COPPE UFRJ
Instituto Alberto Luiz Coimbra de
Pós-Graduação e Pesquisa de Engenharia

UPFC PARA CONTROLE DE TENSÃO

Silvangela Lilian da Silva Lima Barcelos

Tese de Doutorado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Doutor em Engenharia Elétrica.

Orientador: Edson Hirokazu Watanabe

Rio de Janeiro
Outubro de 2013

UPFC PARA CONTROLE DE TENSÃO

Silvangela Lilian da Silva Lima Barcelos

TESE SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO INSTITUTO ALBERTO LUIZ COIMBRA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA DE ENGENHARIA (COPPE) DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE DOUTOR EM CIÊNCIAS EM ENGENHARIA ELÉTRICA.

Examinada por:

Prof. Edson Hirokazu Watanabe, D. Eng.

Prof. Luis Guilherme Barbosa Rolim, Dr. -Ing.

Prof. Antonio Carlos Ferreira, Ph.D.

Prof. Antonio Carlos Siqueira de Lima, D.Sc.

Prof. Luiz Antônio de Souza Ribeiro, D.Sc.

Prof. José Antenor Pomílio, Doutor

RIO DE JANEIRO, RJ – BRASIL
OUTUBRO DE 2013

Barcelos, Silvangela Lilian da Silva Lima

UPFC para Controle de Tensão/Silvangela Lilian da Silva Lima Barcelos. – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2013.

XXIV, 118 p.: il.; 29, 7cm.

Orientador: Edson Hirokazu Watanabe

Tese (doutorado) – UFRJ/COPPE/Programa de Engenharia Elétrica, 2013.

Referências Bibliográficas: p. 104 – 110.

1. UPFC - Unified Power Flow Controller. 2. Controle de Tensão. 3. Sistemas de distribuição. 4. Geração Eólica. I. Watanabe, Edson Hirokazu. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Engenharia Elétrica. III. Título.

Ao meu Deus,
que é amor e fonte
de tudo em minha vida.
Aos meus pais
Graça e Raimundo
e ao meu marido Barcelos.

“Tudo posso naquele que me fortalece”.
Filipenses 4:13

“Se tu vens, por exemplo, às quatro da tarde, desde as três eu começarei a ser feliz”.
Antoine de Saint-Exupéry

Agradecimentos

Embora uma tese seja um trabalho individual, existem contribuições que não podem deixar de ser evidenciadas. Por este motivo, gostaria de expressar meus sinceros agradecimentos:

Primeiramente a Deus por ter me dado a sabedoria necessária e disposição para conquistar meus objetivos.

Aos meus familiares, especialmente, meu marido José Carlos Barcelos, por todo amor e compreensão, aos meus pais (Raimundo e Maria das Graças) e aos meus irmãos, Silvia, Viane, Tina, Ricardo e Rogério, que encontram-se longe dos meus olhos, mas muito perto do meu coração.

Ao professor Edson Hirokazu Watanabe pela orientação, pelas oportunidades concedidas e, principalmente pelas palavras sábias ditas em momentos importantes de minha vida. Ainda não vi alguém mais dedicado ao crescimento intelectual dos outros do que o professor Watanabe.

Ao professor Maurício Aredes, com quem iniciei o doutorado, pela oportunidade.

Ao Professor Robson Francisco S. Dias, pela amizade, credibilidade e valiosa boa vontade em me ajudar em momentos tão importantes.

Ao professor Francisco Kleber de Araújo Lima da UFC pela amizade e pelos conselhos que muitas vezes nortearam os meus estudos.

Aos colegas e funcionários do Laboratório de Eletrônica de Potência da UFRJ, pela amizade, pelas conversas técnicas e muitas vezes descontraídas, que ajudaram no desenrolar deste processo. Agradeço a ajuda de todos. Um agradecimento especial a amiga Cristiane Ramos de Souza pelas correções gramaticais e orações.

Aos meus grandes amigos Bartolomeu, Walbermark, Luana, Magno, Aryfrance e Shigeaki..., que colaboraram com companheirismo, amizade e muito incentivo nas horas difíceis. Continuo acreditando que grandes e sólidas amizades não se desfazem com o tempo, nem tão pouco com a distância.

Ao CNPq, pelo suporte financeiro e a todos os brasileiros que, através do pagamento de seus impostos, financiaram mais este trabalho. Um agradecimento especial aos que mesmo de forma inconsciente, produziram mais um doutor.

Muito obrigada a todos!

Resumo da Tese apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Doutor em Ciências (D.Sc.)

UPFC PARA CONTROLE DE TENSÃO

Silvangela Lilian da Silva Lima Barcelos

Outubro/2013

Orientador: Edson Hirokazu Watanabe

Programa: Engenharia Elétrica

Esta tese propõe o uso do Controlador Unificado de Fluxo de Potência - UPFC para controlar diretamente a tensão em redes elétricas com fontes de geração de energia intermitentes, tais como os geradores eólicos. O aumento da inserção dessas fontes intermitentes afetam fortemente o perfil de tensão no Ponto de Conexão Comum (PCC). O objetivo desse trabalho é mostrar que é possível obter um controle direto, rápido e preciso da tensão usando um UPFC. A principal vantagem da proposta é que, a potência nominal do UPFC é menor que a potência necessária para um compensador paralelo (STATCOM ou SVC) controlar indiretamente a tensão no mesmo PCC. O UPFC não tem limitação quanto ao número de operações por dia como no caso do transformador com comutação sob carga (Transformador-OLTC). No caso do UPFC baseado em VSCs monofásicos (UPFC - 1ϕ), os VSCs série são conectados à rede sem transformadores de acoplamento, controlando a tensão independentemente em cada fase, balanceando as tensões, se for necessário. Serão apresentados resultados de simulação realizadas no PSCAD/EMTDC para confirmar todas as vantagens apresentadas do UPFC - 1ϕ para controlar diretamente a tensão.

Abstract of Thesis presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Doctor of Science (D.Sc.)

UPFC FOR VOLTAGE CONTROL

Silvangela Lilian da Silva Lima Barcelos

October/2013

Advisor: Edson Hirokazu Watanabe

Department: Electrical Engineering

This thesys proposes the use of UPFC (Unified Power Flow Controller) for direct voltage control in electric grids with highly intermittent generation sources such as wind generators. The increasing number of these intermittent sources in distribution grids strongly affect the voltage profile at the Point of Common Coupling (PCC). The objective of this work is to show that it is possible to obtain a direct, precise and fast voltage control by using UPFC. The main advantage of this proposal is that the UPFC rating is smaller than that of a shunt compensator (STATCOM or SVC), which would be necessary for indirect voltage control at the same PCC. The UPFC does not have limitation due to the number of operation per day as in the case of transformers with on load tap changer. In the UPFC based on single-phase VSCs (UPFC - 1ϕ) case, the series converters are connected to the grid without transformer. It controls the voltage independently in each phase, therefore balancing it, if necessary. Simulation results using PSCAD/EMTDC are presented to confirm all these advantages of the use of UPFC for direct voltage control.

Índice

Lista de Figuras **xii**

Lista de Tabelas **xvii**

Lista de Símbolos **xix**

Lista de Abreviaturas **xxiii**

1 Introdução **1**

1.1 Considerações Gerais 1

1.2 Identificação do Problema 2

1.2.1 O Perfil de Tensão em Sistemas de Distribuição 3

1.3 Alternativas de Controle de Tensão 7

1.3.1 Controle Indireto de Tensão 9

1.3.2 Controle Direto de Tensão 10

1.4 Síntese de Compensadores 10

1.4.1 Síntese de Compensadores Indiretos 10

1.4.2 Síntese de Compensadores Diretos 12

1.5 Motivação 17

1.6 Objetivo 18

1.7 Estrutura do Texto 19

2 Comparação entre Controle Indireto e Controle Direto de Tensão **20**

2.1 Introdução 20

2.2 Representação da Rede Elétrica com Geração Eólica 20

2.2.1 A impedância Série da Linha 21

2.3 Controle Indireto 23

2.3.1 Análise do controle indireto 24

2.4 Controle Direto 30

2.4.1 Análise do Controle Direto 31

2.5 Análise Comparativa
Controle Indireto X Controle Direto 35

2.6 Conclusões Parciais 38

3 Controlador Unificado de Fluxo de Potência - UPFC 40

3.1 Princípio de Operação do UPFC 41

3.1.1 Modos de Operação do UPFC 43

3.2 UPFC com VSCs Trifásicos 45

3.3 UPFC com VSCs Monofásicos (UPFC - 1ϕ) 46

3.4 UPFC com VSC paralelo Trifásico e VSCs série Monofásicos (UPFC $3\phi - 1\phi$) 47

3.5 Modelo Analítico do UPFC - 1ϕ 48

3.5.1 Compensação Direta de Magnitude da Tensão 49

3.5.2 Compensação Direta da Magnitude e Fase da Tensão 51

3.6 A Influência do Desequilíbrio de cargas no Perfil de Tensão no PCC . . . 54

3.7 Estratégias de Controle do UPFC - 1ϕ 62

3.7.1 Controle do VSC Paralelo 62

3.7.2 Controle do VSC Série 65

3.8 Estratégias de Controle do UPFC $3\phi - 1\phi$ 69

3.8.1 Controle do VSC Trifásico conectado em paralelo 70

3.8.2 Controle dos VSC Monofásicos 71

3.9 Conclusões Parciais 72

4 UPFC para Controle de Tensão em Redes de Distribuição com Geradores Eólicos 73

4.1 Introdução 73

4.2 Análise Dinâmica do UPFC - 1ϕ 74

4.2.1 Compensação Direta da Magnitude da Tensão no PCC 79

4.2.2 Compensação Direta de Magnitude e Fase da Tensão no PCC . . 89

4.3 Comparação entre STATCOM e UPFC no PSCAD/EMTDC 94

4.3.1 Compensação Indireta de Tensão com o STATCOM 94

4.3.2 Compensação Direta de Tensão com o UPFC - 1ϕ 97

4.4 Análise Comparativa 97

4.5 Conclusões 99

5 Conclusões 100

5.1 Considerações Finais 100

5.2 Propostas para Trabalhos Futuros 103

Referências Bibliográficas 104

A Dados de Simulação **111**
A.1 Dados Considerados na Modelagem analítica do UPFC 111
A.2 Parâmetros de Controladores PI 111
A.2.1 Parâmetros de Controladores PI para a configuração de UPFC - 1ϕ 112
A.2.2 Parâmetros de Controladores PI para a configuração de UPFC $3\phi - 1\phi$ 112
A.2.3 Largura de faixa dos controladores PI 113
A.3 Medição das Potências ativa e reativa Monofásicas 114
A.4 Projeto dos filtro CA do UPFC - 1ϕ 115
A.5 Capacitor CC 116
A.6 Sistema de Proteção do UPFC 117

Lista de Figuras

1.1 Exemplo de um sistema de distribuição básico com diferentes níveis de tensão representados. 4
1.2 Representação simplificada de um gerador eólico conectado a um sistema de distribuição. 5
1.3 Tensão no PCC em função da injeção de corrente do gerador eólico para comprimentos da *Linha* 1 de 8 *km* e 16 *km*. 6
1.4 Tensão no PCC em função do ângulo de impedância da carga θ_{Z_C}, para uma impedância de carga com módulo constante. 7
1.5 Tensão no PCC diante da operação da turbina eólica e desconexão da carga. 8
1.6 Representação simplificada de uma rede elétrica genérica com controle indireto da tensão no PCC e injeção de corrente através de fonte de corrente intermitente. 9
1.7 Representação simplificada de uma rede elétrica genérica com controle direto da tensão no PCC. 10
1.8 Configuração básica de um STATCOM. 11
1.9 Circuito básico de um transformador OLTC. 12
1.10 O Compensador Eletromagnético de Tensão - CET. 13
1.11 Circuito básico de um Compensador Eletromagnético de Tensão - CET com controle eletrônico. 14
1.12 Configuração básica de um condicionador universal de energia. 14
1.13 Funções de compensação desempenhadas por um UPLC. 16
1.14 Diagrama trifásico de um UPFC baseado em VSCs trifásicos. 16
1.15 Diagrama simplificado de um UPFC - 1ϕ. (a) Conexão no lado de baixa tensão; (b) Conexão no lado de média tensão. 18

2.1 Circuito equivalente de uma rede de distribuição genérica com geração eólica. 21
2.2 Diagramas fasoriais das tensões e correntes do circuito equivalente de uma rede de distribuição com geração eólica. (a) Rede puramente resistiva; (b) Rede puramente indutiva. 22

2.3 Diagramas fasoriais das tensões e correntes do circuito equivalente de uma rede de distribuição com geração eólica. (a) Rede resistiva; (b) Rede Indutiva. 23
2.4 Circuito equivalente de uma rede de distribuição genérica com geração eólica e controle indireto da tensão no PCC. 23
2.5 Diagramas fasoriais das tensões e correntes do circuito equivalente de uma rede de distribuição genérica com geração eólica. (a) Rede resistiva e controle indireto da tensão no PCC; (b) Rede indutiva e controle indireto da tensão no PCC. 24
2.6 Corrente de compensação como função da corrente injetada pelo gerador eólico e comprimento da linha Z_L - Controle indireto com $R/X \approx 4.0$ e tensão no PCC igual a 1.0 pu. 25
2.7 Corrente de compensação como função da corrente injetada pelo gerador eólico e comprimento da linha Z_L - Controle indireto com $R/X \approx 4.0$ e tensão no PCC igual a 1.03 *pu*. 26
2.8 Corrente de compensação como função da corrente injetada pelo gerador eólico e comprimento da linha Z_L - Controle indireto e $R/X \approx 1.0$ e tensão no PCC igual a 1.0 pu. 27
2.9 Corrente de compensação como função da corrente injetada pelo gerador eólico e comprimento da linha - Controle indireto, $R/X \approx 1.0$ e tensão no PCC igual a 1.03 *pu*. 28
2.10 Corrente de compensação como função da corrente injetada pelo gerador eólico e comprimento da linha - Controle indireto e $R/X \approx 0.25$ e tensão no PCC igual a 1.0 pu. 29
2.11 Variação de tensão no PCC como função da corrente injetada pelo gerador eólico e comprimento da linha - Controle indireto, $R/X \approx 0.25$ e tensão no PCC igual a 1.03 pu. 30
2.12 Circuito equivalente de uma rede de distribuição genérica com geração eólica e controle direto da tensão no PCC. 31
2.13 Diagramas fasoriais das tensões e correntes do circuito equivalente de uma rede de distribuição genérica com geração eólica e controle direto da tensão no PCC. (a) Rede resistiva; (b) Rede indutiva 32
2.14 Tensão de compensação como função da corrente injetada pela turbina eólica - Controle direto e $R/X = 4.0$ e tensão no PCC igual a 1.0 pu. . . 32
2.15 Tensão de compensação como função da corrente injetada pela turbina eólica - Controle direto, $R/X = 4.0$ e tensão no PCC igual a 1.03 pu. . . 33
2.16 Tensão de compensação como função da corrente injetada pela turbina eólica - Controle direto e $R/X \approx 1.0$ e tensão no PCC igual a 1.0 pu. . . . 34

2.17 Tensão de compensação como função da corrente injetada pela turbina eólica - Controle direto, $R/X \approx 1.0$ e tensão no PCC igual a 1.03 pu. . . . 35
2.18 Tensão de compensação como função da corrente injetada pela turbina eólica - Controle direto e $R/X \approx 0.25$ e tensão no PCC igual a 1.0 pu. . . 36

3.1 Representação unifilar do UPFC convencional com VSCs trifásicos conectados em *back-to-back*. 42
3.2 Representação conceitual do UPFC em um sistema elétrico genérico. . . . 42
3.3 Diagrama fasorial para o caso do UPFC operando como regulador de magnitude da tensão. 44
3.4 Diagrama fasorial para o caso do UPFC operando como controlador de fase da tensão no PCC. 44
3.5 Diagrama fasorial para o caso do UPFC operando como controlador direto de magnitude e fase da tensão. 44
3.6 UPFC com VSCs trifásicos de dois níveis (Convencional). 45
3.7 UPFC com VSCs monofásicos. 46
3.8 UPFC $3\phi - 1\phi$. 48
3.9 Circuito equivalente do UPFC - 1ϕ. 49
3.10 Diagrama fasorial das tensões do sistema para o caso da compensação direta da magnitude da tensão. 50
3.11 Diagrama fasorial para o caso da compensação de tensão. (a) aumento de V_{PCC} e (b) diminuição de V_{PCC}. 51
3.12 Diagrama fasorial das tensões do sistema com fator de compensação complexo. 52
3.13 Tensão no PCC em função da magnitude de $\dot{k}$ e sua fase. 53
3.14 Tensão no PCC em função da magnitude de $\dot{k}$ e sua fase. 53
3.15 Representação simplificada de uma rede de distribuição com gerador eólico integrado. 54
3.16 Circuito equivalente da rede de distribuição com gerador eólico integrado (com carga solidamente aterrada). 55
3.17 Fator de Desequilíbrio (FD) da tensão no PCC em função de θ_{ZC2c}. 58
3.18 Circuito equivalente da rede de distribuição com gerador eólico integrado (com condutor de neutro). 59
3.19 Fator de Desequilíbrio (FD) da tensão no PCC em função de θ_{C2c}. 61
3.20 Circuito do UPFC - 1ϕ. 63
3.21 Diagrama de blocos do PLL monofásico proposto por Karimi e Iravani. . 63
3.22 Sinais de entrada e saída do PLL monofásico. (a) Tensão e (b) Ângulo. . . 64
3.23 Sinais de entrada e saída do PLL monofásico com harmônicos e variação de amplitude. 64

3.24 Diagrama de blocos do controle de corrente por banda de histerese. 65
3.25 Diagrama de blocos do controle do VSC 2. 66
3.26 Diagrama de blocos do *Unfied Three-Phase Processor* (UTSP). 67
3.27 (a)Tensões no PCC desequilibradas e (b) Componentes de sequência estimadas pelo UTSP. 68
3.28 Diagrama de blocos da estratégia de controle direto de magnitude e fase da tensão no PCC. 68
3.29 Componentes de sequência da tensão no PCC compensadas. 69
3.30 VSC trifásico do UPFC $3\phi - 1\phi$. 70
3.31 Diagrama de blocos do controle de tensão do elo CC do VSC trifásico. . . 71

4.1 Representação simplificada de uma rede de distribuição com o UPFC - 1ϕ controlando a tensão no PCC no lado de baixa tensão (Impedância da linha $Z_1 = (8.032 + j2.062)$). 75
4.2 Potências ativa e reativa medidas nos terminais de f_1 e do gerador eólico. (a) (p_1 e p_G) e (b) (q_1 e q_G) 77
4.3 Tensão no PCC diante da operação da turbina eólica. 77
4.4 Potências ativa e reativa medidas nos terminais da carga Z_{C2}. 78
4.5 Tensão nos elos CC. 78
4.6 Tensão no PCC incluindo a ação do UPFC - 1ϕ. 79
4.7 Tensão no PCC incluindo a ação do UPFC - 1ϕ. 80
4.8 Tensão no PCC incluindo a ação do UPFC - 1ϕ. (a) Sem UPFC e (b) Com UPFC. 81
4.9 (a) Variação de potência ativa da turbina eólica e (b) Tensão no PCC. . . . 81
4.10 (a) Valores eficazes e (b) Valores instantâneos da Tensão no PCC incluindo a ação do UPFC - 1ϕ. 82
4.11 Representação simplificada de uma rede de distribuição com o UPFC $3\phi - 1\phi$ controlando a tensão no PCC no lado de baixa tensão ($Z_1 = 10.04 + j2.58$). 84
4.12 Potências ativa e reativa medidas nos terminais de f_1 e do gerador eólico. 85
4.13 Tensão no PCC diante da operação do gerador eólico. 86
4.14 Tensão no elo CC do UPFC $3\phi - 1\phi$. 86
4.15 Tensão no PCC incluindo a ação do UPFC $3\phi - 1\phi$ quando Z_{C1} é desconectada e o gerador eólico fornece uma potência de 0.6 MW. 87
4.16 Tensão no PCC incluindo a ação do UPFC $3\phi - 1\phi$ quando Z_{C1} é desconectada momentaneamente e o gerador eólico fornece uma potência de 0.6 MW. (a) Sem UPFC e (b) Com UPFC. 87
4.17 (a) Variação de potência ativa do gerador eólico e (b) Tensão no PCC controlada pelo UPFC $3\phi - 1\phi$. 88

4.18 Tensão no PCC incluindo a ação do UPFC $3\phi - 1\phi$ para compensar desbalanço. 89
4.19 Tensão no PCC incluindo a ação do UPFC - 1ϕ. 90
4.20 (a) Ampliação dos picos das tensões no PCC diante do desequilíbrio da carga Z_{C2} e operação do gerador eólico; (b) Valores instantâneos da tensão no PCC diante de um desequilíbrio na carga Z_{C2} e e operação do gerador eólico. 90
4.21 Componentes instantâneas de sequência positiva (V_+), negativa (V_-) e zero (V_0) da tensão no PCC estimadas pelo UTSP. 91
4.22 Valores instantâneos da tensão no PCC antes e depois da atuação do UPFC para compensar o desequilíbrios. 91
4.23 Componentes instantâneos de sequência positiva, negativa e zero da tensão no PCC estimadas pelo UTSP antes e depois da atuação do UPFC. 92
4.24 (a) Ampliação dos picos das tensões no PCC diante do desequilíbrio da carga Z_{C2} e operação do gerador eólico; (b) Valores instantâneos da tensão no PCC antes e depois da atuação do UPFC - 1ϕ. 93
4.25 Componentes de sequência positiva, negativa e zero da tensão no PCC estimadas pelo UTSP antes e depois da atuação do UPFC. 93
4.26 STATCOM para controle de tensão no PCC - Linha predominantemente resistiva. 95
4.27 Diagrama de blocos da estratégia de controle da tensão no PCC feita pelo STATCOM. 96
4.28 Tensões de linha no PCC e potências ativa e reativa medidas antes e depois da operação do STATCOM. 97
4.29 Valor eficaz das tensões de linha no PCC e potências ativa e reativa medidas antes e depois da operação do UPFC - 1ϕ. 98

A.1 Diagrama de bode - largura de faixa do controlador PI da estratégia de compensação direta de magnitude. 114
A.2 Medição das potência ativa e reativa monofásicas. 114
A.3 Representação da rede elétrica considerada no dimensionamento do filtro assa-baixa RC. 115
A.4 Variação do ganho de tensão e da fase em função da variação da freqüência com o Filtro Passa-Baixa RC. 116
A.5 Sistema de proteção de um compensador série baseado em VSC. 117

Lista de Tabelas

1.1 Limites de tensão no PCC - SDMT 4
1.2 Limites de tensão no PCC- SDBT 5
1.3 Parâmetros elétricos do circuito da Figura 1.2. 6

2.1 Potência aparente dos compensadores indireto e direto para a rede predominantemente resistiva ($R/X \approx 0.25$) 37
2.2 Potência aparente dos compensadores indireto e direto para a rede mista ($R/X \approx 1.0$). 38

3.1 Potencias ativa e reativa no PCC diante da compensação da magnitude da tensão. 51
3.2 Magnitudes e fases das tensões no PCC de acordo com o desequilíbrio da carga $C2c$ (Rede elétrica com carga solidamente). 57
3.3 FD para diferentes magnitudes da carga $C2c$ (Rede elétrica com carga solidamente). 57
3.4 Magnitudes e fases das tensões no PCC de acordo com as condições da carga Z_{C2} (Rede elétrica com carga solidamente). 58
3.5 FD para diferentes perfis da carga $C2c$ (Rede elétrica com carga solidamente aterrada). 58
3.6 Magnitudes e fases das tensões no PCC de acordo com o desequilíbrio da carga $C2c$ (Rede elétrica com condutor de neutro). 60
3.7 FD para diferentes magnitudes da carga $C2c$ (Rede elétrica com condutor de neutro). 61

4.1 Dados para simulação com a rede de distribuição trifásica 76
4.2 Efeitos da desconexão de Z_{C2} no perfil de tensão. 80
4.3 Potência aparente do STATCOM e do UPFC para os níveis de compensação especificados. 98

A.1 Dados para simulação 111
A.2 Parâmetros dos controladores PI das malhas de controle da tensão CC. . . 112

A.3 Parâmetros dos controladores PI das malhas de controle direto da magnitude da tensão no PCC. 112
A.4 Parâmetros do controlador PI das malhas de compensação das sequências positiva e negativa. 112
A.5 Parâmetros do controlador PI da malha de compensação de sequência zero. 112
A.6 Parâmetros do controlador PI da malha de controle da tensão CC. 113
A.7 Parâmetros dos controladores PI das malhas de controle da tensão no PCC. 113
A.8 Largura de Faixa dos controladores PI das malhas de controle da tensão no PCC. 113

Lista de Símbolos

I_L	Corrente na linha de distribuição, p. 21
I_{Comp}	Magnitude da corrente de compensação, p. 24
I_C	Corrente injetada pelo gerador eólico na rede elétrica, p. 5
I_{Ga}, I_{Gb} *e* I_{Gc}	Corrente injetadas pelo gerador eólica na rede elétrica equivalente da Figura 3.16, p. 56
I_{Sh}	Corrente drenada da rede elétrica, p. 31
I_m	Amplitude da corrente de referência, p. 65
K_A	Ganho de amplitude, p. 64
K_I	Ganho integral, p. 64
K_P	Ganho proporcional, p. 64
N	Número de amostras para um ciclo da frequência fundamental, p. 65
R/X	Razão entre a resistência e a reatância da linha de distribuição, p. 6
S_x e C_x	Vetores de sequência gerados pelos SCGs, p. 66
S_{STAT}	Valor absoluto da potência aparente do STATCOM, p. 35
S_{UPFC}	Valor absoluto da potência aparente do UPFC, p. 36
V_1	Tensão na barra 1 da rede de distribuição genérica, p. 5
V_G	Tensão na barra G da rede de distribuição genérica, p. 5
V_p, V_n e V_z	Amplitudes das componentes de sequência do sinal de entrada do UTSP, p. 66
V_+	Magnitude da tensão de sequência positiva (RMS), p. 56

V_{-} Magnitude da tensão de sequência negativa (RMS), p. 56

V_{1a}, V_{1b} *e* V_{1c} Tensões na barra 1 da rede elétrica equivalente da Figura 3.16, p. 56

V_{2a}, V_{2b} *e* V_{2c} Tensões na barra 2 da rede elétrica equivalente da Figura 3.16, p. 56

V_{3a}, V_{3b} *e* V_{3c} Tensões na barra 3 da rede elétrica equivalente da Figura 3.16, p. 56

V_{4a}, V_{4b} *e* V_{4c} Tensões na barra 2 da rede elétrica equivalente da Figura 3.16, p. 56

V_{CC} Tensão no elo CC, p. 63

V_{Comp} Magnitude da tensão de compensação, p. 31

V_{PCCa}, V_{PCCb} *e* V_{PCCc} Magnitudes e fases das tensões de fase no PCC da rede elétrica equivalente da Figura 3.16, p. 56, 60

V_{PCC} Tensão no Ponto de Conexão Comum, p. 5

V_{Sh} Tensão nos terminais da fonte de corrente do controlador direto, p. 31

X_d Reatância de dispersão do transformador T_1, p. 5

Y_{12} Admitância entre as barras 1 e 2 da rede elétrica equivalente da Figura 3.16, p. 55

Y_{2a}, Y_{2b} *e* Y_{2c} Admitâncias conectadas à barra 2 da rede elétrica equivalente da Figura 3.16, p. 55

Y_{34} Admitância entre as barras 3 e 4 da rede elétrica equivalente da Figura 3.16, p. 55

Y_{3a}, Y_{3b} *e* Y_{3c} Admitâncias conectados à barra 3 da rede elétrica equivalente da Figura 3.16, p. 55

Y_{C1j} Admitâncias por fase da carga 1, p. 55

Y_{C2j} Admitâncias por fase da carga 2, p. 55

Y_T Admitância de dispersão do transformador da Figura 3.16, p. 55

Z_1 Impedância da linha 1 do sistema de distribuição genérico, p. 5

Z_2	Impedância da linha 2 do sistema de distribuição genérico, p. 5
Z_L	Impedância da linha de distribuição, p. 21
Z_{C2}	Impedância da carga 2, p. 56
Z_C	Impedância da carga, p. 5
Z_{L1} e Z_{L2}	Impedâncias nas linhas 1 e 2 do circuito equivalente da Figura 3.9, p. 49
δ_0	Diferença angular entre $\dot{V}_1$ e $\dot{V}_2$, p. 43
$\dot{I}_1'$	Corrente no enrolamento primário de T_1, p. 49
$\dot{I}_1$	Corrente na linha 1 do circuito equivalente da Figura 3.9, p. 49
$\dot{I}_2$	Corrente na linha 2 do circuito equivalente da Figura 3.9, p. 49
$\dot{I}_{c1}'$	Corrente drenada da rede elétrica pelo UPFC - ϕ, p. 49
$\dot{V}_1'$	Fasor da tensão no enrolamento primário do transformador T_1, p. 49
$\dot{V}_1, \dot{V}_2$	Fasores de tensão das barras 1 e 2 do circuito elétrico equivalente da Figura 3.2, p. 43
$\dot{V}_2'$	Fasor da tensão no enrolamento secundário de T_1, p. 49
$\dot{V}_{a2}'$	Fasor da tensão na fase a do secundário de T_1, p. 47
$\dot{V}_{c2a}$	fasor da tensão CA sintetizada pelo VSC 2 da fase a, p. 47
$\dot{V}_{c2}$	Fasor da tensão sintetizada pelo VSC 2, p. 49
$\dot{k}$	Fator de compensação complexo, p. 52
ϕ_p, ϕ_n e ϕ_z	Fases das componentes de sequência do sinal de entrada do UTSP, p. 66
ϕ_v	Fase da tensão de compensação, p. 31
ϕ_i	Fase da corrente de compensação, p. 23
θ_{Comp}	Fase da tensão de compensação do UPFC, p. 43
θ_{K_j}	Fase do fator de compensação, p. 52
$\theta_{V_{2_i}'}$	Fase da tensão no enrolamento do transformador, p. 52

θ_{Z_C}	Ângulo de impedância da carga, p. 6
i_{erro}	Erro de corrente, p. 65
i_{ref}	Corrente de referência, p. 65
k_v	Fator de compensação de tensão, p. 43
v_{PCC_rms}	Valor RMS da tensão, p. 65

Lista de Abreviaturas

AEP	*American Electric Power*, p. 41
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica, p. 3
BEN	Balanço Energético Nacional, p. 1
BIG	Banco de Informações da Geração, p. 2
CAT	Controle Automático, p. 8
CC	Corrente Contínua, p. 11
CET	*Compensador Eletromagnético de Tensão*, p. 12
DP	Dot Product, p. 66
EPIA	European Photovoltaic Industry Association, p. 2
FD	*Fator de Desequílibrio*, p. 49
GWEC	Global Wind Energy Council, p. 2
IEEE	*Institute of Electrical and Electronics Engineer*, p. 41
IGBT	*Insulated Gate Bipolar Transistor*, p. 11
KEPCO	*Korean Electric Power Corporation*, p. 41
LDP	*Line Drop Compensation*, p. 8
OECD	Organisation for Economic Co-operation and Development - Organização de Cooperação e de Desenvolvimento Econômicos, p. 1
OIE	Oferta Interna de Energia, p. 1
OLTC	*On Load Tap Changer*, p. 12
PCC	Ponto de Conexão Comum., p. 4

PI	Proporcional Integral, p. 65
PLL	Phase Locked Loop, p. 65
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia no Setor Elétrico Nacional, p. 3
PWM	Pulse Width Modulation, p. 62
SCG	Sinus-Cossinus Generator, p. 66
SDAT	Sistemas de Distribuição de Alta Tensão, p. 4
SDBT	Sistemas de Distribuição de Baixa Tensão, p. 4
SDMT	Sistemas de Distribuição de Média Tensão, p. 4
SP	Scalar Product, p. 66
SSSC	*Static Synchronous Series Compensator*, p. 16
STATCOM	Static Synchronous Compensator, p. 11
SVC	*SVC-Static Var Compensator*, p. 10
TCR	*Thyristor-controlled Reactor*, p. 10
THD	*Total Harmonic Distortion*, p. 3
TSC	*Thyristor-switched Capacitor*, p. 10
UPFC	*Unified Power Flow Controller*, p. 12, 16
UPLC	*Universal Active Power Line Conditioner*, p. 12, 15
UPQC	*Unified Power Quality Conditioner*, p. 15
UTSP	Unfied Three-Phase Processor, p. 66
VSC	*Voltage Source Converter*, p. 11

Capítulo 1

Introdução

1.1 Considerações Gerais

O crescimento constante do consumo de energia elétrica e a necessidade de utilização de fontes mais limpas vem impulsionando a diversificação da matriz energética em nível mundial. Temas como o uso racional de energia e a sustentabilidade energética vêm sendo bastante discutidos, motivando os países a buscarem novas fontes de energia, explorando recursos energéticos renováveis.

De acordo com dados divulgados em 2012 no Balanço Energético Nacional-BEN [1], no Brasil, em 2011, cerca de 44.1% da OIE (Oferta Interna de Energia) era proveniente de fontes renováveis, em contraste com a média mundial, de 13.3% e com a média dos países que compõem a Organização de Cooperação e de Desenvolvimento Econômico OECD (em inglês, *Organization for Economic Co-operation and Development*), em sua grande maioria países desenvolvidos, de 18.3% no ano de 2009.[1]

Segundo o BEN de 2012 [1], a matriz elétrica brasileira continua sendo predominantemente renovável, com a geração hidráulica correspondendo a um montante superior a 74% da oferta de energia. Somando as importações, que são essencialmente de origem renovável, pode-se afirmar que 89% da eletricidade no Brasil é originada de fontes renováveis. De modo que, no cenário mundial, o Brasil apresenta-se como um país que busca aproveitar o seu potencial energético, contribuindo para o desenvolvimento de uma matriz energética com baixos impactos ambientais, mesmo diante dos problemas ambientais associados à construção de usinas hidroelétricas. Porém, o país ainda não apresenta uma posição de destaque no cenário mundial com respeito, por exemplo, à utilização da energia eólica e da energia solar.

Estudos realizados pela EPIA (European Photovoltaic Industry Association), indicaram que em 2012 a energia solar representava 26% da energia renovável instalada

[1] Para manter a coerência entre os gráficos gerados pelos programas utilizados nos cálculos dos resultados, que são baseados na língua inglesa, neste trabalho será utilizada a mesma representação de números decimais, i.e., o separador decimal definido por "." e não por ",".

no planeta. A capacidade acumulada de geração fotovoltaica naquele ano atingiu pouco mais de 102 GW [2], enquanto no Brasil, a capacidade acumulada de geração fotovoltaica era de aproximadamente 7.5 MW [3], apesar do pais apresentar uma dos maiores índices de radiação solar do mundo.

Segundo o GWEC (Global Wind Energy Council), a potência eólica instalada no mundo em 2012, era maior que 282 GW. Em termos econômicos, a energia eólica continua sendo a melhor alternativa de investimento [4].

A energia eólica no Brasil já apresenta um determinado grau de maturidade tecnológica, estando para se tornar economicamente viável para competir com as fontes tradicionais de geração de eletricidade. Além disso, existe um grande potencial eólico a ser explorado, de aproximadamente 140 GW. De acordo com o BEN 2012, a produção de eletricidade a partir do vento no pais, alcançou 2705 GWh em 2011, representando um aumento de 24.3% em relação ao ano anterior, quando se alcançou 2177 GWh.

Em 2011, a potência instalada para geração eólica no pais aumentou 53.7%. Segundo a Banco de Informações da Geração (BIG), da ANEEL, o parque eólico nacional cresceu 498 MW, alcançando 1.426 MW ao final de 2011 [1].

Atendendo ao cenário de constante integração de fontes intermitentes como a energia eólica e a solar aos sistemas elétricos, muitos estudos têm sido desenvolvidos com o intuito de avaliar a capacidade dos atuais sistemas elétricos de suportarem os níveis de integração desse tipo de energia sem que haja degradação dos níveis de segurança de operação e sem perda de qualidade de serviço.

Geradores intermitentes, diferentemente de centrais termoelétricas e centrais hidroelétricas são muito influenciados por fatores externos na geração de eletricidade. Segundo Rosas [5], no caso de sistemas eólicos, a inconstância dos ventos e o tipo de rede elétrica (fraca ou forte) podem alterar a quantidade da geração de eletricidade a partir do vento. As redes elétricas fortes são aquelas cujos efeitos das turbinas eólicas na qualidade de tensão são desprezíveis, sendo desnecessárias medidas extras de controle da tensão. Já nas redes elétricas fracas, como consequência, podem ocorrer efeitos colaterais como a flutuação de tensão, por exemplo. Em sistemas fotovoltaicos, condições climáticas como a ocorrência de dias nublados ou a variação de temperatura influenciam significativamente a radiação solar incidente em um determinada região, de maneira que um mesmo dia sejam gerados diferentes valores de potência. Deste modo, é necessária a utilização de equipamentos ou procedimentos auxiliares para controle da tensão nessas redes elétricas.

1.2 Identificação do Problema

Geradores intermitentes de pequeno porte ou mesmo pequenas centrais eólicas são geralmente conectadas aos sistemas de distribuição. De acordo com a resolução Normativa

da ANEEL,n° 482/2012, esse tipo de geração pode ser definida como microgeração distribuída, caso a potência da central geradora seja inferior a 100 kW e minigeração caso a potência da central geradora seja maior que 100 kW e menor que 1 MW [6]. Na maioria das vezes, esses geradores são conectados à rede elétricas existentes que já possuem consumidores, caracterizando-se uma geração dispersa [5]. Nesta situação, consumidores e geradores compartilham a mesma rede, de modo que variações na geração ou manobras de conexão e desconexão de cargas podem ocasionar problemas com reflexos para os consumidores e para a geração.

Dentre os problemas que podem surgir com a integração de uma quantidade significativa de geradores eólicos à rede de distribuição, pode-se destacar a flutuação de tensão no Ponto de Conexão Comum (PCC). A origem desse problema está fundamentada na característica altamente variável da potência fornecida pela geração eólica. É necessário controlar a tensão em determinados pontos da rede elétrica, evitando-se a violação dos limites de tensão.

Todas as cargas conectadas aos sistemas de distribuição são projetadas para operar em uma faixa limitada de tensão. As tensões dessas cargas devem estar entre os limites estabelecidos por norma.

Uma norma que estabelece os critérios e requisitos de tensão em sistemas de distribuição é a IEEE Std. 1547-2003 "*IEEE standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems*" [7]. De acordo com esta norma, geradores distribuídos não devem regular ativamente a tensão no PCC de sistemas de distribuição, nem causar problemas relacionados à tensão em determinados pontos desses sistemas. A tensão no PCC deve estar sempre dentro da faixa permissível, que tipicamente está entre 0.95 *pu* e 1.05 *pu*.

No Brasil, os Procedimentos de Distribuição de Energia no Setor Elétrico Nacional (PRODIST), documento elaborado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), normatizam e padronizam as atividades técnicas relacionadas ao funcionamento e desempenho dos sistemas de distribuição de energia. O módulo 8 do PRODIST estabelece os procedimento relativos à Qualidade da Energia Elétrica (QEE) nesses sistemas. Dentre os aspectos considerados na QEE em regime permanente ou transitório estão: a tensão em regime permanente, as flutuações de tensão na frequência fundamental e o desequilíbrio de tensão, assim como a distorção harmônica THD (em inglês, *Total Harmonic Distortion*). São estabelecidos os limites adequados, críticos e precários da tensão em regime permanente, bem como os níveis de flutuação, THD e desequilíbrio permitidos.

1.2.1 O Perfil de Tensão em Sistemas de Distribuição

Um exemplo de topologia básica de um sistema de distribuição com diferentes níveis de tensão representados é mostrado na Figura 1.1. De acordo com o módulo 8 do

PRODIST [8], esses sistemas podem ser classificados como: Sistemas de Distribuição de Baixa Tensão (SDBT), Sistemas de Distribuição de Média Tensão (SDMT) e Sistemas de Distribuição de Alta Tensão (SDAT).

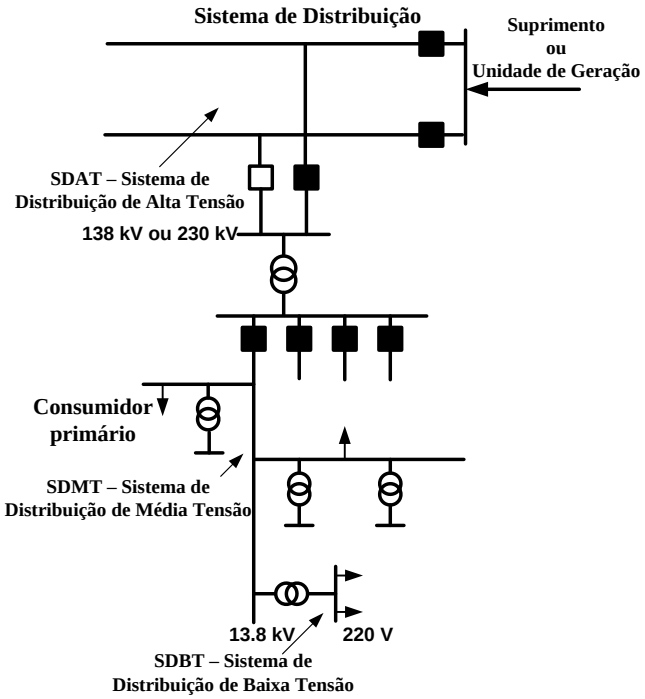

Figura 1.1: Exemplo de um sistema de distribuição básico com diferentes níveis de tensão representados.

Os limites de variação para cada nível de tensão em regime permanente no PCC especificados no Módulo 8 do PRODIST para este ponto de conexão entre 1 kV e 69 kV são mostrados na Tabela 1.1 [8]. Cabe ressaltar que os geradores eólicos são normalmente conectados em pontos com tensões de 13.8 kV, 69 kV até 230 kV.

