space Vector and Geometric Approach**, publicado no *Industry Applications Society (IAS'2007)*, EUA; (iii) **Space Vector Modulation Extended to**

Voltage Source Converters With Multiple Legs in Parallel, publicado no *12th European Conference on Power Electronics and Applications (EPE'2007)*, Dinamarca; (iv) **Determination of the Impact of Wind Power Generation on the Steady-State Voltage Stability of Distribution Systems**, publicado no *Congresso Brasileiro de Eletrônica de Potência (COBEP'07)*, Brasil.

O artigo resultante do capítulo 3 possui o título **Stability Analysis of Anti-Islanding Protection Based in Positive Feedback Technique**, publicado no *Congresso Brasileiro de Eletrônica de Potência (COBEP'07)*, Brasil.

Ainda como atividade durante a elaboração deste trabalho, participou-se de projeto de pesquisa e desenvolvimento do Grupo de Eletrônica de Potência e Controle (GEPOC) dessa universidade em parceria com a Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica (CEEE-D) que resultou os seguintes relatórios técnicos: (i) **Análise das Principais Tecnologias Utilizadas em Geração Eólica**, Março de 2006; (ii) **Análise dos Modelos Dinâmicos Utilizados para Estudos da Estabilidade de Geração Eólica**, Julho de 2006; (iii) **Análise das Ferramentas Computacionais Disponíveis**, Janeiro de 2007; (iv) **Metodologia para Análise dos Estudos de Fluxo de Potência**, Estabilidade e Curto-Circuito, Julho de 2007.

Capítulo 2

CONVERSOR COM PERNAS EM PARALELO

2.1 Introdução

A demanda de energia elétrica está crescendo fortemente nas últimas décadas. As previsões no mundo para o ano 2030 é duas vezes o consumo contabilizado em 2003 [4]. Existem muitas opções para atender essa demanda, entre elas se destaca o uso de Geração Distribuída (GD). Os fatores de apelo para uso de GD são [8]: (i) as unidades de GD localizam-se próximas aos consumidores, de tal modo que perdas e custos com linhas de distribuição e transmissão são reduzidos ou até mesmo evitados, caso a energia produzida seja consumida no local da geração; (ii) os locais para pequenas unidades de geração são mais abundantes e; (iii) a liberação do mercado de eletricidade contribui para a criação de oportunidades para novos empreendedores no setor de geração de energia elétrica.

O vento tem sido escolhido como fonte primária de energia alternativa para GD devido à geração eólica possuir custos competitivos, requer pouco tempo de implantação e causar pequenos impactos ambientais [14]. Como resultado, pode-se notar o crescimento da capacidade de geração eólica no mundo, como pode ser observado na Figura 6.

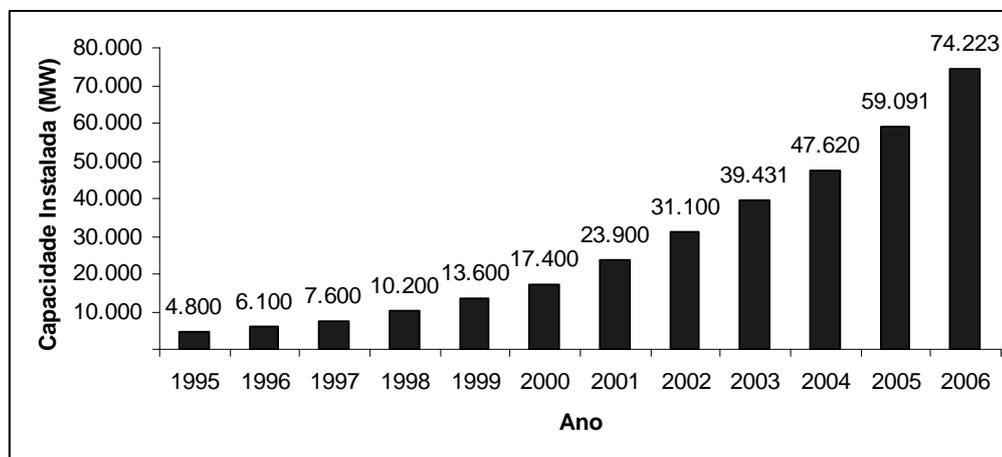


Figura 6 Capacidade instalada cumulativa mundial de geração eólica [15]

Ao analisar a evolução das turbinas eólicas nos últimos vinte anos, verifica-se uma tendência de crescimento de suas potências nominais. Esta tendência é impulsionada pela redução dos custos finais da potência gerada pelo vento [16]. Como resultado, a potência nominal individual de turbinas eólicas modernas pode exceder os 6 MW.

As turbinas eólicas modernas, normalmente, são compostas por conversores estáticos entre o gerador e a rede, pois desse modo, o gerador e a turbina podem operar com velocidade variável, viabilizando, dessa forma, um melhor aproveitamento da energia disponibilizada no vento em comparação com a operação com velocidade fixa [17].

Devido a aspectos econômicos e técnicos, os geradores e conversores dessa classe de turbina eólica são projetados para operar em baixa tensão (menor do que 1kV) [18]. Como consequência, altos níveis de corrente, geralmente atingindo unidades de kA, devem ser processados, o que pode resultar em problemas em termos de seleção de dispositivos semicondutores, tamanho de filtro e emissão de harmônicas de corrente e tensão.

Turbinas eólicas com conversores podem gerar harmônicas de tensão no ponto de conexão comum (PCC). Essas harmônicas podem causar sobre aquecimento dos transformadores de distribuição, mau funcionamento de equipamentos eletrônicos e interferência em sistemas de telecomunicações [19]. Para evitar a degradação da qualidade da energia de sistemas de potência, operadores de rede geralmente solicitam requisitos para a conexão de GD em seus sistemas, como limites de harmônicos e controle do fator de potência. Portanto, um apropriado projeto do filtro de saída deve ser considerado de modo a garantir que turbinas eólicas operem dentro dos limites requisitados.

As duas topologias mais populares de filtros de alta frequência, utilizados para atenuar harmônicas geradas pela modulação PWM em conversores de tensão conectados a rede, são os filtros L e LCL .

Em [77][20], o uso de filtros LCL demonstraram um bom compromisso entre desempenho e tamanho do filtro. No entanto, a degradação da condição de estabilidade devido a ressonâncias resultantes da interação entre filtro, impedância da rede e os controladores de corrente, é uma dificuldade que deve ser tratada com cuidado, especialmente considerando a incerteza da impedância da rede no PCC.

Nesse trabalho, é demonstrado que um bom desempenho em termos de distorções harmônicas de corrente pode ser obtido usando-se filtros fortemente indutivos, que evitam as ressonâncias. A principal desvantagem deste tipo de filtro é o alto consumo de energia reativa, quando usados nestes tipos de aplicações. Esta desvantagem pode ser superada com o uso de conversores com pernas em paralelo ou conversores em paralelo. Os fatores que destacam o

uso destes tipos de conversores são: (i) divisão da corrente entre os dispositivos de comutação; (ii) redução das distorções harmônicas e, conseqüentemente, a redução da reatância do filtro de saída, e; (iii) aumento da capacidade total de processamento.

Quando pernas de conversores ou conversores são colocadas em paralelo, algumas particularidades devem ser levadas em consideração. Por exemplo, os controladores devem garantir que cada unidade ou perna do conversor processe uma parte igual da potência total. Além disso, correntes circulantes entre conversores ou pernas em paralelo devem ser evitadas ou controladas. Mesmo assim, a sua utilização se torna vantajosa quando usado em aplicações com altos níveis de corrente.

Ao se colocar conversores alimentados em tensão em paralelo, ao menos um dos seguintes tipos de paralelismo é usado: (i) paralelismo de dispositivos semicondutores de potência [21]-[22]; (ii) paralelismo de pernas de conversores, e (iii) paralelismo de unidades de conversores autônomas [23]-[24].

Embora o primeiro tipo de paralelismo possa reduzir a quantidade de circuitos de disparo, diferenças entre dispositivos semicondutores de potência podem levar a perdas adicionais de condução e comutação.

O segundo tipo de paralelismo, que é colocar pernas do conversor em paralelo, torna viável o aumento da capacidade de corrente total, bem como a diminuição do conteúdo harmônico na saída. É importante frisar que um mecanismo de divisão de corrente deve ser incluído para garantir distribuição igual de corrente entre as pernas colocadas em paralelo. Reatores estão sendo considerados com esse intuito [25]-[26]. No entanto, limitam somente as componentes de alta frequência, permitindo a circulação de correntes de baixa frequência, as quais são resultado das inevitáveis diferenças construtivas entre os dispositivos de comutação.

O terceiro tipo de paralelismo, que é colocar unidades de conversores autônomos em paralelo, possui as características desejáveis de fácil expansão e modularidade. Em sua versão não isolada, onde os lados CC e CA dos conversores são diretamente conectados, as correntes circulantes entre os conversores devem ser limitadas, pois a conexão direta forma circuitos para a circulação de correntes entre os módulos.

No segundo e no terceiro tipo de paralelismo não isolado, atenção é dada principalmente no controle das correntes circulantes. O uso de uma estratégia de modulação para cancelamento das harmônicas da saída não tem sido considerado. Neste trabalho, a estratégia de modulação por abordagem geométrica apresentada em [26] foi estendida para controlar conversores com pernas em paralelo ou conversores em paralelo.

Esta estratégia de modulação apresenta as seguintes vantagens: (i) permitir a redução do conteúdo harmônico na saída através da técnica de intercalamento das portadoras [27]; (ii) maximizar a utilização do barramento CC e; (iii) controlar as correntes circulantes.

O grau de liberdade desta estratégia de modulação, o qual é chamado de tensão de “seqüência zero” (V_0^*), é usado para maximizar o barramento CC bem como para controlar as correntes circulantes das pernas em paralelo ou conversores em paralelo.

Esse capítulo apresenta conversores com pernas em paralelo apropriado para aplicação em turbinas eólicas modernas e possui as seguintes características: (i) controle da divisão da corrente entre as pernas de uma mesma fase; (ii) minimização das harmônicas de corrente e do tamanho do filtro; (iii) possibilidade do controle das correntes circulantes, através de V_0^* ; (iv) implementação simples com técnica de modulação consolidada.

As seções são organizadas como segue: A Seção 2.2 descreve os requisitos básicos dos códigos de rede para a interconexão de GD e, são derivados os limites de capacidade de potência de conversores. A Seção 2.3 descreve o conversor com pernas em paralelo proposto e seus controladores, enquanto a Seção 2.4 mostra a formulação do V_0^* . Na Seção 2.5, é descrito o projeto do filtro L para satisfazer os requisitos mínimos de harmônicos e a Seção 2.6 mostra os resultados de simulação para a validação desse projeto. Por fim, a Seção 2.7 mostra os resultados experimentais para validar o desempenho do conversor.

2.2 Requisitos Básicos e Limites de Capabilidade de Potência

No final dos anos 80, uma grande quantidade de proprietários de turbinas eólicas de pequena capacidade da Europa faziam solicitações de conexão em redes de distribuição. Esse fato impulsionou a criação de normas que tratam da conexão de GD em redes de distribuição, como por exemplo, a *Std* IEEE 1001 [79]. No entanto, mesmo antes dos anos 80, operadores de rede da Europa já possuíam suas próprias regras e padrões para a interconexão de geração eólica as suas redes de distribuição [6]. O conjunto destas regras e padrões é conhecido atualmente como código de rede.

Embora códigos de rede para GD operando com turbinas eólicas conectadas a rede possuam algumas similaridades, eles diferem de país para país e também de concessionária para concessionária. Em [28], os autores selecionaram seis códigos de rede de diferentes países e resumiram os requisitos básicos. Os mais restridentes requisitos de conexão de

turbinas eólicas a rede foram descritos para as seguintes características: controle de tensão, qualidade da tensão, requisitos de fator de potência, limitação de potência, frequência e cintilação. Os limites de operação de potência ativa e reativa, considerando os mais restritivos requisitos dos seis países, resultaram na curva mostrada na Figura 7, que representa uma curva de capacidade. A região ilustrada pelo retângulo cinza nesta figura pode ser alterada conforme acordo entre o proprietário da unidade de geração eólica e o operador do sistema.

As turbinas eólicas que satisfazem essa curva de capacidade devem possuir, no mínimo, a capacidade indicada pelo contorno da curva. Por exemplo, se uma turbina eólica que satisfaz esta curva de capacidade estiver injetando sua potência nominal à rede, ela deverá ser capaz, se requisitada, de injetar também cerca de 50% de sua capacidade nominal em potência reativa.

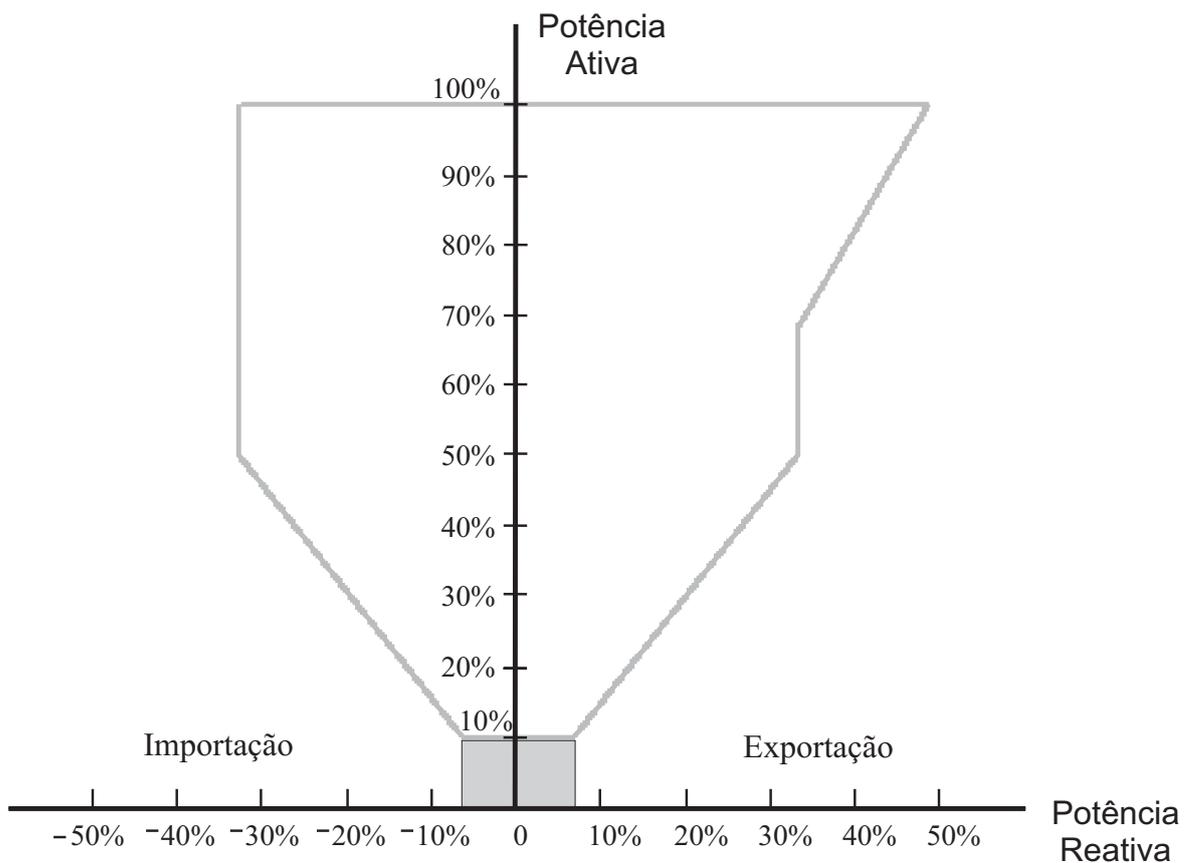


Figura 7 Requisitos mais restritivos para potência ativa e reativa

As turbinas eólicas que operam além do contorno definido na Figura 7 satisfarão todos os códigos de rede considerados na análise. A tensão do barramento CC, os dispositivos de chaveamento de potência, bem como o filtro de saída deve ser selecionada para satisfazer os requisitos de potência ativa e reativa [29]. Na seção seguinte, esses itens são analisados em detalhes.

2.2.1 Limites de Capabilidade de Potência de Conversores

Considere um sistema de geração conectado em um ponto na rede através de um conversor de tensão. A Figura 8 representa o circuito equivalente para esse cenário. Para a análise proposta, o conversor de tensão será considerado um gerador de tensão fundamental, isto é, as harmônicas geradas serão ignoradas. O módulo da reatância X é a soma do módulo da reatância do filtro de saída do inversor com o módulo da reatância resultante da rede no ponto de conexão. Tanto a resistência do filtro de saída quanto à resistência da rede foram ignoradas. A rede em questão é representada pelo seu equivalente Thévenin.

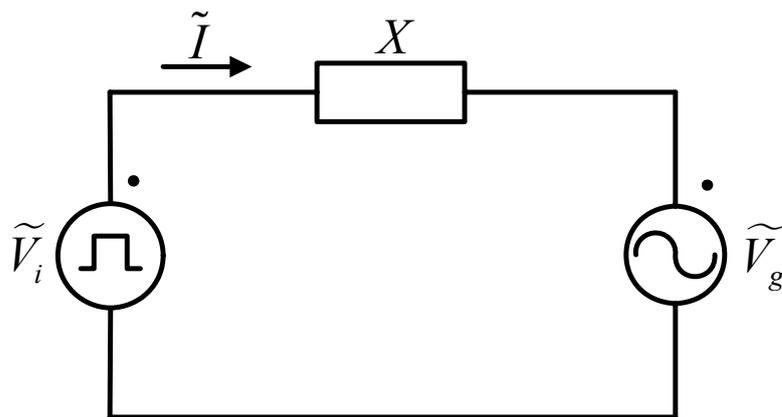


Figura 8 Circuito Equivalente

A potência ativa e reativa no ponto de conexão com a rede pode ser equacionada aplicando-se as Leis das Tensões de *Kirchoff* na malha da Figura 8. O fasor da corrente \tilde{I} pode ser considerado como

$$\tilde{I} = \frac{\tilde{V}_i - \tilde{V}_g}{jX}, \quad (1)$$

onde:

$\tilde{V}_i = V_i \underline{\theta}_i$ é o fasor da tensão do conversor

V_i é o módulo da tensão RMS da componente fundamental do conversor;

$\tilde{V}_g = V_g \underline{\theta}_g$ é o fasor da tensão da rede equivalente

V_g é o módulo da tensão RMS da componente fundamental da rede.

Considerando que $\theta_g = 0$, pode-se reescrever (1) como

$$\tilde{I} = \frac{V_i \cos(\theta_i) + jV_i \text{sen}(\theta_i) - V_g}{jX}. \quad (2)$$

Separando a componente real e imaginária do numerador de (2)

$$\begin{aligned} \tilde{I} &= \frac{V_i \cos(\theta_i) - V_g}{jX} + j \frac{V_i \text{sen}(\theta_i)}{jX} = \\ &= \frac{V_i \text{sen}(\theta_i)}{X} + j \frac{(V_g - V_i \cos(\theta_i))}{X}. \end{aligned} \quad (3)$$

Sabendo que a potência aparente no ponto de conexão com a rede é dada por

$$\vec{S} = \bar{I} \tilde{V}_g, \quad (4)$$

onde \bar{I} é o conjugado de \tilde{I} , pode-se afirmar que

$$\vec{S} = \frac{V_g \cdot V_i \text{sen}(\theta_i)}{X} - j \frac{[V_g^2 - V_g \cdot V_i \cos(\theta_i)]}{X}. \quad (5)$$

A equação (5) pode ser representada pela potência ativa (P) e potência reativa (Q) da seguinte forma:

$$\vec{S} = P + jQ. \quad (6)$$

Portanto, a potência ativa pode ser definida como

$$P = \frac{V_g \cdot V_i \sin(\theta_i)}{X} \quad (7)$$

e a potência reativa como

$$Q = \frac{V_g \cdot V_i \cos(\theta_i) - V_g^2}{X}. \quad (8)$$

Ao analisar as equações (7) e (8), pode-se notar que existe um fator comum multiplicado por seno e cosseno, respectivamente. Essa relação permite a representação destas equações no plano PxQ , como mostra a Figura 9, considerando um sistema trifásico. Note nessa figura que a variação de θ_i (de 0 até 2π) forma o *locus* de potência ativa e reativa através de circunferência com equação dada por:

$$P^2 + \left(Q + \frac{3V_g^2}{X} \right)^2 = \left(\frac{3V_g}{X} V_i \right)^2, \quad (9)$$

de centro C e raio R dados por:

$$C = \left(\frac{-3V_g^2}{X}, 0 \right) \quad (10)$$

$$R = \frac{3V_g}{X} V_i. \quad (11)$$

O *locus* de potência ativa e reativa representa a curva de capacidade de potência de conversor conectado à rede sem levar em consideração a limitação de corrente dos dispositivos de comutação.

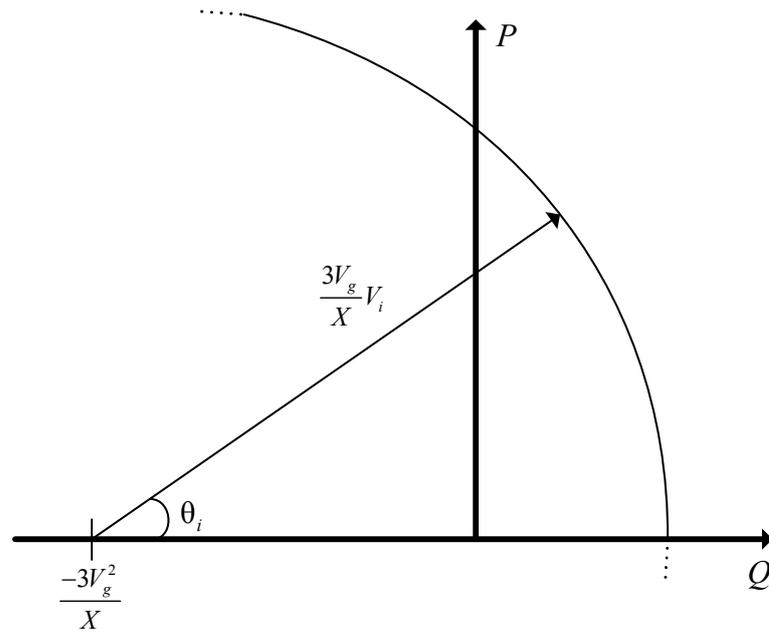


Figura 9 Limites de Capabilidade de P e Q de conversores com $\theta_g = 0$

Levando-se em consideração os limites de P e Q definidos por (7) e (8) e pelo lócus da Figura 9, pode-se afirmar que conversores conectados a rede são limitados, em termos de potência entregue à rede, pelo nível de tensão do barramento CC (V_{cc}) e pelo índice de modulação, que limitam a tensão de saída do conversor \tilde{V}_i ; pela reatância do filtro de saída X e; pela tensão da rede \tilde{V}_g . A Figura 10 mostra a relação entre V_i e V_{cc} .

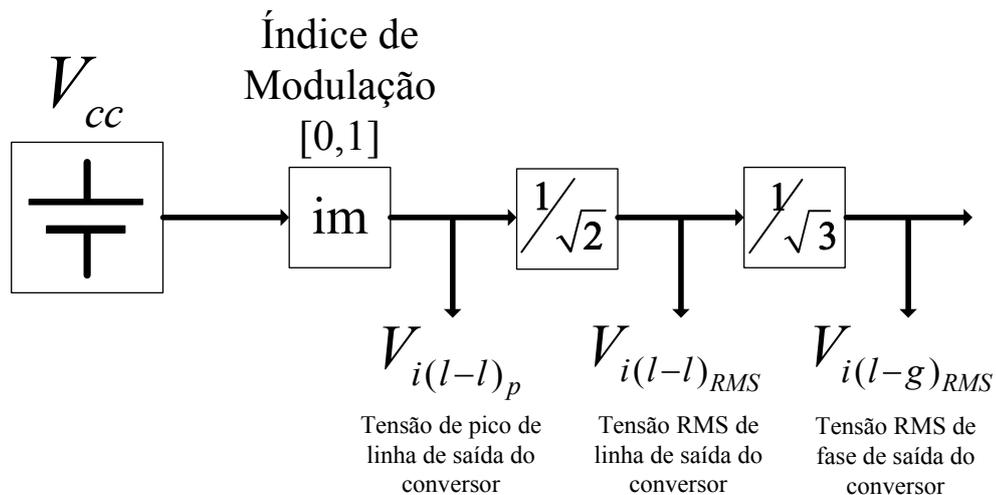


Figura 10 Relação entre a tensão de saída do inversor (V_i) e

Na próxima seção, esses limitantes serão ilustrados, bem como o limite térmico dos dispositivos de chaveamento do conversor.

2.2.1.1 Limite Térmico dos Dispositivos de Comutação

A operação de dispositivos de comutação de potência resulta em perdas por condução, as quais são proporcionais a corrente e a tensão de saturação quando em estado ligado. Portanto, para uma dada tensão de saída, a potência de saída é limitada pela máxima corrente suportada pelo dispositivo de comutação (I_{lim}). A capacidade térmica de conversores trifásicos impõe limites na região de operação no plano $P \times Q$ da Figura 9, que podem ser expressados por:

$$P^2 + Q^2 = (3.V_g.I_{lim})^2 \quad (12)$$

A Figura 11 mostra os limites de P e Q de um conversor trifásico conectado a rede com a corrente dos dispositivos de comutação limitada a $I_{lim} = 1,2$ p.u. e V_g variando de 0,2 p.u. a 1,2 p.u. e a curva com os requisitos mais restridentes para potência ativa e reativa mostrada na Figura 7. Pode-se notar que à medida V_g aumenta, maior se torna a capacidade de transferência de potência ativa e reativa.