Tabela 1.1: Valores limites relativos à tensões nominais no PCC superiores a 1 kV e inferiores a 69 kV.

Adequado	$0.93\ pu \leq V_{PCC} \leq 1.05\ pu$
Crítico	$0.9\ pu \leq V_{PCC} < 0.93\ pu$
Precário	$V_{PCC} < 0.90\ pu$ e $V_{PCC} > 1.05\ pu$

Os valores limites relativos à tensões no PCC iguais ou inferiores a 1 kV são mostrados na Tabela 1.2.

Esses geradores geralmente são conectados em sistemas de distribuição de áreas rurais, onde o PCC apresenta valores de impedância de curto circuito elevados. Em alguns casos, este tipo de rede elétrica também é predominantemente resistiva. Desse modo, a compensação de tensão baseada na compensação de reativos pode não ser efetiva ou

Tabela 1.2: Valores limites relativos à tensões nominais no PCC iguais ou inferiores a 1 kV.

Adequado	$0.9\ pu < V_{PCC} < 1.05\ pu$
Crítico	$0.86\ pu \leq V_{PCC} < 0.9\ pu$ ou $1.05\ pu \leq V_{PCC} \leq 1.06\ pu$
Precário	$V_{PCC} < 0.86\ pu$ e $V_{PCC} > 1.06\ pu$

mesmo não ser viável economicamente. Este assunto será melhor explicado no capítulo 2, quando for tratado o controle de tensão em redes elétricas com linhas resistivas.

A Figura 1.2 mostra um circuito equivalente de um sistema de distribuição genérico, composto por duas linhas de distribuição (*Linha* 1 e *Linha* 2) conectadas através de um transformador. Uma fonte de tensão ideal V_1 representa a rede de distribuição e um gerador eólico é conectado a essa rede elétrica. Geradores eólicos são geralmente controlados como fontes de corrente para garantir a máxima extração da energia do vento. Os estudos realizados neste trabalho consideram a turbina eólica conectada à rede através de um conversor de tensão controlado em corrente, portanto, operando como uma fonte de corrente. O Ponto de Conexão Comum (PCC) do gerador eólico com a rede elétrica nesta representação, é considerado no lado de média tensão da rede elétrica (13.8 kV). Uma carga do tipo Z constante (Z_C) é conectada ao PCC. Os parâmetros dessa rede elétrica são mostrados na Tabela 1.3.

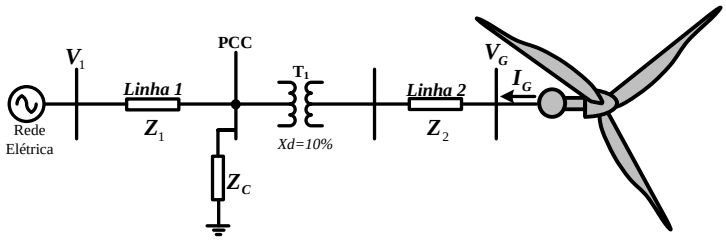

Figura 1.2: Representação simplificada de um gerador eólico conectado a um sistema de distribuição.

A tensão no PCC da rede elétrica mostrada na Figura 1.2, considerando a operação de um gerador eólico a ela conectada pode ser expressa por:

$$V_{PCC} = \frac{Z_C}{Z_1 + Z_C} V_1 + \frac{Z_1}{Z_1 + Z_C} Z_C I_G, \tag{1.1}$$

sendo, Z_1 é a impedância da *Linha* 1, Z_2 é a impedância da *Linha* 2, Z_C é a impedância da carga e I_G é a corrente injetada pelo gerador eólico na rede elétrica. A Figura 1.3 mostra o aumento da tensão no PCC devido à injeção de potência ativa pelo gerador eólico.

A variação da tensão no PCC também depende da impedância entre o PCC e a fonte V_1. Quanto maior for o valor dessa impedância, menor será a potência de curto-circuito e, consequentemente, maior será o impacto da operação do gerador eólico na rede elétrica.

Tabela 1.3: Parâmetros Elétricos do circuito da Figura 1.2.

V_1	13.8 kV
V_G	0.69 kV
Frequência	60 Hz
Z_1	$(0.502 + j0.129)\ \Omega/km$
Z_2	$(0.1352 + j0.032)\ \Omega$
	Transformador
Tensão nominal	$0,69$ kV$/13,8$ kV
Potência nominal	3 MVA
Reatância de dispersão(X_d)	5%
	Gerador Eólico
Potência nominal	1.0 MVA
Fator de potência	unitário

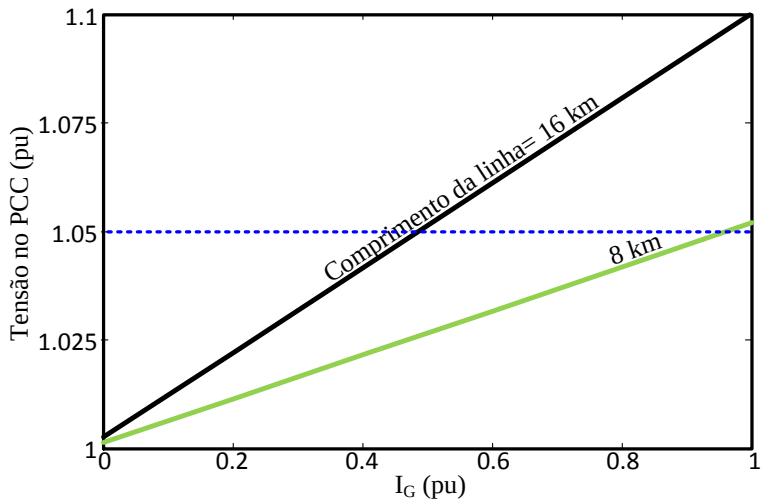

Figura 1.3: Tensão no PCC em função da injeção de corrente do gerador eólico para comprimentos da *Linha* 1 de 8 *km* e 16 *km*.

Os valores de tensão em determinados pontos de um sistema de distribuição podem apresentar maiores variações, por exemplo, quando o perfil de carga dos consumidores muda ao longo de sua operação (variações no fator de potência), resultando em tensões variáveis no PCC. Na Figura 1.4 são mostradas curvas de tensão no PCC do sistema de distribuição genérico da Figura 1.2 em função do ângulo de impedância da carga θ_{Z_C} e tendo como referência I_G. As Figuras 1.4(a) e 1.4(b) mostram a tensão no PCC para três valores de corrente injetada pelo gerador eólico I_G no sistema com linhas de distribuição com características predominantemente resistivas (com razões $R/X \approx 4.0$). Nas Figuras 1.4(c) e 1.4(d) são mostrados valores de tensão no PCC para linhas de distribuição com característica predominantemente indutiva (com razões $R/X = 0.25$). Dependendo do perfil da carga, a tensão do PCC pode alcançar valores fora das faixas estabelecidas por norma [8]. Conforme pode ser observado na Figura 1.4d, a variação de tensão no PCC devido à variação do fator de potência é maior na rede indutiva mais fraca, ou seja, a rede

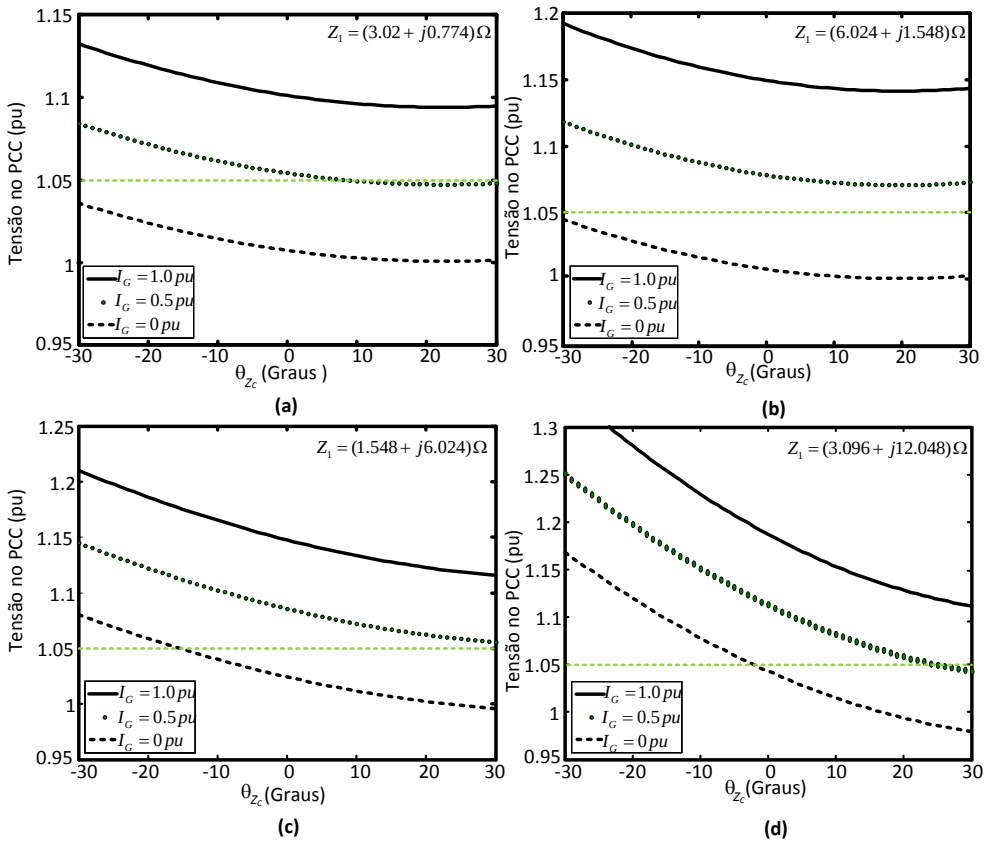

Figura 1.4: Tensão no PCC em função do ângulo de impedância da carga θ_{Z_C}, para uma impedância de carga com módulo constante.

com o maior valor da impedância Z_1. No entanto, o impacto da geração eólica nas redes predominantemente resistivas é maior, principalmente na rede mais fraca, Figura 1.4b.

A violação dos limites de tensão em um sistema de distribuição também pode ocorrer devido à desconexão de cargas significativas. A Figura 1.5 mostra o resultado da análise dinâmica da rede elétrica mostrada na Figura 1.2 realizada no PSCAD/EMTDC. Observa-se através dessa figura a tensão no PCC diante da entrada em operação do gerador eólico no instante $t = 0,4\ s$ e da desconexão da carga Z_C no instante $t = 1,0\ s$. A operação do gerador eólico, faz com que a tensão no PCC alcance um valor próximo de $1,05\ pu$. Com a desconexão de Z_C essa tensão torna-se aproximadamente $1.1\ pu$, que corresponde a um aumento de 10% na tensão do PCC.

1.3 Alternativas de Controle de Tensão

A regulação da tensão nos sistemas de distribuição é normalmente feita por reguladores instalados nas subestações ou ao longo dos alimentadores, e o controle desses reguladores é feito através de relés de controle automático de tensão (CAT) [7]. A metodologia mais utilizada para compensar as quedas de tensão nesses sistemas é a *Line Drop Compensa-*

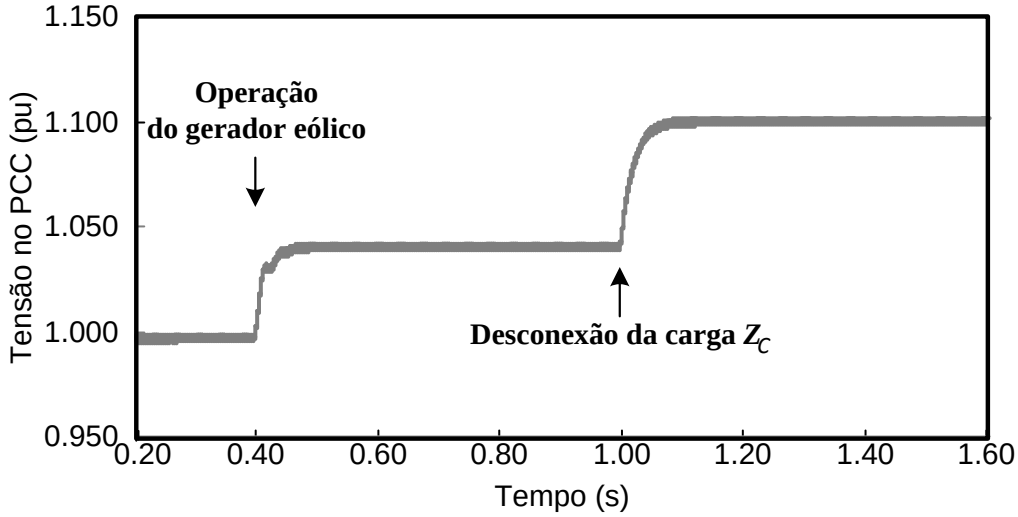

Figura 1.5: Tensão no PCC diante da operação da turbina eólica e desconexão da carga.

tion (LDC). Neste caso, a tensão é regulada considerando a resistência e a reatância da linha, emulando a impedância entre o regulador de tensão e o ponto em que a tensão deve ser mantida constante. Felber [9] menciona estratégias que são empregadas quando as características da rede e a necessidade de melhorias na regulação feita pela LDC não permitem um resultado satisfatório. As estratégias mais comumente adotadas, citadas por [9] são:

- Regulação dinâmica: a tensão de referência (V_{ref}) varia de acordo com as variáveis da rede (corrente, potência, fator de potência e outros) e não existem valores da tensão de referência pré-definidos. A tensão na subestação varia para que a tensão no consumidor esteja dentro do limite de qualidade. Neste caso, pode ser feito um controle automático de tensão com reta de carga e LDP.

- Regulação estática: Os valores mínimos e máximos de referência são constantes independentemente da variação de corrente, potência, faixas de carga e horários, sendo feito o controle automático da tensão com tensão de referência definida.

- Regulação por faixas: Os valores mínimos e máximos de referência são mantidos estáticos para cada grupo de ajustes pré-definidos por horários ou por faixas de carga conectadas à rede elétrica. Neste caso, é feito o controle automático da tensão por um intervalo de tempo definido.

Outra alternativa para melhorar o perfil de tensão em sistemas de distribuição é a repotenciação através do recondutoramento das linhas [10], que consiste em substituir o condutor existente na linha por outro de maior capacidade de transmissão de corrente, elevando assim a potência que a linha pode transmitir. De acordo com Oliveira em [10], existem também os condutores termorresistentes, que podem suportar temperaturas mais

elevadas, proporcionando a transmissão de correntes mais elevadas, durante um determinado intervalo de tempo. O recondutoramento também pode ser realizado, adicionando-se um feixe de condutor em paralelo com os condutores de cada fase da linha.

A repotenciação de linhas de distribuição pode ser feita considerando-se duas ou mais alternativas de reforço da rede elétrica conjuntamente, como a troca dos condutores e o aumento da classe de tensão. Assim, pode-se manter um perfil adequado da tensão no PCC quando houver um aumento na potência a ser injetada na rede elétrica ou crescimento no consumo de energia. No entanto, dependendo da configuração de rede elétrica existente e das medidas adotadas para repotenciar as linhas, são necessários investimentos econômicos significativos se comparados, por exemplo, à adoção de alternativas como a compensação de reativo ou a utilização de equipamentos adicionais (transformadores OLTC ou equipamentos baseados em eletrônica de potência) para manter as tensões em limites aceitáveis.

De acordo com Silva [11] e Gwisdorf [12], o controle de tensão no PCC de sistemas de distribuição com geração distribuída integrada pode ser feito de dois modos: o **Controle indireto de tensão** e o **Controle direto de tensão**. As principais características desses modos de controle de tensão, bem como das principais alternativas adotadas para o controle indireto e direto da tensão em sistemas de distribuição são apresentados a seguir.

1.3.1 Controle Indireto de Tensão

A Figura 1.6 mostra a representação simplificada de uma rede elétrica genérica com controle indireto da tensão no PCC e injeção de corrente através de fonte de corrente intermitente. Neste caso, a tensão no PCC é controlada através da compensação de potência reativa, representada na Figura 2.4 pela fonte de corrente I_{Comp}. Este tipo de compensação pode ser realizada do modo discreto com o uso de capacitores, reatores ou de modo contínuo com equipamentos capazes de controlar correntes reativas [11][13][14].

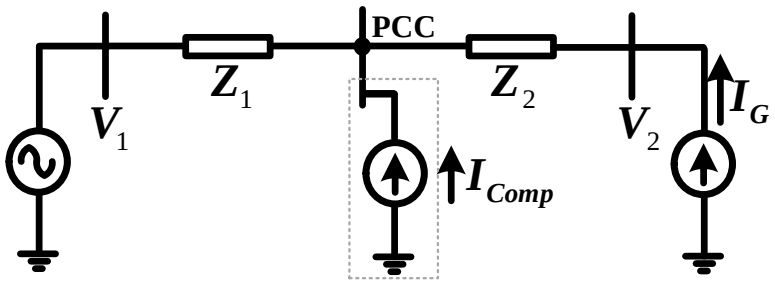

Figura 1.6: Representação simplificada de uma rede elétrica genérica com controle indireto da tensão no PCC e injeção de corrente através de fonte de corrente intermitente.

1.3.2 Controle Direto de Tensão

No modo de controle direto, equipamentos adicionais são instalados na rede elétrica controlando diretamente a tensão em determinados pontos da rede elétrica. A Figura 1.7 mostra a representação simplificada de uma rede elétrica com controle direto da tensão no PCC. A compensação direta da tensão pode ser feita de modo discreto através de transformadores ou de modo contínuo através de equipamentos capazes de sintetizar tensões em série com a linha [12][15][16].

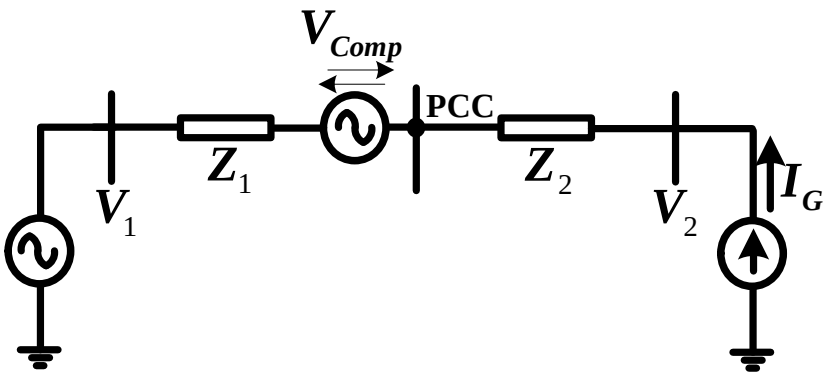

Figura 1.7: Representação simplificada de uma rede elétrica genérica com controle direto da tensão no PCC

1.4 Síntese de Compensadores

A seguir serão apresentadas as principais características das alternativas de controle indireto e direto da tensão.

1.4.1 Síntese de Compensadores Indiretos

O controle indireto de tensão pode ser sintetizado através da compensação de potência reativa ou através de equipamentos baseados em eletrônica de potência como o SVC (*Static Var Compensator*) e o STATCOM (*Static Synchronous Compensator*).

Compensação de potência reativa

No caso da compensação de reativos, capacitores e indutores podem ser conectados em paralelo com o circuito. Esse tipo de compensação é geralmente usada para manter uma determinada potência reativa no PCC [11]. Normalmente, esses equipamentos, quando usados para controle de tensão, o fazem de modo discreto, se chaveados mecanicamente. O controle de tensão por compensação de reativos pode ser baseado no uso de capacitores paralelos chaveados eletronicamente e reatores controlados também eletronicamente para se obter uma regulação de tensão mais precisa [11][13].

O STATCOM - Static Synchronous Compensator

O STATCOM é capaz de controlar a tensão nas proximidades do barramento do sistema elétrico em que é conectado. A Figura 1.8 mostra uma configuração básica de um STATCOM conectado à uma rede elétrica genérica. Este equipamento é implementado através de conversores de tensão (*Voltage Source Converter*-VSC), que possuem no lado CC capacitores que simulam uma fonte de tensão CC e podem servir como fonte de armazenamento de energia. Porém, normalmente a energia armazenada é desprezível. São utilizados transformadores para a conexão do STATCOM ao sistema de potência, compatibilizando os níveis de tensão do conversor e do PCC.

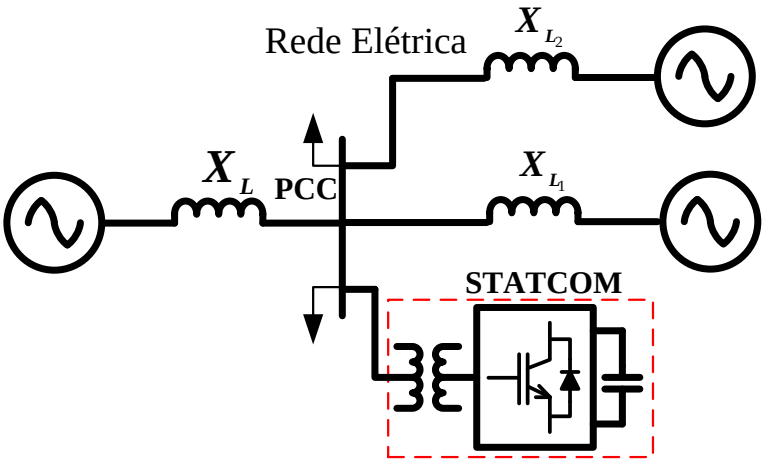

Figura 1.8: Configuração básica de um STATCOM.

O princípio de operação deste compensador é baseado na geração de uma tensão controlável em seus terminais. A magnitude e a fase dessa tensão é sincronizada com a tensão da rede. O controle de magnitude regula a potência reativa no PCC e o controle da fase da tensão regula o fluxo de potência ativa em seus terminais que é usado para o controle da tensão no capacitor do lado CC [14][17][18].

Gerenciamento de potência ativa gerada

A estratégia de gerenciamento de potência ativa gerada é também utilizada para evitar variações significativas de tensão em sistemas de distribuição com geradores eólicos, projetados para fornecer somente potência ativa, o que normalmente é o caso. Essa estratégia permite a redução da variação de tensão no PCC sem que sejam realizadas mudanças no circuito de potência do gerador eólico. Uma redução da potência máxima a ser injetada pelo gerador eólico evita grandes variações na tensão do PCC. A efetividade dessa alternativa depende da frequência com que o aumento da potência injetada pela geração eólica ocorre [11]. O gerenciamento da potência ativa gerada pode ser obtido pela redução do número de unidades de geração conectadas na rede elétrica ou alterando a ordem de

potência ativa dos conversores. No entanto, isso reduz o aproveitamento da energia do vento, o que não é desejável.

1.4.2 Síntese de Compensadores Diretos

A compensação direta da tensão é normalmente realizada por transformadores com comutação de tap sob carga (*On Load Tap Changer*-OLTC). Existem ainda outros equipamentos que são propostos para essa finalidade,tais como: o Compensador Eletromagnético de Tensão - CET, o Condicionador Universal de Energia (*Universal Active Power Line Conditioner*- UPLC) e o Controlador Unificado de Fluxo de Potência (*Unified Power Flow Controller*-UPFC). Esses equipamentos podem ser integrados à subestação para controlar a tensão no PCC [15][16]. Sendo que o UPFC sempre foi usado para controle do fluxo de energia, como diz o próprio nome. Sua utilização como controlador de tensão é uma novidade do presente trabalho.

O Transformador com comutação de *tap* sob carga (*On Load Tap Changer Transformer-OLTC*)

O transformador com comutação de *tap* sob carga é o compensador direto de tensão que é, atualmente, largamente utilizado para o controle de tensão em sistemas elétricos de transmissão e distribuição. Na Figura 1.9 é mostrada uma representação simplificada de um transformador com comutação sob carga, o OLTC. A regulação de tensão feita pelo OLTC é realizada na subestação, através do ajuste discreto do *TAP*, garantindo que as tensões ao longo dos alimentadores sejam mantidas dentro de limites permitidos. O OLTC pode operar em diferentes modos, que são definidos de acordo com a metodologia empregada para o ajuste do *tap* [19].

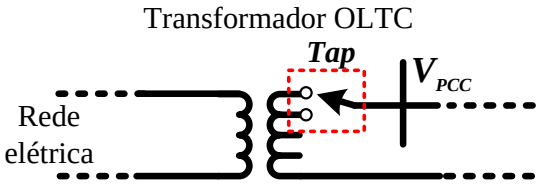

Figura 1.9: Circuito básico de um transformador OLTC.

Em um OLTC, o ajuste do *tap* pode ser feito mecanicamente (tipo mais comum) ou pode-se utilizar tiristores. Neste caso, o *tap* do OLTC é ajustado, controlando o nível de tensão do alimentador próximo ao transformador [11][12]. A estratégia de controle do OLTC baseado no uso de tiristores pode ser implementada considerando a curva de

carga característica. As perdas adicionais introduzidas pelo uso de tiristores podem ser reduzidas quando as chaves são colocadas no lado de alta tensão do OLTC [11].

Dentre as desvantagens apresentadas pelo OLTC pode-se destacar o tempo de resposta da ordem de segundos e o número de chaveamentos [12].

O Compensador Eletromagnético de Tensão - CET

O Compensador Eletromagnético de Tensão é uma proposta de equipamento para regular a tensão em rede de distribuição de média e baixa tensão, através da injeção de tensões de compensação em série com o PCC. A configuração básica de um CET é mostrada na Figura 1.10. Este equipamento é composto por um autotransformador conectado em paralelo com a rede elétrica e um transformador conectado em série com a linha de distribuição. Através do ajuste do *tap* do autotransformador, feito pelo comutador, define-se a tensão a ser imposta em série com a linha de distribuição [20][21].

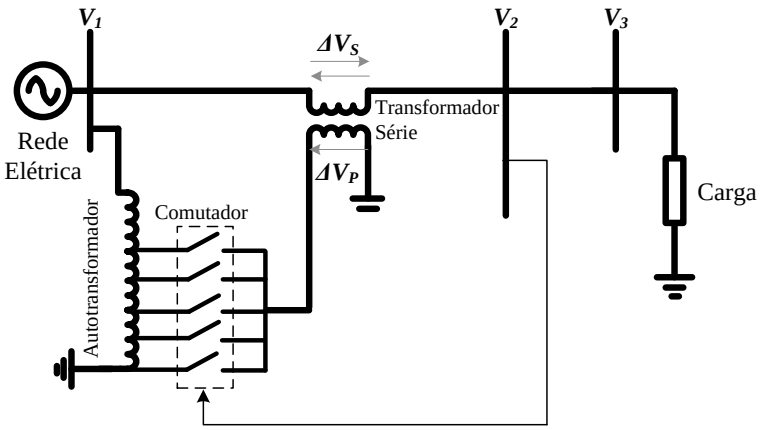

Figura 1.10: O Compensador Eletromagnético de Tensão - CET.

Em [20][21], Santilio e outros apresentam as principais características do CET, como sendo um controlador totalmente eletromagnético que fornece compensação direta através de reforços positivos e negativos de tensão quando ocorrem variações na tensão da rede elétrica. É um equipamento que possui atributos similares aos modernos condicionadores de energia, por exemplo o UPFC, mas com uma estrutura simplificada. Em [22][23], é proposta por Silva, Santilio e Oliveira uma configuração de CET cujo controle do *tap* do autotransformador é feito por tiristores.

Através do controle do ângulo de condução das chaves principais, define-se a magnitude da tensão de compensação ΔV_S. O par de chaves em condução define o aumento ou a diminuição na tensão. Um aumento de tensão na barra V_2 é produzido pela condução das chaves T_1 e T_3. A diminuição dessa tensão é conseguida com a condução das chaves T_2 e T_4. As chaves complementares protegem o enrolamento P do transformador, evitando sobretensões que possam comprometer o nível de isolação desse enrolamento, fornecendo um caminho de circulação de corrente.

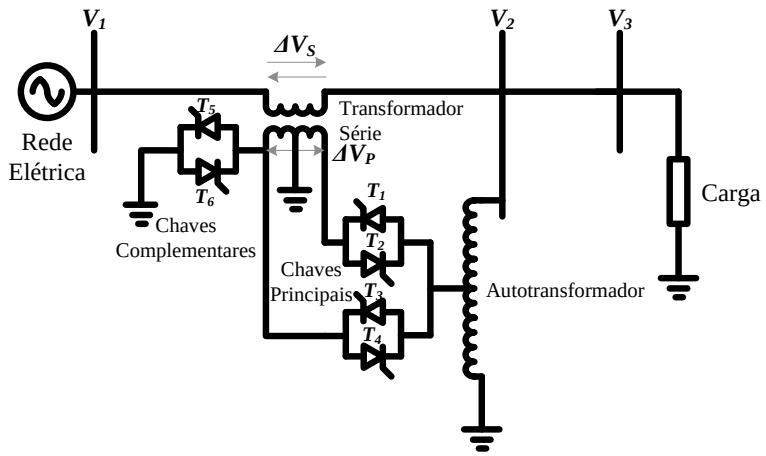

Figura 1.11: Circuito básico de um Compensador Eletromagnético de Tensão - CET com controle eletrônico.

Apesar do CET possuir características que o definem como uma alternativa de controle da tensão tecnicamente viável e de baixo custo, este pode apresentar como desvantagens o uso de mecanismos de comutação e suas ações de controle promovem um ajuste discreto da tensão que podem atrasar o tempo necessário para regulação da tensão no valor desejado. As duas configurações de CET utilizam um transformador com relação de transformação 1 : 1 para conexão com a rede elétrica, e o CET a tiristores pode apresentar elevado conteúdo harmônico de baixa frequência devido ao chaveamento.

O Condicionador Universal de Energia

O conceito de condicionamento universal de energia foi proposto por Brennen e Stacey na década de 80 [24] para aplicações em sistemas de transmissão, sendo baseado na combinação das funcionalidades de conversores série e paralelo para que se obtenha um controlador mais completo. A Figura 1.12 mostra a configuração básica de um Condicionador Universal de energia.

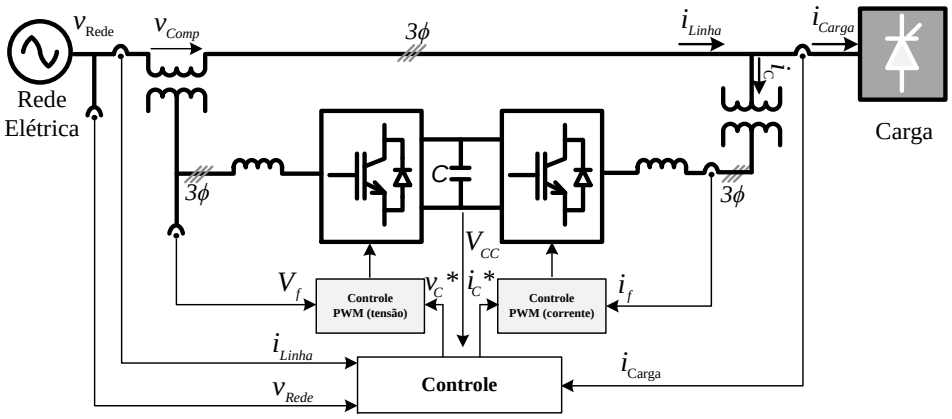

Figura 1.12: Configuração básica de um condicionador universal de energia.

Este equipamento é constituído por dois conversores de tensão com controle PWM (*Pulse Width Modulation*) conectados em *back-to-back*. Dependendo da estratégia de controle adotada, ambos os conversores podem desempenhar diferentes funções de compensação. Por exemplo, funções de compensação na frequência fundamental, tais como compensação de potência reativa, controle de potência ativa e regulação de tensão, podem ser desempenhadas por esses conversores, caracterizando o equipamento como Controlador Unificado de Fluxo de Potência (UPFC) [14]. O UPFC foi originalmente proposto para aplicações à frequência fundamental em sistemas de transmissão, mas também pode ser adaptado para aplicações em sistemas de distribuição.

Esses conversores podem ainda operar, combinando as funções de filtros ativos série e paralelo. Desse modo, são compensados simultaneamente os harmônicos de tensão e corrente. Neste caso, o equipamento é conhecido como UPQC (*Unified Power Quality Conditioner*) conforme apresentado em [25][26][27]. O UPQC é uma proposta de equipamento para compensação de harmônicos/tensão/desbalanço para aplicações industriais. A compensação simultânea realizada pelo UPQC permite que a corrente extraída da rede elétrica e a tensão de alimentação, após serem compensadas, sejam fornecidas à carga em condições senoidais e balanceadas. Um modelo experimental de UPQC, definido como UPQC-S, foi proposto por Khadkikar em [28], para controlar simultaneamente variações momentâneas de tensão (*sag/swell*) e a potência reativa na carga.

O Condicionador Universal de Potência Ativa (UPLC - *Universal Active Power Line Conditioner*) reúne as funcionalidades do UPFC e do UPQC. As estratégias de controle desse equipamento permitem que seus conversores não só desempenhem as funções básicas de um UPFC, mas também que operem como filtros ativos. Segundo Aredes, Heumann e Watanabe [29], o UPLC agrupa duas classes de compensação: a compensação de potência na frequência fundamental (UPFC) e a compensação harmônica (UPQC) para melhoria da qualidade de energia elétrica. As diferentes funções de compensação desempenhadas pelos conversores de um UPLC são descritas no diagrama mostrado na Figura 1.13 [29]:

As funções desempenhadas pelo UPFC caracterizam-se como um subconjunto das funções desempenhadas por um UPLC.

O UPFC

O UPFC é um dos mais versáteis controladores FACTS operando na frequência fundamental, combinando características do STATCOM com o SSSC (*Static Synchronous Series Compensator*). Este equipamento pode controlar simultaneamente ou seletivamente várias grandezas elétricas de um sistema de potência, por exemplo: tensão, corrente, impedância ou defasagem. Pode-se ainda, controlar independentemente o fluxo de potência ativa na linha e a potência reativa no ponto de conexão com o circuito. Na Figura 1.14 é mostrado o diagrama esquemático do UPFC convencional. O UPFC, como

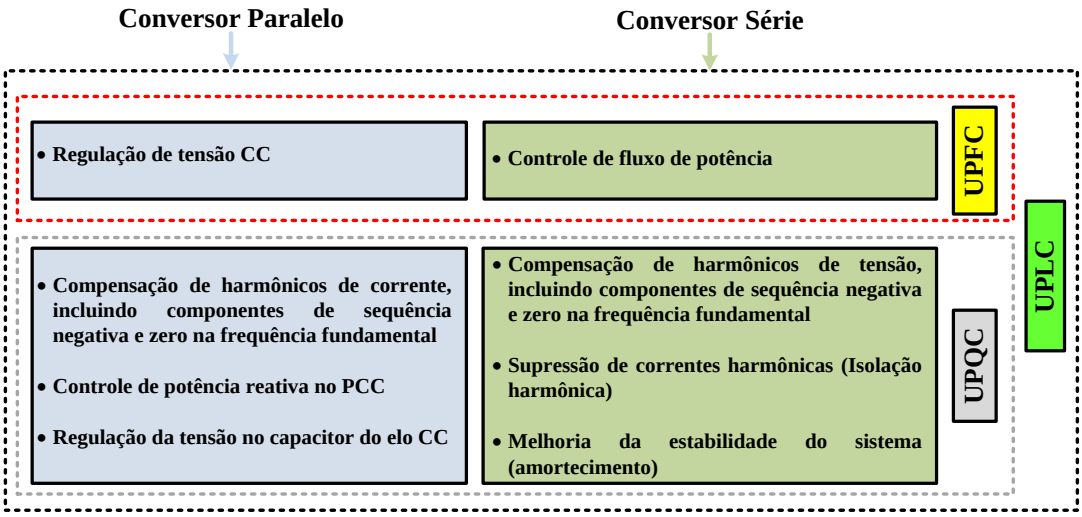

Figura 1.13: Funções de compensação desempenhadas por um UPLC.

originalmente proposto por Gyugyi [14], é composto por dois VSCs trifásicos conectados em *back-to-back* através de um elo CC. Cada VSC é conectado a um transformador de acoplamento em seu lado de corrente alternada (CA) e produz tensões senoidais.

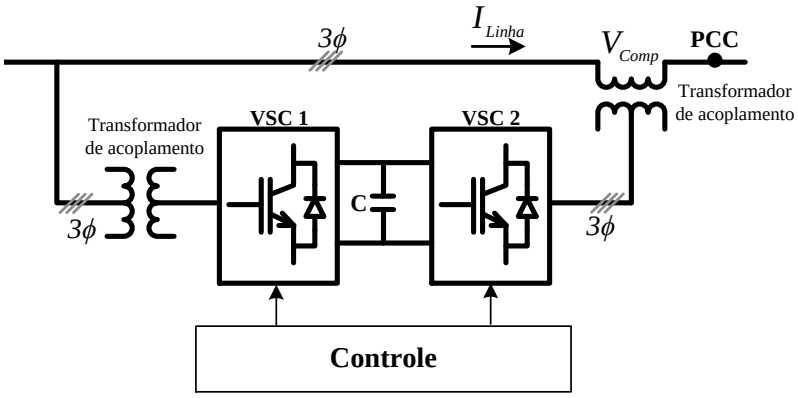

Figura 1.14: Diagrama trifásico de um UPFC baseado em VSCs trifásicos.

O VSC série sintetiza tensões com magnitude e fase controladas em relação à corrente da linha, podendo assumir diferentes funcionalidades em uma rede elétrica. No presente trabalho, o VSC série é usado para controlar a tensão no PCC, assim a tensão sintetizada pelo VSC série é mantida em fase ou em contra-fase com a tensão de referência e sua magnitude é controlada, mantendo a tensão no PCC igual à referência. A função do VSC paralelo é absorver ou fornecer a potência ativa necessária para manter a tensão no elo CC constante. Caso seja necessário, os VSCs série e paralelo podem operar independentemente: o VSC 1 como STATCOM e o VSC 2 como SSSC, ambos controlando exclusivamente as suas potências reativas de forma independente [14][30].

Existem alguns trabalhos propondo a utilização do UPFC para controlar a tensão em sistemas de distribuição [11][31][32]. Em [11] é proposta a utilização de um UPFC

convencional para controlar a tensão no PCC de sistemas de distribuição também com geração fotovoltaica. Uma outra configuração denominada D-UPFC é proposta em [31]. Neste caso, um UPFC baseado no uso de conversores matriciais é utilizado para controlar a tensão no PCC de um sistema de distribuição com geração fotovoltaica. Outra proposta de utilização do UPFC é feita em [32], em que o UPFC é utilizado para melhorar o perfil de tensão de uma microrrede com ou sem conexão com a rede elétrica convencional. Em [33], é proposto o uso do UPFC para melhorar o desempenho dinâmico de um sistema de conversão de energia eólica para LVRT (*Low Voltage Ride-Through*) e amortecer oscilações do gerador de indução diante de condições de falta.

O UPFC apresenta algumas limitações. Uma delas está relacionada ao seu elevado custo. O UPFC convencional também é um equipamento baseado no uso de conversores trifásicos, podendo apresentar desempenho insatisfatório diante de situações em que haja desequilíbrio entre as tensões.

1.5 Motivação

Como mencionado, condições operacionais apresentadas pelos sistemas elétricos com geração intermitente, que pode ser eólica por exemplo, como a mudança no perfil de carga e redes com linhas predominantemente resistivas aliadas ao aumento da potência injetada pelas turbinas eólicas levam a tensão no PCC a valores fora dos limites de conformidade. O controle da tensão nesses sistemas pode ser feito de dois modos: o controle indireto de tensão e o controle direto de tensão. As principais alternativas que podem ser empregadas no controle da tensão no PCC desses sistemas foram apresentadas anteriormente, destacando-se o controle direto que, atualmente, é feito por transformadores com comutação de *tap* sob carga (OLTC), podendo ser realizado pelo UPFC.

Existem muitos trabalhos propondo a utilização do UPFC para o controle de fluxo de potência ou amortecimento de oscilações em sistemas de transmissão [34][35][36]. Poucos trabalhos já propõem o uso deste equipamento para o controle da tensão [11][31]. No entanto, ainda existe a necessidade de se estudar profundamente o emprego do UPFC como controlador direto de tensão.

Uma análise fasorial do desempenho do UPFC pode ser usada para demonstrar a capacidade deste equipamento para atuar como controlador direto de tensão. Além disso, para justificar o emprego do UPFC no controle de tensão de sistemas elétricos com geração eólica integrada pode-se comparar o controle indireto de tensão com o controle direto, em termos da capacidade nominal de cada alternativa adotada para sintetizar cada um dos tipos de controle (direto e indireto). Dessa forma, pode-se apontar um UPFC (controle direto) de menor capacidade nominal, se comparado, por exemplo, ao STATCOM (controle indireto), como uma alternativa para o controle da tensão em redes elétricas com as características comumente apresentadas pelos sistemas de distribuição.

1.6 Objetivo

O presente trabalho propõe a utilização de uma configuração simplificada de UPFC, baseada no uso de VSCs monofásicos (UPFC - 1ϕ), que pode ser conectado em um nível mais baixo de tensão de isolação, para controlar a tensão no PCC de sistemas de distribuição com geração eólica, evitando que a tensão no PCC ultrapasse os limites estabelecidos por norma quando a injeção de potência por parte do gerador eólico aumentar, ou mesmo, quando mudanças no perfil das cargas fizerem com que a tensão no PCC alcance valores inaceitáveis.

Na Figura 1.15 é mostrada a representação para uma das fases do sistema de um arranjo de UPFC - 1ϕ. Os VSCs série são conectados à rede elétrica sem a utilização de transformadores de acoplamento.

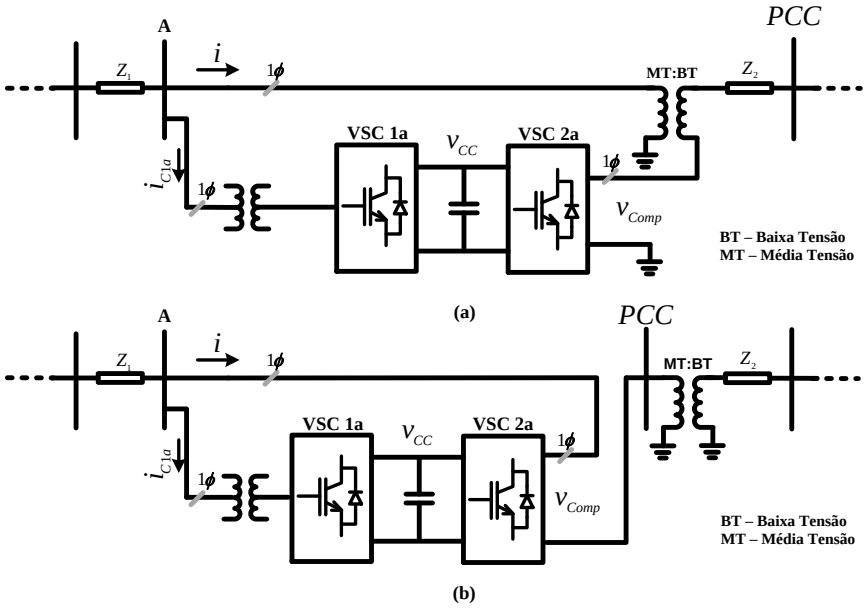

Figura 1.15: Diagrama simplificado de um UPFC - 1ϕ. (a) Conexão no lado de baixa tensão; (b) Conexão no lado de média tensão.

Para atingir o objetivo geral do trabalho, que é o controle direto da tensão através do UPFC - 1ϕ, são propostos os seguintes objetivos parciais:

- Apresentar uma análise comparativa entre o controle direto e o controle indireto em redes elétricas com características distintas, demonstrando em que situação o controle direto realizado pelo UPFC pode ser mais vantajoso que o controle indireto em termos de potência nominal do equipamento;

- Demonstrar a potencialidade do UPFC - 1ϕ para controlar a tensão, apresentando as principais características deste equipamento e, evidenciando-se dentre seus modos operacionais, o de controle da tensão;

- Analisar o desempenho do UPFC - 1ϕ controlando a tensão em redes de distribuição com geração eólica integrada, considerando uma configuração compacta de UPFC (especificação mais viável), que possa fornecer compensação de tensão independente para cada fase do sistema, podendo atuar mesmo em situações em que haja desequilíbrio de tensão.

1.7 Estrutura do Texto

O texto desta tese está dividido em 5 capítulos, incluindo a introdução, onde são feitas considerações sobre o perfil de tensão no PCC de sistemas de distribuição com geradores eólicos integrados, problemas associados ao aumento da potência injetada por esses geradores e principais alternativas utilizadas para controlar a tensão nesses sistemas. Neste capítulo propõe-se o uso de um UPFC baseado em VSCs monofásicos para o controlar da tensão no PCC.

No capítulo 2 é feita uma análise comparativa entre o controle direto e o controle indireto em redes elétricas com características distintas, demonstrando que o controle direto é mais eficaz que o controle indireto em redes elétricas com características predominantemente resistivas.

No capítulo 3 são apresentados os princípios básicos de um Controlador Unificado de Fluxo de Potência (UPFC), suas principais características, limitações e modos de controle. Serão feitas considerações sobre as configurações de conversores normalmente utilizadas na composição de um UPFC. Além disso, serão analisadas duas configurações de UPFC baseadas em conversores monofásicos, com um arranjo simplificado para os conversores série, que são conectados à rede sem o uso de transformadores. Em seguida serão propostas estratégias de controle para a tensão no PCC com base no modelo analítico obtido.

O capítulo 4 apresenta os resultados do desempenho dinâmico do UPFC baseado em VSCs monofásicos controlando diretamente a tensão em redes de distribuição com geração eólica integrada. Também é objetivo deste capítulo mostrar que a tensão no PCC de sistemas de distribuição pode ser controlada por um UPFC de capacidade nominal menor que a capacidade nominal de um STATCOM para a mesma finalidade.

No capítulo 5 estão as principais conclusões obtidas com relação ao tema desenvolvido, e são também apresentadas algumas sugestões para trabalhos futuros.

Capítulo 2

Comparação entre Controle Indireto e Controle Direto de Tensão

2.1 Introdução

Como visto no capítulo anterior, existem dois modos para controlar a tensão em sistemas de distribuição, o modo de controle indireto e o modo de controle direto. No modo de controle indireto, a tensão no PCC é controlada através do controle da potência reativa, feita por equipamentos conectados em paralelo. No modo de controle direto, são necessários equipamentos conectados em série na rede elétrica para somar ou subtrair a tensão diretamente em determinados pontos.

O objetivo deste capítulo é apresentar uma análise comparativa do desempenho dos controles indireto e direto em redes elétricas com geração eólica ou outra fonte intermitente conectada. Será considerada como alternativa de controle indireto, o uso do STATCOM e como alternativa de controle direto, o uso do UPFC. As análises serão realizadas com três linhas de características diferentes: predominantemente resistivas, predominantemente indutivas e mistas ($R/X \approx 1$). Para isso, será utilizado o modelo analítico de uma rede elétrica genérica, incluindo controles direto e indireto da tensão no PCC. Em seguida, serão mostrados os resultados de uma análise comparativa entre esses dois modos de controle da tensão.

2.2 Representação da Rede Elétrica com Geração Eólica

A Figura 2.1 mostra um circuito equivalente de uma rede de distribuição genérica. Neste caso, um gerador eólico é conectado à rede. Geradores eólicos são geralmente conectados à rede elétrica através de conversores de tensão controlados em corrente, operando como fontes de corrente com fator de potência unitário, que associados a técnicas de controle específicas garantem a máxima extração da energia do vento. Dessa forma, pode-se con-

siderar o sistema turbina/gerador/conversor eólico representado por uma fonte de corrente equivalente, que injeta potência ativa no PCC, com fator de potência unitário.

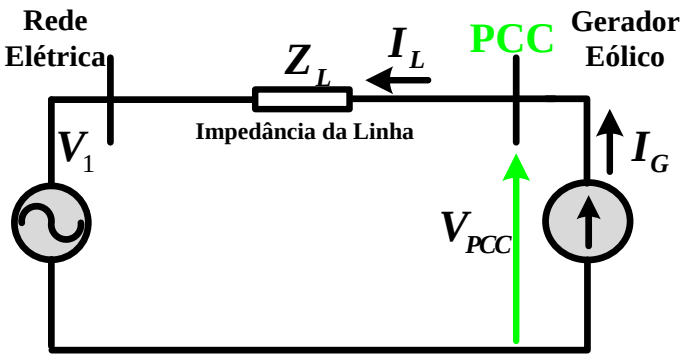

Figura 2.1: Circuito equivalente de uma rede de distribuição genérica com geração eólica.

A rede elétrica é considerada pelo seu equivalente de Thevenin, através de uma fonte de tensão constante (V_1) e da impedância da linha (Z_L). Não há carga conectada no PCC, representando a situação na qual a carga está desconectada do PCC e ocorre um aumento na potência injetada pelo gerador eólico. Fazendo uma análise prévia da rede elétrica mostrada na Figura 2.1, pode-se prever o comportamento dessa rede diante de variações na potência injetada pelo gerador eólico. Assim, considerando-se que a tensão da rede V_1 seja mantida constante, com o início da operação do gerador eólico, observa-se que a tensão no PCC tende a aumentar com o aumento na potência injetada por este gerador na rede. Essa tensão depende da corrente da linha, que possui o sentido indicado na Figura 2.1 e pode ser expressa por:

$$V_{PCC} = I_L Z_L + V_1, \tag{2.1}$$

Por inspeção de (2.1), pode-se concluir que geradores eólicos conectados à rede elétrica aumentam a tensão no PCC, e o valor de V_{PCC} depende da tensão da rede (V_1) e da impedância na linha (Z_L). Dependendo do nível de tensão em que a geração eólica é conectada, a impedância da linha pode apresentar características diferenciadas.

2.2.1 A impedância Série da Linha

Segundo Laaksonen, Saari e Komulainen em [37], em redes elétricas de baixa tensão, as impedâncias das linhas apresentam características predominantemente resistiva, ao passo que, em redes de alta tensão as linhas possuem impedâncias predominantemente indutivas. Em redes de média tensão, a relação entre as parcelas resistivas e indutivas das impedâncias das linhas é aproximadamente unitária.

A impedância da linha influencia no perfil de tensão de uma rede elétrica, e consequentemente no desempenho de uma rede elétrica com geração eólica conectada. Nas análises seguintes serão consideradas linhas de distribuição com as seguintes características:

- Linhas com impedância série predominantemente resistiva: $R > X$;
- Linhas mistas com impedância série com parcelas R e X aproximadamente iguais;
- Linhas com impedância série predominantemente indutiva: $R < X$.

Os diagramas fasoriais das tensões e correntes para algumas condições da rede elétrica mostrada na Figura 2.1 são apresentados na Figura 2.2. Esses diagramas consideram duas características para a impedância da linha (Z_L) (resistivas ou indutivas) e um mesmo valor de corrente injetada pelo gerador eólico (I_G). No primeiro caso, mostrado na Figura 2.2(a), a impedância Z_L é puramente resistiva. A Figura 2.2(b), representa a situação em que impedância Z_L é puramente indutiva. O aumento da tensão no PCC é maior na rede elétrica com impedância puramente resistiva. No caso indutivo, a maior variação é na fase.

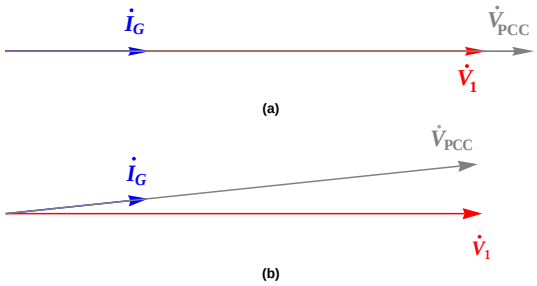

Figura 2.2: Diagramas fasoriais das tensões e correntes do circuito equivalente de uma rede de distribuição com geração eólica. (a) Rede puramente resistiva; (b) Rede puramente indutiva.

No diagrama fasorial mostrado na Figura 2.3(a), a impedância Z_L é predominantemente resistiva com razão $R/X = 4.0$ e o digrama fasorial da Figura 2.3(b), representa a situação em que impedância Z_L é predominantemente indutiva com razão $R/X = 0.25$. Comparando esses diagramas fasoriais, observa-se mais uma vez, que o aumento na tensão do PCC é maior quando a rede elétrica apresenta impedância mais resistiva.

A seguir, os desempenhos dos controles direto e indireto de tensão no PCC da rede elétrica, mostrada na Figura 2.1, serão analisados, considerando linhas de distribuição com as características acima mencionadas. Serão feitas comparações em termos da potência aparente necessária para que cada modo de controle mantenha a tensão no PCC no valor desejado. [1]

[1] Todos os resultados da modelagem analítica da rede elétrica mostrada na Figura 2.1, considerando a compensação direta ou indireta de tensão no PCC, foram obtidos no software Mathematica.

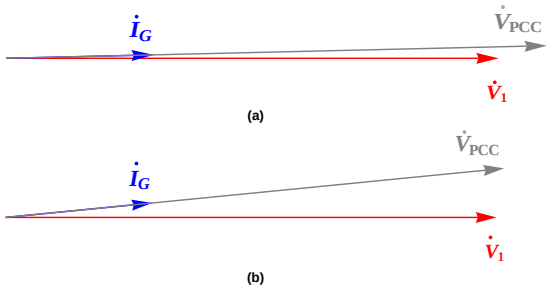

Figura 2.3: Diagramas fasoriais das tensões e correntes do circuito equivalente de uma rede de distribuição com geração eólica. (a) Rede resistiva; (b) Rede indutiva.

2.3 Controle Indireto

A análise do desempenho do controle indireto de tensão pode ser realizada por meio da Figura 2.4. Neste caso, a compensação indireta da tensão é feita através de um STATCOM representado por uma fonte que injeta correntes reativas na linha (I_{Comp}). A linha é modelada através de sua impedância equivalente de Thevenin, desprezando a capacitância paralela, já que todas as análises serão feitas considerando linhas curtas.

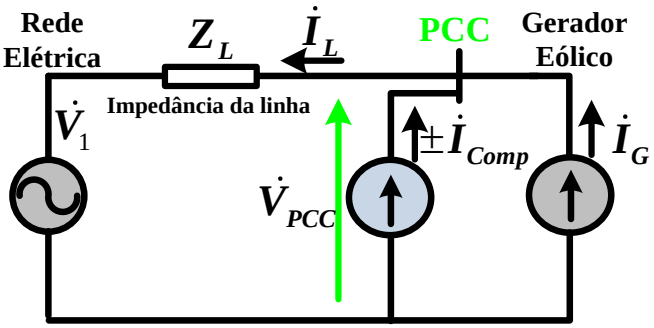

Figura 2.4: Circuito equivalente de uma rede de distribuição genérica com geração eólica e controle indireto da tensão no PCC.

O comportamento da rede elétrica mostrada na Figura 2.4 pode ser descrito por:

$$\frac{\dot{V}_{PCC}}{Z_L} - \frac{\dot{V}_1}{Z_L} - \dot{I}_G = \dot{I}_{Comp} \tag{2.2}$$

Substituindo os fasores em (2.2) por suas partes real e imaginária, obtém-se o seguinte sistema de equações:

$$\frac{V_{PCC}}{Z_L}\cos(\phi - \theta_{Z_L}) - \frac{V_1}{Z_L}\cos(\phi_1 - \theta_{Z_L}) - I_G\cos(\phi) = I_{Comp}\cos(\phi_i) \tag{2.3}$$

e

$$\frac{V_{PCC}}{Z_L}\sin(\phi - \theta_{Z_L}) - \frac{V_1}{Z_L}\sin(\phi_1 - \theta_{Z_L}) - I_G\sin(\phi) = I_{Comp}\sin(\phi_i), \tag{2.4}$$

em que I_{Comp} e $\phi_i = \phi \pm {}^{\pi}/_{2}$ são a magnitude e a fase da corrente de compensação.

Sendo (2.3) e (2.4) equações não lineares, faz-se necessário o uso de métodos numéricos para resolvê-las. Dessa forma, são definidos os valores iniciais para I_{comp} e ϕ, e através do método de Newton [38], encontra-se a solução das equações.

Os diagramas fasoriais das tensões e correntes da rede elétrica mostrada na Figura 2.4 são apresentados na Figura 2.5. Esses diagramas mostram os valores de corrente de compensação ($\dot{I}_{Comp}$) necessários para manter a tensão no PCC em 1.0 pu, considerando duas características para a impedância da linha Z_L (resistiva ou indutiva) e um mesmo valor de corrente injetada pelo gerador eólico na rede elétrica. Na Figura 2.5(a), a impedância Z_L é predominantemente resistiva com razão $R/X = 4.0$ e a Figura 2.5(b), representa a situação em que impedância Z_L é predominantemente indutiva com razão $R/X = 0.25$. Nota-se nessa análise, que a corrente de compensação ($\dot{I}_{Comp}$) necessária para manter a tensão no PCC em 1.0 pu é maior na rede predominantemente resistiva.

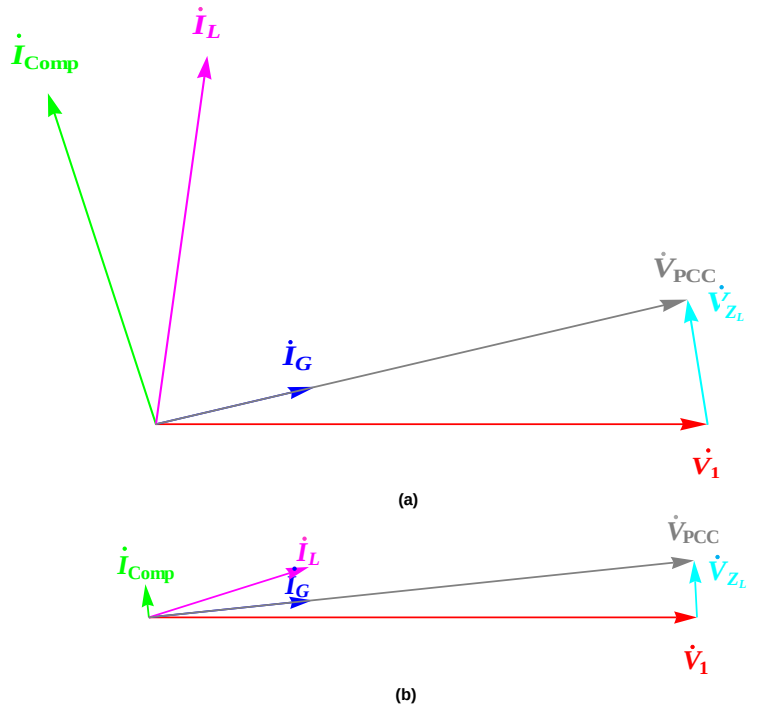

Figura 2.5: Diagramas fasoriais das tensões e correntes do circuito equivalente de uma rede de distribuição genérica com geração eólica. (a) Rede resistiva e controle indireto da tensão no PCC; (b) Rede indutiva e controle indireto da tensão no PCC.

2.3.1 Análise do controle indireto

A Figura 2.6 mostra a corrente de compensação imposta pelo controle indireto para manter a tensão no PCC controlada, como função da corrente injetada pelo gerador eólico. Primeiramente, foi estabelecida a condição em que a tensão no PCC fosse mantida estritamente em 1.0 pu, sendo consideradas linhas de distribuição predominantemente resistivas

($R/X \approx 4.0$), com diferentes comprimentos. Desse modo, tem-se linhas com diferentes níveis de curto-circuito para avaliar o desempenho do controle indireto em redes fortes (redes com menor comprimento) e fracas (redes com maior comprimento). Nesta análise, a compensação só é realizada nos casos em que as variações na tensão do PCC são maiores que 3%.

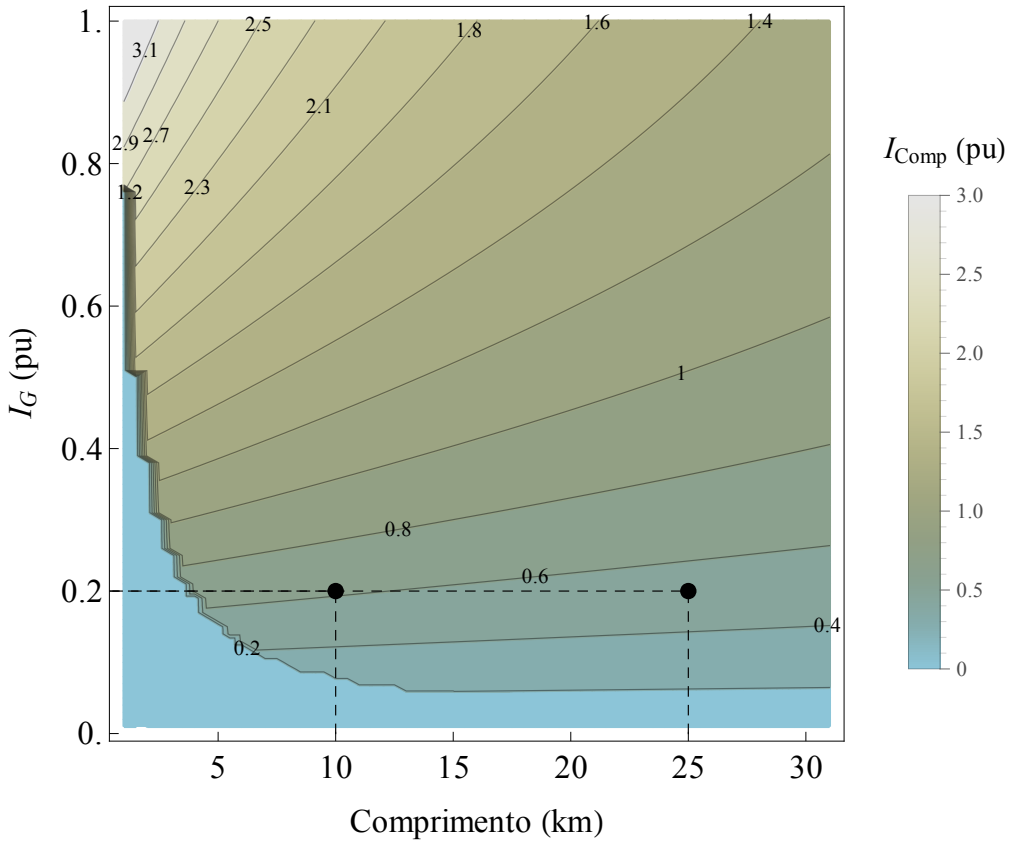

Figura 2.6: Corrente de compensação como função da corrente injetada pelo gerador eólico e comprimento da linha Z_L - Controle indireto com $R/X \approx 4.0$ e tensão no PCC igual a 1.0 pu.

Como pode ser visto na Figura 2.6, o aumento na injeção de corrente pelo gerador eólico resulta em valores significativos de corrente de compensação. Os níveis de compensação impostos pelo controle indireto dependem do comprimento da linha Z_L. As linhas de distribuição com comprimento entre 1 km e 10 km, (as redes mais fortes) necessitam dos maiores níveis de compensação reativa. Por exemplo, se é injetada uma corrente de 0.2 pu pelo gerador eólico em uma linha de 10 km, a corrente de compensação I_{Comp} necessária para manter a tensão no PCC em 1.0 pu é de aproximadamente 0.6 pu. Os valores de corrente de compensação necessários nessas linhas tornam-se impraticáveis com o aumento da magnitude das correntes injetadas pelo gerador eólico. Nas redes de distribuição com linhas mais longas, ou seja, redes mais fracas, são necessários menores níveis de compensação. Conforme mostrado na Figura 2.6, se é injetada uma corrente de 0.2 pu pelo gerador eólico em uma linha de 25 km, a corrente de compensação I_{Comp} é menor que 0.6 pu. Porém, esse ainda pode ser um nível de compensação reativa im-

praticável.

Na Figura 2.7 são mostrados os valores de corrente de compensação impostos pelo controle indireto na rede com $R/X \approx 4.0$, aumentando-se a margem de controle da tensão no PCC. Nesta situação, por exemplo, a tensão no PCC pode ser mantida entre 0.97 pu e 1.03 pu e a compensação indireta só é realizada quando ocorrem variações nessa tensão maiores que 3%. Com esta ampliação da faixa de variação de tensão tem-se como consequência a diminuição da corrente de compensação para valores mais factíveis.

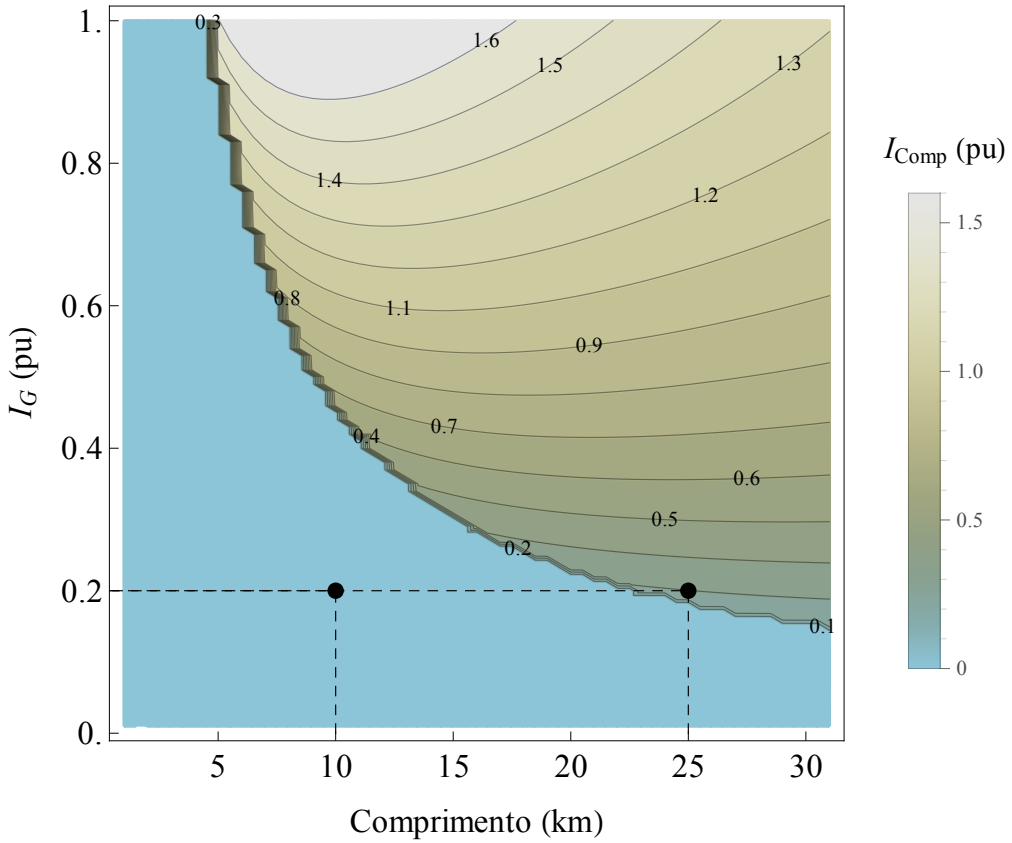

Figura 2.7: Corrente de compensação como função da corrente injetada pelo gerador eólico e comprimento da linha Z_L - Controle indireto com $R/X \approx 4.0$ e tensão no PCC igual a 1.03 *pu*.

Conforme mostrado na Figura 2.7, para uma geração até cerca de 0.2 pu não há necessidade de compensação. Nas redes elétricas com linhas de distribuição mais curtas (com comprimentos entre 1 km e 5 km) as variações de tensão no PCC são menores que 3.0% para injeções de corrente até aproximadamente 1.0 pu pelo gerador eólico. Para essa faixa de comprimento de linha não há necessidade de compensação de reativos. Os maiores valores de corrente de compensação são obtidos para as linhas com comprimentos entre 5 km e 20 km com gerações entre 0.3 pu e 0.9 pu. A máxima corrente de compensação obtida neste caso, é de aproximadamente 1.6 pu, sendo menor que o valor obtido anteriormente, de cerca de 3.1 *pu*.

Nas linhas de comprimentos maiores que 20 km, as variações de tensão no PCC ocorrem a partir de injeções mínimas de corrente pelo gerador eólico, por exemplo, a corrente

de compensação I_{Comp} para uma corrente injetada pelo gerador eólico de 0.2 pu na linha de 25 km é de 0.3 pu. O valor máximo de corrente de compensação obtido para essas linhas é de 1.3 pu, mas mesmo assim é um valor significativo. O que torna impraticável a compensação indireta nesse tipo de rede elétrica.

Uma segunda análise considerou uma rede elétrica com $R/X \approx 1.0$, valor típico de linhas de distribuição de média tensão. Os valores de corrente de compensação impostos pelo controle indireto para manter a tensão no PCC em 1.0 pu caso hajam para variações maiores que 3% nessa tensão, em função da corrente injetada pelo gerador eólico e do comprimento da linha Z_L, são mostrados na Figura 2.8.

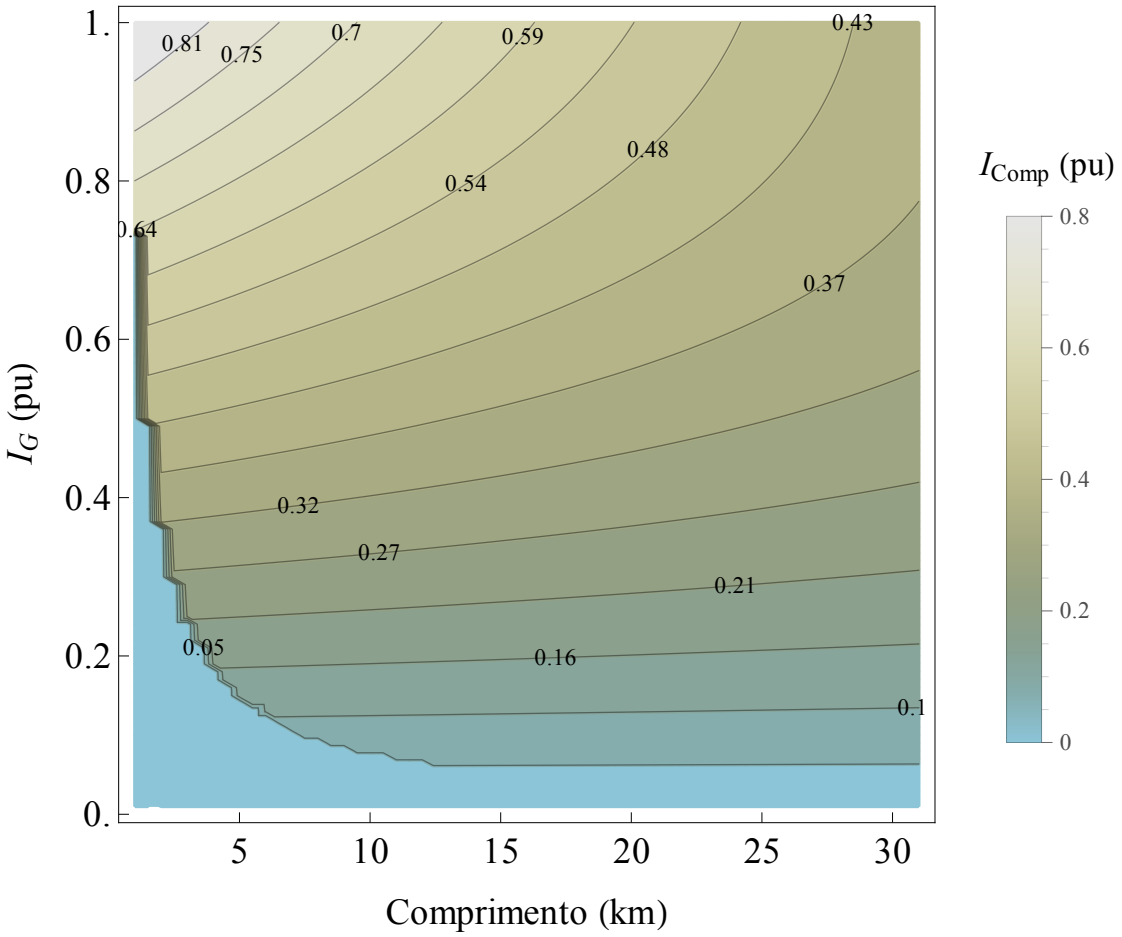

Figura 2.8: Corrente de compensação como função da corrente injetada pelo gerador eólico e comprimento da linha Z_L - Controle indireto e $R/X \approx 1.0$ e tensão no PCC igual a 1.0 pu.

Os valores de corrente de compensação obtidos são menores que os apresentados na Figura 2.6, para linhas predominantemente resistivas. As linhas mais curtas necessitam de valores de corrente de compensação menores que 1.0 pu quando são injetadas corrente entre 0.5 pu e 1.0 pu. As linhas com comprimentos maiores que 10 km necessitam de correntes de compensação entre 0.1 pu e 0.5 pu para gerações a partir de 0.05 pu. À medida que a parcela resistiva da impedância da linha de distribuição diminui, também diminui o nível de compensação que deve ser imposto pelo controle indireto para que a

tensão no PCC seja controlada.

Na Figura 2.9 são mostrados os valores de corrente de compensação impostos pelo controle indireto na rede com $R/X \approx 1.0$, aumentando-se a margem de controle da tensão. Nesta situação, a tensão no PCC é mantida em 1.03 *pu* e a compensação só é realizada para variações de tensão além da faixa de $\pm 3\%$.

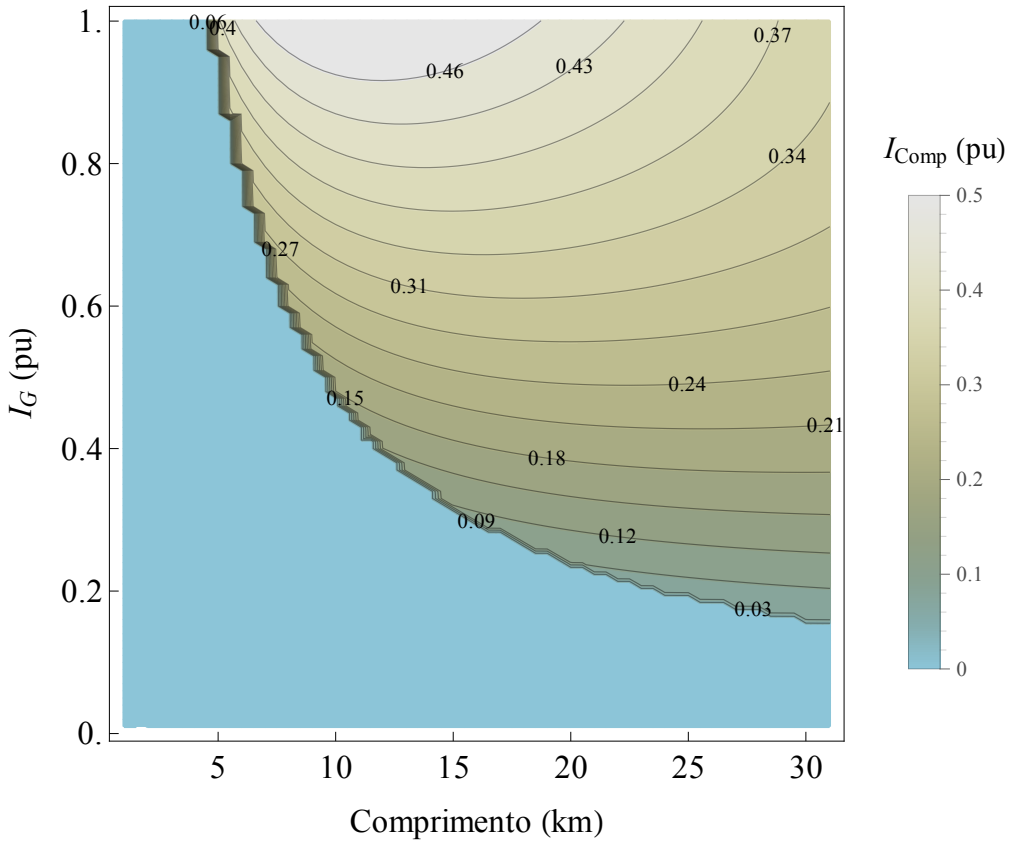

Figura 2.9: Corrente de compensação como função da corrente injetada pelo gerador eólico e comprimento da linha - Controle indireto, $R/X \approx 1.0$ e tensão no PCC igual a 1.03 *pu*.

Observa-se neste caso, que para geração até cerca de 0.2 pu não há necessidade de compensação de reativos. Nas redes elétricas com linhas de distribuição curtas, com comprimentos até 5 km, as variações de tensão no PCC são menores que 3.0% para gerações entre 0.0 pu e aproximadamente 1.0 pu, não sendo necessário compensar indiretamente a tensão. Nas linhas com comprimento entre 5 km e 20 km, a máxima corrente de compensação necessária para manter a tensão no PCC em $\pm 3\%$ é de aproximadamente 0.5 pu. Nas linhas de maior comprimento (com comprimento entre 20 km e 30 km), as variações acima 3% na tensão do PCC ocorrem a partir de injeções mínimas de corrente pelo gerador eólico e o valor máximo de corrente de compensação necessária é de 0.4 pu. Os valores de compensação impostos pelo controle indireto diante das duas condições analisadas ($V_{PCC} = 1.0$ pu $V_{PCC} = 1.03$ *pu*), são menores que os valores obtidos no caso anterior, com a rede elétrica predominantemente resistiva, mas mesmo assim significativos, e para alguns valores de corrente injetados pelo gerador eólico, podem também

tornar impraticável a utilização da compensação de reativos.

Na Figura 2.10 são mostrados os valores de corrente de compensação impostas pelo controle indireto para manter a tensão no PCC em 1.0 pu em uma rede elétrica predominantemente indutiva para variações maiores que 3% nessa tensão. Conforme mostrado nessa figura, nesse tipo de rede elétrica o controle indireto apresenta os menores valores de corrente de compensação se comparado aos valores de corrente de compensação obtidos para as demais redes apresentadas. As variações de tensão no PCC acima de 3% só ocorrem para as linhas mais longas e quando os valores das corrente injetadas pelo gerador eólico são maiores que 0.5 pu.

As variações de tensão no PCC de uma rede elétrica predominantemente indutiva ($R/X \approx 0.25$), como função da corrente injetada pelo gerador eólico e comprimento da linha Z_L são mostradas na Figura 2.11. Nesta caso, o valor de referência adotado para a tensão no PCC é de 1.03 pu. Um outra condição estabelecida, é que a compensação indireta seja realizada somente quando as variações de tensão no PCC forem maiores que 3%. Conforme observado, as variações ocorridas na tensão do PCC diante dos diferentes valores de corrente injetadas pelo gerador eólico e diferentes comprimentos de Z_L são menores que 3%, sendo a compensação indireta desnecessária nesta situação.

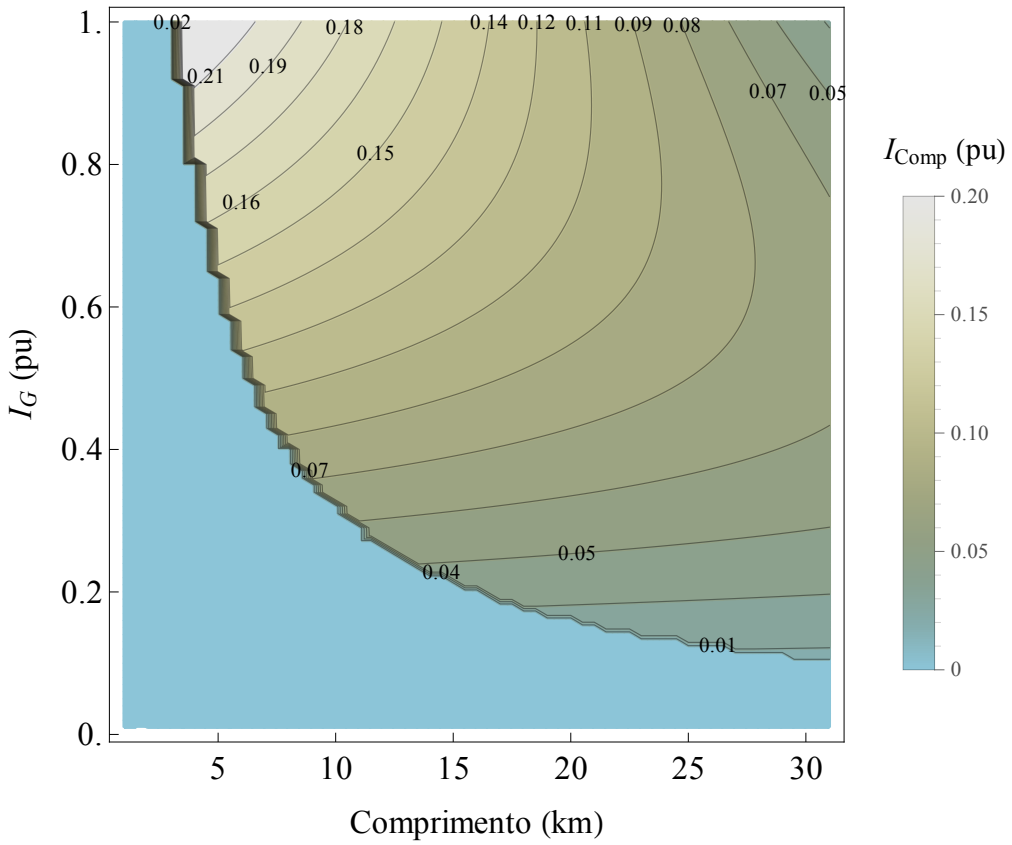

Figura 2.10: Corrente de compensação como função da corrente injetada pelo gerador eólico e comprimento da linha - Controle indireto e $R/X \approx 0.25$ e tensão no PCC igual a 1.0 pu.

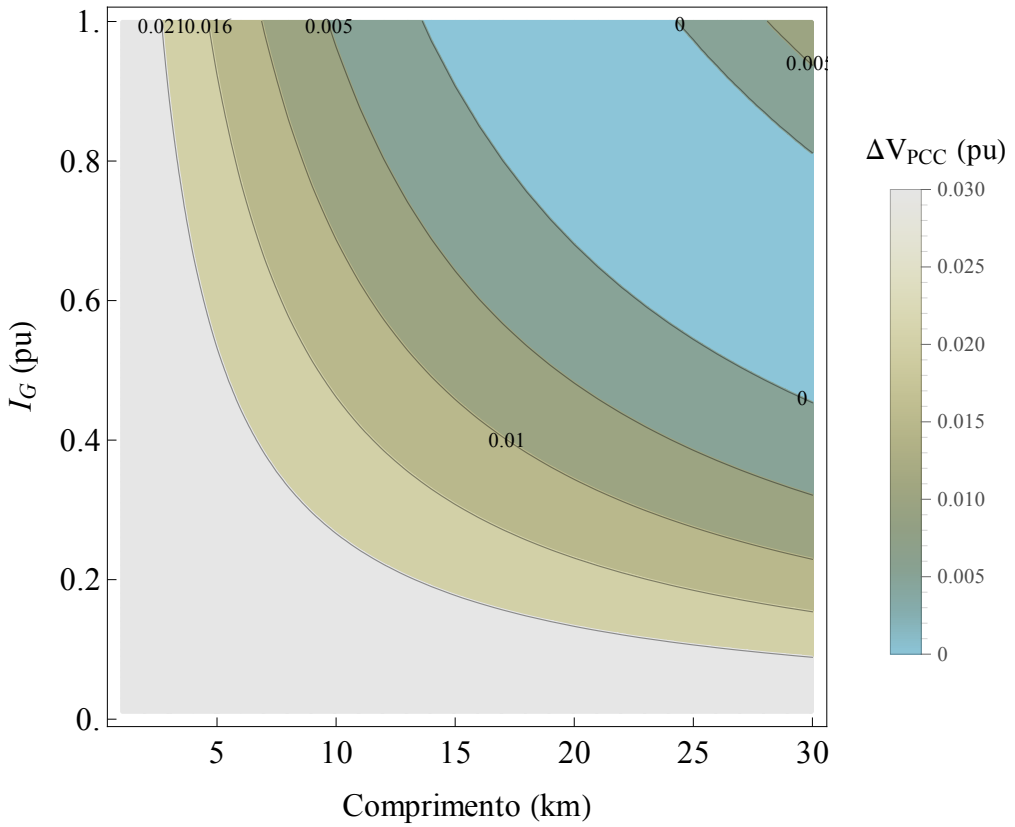

Figura 2.11: Variação de tensão no PCC como função da corrente injetada pelo gerador eólico e comprimento da linha - Controle indireto, $R/X \approx 0.25$ e tensão no PCC igual a 1.03 pu.