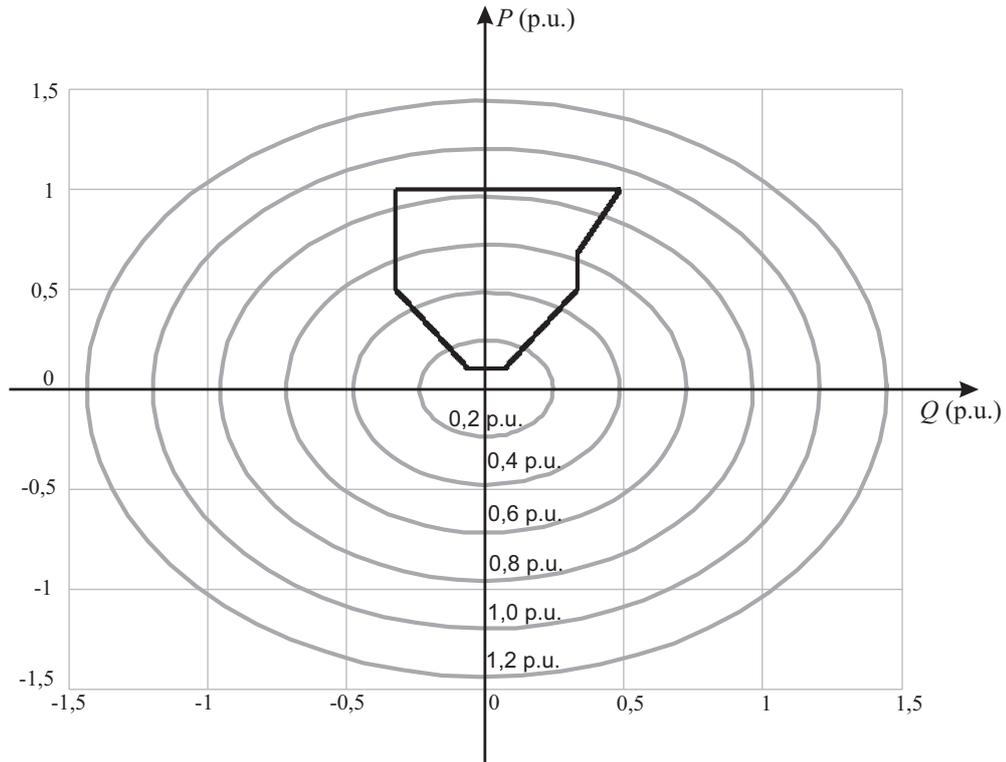


Figura 11 Limites de P e Q em função de V_g

2.2.1.2 Limite de Potência devido à V_{cc}

Os limites dos pontos de operação do conversor conectado a rede são função de V_g , X e V_i . Como V_i é proporcional ao índice de modulação e V_{cc} , P e Q são limitadas por V_{cc} . Na Figura 12 são analisados os limites de operação de um conversor trifásico conectado a rede quando V_{cc} é mudada. Considerou-se $V_g = 1,0$ p.u., $X = 0,5$ p.u. e $V_i = 1,0$ p.u. até $V_i = 1,5$ p.u.

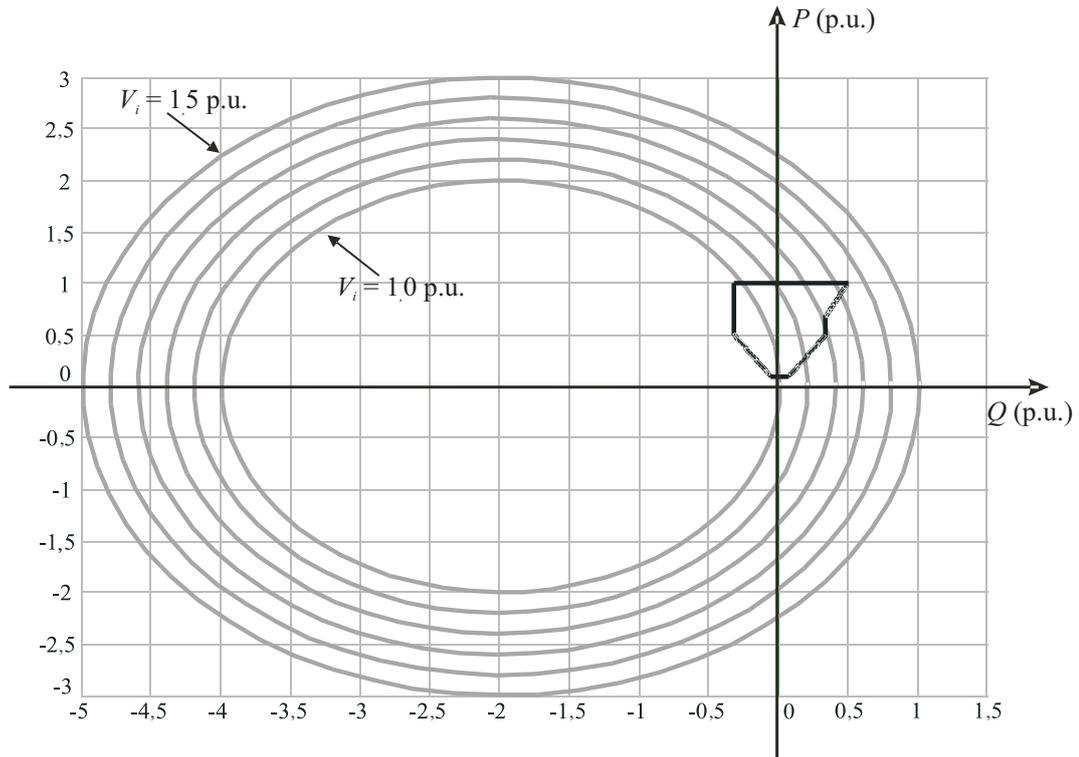


Figura 12 Limites de P e Q em função de V_i

2.2.1.3 Limite devido a Reatância de Saída do Conversor

Similarmente a V_{cc} , a reatância de saída do conversor limita os pontos de operação no plano de $P \times Q$. À medida que X aumenta, os limites de operação do conversor diminuem. A Figura 13 mostra os limites de operação com diferentes valores da reatância na saída do conversor. V_g e V_i permanecem constantes em 1,0 p.u. e 1,2 p.u., respectivamente, enquanto X é variada de 0,3 p.u. até 1,0 p.u..

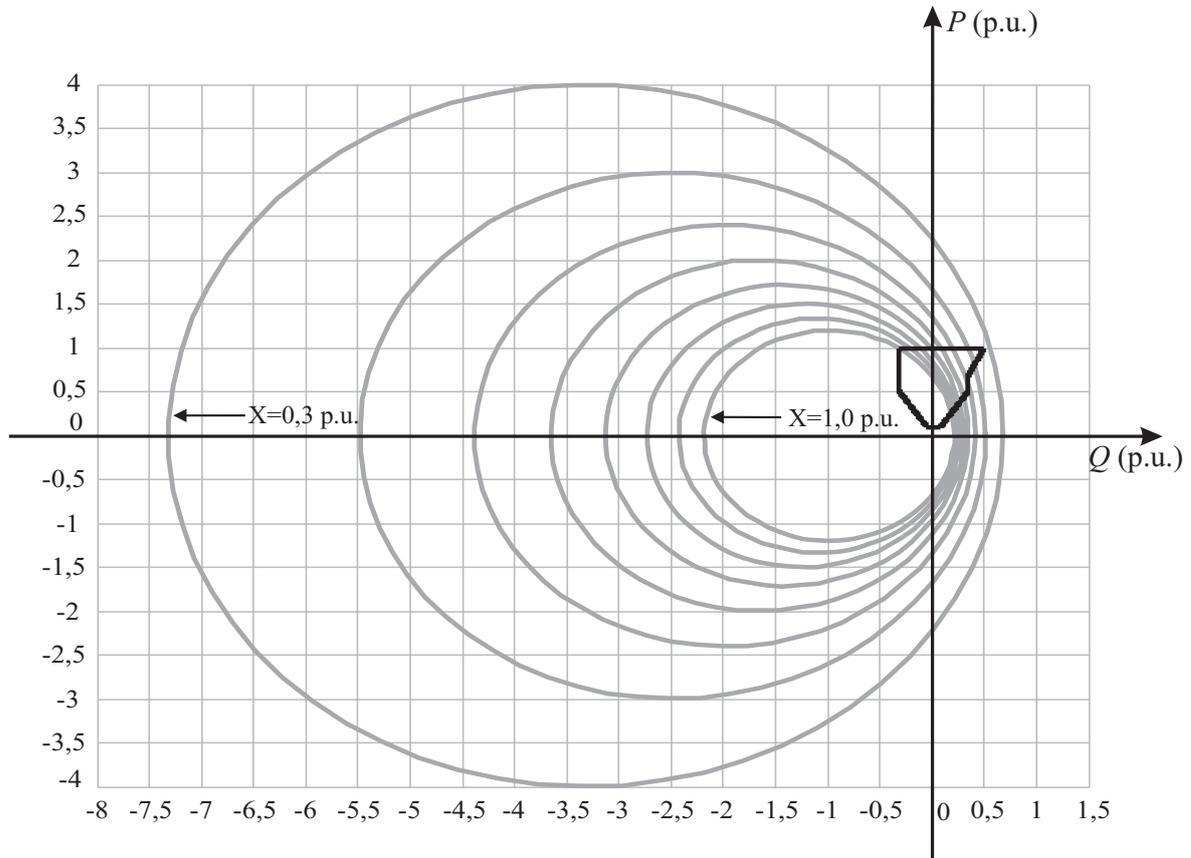


Figura 13 Limites de P e Q em função de X

Ao analisar esta figura, é possível concluir que a reatância do filtro do conversor mais a reatância no PCC deve ser menor que 0,4 p.u. para as condições consideradas. Com um conversor alimentado em tensão convencional, será difícil alcançar os requisitos de harmônicos com filtros indutivos, devido ao alto consumo de potência reativa e aos requisitos de potência impostos pelos códigos de rede. A próxima seção apresenta uma topologia que é candidata a superar esta limitação.

2.3 Conversor Trifásico com Pernas em Paralelo

Conversores paralelos conectados em um mesmo barramento CC, sem transformadores isoladores no lado CA, são aplicados em fontes ininterruptas de energia

(UPS), equipamento para acionamento de motores, fontes de corrente contínua, sistemas fotovoltaicos e eólicos [19][30][31][34].

As investigações de conversores trifásicos paralelos têm sido consideradas como um problema de conversores modulares interconectados, como mostrados na Figura 14. Normalmente, o problema abordado nesse tipo de abordagem é o das correntes circulantes entre os módulos de conversores em paralelo.

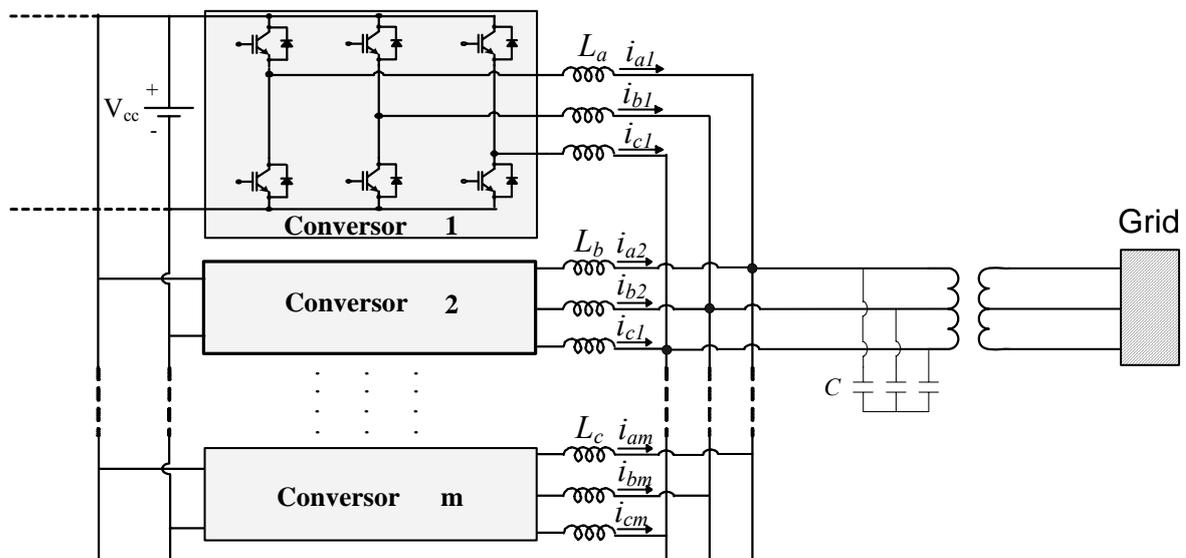


Figura 14 Conversores paralelos convencionais

A análise realizada nesta dissertação é diferente, pois trata cada conversor com filtro L da Figura 14 como construído com pernas em paralelo, como mostrado na Figura 15.

Entre as vantagens dessa análise é a possibilidade de cancelamento das harmônicas de saída, e, conseqüentemente, a redução da reatância do filtro de saída com uma apropriada estratégia de modulação. Essa análise possibilita o uso de filtros fortemente indutivos que evitam a degradação da estabilidade devido a ressonâncias, as quais são resultados da interação entre filtro de saída, impedância da rede e os controladores de corrente. Como a capacitância (C) é pequena, a frequência de ressonância do circuito LCL , formado pelo filtro de saída e rede, é alta e está fora da banda passante dos controladores de corrente.

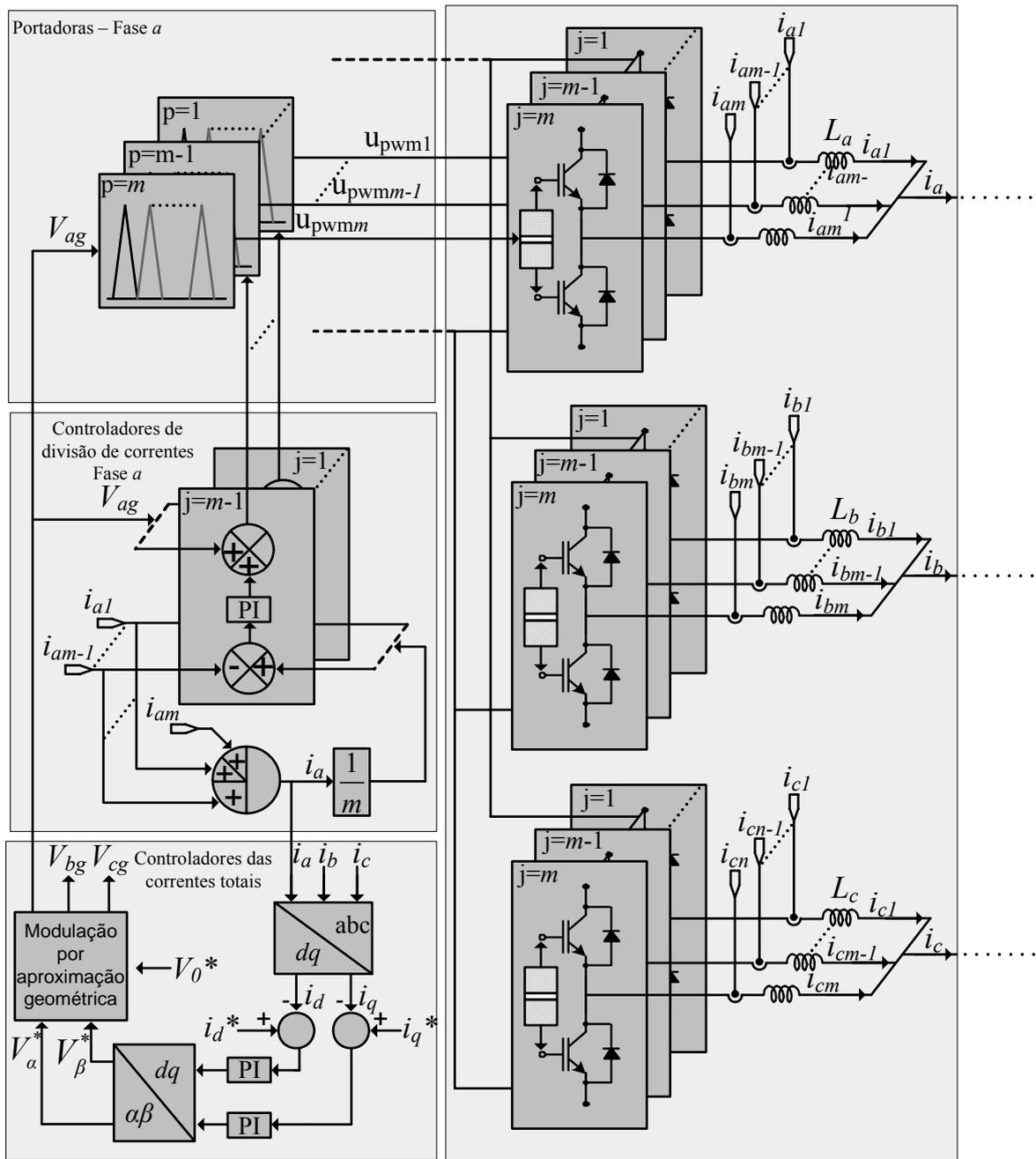


Figura 15 Diagrama de blocos do controle do conversor com pernas em paralelos

O método de controle do conversor com pernas em paralelo é baseado em uma malha externa, que controla as correntes totais do conversor, e malhas internas que controlam a divisão de corrente das pernas em paralelo de mesma fase. O diagrama de blocos do sistema de controle é mostrado na Figura 15. O controle da divisão de corrente entre as pernas em paralelo é feito com $3m-3$ controladores Proporcional-Integral (PI), onde m é o número de pernas por fase. Uma perna por fase não participa ativamente do controle da divisão das

correntes devido ao fato que o restante da corrente total da fase é igual à parcela de corrente que deve fluir através dessa perna.

A técnica usada para cancelar as harmônicas de saída é o intercalamento das portadoras das pernas de mesma fase. Em [35], os autores enumeraram três tipos de intercalamento. A distribuição de todas as portadoras alternativamente em oposição (disposição APO), como mostrado na Figura 16, é usada na modulação.

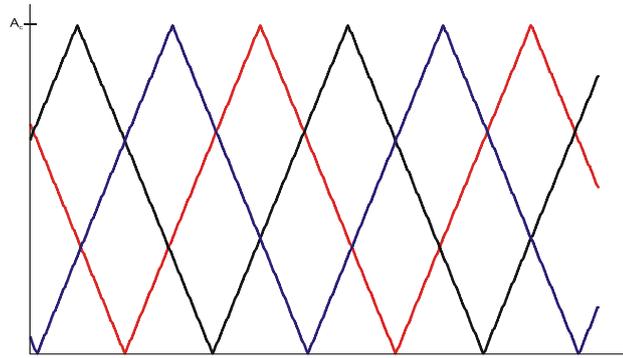


Figura 16 Disposição APO das portadoras para $m=3$

Para a modulação dos sinais de controle V_{α}^* e V_{β}^* , uma técnica chamada de modulação por abordagem geométrica foi usada [26]. Nesta estratégia de modulação, existe um grau de liberdade, o qual é chamado de tensão de “seqüência zero” (V_0^*), que pode ser ajustado para maximizar a tensão do barramento CC. A formulação de V_0^* é apresentada na próxima seção.

2.4 Obtenção da Tensão de Seqüência Zero V_0^*

Na modulação por abordagem geométrica é usada uma transformação que relaciona o espaço das tensões de saída com o espaço das tensões das pernas do inversor. A transformação com potência invariante “ $\alpha - \beta$ ” é usada nesta seção para esse propósito, a qual é expressa como:

$$\begin{bmatrix} V_\alpha \\ V_\beta \\ V_0 \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{an} \\ V_{bn} \\ V_{cn} \end{bmatrix} = T_{\alpha\beta 0} \begin{bmatrix} V_{an} \\ V_{bn} \\ V_{cn} \end{bmatrix}, \quad (13)$$

onde V_{an} , V_{bn} e V_{cn} são as tensões de fase de saída; V_α , V_β e V_0 são as tensões de fase projetadas no plano “ $\alpha - \beta$ ”.

A inversa da matriz $T_{\alpha\beta 0}$ pode ser usada para a obtenção dos valores de modulação das pernas a partir dos valores desejados $[V_\alpha^* \quad V_\beta^* \quad V_0^*]$, resultando em:

$$\begin{bmatrix} V_{ag} \\ V_{bg} \\ V_{cg} \end{bmatrix} = [T_{\alpha\beta 0}]^{-1} \begin{bmatrix} V_\alpha^* \\ V_\beta^* \\ V_0^* \end{bmatrix}; \quad (14)$$

$$\begin{bmatrix} V_{ag} \\ V_{bg} \\ V_{cg} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \sqrt{\frac{2}{3}} & 0 & \frac{1}{\sqrt{3}} \\ -\frac{1}{\sqrt{6}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{3}} \\ -\frac{1}{\sqrt{6}} & -\frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{3}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_\alpha^* \\ V_\beta^* \\ V_0^* \end{bmatrix}, \quad (15)$$

onde V_{ag} , V_{bg} e V_{cg} são as tensões das pernas.

Os valores das tensões das pernas normalizadas com relação V_{cc} estão entre 0 e 1, então:

$$\begin{aligned} 0 < V_{ag} < 1 \\ 0 < V_{bg} < 1 \\ 0 < V_{cg} < 1 \end{aligned} \quad (16)$$

De (15), pode-se afirmar que

$$\begin{aligned}
V_{ag} &= \sqrt{\frac{2}{3}}V_a^* + \frac{1}{\sqrt{3}}V_0^* \\
V_{bg} &= -\frac{1}{\sqrt{6}}V_a^* + \frac{1}{\sqrt{2}}V_\beta^* + \frac{1}{\sqrt{3}}V_0^* \\
V_{cg} &= -\frac{1}{\sqrt{6}}V_a^* - \frac{1}{\sqrt{2}}V_\beta^* + \frac{1}{\sqrt{3}}V_0^*
\end{aligned} \tag{17}$$

Então, as seguintes inequações podem ser escritas:

$$\begin{aligned}
\text{i)} \quad & \frac{1}{\sqrt{3}}V_0^* + \sqrt{\frac{2}{3}}V_a^* < 0 \rightarrow V_0^* > -\sqrt{2}V_a^* \\
\text{ii)} \quad & \frac{1}{\sqrt{3}}V_0^* + \sqrt{\frac{2}{3}}V_a^* < 1 \rightarrow V_0^* < \sqrt{3} - \sqrt{2}V_a^* \\
\text{iii)} \quad & -\frac{1}{\sqrt{6}}V_a^* + \frac{1}{\sqrt{2}}V_\beta^* + \frac{1}{\sqrt{3}}V_0^* > 0 \rightarrow V_0^* > \frac{1}{\sqrt{2}}V_a^* - \sqrt{\frac{3}{2}}V_\beta^* \\
\text{iv)} \quad & -\frac{1}{\sqrt{6}}V_a^* + \frac{1}{\sqrt{2}}V_\beta^* + \frac{1}{\sqrt{3}}V_0^* < 1 \rightarrow V_0^* < \sqrt{3} + \frac{1}{\sqrt{2}}V_a^* - \sqrt{\frac{3}{2}}V_\beta^* \\
\text{v)} \quad & -\frac{1}{\sqrt{6}}V_a^* - \frac{1}{\sqrt{2}}V_\beta^* + \frac{1}{\sqrt{3}}V_0^* > 0 \rightarrow V_0^* > \frac{1}{\sqrt{2}}V_a^* + \sqrt{\frac{3}{2}}V_\beta^* \\
\text{vi)} \quad & -\frac{1}{\sqrt{6}}V_a^* - \frac{1}{\sqrt{2}}V_\beta^* + \frac{1}{\sqrt{3}}V_0^* < 1 \rightarrow V_0^* < \sqrt{3} + \frac{1}{\sqrt{2}}V_a^* + \sqrt{\frac{3}{2}}V_\beta^*
\end{aligned} \tag{18}$$

Definindo,

$$C_1 = -\sqrt{2}V_a^*; C_2 = \frac{1}{\sqrt{2}}V_a^* - \sqrt{\frac{3}{2}}V_\beta^*; C_3 = \frac{1}{\sqrt{2}}V_a^* + \sqrt{\frac{3}{2}}V_\beta^*, \tag{19}$$

os limites de V_0^* são dados por:

$$\begin{aligned}
V_0^* &> \max\{C_1, C_2, C_3\} \\
V_0^* &< \sqrt{3} + \min\{C_1, C_2, C_3\}.
\end{aligned} \tag{20}$$

Portanto, V_0^* deve estar na região entre os limites de (20). Nessa dissertação, V_0^* foi definido como:

$$\overline{V}_0^* = \frac{(\max\{C_1, C_2, C_3\}) + (\sqrt{3} + \min\{C_1, C_2, C_3\})}{2}. \quad (21)$$

A Figura 17 mostra os limites dados em (21), V_α^* , V_β^* e \overline{V}_0^* .

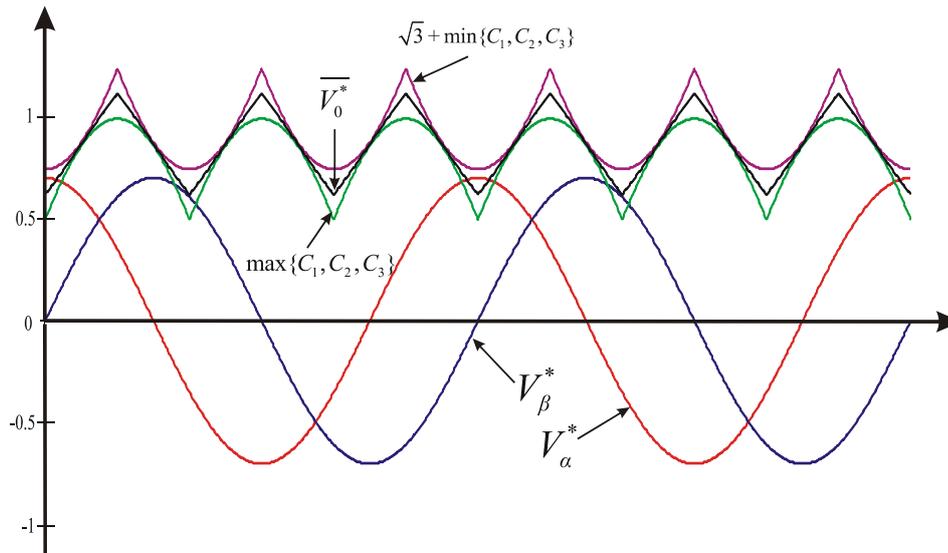


Figura 17 Definição de V_0^*

2.5 Projeto do Filtro L

O projeto do filtro L é baseado nos níveis máximos de harmônicas de corrente especificados e no espectro do fator de distorção para filtro de primeira-ordem. Para o projeto do filtro, os capacitores foram desprezados, porém eles podem ser adicionados para pequenos ajustes.

Para cada fase, a soma das correntes de todas as pernas é dada por:

$$i_{xh} = \frac{V_{cc}}{6\pi fL} FD_h, \quad (22)$$

onde f é a frequência da rede, h é a ordem da harmônica e x representa as fases a , b e c . FD_h é o fator de distorção para atenuação de primeira ordem, que é dado por:

$$DF_h = \sum_{i=1}^m \frac{(2u_{aih} - u_{bih} - u_{cih})}{h}, \quad (23)$$

onde u representa a tensão de fase da perna i normalizada com relação a V_{cc} . Para o projeto do filtro L , definiu-se um fator de atenuação, dado por:

$$\alpha_p = \frac{l_p}{FD_p}, \quad (24)$$

onde l é o nível de harmônicas de corrente permitido, geralmente obtido de normas, e o subscrito p é a ordem da harmônica de corrente onde o maior fator de atenuação é obtido. Para satisfazer o nível l_p , a corrente de ordem harmônica $h=p$ deve ser:

$$i_{xp} \leq l_p i_{x1}. \quad (25)$$

Finalmente, a indutância do filtro é dada por:

$$L \geq \frac{V_{cc}}{6\pi f l_{x1} \alpha_p}. \quad (26)$$

Com o intuito de mostrar o projeto de filtro L , foram considerados dois conversor de potência nominal de 1 MW, sendo o primeiro com uma perna por fase e o segundo com três pernas por fase, ambos com V_{cc} de 800 V. A frequência de comutação dos dispositivos do conversor foi escolhida de tal forma que as perdas por condução e por comutação sejam iguais. Os níveis de harmônicos de corrente considerados são especificados na *Std* IEEE 1547 [68] que estabelece especificações e requisitos técnicos para a conexão de GD com potência máxima agregada de 10 MW. Esses níveis máximos são mostrados na Tabela 2.

Tabela 2 Níveis de harmônicos de corrente

| Harmônica individual de ordem h | $h < 11$ | $11 \leq h < 17$ | $17 \leq h < 23$ | $25 \leq h < 35$ | $h \geq 35$ |
|-----------------------------------|----------|------------------|------------------|------------------|-------------|
| Porcentagem (%) | 4,0 | 2,0 | 1,5 | 0,6 | 0,3 |

Fonte: *Std* IEEE 1547 [68]

2.5.1 Conversor com uma Perna por Fase

Para o conversor com uma perna por fase e V_{cc} de 800 V, um dispositivo de comutação do tipo IGBT de 2400 A/1700 V foi selecionado. A frequência de chaveamento resultante é de aproximadamente 2,8 kHz e as perdas por condução e comutações são por volta de 1300 W para cada dispositivo de comutação. A Figura 18 mostra a ampliação em volta da harmônica $h=p=45$, do espectro de FD da qual é possível definir o valor do fator de atenuação:

$$\alpha_{45} = \frac{0,3}{1}. \quad (27)$$

Para atender os requisitos de harmônicas de corrente da *Std* IEEE 1547, a menor indutância do filtro de saída deve ser:

$$L_1 = 1,163 \text{ mH}. \quad (28)$$

A Figura 19 mostra os limites de P e Q do conversor de 1 MW com uma perna por fase e filtro de saída L_1 com $V_g = 1,0$ p.u. e $V_i = 1,48$ p.u., e, os requisitos mais restridentes de P e Q mostrados na Figura 7. Observe que os limites de P e Q do conversor não atende os requisitos mais restridentes. A indutância L_1 resultou em uma reatância de cerca de 4,0 p.u. para uma base de 380 V, 1 MW e frequência de operação de 60 Hz.

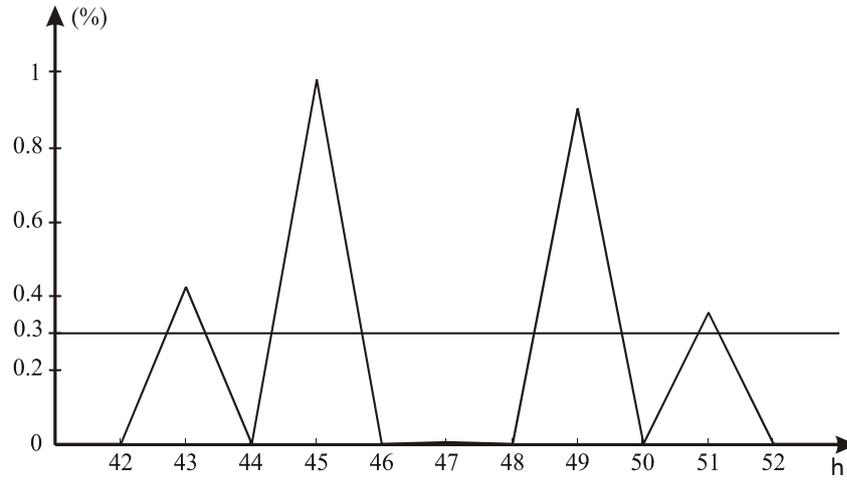


Figura 18 Detalhe em volta do harmônico $h=p=45$ do espectro do FD para $m=1$

A energia reativa associada a L_1 com a corrente nominal do conversor (I_r) é:

$$U_1 = \frac{1}{2} L_1 I_r^2 = 1335 \text{ J.} \quad (29)$$

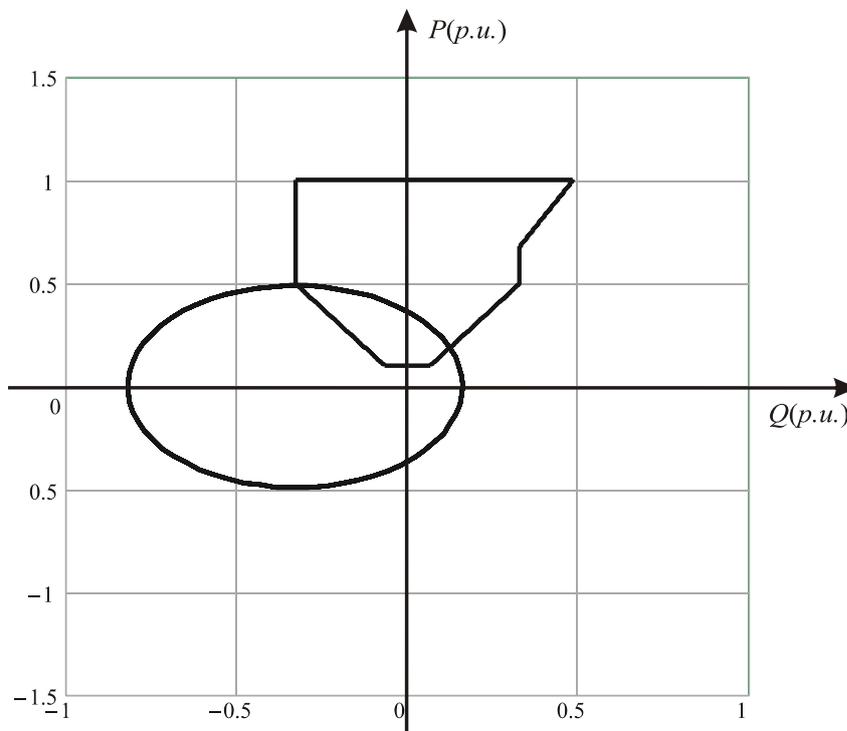


Figura 19 Limites de P e Q para $L_1 = 1,163 \text{ mH}$

2.5.2 Conversor com três Pernas por Fase

Para o conversor com três pernas por fase e V_{cc} de 800 V, um dispositivo de comutação do tipo IGBT de 800 A/1700 V foi selecionado. A frequência de chaveamento resultante é por volta de 2,8 kHz e as perdas por condução e chaveamento são aproximadamente 600 W em cada dispositivo de comutação. A Figura 20 mostra a ampliação do espectro de FD nos arredores de $h=p=137$ da qual é possível definir o valor do fator de atenuação:

$$\alpha_{137} = \frac{0.3}{0.28}. \quad (30)$$

Considerando o mesmo conversor de 1 MW, porém com três pernas por fase, a indutância do filtro de saída de cada perna será:

$$L_3 = 457 \mu\text{H}. \quad (31)$$

Como pode ser observado na Figura 21, os limites de P e Q atenderam os requisitos mais restritivos. A energia reativa associada a L_3 e I_r é:

$$U_3 = \frac{1}{2} L_3 I_r^2 = 175 \text{ J}. \quad (32)$$

A indutância L_3 resultou em uma reatância de cerca de 0,4 p.u. para uma base de 380 V, 1 MW e frequência de operação de 60 Hz.

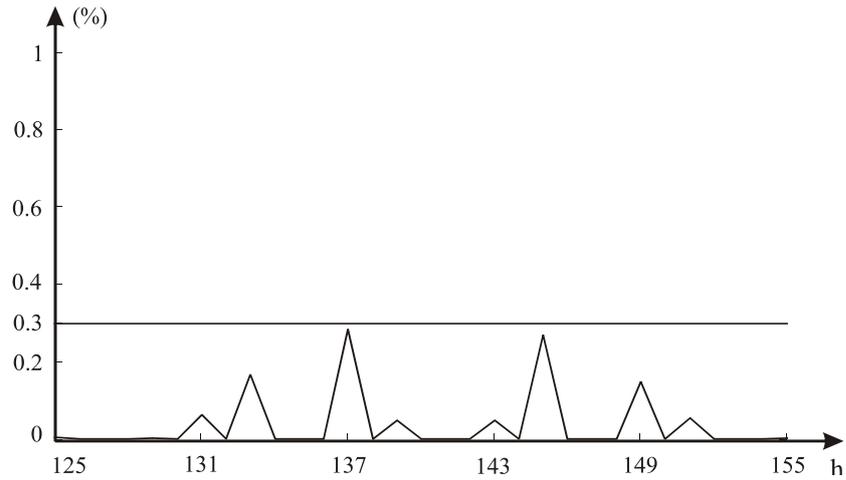


Figura 20 Detalhe em volta do harmônico $h=p=137$ do espectro do DF para $m=3$

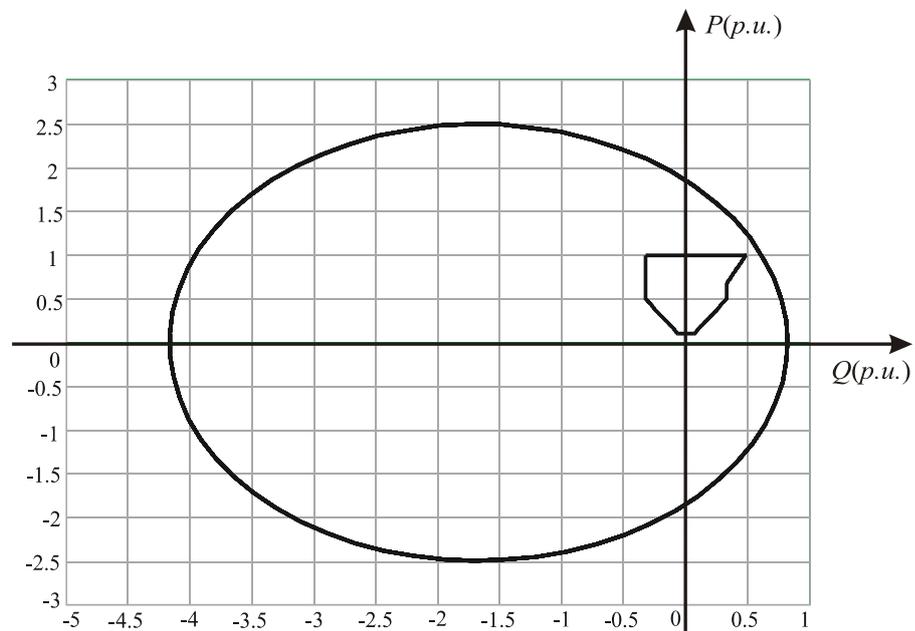


Figura 21 Limites de P e Q para $L_3 = 457 \mu\text{H}$.

2.6 Resultados de Simulação

Para validar a análise do conversor com pernas em paralelo e o projeto do filtro, descritos neste capítulo, resultados de simulação de conversores trifásicos com duas e três pernas em paralelo por fase serão mostrados.

O conversor com duas pernas em paralelo simulado possui as mesmas características do conversor da plataforma experimental, que é usado para a obtenção dos resultados experimentais. Sua potência nominal é de 3 kVA, operando com frequência de chaveamento de 4 kHz. A Figura 22 mostra as correntes das pernas 1 e 2 e a corrente total da fase a . Nesta figura pode ser notada a diminuição da ondulação da corrente total comparada com as correntes das pernas. Isso é comprovado pelo espectro de frequência da corrente total e da corrente da perna 1 da fase a , mostrado na Figura 23.

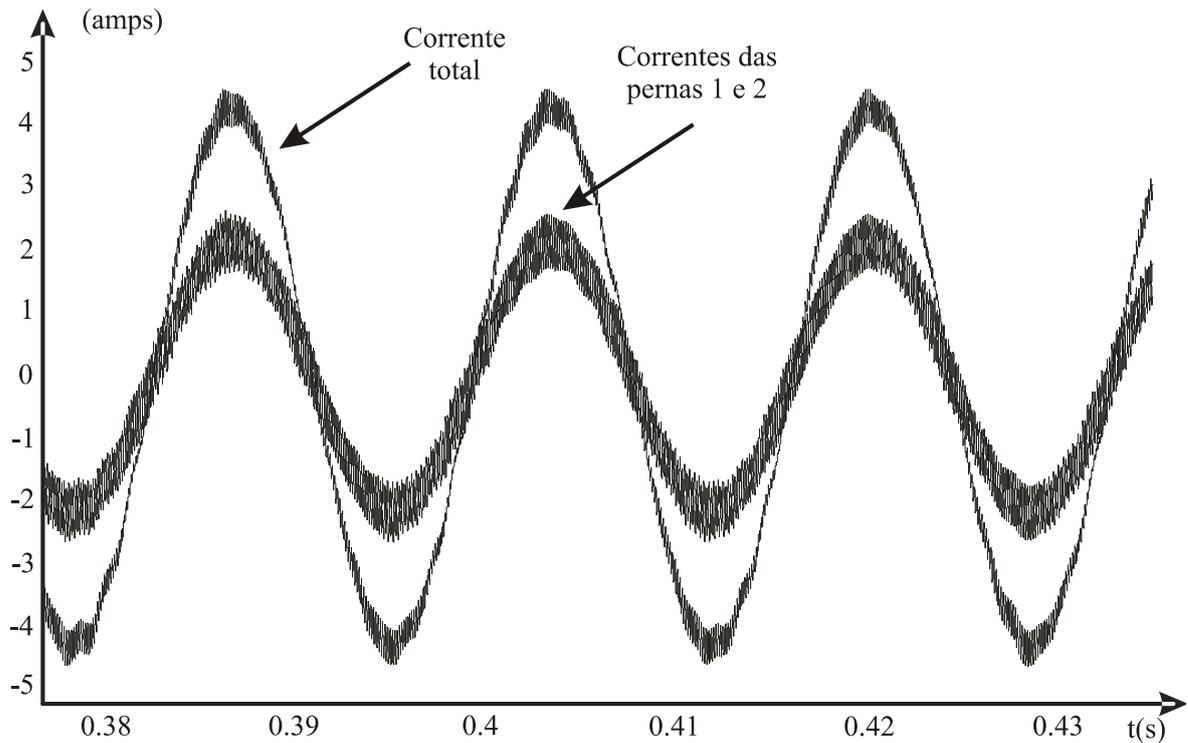


Figura 22 Resultado de Simulação – Correntes das pernas 1 e 2 e corrente total da fase a .

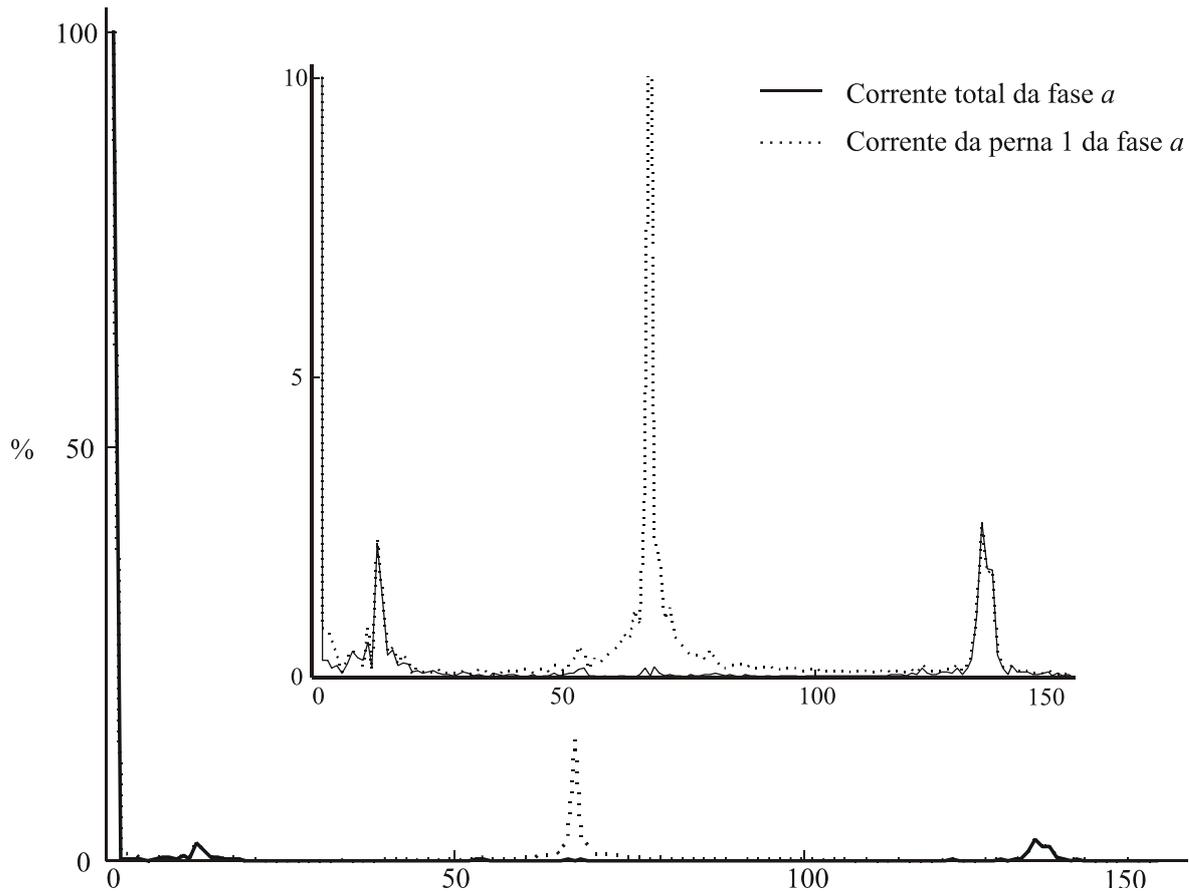


Figura 23 Resultado de Simulação – Espectro das correntes da perna 1 e da corrente total de saída da fase a .

Para validar o projeto do filtro, resultados de simulação foram obtidos com conversor de três pernas em cada fase e potência nominal de 1 MW, V_{cc} de 800 V e níveis máximos de harmônicas de corrente especificados na *Std* IEEE 1547. A frequência de operação dos dispositivos de comutação foi selecionada de tal forma que as perdas por condução e comutação sejam iguais, resultando em $f_{sw} = 2,8$ kHz. O valor da indutância do filtro de saída é $L_3 = 457 \mu\text{H}$, o que resulta em uma reatância de 0,4 p.u. para uma base de 380 V, 1 MW e frequência de operação da rede de 60 Hz. Ao aumentar o número de pernas em paralelo por fase, é possível reduzir a reatância total de saída.

A Figura 24 mostra as correntes das pernas 1, 2 e 3 e a corrente total da fase a . Observe que a corrente total possui uma menor ondulação comparada com as correntes das pernas individuais.

O espectro da corrente total da fase a (i_a) é mostrado na Figura 25, validando o projeto do filtro de acordo com os níveis máximo de harmônica de corrente especificados na *Std* IEEE 1547. O índice de distorção total de harmônicas (THD) resultante da corrente total da

fase a é de, aproximadamente, 0,6% enquanto que da corrente da perna 1 da fase a é de, aproximadamente, 5,8%.

A Figura 26 apresenta o detalhe das correntes das pernas 1, 2 e 3 da fase a , indicando o cancelamento da ondulação entre as pernas

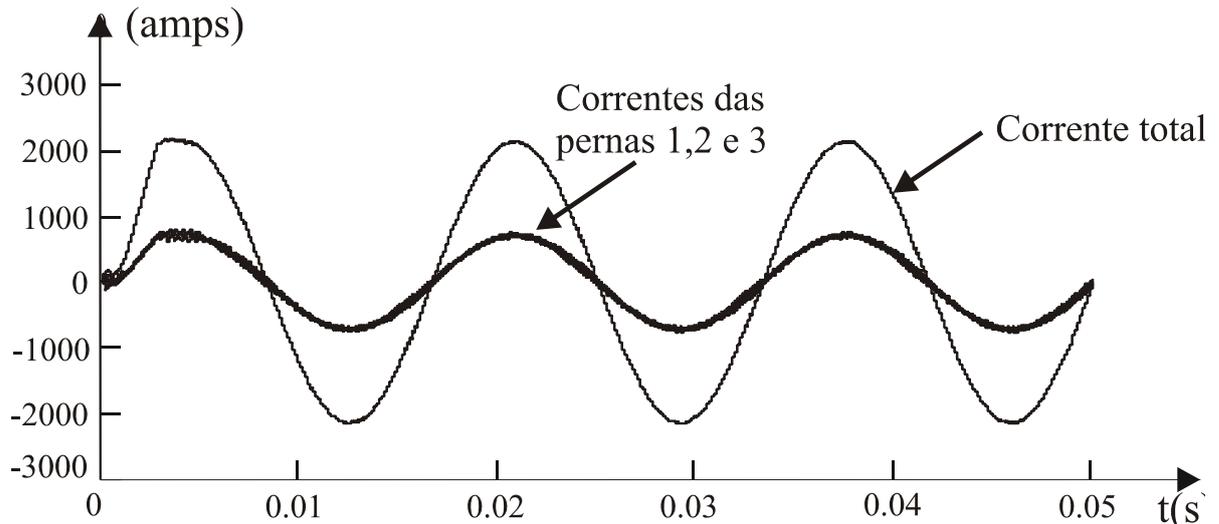


Figura 24 Resultado de Simulação – Correntes das pernas 1,2 e 3 e corrente total da fase a .

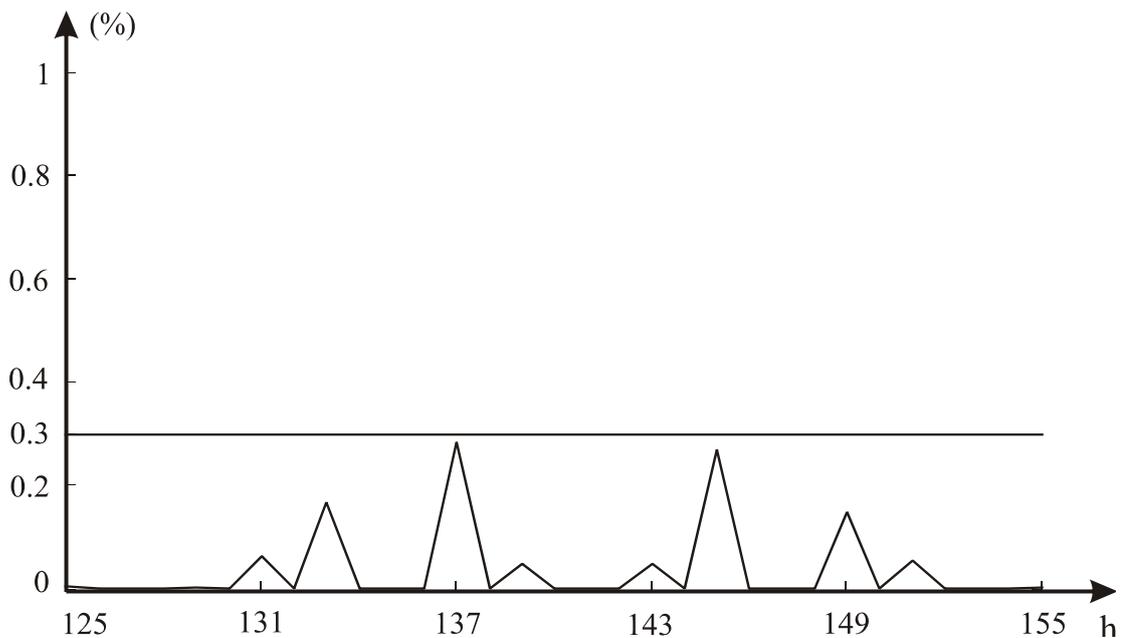


Figura 25 Resultado de Simulação – Espectro da corrente total da fase a e o nível máximo de harmônicas de corrente da *Std* IEEE 1547.

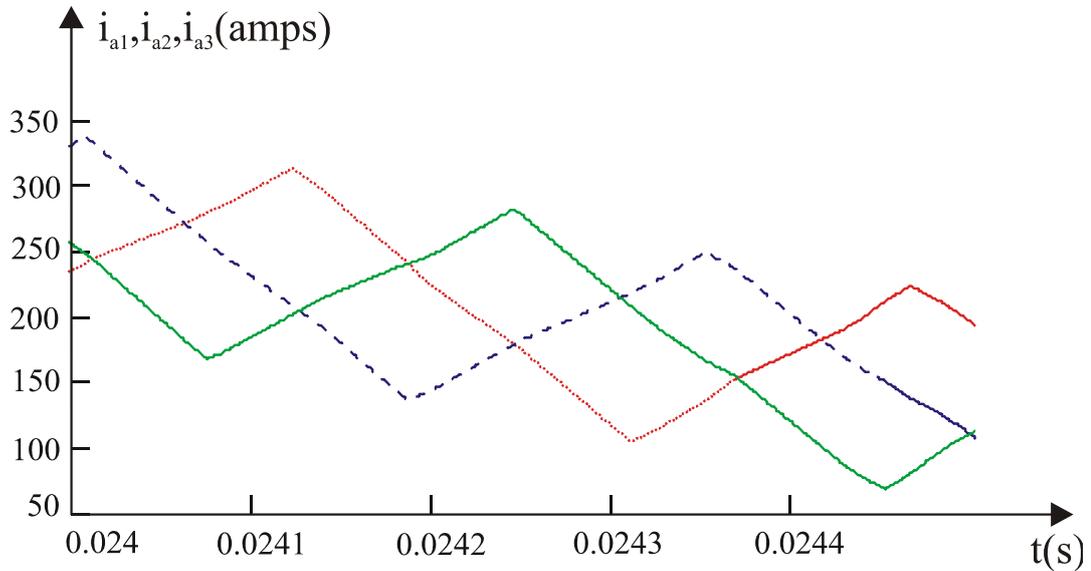


Figura 26 Resultado de Simulação – Detalhe das correntes das pernas 1,2 e 3 da fase a .