2.4 Controle Direto

A análise do desempenho do controle direto de tensão pode ser feito por meio da Figura 2.12. A compensação direta da tensão é representada através de uma associação de uma fonte de tensão síncrona, representada na frequência fundamental pelo fasor $\dot{V}_{Comp}$ conectada em série com a linha de distribuição com magnitude e fase controláveis. O controle direto representado na Figura 2.12 opera da mesma forma que o controle direto realizado por um UPFC. Para isso, o intercâmbio de energia através do controlador direto é modelado, relacionando-se a corrente drenada da rede elétrica ($\dot{I}_{Sh}$) com a tensão a ser compensada ($\dot{V}_{Comp}$). Os valores de $\dot{I}_{Sh}$ são definidos com base nos níveis de compensação que devem ser impostos para manter a tensão no PCC controlada.

O comportamento da rede elétrica mostrada na Figura 2.12 pode ser descrito por:

$$\dot{V}_{Sh} = \dot{V}_1 + \dot{Z}_L(\dot{I}_G - \dot{I}_{Sh}), \tag{2.5}$$

$$\dot{V}_{PCC} = \pm\dot{V}_{Comp} + \dot{V}_{Sh} \tag{2.6}$$

e

$$\dot{I}_{Sh} = \frac{\pm\dot{V}_{Comp}*}{\dot{V}_{Sh}*}\dot{I}_G. \tag{2.7}$$

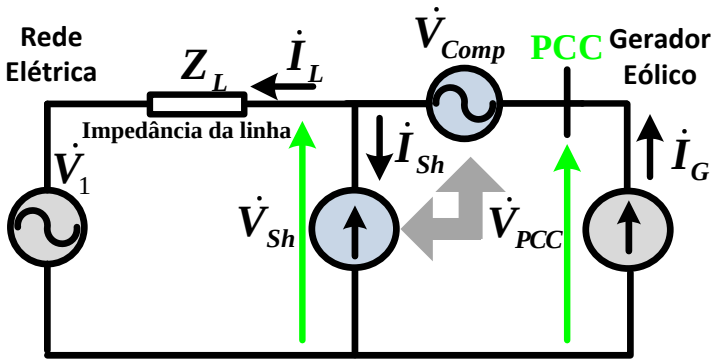

Figura 2.12: Circuito equivalente de uma rede de distribuição genérica com geração eólica e controle direto da tensão no PCC.

São definidos valores iniciais para as variáveis V_{Comp} e ϕ_v, que correspondem à magnitude e a fase da tensão de compensação. Através do método de Newton [38], encontra-se a solução das equações acima.

Na compensação direta, a tensão de compensação diminui proporcionalmente à redução da parcela resistiva da impedância da linha. Com o auxílio da representação fasorial das tensões e correntes da rede elétrica mostrada na Figura 2.12, pode-se observar que dependendo da característica da linha (resistiva ou indutiva), obtem-se diferentes valores de tensão de compensação direta para um mesmo valor de corrente injetada pelo gerador eólico na rede elétrica. No diagrama fasorial da Figura 2.13(a), é mostrada a tensão de compensação $\dot{V}_{Comp}$ necessária para manter a tensão no PCC em 1.0 pu em uma rede predominantemente resistiva. O diagrama fasorial da Figura 2.13(b) mostra a tensão de compensação necessária para manter a tensão no PCC em 1.0 pu em uma rede predominantemente indutiva. A tensão de compensação ($\dot{V}_{Comp}$) necessária para manter a tensão no PCC em 1.0 pu é maior na rede predominantemente resistiva.

A seguir, serão apresentados os resultados da análise do controle direto de tensão no PCC da rede elétrica mostrada na Figura 2.1, considerando as mesmas condições estabelecidas para as análises com o controle indireto, que são: linhas de distribuição com diferentes razões R/X e tensão de referência no PCC mantida em 1.0 pu ou 1.03 pu caso ocorram variações maiores que 3%.

2.4.1 Análise do Controle Direto

A Figura 2.14 mostra os valores de tensão de compensação impostos pelo controle direto para manter a tensão no PCC em 1.0 pu, como função da corrente injetada pelo gerador eólico. Foi considerada uma linha de distribuição predominantemente resistiva ($R/X = 4.0$), com diferentes comprimentos. Nas linhas de distribuição mais longas, nas quais o impacto da operação de geradores eólicos é significativo, a máxima tensão

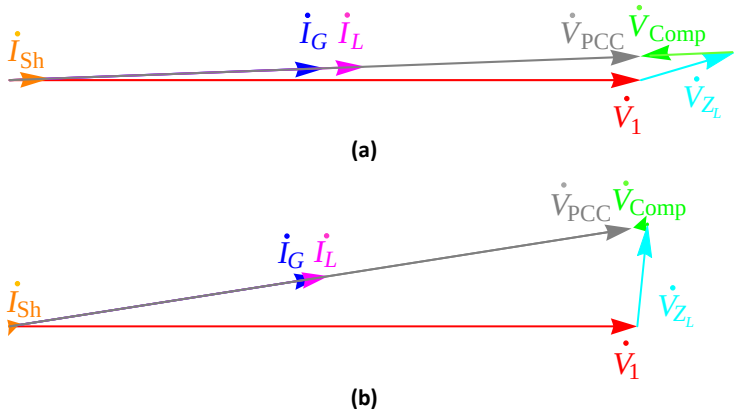

Figura 2.13: Diagramas fasoriais das tensões e correntes do circuito equivalente de uma rede de distribuição genérica com geração eólica e controle direto da tensão no PCC. (a) Rede resistiva; (b) Rede indutiva

de compensação é de aproximadamente 0.5 pu quando o gerador eólico injeta na rede elétrica uma corrente de 1.0 pu e a linha tem 30 km (Rede fraca).

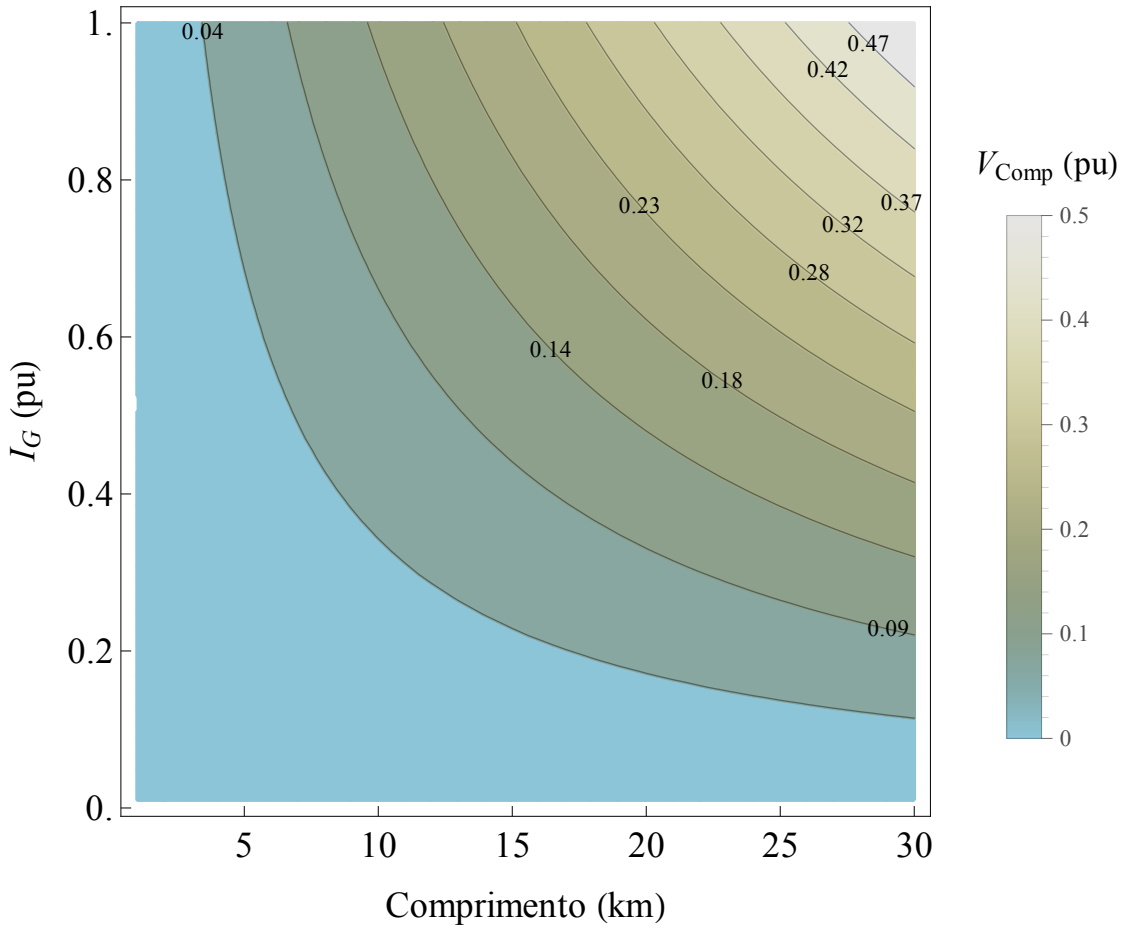

Figura 2.14: Tensão de compensação como função da corrente injetada pela turbina eólica - Controle direto e $R/X = 4.0$ e tensão no PCC igual a 1.0 pu.

Na Figura 2.15 são mostrados os valores de tensão de compensação impostos pelo controle direto na rede com $R/X \approx 4.0$, considerando-se a referência de tensão no PCC igual a 1.03 pu. A variação da tensão no PCC é maior que 3% do valor nominal. Nas linhas com comprimento menores que 5 *km* a compensação direta é menor que 0.04 pu e para geração menor que 0.2 pu pode ser desnecessária a compensação direta da tensão. Nas linhas com comprimento entre 10 km e 20 km e correntes injetadas pelo gerador eólico maiores que 0.3 pu, os valores de tensão de compensação direta variam de 0.04 pu a 0.32 pu. A máxima tensão de compensação é de 0.43 pu para uma geração de cerca de 1.0 pu na linha de 30 km (Rede fraca).

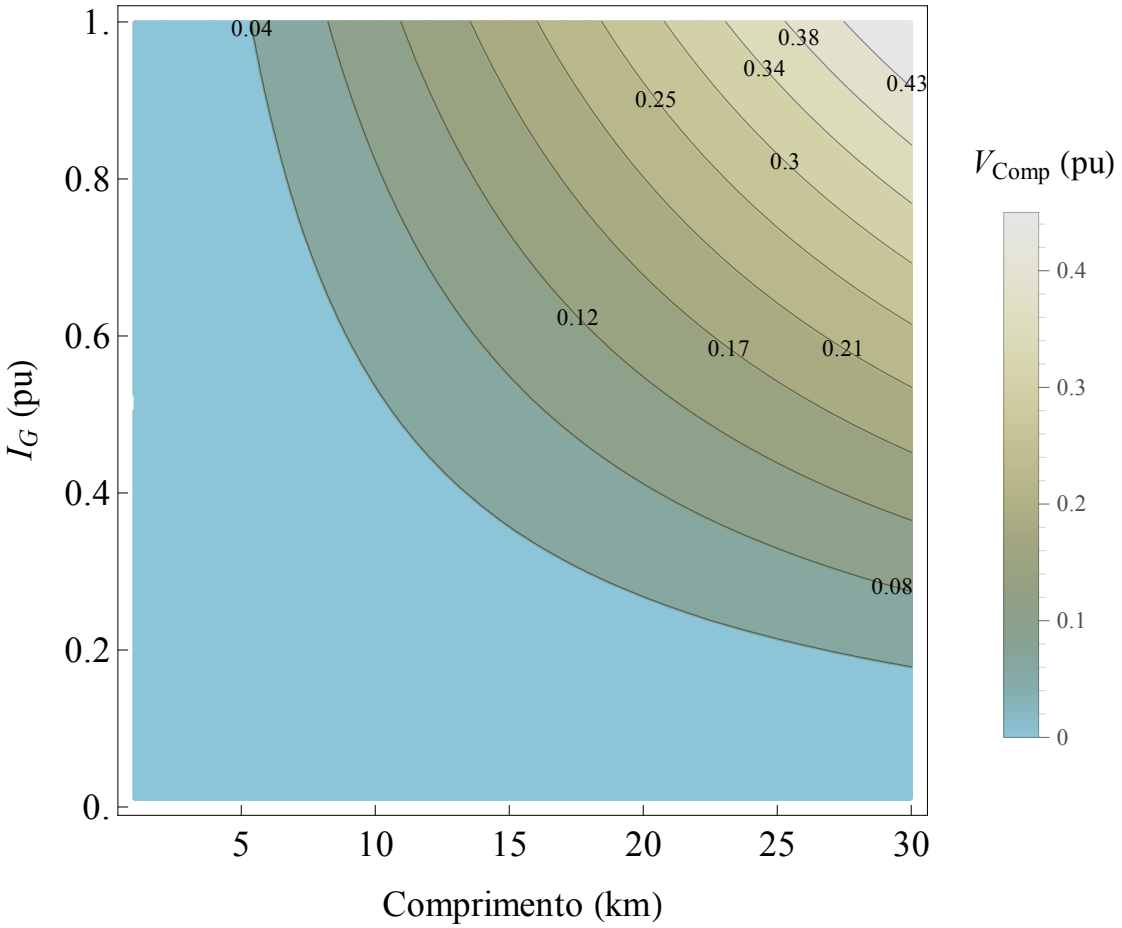

Figura 2.15: Tensão de compensação como função da corrente injetada pela turbina eólica - Controle direto, $R/X = 4.0$ tensão no PCC igual a 1.03 pu.

A segunda análise realizada considerou uma rede de distribuição mista, com razão $R/X \approx 1.0$. Os valores de tensão de compensação necessários para o controle direto manter a tensão no PCC em 1.0 pu, como função da corrente injetada pelo gerador eólico são mostrados na Figura 2.16. Os valores de compensação calculados são menores que os valores obtidos no caso anterior, com a impedância da rede sendo predominantemente resistiva. O que ocorre devido à diminuição da parcela resistiva na impedância da linha. Com isso, o impacto da operação do gerador eólico é menor e, consequentemente, são

necessárias tensões de compensação menores. As tensões de compensação impostas pelo controle direto, considerando-se a referência de tensão no PCC igual a 1.03 pu são mostradas na Figura 2.17.

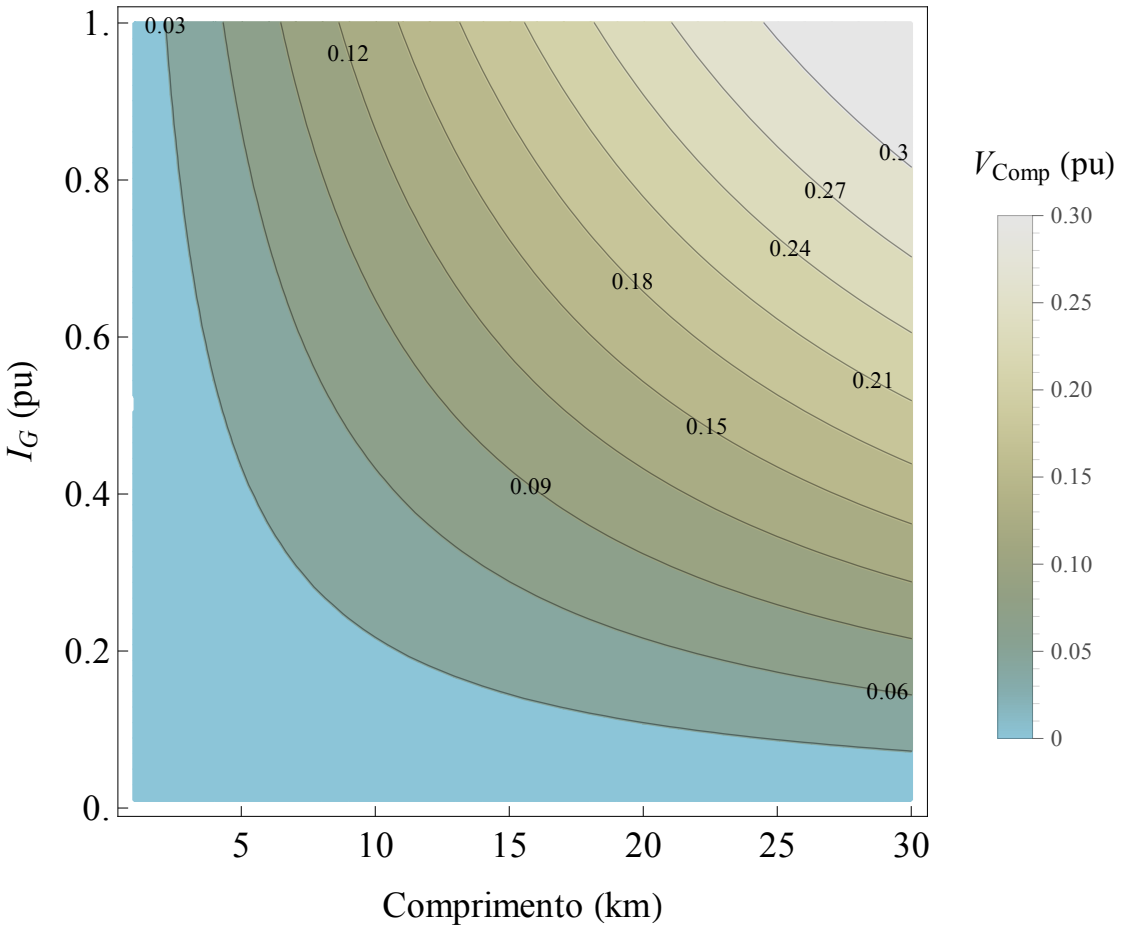

Figura 2.16: Tensão de compensação como função da corrente injetada pela turbina eólica - Controle direto e $R/X \approx 1.0$ e tensão no PCC igual a 1.0 pu.

Na Figura 2.18, são mostrados os valores de tensão de compensação necessários para o controle direto em uma rede elétrica predominantemente indutiva com razão R/X de aproximadamente 0.25. Analisando essas curvas, nota-se que nesse tipo de rede elétrica o controle direto apresenta os menores valores de tensão de compensação se comparado aos valores apresentadas para as redes predominantemente resistivas e mistas. A compensação direta de tensão é necessária apenas para as redes mais fracas (linhas mais longas) quando as correntes injetadas pelo gerador eólicos são próximas de 1.0 pu.

As variações de tensão no PCC na rede elétrica com linha predominantemente indutiva ($R/X \approx 0.25$) são menores que 3% para o caso em que valor de referência dessa tensão é igual a 1.03 *pu*, Figura 2.11. Isso mostra que também é desnecessário o uso da compensação direta de tensão nessa situação.

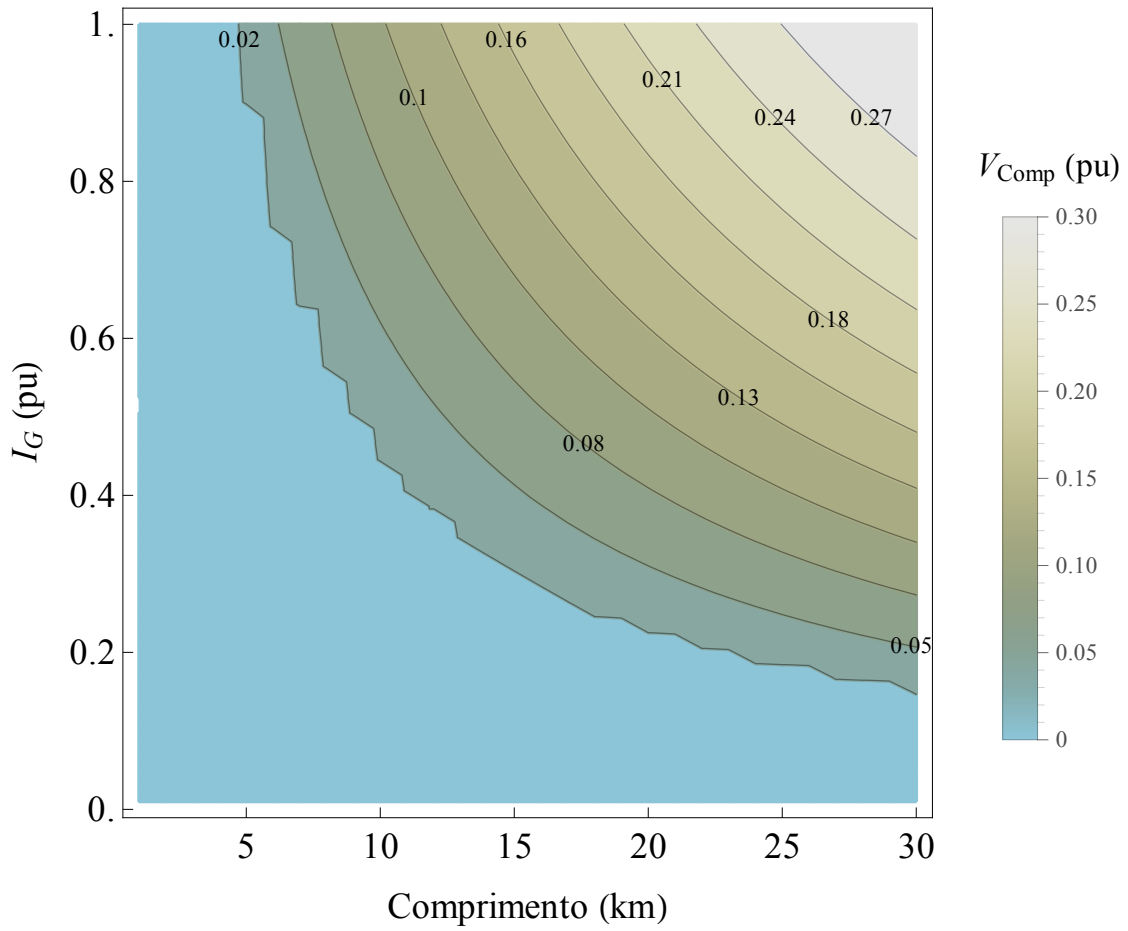

Figura 2.17: Tensão de compensação como função da corrente injetada pela turbina eólica - Controle direto, $R/X \approx 1.0$ e tensão no PCC igual a 1.03 pu.

2.5 Análise Comparativa Controle Indireto X Controle Direto

A comparação do desempenho dos controles diretos e indiretos de tensão modelados nas seções anteriores pode ser feita em termos da potência aparente necessária para que cada alternativa de controle mantenha a tensão no PCC de acordo com os limites estabelecidos por norma [7][8], diante de variações da corrente injetada pela turbina eólica na rede elétrica.

O valor absoluto da potência aparente da alternativa de controle indireto da tensão realizado pelo STATCOM é dado por:

$$S_{STAT} = V_{PCC} I_{Comp}, \tag{2.8}$$

sendo, I_{Comp} a corrente de compensação imposta pelo controle indireto para que V_{PCC} seja mantida em 1 pu, diante dos diferentes valores de corrente injetados na rede elétrica pela turbina eólica.

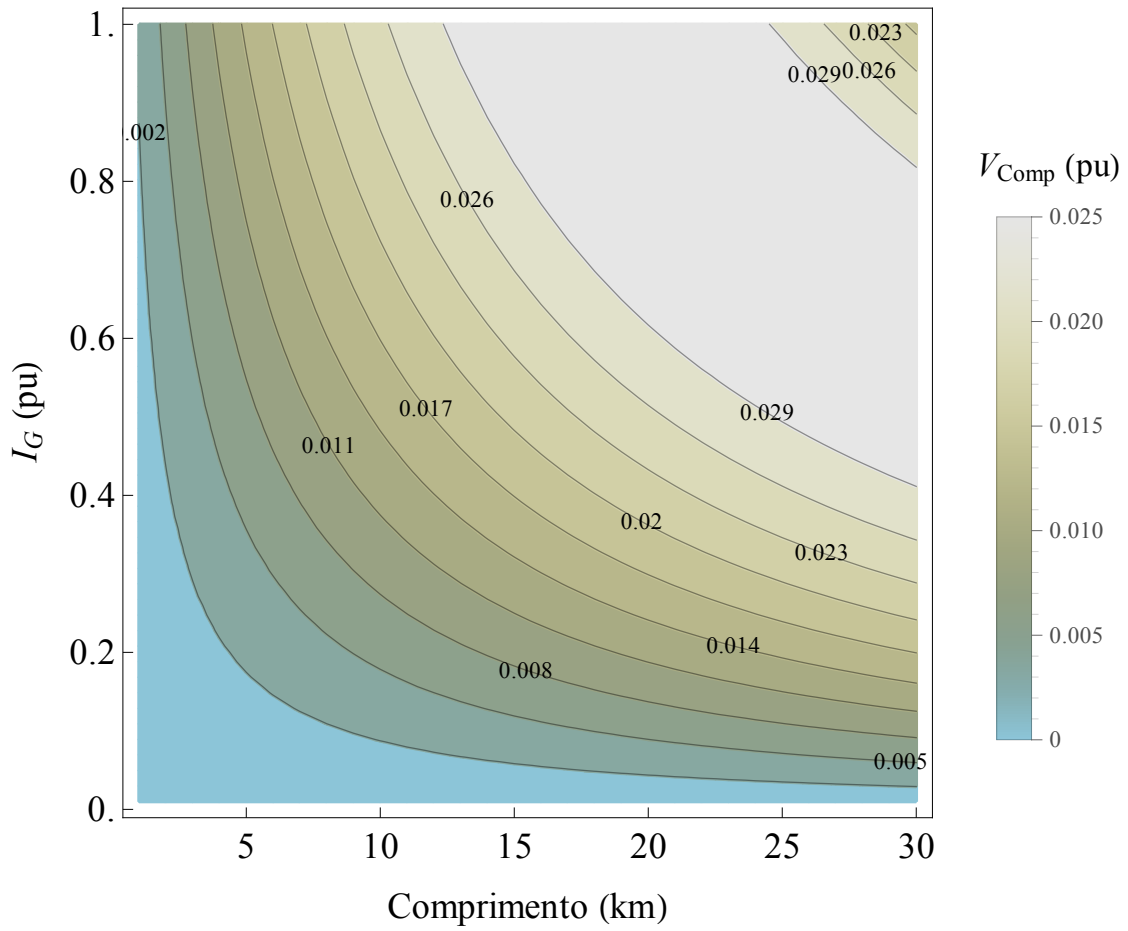

Figura 2.18: Tensão de compensação como função da corrente injetada pela turbina eólica - Controle direto e $R/X \approx 0.25$ e tensão no PCC igual a 1.0 pu.

No caso em que a tensão no PCC é controlada diretamente, por meio de um UPFC, a potência aparente do UPFC pode ser estimada por:

$$S_{UPFC} = V_{Comp} I_G + V_{Sh} I_{Sh}. \tag{2.9}$$

O termo $V_{Comp} I_G$ de (2.9) corresponde à potência aparente do VSC série do UPFC e o termo $V_{Sh} I_{Sh}$ corresponde a potência aparente do VSC paralelo do UPFC. De forma que (2.9) pode ser reescrita como:

$$S_{UPFC} = S_S + S_P, \tag{2.10}$$

em que, S_S é o valor da potência aparente do VSC série e S_S é o valor da potência aparente do VSC paralelo. Em geral, em um UPFC, os dois conversores são idênticos, ou seja:

$$S_S = S_P. \tag{2.11}$$

Desse modo, pode-se reescrever (2.10) em termos do valor absoluto da potência aparente do VSC série, como:

$$S_{UPFC} = 2S_S = 2V_{Comp}I_G. \tag{2.12}$$

Os valores de potência aparente calculados, considerando-se a compensação indireta de tensão por um STATCOM e a compensação direta de tensão por um UPFC para manter a tensão no PCC em 1.03 pu em uma linha de distribuição com característica predominantemente resistiva, são mostrados na Tabela 2.1.

Tabela 2.1: Potência aparente dos compensadores indireto e direto para a rede predominantemente resistiva ($R/X \approx 4.0$).

	6 km		12 km		18 km	
$I_T\ (pu)$	$S_{STAT}\ (pu)$	$S_{UPFC}\ (pu)$	$S_{STAT}\ (pu)$	$S_{UPFC}\ (pu)$	$S_{STAT}\ (pu)$	$S_{UPFC}\ (pu)$
0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
0.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.51	0.027
0.4	0.0	0.0	0.642	0.028	0.734	0.056
0.5	0.0	0.0	0.884	0.053	0.927	0.099
0.6	0.0	0.0	1.101	0.085	1.098	0.152
0.7	0.0	0.0	1.298	0.124	1.252	0.218
0.8	1.284	0.057	1.479	0.171	1.392	0.299
0.9	1.533	0.081	1.647	0.226	1.521	0.392
1.0	1.768	0.104	1.803	0.292	1.64	0.498

Conforme mostrado na Tabela 2.1, para manter a tensão no PCC em 1.03 pu diante de uma injeção de corrente de 0.4 pu na rede elétrica de 12 *km* é necessário que a potência do STATCOM, que controla indiretamente a tensão no PCC, seja de 0.642 pu, ao passo que, para controlar diretamente essa tensão, precisa-se de um UPFC de 0.028 pu. Mesmo em um caso crítico, em que a tensão no PCC deve ser mantida em 1.03 pu em uma rede elétrica mais fraca, quando uma corrente de 1 pu é injetada na rede elétrica de 18 *km*, a potência do UPFC (0.498 pu) é menor que a de um STATCOM para a mesma finalidade (1.64 pu). Logo, observa-se que em redes predominantemente resistivas o controle da tensão pode ser realizado por um UPFC de menor capacidade nominal se comparado com o STATCOM.

Na Tabela 2.2 são mostrados os valores de potência aparente calculados, considerando-se a compensação indireta de tensão por um STATCOM e a compensação direta de tensão por um UPFC para a linha de distribuição em que a razão $R/X \approx 1.0$.

Observa-se na Tabela 2.2 que os valores de potência do STATCOM são menores que os valores obtidos anteriormente (Tabela 2.1). No entanto, para cada comprimento de linha considerado, esses valores são maiores que as potências do UPFC para controlar a tensão no PCC diante da mesma situação.

Tabela 2.2: Potência aparente dos compensadores indireto e direto para a rede mista ($R/X \approx 1.0$).

	6 km		12 km		18 km	
$I_T\ (pu)$	$S_{STAT}\ (pu)$	$S_{UPFC}\ (pu)$	$S_{STAT}\ (pu)$	$S_{UPFC}\ (pu)$	$S_{STAT}\ (pu)$	$S_{UPFC}\ (pu)$
0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
0.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.135	0.026
0.4	0.0	0.0	0.166	0.028	0.202	0.055
0.5	0.0	0.0	0.237	0.052	0.263	0.093
0.6	0.0	0.0	0.303	0.081	0.319	0.139
0.7	0.0	0.0	0.365	0.117	0.369	0.194
0.8	0.34	0.054	0.424	0.16	0.414	0.260
0.9	0.405	0.077	0.478	0.207	0.454	0.330
1.0	0.474	0.102	0.529	0.262	0.490	0.406

2.6 Conclusões Parciais

Neste capítulo foram apresentados os resultados de uma análise comparativa entre os modos de controle indireto e direto da tensão. Essa análise considerou como alternativa de controle indireto, o STATCOM e como alternativa de controle direto, o UPFC.

Nas análises foram consideradas linhas com diferentes características, desde predominantemente resistivas a predominantemente indutivas. Foi desenvolvido um modelo analítico de uma rede elétrica de distribuição simples, incluindo os controles direto e indireto da tensão no PCC. Em seguida, foram apresentados alguns resultados de uma análise comparativa entre esses dois modos de controle da tensão.

Comparando ambas as alternativas para o controle da tensão em redes de distribuição, observou-se que quanto mais indutiva é a impedância de uma linha de distribuição, mais se justifica a utilização do controle indireto da tensão, que neste caso pode ser realizado por um STATCOM. No entanto, a potência nominal do STATCOM em linhas de distribuição predominantemente resistivas é grande comparativamente à potência do sistema. Dependendo do nível de compensação a ser fornecido por ele para manter a tensão no PCC da rede elétrica dentro da faixa estabelecida por norma [7][8], esse tipo de compensação torna-se impraticável.

Os resultados das análises comparativas realizadas neste capítulo apontam o controle direto realizado por um UPFC como alternativa de menor capacidade nominal para o controle de tensão em redes elétricas predominantemente resistivas ou mistas. As potências estimadas para o UPFC controlar a tensão em diversas situações foram significativamente menores que as estimadas para o STATCOM. Em todos os casos considerados nas análises, a capacidade estimada para o UPFC manter a tensão no PCC controlada se manteve abaixo das especificações feitas para o STATCOM.

No capítulo seguinte serão apresentados os princípios básicos de síntese de um

Controlador Unificado de Fluxo de Potência (UPFC), suas principais características, limitações e modos de controle. Serão feitas considerações sobre as configurações de conversores normalmente utilizadas na composição de um UPFC. Além disso, serão propostas duas configurações de UPFC baseadas em conversores monofásicos, com um arranjo simplificado para os conversores série, que são conectados à rede sem o uso de transformadores. Em seguida serão propostas estratégias de controle da tensão no PCC com base em modelo analítico obtido.

Capítulo 3

Controlador Unificado de Fluxo de Potência - UPFC

Os sistemas elétricos de potência se tornam cada vez mais complexos, sendo necessária a elaboração cuidadosa de projetos para inserção de equipamentos que visem melhorar o desempenho desses sistemas. Estes equipamentos devem ser capazes de se adaptar às condições momentâneas do sistema. Em virtude das linhas de transmissão estarem sujeitas a limites térmicos e de estabilidade que restringem a máxima capacidade de transferência de potência, e em vista do crescente aumento da demanda por energia elétrica por parte dos consumidores, tornou-se necessário o desenvolvimento de meios para controlar o fluxo de potência em determinadas linhas de transmissão [14]. A evolução da eletrônica de alta potência levou ao desenvolvimento dos controladores FACTS. Conceitualmente, esses equipamentos têm a função de controlar a potência ativa e/ou a potência reativa em um ponto do circuito com o objetivo de regular o fluxo de potência ou a tensão nesse ponto do circuito.

Segundo Hingorani e Gyugyi [14], existem diferentes topologias de controladores FACTS desempenhando as mais variadas funções em um sistema de potência. O UPFC apresenta-se como um dos mais versáteis e completos controladores FACTS, sendo uma combinação do STATCOM com o SSSC.

O conceito do UPFC foi proposto por Gyugyi em 1991 [14] para o controle em tempo real de sistemas de transmissão CA, fornecendo a flexibilidade multifuncional necessária para o controle do fluxo de potência.

O primeiro projeto de UPFC, cuja capacidade é de $\pm$ 320*MVA*, da AEP (*American Electric Power*) da subestação de Inez, *Kentucky*, foi relatado em 1998 [39] e em 2000 [40]. Na fase inicial deste projeto, um STATCOM de $\pm$160 MVA foi comissionado e ligado a uma linha de transmissão de 138 kV. Na segunda fase, um outro STATCOM de mesma capacidade foi inserido, permitindo um controle de $\pm$320 MVA. Porém, após a realização de testes, um dos STATCOMs foi modificado para um SSSC, passando a compor o UPFC. As funções desempenhadas por este controlador são: o aumento da

capacidade de transmissão e o suporte de tensão. Em 2003, foi comissionado e testado o UPFC da KEPCO (*Korean Electric Power Corporation*) de ±80 MVA instalado na subestação de Kangjin na Korea [41].

Existem inúmeras publicações em que as características e potencialidades do UPFC são demonstradas. O nome UPFC é bastante citado nas referências do IEEE (*Institute of Electrical and Electronics Engineer*). Muitos trabalhos propõem a utilização deste equipamento para o controle do fluxo de potência e compensação de potência reativa [34, 36, 42–48]. Outras propostas justificam o uso do UPFC para melhorar a estabilidade dinâmica entre sistemas não convencionais (Sistemas eólicos ou micro-redes) e a rede elétrica básica. Hagh e outros [49], estudaram os efeitos da conexão de uma fazenda eólica à rede elétrica através de um UPFC que permite a transmissão da máxima potência gerada pela fazenda eólica. Tambey e outros [50] analisaram a capacidade do UPFC para amortecer oscilações de potência. A capacidade deste equipamento oferecer suporte de tensão é analisada por Kataoka e outros em [51]. Nashiren e outros apresentaram alguns resultados experimentais de um UPFC monofásico operando como SSSC em [52]. Recentemente, Lima e outros [53][54][55] publicaram alguns trabalhos onde as funcionalidades de UPFC baseado no uso de VSC monofásicos são analisadas. A diferença básica entre esta configuração de UPFC e a convencional (com VSCs trifásicos) reside no fato de não ser necessário transformador para a conexão dos conversores em série com a linha de transmissão ou distribuição, bem como no uso de um conversor *back-to-back* por fase, o que garante um maior grau de independência nas ações de controle deste controlador.

Nas seções seguintes serão apresentados os princípios básicos de funcionamento de um UPFC, suas principais características, limitações e modos de controle. Serão feitas considerações sobre as configurações de conversores (monofásicos ou trifásicos) que normalmente são utilizadas na composição de um UPFC e analisadas duas configurações baseadas em VSC monofásicos. Para cada uma das configurações analisadas, serão apresentadas estratégias de controle direto da tensão. O foco principal deste capítulo é mostrar a potencialidade dos arranjos de UPFC com VSCs monofásicos para controlar a tensão diretamente, e ainda, propor estratégias de controle.

3.1 Princípio de Operação do UPFC

A operação básica de um UPFC requer uma conversão CA/CA, realizada em dois estágios por conversores CC/CA conectados em *back-to-back* [56]. Com isso, permite-se o fluxo de energia através dos conversores conectados em *back-to-back* nos dois sentidos. O diagrama mostrado na Figura 3.1, é o mais usado para a síntese do UPFC, sendo baseado no uso de dois conversores VSC trifásicos com um capacitor que simula uma fonte de tensão CC.

Cada VSC do UPFC é composto por chaves semicondutoras sintetizadas por IGBT e

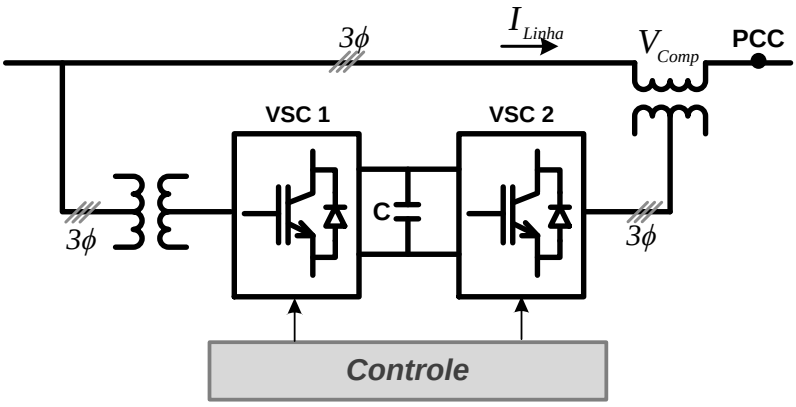

Figura 3.1: Representação unifilar do UPFC convencional com VSCs trifásicos conectados em *back-to-back*

.

diodo conectados em antiparalelo. [57].

Do ponto de vista conceitual, o VSC série do UPFC pode ser entendido como uma fonte de tensão, representada na frequência fundamental por um fasor $\dot{V}_{Comp}$ com magnitude e fase controláveis, $(0 \leq V_{Comp} \leq V_{max})$ e $(0^\circ \leq \theta_{Comp} \leq 360^\circ)$, conectada em série com a linha de transmissão. O circuito equivalente de um sistema elétrico composto por duas fontes de tensão ideais, $\dot{V}_1$ e $\dot{V}_2$, conectadas por meio de uma linha de transmissão de reatância equivalente X_L é mostrado na Figura 3.2(a). Essa figura inclui o UPFC representado por uma fonte de tensão série V_{Comp} e uma fonte de corrente paralelo I_{sh}.

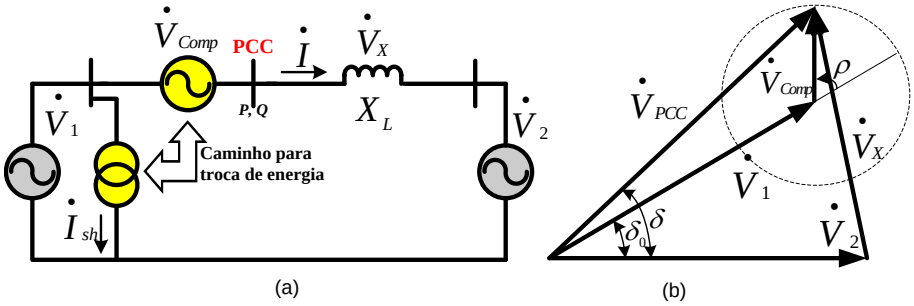

Figura 3.2: Representação conceitual do UPFC em um sistema elétrico genérico. (a) Circuito elétrico equivalente; (b) Diagrama fasorial do circuito.

O diagrama fasorial das tensões do sistema, considerando a injeção de tensão pelo UPFC é mostrado na Figura 3.2(b). Nesta representação, δ_0 é a diferença angular entre $\dot{V}_1$ e $\dot{V}_2$ e os módulos dessas tensões são iguais a V. Observa-se que a tensão no PCC pode ser variada de acordo com o nível de compensação fornecido por $\dot{V}_{Comp}$. Essa compensação

influencia na magnitude e fase de $\dot{V}_{PCC}$. A tensão no PCC do sistema é expressa por:

$$\dot{V}_{PCC} = \dot{V}_1 + \dot{V}_{Comp}. \tag{3.1}$$

Quando o objetivo é apenas controlar a magnitude da tensão no PCC, $\dot{V}_{Comp}$ é adicionada em fase ou em contra-fase com $\dot{V}_1$. Neste caso, pode haver alteração na potência transmitida pela linha, mas este não é o objetivo principal. Quando o objetivo é controlar o fluxo de potência, normalmente $\dot{V}_{Comp}$ estará com um ângulo qualquer em relação à corrente da linha. A tensão no PCC varia, mas seu controle não é o objetivo principal. Em aplicações mais gerais, o UPFC deve controlar a magnitude da tensão e a fase desta no PCC. Isso pode ser feito por três UPFCs baseados em VSCs monofásicos com estratégias de controle considerando as três fases e com cada UPFC atuando de forma conjunta, porém com referências diferentes. A seguir serão detalhados os modos de operação desempenhados pelo UPFC.

3.1.1 Modos de Operação do UPFC

Dependendo da tensão de compensação $\dot{V}_{Comp}$, o UPFC pode ser usado para diferentes formas de controle de tensão, definindo-se assim vários modos de operação para este controlador, que são: regulação direta de tensão, controle de fase e controle direto de magnitude e fase. Em qualquer um desses modos, a tensão no elo CC é controlada em um valor constante através do VSC paralelo. O conversor série controla a magnitude e fase das tensões injetadas em série com a linha de transmissão. A forma com que essas tensões são injetadas define os modos de operação do UPFC [14][58], apresentado a seguir.

- **Regulação direta da magnitude da tensão no PCC**: modo de controle obtido pela adição de $\dot{V}_{Comp}$ em fase ou em oposição de fase com $\dot{V}_1$, ilustrado na Figura 3.3. Neste caso, a operação do UPFC é expressa por [14]:

  $$\dot{V}_{Comp} = \pm k_v \dot{V}_1, \tag{3.2}$$

  sendo k_v o fator de compensação de tensão.

- **Controle de fase**: o objetivo deste modo de controle é a obtenção de uma tensão no PCC com a mesma magnitude que $\dot{V}_1$ e com uma defasagem σ com relação à essa tensão, ilustrado na Figura 3.4. Para isso, a tensão do compensador é dada por [58][59]:

  $$\dot{V}_{Comp} = 2V_1 \sin\left(\frac{\sigma}{2}\right) e^{\pm j\left(\pi/2 - \sigma/2\right)} \tag{3.3}$$

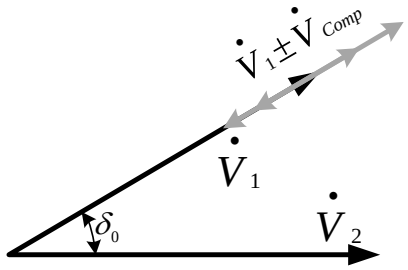

Figura 3.3: Diagrama fasorial para o caso do UPFC operando como regulador de magnitude da tensão.

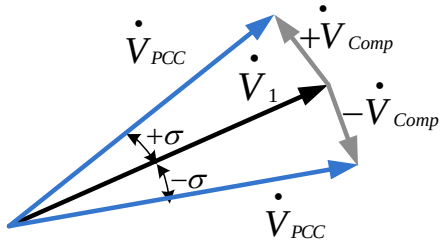

Figura 3.4: Diagrama fasorial para o caso do UPFC operando como controlador de fase da tensão no PCC.

- **Controle direto da magnitude e fase da tensão**: este modo de controle, cujo diagrama fasorial é mostrado na Figura 3.5, é resultado da associação dos modos de controle de magnitude da tensão com o modo de controle de fase, vistos previamente. A tensão $\dot{V}_{Comp}$ sintetizada pelo UPFC pode ser expressa por:

$$\dot{V}_{Comp} = V_{Comp} e^{j\phi}, \tag{3.4}$$

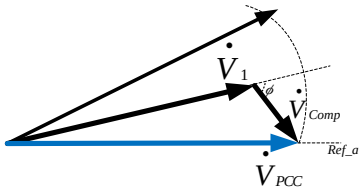

Figura 3.5: Diagrama fasorial para o caso do UPFC operando como controlador direto de magnitude e fase da tensão.

Neste trabalho serão estudados, o modo de regulação direta da magnitude da tensão e o modo de controle direto da magnitude e fase da tensão. A seguir, serão apresentadas

algumas configurações de UPFC, com ênfase no UPFC com VSCs monofásicos (UPFC-1ϕ). Em seguida, será proposto um modelo analítico do UPFC-1ϕ para o controle direto da magnitude da tensão no PCC e para o controle simultâneo da magnitude e fase dessa tensão.

3.2 UPFC com VSCs Trifásicos

Uma representação detalhada do UPFC com VSCs trifásicos é mostrada na Figura 3.6. Este arranjo é constituído por dois VSCs trifásicos (podem ser de três ou mais níveis) conectados em *back-to-back*. Cada VSC deve ser conectado à rede através de transformadores.

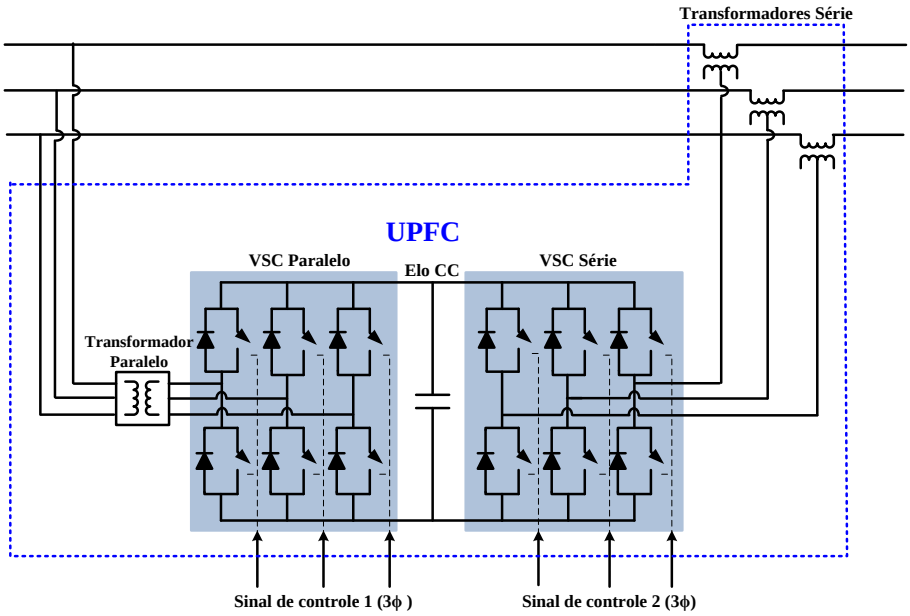

Figura 3.6: UPFC com VSCs trifásicos de dois níveis (Convencional).

O VSC paralelo do UPFC da Figura 3.6 controla a potência ativa em seus terminais de forma que a tensão no elo CC seja constante, balanceando a potência que sai/entra pelo VSC série. Além de controlar prioritariamente a tensão no capacitor do elo CC, o VSC paralelo também pode controlar a potência reativa. O VSC série injeta uma tensão em série com a linha para controlar a tensão no PCC.

O desempenho dessa configuração de UPFC com VSC trifásico pode ser insatisfatório em redes elétricas em que há desequilíbrio entre as tensões, como é comum em redes de distribuição. O controle do UPFC com VSCs trifásicos é realizado com base em estratégias que consideram simultaneamente as três fases do sistema. Em uma situação de desequilíbrio, em que a tensão e a corrente das fases do sistema de transmissão diferem umas das outras, o desempenho do controle direto de tensão com este UPFC pode ser afetado. Em geral, as estratégias de controle de UPFC consideram apenas a compo-

nente fundamental de sequência positiva da tensão, conforme mencionado por Aredes, Heumann e Watanabe em [29]. Desse modo, as tensões distorcidas e desbalanceadas não são completamente compensadas.

3.3 UPFC com VSCs Monofásicos (UPFC - 1ϕ)

Neste trabalho será estudado o UPFC baseado em VSCs monofásicos, denominado como UPFC - 1ϕ. Na Figura 3.7 é mostrada a representação de uma rede elétrica trifásica genérica, incluindo três UPFC - 1ϕ. Este controlador está instalado entre os enrolamentos primários e secundários do transformador da rede. A rede elétrica considerada nas análises seguintes com o UPFC - 1ϕ é composta por duas linhas de transmissão conectando por meio de transformadores duas fontes de tensão ideais ($\dot{V}_1$ e $\dot{V}_2$), e um UPFC usando seis VSCs monofásicos em *back-to-back*, dois a dois.

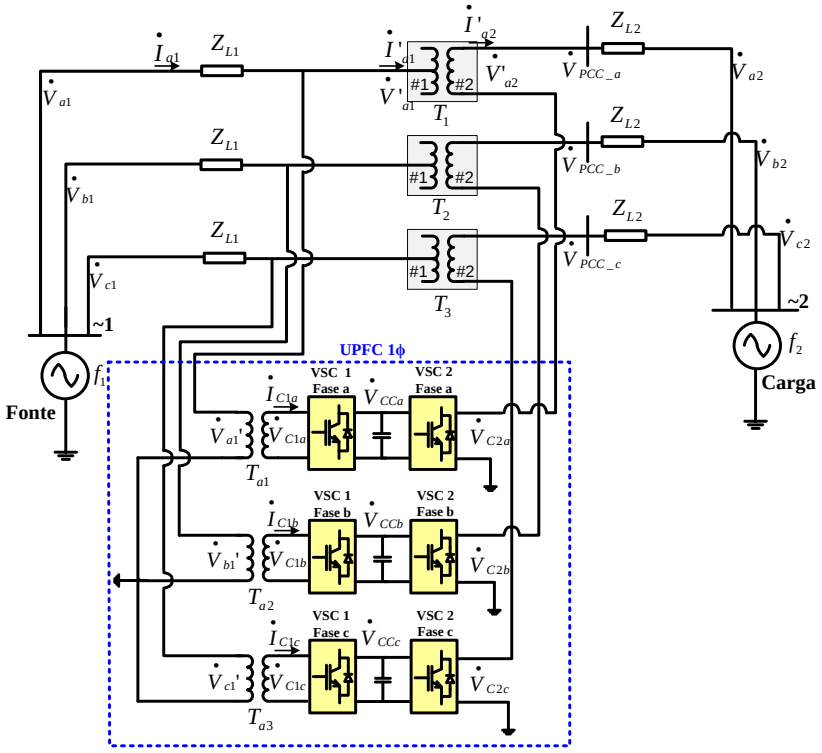

Figura 3.7: UPFC com VSCs monofásicos.

Nesta configuração de UPFC, os VSCs paralelos são conectados ao sistema elétrico por meio de transformadores monofásicos de acoplamento, como no caso do UPFC com VSCs trifásicos. No entanto, os VSCs série podem ser conectados à rede sem a necessidade de transformadores, inseridos diretamente na linha de transmissão ou em série com os enrolamentos secundários de transformadores do sistema elétrico, como mostrado na Figura 3.7. A vantagem de conectar os VSCs em série com os enrolamentos de um trans-

formador do sistema elétrico é que o UPFC - 1ϕ pode operar em tensões de isolação mais baixas.

O uso de VSCs monofásicos permite que este arranjo de UPFC faça compensação mesmo diante de desequilíbrios, com atuação independente das estratégias de controle por fase. Porém, podem ser consideradas estratégias de controle monofásicas ou trifásicas.

Do mesmo modo que é feito no UPFC trifásico convencional, a função do VSC paralelo é controlar a tensão no respectivo elo CC, enquanto o VSC série controla a tensão CA injetada em série com cada fase (enrolamentos do secundário do transformador do sistema elétrico). As magnitudes e as fases dessas tensões de compensação são controladas de maneira que variações de tensão da rede podem ser compensadas e a tensão no PCC seja mantida dentro de limites pré-definidos. Neste caso, a tensão no ponto de conexão do conversor da fase a do sistema elétrico é expressa por:

$$\dot{V}_{PCC} = \dot{V}'_{a2} + \dot{V}_{c2a}, \tag{3.5}$$

em que, $\dot{V}'_{a2}$ é o fasor da tensão na fase a do secundário do transformador T_1 e $\dot{V}_{c2a}$ é o fasor da tensão CA sintetizada pelo VSC 2 nessa mesma fase.

3.4 UPFC com VSC paralelo Trifásico e VSCs série Monofásicos (UPFC $3\phi - 1\phi$)

Uma outra configuração de UPFC é mostrada na Figura 3.8. O UPFC $3\phi - 1\phi$ é composto por um VSC trifásico conectado em paralelo com a linha através de um transformador de acoplamento. Este conversor é conectado em um arranjo *back-to-back* a três VSCs monofásicos, através de um elo CC comum. Os VSCs série podem ser conectados através de transformadores de acoplamento em série com a rede elétrica ou com os enrolamentos de um dos transformadores do sistema para operar em uma tensão de isolação mais baixa, conforme mostrado na Figura 3.8.

O uso de conversor trifásico conectado por meio de um elo CC comum aos demais VSCs série melhora o desempenho do UPFC quando houver, por exemplo, afundamentos de tensão desbalanceados. Neste caso, o controle da tensão CC pode ser feito considerando as três fases do sistema, ou seja, a energia necessária para manter o capacitor do elo CC carregado vem das três fases, diferentemente do arranjo composto somente por VSCs monofásicos. Outra vantagem seria a utilização de um capacitor do elo CC de menor capacidade, pelo fato do *ripple* de tensão ser de frequência maior que no caso do UPFC - 1ϕ A.5. No entanto, nessa configuração de UPFC são necessários transformadores de acoplamento para conexão dos VSCs série ao sistema elétrico.

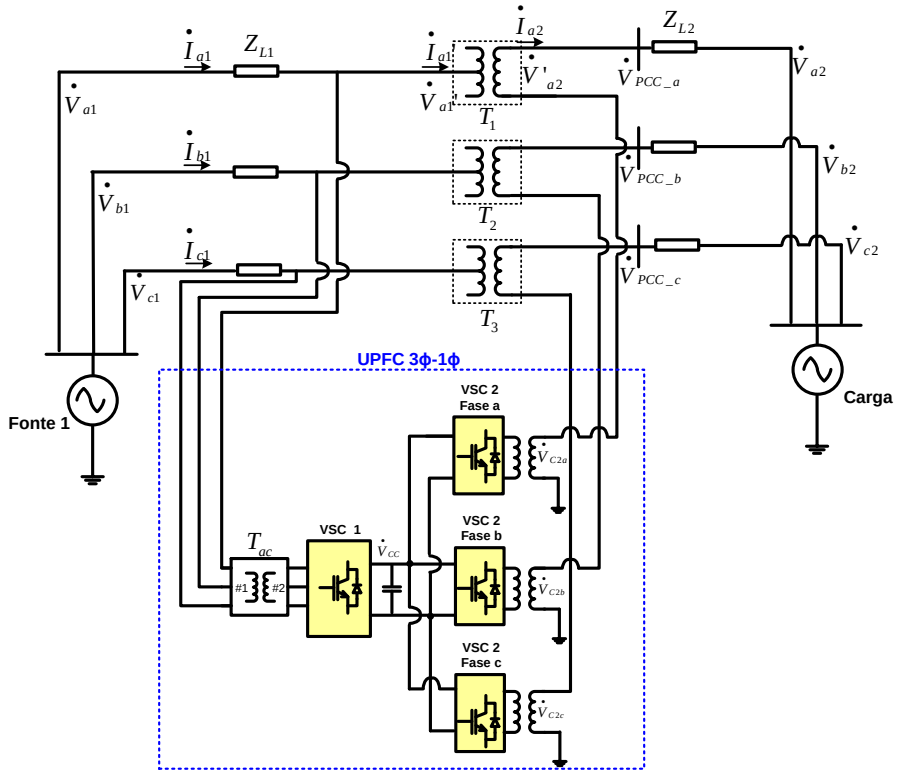

Figura 3.8: UPFC $3\phi - 1\phi$.

3.5 Modelo Analítico do UPFC - 1ϕ

O circuito equivalente para uma das fases de uma rede elétrica genérica, incluindo o UPFC com VSCs monofásicos, é mostrado na Figura 3.9. O UPFC é modelado relacionando-se a corrente drenada da rede elétrica ($\dot{I}_{c1}$) com a tensão a ser compensada ($\dot{V}_{c2}$). Este modelo pode ser utilizado para analisar redes com linhas de diferentes características. Por exemplo, as redes de baixa tensão em que as impedâncias das linhas são predominantemente resistivas com $R > X$ ou as redes de alta tensão, em que as impedâncias das linhas são predominantemente indutivas com $R < X$.

A tensão CA sintetizada pelo VSC 2 é dada por:

$$\dot{V}_{c2} = k\dot{V}_2', \tag{3.6}$$

em que o fator k indica o percentual da tensão $\dot{V}_2'$ que deve ser injetada em série com o secundário de T_1 e modo de compensação a ser adotado (compensação direta de magnitude ou compensação direta de magnitude e fase). O circuito equivalente mostrado na Figura 3.9 pode ser modelado por meio das seguintes equações fasoriais:

$$\dot{V}_1 - \dot{V}_1' - Z_{L1}\dot{I}_1 = 0, \tag{3.7}$$

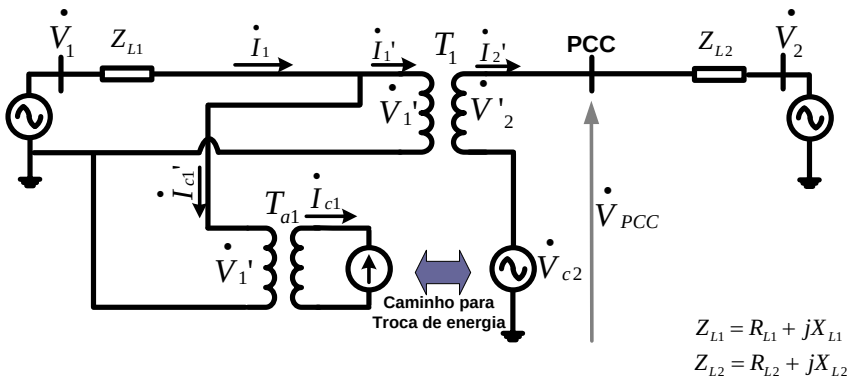

Figura 3.9: Circuito equivalente do UPFC - 1ϕ.

$$\dot{V}_{PCC} - \dot{V}_2 - Z_{L2}\dot{I}_2' = 0, \tag{3.8}$$

$$\dot{V}_{PCC} - \dot{V}_2' - \dot{V}_{c2} = 0, \tag{3.9}$$

e

$$\dot{I}_1 - \dot{I}_1' - \dot{I}_{c1}' = 0. \tag{3.10}$$

Nas análises realizadas neste trabalho é considerada, por simplicidade, a utilização de transformador ideal T_1 com relação de transformação de 1 : 1, de forma que podem ser feitas as seguintes afirmações:

$$\dot{V}_1' = \dot{V}_2', \tag{3.11}$$

e

$$\dot{I}_1' = \dot{I}_2' \tag{3.12}$$

3.5.1 Compensação Direta de Magnitude da Tensão

Na compensação direta de magnitude da tensão, o conversor série sintetiza tensão em fase com a tensão da respectiva fase. Este tipo de compensação é indicado para redes elétricas em que as fases da tensão no PCC possam ser consideradas equilibradas.

O caso do desequilíbrio das fases será tratado na seção seguinte.

A tensão no PCC incluindo a compensação de magnitude da tensão feita pelo UPFC

é expressa substituindo-se (3.6) em (3.9):

$$\dot{V}_{PCC} = (1 + k_v)\dot{V}_2', \tag{3.13}$$

em que, k_v é o fator de compensação e tem valores reais. A constante k_v pode ter qualquer valor real, porém, para efeitos práticos acredita-se que deva ser limitada a alguns décimos, por exemplo, $k_v \leq 0.2$. Isso porque não se espera que a tensão no PCC varie mais que 20% devido à intermitência das fontes alternativas, mas para outras aplicações k_v pode ser maior. A Figura 3.10 mostra o diagrama fasorial das tensões do sistema para esta situação. Neste modo de controle, a tensão no PCC é mantida no valor nominal, mantendo-se o ângulo da tensão de compensação igual ao da tensão de referência. O que resulta em valores mínimos de tensão de compensação.

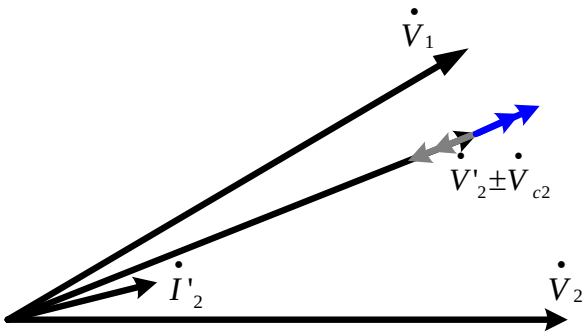

Figura 3.10: Diagrama fasorial das tensões do sistema para o caso da compensação direta da magnitude da tensão.

A seguir serão apresentados resultados obtidos com a modelagem analítica de um sistema elétrico monofásico incluindo a ação do UPFC - 1ϕ, Figura 3.9. Nesta modelagem, considerou-se um sistema elétrico em 230 kV, que segundo o módulo 8 do PRODIST é definido como sistema de distribuição de alta tensão [1]. Com isso, pretende-se observar a funcionalidade do controle de tensão com base nessa representação para então, demonstrar a capacidade do UPFC baseado em VSCs monofásicos no desempenho dessa função já executada pelo UPFC com VSCs trifásicos.

A ação de um UPFC - 1ϕ conectado diretamente em série com o secundário do transformador do sistema é analisada, considerando-se diferentes valores de k_v, para demonstrar a potencialidade dessa configuração de UPFC para controlar a tensão no PCC. Na Figura 3.11 são mostrados os fasores correspondentes às duas condições operacionais: aumento de 10% na tensão do PCC e diminuição de 10% do valor desta tensão. Nesta análise, foram considerados valores de V_{PCC} maiores que os limites de tensão estabelecidos por norma de $\pm 5\%$ para facilitar a visualização dos fasores tensão de compensação

[1] Os dados considerados na modelagem analítica com o UPFC são apresentados na Tabela A.1 do Apêndice A

e corrente drenada pelo UPFC - 1ϕ obtidos em cada caso. Cabe ressaltar que diferentemente das análises realizadas no Capítulo 2, o fator de potência no PCC dessa rede elétrica não é unitário.

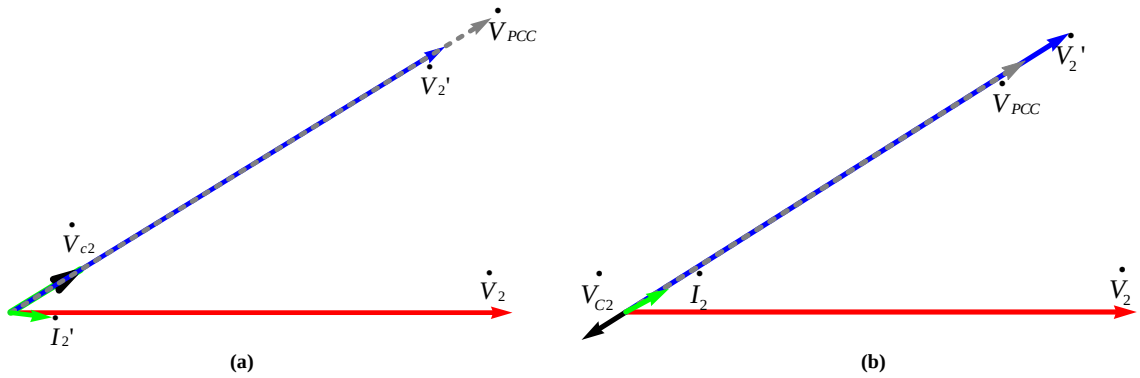

Figura 3.11: Diagrama fasorial para o caso da compensação de tensão. (a) aumento de V_{PCC} e (b) diminuição de V_{PCC}.

Neste tipo de compensação, a tensão no PCC é controlada, mas podem ocorrer variações na potência transmitida pela linha. As potências ativa e reativa no PCC obtidas para as condições mostradas na Figura 3.11, são apresentados na Tabela 3.1. Observa-se, por exemplo, que um aumento da 10% no valor de V_{PCC} resulta em um aumento de aproximadamente 11.5% na potência ativa fluindo para a rede e o fator de potência se mantém aproximadamente unitário($F.P \approx 1.0$). Com a diminuição de 10% do valor da tensão no PCC, a diminuição da potência ativa no PCC é de aproximadamente 20%.

Tabela 3.1: Potências ativa e reativa no PCC diante da compensação da magnitude da tensão.

Compensação	P (MW)	Q (Mvar)
$V_{PCC} = 1.0$ pu	316.9	2.25
$V_{PCC} = 1.1$ pu	353.6	5.10
$V_{PCC} = 0.9$ pu	281.2	-77.04

3.5.2 Compensação Direta da Magnitude e Fase da Tensão

A compensação direta da magnitude e fase da tensão é indicada para redes elétricas em que as fases da tensão no PCC estejam desequilibradas, ou seja, com valores de Fator de Desequilíbrio (FD) maiores que os estabelecidos por norma. De acordo com a seção 5.6.1 do módulo 8 do PRODIST [8], o valor de referência para o FD nos barramentos de um sistema de distribuição, com exceção dos Sistemas de Distribuição de Baixa Tensão (SDBT), deve ser igual ou inferior a 2%. [8]. O fator de compensação, aqui definido como $\dot{k}$, não é mais um número real associado apenas à magnitude da tensão de referência. Deve-se levar em conta a magnitude e a fase da tensão a ser sintetizada, o que significa a

utilização de valores complexos para o fator de compensação. A tensão de compensação neste caso é expressa por:

$$\dot{V}_{c2_j} = \dot{k}_j \dot{V}'_{2_j}, \tag{3.14}$$

sendo: $j = a, b, c$. Desenvolvendo (3.14), obtém-se:

$$\dot{V}_{c2_j} = \mid k_j \mid \mid \dot{V}'_{2_j} \mid \angle(\theta_{\dot{V}'_{2_j}} + \theta_{k_j}), \tag{3.15}$$

em que $\theta_{V'_{2_j}}$ é a fase da tensão no enrolamento do transformador e θ_{K_j} é a fase do fator de compensação.

A tensão em uma das fases do PCC considerando fatores de compensação complexos, é dada por:

$$\dot{V}_{PCC_j} = \mid \dot{V}'_{2_j} \mid \angle\theta_{\dot{V}'_{2_j}} + \mid k_j \mid \mid \dot{V}'_{2_j} \mid \angle\theta_{(\dot{V}'_{2_j}} + \theta_{\dot{k}_j)}. \tag{3.16}$$

O diagrama fasorial das tensões e corrente de uma das fases do sistema considerando o fator de compensação complexo é mostrado na Figura 3.12.

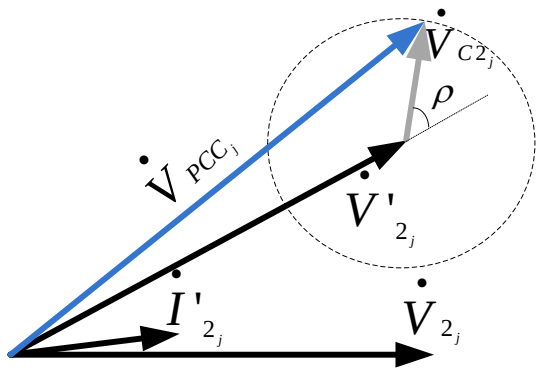

Figura 3.12: Diagrama fasorial das tensões do sistema com fator de compensação complexo.

Na Figura 3.13 são mostrados os valores de tensão no PCC obtidos através do modelo matemático do sistema variando-se a fase do fator de compensação $\dot{k}$ em relação ao fasor que representa a tensão no secundário do transformador. Foram obtidas curvas para diferentes magnitudes deste fator. Na Figura 3.14 são mostrados os valores de tensão no PCC em função da magnitude de $\dot{k}$. Neste caso, foram obtidas curvas considerando diferentes fases deste fator. São observadas descontinuidades nas curvas mostradas na Figura 3.13 em virtude da discretização dos valores de fase do fator de compensação.

Nos resultados mostrados nas Figuras 3.13 e 3.14, é possível observar que a maior variação de tensão no PCC é conseguida quando a tensão sintetizada pelo VSC 2 tem fase igual a 0° ou 180° para $\dot{k}$. Se as tensões da rede forem equilibradas, é feita a compensação da magnitude da tensão, utilizando-se valores de fator de compensação com fase 0° em

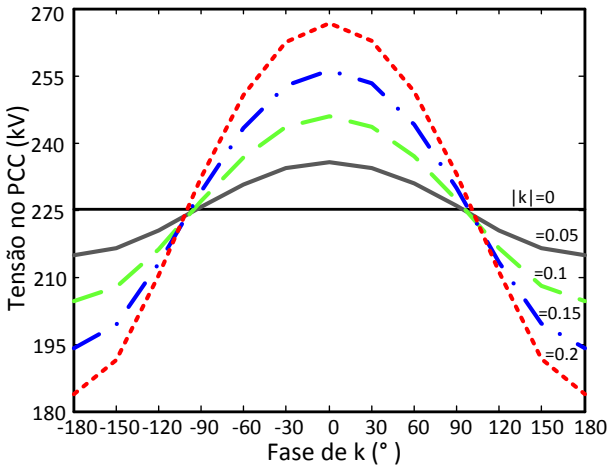

Figura 3.13: Tensão no PCC em função da magnitude de $\dot{k}$ e sua fase.

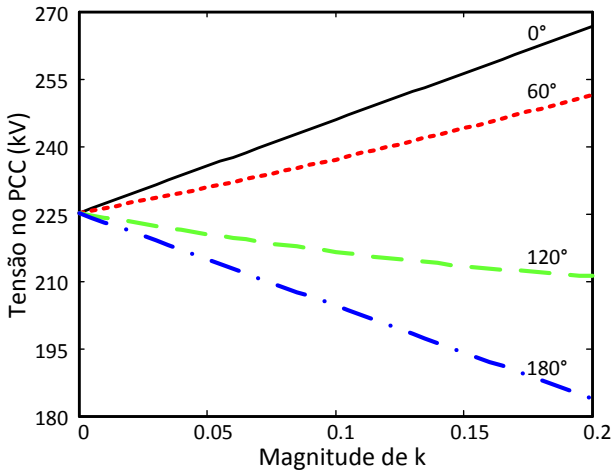

Figura 3.14: Tensão no PCC em função da magnitude de $\dot{k}$ e sua fase.

relação a $\dot{V}'_{2_j}$ para aumentar a tensão no PCC ou 180° em relação a $\dot{V}'_{2_j}$ para reduzir essa tensão, variando-se somente a magnitude deste fator. No entanto, se existirem desequilíbrios de magnitude e fase entre as tensões das fases, devem ser considerados fatores de compensação com fases diferentes de zero e com as magnitudes necessárias para manter a tensão de cada fase no valor de referência. A seguir são apresentados os resultados de uma análise da influência do nível de desequilíbrios de cargas no perfil de tensão do PCC de um sistema de distribuição genérico.

3.6 A Influência do Desequilíbrio de cargas no Perfil de Tensão no PCC

Os desequilíbrios de tensão existentes em redes elétricas são fenômenos referentes à alterações nos padrões trifásicos de sistemas de transmissão ou distribuição, sendo uma condição na qual as tensões apresentam magnitudes diferentes entre si ou defasagem angular entre as fases diferentes de 120°, ou ainda, as duas condições simultaneamente. É muito comum em sistemas de distribuição a existência de cargas monofásicas desequilibradas que proporcionam consumos de corrente desequilibradas, causando, como consequência, o desequilíbrio de tensões. A existência desse tipo de carga aliada a conexão de fontes intermitentes como turbinas eólicas ou painéis solares (monofásicos) nos sistemas de distribuição pode amplificar o problema do desequilíbrio de tensão.

Nesta seção são apresentados os resultados de uma análise da influência do desequilíbrio de cargas no percentual de desequilíbrio da tensão no PCC. Para isso, serão consideradas duas condições para a carga conectada ao PCC da rede elétrica ($C2$) . Primeiramente, o desequilíbrio é analisado considerando-se $C2$ solidamente aterrada. Em seguida, a mesma análise é realizada considerando-se que $C2$ conectada à terra através de um condutor de neutro.

A Figura 3.15 mostra a representação unifilar simplificada de uma rede de distribuição genérica. O gerador eólico conectado à rede é representado por uma fonte de corrente equivalente, que injeta potência ativa no PCC, com fator de potência unitário. A influência do desequilíbrio das cargas conectadas ao PCC dessa rede elétrica pode ser analisada com base em uma análise nodal [60]. Para isso, são consideradas as tensões dos nós (nas barras) do circuito em relação a um nó de referência, as correntes injetadas e as admitâncias da rede elétrica.

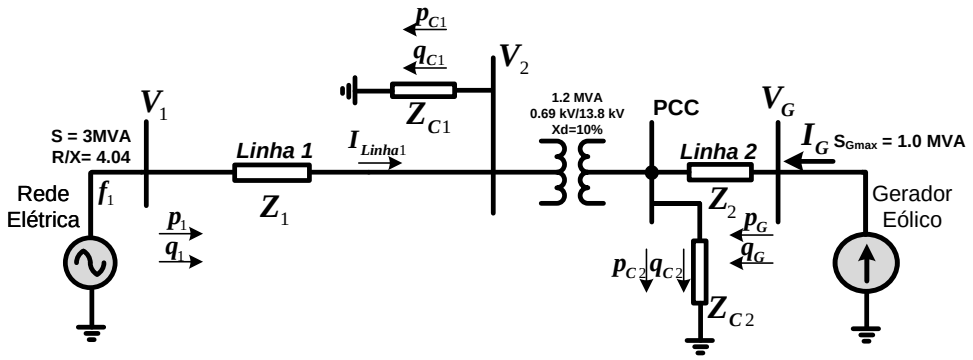

Figura 3.15: Representação simplificada de uma rede de distribuição com gerador eólico integrado.

Análise nodal da rede elétrica de distribuição com carga solidamente aterrada

O circuito equivalente considerado na análise nodal da rede de distribuição com carga solidamente aterrada é mostrado na Figura 3.16.

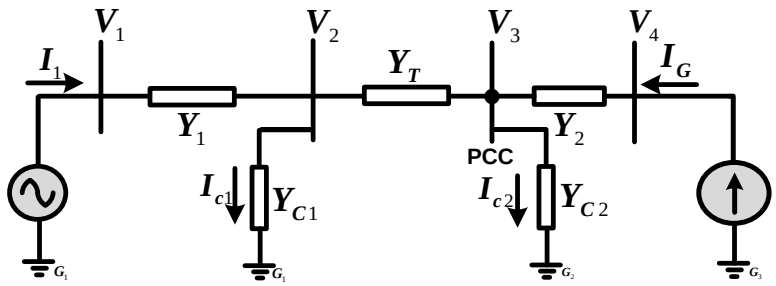

Figura 3.16: Circuito equivalente da rede de distribuição com gerador eólico integrado (com carga solidamente aterrada).

A matriz admitância de barra modificada [60] da rede elétrica mostrada na Figura 3.16 é dada por:

$$Y'_B = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ -Y_{12} & 0 & 0 & Y_{2a} & 0 & 0 & -Y_T & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & -Y_{12} & 0 & 0 & Y_{2b} & 0 & 0 & -Y_T & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -Y_{12} & 0 & 0 & Y_{2c} & 0 & 0 & -Y_T & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -Y_T & 0 & 0 & Y_{3a} & 0 & 0 & -Y_{34} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & -Y_T & 0 & 0 & Y_{3b} & 0 & 0 & -Y_{34} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -Y_T & 0 & 0 & Y_{3c} & 0 & 0 & -Y_{34} \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -Y_{34} & 0 & 0 & Y_{34} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -Y_{34} & 0 & 0 & Y_{34} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -Y_{34} & 0 & 0 & Y_{34} \end{bmatrix} \tag{3.17}$$

em que: $Y_2j = Y_{12} + Y_{C1j} + Y_T$ e $Y_3j = Y_{C2j} + Y_T + Y_{34}$ (j=a, b, c) são as admitâncias próprias das barras 2 e 3, Y_{12} é a admitância entre as barras 1 e 2 e Y_{34} é a admitância entre as barras 3 e 4.

As tensões nas barras da rede elétrica e as correntes injetadas na forma matricial são

expressas por:

$$Y_B' \begin{bmatrix} \dot{V}_{1a} \\ \dot{V}_{1b} \\ \dot{V}_{1c} \\ \dot{V}_{2a} \\ \dot{V}_{2b} \\ \dot{V}_{2c} \\ \dot{V}_{3a} \\ \dot{V}_{3b} \\ \dot{V}_{3c} \\ \dot{V}_{4a} \\ \dot{V}_{4b} \\ \dot{V}_{4c} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \dot{V}_a \\ \dot{V}_b \\ \dot{V}_c \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ \dot{I}_{Ga} \\ \dot{I}_{Gb} \\ \dot{I}_{Gc} \end{bmatrix} \tag{3.18}$$

Resolvendo-se (3.18) pode-se obter as magnitudes e fases das tensões da barra 3, que é o PCC da rede elétrica. A influência de cargas desequilibradas no perfil de tensão no PCC é analisada primeiramente, variando-se as magnitudes e/ou ângulo das admitâncias das cargas conectadas ao PCC. Em seguida, essas tensões são decompostas em componentes simétricas para a obtenção das magnitudes das componentes de sequência positiva e negativa da tensão. Com base nisso, pode-se determinar o FD da tensão no PCC, que de acordo com a seção 5.0 do Módulo 8 do PRODIST pode ser expresso por [8]:

$$FD = \frac{V_-}{V_+} 100\%, \tag{3.19}$$

sendo, V_- a magnitude da tensão de sequência negativa (RMS) e V_+ é a magnitude da tensão de sequência positiva (RMS).

A Tabela 3.2 apresenta as magnitudes e fases das tensões no PCC para diferentes níveis de desequilíbrio da carga conectada à fase c do PCC ($C2c$). Esta análise considera que a potência injetada pelo gerador eólico corresponde a 20% da potência instalada na rede elétrica, o que resulta em um aumento de 5.4% nas magnitudes das tensões de fase no PCC, como mostrado na primeira linha da Tabela 3.2. As demais linhas dessa tabela mostram as magnitudes e fases das tensões no PCC quando $C2$ está desequilibrada.

Os resultados apresentados na Tabela 3.2 mostram que a variação de magnitude da admitância Y_{C2c} produz tensões no PCC com desequilíbrios de magnitude e fase. Com base nesses valores de tensão de fase, pode-se determinar as magnitudes das componentes de sequência positiva e negativa da tensão no PCC. Os FDs calculados, usando (3.19), para cada situação analisada são mostrados na Tabela 3.3.

Conforme mostrado na Tabela 3.3, dependendo do desequilíbrio atribuído à magnitude

Tabela 3.2: Magnitudes e fases das tensões no PCC de acordo com desequilíbrio da carga $C2c$ (Rede elétrica com carga solidamente).

Y_{C2a} (pu)	Y_{C2b} (pu)	Y_{C2c} (pu)	V_{PCCa} (pu)	V_{PCCb} (pu)	V_{PCCc} (pu)
$0.88\angle-8.5°$	$0.88\angle-8.5°$	$0.88\angle-8.5°$	$1.054\angle2.19°$	$1.054\angle-117.8°$	$1.054\angle122.19°$
$0.88\angle-8.5°$	$0.88\angle-8.5°$	$0.98\angle-8.5°$	$1.054\angle2.18°$	$1.054\angle-117.81°$	$1.046\angle121.85°$
$0.88\angle-8.5°$	$0.88\angle-8.5°$	$1.11\angle-8.5°$	$1.054\angle2.18°$	$1.054\angle-117.81°$	$1.036\angle120.93°$
$0.88\angle-8.5°$	$0.88\angle-8.5°$	$1.26\angle-8.5°$	$1.054\angle2.18°$	$1.054\angle-117.81°$	$1.024\angle120.928°$
$0.88\angle-8.5°$	$0.88\angle-8.5°$	$1.48\angle-8.5°$	$1.054\angle2.179°$	$1.054\angle-117.81°$	$1.01\angle120.264°$
$0.88\angle-8.5°$	$0.88\angle-8.5°$	$1.77\angle-8.5°$	$1.054\angle2.18°$	$1.054\angle-117.107°$	$1.017\angle119.362°$
$0.88\angle-8.5°$	$0.88\angle-8.5°$	$2.33\angle-8.5°$	$1.054\angle2.174°$	$1.054\angle-117.825°$	$0.956\angle118.079°$
$0.88\angle-8.5°$	$0.88\angle-8.5°$	$2.96\angle-8.5°$	$1.054\angle2.16°$	$1.054\angle-117.83°$	$0.908\angle116.11°$
$0.88\angle-8.5°$	$0.88\angle-8.5°$	$4.44\angle-8.5°$	$1.054\angle2.157°$	$1.054\angle-117.843°$	$0.822\angle112.737°$
$0.88\angle-8.5°$	$0.88\angle-8.5°$	$7.37\angle-8.5°$	$1.055\angle2.142°$	$1.055\angle-117.858°$	$0.633\angle105.667°$

Tabela 3.3: FD para diferentes magnitudes da carga $C2c$ (Rede elétrica com carga solidamente).