2.7 Resultados Experimentais

Com o objetivo de validar a proposta do conversor com pernas em paralelo, resultados experimentais são mostrados nesta seção. Um protótipo de laboratório de pequena escala composto por um conversor trifásico de 3 kVA, três fios, com duas pernas em paralelo em cada fase operando com f_{sw} de 4 kHz foi implementado, veja Figura 27 e Figura 28. A modulação e os controladores foram implementados em um DSP TMS320F2812. O filtro de saída de cada perna do conversor é composto por um indutor $L = 2,25 \text{ mH}$.

A Figura 29 mostra padrão PWM das pernas 1 e 2 das fases a e b . No padrão PWM da tensão equivalente entre as fases a e b na forma de onda mais abaixo, pode ser observado a característica multinível da tensão de linha v_{ab} de saída

As Figuras 30 e 31 mostram as correntes das pernas 1 e 2 e a corrente total da fase a . É possível observar o cancelamento da ondulação entre as pernas em paralelo resultando em uma redução no THD. A Figura 32 mostra o espectro das correntes da perna 1 e corrente total da fase a . Pode-se observar que o primeiro grupo de harmônicas nas correntes da perna 1 é por volta da harmônica 67^a enquanto que na corrente total de saída é por volta da 133^a. Além

disso, o THD das correntes das pernas é de 25% e reduz para 6% na corrente total de saída da fase *a*.

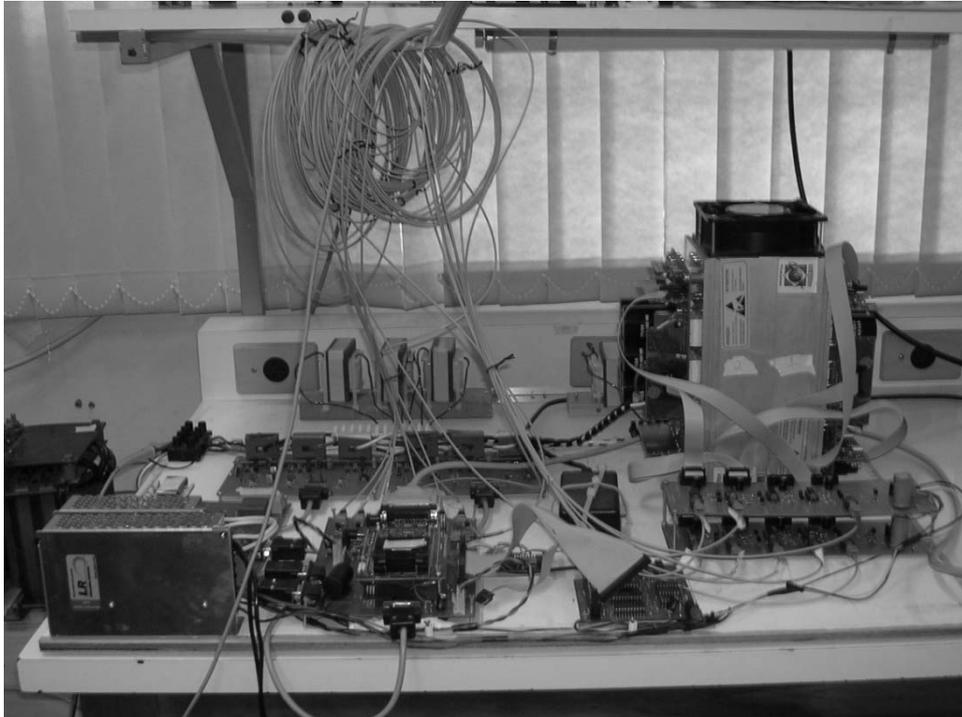


Figura 27 Plataforma Experimental Vista Frontal.

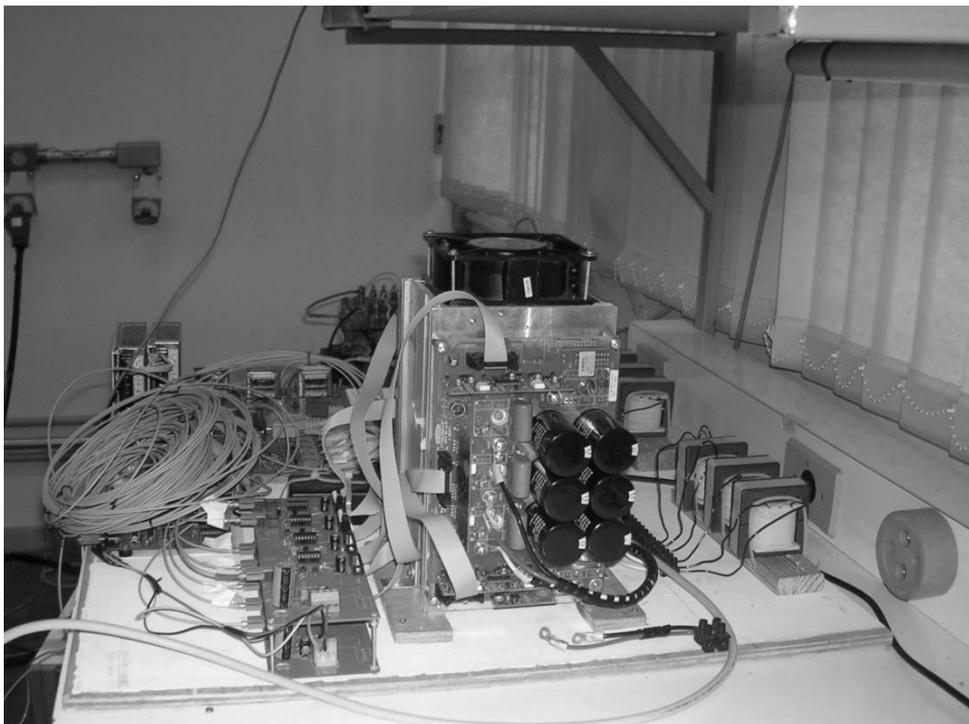


Figura 28 Plataforma Experimental Vista Lateral.

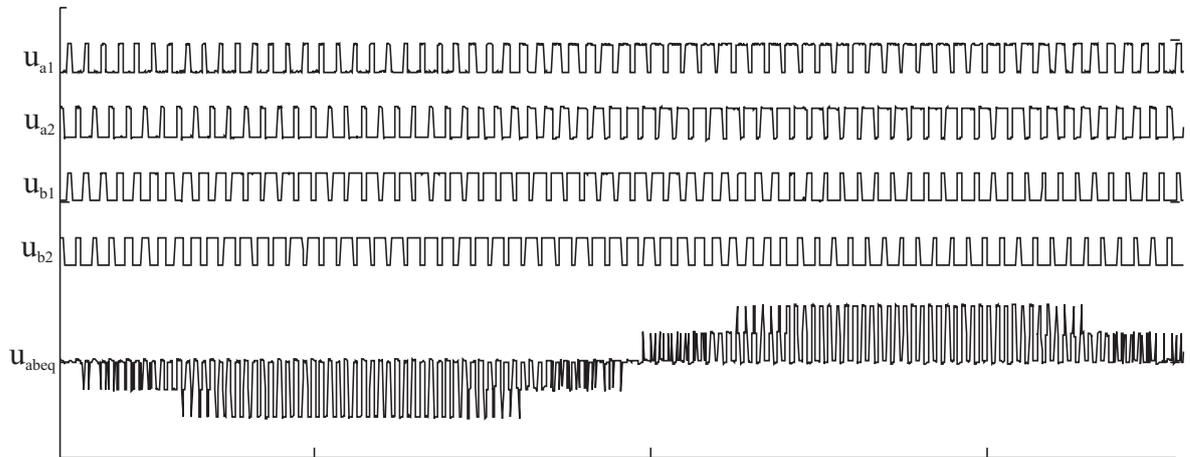


Figura 29 Resultado Experimental - Padrão PWM nas pernas 1 e 2 das fases *a* e *b* e padrão PWM da tensão equivalente entre as fases *a* e *b*.

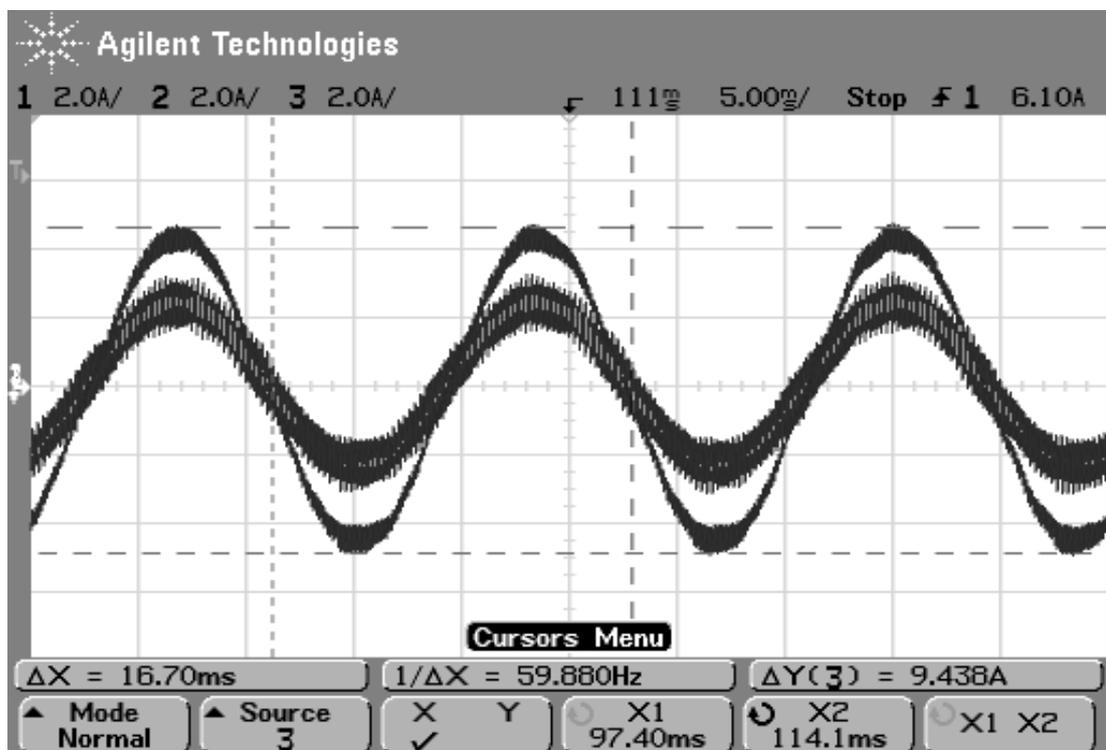


Figura 30 Resultado Experimental - Correntes das pernas 1 e 2 e corrente total da fase *a*. Escala Vertical: Corrente (2A/div). Escala Horizontal: Tempo (5ms/div).

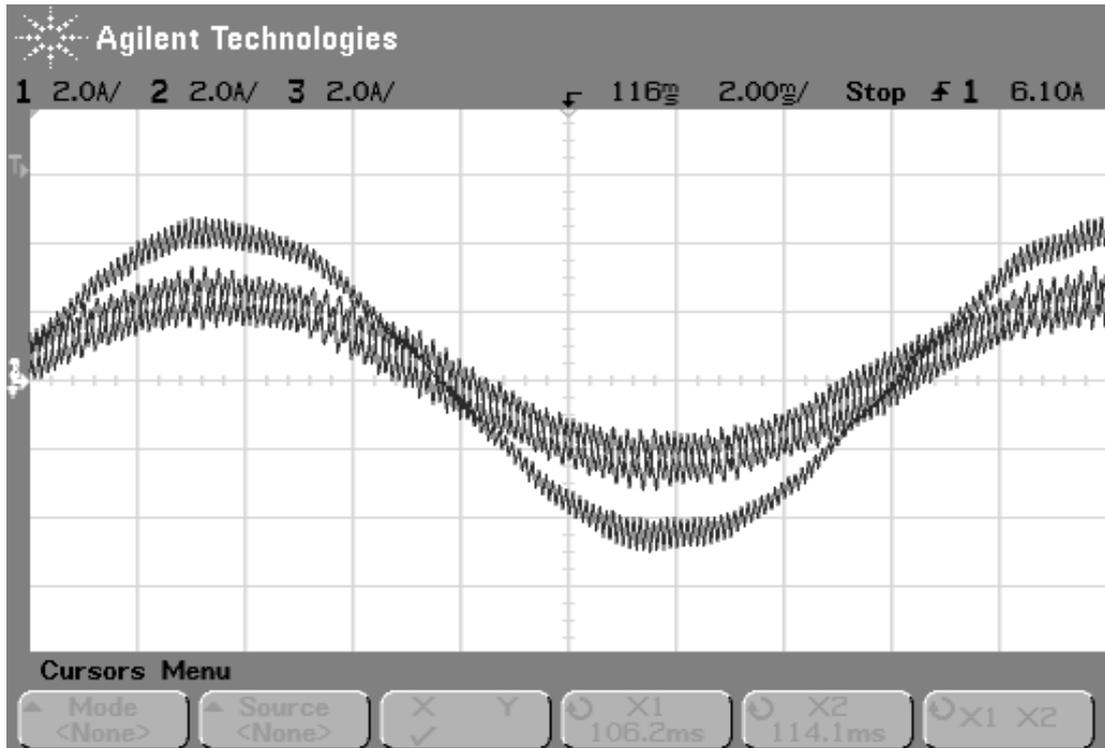


Figura 31 Resultado Experimental - Correntes das pernas 1 e 2 e corrente total da fase *a*. Escala Vertical: Corrente (2A/div). Escala Horizontal: Tempo (2ms/div).

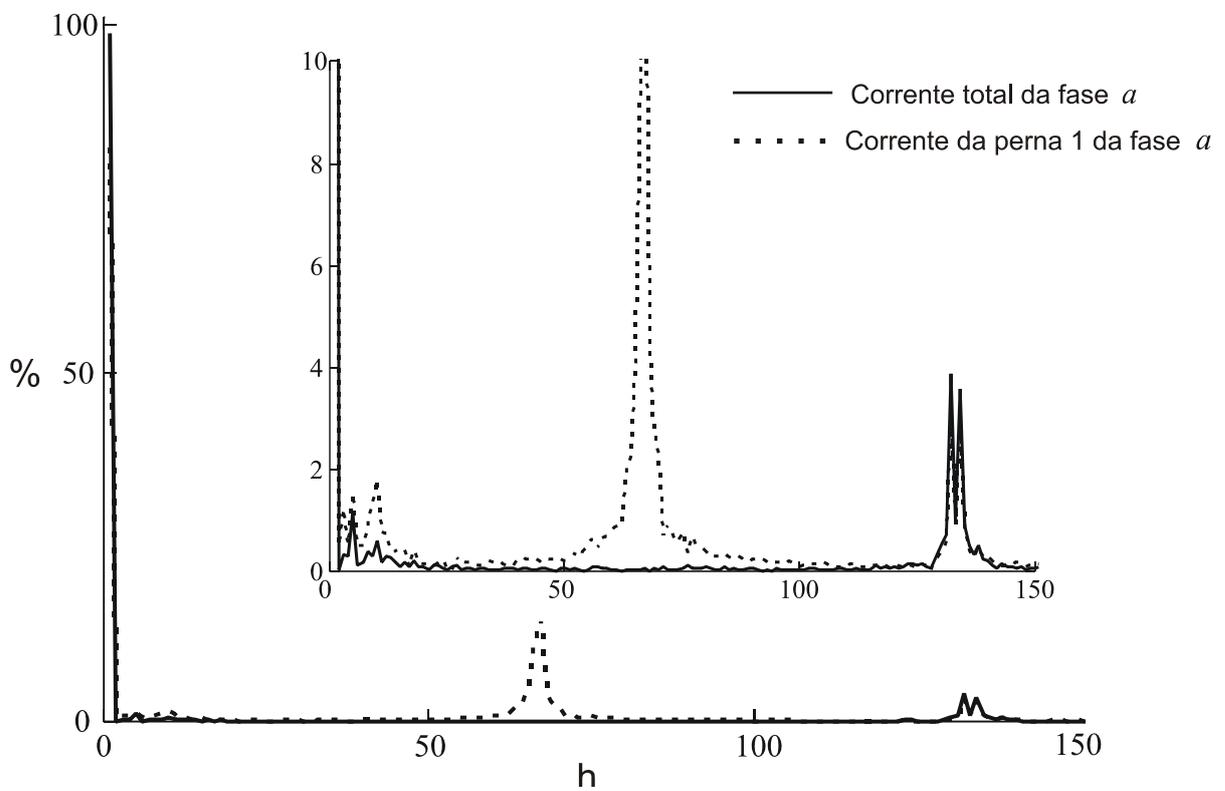


Figura 32 Resultado Experimental – Espectro das correntes das pernas e da corrente total de saída da fase *a*.

2.8 Sumário

Esse capítulo descreveu uma nova abordagem de controle para conversores alimentados em tensão, com pernas em paralelo, apropriado para aplicações em sistemas eólicos modernos de alta capacidade.

Com o objetivo de demonstrar o aumento da capacidade de processamento de potência com conversores com pernas em paralelo, foram derivadas as curvas de capacidade de conversores.

Além disso, o procedimento para projeto de filtro indutivo a partir do fator de distorção e limites máximos de harmônicos de corrente foi elaborado.

Através da abordagem de conversores com pernas em paralelo, demonstrou-se que é possível reduzir significativamente os requisitos de filtro. Isso permite o uso de filtros fortemente indutivos que evitam ressonâncias, as quais são resultados da interação entre filtro, impedância da rede e os controladores de corrente.

Adicionalmente, uma abordagem de controle para assegurar divisão igual de corrente entre as pernas em paralelo é proposta.

A conexão em paralelo de conversores com múltiplas pernas em paralelo é possível através da limitação das correntes circulantes, utilizando-se o grau de liberdade da tensão de sequência zero disponibilizado pela estratégia de modulação por abordagem geométrica usada.

Capítulo 3

ANÁLISE DE ESTABILIDADE DE SISTEMA COM MÉTODO DE DETECÇÃO DE ILHAMENTO

3.1 Introdução

Por décadas, sistemas de distribuição foram projetados considerando que potência e corrente fluem somente das subestações para a carga. Dessa forma, as proteções, monitoramento e equipamentos para controle utilizados nesse tipo de sistema são limitados a operar de forma unidirecional de fluxo de potência.

Recentemente, um novo conceito está emergindo no campo de geração de energia elétrica, no qual as unidades de geração são normalmente de pequeno porte e conectadas de forma não concentrada em sistemas de distribuição. Entre os aspectos que estimulam o crescimento da inserção de unidades de GD aos sistemas de potência estão [8]: (i) Unidades de GD normalmente estão próximas aos consumidores de tal forma que perdas e custos de distribuição e transmissão são reduzidos ou até evitados; (ii) abundância de locais que suportam unidades de geração de pequeno porte; (iv) Incentivos financeiros vindo de políticas de proteção do meio-ambiente.

No entanto, devido ao fato de que sistemas de distribuição não foram projetados para receber unidades de GD, aspectos como proteção, estabilidade, estrutura do mercado de energia e outros dão origem a situações as quais podem trazer dificuldades e barreiras técnicas na inserção de GD nesses sistemas. A situação denominada ilhamento está entre esses obstáculos.

Ilhamento é a condição na qual uma seção da rede incluindo uma ou mais unidades de GD é desconectada da rede principal e durante o período de desconexão, a GD continua a suprir potência ativa e reativa à carga local com níveis de tensão e frequência dentro dos níveis aceitáveis estipulados na seção da rede. A Figura 33 mostra um cenário com condição de ilhamento não-intencional.

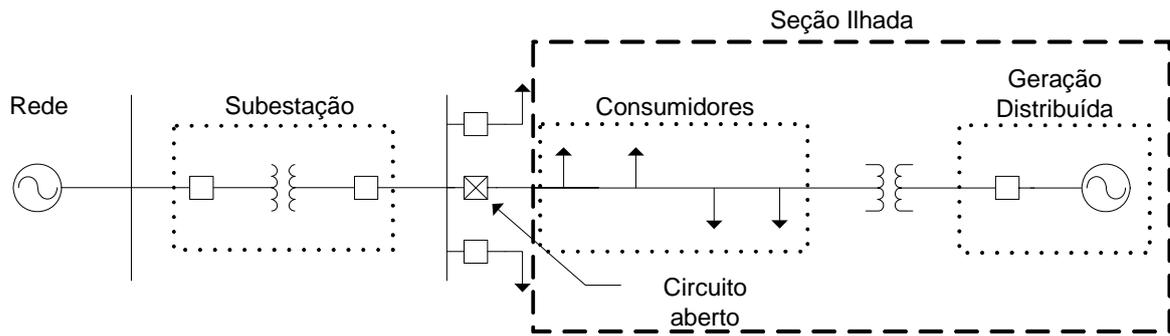


Figura 33 Cenário com uma seção de rede em condição de ilhamento.

Ilhamento não-intencional é uma situação não desejada, pois pode resultar em problemas de qualidade de energia, interferência nos dispositivos de proteção da rede, danos tanto aos equipamentos da unidade de GD quanto da rede como consequência da reconexão com a rede principal de forma não-sincronizada, bem como perigo para a equipe de manutenção de redes [36][37]. Devido a essas implicações, a prática atualmente utilizada pelas concessionárias e recomendada pelos manuais técnicos é desconectar todas as unidades de GD que podem alimentar a seção ilhada [38]-[39]. Dessa forma, há a necessidade de algum dispositivo ou equipamento que detecte a situação de ilhamento para que a unidade de GD seja desconectada do sistema elétrico dentro do limite de tempo especificado.

A seguir serão abordados os diferentes tipos de MDI, bem como a justificativa do MDI eleito para a análise de estabilidade. Na seção 3 serão abordadas as normas e códigos de rede que tratam da situação de ilhamento. Na seção 4 serão descritas a unidade de GD, o método de sincronização com a rede, a carga local e a rede, bem como o MDI escolhido. Na seção 5 serão descritos os modelos dinâmicos e a análise de estabilidade do sistema com o MDI empregando o critério de estabilidade de Nyquist. Na seção 6 são mostrados os resultados de simulação enquanto que, na seção 6, serão mostrados os resultados experimentais.

3.2 Mecanismos de Detecção de Ilhamento

Para a avaliação do desempenho dos MDI, é definida uma região no espaço ΔP e ΔQ onde o MDI não detecta a condição de ilhamento, onde ΔP é a diferença entre a potência

ativa gerada pela unidade de GD e consumida pela carga local (consumidores locais) enquanto ΔQ é a diferença entre a potência reativa gerada pela unidade de GD e consumida pela carga local. Essa região é denominada Zona de Não Detecção (ZND). Assim, em um MDI, uma ZND pequena ou nula é desejada.

Os MDI podem ser classificados em dois grupos: mecanismos remotos e mecanismos locais. Os mecanismos locais podem novamente ser classificados em ativos e passivos, conforme Figura 34.

Geralmente, os mecanismos remotos, como o PLCC e SCADA mostrados na Figura 34, não possuem ZND, porém por serem baseados na troca de informações entre a unidade de GD e o operador do sistema, através de meios de comunicação como fibras óticas ou cabos de comunicação convencionais, a implantação e a operação desses mecanismos possuem custos elevados comparados com os mecanismos locais.

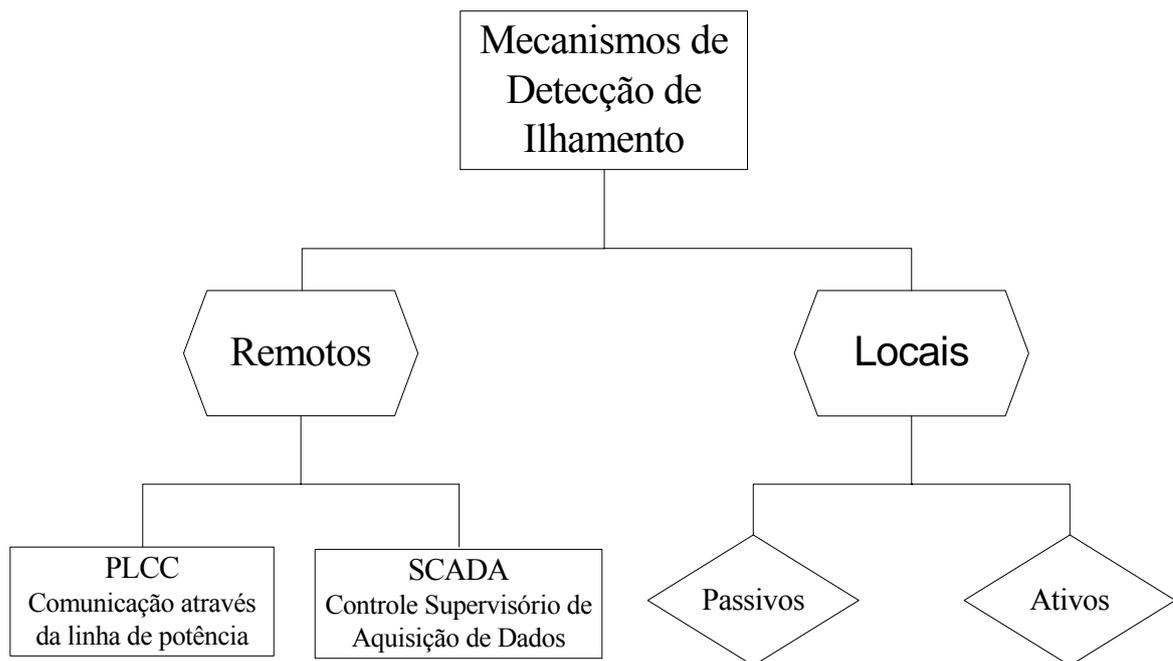


Figura 34 Classificação dos Mecanismos de Detecção de Ilhamento.