Y_{C2c} (pu)	V_+ (pu)	V_- (pu)	FD (%)
$0.88\angle-8.5°$	1.0	0	0
$0.98\angle-8.5°$	1.051	0.0032	0.31
$1.11\angle-8.5°$	1.048	0.007	0.69
$1.26\angle-8.5°$	1.044	0.012	1.18
$1.48\angle-8.5°$	1.081	0.018	1.82
$1.77\angle-8.5°$	1.031	0.027	2.69
$2.33\angle-8.5°$	1.021	0.0404	3.96
$2.96\angle-8.5°$	1.004	0.059	5.94
$4.44\angle-8.5°$	0.974	0.092	9.51
$7.37\angle-8.5°$	0.9273	0.141	15.27

da carga da fase c, são obtidos FDs que ultrapassam o valor limite de 2%, estabelecido no PRODIST[8].

Outra situação analisada, foi a influência da variação de perfil de uma carga no percentual de desequilíbrio da tensão. A Figura 3.17 mostra o FD da tensão no PCC decorrente da variação do fator de potência da carga conectada à fase c do PCC. Neste caso, manteve-se constante o módulo da impedância Z_{C2c} e variou-se o ângulo em $\pm30°$ de maneira que a carga $C2_c$ apresentasse fatores de potência desde capacitivos, a indutivos. Os maiores valores de FD são observados nos casos em que a carga apresenta perfis capacitivos. Porém, esses valores de FD se mantiveram abaixo do limite de desequilíbrio estabelecido pelo PRODIST [8].

Na Tabela 3.4 são mostradas as magnitudes e fases da tensão no PCC referentes a três perfis assumidos para admitâncias conectadas à fase c (capacitivo, resistivo, indutivo). A primeira linha dessa tabela refere-se ao caso com carga equilibrada e fator de potência igual 0.97.

As tensões de sequências positiva e negativa, bem como os FDs obtidos para cada perfil $C2c$ são mostrados na Tabela 3.7. Como pode ser visto, o desequilíbrio na tensão do PCC é maior quando a carga C_{2c} apresenta um FP = 0.866 capacitivo. Nesta situação, o FD é de 1.835%.

Observa-se, que a existência de cargas desequilibradas e a variação do perfil dessas

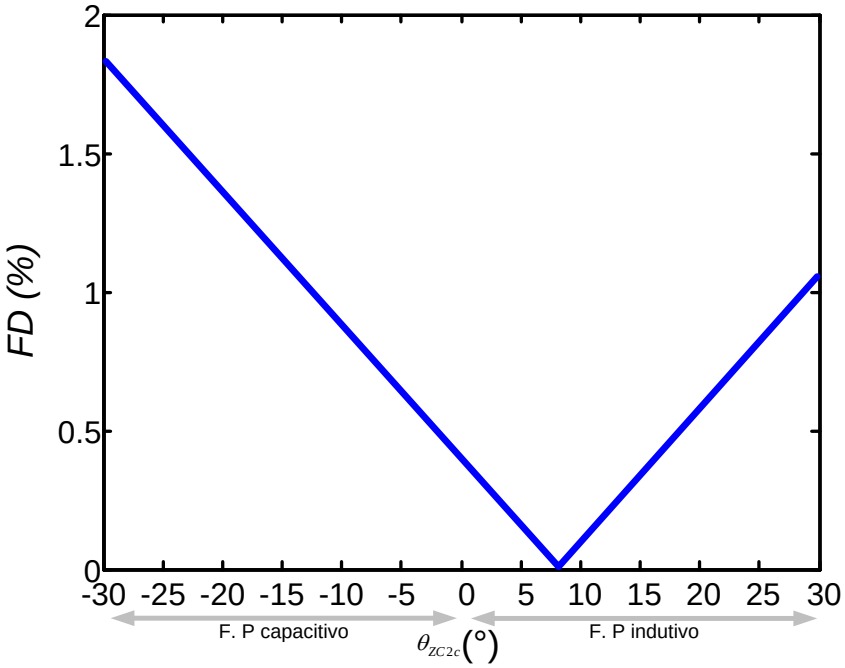

Figura 3.17: Fator de Desequilíbrio (FD) da tensão no PCC em função de θ_{ZC2c}.

Tabela 3.4: Magnitudes e fases das tensões no PCC de acordo com as condições da carga Z_{C2} (Rede elétrica com carga solidamente aterrada).

Y_{C2a} (pu)	Y_{C2b} (pu)	Y_{C2c} (pu)	V_{PCCa} (pu)	V_{PCCb} (pu)	V_{PCCc} (pu)
$0.88\angle-8.5°$	$0.88\angle-8.5°$	$0.88\angle-8.5°$	$1.054\angle2.19°$	$1.054\angle-117.8°$	$1.054\angle122.19°$
$0.88\angle-8.5°$	$0.88\angle-8.5°$	$0.89\angle0°$	$1.054\angle2.18°$	$1.054\angle-117.81°$	$1.062\angle-121.616°$
$0.88\angle-8.5°$	$0.88\angle-8.5°$	$1.88\angle-30°$Ind.	$1.054\angle2.18°$	$1.054\angle-117.81°$	$1.048\angle123.73°$
$0.88\angle-8.5°$	$0.88\angle-8.5°$	$1.88\angle30°$Cap.	$1.054\angle2.18°$	$1.054\angle-117.81°$	$1.108\angle120.232°$

Tabela 3.5: FD para diferentes perfis da carga $C2c$ (Rede elétrica com carga solidamente aterrada).

F.P	V_+ (pu)	V_- (pu)	FD (%)
0.98	1.0	0	0
1.0	1.057	0.0045	0.423
0.866 *ind*	1.048	0.0109	1.041
0.866 *Cap*	1.072	0.0196	1.835

cargas durante a operação também contribuem para desequilíbrio de tensão. Conforme mostrado, a variação de fator de potência da carga $C2c$ de 0.98 para 1.0 causou desequilíbrio de 0.423% na tensão do PCC. Dependendo do nível de desequilíbrio da tensão, pode ser necessário o uso da compensação direta de magnitude e fase da tensão para que somente a componente de sequência positiva seja aplicada à carga.

Análise nodal da rede elétrica de distribuição com carga aterrada através de condutor de Neutro

O circuito equivalente considerado na análise nodal da rede de distribuição com condutor de neutro é mostrado na Figura 3.16. Por simplicidade, apenas o condutor de neutro da carga conectada ao PCC é representado. Também não são consideradas neste estudo, as admitâncias mútuas eventuais entre as fases.

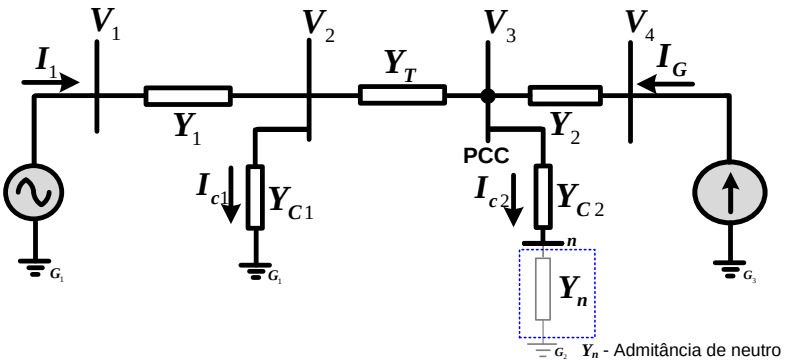

Figura 3.18: Circuito equivalente da rede de distribuição com gerador eólico integrado (com condutor de neutro).

A existência do condutor de neutro modifica a formação da matriz admitância de barra. Neste caso, as tensões na barra 3 podem ser dadas por:

$$[V_3] = [V_{3n}] + [V_n], \tag{3.20}$$

expressando V_3 em termos das correntes e impedâncias desse ramo do circuito, tem-se:

$$[V_3] = [Z'_{C2}]\ [I_{C2}]. \tag{3.21}$$

sendo: $Z'_{C2} = [Z_{C2}] + [Z_n]$. Na forma matricial Z'_{C2} é expressa por:

$$Z'_{C2} = \begin{bmatrix} Z_{C2} & 0 & 0 \\ 0 & Z_{C2} & 0 \\ 0 & 0 & Z_{C2} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} Z_n & Z_n & Z_n \\ Z_n & Z_n & Z_n \\ Z_n & Z_n & Z_n \end{bmatrix}.$$

Reescrevendo (3.21), pode-se expressar as correntes que circulam na carga como:

$$[I_{C2}] = [Y'_{C2}]\ [V_3], \tag{3.22}$$

em que: $Y'_{C2} = [Z'_{C2}]^{-1}$

A matriz admitância de barra modificada [60] da rede elétrica mostrada na Figura 3.18

é dada por:

$$Y'_B = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ -Y_{12} & 0 & 0 & Y_{2a} & 0 & 0 & -Y_T & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & -Y_{12} & 0 & 0 & Y_{2b} & 0 & 0 & -Y_T & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -Y_{12} & 0 & 0 & Y_{2c} & 0 & 0 & -Y_T & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -Y_T & 0 & 0 & Y_{3a} & Y_n & Y_n & -Y_{34} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & -Y_T & 0 & Y_n & Y_{3b} & Y_n & 0 & -Y_{34} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -Y_T & Y_n & Y_n & Y_{3c} & 0 & 0 & -Y_{34} \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -Y_{34} & 0 & 0 & Y_{34} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -Y_{34} & 0 & 0 & Y_{34} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -Y_{34} & 0 & 0 & Y_{34} \end{bmatrix} \tag{3.23}$$

em que: $Y_2j = Y_{12} + Y_{C1j} + Y_T$ e $Y_3j = Y'_{C2j} + Y_T + Y_{34}$ (j=a, b, c) são as admitâncias próprias das barras 2 e 3; Y_{12} é a admitância de transferência entre as barras 1 e 2 e Y_{34} é a admitância de transferência entre as barras 3 e 4. As tensões em todas as barras da rede elétrica são obtidas a partir de (3.18). As magnitudes e as fases das tensões da barra 3 correspondem às tensões no PCC. A influência do desequilíbrio de $C2$ é realizada através de uma análise nodal, do mesmo modo que no caso com a carga solidamente aterrada. Para isso, são consideradas as tensões dos nós (nas barras) do circuito em relação a um nó de referência, as correntes injetadas e as admitâncias da rede elétrica.

A Tabela 3.6 apresenta as magnitudes e fases das tensões no PCC para diferentes níveis de desequilíbrio da carga conectada à fase c do PCC ($C2c$). Neste caso, também considera-se que a potência injetada pelo gerador eólico corresponde a 20% da potência instalada na rede elétrica, resultando em um aumento de 3.9% nas magnitudes das tensões de fase no PCC, conforme mostrado na primeira linha da Tabela 3.6. As demais linhas dessa tabela mostram as magnitudes e fases das tensões no PCC diante do desequilíbrio de $C2$.

Tabela 3.6: Magnitudes e fases das tensões no PCC de acordo com desequilíbrio da carga $C2c$ (Rede elétrica com condutor de neutro).

Y_{C2a} (pu)	Y_{C2b} (pu)	Y_{C2c} (pu)	V_{PCCa} (pu)	V_{PCCb} (pu)	V_{PCCc} (pu)
$0.88\angle-8.5°$	$0.88\angle-8.5°$	$0.88\angle-8.5°$	$1.039\angle-2.08°$	$1.039\angle-122.08°$	$1.039\angle117.92°$
$0.88\angle-8.5°$	$0.88\angle-8.5°$	$0.98\angle-8.5°$	$1.039\angle-2.04°$	$1.039\angle-122.10°$	$1.030\angle117.68°$
$0.88\angle-8.5°$	$0.88\angle-8.5°$	$1.11\angle-8.5°$	$1.039\angle-2.01°$	$1.039\angle-117.15°$	$1.016\angle117.33°$
$0.88\angle-8.5°$	$0.88\angle-8.5°$	$1.26\angle-8.5°$	$1.038\angle-1.97°$	$1.039\angle-122.21°$	$1.0\angle116.95°$
$0.88\angle-8.5°$	$0.88\angle-8.5°$	$1.48\angle-8.5°$	$1.037\angle-1.92°$	$1.039\angle-122.28°$	$0.98\angle116.425°$
$0.88\angle-8.5°$	$0.88\angle-8.5°$	$1.77\angle-8.5°$	$1.036\angle-1.86°$	$1.038\angle-122.37°$	$0.95\angle115.77°$
$0.88\angle-8.5°$	$0.88\angle-8.5°$	$2.33\angle-8.5°$	$1.034\angle-1.75°$	$1.038\angle-122.53°$	$0.91\angle114.64°$
$0.88\angle-8.5°$	$0.88\angle-8.5°$	$2.96\angle-8.5°$	$1.032\angle-1.64°$	$1.037\angle-122.68°$	$0.87\angle113.53°$
$0.88\angle-8.5°$	$0.88\angle-8.5°$	$4.44\angle-8.5°$	$1.030\angle-1.44°$	$1.035\angle-122.942°$	$0.79\angle111.44°$
$0.88\angle-8.5°$	$0.88\angle-8.5°$	$7.37\angle-8.5°$	$1.026\angle-1.16°$	$1.033\angle-123.269°$	$0.69\angle108.614°$

Observa-se nos resultados apresentados na Tabela 3.6, que a variação de magnitude da admitância Y_{C2c} também produz nessa rede elétrica tensões no PCC com desequilíbrio de magnitude e fase. Os FDs calculados usando (3.19) e listados na Tabela 3.7, mostram

que na maioria dos casos, os fatores de desequilíbrio da tensão no PCC da rede elétrica com condutor de neutro são maiores que os valores obtidos para a rede elétrica com carga solidamente aterrada. O efeito do desequilíbrio de cargas no perfil da tensão do PCC deste tipo de rede elétrica é maior.

Tabela 3.7: FD para diferentes magnitudes da carga $C2c$ (Rede elétrica com condutor de neutro).

Y_{C2c} (pu)	V_+ (pu)	V_- (pu)	FD (%)
$0.88\angle-8.5°$	1.0	0	0
$0.98\angle-8.5°$	1.03668	0.00315	0.367
$1.11\angle-8.5°$	1.03194	0.0074	0.872311
$1.26\angle-8.5°$	1.0267	0.0122	1.4355
$1.48\angle-8.5°$	1.01941	0.0188	2.2244
$1.77\angle-8.5°$	1.0105	0.0269	3.202
$2.33\angle-8.5°$	0.995	0.04065	4.91
$2.96\angle-8.5°$	0.9802	0.0539	6.60
$4.44\angle-8.5°$	0.9527	0.077	9.81
$7.37\angle-8.5°$	0.9174	0.108	14.176

A influência da variação de perfil de uma carga no percentual de desequilíbrio da tensão também foi analisada considerando a existência do condutor de neutro. A Figura 3.19 mostra o FD da tensão no PCC em função da variação do fator de potência da carga conectada à fase c do PCC. Neste caso, também manteve-se constante o módulo da admitância Y_{C2c} e variou-se o ângulo em $\pm 30°$ de maneira que a carga $C2_c$ apresentasse fatores de potência desde capacitivos a indutivos.

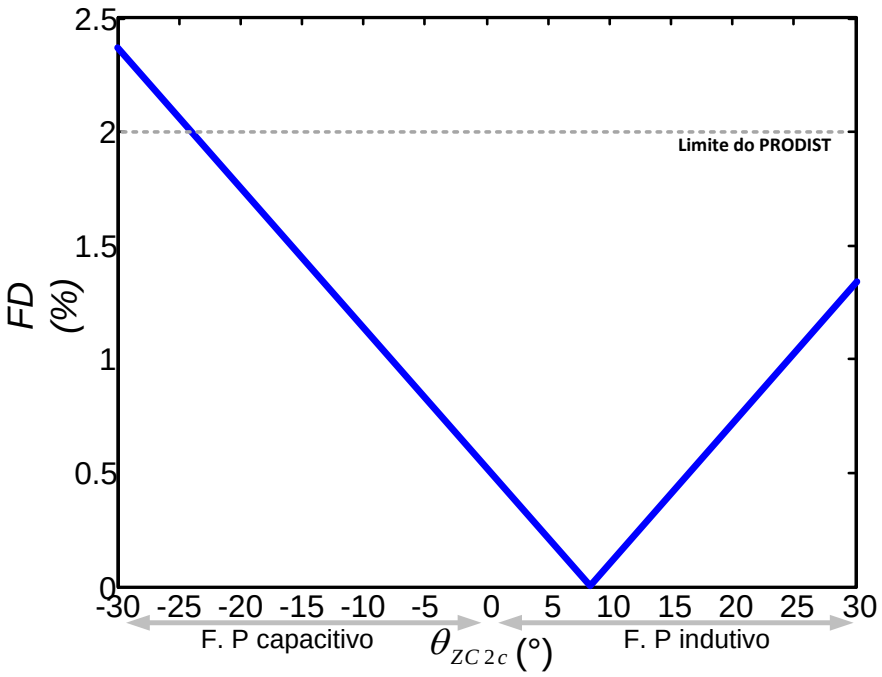

Figura 3.19: Fator de Desequilíbrio (FD) da tensão no PCC em função de θ_{C2c}.

Da mesma forma que no caso anterior, os maiores valores de FD são observados

nos casos em que a carga apresenta perfis capacitivos. No entanto, esses valores de FD são maiores que o limite de desequilíbrio estabelecido pelo PRODIST para sistemas de distribuição [8].

Segundo Starosta [61], sistemas elétricos desequilibrados provocam uma aumento considerável das perdas elétricas, contribuindo para o desperdício de energia elétrica. Além disso, caso os níveis de desequilíbrios sejam significativos, eles podem chegar a desligar plantas industriais ou prédios comerciais pela atuação indevida dos circuitos de proteção. De acordo com Mehl [62], estudos já demonstraram que desequilíbrios de 3.5% na tensão podem aumentar as perdas em motores em 20% e desequilíbrios acima de 5% causam problemas imediatos como o comprometimento do desempenho e redução da vida útil. Pequenos valores na faixa de 1 a 2% também são prejudiciais, pois podem ocasionar aumentos no consumo de energia que ao longo de muito tempo podem ser significativos, sem serem detectados, principalmente se a carga estiver superdimensionada. Assim, a tensão da rede deve ser regularmente monitorada e um desequilíbrio maior do que 1% dever ser corrigido. A seguir, serão apresentadas as principais características das estratégias de controle direto da tensão propostas neste trabalho.

3.7 Estratégias de Controle do UPFC - 1ϕ

O controle das tensões no PCC é realizado pelos VSC 2 das fases a, b e c. Como já mencionado, o UPFC - 1ϕ é uma estrutura modular de controlador, baseada em conversores monofásicos, com controles desacoplados nas três fases do sistema elétrico. Na Figura 3.20 é mostrado o circuito de dois VSCs com IGBTs conectados em *"back-to-back"* representando uma das fases do UPFC - 1ϕ. [2]

O VSC 1 opera controlando a tensão no elo CC e consiste de um conversor monofásico com controle PWM, cujos terminais CA são conectados por meio de um transformador de acoplamento em paralelo à rede elétrica. O VSC 2 consiste de um conversor monofásico com chaveamento PWM cujos terminais CA podem ser conectados diretamente à linha. No entanto, neste estudo os terminais CA do VSC 1 são conectados em série com secundário do transformador do sistema para que o conversor opere em uma tensão de isolação mais baixa. A seguir serão detalhadas as técnicas de controle utilizadas no arranjo do UPFC proposto.

3.7.1 Controle do VSC Paralelo

A Figura 3.20 mostra a conexão do VSC 1 com a rede elétrica, as grandezas a serem medidas neste caso são a tensão e a corrente do lado CA do conversor e a tensão no elo

[2] A metodologia adotada para a obtenção dos parâmetros dos filtros dos lados CA dos VSCs série é apresentada na seção A.4 do Apendice A.

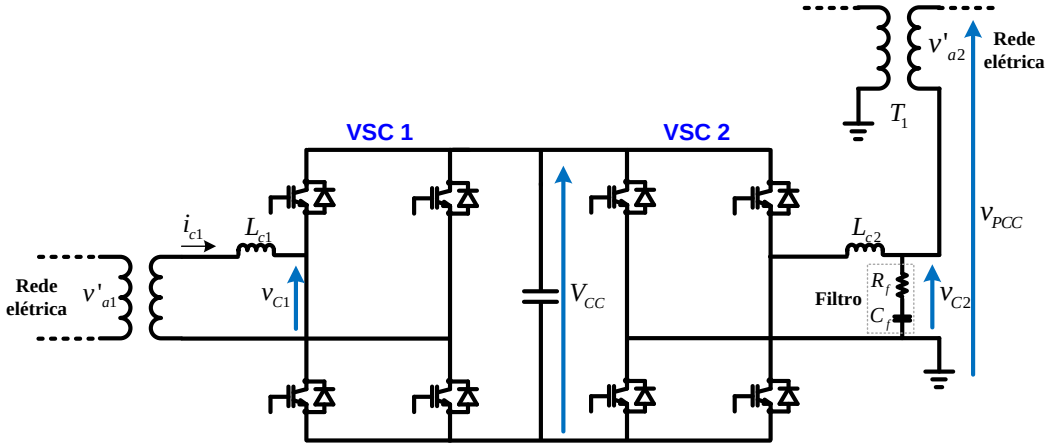

Figura 3.20: Circuito do UPFC - 1ϕ.

CC. Este conversor é responsável por controlar a tensão no elo CC. Por simplicidade, foi usado o controle de corrente por banda de histerese [57].

O objetivo pretendido com o controle do VSC 1 é a manutenção da tensão no elo CC constante. Neste controle, o resultado da comparação entre a tensão V_{CC} com a referência $V_{CC}{}^*$ é a entrada de um controlador PI (Proporcional Integral). Através de um circuito PLL obtém-se o ângulo da tensão do lado CA de VSC 1 (v_{C1}). O diagrama de blocos do PLL monofásico utilizado neste trabalho é mostrado na Figura 3.21. Essa configuração foi proposta por Karimi e Iravani [63][64].

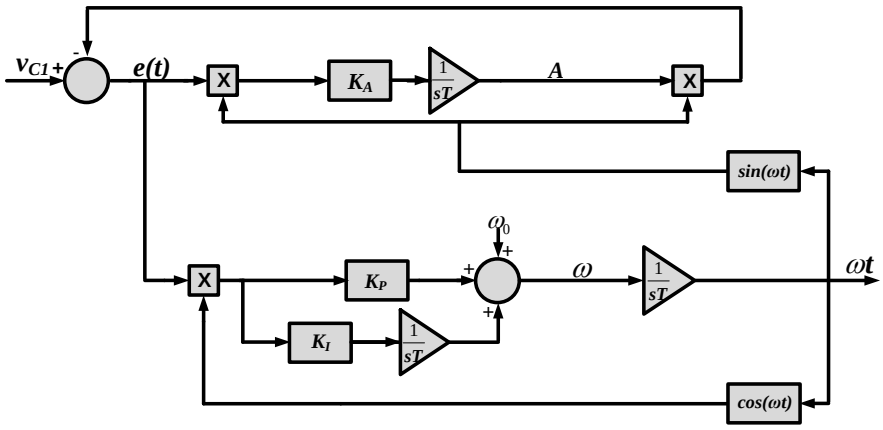

Figura 3.21: Diagrama de blocos do PLL monofásico proposto por Karimi e Iravani.

A principal característica deste PLL é que, além de rastrear o ângulo do sinal de entrada, ele rastreia também a amplitude da componente fundamental desse sinal. Assim, a saída reproduz a componente fundamental do sinal de entrada. Para o controle do VSC 1 extrai-se apenas a fase da tensão v_{C1}.

A dinâmica deste PLL é ajustada através dos parâmetros K_A , K_P e K_I . O parâmetro K_A é responsável pela determinação da amplitude. O aumento do seu valor diminui o

tempo de resposta e pode criar oscilações na saída. Os parâmetros K_P e K_I influenciam na dinâmica da obtenção da fase e da frequência. Em [64], são sugeridos os seguintes valores para esses parâmetros: $K_A = 100$ pu , $K_P = 20$ pu e $K_I = 100\ s^{-1}$.

As Figuras 3.22 e 3.23 mostram o funcionamento do PLL monofásico. No primeiro caso, a fase do sinal de entrada é rastreada pelo PLL. Em seguida, considerou-se um sinal de entrada com elevado conteúdo harmônico. No instante $t = 250ms$ a amplitude desse sinal é reduzida para 0.8. Observa-se que o PLL é capaz de rastrear a componente fundamental do sinal de entrada e com a malha de detecção de amplitude pode-se reconstruir o sinal, livre de harmônicos.

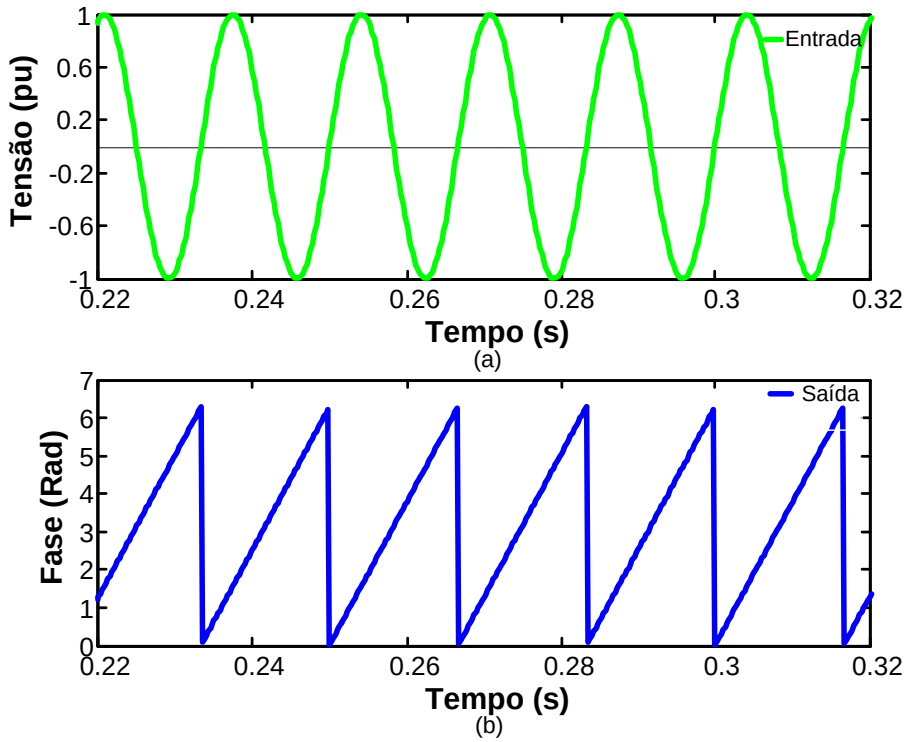

Figura 3.22: Sinais de entrada e saída do PLL monofásico. (a) Tensão e (b) Ângulo.

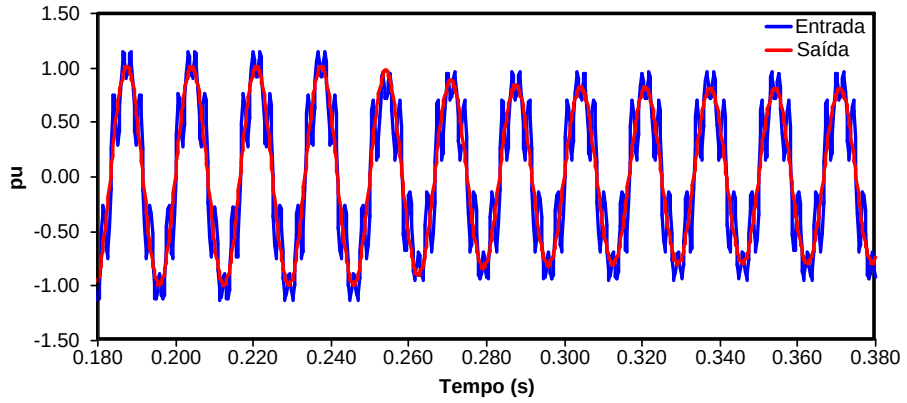

Figura 3.23: Sinais de entrada e saída do PLL monofásico com harmônicos e variação de amplitude.

O resultado obtido na saída do controlador PI (I_m), é multiplicado pela senóide de amplitude unitária e resulta na referência de corrente i_{ref}, que mais adiante é comparada com a corrente medida na entrada de VSC 1, gerando o erro da corrente (i_{erro}). A partir do erro de corrente calculado é feita uma estratégia de controle por bandas de histerese para a geração dos pulsos de controle dos IGBTs do conversor. O diagrama de blocos do controle adaptativo de corrente implementado no PSCAD/EMTDC é mostrado na Figura 3.24.

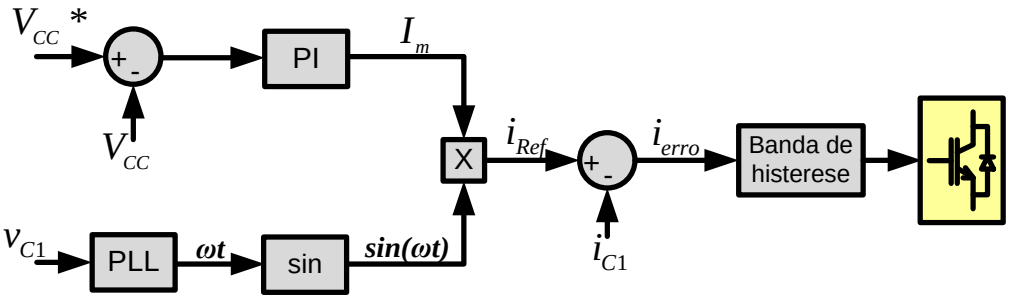

Figura 3.24: Diagrama de blocos do controle de corrente por banda de histerese.

3.7.2 Controle do VSC Série

Na Figura 3.20 é apresentado o VSC 2 de uma das fases do sistema, sua conexão com o sistema elétrico e as grandezas medidas, que neste caso são a tensão no secundário do transformador e a tensão no PCC. Neste trabalho, é proposta uma estratégia para compensação apenas da magnitude da tensão no PCC e uma estratégia para compensação da magnitudes e fases dessa tensão. A seguir, serão descritas as características dessas alternativas de controle.

Compensação Direta da Magnitude da Tensão no PCC

O diagrama de blocos do controle direto de magnitude da tensão no PCC é mostrado na Figura 3.25. A estratégia de controle consiste na comparação do valor RMS (*root mean square*) da tensão no PCC com o valor de referência $V_{PCC_rms}{}^*$. O valor RMS da tensão medida no PCC é expresso por:

$$v_{PCC_rms}(k) = \sqrt{\frac{1}{N}\sum_{n=0}^{N-1}\left[v_{PCC}(k-n)\right]^2}, \tag{3.24}$$

em que, N é o número de amostras para um ciclo da frequência fundamental e $v_{PCC_rms}(k)$ é a k-ésima amostra de tensão. Este método de cálculo utiliza janela móvel de dados e o valor RMS, para um conjunto de valores armazenados, é calculado a cada passo de simulação [3].

[3] O passo de simulação utilizado em todas as análises dinâmicas deste trabalho é de $5\mu\ s$

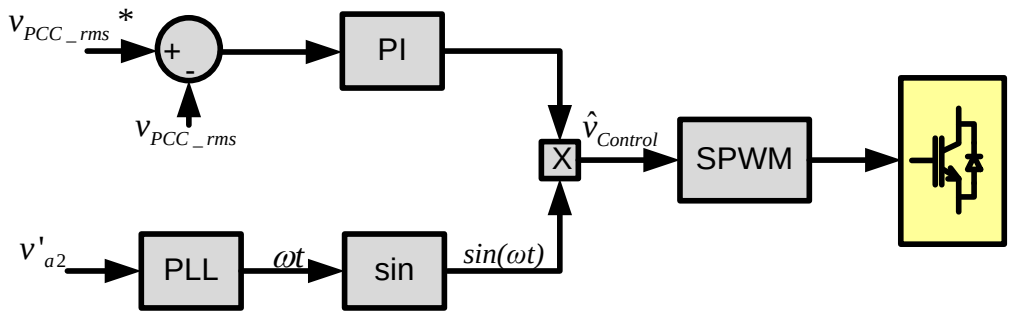

Figura 3.25: Diagrama de blocos do controle do VSC 2.

O resultado da comparação entre o valor eficaz da tensão no PCC com o valor de referência $V_{PCC}*$ passa por um controlador PI, resultando na magnitude da tensão que deve ser injetada em série com a tensão do secundário do transformador T_1. Um PLL é utilizado para extrair a fase da tensão v_2' no secundário do transformador T_1. Para este caso, também foi adotada a configuração de PLL monofásico proposta por Karimi e Iravani [63][64]. A referência de tensão calculada pelo controle é comparada com uma portadora triangular para então gerar os pulsos de disparo dos IGBTs do VSC 2.

Compensação Direta de Magnitude e fase da Tensão no PCC

A tensão no PCC de uma rede elétrica é composta principalmente de componentes de sequência positiva, mas podem conter também componentes de sequência negativa, que dão origem aos desequilíbrios. A estratégia de controle direto de magnitude e fase da tensão proposta neste trabalho consiste na determinação das componentes de sequências da tensão. Para isso, utiliza-se o UTSP (Unfied Three-Phase Processor) [65], que é um processador de sinais trifásico que decompõe um conjunto de sinais trifásicos ($u(t)$) em suas respectivas componentes de sequência positiva, negativa e zero. O diagrama de blocos do UTSP é mostrado na Figura 3.26. Este processador estima as magnitudes, fases e frequências das componentes de sequência, e ainda, sintetiza os sinais no domínio do tempo.

As três primeiras malhas de controle do UTSP determinam as amplitudes das componentes de sequência do sinal de entrada V_p, V_n e V_z, respectivamente. As demais malhas determinam as fases ϕ_p, ϕ_n e ϕ_z e a frequência angular ω. Cada SCG (Sine-Cossine Generator) gera dois vetores S_x e C_x (x=p,n e z), que são usados para estimar V_x, ϕ_x e ω. Os blocos DP (Dot Product) realizam as multiplicações vetoriais e os blocos SP (Scalar Product) realizam multiplicações escalares. Uma modelagem matemática e análises de estabilidade e desempenho dinâmico do UTSP são apresentadas por H. Karimi em [65].

Um exemplo de componentes de sequência da tensão no PCC estimadas pelo UTSP, a partir de tensões desequilibradas, é ilustrado na Figura 3.27.

A dinâmica do UTSP é ajustada através dos ganhos μ_w , (w=$1,2,...,7$). Os ganhos

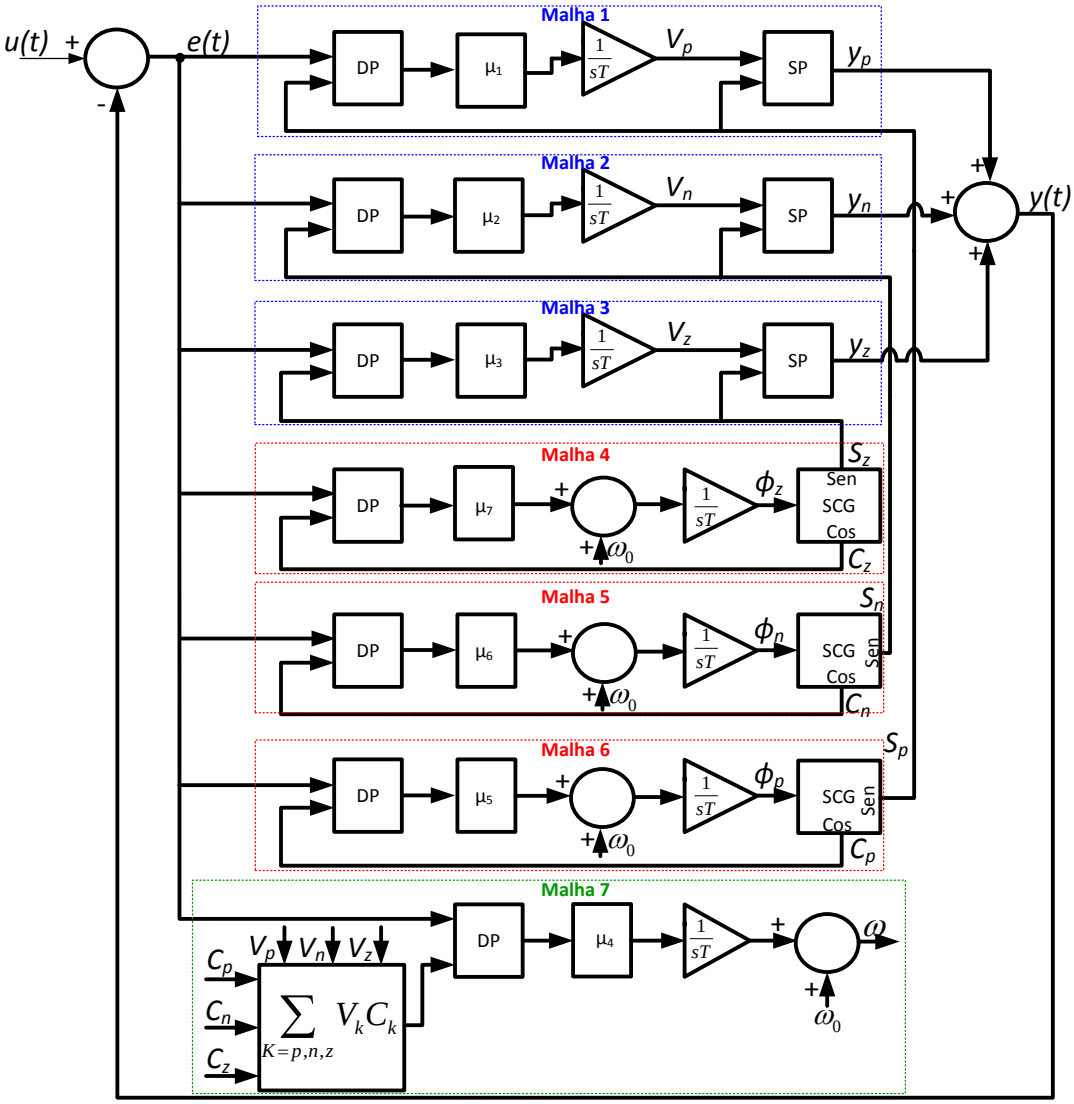

Figura 3.26: Diagrama de blocos do *Unfied Three-Phase Processor* (UTSP).

μ_1, μ_2 e μ_3 são responsáveis pela determinação das amplitudes das componentes de sequência V_p, V_n e V_z. Os ganhos μ_5, μ_6 e μ_7 determinam as fases das componentes de sequência. A frequência angular do sinal de entrada é determinada por meio do ganho μ_4. Em [65], é apresentada uma metodologia para o cálculo desses ganhos baseada na determinação do *Root Locus* do modelo linear do UTSP. Com base nessa metodologia foram determinados os seguintes valores para esses ganhos: $\mu_1 = 67$, $\mu_2 = 67$, $\mu_3 = 67$ pu, $\mu_4 = 10000\ Rad\ s^{-1}\ V^{-1}$, $\mu_5 = 133\ Rad\ s^{-1}\ V^{-1}$, $\mu_6 = 266\ Rad\ s^{-1}\ V^{-1}$ e $\mu_7 = 660\ s^{-2}$.

O diagrama de blocos da estratégia de controle direto de magnitude e fase da tensão no PCC é mostrado na Figura 3.28. Essa estratégia de controle consiste na comparação de cada magnitude de componente de sequência obtida através do UTSP com um valor de referência V_x^*. O resultado de cada comparação passa por um controlador PI, resultando

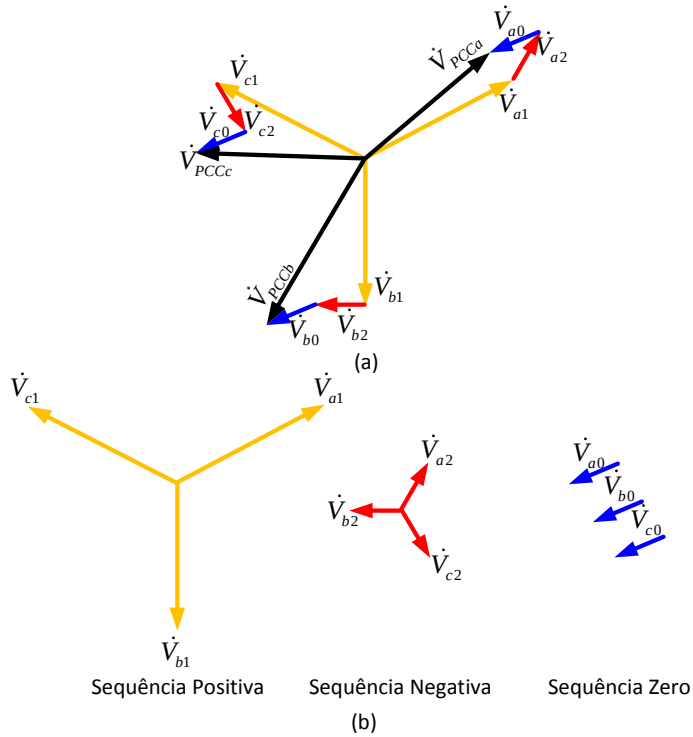

Figura 3.27: (a)Tensões no PCC desequilibradas e (b) Componentes de sequência estimadas pelo UTSP.

na magnitude da tensão de sequência que deve ser compensada [4].

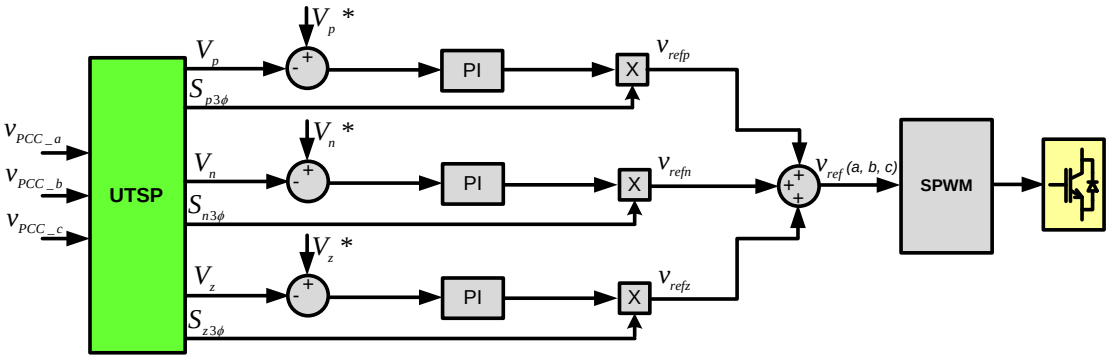

Figura 3.28: Diagrama de blocos da estratégia de controle direto de magnitude e fase da tensão no PCC.

Os vetores S_p, S_n e S_z correspondentes às tensões de sequência são provenientes dos

[4]Os parâmetros dos controladores PI utilizados na malha de controle direto de magnitude e fase da tensão são mostrados na seçãoA.2.1 do Apêndice A

blocos geradores de seno (SCG) do UTSP, sendo expressos por:

$$\left[\mathrm{S}_{\mathrm{p}3\phi}\right] = \begin{bmatrix} Sin\phi_p \\ Sin(\phi_p - 120^0) \\ Sin(\phi_p + 120^0) \end{bmatrix}, \quad \left[\mathrm{S}_{\mathrm{n}3\phi}\right] = \begin{bmatrix} Sin\phi_n \\ Sin(\phi_n + 120^0) \\ Sin(\phi_n - 120^0) \end{bmatrix}, \quad \left[\mathrm{S}_{03\phi}\right] = \begin{bmatrix} Sin\phi_0 \\ Sin\phi_0 \\ Sin\phi_0 \end{bmatrix}. \tag{3.25}$$

Em (3.26), ϕ_p, ϕ_n e ϕ_0 são as fases das componentes de sequência positiva, negativa e zero do sinal de entrada. O sinal de saída da malha de controle é uma combinação das magnitudes e fases das componentes de sequência positiva, negativa e zero, expresso por:

$$\begin{aligned} v_{ref} &= v_{refp} + v_{refn} + v_{ref0} \\ &= V_p\left[\mathrm{S}_{\mathrm{p}3\phi}\right] + V_n\left[\mathrm{S}_{\mathrm{n}3\phi}\right] + V_0\left[\mathrm{S}_{03\phi}\right] \end{aligned} \tag{3.26}$$

Na Figura 3.29, é mostrada a representação fasorial de uma compensação por sequência na tensão no PCC. Com a compensação, as componentes de sequência negativa e zero são eliminadas e a componente de sequência positiva é mantida com a magnitude necessária para que as tensões no PCC sejam equilibradas (apenas sequência positiva).

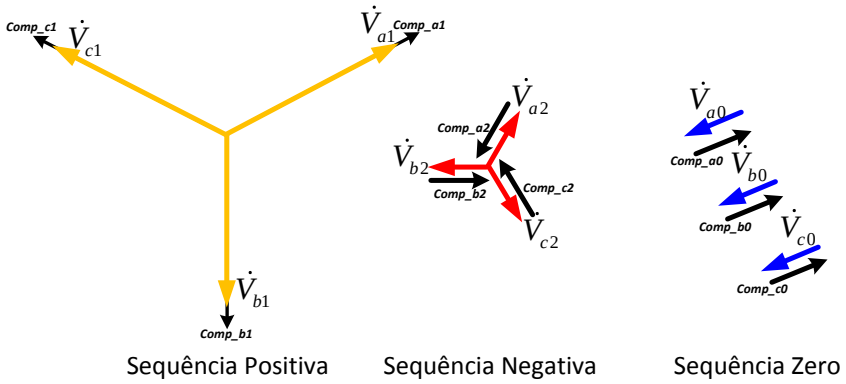

Figura 3.29: Componentes de sequência da tensão no PCC compensadas.

3.8 Estratégias de Controle do UPFC $3\phi - 1\phi$

Da mesma forma que no UPFC - 1ϕ, a função desempenhada pelo UPFC $3\phi - 1\phi$ é definida com base no modo de operação selecionado para os VSCs série. O controle das tensões no PCC é realizado pelos VSCs monofásicos das fases a, b e c, enquanto o controle da tensão no elo CC é feito pelo VSC trifásico.

3.8.1 Controle do VSC Trifásico conectado em paralelo

Na Figura 3.30, é apresentado o VSC 1, sua conexão com o sistema elétrico e os sinais a serem medidos, que são as tensões de fase e correntes de linha do lado CA desse conversor. A função desempenhada por este conversor é o controle da tensão do elo CC.

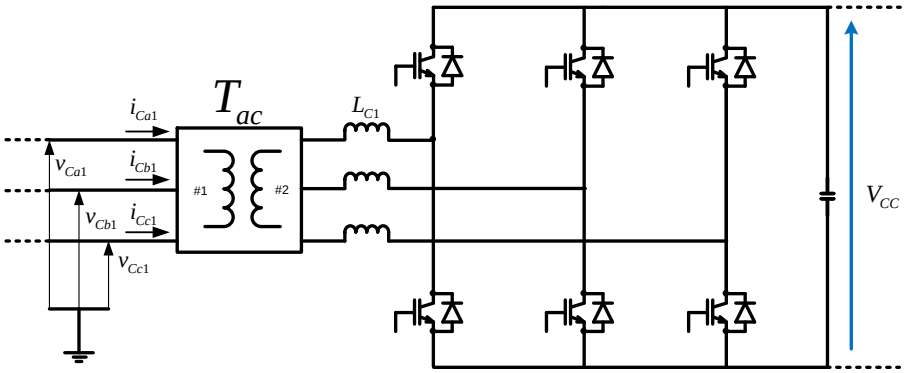

Figura 3.30: VSC trifásico do UPFC $3\phi - 1\phi$.

A estratégia adotada para o controle da tensão CC é baseada na teoria das potências real e imaginária instantâneas [66], em que as correntes a serem sintetizadas são definidas a partir das tensões medidas no sistema, i.e.:

$$\begin{bmatrix} i_\alpha^* \\ i_\beta^* \end{bmatrix} = \frac{1}{v_\alpha^2 + v_\beta^2} \begin{bmatrix} v_\alpha & -v_\beta \\ v_\beta & v_\alpha \end{bmatrix} \begin{bmatrix} p_{ref} \\ q_{ref} \end{bmatrix}, \tag{3.27}$$

em que, v_α e v_β são as tensões medidas no lado CA do VSC 1 no referencial $\alpha\beta$ e p_{ref} e q_{ref} são as potências real e imaginária de referência [66]. A transformação de Clarke para as tensões, desconsiderando a sequência zero, é dada por 3.28:

$$\begin{bmatrix} v_\alpha \\ v_\beta \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} 1 & -1/2 & -1/2 \\ 0 & \sqrt{3}/2 & -\sqrt{3}/2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix}. \tag{3.28}$$

A potência real de referência, (p_{ref}), é obtida comparando-se a tensão medida no elo CC com um valor de referência e processado por um controlador PI. Este controle determina a quantidade de energia que deve entrar ou sair do conversor para que a tensão no elo CC seja mantida no valor de referência. A potência imaginária q_{ref} é, no presente estudo, mantida igual a zero.

As correntes no referencial $\alpha\beta$ são transformadas para o referencial dq através da

transformação de park [66]:

$$\begin{bmatrix} i_d* \\ i_q* \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos(\omega t) & \sin(\omega t) \\ -\sin(\omega t) & \cos(\omega t) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_\alpha \\ i_\beta \end{bmatrix}, \tag{3.29}$$

sendo ω a frequência angular da rede elétrica. As correntes i_d^* e i_q^* são constantes se o sistema for balanceado e estiver em regime permanente.

As correntes no referencial dq são comparadas com as correntes de referência i_d* e i_q*. Os resultados dessas comparações são processados por controladores PI determinando v_d* e v_q* [5]. Essas tensões são transformadas para o referencial $\alpha\beta$ através da transformação inversa de Park. Em seguida, as tensões no referencial $\alpha\beta$ são transformadas para o referencial abc através da transformação inversa de Clarke.

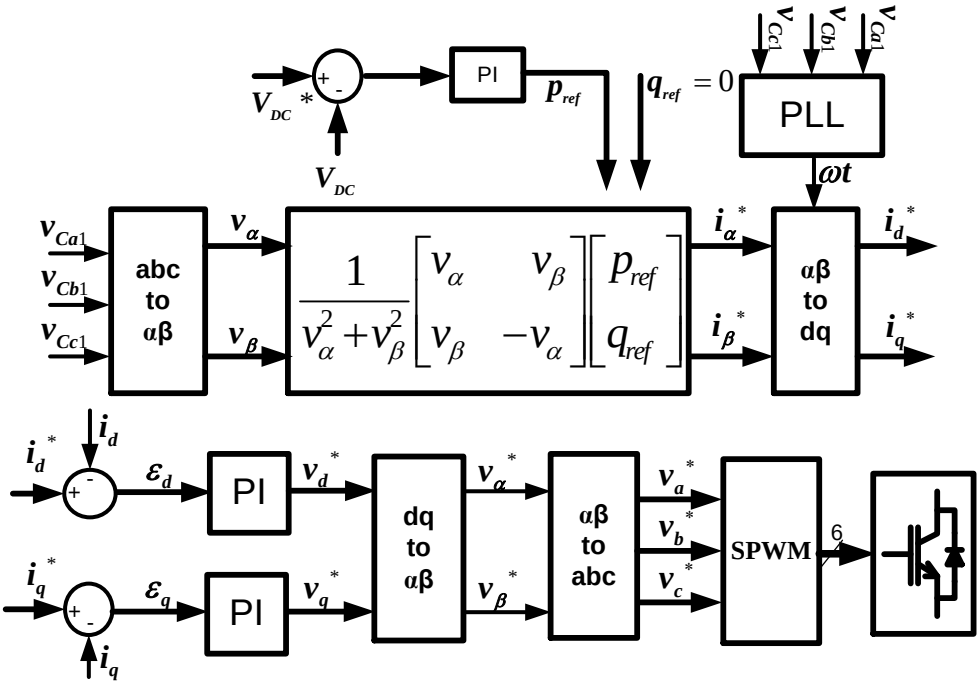

Figura 3.31: Diagrama de blocos do controle de tensão do elo CC do VSC trifásico.

3.8.2 Controle dos VSC Monofásicos

O controle deste arranjo de UPFC segue o mesmo controle do UPFC baseado somente em VSC monofásicos. A capacidade desta configuração para controlar fluxo de potência e tensão no PCC será analisada considerando as mesmas estratégias de controle implementadas para o arranjo anteriormente apresentado.

[5] Os parâmetros do controlador PI utilizado na malha de controle da tensão CC do UPFC $3\phi - 1\phi$ são mostrados na seçãoA.2.2 do Apêndice A

3.9 Conclusões Parciais

Este capítulo apresentou os princípios básicos de funcionamento de um Controlador Unificado de Fluxo de Potência (UPFC), suas principais características, limitações e modos de controle. Foram feitas considerações sobre as configurações de conversores normalmente utilizadas na composição de um UPFC e analisadas duas outras configurações de UPFC baseadas em conversores monofásicos, o UPFC - 1ϕ, e o UPFC $3\phi - 1\phi$.

O UPFC - 1ϕ é composto por VSCs monofásicos conectados em *back-to-back* através de elos CC. Os VSCs paralelos são conectados ao sistema elétrico através de transformadores de acoplamento como no caso do UPFC com VSCs trifásicos. O VSC série pode ser conectado diretamente à rede sem o uso de transformadores de acoplamento ou em série com os enrolamentos de um dos transformadores da rede elétrica. O UPFC - 1ϕ é uma configuração modular de controlador FACTS que pode fornecer compensação independente por fase, inclusive quando houver desequilíbrio entre as tensões do sistema.

As análises realizadas com um modelo fasorial simplificado de um sistema elétrico incluindo a ação do UPFC - 1ϕ mostraram que a tensão no PCC de uma rede elétrica pode ser controlada eficientemente com conversores de menores capacidades nominais.

O UPFC $3\phi - 1\phi$ apresenta-se como uma alternativa de controle da tensão no PCC com menos chaves e menor capacitor CC . Caso haja desbalanço de tensão, a energia necessária para manter o capacitor do elo CC carregado pode vir de qualquer uma das fases, diferentemente do arranjo composto somente por VSCs monofásicos No entanto, nessa configuração de UPFC são necessários transformadores para conexão dos VSCs série ao sistema elétrico, o que aumenta o custo do UPFC $3\phi - 1\phi$.

Os resultados da análise da influência do desequilíbrio de cargas no perfil de tensão realizada neste capítulo mostram que dependendo da configuração de rede elétrica (com carga solidamente aterrada ou aterrada através do condutor de neutro), os fatores de desequilíbrio podem ser maiores que os recomendados por norma.

Neste capítulo foram propostas duas estratégias de controle direto da tensão no PCC: a **compensação direta da magnitude da tensão**, que fornece compensação de tensão independente para cada fase do sistema, que é o tipo de compensação indicado para redes elétricas em que as fases da tensão sejam consideradas equilibradas ou que apresentem baixo fator de desequilíbrio ($< 2\%$), a segunda estratégia proposta foi a de **compensação direta da magnitude e fase da tensão**, que baseia-se no controle trifásico instantâneo das tensões no PCC. Essa estratégia de controle é indicada para redes elétricas com desequilíbrios significativos de magnitude e fase nas tensões.

O capítulo seguinte tem como objetivo avaliar a resposta dinâmica das configurações de UPFC propostas neste trabalho através de simulações no PSCAD/EMTDC, visando demonstrar a capacidade destes arranjos de UPFC para controlar a tensão no PCC de um sistema de distribuição genérico com geração eólica integrada.

Capítulo 4

UPFC para Controle de Tensão em Redes de Distribuição com Geradores Eólicos

4.1 Introdução

Variações de tensão em determinados pontos de uma rede elétrica podem ocorrer quando são conectadas grandes capacidades de geração distribuída altamente intermitente à rede convencional. O aumento da capacidade de penetração desses geradores intermitentes pode ser conseguido controlando-se a tensão desses pontos de modo a mantê-las dentro de limites aceitáveis. Como mencionado no Capítulo 1, o controle da tensão em sistemas de distribuição tem sido feito por transformadores OLTC (*On-load Tap Changer*) [13]. O *tap* desses transformadores é ajustado, garantindo níveis que a tensão nos alimentadores seja mantida dentro de limites estabelecidos por norma, geralmente, $\pm$ 5% do valor nominal [7][8]. Esquemas de compensação de potência reativa tais como capacitores shunt chaveados também podem ser usados para melhorar o perfil de tensão em sistemas de transmissão e distribuição. Porém, com a presença de geração distribuída altamente intermitente, essas soluções nem sempre serão uma boa opção para controlar dinamicamente as variações de tensão ocorridas no PCC.

O objetivo deste capítulo é mostrar o desempenho dinâmico do UPFC baseado em VSCs monofásicos (UPFC - 1ϕ) para controlar diretamente a tensão no PCC de uma rede de distribuição com geração eólica integrada. As análises são realizadas no programa PSCAD/EMTDC. Para tais análises, serão considerados os resultados da atuação do UPFC - 1ϕ para controlar a tensão no PCC diante da operação de geradores eólicos conectados à rede elétrica, da desconexão momentânea de cargas, da variação na potência injetada pelo gerador eólico na rede e da existência de desequilíbrios de cargas.

Ainda neste capítulo, o resultado da atuação do UPFC - 1ϕ controlando diretamente a

tensão no PCC da rede elétrica com geração eólica integrada será comparado com o resultado da atuação do STATCOM controlando indiretamente a tensão no PCC da mesma rede elétrica. A comparação será feita em termos da capacidade nominal de cada equipamento para manter um mesmo valor de tensão no PCC.

4.2 Análise Dinâmica do UPFC - 1ϕ

Nesta seção são mostrados casos de estudos que demonstram a capacidade do UPFC - 1ϕ para controlar a tensão em determinados pontos de um sistema de distribuição. O primeiro caso mostra como é feito o controle direto de tensão pelo UPFC - 1ϕ no lado de baixa tensão da rede elétrica (0.69 kV), permitindo uma operação satisfatória entre gerador eólico e sistema de distribuição. O segundo caso analisado considera a atuação do UPFC $3\phi - 1\phi$ para controlar a tensão no lado de baixa tensão de uma rede elétrica de distribuição. Em todos os casos, o gerador eólico opera com F.P unitário e potência máxima de 1.0 MVA.

- **Caso I - UPFC - 1ϕ no lado de baixa tensão da rede elétrica**

O desempenho do UPFC - 1ϕ para controlar a tensão no PCC de um sistema de distribuição com geração eólica integrada será demonstrado considerando uma rede elétrica trifásica genérica incluindo o UPFC, como mostrado na Figura 4.1. Neste caso, para cada fase do sistema, tem-se um VSC monofásico conectado em série com o enrolamento de 0.69 kV do transformador impondo a tensão de compensação. Este VSC é conectado em "*back-to-back*" com outro VSC monofásico, que é conectado em paralelo com a rede elétrica através de um transformador de acoplamento.

Com intuito de simplificar as análises, a linha de distribuição, por se tratar de uma linha curta, é modelada pela impedância série, desprezando-se a capacitância. A tensão no PCC é a referência para as análises, sendo mantida constante em regime permanente. Os limites aceitáveis para essa tensão são $V_{mim} = 0.95\ pu$ e $V_{max} = 1.05\ pu$. Não são considerados bancos de capacitores ou outros equipamentos ao longo da linha. A rede elétrica convencional é representada através de um barramento infinito e um gerador eólico modelado através de uma fonte de corrente controlável, que gera somente potência ativa. Os demais dados dessa rede elétrica são mostrados na Tabela 4.1.

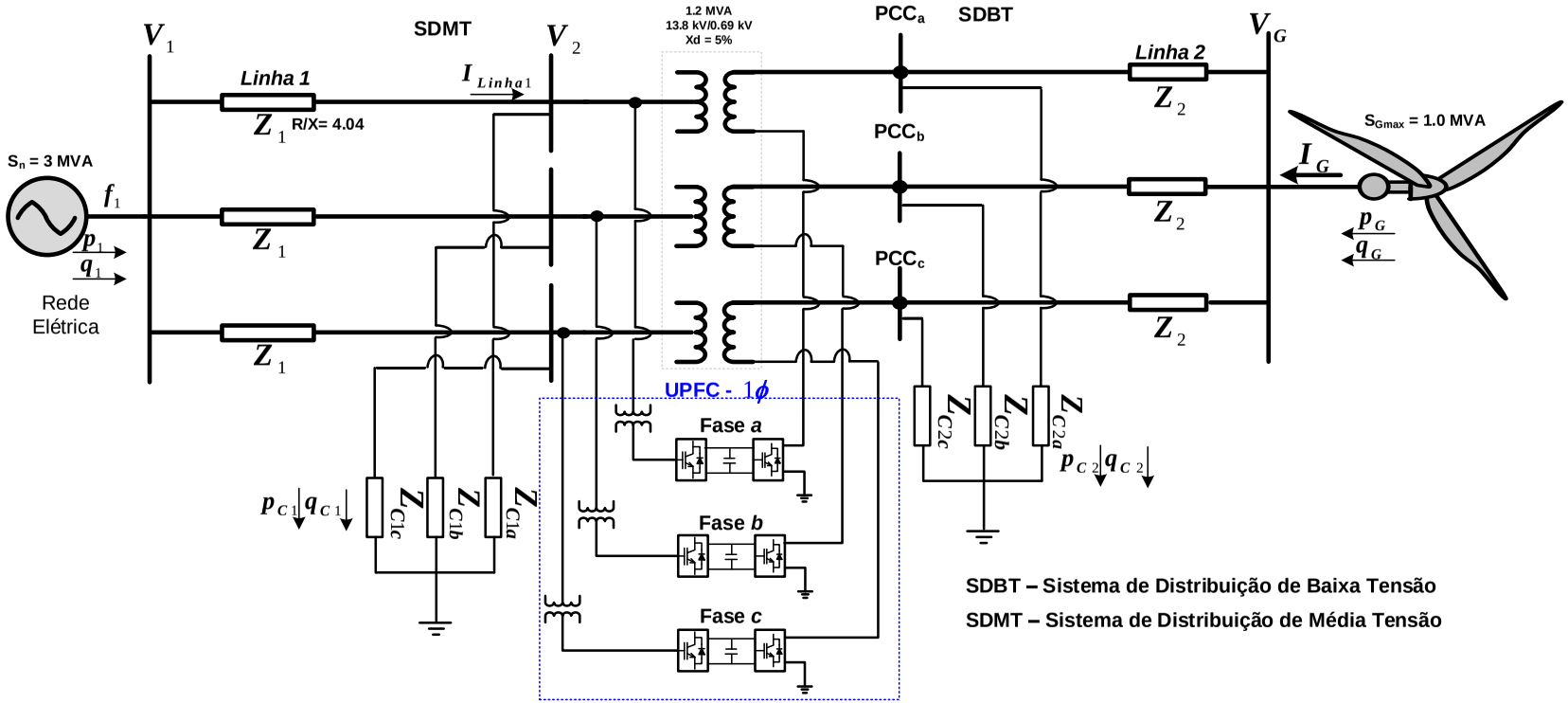

Figura 4.1: Representação simplificada de uma rede de distribuição com o UPFC - 1ϕ controlando a tensão no PCC no lado de baixa tensão (Impedância da linha $Z_1 = (8.032 + j2.062)$).

Tabela 4.1: Dados da rede de distribuição trifásica.

Parâmetros	Valores	Unidade
Potência nominal de f_1	3.0	MVA
Tensão de linha	13.8	kV
Frequência	60	Hz
Potência do transformador do sistema	1.2	MVA
Relação de transformação	0.69/13.8	kV/kV
Reatância do transformador	5.0	%
Z_1	(0.502 + j0.129)	Ω/km
Z_2	(0.1352+ j0.032)	Ω
Z_{C1}	(125 + j20.6)	Ω
Z_{C2}	(0.53 + j0.08)	Ω
Capacidade nominal de cada UPFC - 1ϕ	0.134	MVA
Capacitância de cada elo CC	18.0	m F
Constante de inércia de cada capacitor CC	3.55	m s
Capacidade nominal do UPFC $3\phi - 1\phi$	0.4	MVA
Capacitância de cada elo CC	5.0	m F
Constante de inércia do capacitor CC	0.33	m s
Tensão CC	0.23	kV

A tensão nos terminais da fonte f_1 é ajustada em 1.05 pu e as magnitudes das tensões de fase no PCC inicialmente são equilibradas e iguais a 1.004 pu. As cargas C_1 e C_2 demandam de f_1 uma potência de aproximadamente 2.53 MW. O gerador eólico entra em operação no instante $t = 0.4$ s fornecendo uma potência (P_G) de 0.6 MW. As potências ativa e reativa medidas nos terminais da fonte f_1 e do gerador eólico são mostradas na Figura 4.2. Como consequência da operação do gerador eólico, ocorre um aumento de 6.1% na tensão no PCC, conforme mostrado na Figura 4.3. As cargas Z_{C1} e Z_{C2} da rede elétrica passam a ser supridas pela rede convencional e pelo gerador eólico. Como consequência disso, ocorrem reduções nas potências ativa e reativa medidas nos terminais da fonte f_1.

As potências ativa e reativa medidas nos terminais da carga conectada ao PCC ($C2$) são mostradas na Figura 4.4. Observa-se uma variação nas magnitudes dessas potências devido ao aumento da tensão no PCC e nas barras próximas.

A seguir serão apresentados os resultados da análise da dinâmica do UPFC no PSCAD/EMTDC, considerando as duas estratégias de controle propostas neste trabalho. Assim, tem-se primeiramente a compensação direta da magnitude da tensão no PCC, proposta para redes elétricas em que as fases da tensão no PCC possam ser consideradas equilibradas. Neste caso, a atuação de cada estratégia de controle é independente por fase. A segunda estratégia compensa simultaneamente magnitude e fase da tensão no PCC, sendo indicada para redes elétricas em que as magnitudes e fases das tensões estejam desequilibradas e objetiva-se uma redução significativa do fator de desequilíbrio da

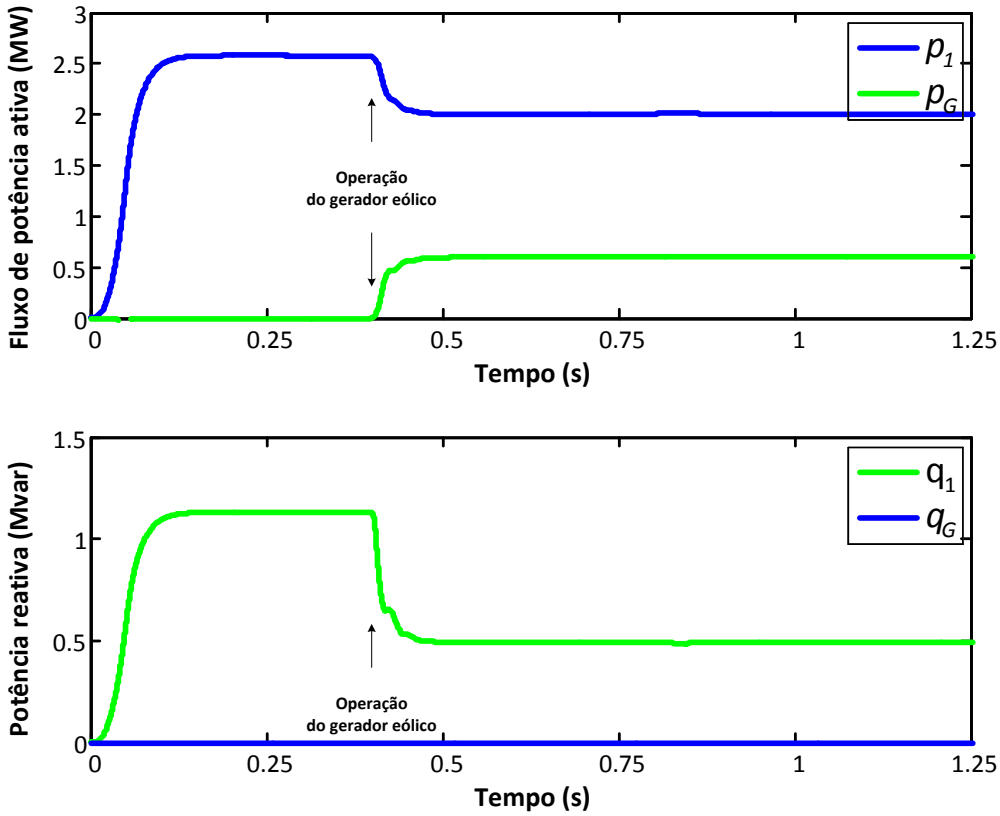

Figura 4.2: Potências ativa e reativa medidas nos terminais de f_1 e do gerador eólico. (a) (p_1 e p_G) e (b) (q_1 e q_G)

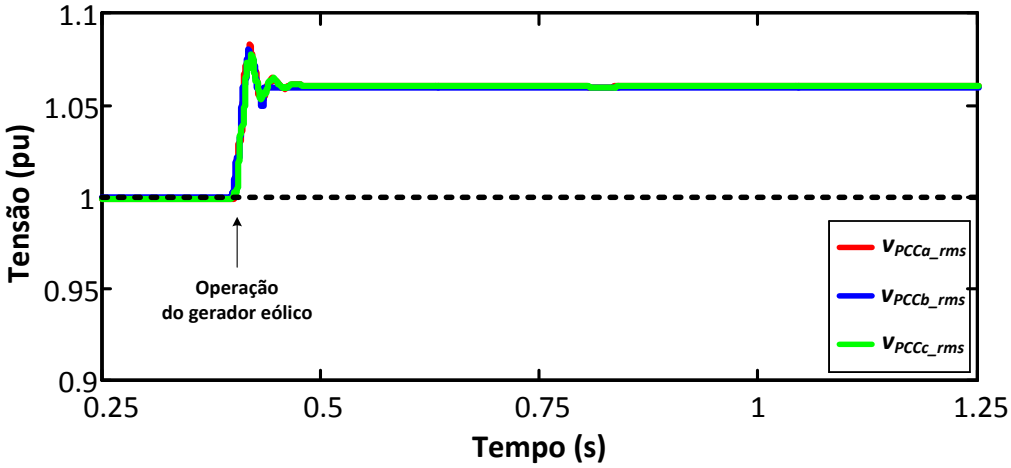

Figura 4.3: Tensão no PCC diante da operação da turbina eólica.

tensão. Essa estratégia de controle considera as três fases do sistema e cada módulo do UPFC - 1ϕ atua de forma conjunta.

Em todos os casos analisados, a estratégia utilizada para controlar as tensões nos elos CC é baseada no controle adaptativo de corrente, conforme descrito na seção 3.7.1 do Capítulo 3. Em todas as análises apresentadas neste capítulo, o controle das tensões CC

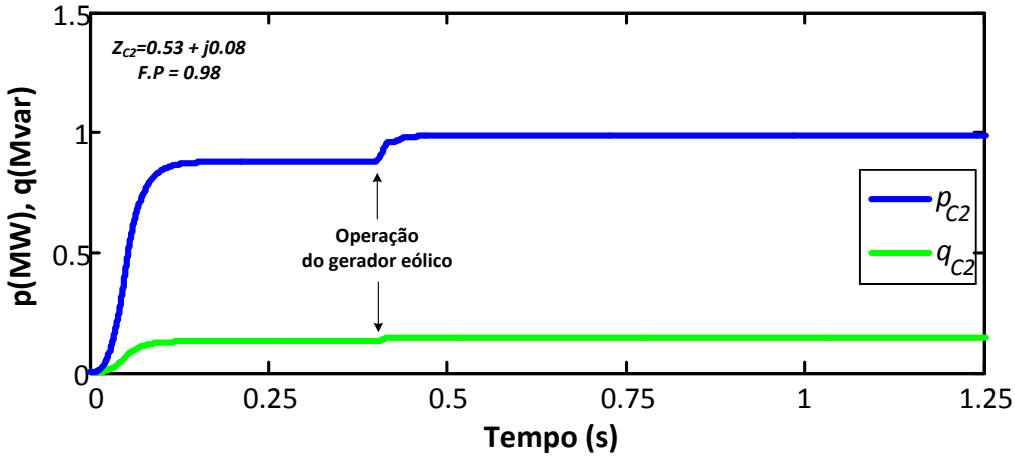

Figura 4.4: Potências ativa e reativa medidas nos terminais da carga Z_{C2}.

é habilitado no instante $t = 0.8$ s e as tensões são mantidas em 230 V, Figura 4.5. A variação observada na tensão de cada elo CC ocorre devido ao início da operação do UPFC em $t = 2.0$ s para controlar a tensão no PCC.

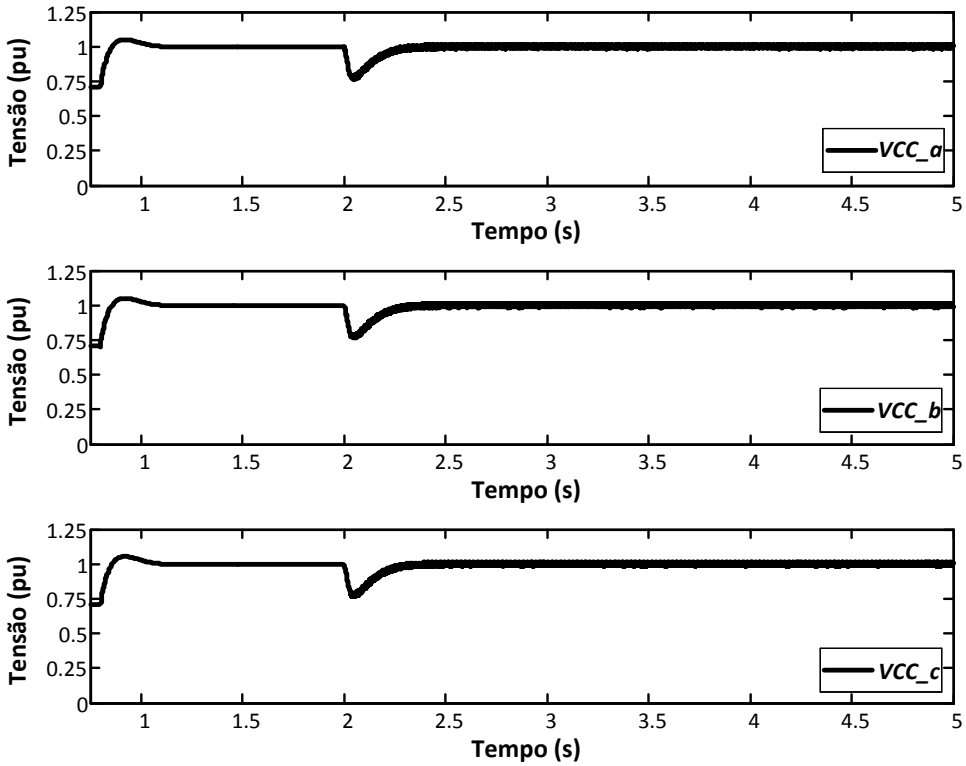

Figura 4.5: Tensão nos elos CC.

4.2.1 Compensação Direta da Magnitude da Tensão no PCC

A estratégia implementada inicialmente no PSCAD/EMTDC para o controle direto da tensão no PCC foi apresentada na seção 3.7.2, e consiste na síntese de tensões em fase com a tensão nos enrolamentos secundários do transformador do sistema. O controle da tensão no PCC é habilitado no instante $t = 2.0\ s$. Os valores eficazes das tensões de fase no PCC da rede elétrica antes e depois da operação do UPFC são mostrados nas Figura 4.6. Com o início da operação do gerador eólico há um aumento de 6.1% nas magnitudes das tensões de fase do PCC. A atuação do UPFC -1ϕ em $t = 2.0$ s controla as magnitudes dessas tensões em 1.0 *pu*.

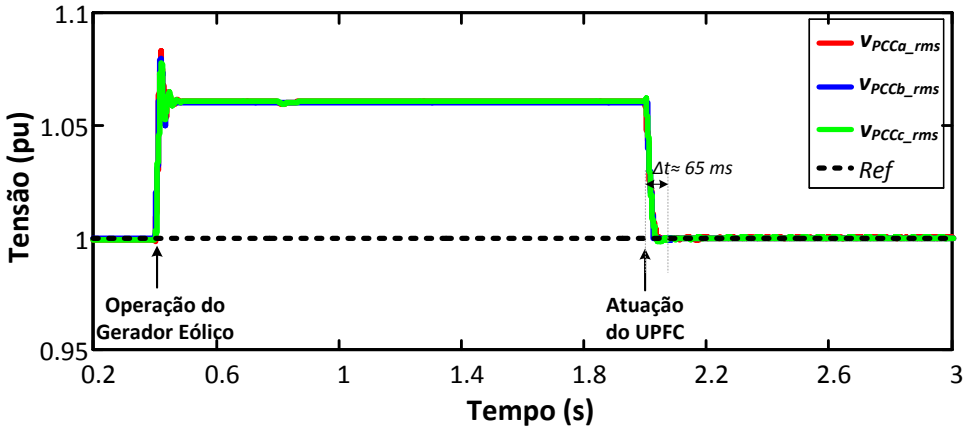

Figura 4.6: Tensão no PCC incluindo a ação do UPFC - 1ϕ.

Outra situação analisada, considerou a desconexão total ou parcial da carga Z_{C2}, variando-se a potência injetada pelo gerador eólico na rede elétrica. Como já mencionado, antes da operação do gerador eólico, as magnitudes das tensões de fase no PCC eram iguais a 1.004 *pu*. Observa-se na primeira linha da Tabela 4.2, que uma injeção de 0.5 MW pelo gerador eólico, torna as magnitudes dessas tensões iguais a 1.058 pu, ou seja, acima do limite de conformidade [8][7]. Com a desconexão de 50 % de Z_{C2}, as magnitudes da tensão no PCC tornam-se ainda maiores que os limites aceitáveis (1.0893 *pu*). Se houver a desconexão de 100 % de Z_{C2} no momento em que o gerador estiver injetando 0.5 MW o aumento nas magnitudes da tensão será de 12.1 %. As demais linhas da Tabela 4.2 mostram o aumento ocorrido na tensão do PCC para injeções de 0.6 MW a 1.0 MW. Pode-se observar, que o impacto da desconexão de Z_{C2} na tensão do PCC é maior, com o aumento da potência injetada pelo gerador eólico.

A Figura 4.7 mostra a ação do UPFC - 1ϕ para controlar a tensão no PCC quando parte da carga Z_{C2} é desconectada do circuito. Por exemplo, na situação, em que o gerador eólico injeta na rede elétrica uma potência de 0.6 *MW* e as magnitudes das tensões de fase no PCC variam de 1.004 pu para 1.061 pu, a desconexão de 50% de Z_{C2} causa um aumento de aproximadamente 9.2 % com relação ao valor de referência (1.004 pu), ou

Tabela 4.2: Efeitos da desconexão de Z_{C2} no perfil de tensão.

V_{f1}	V_{PCC} com Z_{C2}	Desconexão de Z_{C2}	$P_{Gerador}$	V_{PCC} sem Z_{C2}
1.05 pu	1.058 pu	50%	0.5 MW	1.0893 pu
1.05 pu	1.061 pu	50%	0.6 MW	1.0920 pu
1.05 pu	1.061 pu	50%	0.7 MW	1.0953 pu
1.05 pu	1.061 pu	50%	0.8 MW	1.0987 pu
1.05 pu	1.061 pu	50%	0.9 MW	1.1016 pu
1.05 pu	1.061 pu	50%	1.0 MW	1.1045 pu
1.05 pu	1.058 pu	100%	0.5 MW	1.121 pu
1.05 pu	1.061 pu	100%	0.6 MW	1.125 pu
1.05 pu	1.061 pu	100%	0.7 MW	1.130 pu
1.05 pu	1.061 pu	100%	0.8 MW	1.133 pu
1.05 pu	1.061 pu	100%	0.9 MW	1.133 pu
1.05 pu	1.061 pu	100%	1.0 MW	1.139 pu

seja, acima do limite máximo crítico de variação estabelecido por norma para sistemas de distribuição de baixa tensão [8]. Diante dessa situação, a atuação do UPFC mantem as magnitudes das tensões no PCC em 1.0 pu.

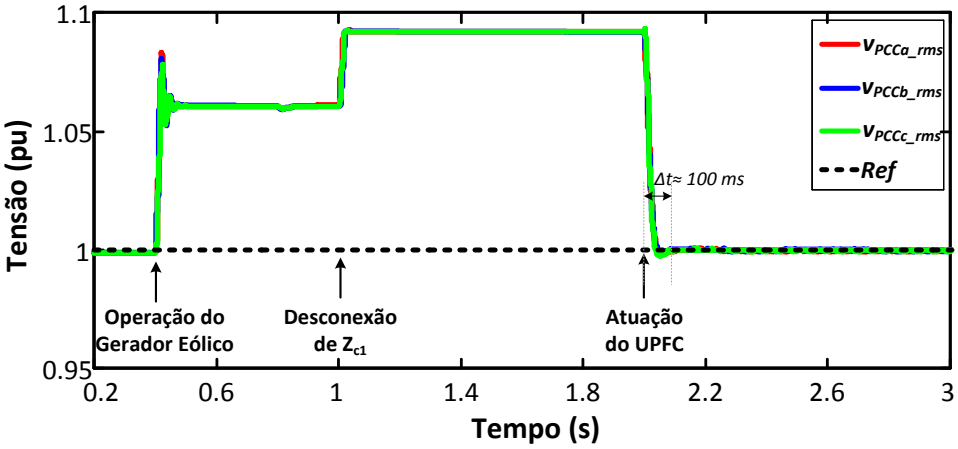

Figura 4.7: Tensão no PCC incluindo a ação do UPFC - 1ϕ.

Os valores eficazes da tensão no PCC (Fases a, b e c), quando Z_{C2} é totalmente desconectada do PCC por 500 ms com o gerador eólico estando conectada à rede elétrica injetando 0.6 MW, são mostrados na Figura 4.8(a). O aumento na magnitude dessas tensões é 9.2%. O resultado da atuação do UPFC - 1ϕ para controlar as tensões do PCC é mostrado na Figura 4.8(b). Neste caso, o UPFC é capaz de manter as tensões com variações de tensão dentro de limites estabelecidos por norma ($\pm$5%) [8].

O resultado da atuação do UPFC - 1ϕ para controlar a tensão no PCC diante de variações na potência injetada pelo gerador eólico na rede elétrica é mostrado na Figura 4.9. Nesta situação, o UPFC é capaz de manter as tensões controladas sem variações significantes.