Para unidades de geração de até 2 MW, o custo dos equipamentos para implantação de mecanismos remotos pode chegar até 50 % do custo total de conexão da unidade de GD ao sistema elétrico [40]. O mecanismo remoto mais popular é o chamado SCADA (sigla em

inglês para controle supervisorio e aquisição de dados) que monitora todas as chaves de uma determinada região do sistema elétrico e identifica regiões ilhadas [40]-[44].

Os mecanismos locais são baseados nas informações disponíveis na unidade de GD [45][63]. Normalmente, essas informações já fazem parte do sistema de controle da unidade de GD, e, portanto, sensores e componentes adicionais não são necessários. Desta forma, a implantação e a operação de mecanismos locais possuem custos reduzidos comparados com os mecanismos de detecção remotos.

Os MDI locais passivos, como os mostrados na Figura 35, detectam a situação de ilhamento utilizando apenas as medidas locais, sem interferir diretamente no sistema de controle da GD. Os mais tradicionais métodos passivos são os relés de sub/sobre tensão e sub/sobre frequência [41]. No entanto, essas técnicas normalmente possuem grandes ZND [42].

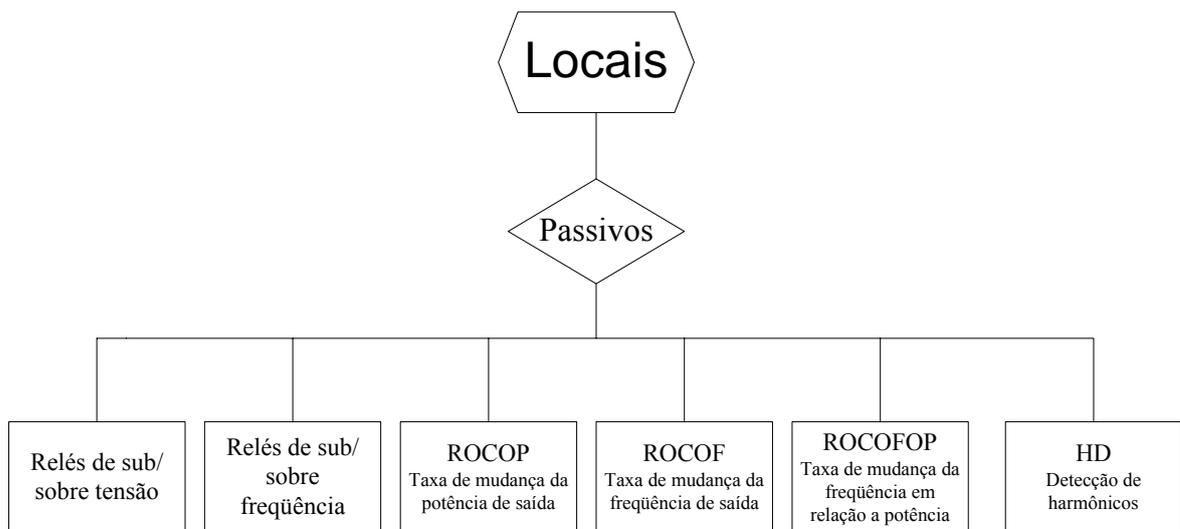


Figura 35 Mecanismos de detecção de ilhamento passivos.

Nos MDI locais ativos, como os mostrados na Figura 36, perturbações são intencionalmente injetadas na saída da unidade de GD. Estas perturbações resultam em uma resposta distinta quando a condição de ilhamento está presente. Geralmente, a desvantagem dos MDI locais ativos é a degradação da qualidade da energia injetada na rede [41][64]-[65].

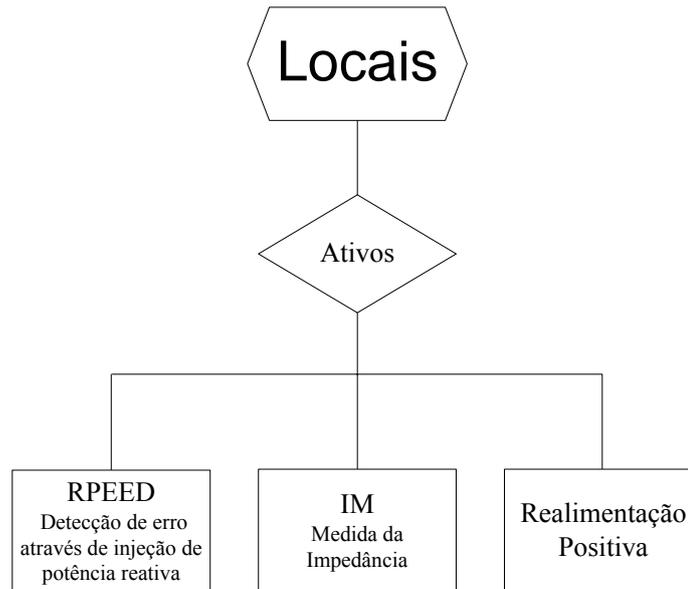


Figura 36 Mecanismos de detecção de ilhamento ativos.

No entanto, Ye *et al* [63] propuseram um mecanismo local de detecção de ilhamento que não causa um impacto significativo em termos de distorções harmônicas e não possui ZND. Esse mecanismo é baseado em uma malha com realimentação positiva que induz o sistema de GD a ultrapassar os limites dos relés de sub/sobre tensão ou sub/sobre frequência quando a seção da rede onde a unidade de GD estiver operando em condição de ilhamento. Entretanto, a análise de estabilidade, que é a chave para a operação do respectivo MDI, foi realizada de forma qualitativa, onde os impactos dos diferentes parâmetros do MDI não foram esclarecidos.

Assim, nesse capítulo será apresentada a análise de estabilidade de cenário passível de ilhamento não intencional, com a unidade de GD operando com o MDI com malha de realimentação positiva, considerando que:

- (i) A *Std* IEEE 929 [66] recomenda o uso de métodos ativos de detecção de ilhamento em casos onde há possibilidade de balanço de potência entre a carga local e a unidade de GD ($\Delta P=0$ e $\Delta Q=0$);
- (ii) Esse MDI possui baixo custo;
- (iii) Não possui ZND;
- (iv) O MDI causa pequeno impacto em termos de distorções harmônicas.

3.3 Normas e Códigos de Rede

Por ser um novo conceito de inserção de energia no sistema elétrico, as companhias de distribuição brasileiras estão em fase de adaptação, realizando estudos e análises para a elaboração de regimentos que tratam da inserção de GD em seus sistemas.

Um documento, em âmbito nacional, regulamenta os procedimentos que devem ser adotados pelas operadoras de distribuição do país, elaborado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) chamado de Procedimento de Distribuição (Prodist) [67].

No Módulo 3 Seção 3.3 do Prodist, especificações com relação à conexão de GD em linhas de distribuição são descritas. Nessa seção é determinado que a unidade de GD de qualquer potência conectada em rede de distribuição deverá possuir proteções de sub/sobre frequência e tensão, o que é um mecanismo de detecção de ilhamento. Além disso, também é determinado que para a conexão de unidade de GD com potência acima de 300 kW, deverá ser executado um estudo de avaliação técnica da possibilidade de haver sustentabilidade de tensão e frequência na ocorrência da situação de ilhamento. Se houver essa possibilidade e se não for permitida a operação da GD em condição de ilhamento, a unidade de GD deverá possuir um mecanismo de detecção automático de ilhamento que desconectará a unidade de GD da seção ilhada. No entanto, o tipo de mecanismo de detecção automático e o tempo máximo para a detecção do ilhamento não são mencionados.

Em se tratando de normas internacionais, a série *Std* IEEE 1547 [68]-[69], que trata da conexão de GD de até 10MW em sistemas elétricos, e a *Std* IEEE 929, que trata da conexão de painéis fotovoltaicos a rede, abordam a situação ilhamento não intencional.

A seção 4.4 da *Std* IEEE 1547 especifica que ao ocorrer o ilhamento não intencional, a GD deve ser desconectada da área ilhada dentro de dois segundos. A *Std* IEEE 1547.1 [69], descreve o procedimento para teste de equipamento de detecção de ilhamento.

De forma diferente, a *Std* IEEE 929 especifica que uma unidade GD operando com painéis fotovoltaicos deve ser desconectada da área ilhada dentro de dez ciclos de rede, quando a potência da carga local ilhada for menor do que 50% ou maior que 150% da potência de saída da unidade de GD e se o fator de potência da carga local ilhada for menor que 0,95. Se a potência da carga local ilhada for maior do que 50% e menor do que 150% da potência de saída da unidade de GD, e se o fator de potência da carga local for maior que 0,95, a unidade de GD deve ser desconectada da área ilhada dentro de dois segundos.

Os códigos de rede de oito países com alto nível de inserção de GD estão resumidos em [70], dos quais seis estabelecem a necessidade de equipamento para a detecção de ilhamento não intencional. Destes seis códigos, o código de rede da Áustria e da Bélgica são os únicos que estabelecem o tempo máximo de detecção para unidades de GD que empregam equipamentos de detecção de ilhamento que não fazem uso de meios de telecomunicação.

Para a definição do procedimento de teste, o qual será usado para a comprovação da análise de estabilidade de cenário passível de ilhamento operando com e sem o MDI proposto, será considerado o procedimento descrito na *Std* IEEE 1547.1 com as seguintes características:

- (i) Balanço de potência ativa e reativa entre geração e demanda da carga local;
- (ii) A carga local será ajustada para fator de qualidade unitário e frequência de ressonância igual à frequência de operação da rede;
- (iii) Tempo máximo para desconexão da unidade de GD ilhada de dois segundos.

As razões para a escolha desse procedimento de teste são:

- (i) Essa configuração de carga é o pior caso em se tratando de dificuldade de detecção de ilhamento [42][71];
- (ii) Para essa configuração de carga, o tempo máximo de dois segundos para a desconexão da unidade de GD é o menor tempo descritos nas normas e códigos de rede analisados.

3.4 Descrição do Sistema

O diagrama de blocos do sistema considerado para a análise de estabilidade é mostrado na Figura 37. A unidade de GD, a carga local, a rede equivalente e o método de detecção de ilhamento são descritos nesta seção.

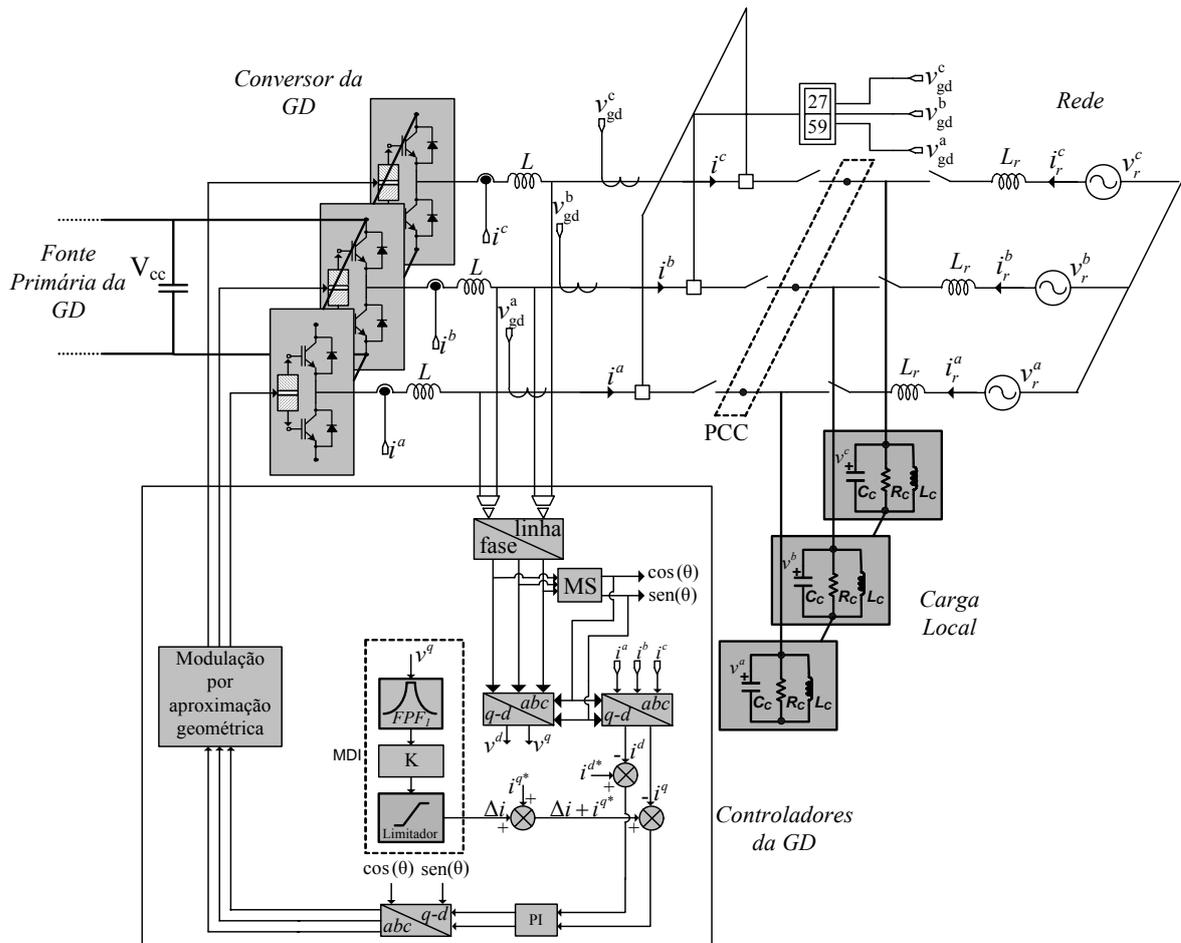


Figura 37 Diagrama de Blocos de unidade de GD conectada em um sistema de distribuição e MDI.

3.4.1. O Sistema de GD

Para o propósito desse estudo, a unidade de GD é considerada estar conectada a rede através de um conversor trifásico PWM, como mostrado na Figura 37, no qual o barramento CC é constante e o filtro de saída é composto por indutores L . Esta simplificação é válida, pois, geralmente, os sistemas de condicionamento de energia incluem uma fonte CC de tensão regulada e a reatância do filtro de saída mais a reatância do transformador de conexão a rede são fortemente indutivas. O método de controle da unidade de GD bem como a topologia do conversor CC/CA foram descritas no Capítulo 2 dessa dissertação e em [72].

Os dispositivos de proteção de função ANSI 27 e 59 mostrados na Figura 37 são, respectivamente, o relé de sub-tensão e de sobre-tensão que atuam nos elementos de

chaveamento de forma a desconectar a unidade de GD da rede caso os limites de tensão sejam ultrapassados.

3.4.2 Método de Sincronismo

Há um grande número de métodos empregados para o sincronismo de conversores PWM conectados a rede [73]-[74]. Nessa dissertação, um simples método baseado em dois filtros passa-faixa (*FPF*) e um filtro passa-baixas (*FPB*) é usado, como mostrado na Figura 38.

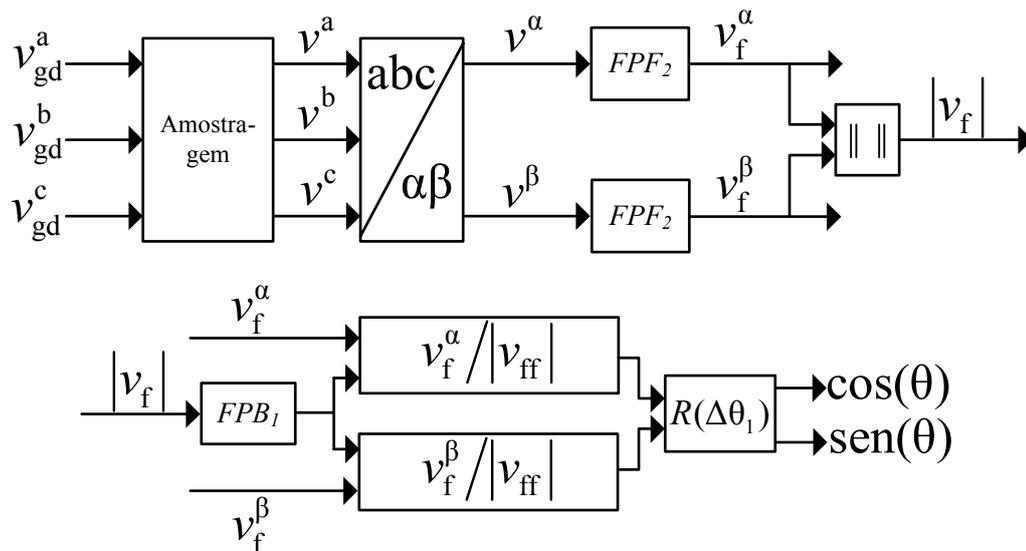


Figura 38 Diagrama de Blocos do MS com *FPF*.

As três tensões de fase v_{gd}^a , v_{gd}^b e v_{gd}^c são amostradas e transformadas para referencial de eixos estacionários. Essa transformação é expressa por:

$$\begin{bmatrix} v^\alpha \\ v^\beta \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v^a \\ v^b \\ v^c \end{bmatrix}. \quad (33)$$

onde v^α e v^β são as tensões de fase projetadas no plano “ $\alpha-\beta$ ”.

Pelo fato do conversor estar injetando tensão PWM no PCC, ruídos não desejados de alta frequência podem estar presentes nas medidas das tensões, que são transmitidos para v^α e v^β , dificultando a geração de referências para o sincronismo. Desse modo, um *FPF* com frequência central (ω_{0PF2}) de 5 Hz foi adicionado de forma a minimizar as componentes de alta frequência e o nível CC comumente presente nas medidas de tensão. A função de transferência do *FPF*₂ é expressa por

$$FPF_2(s) = \frac{\omega_{0PF2}s}{s^2 + \omega_{0PF2}s + \omega_{0PF2}^2}. \quad (34)$$

Levando em consideração que o controle da unidade de GD é realizado em referencial com coordenadas síncronas, é interessante que o método de sincronismo forneça as referências de seno e cosseno com amplitude unitária. Com esse intuito, o módulo dos vetores v_f^α e v_f^β , resultantes da saída do *FPF*₂, é calculado e dado por.

$$|v_f| = \sqrt{(v_f^\alpha)^2 + (v_f^\beta)^2}. \quad (35)$$

Um desbalanço de tensão entre as fases pode resultar em uma componente de 120 Hz não desejada em $|v_f|$. O *FPB* com frequência de corte (ω_{0PB1}) de 5 Hz é empregado para a minimização dessa componente, resultando em $|v_{ff}|$. A função de transferência do *FPB* é dada por:

$$FPB_1(s) = \frac{\omega_{0PB1}}{s^2 + \omega_{0PB1}s + \omega_{0PB1}^2}. \quad (36)$$

As referências de seno e cosseno com amplitudes unitárias, ainda defasadas com relação aos vetores v^α e v^β por um ângulo $\Delta\theta_1$, são obtidas dividindo os vetores v_f^α e v_f^β pelo módulo $|v_{ff}|$:

$$\cos(\theta + \Delta\theta_1) = \frac{v_f^\alpha}{|v_{ff}|} \quad (37)$$

$$\text{sen}(\theta + \Delta\theta_1) = \frac{v_f^\beta}{|v_{ff}|} \quad (38)$$

Finalmente, uma matriz de rotação R é usada para compensar o atraso de fase dos FPF , dada por

$$R(\Delta\theta_1) = \begin{bmatrix} \cos(\Delta\theta_1) & -\text{sen}(\Delta\theta_1) \\ \text{sen}(\Delta\theta_1) & \cos(\Delta\theta_1) \end{bmatrix} \quad (39)$$

onde $\Delta\theta_1$ é o atraso de fase do FPF_2 na frequência da rede. No caso presente, $\Delta\theta_1 = -84,23$ rad/s.

Em [75], o autor propôs um método baseado somente em FPB . No entanto, apesar de pequena, a presença de componente contínua nos valores de aquisição de tensão é inerente, o que ocasiona o mau funcionamento do método proposto. Isso se deve ao fato que a amplitude da componente contínua pode ser da ordem da amplitude do sinal com frequência da rede presente em v_f^α e v_f^β , provocando erros nos cálculos de (37) e (38). Dessa forma, como comentado na descrição do método de sincronismo empregado nesse trabalho, se optou por substituir os FPB por FPF , que minimizam a amplitude da componente contínua presente nos sinais de aquisição de tensão. O diagrama de blocos do sistema proposto em [75] é mostrado na Figura 39.

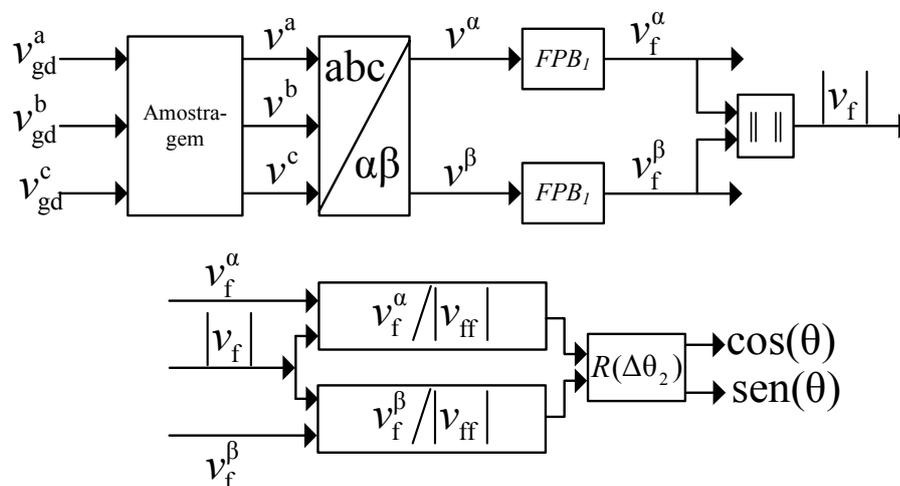


Figura 39 Diagrama de Blocos do MS com FPB .

$\Delta\theta_2$ é o atraso de fase do FPB_1 na frequência da rede. No caso presente, $\Delta\theta_2 = -178,1$ rad/s.

Como o tempo de resposta do MS é grande comparado com os períodos de tempo envolvidos na análise de estabilidade, a dinâmica do MS não é considerada.

Para ilustrar a diferença de resposta dos MS ilustrados pelas Figuras 38 e 39, resultados de simulação são mostrados. A Figura 40 mostra as componentes v^α e $\cos(\theta)$ extraídas de sinal trifásico senoidal puro com amplitude de 5 V, sem a presença de componente contínua, usando o MS com *FPF*. Note que a componente $\cos(\theta)$ está em fase com v^α e sua amplitude é unitário, o que é desejado. Semelhantemente, a Figura 41 mostra as componentes v^β e $\sin(\theta)$ usando o mesmo MS.

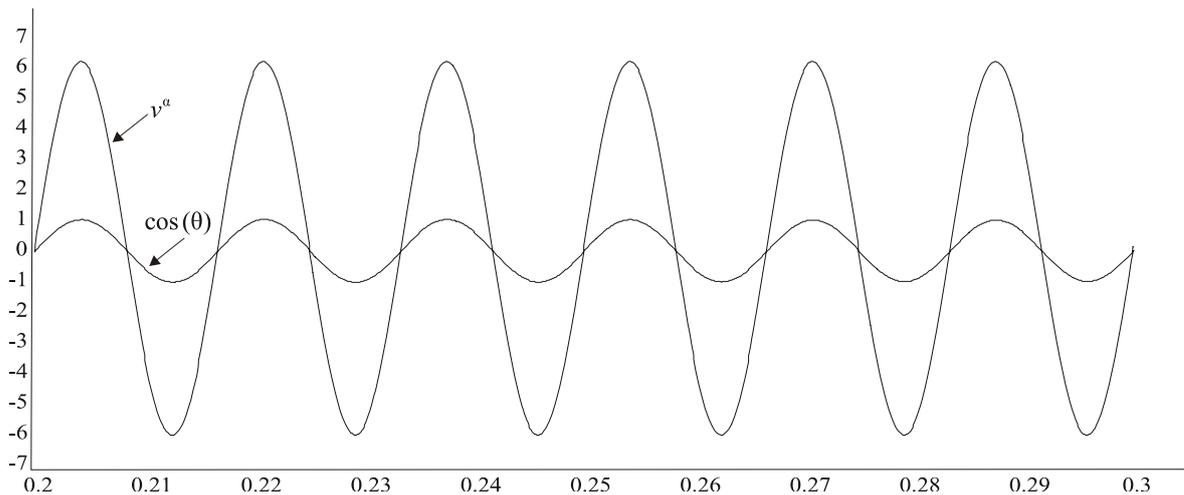


Figura 40 v^α e $\cos(\theta)$ extraídos com o MS com *FPF*.

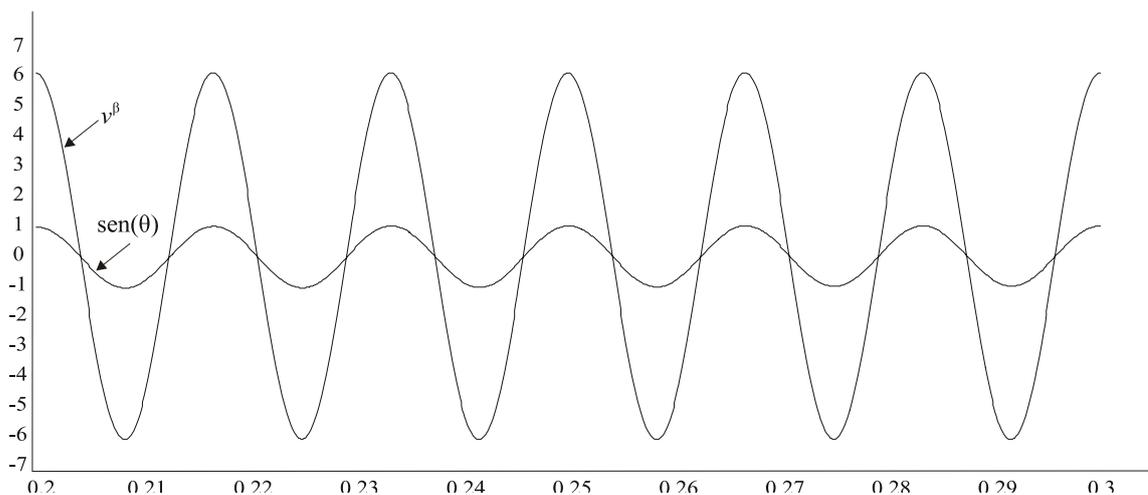


Figura 41 v^β e $\sin(\theta)$ extraídos com o MS com *FPF*.

A Figura 42 mostra as componentes v^{α} e $\cos(\theta)$ extraídas de sinal trifásico senoidal com amplitude de 5 V e presença de componente contínua de 0,1 p.u. na medida da fase a , usando o MS com *FPP*. Note, novamente, que a componente $\cos(\theta)$ está em fase com v^{α} e sua amplitude é unitária. Nas mesmas condições, a Figura 43 mostra as componentes v^{β} e $\sin(\theta)$ usando o mesmo MS.

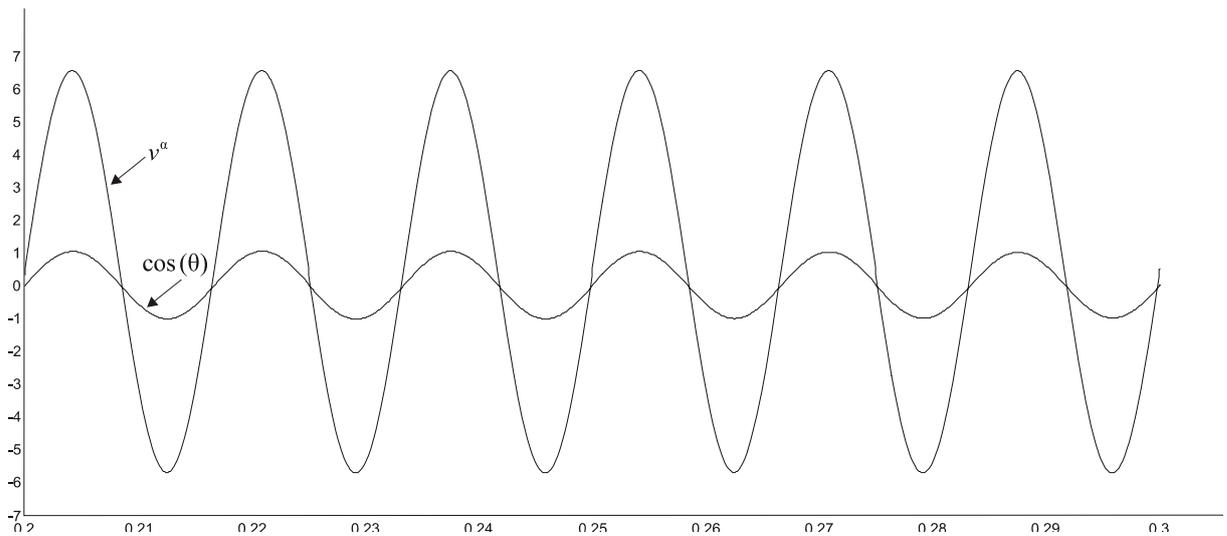


Figura 42 v^{α} e $\cos(\theta)$ extraídos com o MS com *FPP* com a presença de componente contínua na medida da fase a

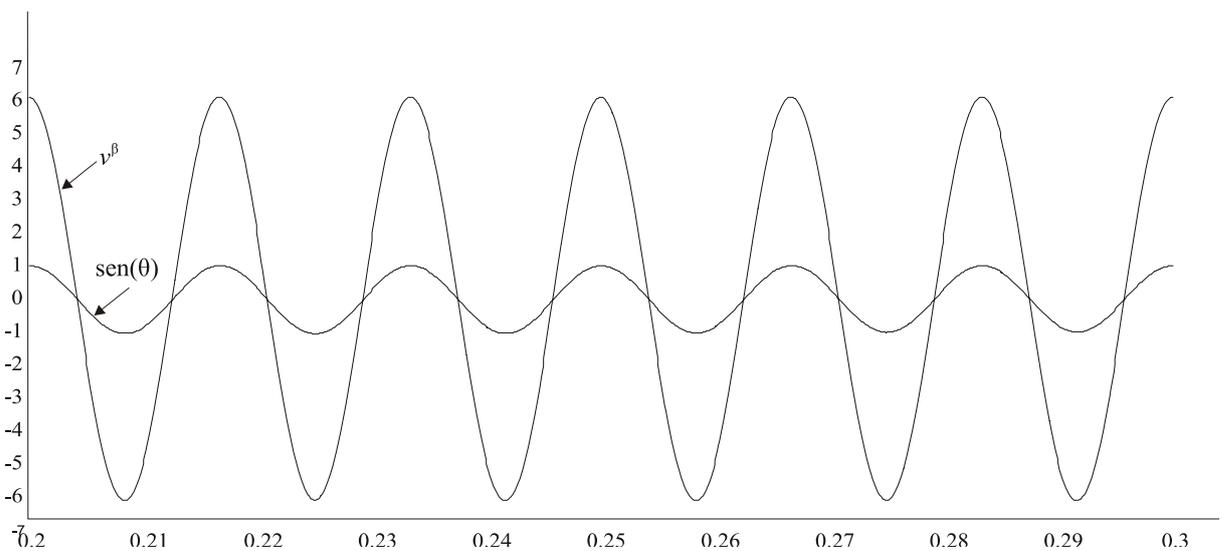


Figura 43 v^{β} e $\sin(\theta)$ extraídos com o MS com *FPP* com a presença de componente contínua na medida da fase a

Por outro lado, a Figura 44 mostra as componentes v^a e $\cos(\theta)$ extraídas de sinal trifásico senoidal com amplitude de 5 V e componente contínua de 0,1 p.u. na medida da fase a , usando o MS com *FPB*. Note que não houve convergência no sinal de $\cos(\theta)$. Nas mesmas condições, a Figura 45 mostra que não houve convergência também para o sinal de $\sin(\theta)$.

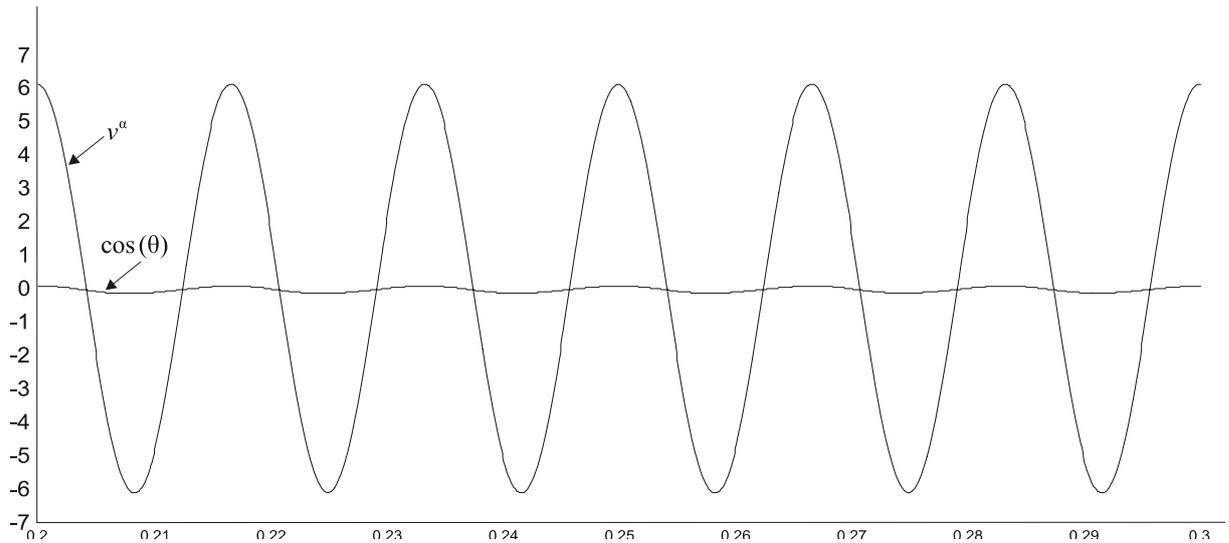


Figura 44 v^a e $\cos(\theta)$ extraídos com o MS com *FPB* com a presença de componente contínua na medida da fase a

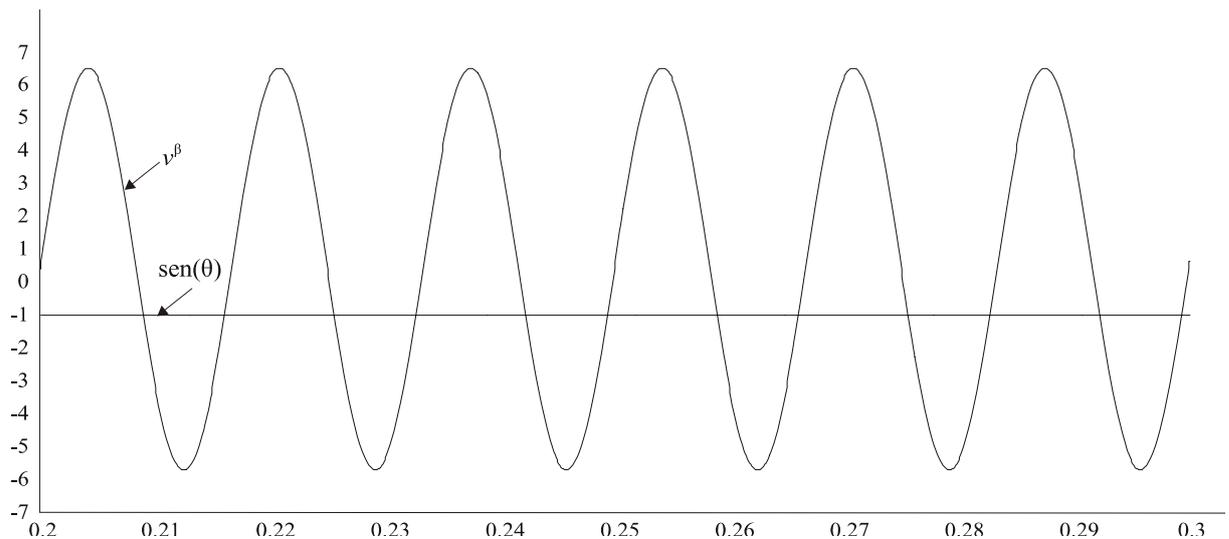


Figura 45 v^b e $\sin(\theta)$ extraídos com o MS com *FPB* com a presença de componente contínua na medida da fase a

3.4.3 Carga Local e Rede

A *Std* IEEE 1547.1 descreve o procedimento para comissionamento de equipamento de detecção de ilhamento. O circuito para comissionamento definido nesse procedimento é mostrado na Figura 46.

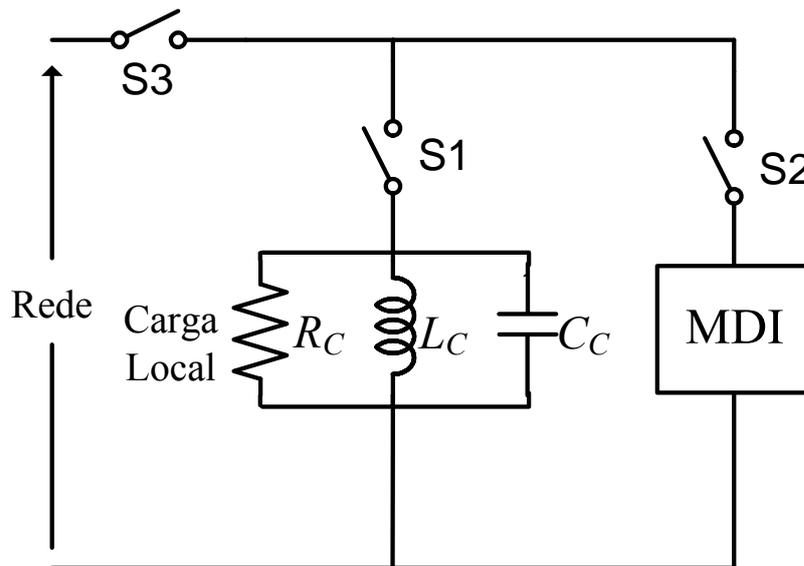


Figura 46 Configuração do circuito para comissionamento de equipamento de detecção de ilhamento.

A capacitância C_C e a indutância L_C da carga local são calculadas usando-se as seguintes equações:

$$C_C = \frac{PQ_f}{2\pi f v_c^2}; \quad (40)$$

$$L_C = \frac{v_c^2}{2\pi f P Q_f}; \quad (41)$$

onde P é a potência ativa de saída por fase da GD (W); f é a frequência da rede (Hz); v_c é a tensão de fase nominal da carga RLC (V) e; Q_f é o fator de qualidade da carga ressonante paralela (RLC), que é dado por:

$$Q_f = R_C \sqrt{\frac{C_C}{L_C}}. \quad (42)$$

A resistência R_C é calculada por:

$$R_C = \frac{v_c^2}{P}. \quad (43)$$

Os parâmetros da carga local devem ser obtidos para um $Q_f = 1$.

A subestação e a rede da Figura 33 são representadas como um barramento infinito e uma indutância equivalente L_r , como mostrado na Figura 37. A *Std* IEEE 1547 estabelece que a corrente de curto-circuito mínima no PCC onde a GD é conectada deve ser:

$$I_{ccmin} = 20I_r. \quad (44)$$

onde I_r é a corrente nominal de saída da GD de uma fase.

Assim, desprezando a capacitância e a resistência da rede no PCC, a máxima indutância L_r é dada por:

$$L_{rmax} = \frac{v_c}{I_{ccmin} 2\pi f}. \quad (45)$$

Geralmente, existe um transformador entre o PCC e a GD que eleva a tensão de saída da GD. Então, é conveniente refletir a L_{rmax} para o lado de baixa tensão do transformador:

$$L'_{rmax} = \frac{1}{RT^2} L_{rmax}, \quad (46)$$

onde RT é a razão de transformação de tensão do transformador.

3.4.4. Mecanismo de Detecção de Ilhamento (MDI)

O diagrama de blocos do MDI analisado é mostrado na Figura 37 e na Figura 47. Nesse sistema, as tensões, em referencial estacionário abc , são medidas e transformadas para o referencial síncrono $q-d$, resultando nas componentes v^q e v^d . A componente v^q é filtrada por um FPF e então é multiplicada por um ganho K . Este sinal é condicionado a um limitador do tipo saturação resultando em Δi , que é adicionado à referência de corrente i^{q*} .

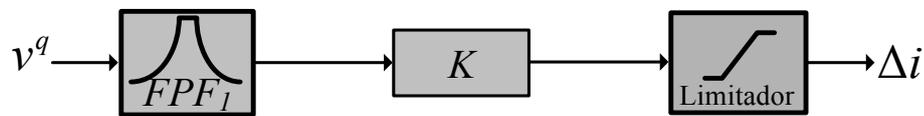


Figura 47 MDI analisado.

O mecanismo do MDI pode ser explicado considerando o laço de realimentação positiva da Figura 48. Quando a tensão de saída da unidade de GD aumenta, o MDI comanda um sinal de aumento da potência ativa de saída. Devido às características da carga local, a tensão da GD aumentará para balancear a potência ativa. Como resultado, a tensão de saída da GD aumentará até o limite de tensão definido e então, o ilhamento pode ser detectado pelos relés de sub/sobre tensão. O FPF_1 é usado para evitar as componentes de alta frequência oriundas principalmente da injeção de tensão PWM do sistema conversor da unidade GD e a componente contínua de v^q . A função de transferência de FPF_1 com frequência central ω_{OPF1} e fator de mérito Q_{FPF_1} é expressa por

$$FPF_1(s) = \frac{\left(\frac{\omega_{OPF1}}{Q_{FPF_1}} \right) s}{s^2 + \left(\frac{\omega_{OPF1}}{Q_{FPF_1}} \right) s + \omega_{OPF1}^2}. \quad (47)$$

Similar, porém contrária desestabilização ocorre quando na diminuição da tensão medida no primeiro instante.

Ao modelar a saturação não-linear do limitador do MDI como uma função descritiva, é possível analisar o comportamento de um possível ciclo limite associado com o MDI, o qual

pode ser útil para a coordenação dos relés de sub/sobre tensão que detectarão a ultrapassagem dos limites de tensões induzidas pelo MDI.

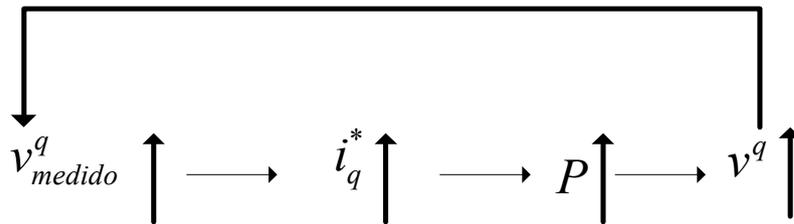


Figura 48 Realimentação positiva de tensão.

Os parâmetros do MDI analisado podem ser consultados na Tabela 3 da próxima seção.

3.5 Análise de Estabilidade do Sistema com Método de Detecção de Ilhamento

Com o objetivo de investigar o impacto do MDI no sistema de controle da GD, uma análise de estabilidade é realizada nessa seção. Primeiramente, o modelo completo em referencial síncrono $q-d$ é descrito. Então, um modelo reduzido é derivado.

3.5.1 Modelos Dinâmicos

A Figura 49 mostra o modelo dinâmico completo em referencial síncrono do circuito da Figura 37. Se for considerado que a rede onde a GD está conectada é equilibrada, a componente de corrente i^d é nula e, portanto, a fonte de tensão dada por $\omega L i^d$ na parte superior do circuito é nula e pode ser negligenciada. Similarmente, a fonte de tensão dada por $\omega L_C i_L^d$ também é nula e pode ser também negligenciada. Na condição de ilhamento, na qual a rede está desconectada e a unidade de GD está suprindo potência à carga local, as

componentes da rede i_r^q e i_r^d são nulas e, portanto, as fontes de tensão dadas por $\omega L_{rmax}^l i_r^d$ e $-\omega L_{rmax}^l i_r^q$ são nulas e podem ser também desconsideradas.

Apesar disso, acoplamentos entre os referenciais q e d ainda estão presentes, os quais, inicialmente, serão negligenciados. Como resultado, o circuito da Figura 50 pode ser obtido. Mais tarde, a validade de tal simplificação será verificada experimentalmente. Para a análise de estabilidade, o circuito da Figura 50 será representado pelo diagrama de blocos da Figura 51. Note que neste diagrama de blocos, as malhas dos controladores de corrente bem como do MDI estão incluídas.

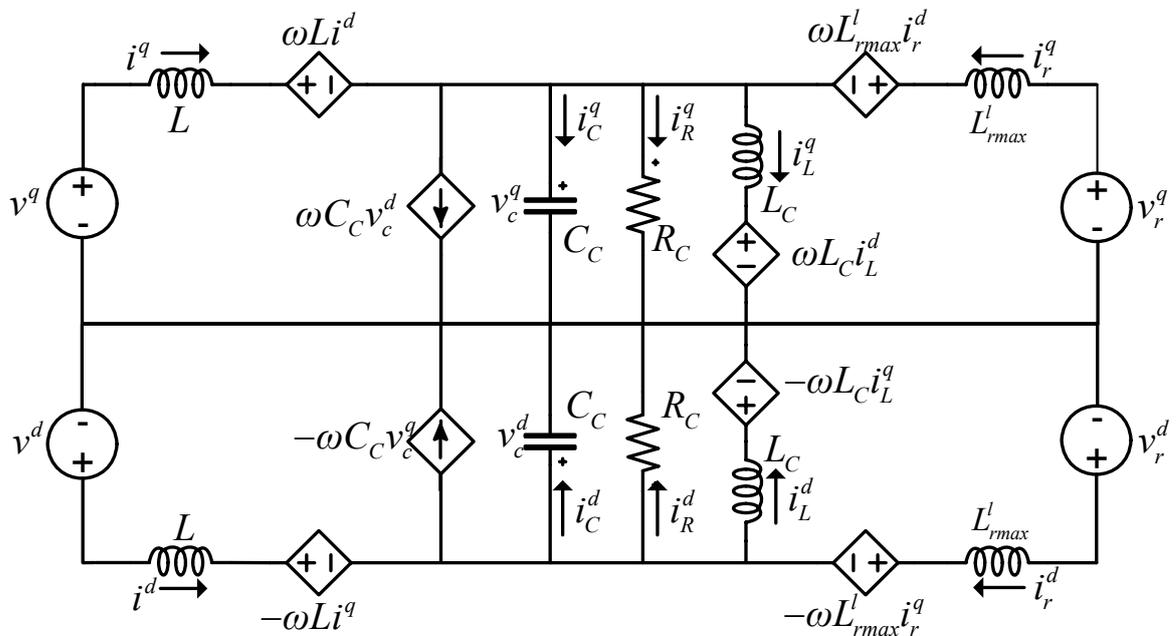


Figura 49 Modelo dinâmico completo.

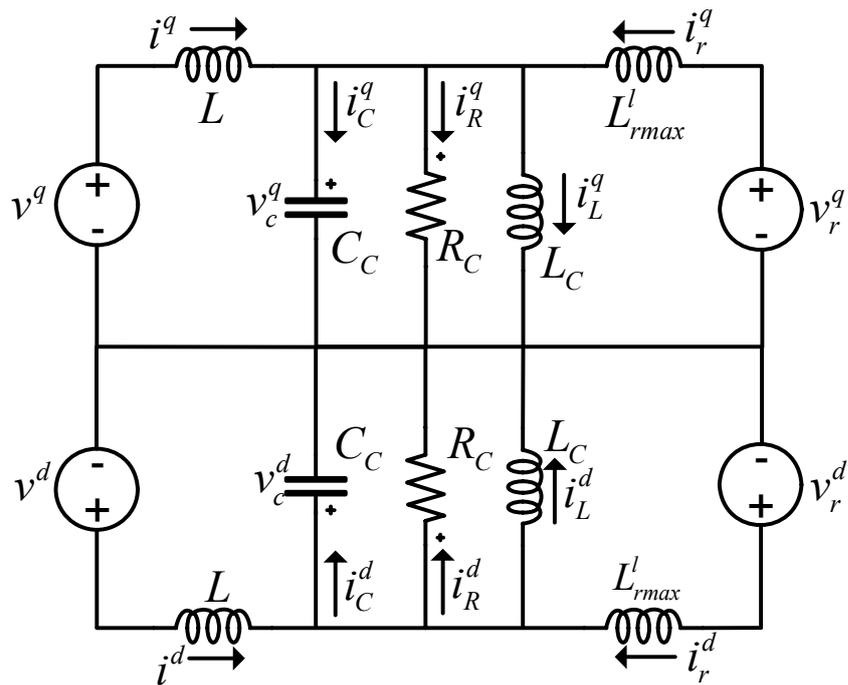


Figura 50 Modelo dinâmico simplificado.

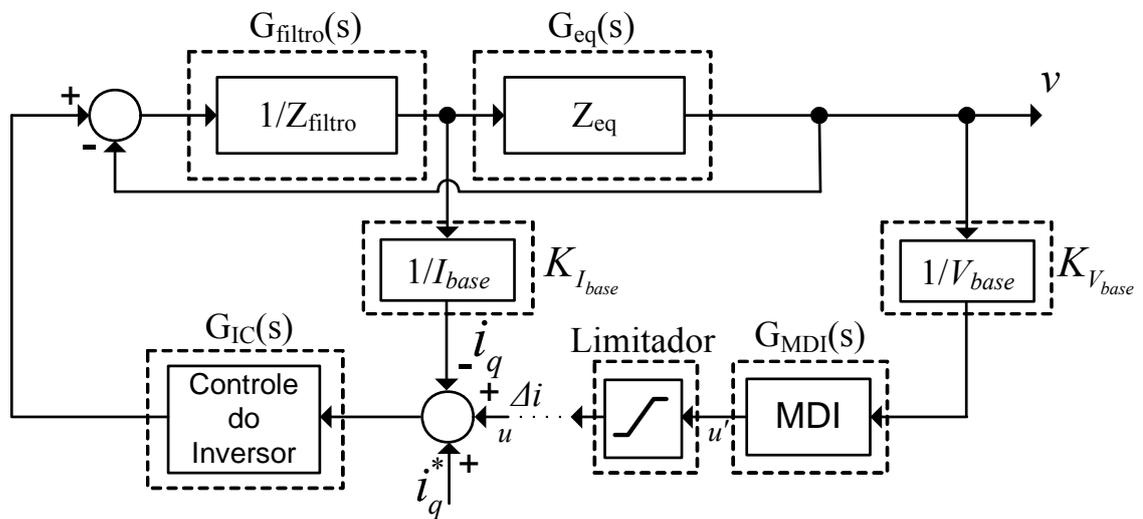


Figura 51 Diagrama de blocos do sistema considerado.

A função de transferência do filtro de saída da unidade de GD é dada por:

$$G_{filtro}(s) = \frac{1}{Ls}; \quad (48)$$

enquanto a função de transferência da rede equivalente juntamente com a carga local é dada por:

$$G_{eq}(s) = \frac{[(L_C^{-1} + L_{rmax}^l)^{-1} R_C] s}{[(L_C^{-1} + L_{rmax}^l)^{-1} R_C C_C] s^2 + [(L_C^{-1} + L_{rmax}^l)^{-1}] s + R_C}. \quad (49)$$

já a função de transferência do MDI é dada por:

$$G_{MDI}(s) = K.FPF_1(s) = K \frac{\left(\frac{\omega_{0PF1}}{Q_{FPF_1}} \right) s}{s^2 + \left(\frac{\omega_{0PF1}}{Q_{FPF_1}} \right) s + \omega_{0PF1}^2}; \quad (50)$$

e do controlador PI do inversor é dada por:

$$G_{IC}(s) = K_{INV} \frac{K_P s + K_I}{s}; \quad (51)$$

onde K_{INV} é o ganho do inversor; K_P é o ganho proporcional dos controladores de corrente; K_I é o ganho integral dos controladores de corrente.

A corrente e a tensão, ao serem amostradas, são normalizadas por $K_{I_{base}}$ e $K_{V_{base}}$, respectivamente, dados por:

$$K_{I_{base}} = \frac{1}{I_{base}}; \quad (52)$$

$$K_{V_{base}} = \frac{1}{V_{base}}; \quad (53)$$

onde I_{base} e V_{base} são, respectivamente, a corrente e tensão de base.

Quando a rede principal não está presente, o valor de L_{rmax}^l em (49) deve ser considerado infinito.

3.5.2 Análise de estabilidade

Com o objetivo de projetar os parâmetros ω_{0PF1} e K bem como os limites da saturação não-linear do limitador do MDI, o critério estendido de Nyquist será usado. A função de transferência de malha aberta, utilizada para realizar os estudos de estabilidade, pode ser obtida do diagrama de blocos da Figura 51, ou seja,

$$FTMA = -\frac{G_{filtro}G_{eq}G_{IC}}{1+G_{filtro}(G_{IC}+G_{eq})}G_{MDI} = G_I G_{MDI}; \quad (54)$$

Observe que o conversor conectado a rede, o qual é representado pela função de transferência G_I , é projetado para ser estável para qualquer impedância da rede quando a rede principal está presente [76][77]. Isto é, o denominador de G_I é Hurwitz estável para todos os pontos de operação. Além disso, o MDI, representado pela função de transferência G_{MDI} , é também projetado para ser estável. Portanto, o número de rotações da função de transferência de malha aberta considerada (54) sobre o $-1+j0$, considerando que a não-linearidade do tipo saturação não está presente, é igual ao número de pólos do semi-plano direito de malha fechada, que é o número de pólos instáveis com a malha do MDI inclusa.

Devido à presença da não-linearidade da saturação com limite S , a intersecção do lugar geométrico da FTMA com o negativo do inverso da função descritiva ($-1/N$) do limitador representa um possível ciclo limite [78]. Introduzindo uma perturbação no ponto de intersecção dos lugares geométricos de FTMA e $-1/N$, revela que o ciclo limite é estável para $K > 0$. Além disso, sua frequência e amplitude podem ser ajustadas pelo ganho do filtro do MDI e pelo valor do limite de saturação do limitador. Desse modo, é possível coordenar a operação do relé de sub/sobre tensão (27 e 59 da Figura 37) para detectar a condição de ilhamento.

Os diagramas de Nyquist da Figura 52 representam a operação da unidade de GD sem o MDI, enquanto os da Figura 53 representam a unidade de GD operando com o MDI. Os parâmetros usados para a obtenção dos diagramas de Nyquist são dados na Tabela 3 e foram obtidos a partir dos procedimentos descritos na seção 3.4.

A análise de estabilidade do sistema que representa a unidade de GD operando sem o MDI e conectada a rede principal é mostrado através do diagrama de Nyquist da Figura 52a. Na Figura 52b é mostrado o diagrama de Nyquist do mesmo sistema, porém desconectado da

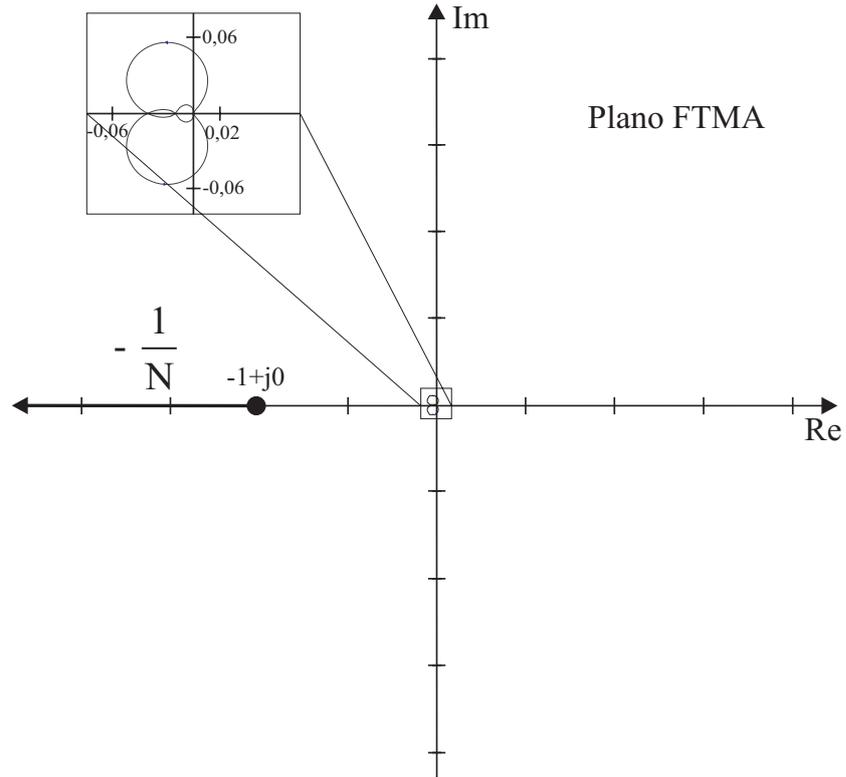
rede principal. Em ambos os diagramas, uma operação estável é demonstrada, indicando que a estabilidade do sistema é também possível mesmo quando a rede principal não está conectada, caracterizando, desse modo, uma possível condição de ilhamento não-intencional.

Por outro lado, a Figura 53 demonstra que adicionando o MDI, com os parâmetros mostrados na Tabela 3.1, é possível ter uma operação estável quando a rede está presente e uma operação instável quando a unidade de GD opera ilhada. A Figura 53a mostra a análise de estabilidade através do diagrama de Nyquist do sistema que representa a unidade de GD operando com o MDI e conectada a rede principal. Já a Figura 53b mostra o diagrama de Nyquist do mesmo sistema, porém operando em condição de ilhamento.

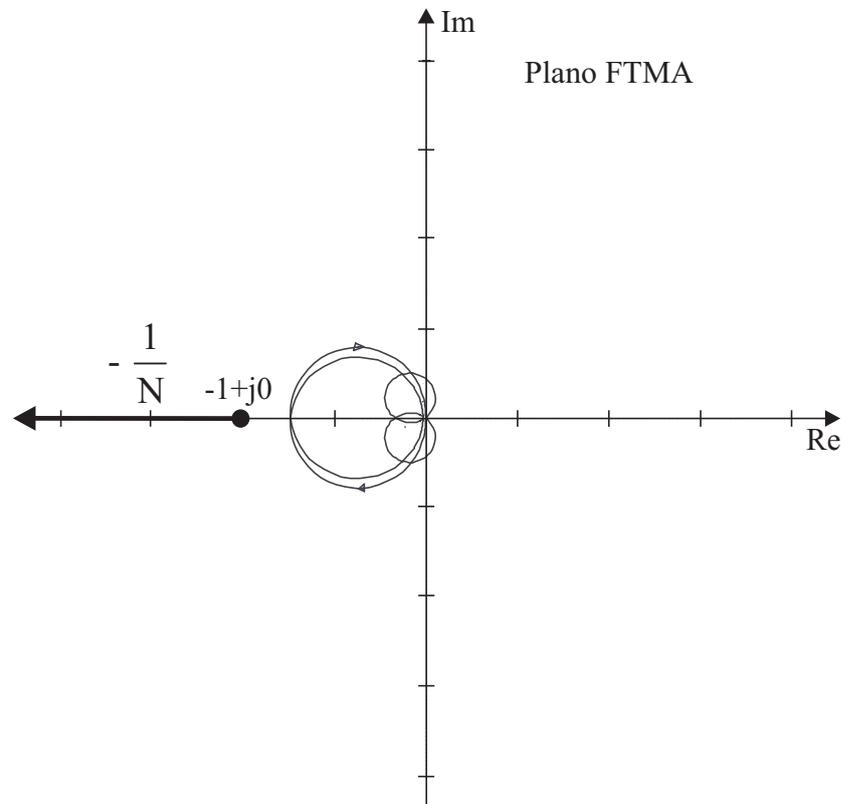
Tabela 3 Parâmetros da plataforma experimental

| Parâmetro | Valor | Parâmetro | Valor |
|-------------------------|-----------------------|--------------|----------------|
| ω_{0PF1} | 62,8 rad/s | L | 1,125 mH |
| I_{base} | 5 A | V_{base} | 25 V |
| Q_{FPF_1} | 0,5 | C_C | 551,2 μ F |
| K | 1,5 | L_C | 130 mH |
| S (Limite da Saturação) | 0,3 p.u. | R_C | 4,812 Ω |
| $v_g^a = v_g^b = v_g^c$ | 17,3 V _{rms} | L_{rmax}^l | 19,15 μ H |
| K_p | 0,411 | K_I | 411 |
| K_{INV} | 70 | f_{sw} | 10 kHz |

Na próxima seção, resultados de simulação são apresentados para validar a análise de estabilidade desta seção.

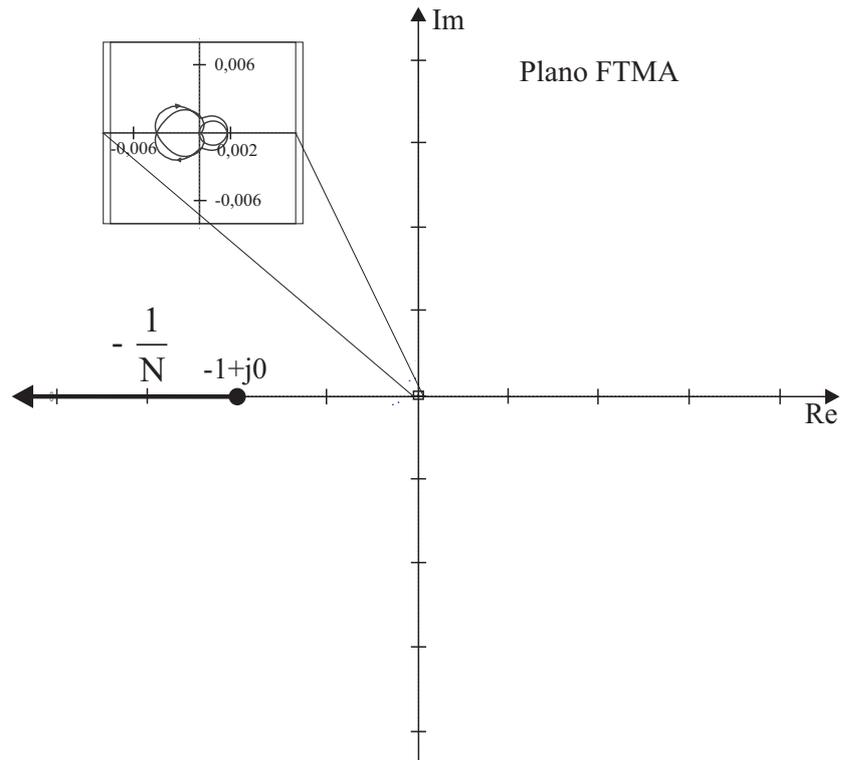


(a) Com a rede principal conectada.

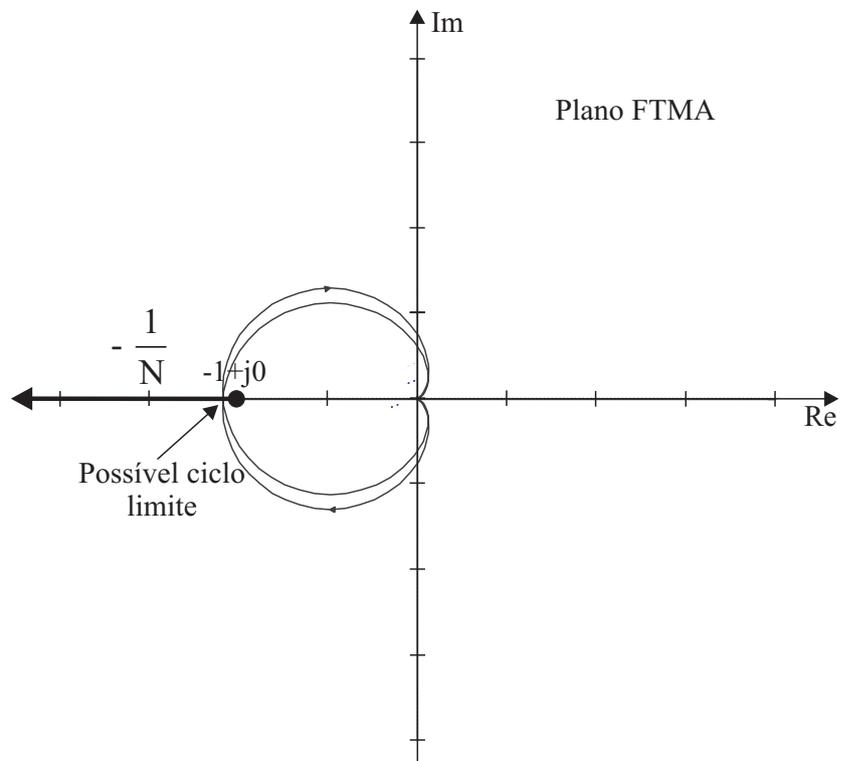


(b) Com a rede principal desconectada (GD ilhada).

Figura 52 Diagramas de Nyquist sem o MDI.



(a) Com a rede principal conectada.



(b) Com a rede principal desconectada (GD ilhada).

Figura 53 Diagramas de Nyquist com o MDI.

3.6 Resultados de Simulação

Com o propósito de dar suporte a análise de estabilidade descrita na seção anterior, foram obtidos resultados de simulação do sistema da Figura 37. A unidade de GD foi considerada como sendo o conversor trifásico com duas pernas por fase, descrito no capítulo 2 dessa dissertação, operando com V_{cc} de 70 V, tensão de pico da rede de 25 V, corrente de pico de saída de 5 A e f_{sw} de 10 KHz. Os parâmetros de simulação são os mesmos apresentados na Tabela 3.

A Figura 54 mostra as tensões e as correntes da rede e do PCC, do sistema com a unidade de GD operando sem o MDI. No momento em que a corrente da rede é zero, a unidade de GD está operando em condição de ilhamento. Nessa figura é demonstrado que uma operação estável é possível mesmo que a rede não esteja conectada, caracterizando, desse modo, a operação com ilhamento não-intencional.

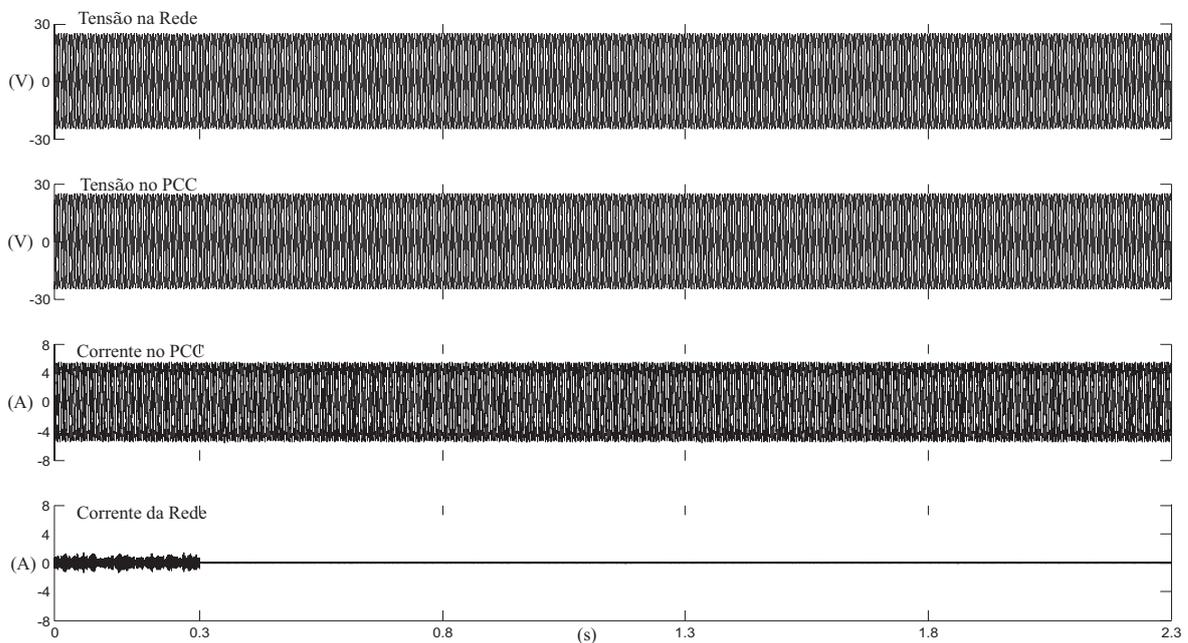


Figura 54 Resultado de simulação sem o MDI – Tensão da rede, tensão no PCC, corrente do PCC e da rede quando a rede é desconectada (ilhado).

A Figura 55 mostra as tensões e as correntes da rede e do PCC, do sistema com a unidade de GD operando com o MDI. No momento em que a corrente da rede é zero, a unidade de GD está operando em condição de ilhamento. Nessa figura é mostrado que com a

adição do MDI no sistema de controle da unidade de GD, uma operação estável é possível quando a condição de ilhamento não está presente e uma operação instável quando a unidade de GD está ilhada. Note que, devido a inserção da não-linearidade do tipo saturação no MDI, uma oscilação na tensão ocorre quando a rede principal é desconectada

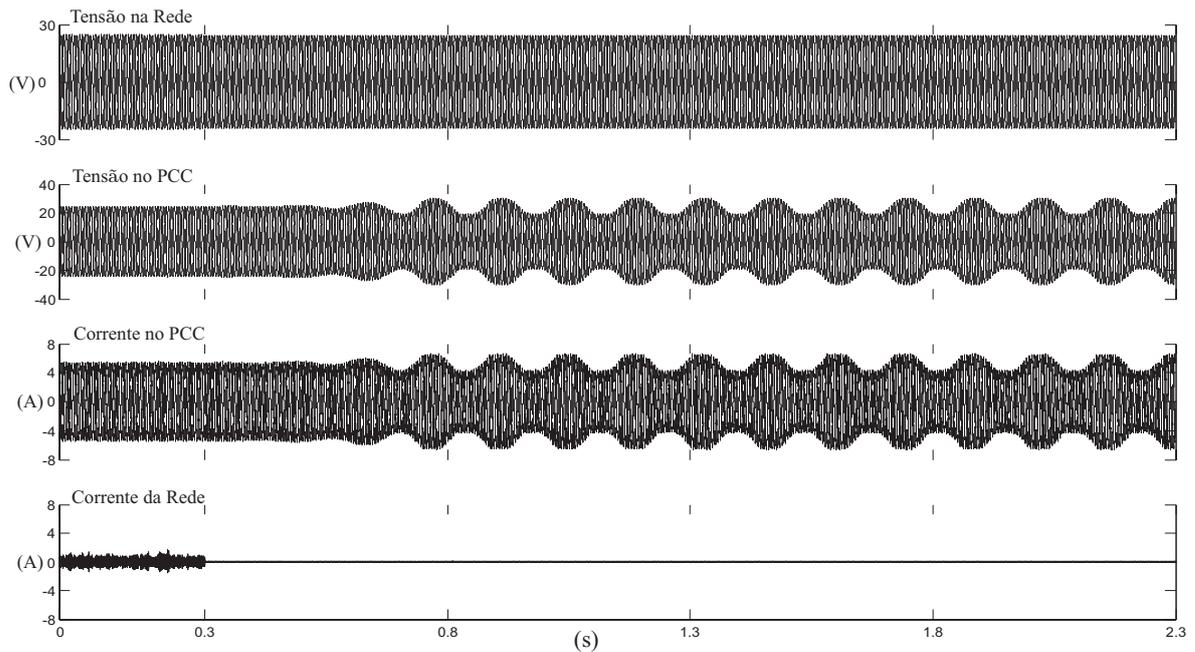


Figura 55 Resultado de simulação com o MDI – Tensão da rede, tensão no PCC, corrente do PCC e da rede quando a rede é desconectada (ilhado).

3.7 Resultados Experimentais

Com o propósito de validar a análise de estabilidade e os resultados de simulação apresentados nesse capítulo, resultados experimentais do sistema da Figura 37 foram obtidos. A plataforma experimental possui as mesmas características do sistema simulado na seção anterior. Os parâmetros do MDI e outros parâmetros são dados na Tabela 3.

A Figura 56 representa a operação da GD sem o MDI, conectada a rede. No momento em que a corrente da rede é zero, a GD está ilhada com a carga local. Nessa figura é demonstrado que uma operação estável é possível mesmo que a rede não esteja conectada,

caracterizando, desse modo, a operação com ilhamento não-intencional. Além disso, pode ser notada a degradação da qualidade de energia quando a GD está ilhada com a carga local. Apesar da degradação da qualidade de energia em termos de oscilação de baixa frequência e aumento da THD das tensões, os relés de sub e sobre tensão e sub e sobre frequência poderão não atuar.

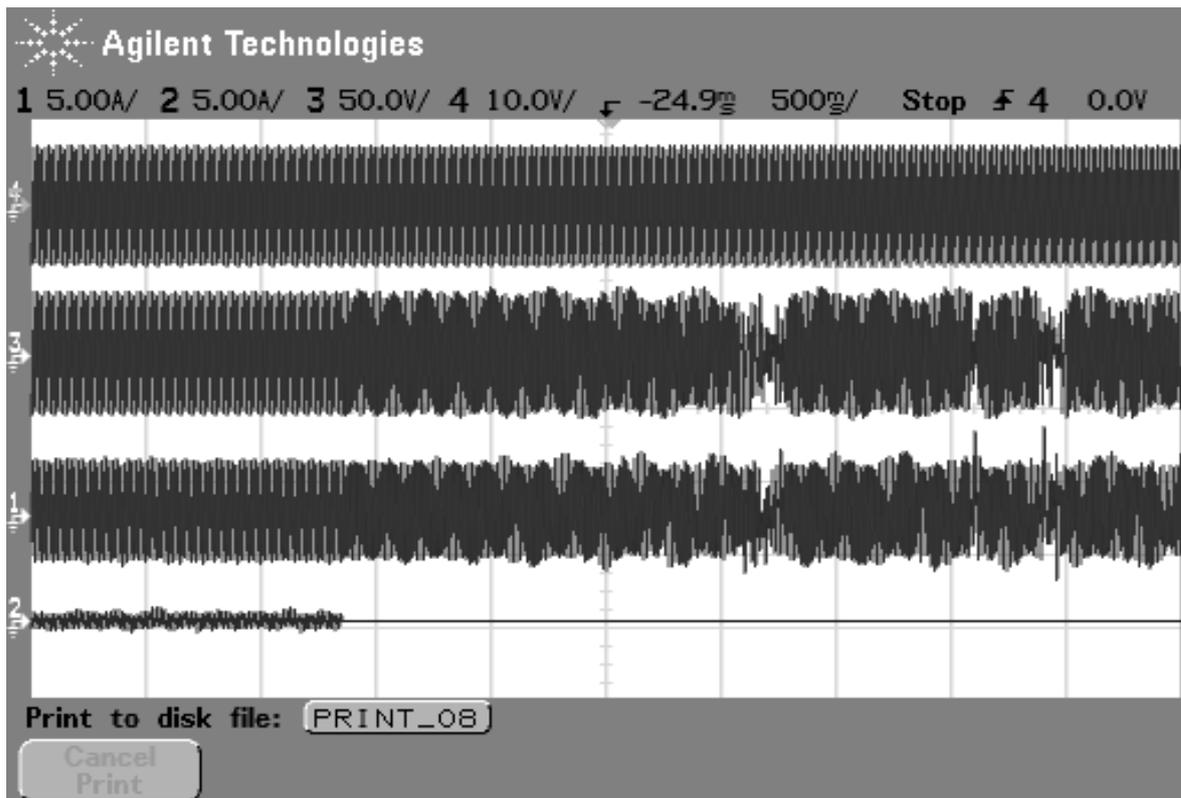


Figura 56 Resultado experimental sem o MDI – Tensão da rede (canal 4), tensão no PCC (canal 3), Corrente no PCC (canal 1) e corrente vinda da rede (canal 2) quando a rede é desconectada (ilhado). Escala horizontal: Tempo (500ms/div). Escala vertical: Tensão (20V/div) e corrente (2A/div).

Por outro lado, as Figuras 57 e 58 demonstram que, ao adicionar o MDI, é possível ter uma operação estável se a rede está presente e ter uma operação instável quando a GD opera em uma seção ilhada, substanciando a análise de estabilidade da seção 2.5. Observe que depois que a rede é desconectada, existe uma oscilação na tensão no PCC que foi induzida pelo MDI. Pelo método da função descritiva é possível prever uma oscilação de 7 V com uma frequência de 12 Hz. Desta forma tem-se uma evidência que a simplificação realizada no modelo dinâmico na seção 2.5 é plausível.

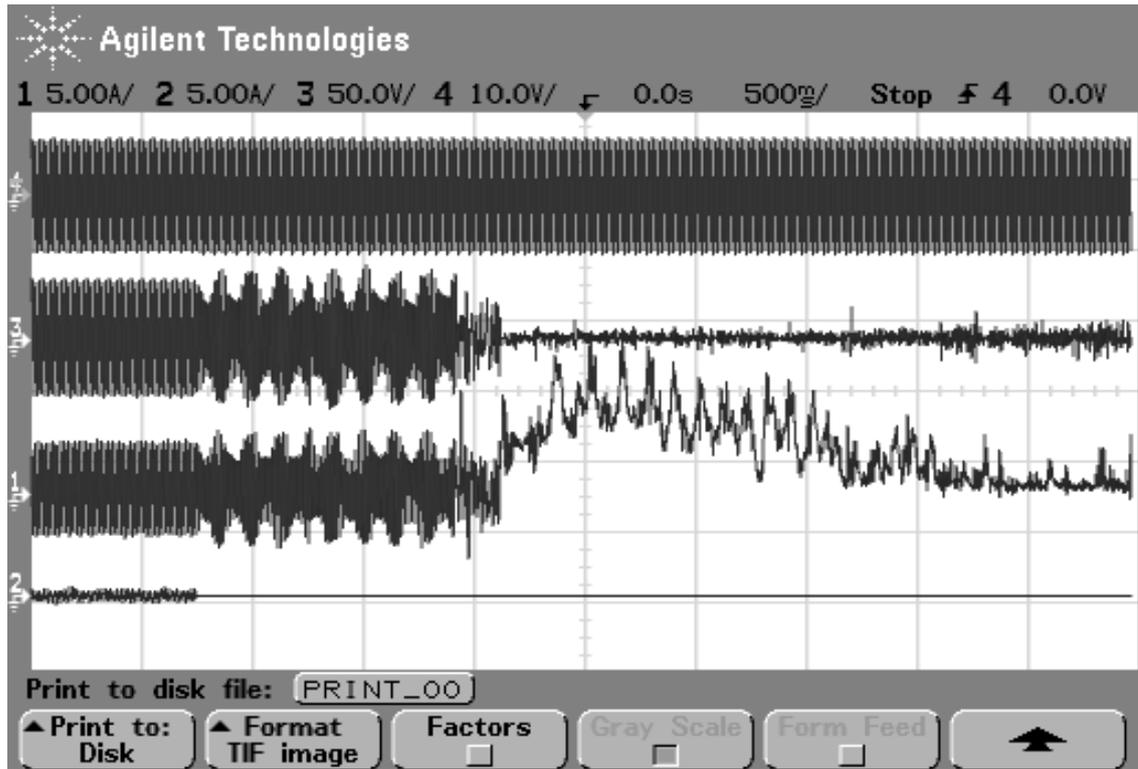


Figura 57 Resultado experimental com o MDI – Tensão da rede (canal 4), tensão no PCC (canal 3), Corrente no PCC (canal 1) e corrente vinda da rede (canal 2) quando a rede é desconectada (ilhado). Escala horizontal: Tempo (500ms/div). Escala vertical: Tensão (20V/div) e corrente (2A/div).

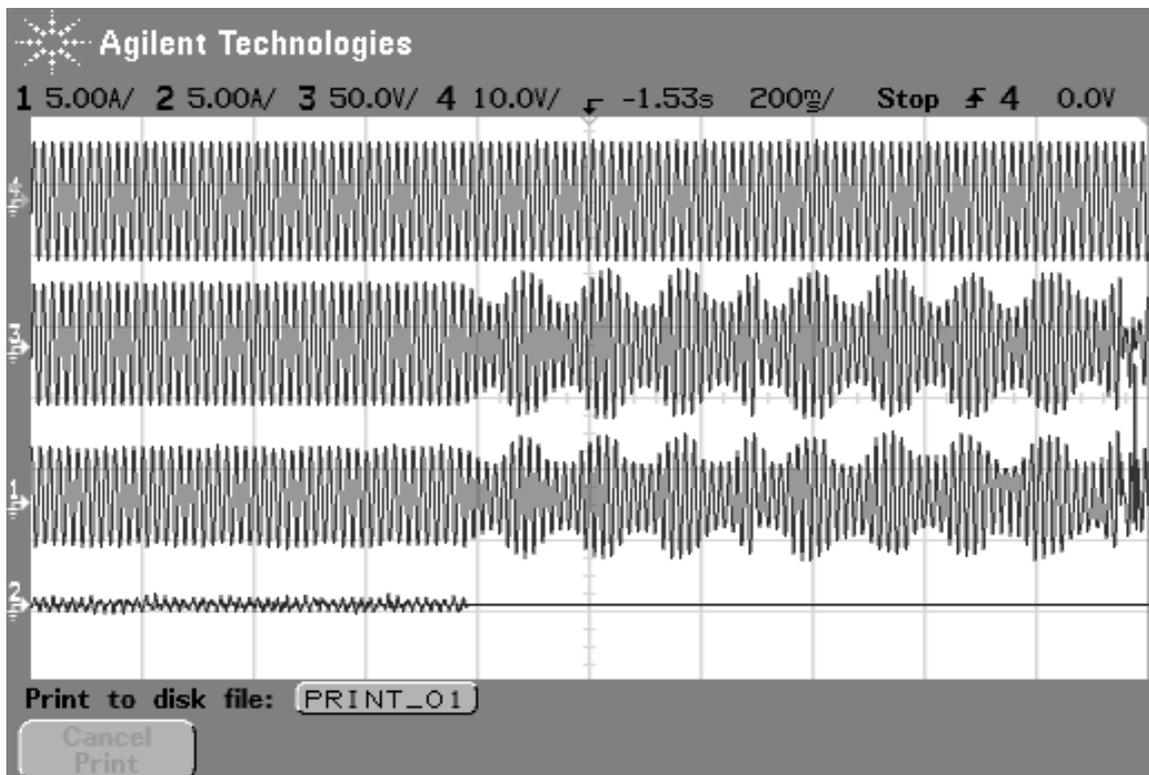


Figura 58 Resultado experimental com o MDI – Tensão da rede (canal 4), tensão no PCC (canal 3), Corrente no PCC (canal 1) e corrente vinda da rede (canal 2) quando a rede é desconectada (ilhado). Escala horizontal: Tempo (200ms/div). Escala vertical: Tensão (20V/div) e corrente (2A/div).

3.8 Sumário

Este capítulo apresentou a análise de estabilidade de um Método de Detecção de Ilhamento local ativo, baseado na técnica com malha de realimentação positiva que não possui Zona de Não Detecção. Seus principais atributos são: (i) baixo custo; (ii) pequeno impacto na performance em termo de distorções harmônicas.

Um modelo dinâmico completo e outro reduzido do sistema trifásico foram derivados. Durante a análise, foi demonstrado que o modelo dinâmico trifásico reduzido é válido para a análise do Método de Detecção de Ilhamento. Além disso, foi demonstrado que uma operação estável é possível mesmo que a rede principal esteja desconectada. Ainda, ao adicionar o Método de Detecção de Ilhamento, é possível ter uma operação estável quando a rede principal está presente e uma operação instável quando a unidade de Geração Distribuída está operando em condição ilhada.

A inserção da não-linearidade do limitador no Método de Detecção de Ilhamento pode representar um ciclo limite o que induz uma oscilação na tensão no sistema ilhado. Pelo método da função descritiva é possível prever a amplitude da oscilação, que é ajustada pelo valor do limite de saturação do limitador (S), e a frequência, que é ajustada pelo valor da frequência central (ω_{OPF1}) do filtro passa-banda do Método de Detecção de Ilhamento. Os parâmetros K e Q_{FPF_1} devem ser ajustados para que o sistema de Geração Distribuída opere de forma estável quando conectado na rede principal e instável quando ilhado e atenda a norma de detecção de ilhamento.

Capítulo 4

CONSIDERAÇÕES FINAIS

Essa dissertação abordou dois aspectos da conexão de Geração Distribuída operando com turbinas eólicas em redes de distribuição: qualidade de energia e proteção.

No aspecto qualidade de energia, foram abordados conversores com pernas em paralelo que possuem a finalidade de minimização do conteúdo harmônico das correntes de saída da Geração Distribuída e maximização das curvas de capacidade do conversor.

Os limites de capacidade de conversores foram definidos. Concluiu-se que a reatância do filtro de saída limita a capacidade de transferência de potência ativa e reativa do conversor, e, portanto, a utilização de filtros com alto consumo de energia reativa em conversores pode inviabilizar a operação destes em sistemas de potência que possuam potência ativa e reativa como requisitos para a conexão.

Demonstrou-se que é possível alcançar os requisitos de harmônicas de corrente com uma redução significativa dos filtros de saída, viabilizando, dessa maneira, o uso de filtros fortemente indutivos em aplicações com altos níveis de corrente. A utilização desses filtros evita as ressonâncias da interação entre filtro, impedância da rede e os controladores de corrente. Além disso, foi desenvolvido o procedimento para projeto de filtro indutivo a partir do fator de distorção e limites máximos de harmônico de corrente.

Resultados de simulação e experimentais foram apresentados. Através deles foi possível observar o cancelamento da ondulação entre as pernas em paralelo resultando em uma redução de até 75% no índice de distorção total de harmônicas (THD) da corrente total de saída com relação as correntes individuais das pernas.

No aspecto proteção foi abordada a análise de estabilidade de cenário passível de ilhamento não-intencional. Considerou-se que a unidade de Geração Distribuída opera com Método de Detecção de Ilhamento ativo com malha de realimentação positiva. Os principais atributos do Método de Detecção abordado são: (i) baixo custo; (ii) pequeno impacto no desempenho com relações as distorções harmônicas; (iii) Não possui Zona de Não Detecção.

Um modelo dinâmico completo e outro reduzido do sistema trifásico foram derivados. Através da análise de estabilidade e dos resultados experimentais demonstrou-se que o

modelo trifásico reduzido é suficiente para a análise do Método de Detecção de Ilhamento. Mostrou-se que uma operação estável é possível mesmo que a rede principal esteja desconectada. Além disso, é possível ter uma operação estável quando a rede principal está presente e uma operação instável quando a unidade de Geração Distribuída está operando em condição ilhada e com o Método de Detecção de Ilhamento ativo.

Pode-se verificar, com o método estendido de Nyquist, que é possível projetar a frequência central do filtro passa-banda ω_{OPF1} , o ganho K e o fator de mérito Q_{FPF1} do Método de Detecção de Ilhamento proposto para que o sistema de Geração Distribuída opere estável quando conectado a rede principal e instável quando ilhado.

Ao abordar a inserção da não-linearidade do limitador no Método de Detecção de Ilhamento, demonstrou-se que isso pode representar um ciclo limite o que induz uma oscilação na tensão no sistema ilhado. Pelo método da função descritiva é possível prever a amplitude da oscilação, que é ajustada pelo valor do limite de saturação do limitador (S), e a frequência, que é ajustada pelo valor da frequência central (ω_{OPF1}) do filtro passa-banda do Método de Detecção de Ilhamento.

TRABALHOS FUTUROS

Para a continuação do trabalho, propõe-se:

- (i) Projeto dos controladores de corrente do conversor com pernas em paralelo levando-se em consideração a dinâmica dos controladores de divisão de corrente das pernas;
- (ii) Determinação da tensão de seqüência zero V_0^* para o controle da corrente circulante na situação em que conversores são colocados em paralelo;
- (iii) Análise do impacto do método sincronização no método de detecção de ilhamento;
- (iv) Análise comparativa de diferentes métodos de sincronização e seu impacto no método de detecção de ilhamento
- (v) Análise de estabilidade de outros métodos de detecção de ilhamento;

- (vi) Análise de estabilidade de métodos de detecção de ilhamento considerando outras configurações de carga local;
- (vii) Aquisição de resultados experimentais com relés de sub/sobre tensão comerciais;

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Murry, D.A.; Nan , G.D. A definition of the gross domestic product-electricity interrelationship, **Journal of Energy and Development**, v.19, n.2, pp.275-83, 1994.
- [2] Operador Nacional do Sistema Elétrica (ONS) **Sumário Executivo – Planejamento Anual da Operação Energética – Ano 2005**, 2005.
- [3] Reddy, A.K.N. (Editor) Energy and social issues, **World Energy Assessment**, 2002.
- [4] U.S. Department Energy, **International Energy Outlook – 2007**, EUA, 2007.
- [5] Pepermans G.; Driesen J.; Haeseldonckx, D.; Belmans, R.; D’haeseleer, W. Distributed generation: definition, benefits and issues, **Energy Policy**, Vol. 33, pp. 787–798, 2005.
- [6] Ackermann, T. ; Andersson, G.; Söder ,L. Distributed generation: a definition, **Electric Power Systems Research**, Vol. 57, pp. 195–204, 2001.
- [7] International Energy Agency, **Distributed Generation in Liberalised Electricity Markets**, Paris, 2002.
- [8] Celli, G.; Pilo, F. MV Network Planning under uncertainties on Distributed Generation Penetration, **IEEE on Power Engineering Society Summer Meeting**, July, 2001
- [9] Brasil. Lei Nº 10.848 de 15 de março de 2004.
- [10] United Nations, **Kyoto Protocol to the United Nations Framework Convention on Climate Change**, Japan, 1998.
- [11] United Nations Framework Convention on Climate Change, **Kyoto Protocol Reference Manual on Accounting of Emissions and Assigned Amounts**, 2007.

- [12] Danish Wind Industry Association , **The energy balance of modern wind turbines**, Wind Power Notes, N. 16, December 1997.
- [13] Camargo ,O. A.; da Silva, F. J. L.; Custodio, R. D. S.; Gravino, N. **Atlas eólico: Rio Grande do Sul**, Estado do Rio Grande do Sul, Secretaria de Energia, Minas e Comunicações.
- [14] Chompoo-inwai ,C.; Lee ,W.-J.; Fuangfoo ,P.; Williams , M.; Liao , J. System Impact Study for the Interconnection of Wind Generation and Utility System, **IEEE Trans. Industry Applications**, Vol. 41, No. 1, January/February 2005.
- [15] Global Wind Energy Council (GWEC), **Global Wind 2006 Report**, 2006.
- [16] Slootweg , J.G. **Wind Power – Modeling and Impact on Power System Dynamic**, Dissertação de Ph.D., Delft University (Netherlands), 2003.
- [17] da Costa , J. P., **Contribuição ao Estudo da Máquina Assíncrona Trifásica Duplamente Alimentada Aplicada a Aerogeradores de Velocidade Variável**, Dissertação, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Maria, 2006.
- [18] Heier ,S., **Grid Integration of Wind Conversion Systems**, Ed. Wiley, Segunda Edição, 2006.
- [19] Ackermann ,T. (editor), **Wind Power in Power Systems**, Ed. John Wiley & Sons, 2005.
- [20] Liserre ,M.; Blaabjerg, F.; Hansen, S. Design and Control of an LCL-Filter-Based Three-Phase Active Rectifier, **IEEE Trans. on Industry Applications**, Vol. 41, No. 5, September/October 2005.
- [21] Musumeci, S.; Pagano, R.; Raciti, A. Parallel Strings of IGBTs in Short Circuit Transients: Analysis of the Parameter Influence and Experimental Behavior, **28th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society**, vol. 1, pp. 555-560, 2002.
- [22] Nelson, J. J.; Venkataramanan, G.; Beihoff, B. C. Investigation of parallel operation of IGBTs, **IAS - IEEE Industry Application Society**, vol. 4, pp. 2585-2591, 2002.

- [23] Ye, Z.; Boroyevich, D.; Choi, J.-Y.; Lee, F.C. Control of Circulating Current in Two Parallel Three-Phase Boost Rectifiers, **IEEE Transaction on Power Electronics**, vol. 17, 2002, pp. 609-615.
- [24] Dixon, J. W.; Ooi, B. T. Series and Parallel Operation of Hysteresis Current-Controlled PWM Rectifiers, **IEEE Transaction on Industry Applications**, vol. 25, pp. 644-651, 1989.
- [25] Matsui, K. A pulse width modulated inverter with parallel-connected transistors by using sharing reactors, **IEEE Transaction on Industry Applications**, vol. 25, pp. 644-651, 1989.
- [26] Ryan, M. J.; Lorenz, R. D.; De Doncker, R. W. Modeling of Multileg Sine-Wave Inverters: A Geometric Approach, **IEEE Trans. on Ind. Elect.**, Vol. 46, NO. 6, December 1999.
- [27] Kamel, A. M.; Ortmeyer, T. H. Harmonic Reduction in Single-Phase Inverter Using a Parallel Operating Technique, **Applied Power and Electronics Conference and Exposition. Conference Proceedings**, 1989.
- [28] Christiansen, W.; Johnsen, D. T Analysis of requirements in selected Grid Codes, **Section of Electric power Engineering, Technical University of Denmark (DTU)**, January 2006.
- [29] Chinchilla, M.; Arnalte, S.; Burgos, J.C. Rodríguez, J.L., Power Limits of grid-connected modern wind energy systems, **Renewable Energy**, Vol. 31, Julho 2006.
- [30] Ye, Z.; Boroyevich, D.; Lee, F. C. Modeling and Control of Zero-Sequence Current in Parallel Multi-Phase Converters, **Power electronics specialists conference (PESC'00)**, pp. 680-685, 2000.
- [31] Holtz, J.; Lotzkat, W.; Werner, K. H. A High-Power Multitransistor-Inverter Uninterruptable Power Supply System, **IEEE Trans. on Power Electronics**, Vol. 3, pp:278 – 285, July 1988.
- [32] Shi, B.; Venkataramanan, G. Parallel Operation of Voltage Source Inverters with Minimal Intermodule Reactors, **IAS - IEEE Industry Application Society**, 2004.

- [33] Mazumder, S. K.; Nayfeh, A. H.; Boroyevich D. A Novel Approach to the Control of Parallel Three-Phase Boost Converters that combines Space-Vector Modulation with Variable-Structure Control, **Applied Power and Electronics Conference and Exposition. Conference Proceedings**, Vol. 2, pp:1031 - 1037, 2002.
- [34] Hua, C.-C.; Liao, K.-A.; Lin, J.-R. Parallel Operation of Inverters for Distributed Photovoltaic Power Supply System, **Power electronics specialists conference (PESC'02)**, pp. 1979-1983, 2002.
- [35] Carrara, G.; Gardella, S.; Marchesoni, M.; Salutati, R.; Sciutto, G. A New Multilevel PWM Method: A Theoretical Analysis, **IEEE Trans. on Power Electronics**, Vol. 7, No. 3, July 1992.
- [36] John, V.; Ye, Z.; Kolwalkar, A. Investigation of Anti-Islanding Protection of Power Converter Based Distributed Generators Using Frequency Domain Analysis, **IEEE Transactions on Power Electronics**, Vol. 19, No. 5. p. 1177-1183, 2004.
- [37] Walling, R. A.; Muller , N. W. Distributed Generation Islanding – Implications on Power System Dynamic Performance, **IEEE/PES Summer Meeting**, pp. 92-96, USA, 2002.
- [38] Jenkins, N.; Allan, R.; Crossley, P.; Kischen, D.; Strbac, G. **Embedded Generation**, The Institute of Electrical Engineers, London, 2000.
- [39] CIGRÉ Working Group, **Impact of Increasing Contribution of Dispersed Generation on the Power System**, Technical Report, 1999.
- [40] Department of Trade and Industry (DTI) of United Kingdom, **Assessment of Islanded Operation of Distribution Networks and Measures for Protection**, Report, 2001.
- [41] Yin, J.; Chang, L.; Diduch, C. Recent Development in Islanding Detection for Distributed Power Generation, **Large Engineering systems Conference on Power Engineering**, LESCOPE-04, 2004
- [42] Begovic, M.; Ropp, M. E.; Rohatgi, A.; Pregelj, A. Determining the Sufficiency of Standard Protective Relaying for Islanding Prevention in Grid-Connected PV Systems, **2nd World Conf. and Exhib. on Photovoltaic Solar Energy Conversion, Austria**, 1998.

- [43] Ropp, M.; Aaker, K.; Haigh, J.; Sabhah, N. Using power line carrier communications to prevent islanding, **Proc. 28 IEEE Photovoltaic Specialists Conf.**, 2000.
- [44] Refern, M. A.; Usta, O.; Fielding, G. Protection against loss of utility grid supply for a dispersed storage and generation unit, **IEEE Trans. Power Delivery**, vol. 8, no. 3, 1993.
- [45] Bower, W.; Brumley, F. B.; Petterson, B. **Engineering Evaluation Summary Reports for Teslaco Utility-Interactive Residential Photovoltaic Power Conditioning Subsystems**, SAND 83-2602, Sandia National Laboratories, Albuquerque, 1985.
- [46] Bower, W.; Brumley, F. B.; Petterson, B. **Engineering Evaluation Summary Reports for APCC Utility-Interactive Residential Photovoltaic Power Conditioning Subsystems**, SAND 83-2601, Sandia National Laboratories, Albuquerque, 1985.
- [47] Bower, W.; Brumley, B.; Petterson, B.; Key, T. **Performance and Evaluation of Single-Phase Utility-Interactive Power Conditioners for Photovoltaic Applications**, SAND 83-1802, Sandia National Laboratories, Albuquerque, 1984.
- [48] Wazynczuk, O.; Carroll, D. P.; Gargis, G. E.; Krause, P. C.; Ong, C. M.; Swartz, R. J. **Dynamic Simulation of Dispersed Grid-connected Photovoltaic Power Systems Studies**, SAND 83-7019, Sandia National Laboratories, Albuquerque, 1985.
- [49] Jones, R. A.; Sims, T. A.; Imece, A. **Investigation of Potential Islanding of Dispersed Photovoltaic Systems**, Sandia National Laboratories, Photovoltaic Division 6223, 1987.
- [50] Wazynczuk, O.; Krause, P.C. **Computer Modeling of the American Power Conversion Company Photovoltaic Power Conditioning System**, SAND 87-7006, Sandia National Laboratories, Albuquerque, 1987.
- [51] Ranade, S. J.; Prasad, N. R.; Omick, S. **Islanding in Photovoltaic Systems**, Sandia National Laboratories, Albuquerque, 1988.
- [52] Ranade, S.J.; Omick, S.; Kazda, L.F. **A study of islanding in utility-connected residential photovoltaic systems. I. Models and analytical methods**, in IEEE Transactions on Energy Conversion. 1989. p. 436 – 445.

- [53] Warin, J.; Allen, W. H. Loss of mains protection, **ERA Conference on Circuit Protection for Industrial and Commercial Installations**, London, 1990.
- [54] Kitamura, M. O. A.; Hotta, K.; Takigawa, K.; Kobayashi, H.; Ariga, Y. Islanding prevention measures: demonstration testing at Rokko Test center for Advanced Energy Systems, **Conference Record of the Twenty Third IEEE Photovoltaic Specialists Conference**, 1993.
- [55] Redfern, M.A.U; Fielding, G. Protection against loss of utility grid supply for a dispersed storage and generation unit, **IEEE Transactions on Power Delivery**, p. 948 – 954, 1993.
- [56] Rifaat, R. M. Critical considerations for utility/cogeneration inter-tie protection scheme configuration, **IEEE Trans. Industry Applications**, vol. 31, no. 5. pp. 973-977, 1995.
- [57] Hopewell, P.D.; Jenkins, N.; Cross, A.D. Loss-of-mains detection for small generators, **IEE Proceedings – Electric Power Applications**, p. 225 – 230, 1996.
- [58] Ropp, M. E.; Begovic, M.; Rohatgi, A. Analysis and performance assessment of the active frequency drift method of islanding prevention, **IEEE Transactions on Energy Conversion**, p. 810 – 816, 1999.
- [59] Huang, S.-J.; Pai, F.-S., Design of an islanding detection circuit for dispersed generators with self-commutated static power converters, **Power Electronics Specialists Conference**, 2000.
- [60] Kim, J.E.; Hwang, J.S. Islanding detection method of distributed generation units connected to power distribution system, **International Conference on Power System Technology**, 2000.
- [61] Salman, S.K.; King, D.J.; Weller, G. New loss of mains detection algorithm for embedded generation using rate of change of voltage and changes in power factors, **Seventh International Conference on (IEE) Developments in Power System Protection**, 2001
- [62] Jang, S.-I.; Kim, K.-H. Development of a logical rule-based islanding detection method for distributed resources, **IEEE Power Engineering Society Winter Meeting**, 2002.

- [63] Ye, Z.; Walling, R.; Garces, L.; Zhou, R.; Li, L.; Wang, T. **Study and Development of Anti-Islanding Control for Grid-Connected Inverters**, National Renewable Energy Laboratory and General Electric Global Research Center: New York., 2004.
- [64] Funabashi, T.; Koyanagi, K.; Yokoyama, R. A Review of Islanding Detection Methods for Distributed Resources, **IEEE Bologna PowerTech Conference**, Italy, 2003.
- [65] Usta, O.; Redfern, M. A.; Barrett, J. I. Protection of Dispersed Storage and Generation Units Against Islanding, **7th Mediterranean Electrotechnical Conference**, 1994.
- [66] *Std* IEEE 929-2000 **IEEE Recommended Practice for Utility Interface of Photovoltaic (PV) Systems**, New York: Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2000.
- [67] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) **Procedimentos de Distribuição – Módulo 3 de 26/08/2006**, 2006.
- [68] *Std* IEEE 1547, **Standard for interconnecting distributed resources with electric power systems**, New York: Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2003.
- [69] *Std* IEEE 1547.1, **IEEE Standard Conformance Test Procedures for Equipment Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems**, New York: Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2005.
- [70] Eduardo Navarro **D2.1. International standard situation concerning components of distributed power systems and recommendations of supplements**, Project Dispower, September 2005.
- [71] Vieira Jr., J. C. M.; Freitas, W.; Morelato, A. L. Análise Comparativa sobre a Eficácia de Relés Baseados em Medidas de Freqüência para Detecção de Ilhamento de Geradores Distribuídos, **Revista Controle & Automação**, Vol. 16, No. 2, pp. 251-261, 2005.
- [72] Jaskulski, I. W.; Pinheiro, H.; Mariotto, L. Multi-Leg Voltage Source Converter for Grid Connected Wind Turbines, **International Conference on Clean Electrical Power**, ICCEP'07, Italy, 2007.

- [73] Camargo, R. F.; Pinheiro, H.; Synchronisation method for three-phase PWM converters under unbalanced and distorted grid, **IEE Proc.-Electr. Power Appl.**, Vol. 153, No. 5, September 2006.
- [74] Cardoso, R.; Camargo, R. F.; Pinheiro, H.; Gründling, H. A. Kalman Filter Based Synchronization Methods, **37th IEEE Power Electronics Specialists Conference – PESC,2006**.
- [75] Svensson, J., Synchronisation Methods for Grid-Connected Voltage Source Converters, **IEE Proceedings – Gen. Transm. Distrib.**, Vol. 148, No.3, May 2001.
- [76] Gabe, I.; Massing, J.; Pinheiro, H. Stability Analysis of Current Digital Controllers for LCL filters Connected to the Grid using State Feedback, **12th European Conference on Power Electronics and Applications**, 2007.
- [77] Liserre, M.; Teodorescu, R.; Blaabjerg, F. Stability of Photovoltaic and Wind Turbine Grid-Connected Inverters for a Large Set of Grid Impedance Values, **IEEE Trans. on Power Electronics**, Vol. 221, No.1, January 2006.
- [78] Ogata, K. **Engenharia de Controle Moderno**, Editora LTC, 1nd edição.
- [79] *Std IEEE 1001 IEEE Guide for Interfacing Dispersed Storage and Generation Facilities with Electric Utility Systems*, New York: Institute of Electrical and Electronics Engineers, 1988.