O desempenho do UPFC - 1ϕ também é analisado diante de uma situação em que as tensões do sistema são desbalanceadas. Para isso, considera-se a existência de um

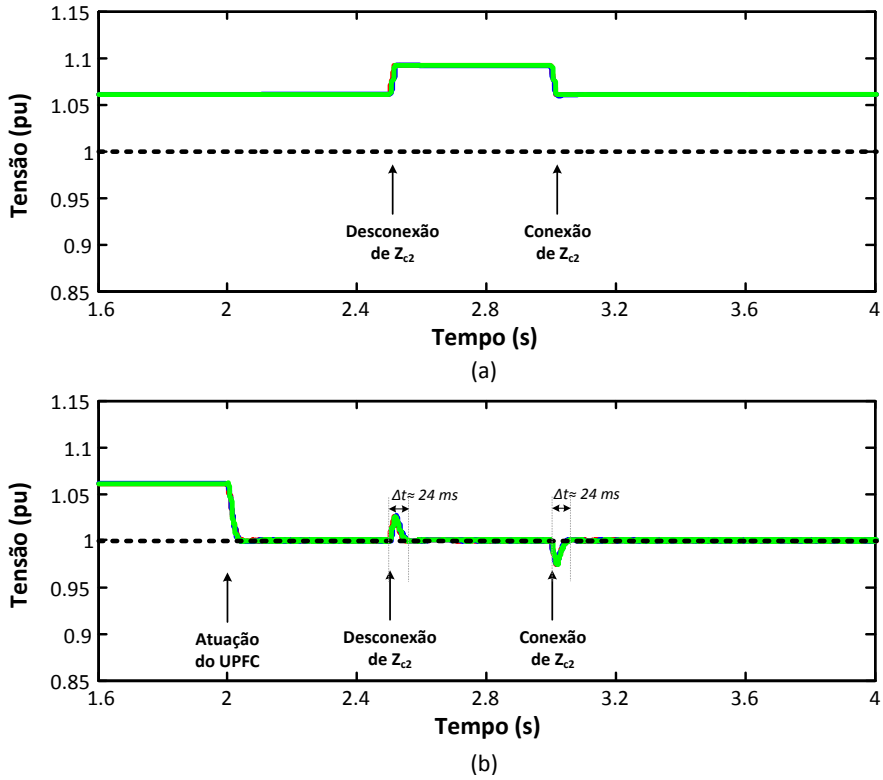

Figura 4.8: Tensão no PCC incluindo a ação do UPFC - 1ϕ. (a) Sem UPFC e (b) Com UPFC

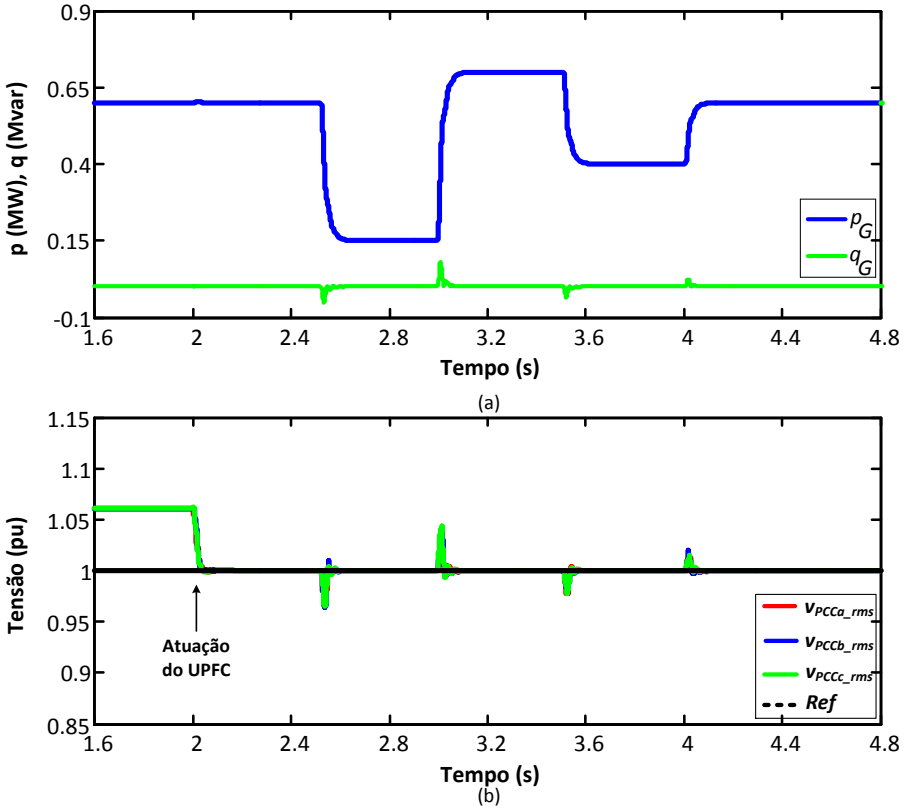

Figura 4.9: (a) Variação de potência ativa da turbina eólica e (b) Tensão no PCC.

desequilíbrio na carga Z_{C2} conectada no PCC da rede de distribuição. Os valores das impedâncias conectadas em cada uma das fases do PCC neste caso são: $Z_{C2a} = (0.13 + j0.08)\Omega$, $Z_{C2b} = (0.16 + j0.072)\Omega$ e $Z_{C2c} = (0.66 + j0.08)\Omega$. Como consequência, o FD da tensão no PCC é de 3.73%. A tensão da fase b antes da compensação tem magnitude 5 % menor que as magnitudes das tensões nas demais fases do sistema. A Figura 4.10(a) mostra os valores eficazes das tensões no PCC antes e depois da compensação direta de magnitude imposta pelo UPFC - 1ϕ, os valores instantâneos de tensão no PCC antes e depois da atuação do UPFC são mostrados na Figura 4.10(b).

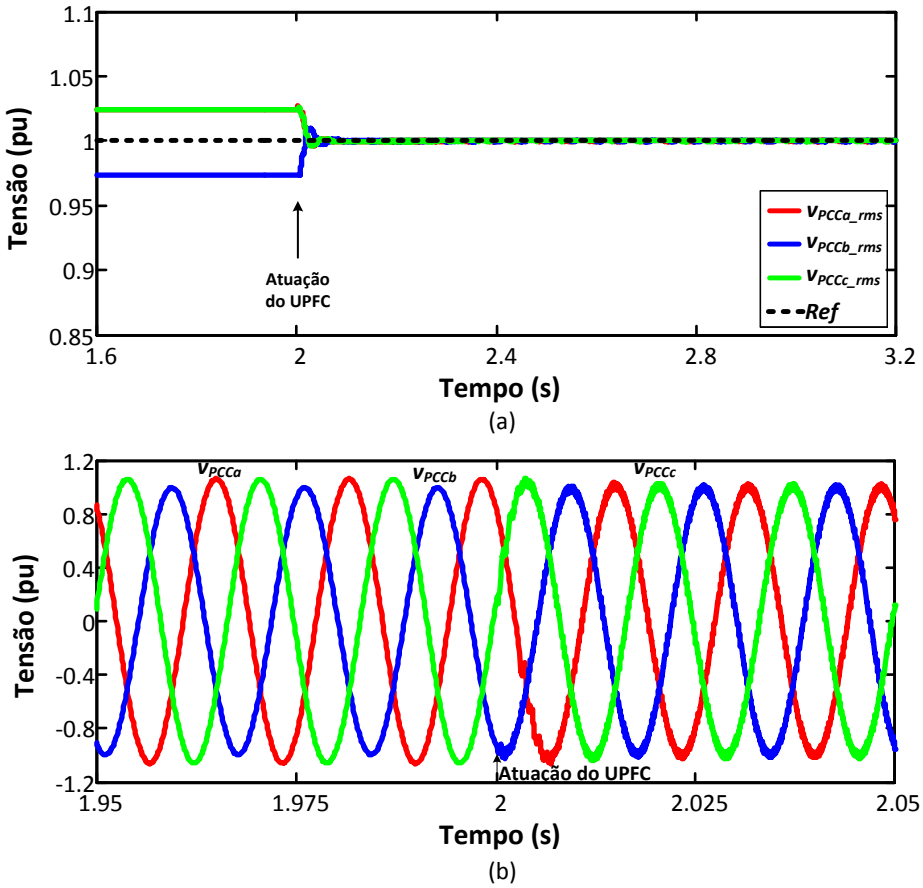

Figura 4.10: (a) Valores eficazes e (b) Valores instantâneos da Tensão no PCC incluindo a ação do UPFC - 1ϕ.

- **Caso II - UPFC $3\phi - 1\phi$ no lado de baixa tensão da rede elétrica**

As mesmas situações analisadas com a configuração de UPFC - 1ϕ são realizadas nesta seção considerando-se o UPFC $3\phi - 1\phi$. A rede elétrica considerada nesta análise do desempenho do UPFC $3\phi - 1\phi$ no lado de baixa tensão é mostrada na Figura 4.11. Nesta configuração, cada VSC série é conectado à rede de distribuição através de transformadores de acoplamento. A potência máxima fornecida pelo gerador eólico é de 1.0 MVA e a impedância da linha de distribuição é maior que a impedância considerada no Caso I

($Z_1 = 10.04 + j2.58$), representando a situação em que a distância do PCC à rede elétrica convencional é maior. Dessa forma, tem-se uma rede com potência de curto-circuito maior no PCC e mais fraca que no caso anterior. Os demais dados da rede elétrica são os mesmos apresentados na Tabela 4.1.

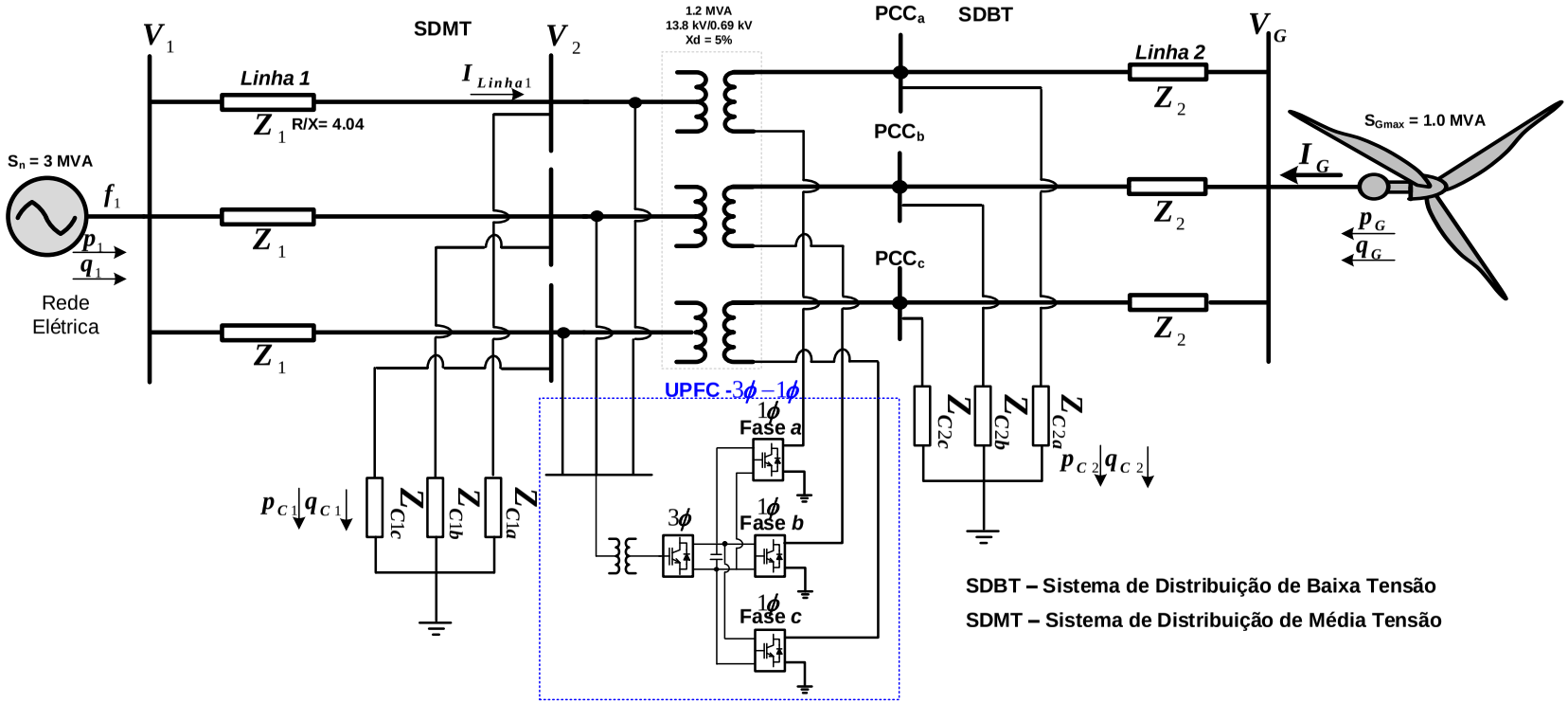

Figura 4.11: Representação simplificada de uma rede de distribuição com o UPFC $3\phi - 1\phi$ controlando a tensão no PCC no lado de baixa tensão ($Z_1 = 10.04 + j2.58$).

As potências ativa e reativa medidas nos terminais da fonte f_1 e do gerador eólico são mostradas na Figura 4.12. O impacto da operação gerador eólico no perfil de tensão do PCC, a partir do instante $t = 0.4$ s fornecendo uma potência (P_G) de 0.4 MW, é mostrado na Figura 4.13. As magnitudes dessas tensões inicialmente são equilibradas e iguais a 1.002 pu. No entanto, com a operação do gerador eólico, essas magnitudes tornaram-se iguais 1.052 pu, estando acima do limite máximo de tensão estabelecido por norma [7][8]. No instante $t = 1.0\ s$ o UPFC $3\phi - 1\phi$ entra em operação, reduzindo as magnitudes dessas tensões e mantendo-as em 1 pu.

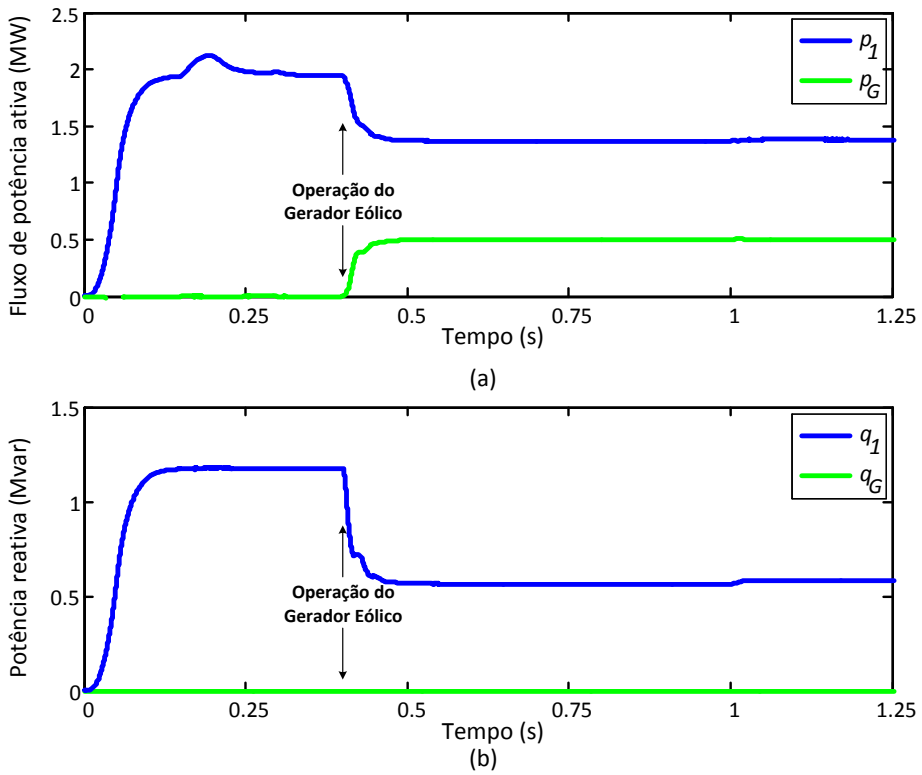

Figura 4.12: Potência ativa e reativa medidas nos terminais de f_1 e do gerador eólico.

A tensão em regime permanente no elo CC em valor por unidade é mostrada na Figura 4.5. Observa-se uma variação nessa tensão devido à energização do capacitor CC e a outra variação no instante $t = 1.0$ s devido ao início da operação do UPFC para controlar a tensão no PCC. A estratégia adotada para o controle da tensão no elo CC foi descrita na seção 3.8.1 do capítulo 3, sendo baseada na teoria das potências real e imaginária instantâneas. O pico inicial observado nessa tensão ocorre devido a energização do VSC paralelo do UPFC. No entanto, com a utilização de resistores de pre-inserção esse pico máximo de tensão é menor que 1.25 pu. A variação da tensão CC em t=1.0 s ocorre devido a operação do UPFC para controlar a tensão no PCC.

O desempenho do UPFC para controlar a tensão no PCC diante da desconexão da carga Z_{C2} é mostrado na Figura 4.15. A operação do gerador eólico injetando 0.6 MW na rede elétrica, causa um aumento de 6.7% nas tensões do PCC. Com a desconexão de

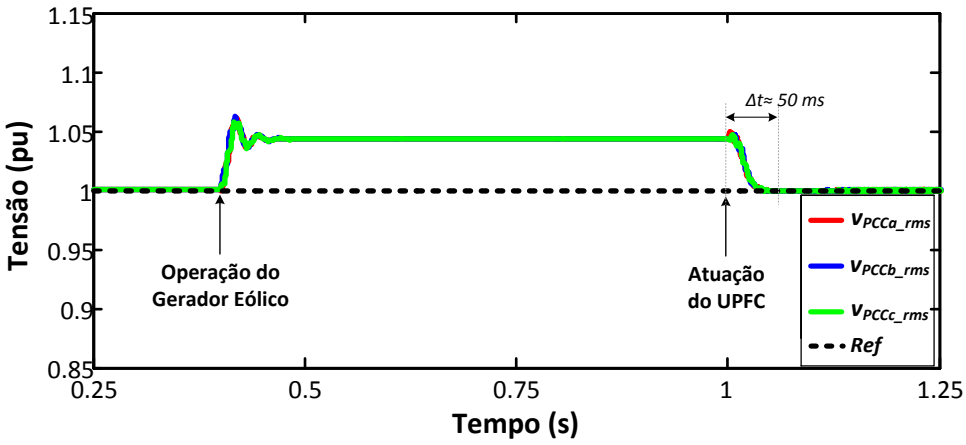

Figura 4.13: Tensão no PCC diante da operação do gerador eólico.

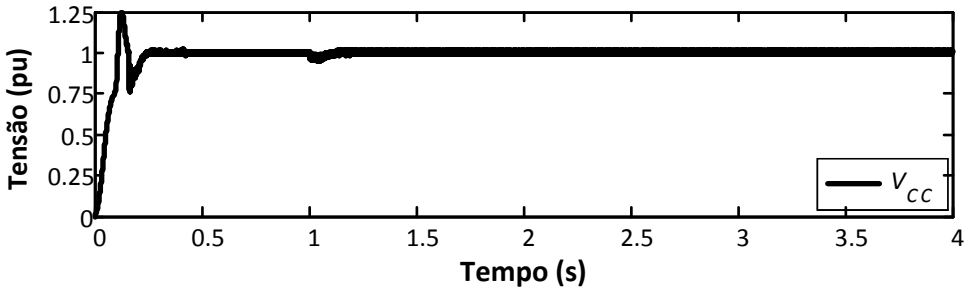

Figura 4.14: Tensão no elo CC do UPFC $3\phi - 1\phi$.

Z_{C2}, essas tensões chegam a valores críticos de aproximadamente 1.14 *pu*. Pode-se notar que o impacto da operação do gerador eólico e da desconexão da carga é maior que o impacto observado no Caso I. Isso ocorre devido ao aumento da impedância da linha de distribuição Z_1, que caracteriza a rede elétrica como mais fraca e suscetível às variações de tensão no PCC. No instante $t = 2.0$ *s*, o UPFC $3\phi - 1\phi$ atua mantendo as tensões no PCC em valores aceitáveis.

Na Figura 4.16(a) são mostrados os valores eficazes das tensões no PCC, quando Z_{C2} é desconectada momentaneamente do PCC e o gerador eólico opera injetando 0.6 MW na rede elétrica, causando um aumento de 6.7% nas magnitudes da tensão do PCC. Com a a desconexão da carga, essas magnitudes atingem 1.14 *pu*. Na Figura 4.16(b), são mostrados os valores eficazes das tensões no PCC, quando Z_{C2} é desconectada momentaneamente do PCC e o UPFC $3\phi - 1\phi$ encontra-se em operação, compensando as variações de tensão. Mesmo com a atuação do UPFC, essas tensões ainda apresentam variações máximas de 7.5% diante da desconexão de Z_{C2}. No entanto, a operação do UPFC faz com que essas tensões sejam controladas em 1.0 *pu* em aproximadamente 160 ms.

A Figura 4.17 mostra os valores eficazes da tensão no PCC controladas pelo UPFC $3\phi - 1\phi$ diante de variações na potência injetada pelo gerador eólico na rede elétrica.

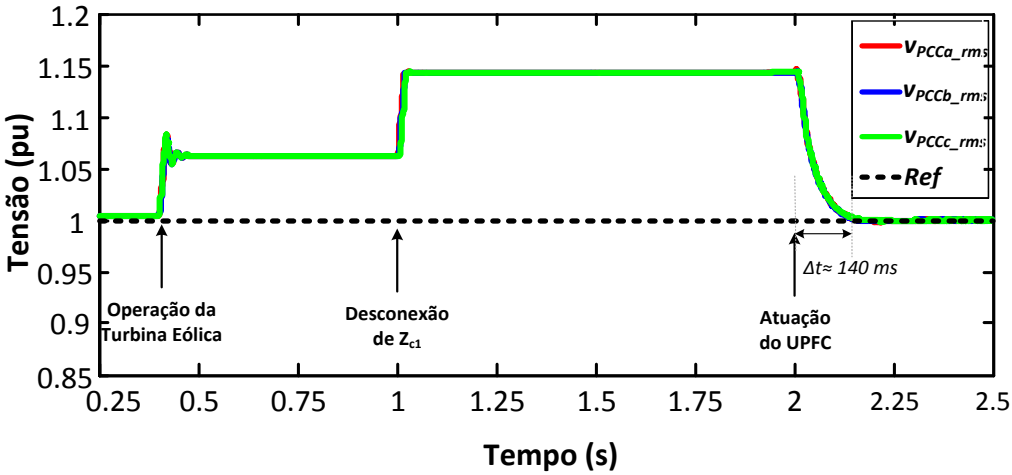

Figura 4.15: Tensão no PCC incluindo a ação do UPFC $3\phi - 1\phi$ quando Z_{C1} é desconectada e o gerador eólico fornece uma potência de 0.6 MW.

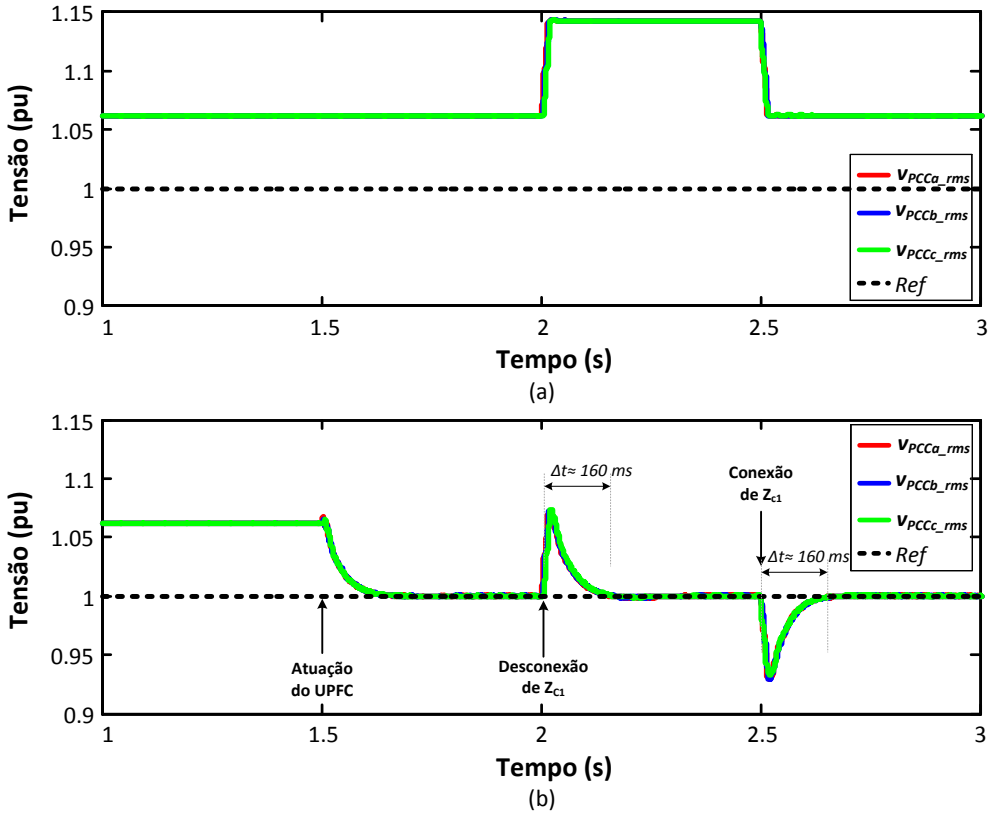

Figura 4.16: Tensão no PCC incluindo a ação do UPFC $3\phi - 1\phi$ quando Z_{C1} é desconectada momentaneamente e o gerador eólico fornece uma potência de 0.6 MW. (a) Sem UPFC e (b) Com UPFC.

A compensação realizada neste caso, permite que as variações máximas dessas tensões estejam em torno de 5%.

O resultado da operação do UPFC $3\phi - 1\phi$ para controlar a tensão diante da existência

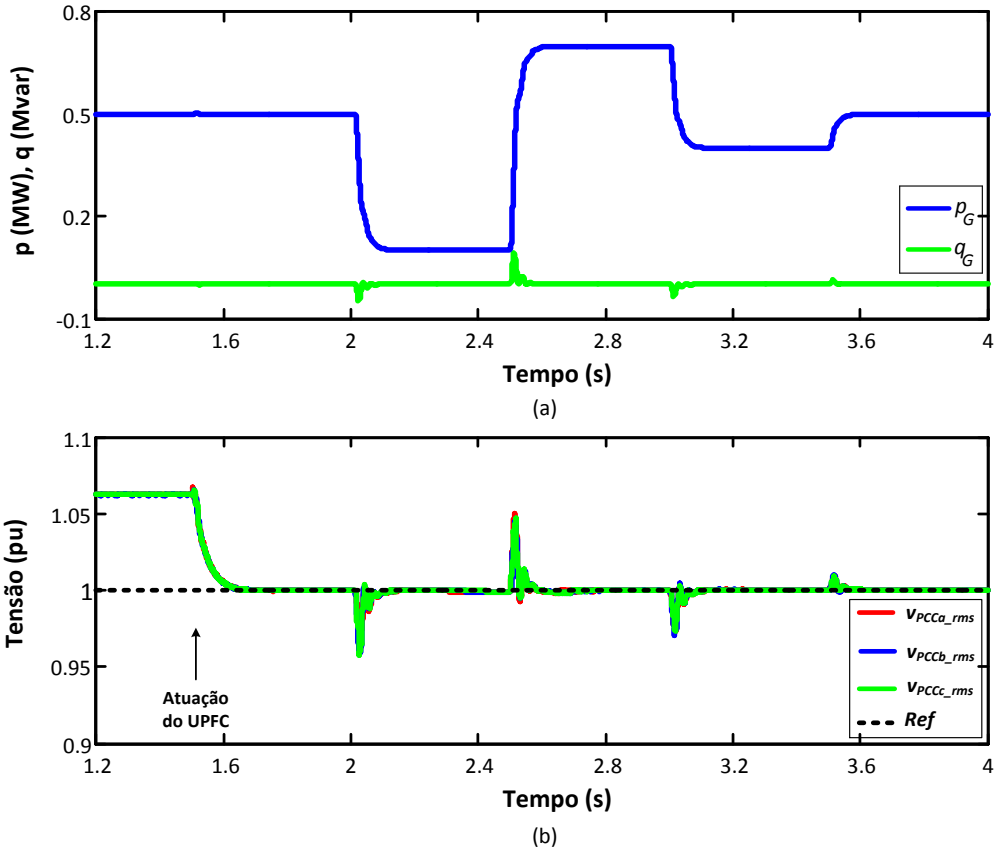

Figura 4.17: (a) Variação de potência ativa do gerador eólico e (b) Tensão no PCC controlada pelo UPFC $3\phi - 1\phi$.

de um desequilíbrio na carga $C2$ ($Z_{C2a} = (0.13 + j0.08)\Omega$, $Z_{C2b} = (0.16 + j0.072)\Omega$ e $Z_{C2c} = (0.66 + j0.08)\Omega$.), que encontra-se conectada ao PCC da rede elétrica, é mostrado na Figura 4.18 através dos valores eficazes das tensões de fase no PCC antes e depois da compensação imposta pelo UPFC $3\phi - 1\phi$. Antes da compensação, o FD da tensão no PCC é de 3.96% e a tensão da fase b tem magnitude 6 % menor que as magnitudes das tensões nas demais fases do sistema. Com a compensação, as magnitudes dessas tensões são mantidas no valor nominal (1.0 pu). O tempo de atuação do UPFC $3\phi - 1\phi$ é de aproximadamente 140 ms.

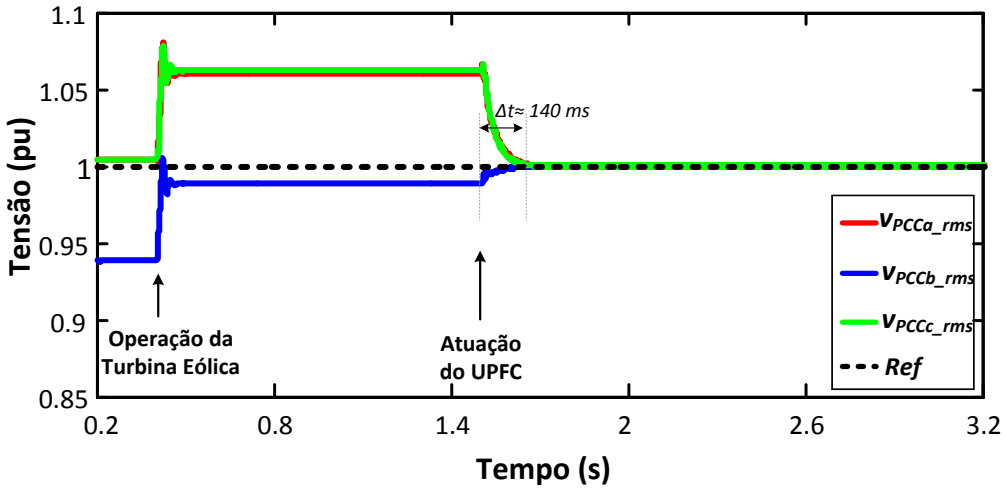

Figura 4.18: Tensão no PCC incluindo a ação do UPFC $3\phi - 1\phi$ para compensar desbalanço.

4.2.2 Compensação Direta de Magnitude e Fase da Tensão no PCC

Os resultados da análise dinâmica do UPFC - 1ϕ controlando diretamente magnitude e fase da tensão no PCC da rede elétrica mostrada na Figura 4.1 serão mostrados a seguir. A estratégia de controle implementada no PSCAD/EMTDC foi descrita na seção 3.7.2 do Capítulo 3, sendo baseada na determinação das componentes de sequência da tensão no PCC. Conforme proposto, as componentes de sequência negativa e zero são eliminadas e a componente de sequência positiva é mantida com a magnitude necessária para que as tensões no PCC sejam equilibradas. Na Figura 4.19 são mostrados os valores eficazes da tensão no PCC antes e depois da atuação do UPFC - 1ϕ para manter a tensão no PCC no valor de referência. O gerador eólico entra em operação no instante $t = 0.4$ s, injetando 0.6 MW na rede elétrica e causando um aumento de 6.1% nas tensões de fase no PCC. O UPFC - 1ϕ entra em operação no instante $t = 1.5$ s controlando as tensões em 1.0 pu. O tempo de atuação do UPFC - 1ϕ é de aproximadamente 35 ms.

Outra situação analisada com o controle direto de magnitude e fase da tensão, foi a atuação do UPFC - 1ϕ diante da operação do gerador eólico fornecendo 0.6 MW à rede elétrica e da existência de um desequilíbrio na carga conectada ao PCC. Foram considerados os seguintes valores de impedância para essa carga: $Z_{C2a} = (0.53 + j0.08)\ \Omega$, $Z_{C2b} = (0.53 + j0.08)\ \Omega$ e $Z_{C2c} = (0.5 + j0.26)\ \Omega$. Uma ampliação dos picos das tensões no PCC diante do desequilíbrio da carga Z_{C2} e operação do gerador eólico é mostrada na Figura 4.20(a). Observa-se que além da existência do desequilíbrio, com a operação do gerador eólico, a magnitude da tensão na fase c ultrapassa o limite de conformidade de 1.05 pu [7][8]. Os valores instantâneos dessas tensões são mostrados na Figura 4.20(b). Os valores instantâneos das componentes de sequência positiva, negativa e zero dessa tensão, estimadas pelo UTSP, são mostradas na Figura 4.21.

O FD da tensão no PCC calculado por (3.19), com base nas magnitudes das compo-

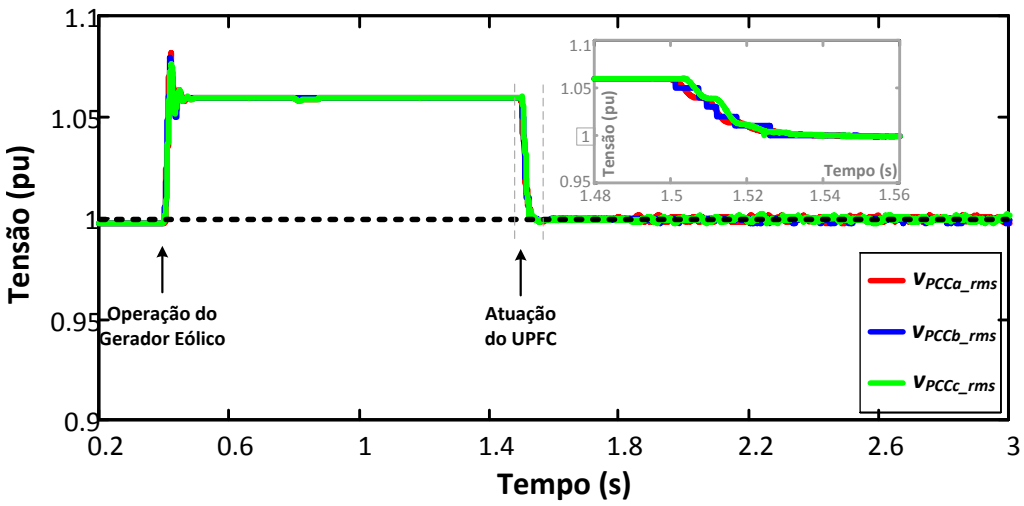

Figura 4.19: Tensão no PCC incluindo a ação do UPFC - 1ϕ.

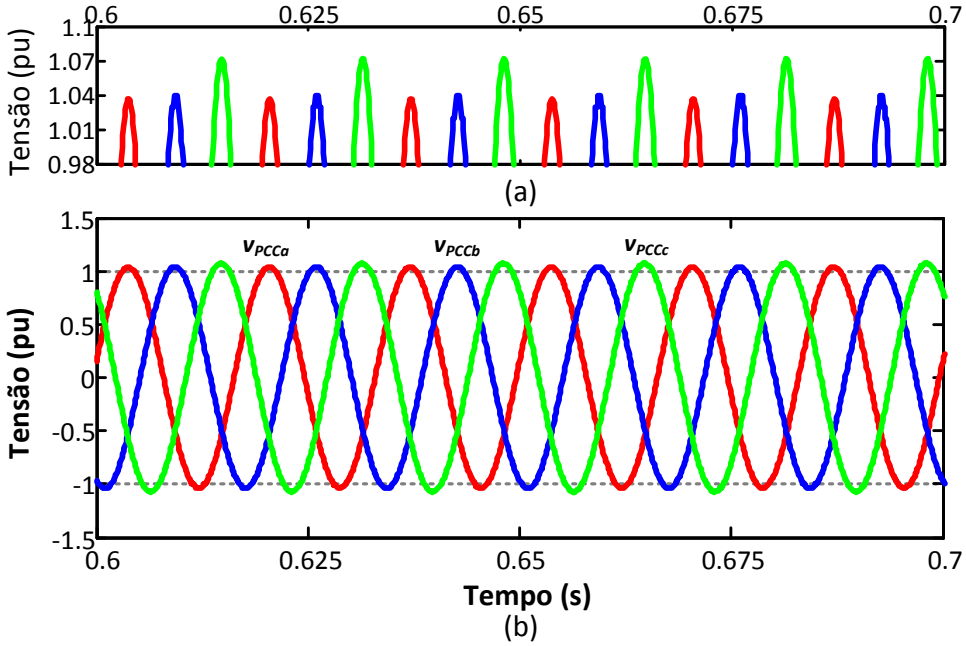

Figura 4.20: (a) Ampliação dos picos das tensões no PCC diante do desequilíbrio da carga Z_{C2} e operação do gerador eólico; (b) Valores instantâneos da tensão no PCC diante de um desequilíbrio na carga Z_{C2} e e operação do gerador eólico.

nentes de sequência positiva e negativa, antes da compensação feita pelo UPFC - 1ϕ é de 2.0%, com a compensação, as magnitudes e fases da tensão no PCC tornam-se equilibradas, conforme mostrado na Figura 4.22 e o FD é reduzido para 0.023%. Os valores instantâneos das componentes de sequência positiva, negativa e zero dessa tensão, diante da atuação do UPFC - 1ϕ são mostrados na Figura 4.23. Como pode ser visto, a compensação de magnitude e fase realizada pelo UPFC é capaz de reduzir significativamente as componentes de sequência negativa e zero da tensão, controlando-as dentro dos limites de $\pm$5%. O tempo de atuação do controle direto de magnitude e fase da tensão

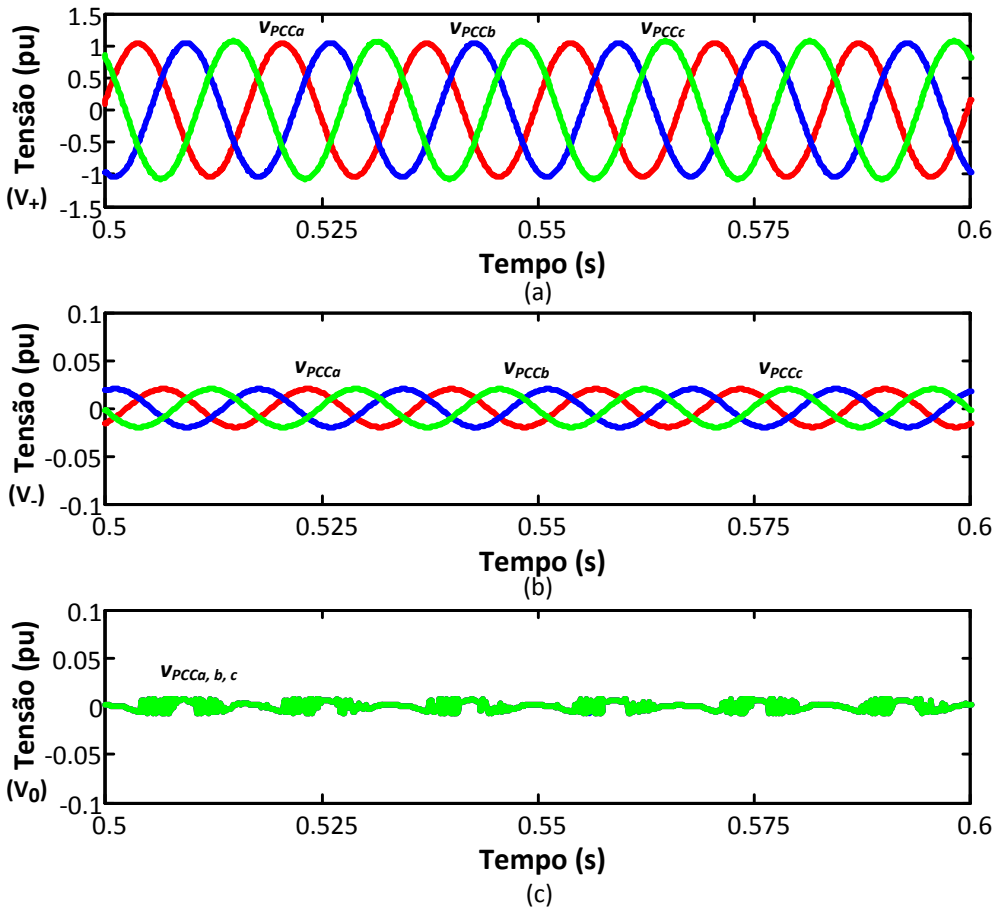

Figura 4.21: Componentes instantâneas de sequência positiva (V_+), negativa (V_-) e zero (V_0) da tensão no PCC estimadas pelo UTSP.

feito pelo UPFC - 1ϕ neste caso é menor que 30 ms.

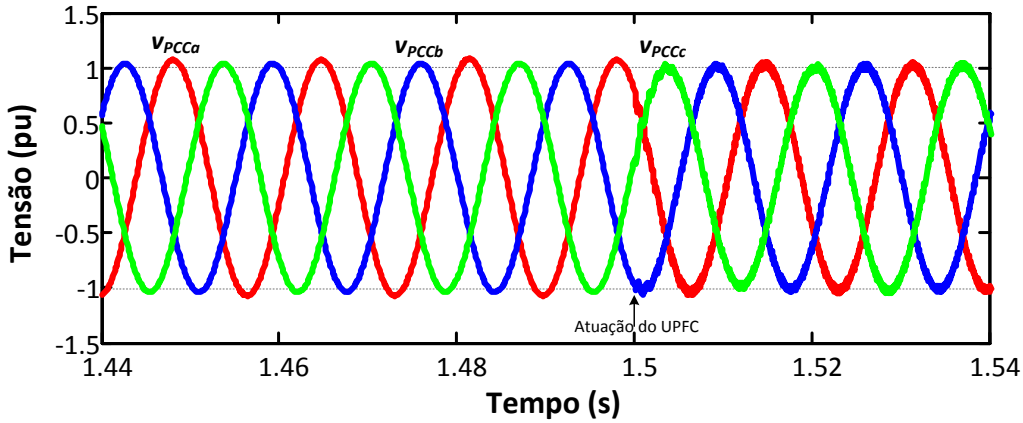

Figura 4.22: Valores instantâneos da tensão no PCC antes e depois da atuação do UPFC para compensar o desequilíbrios.

Uma segunda análise realizada com o controle direto de magnitude e fase da tensão

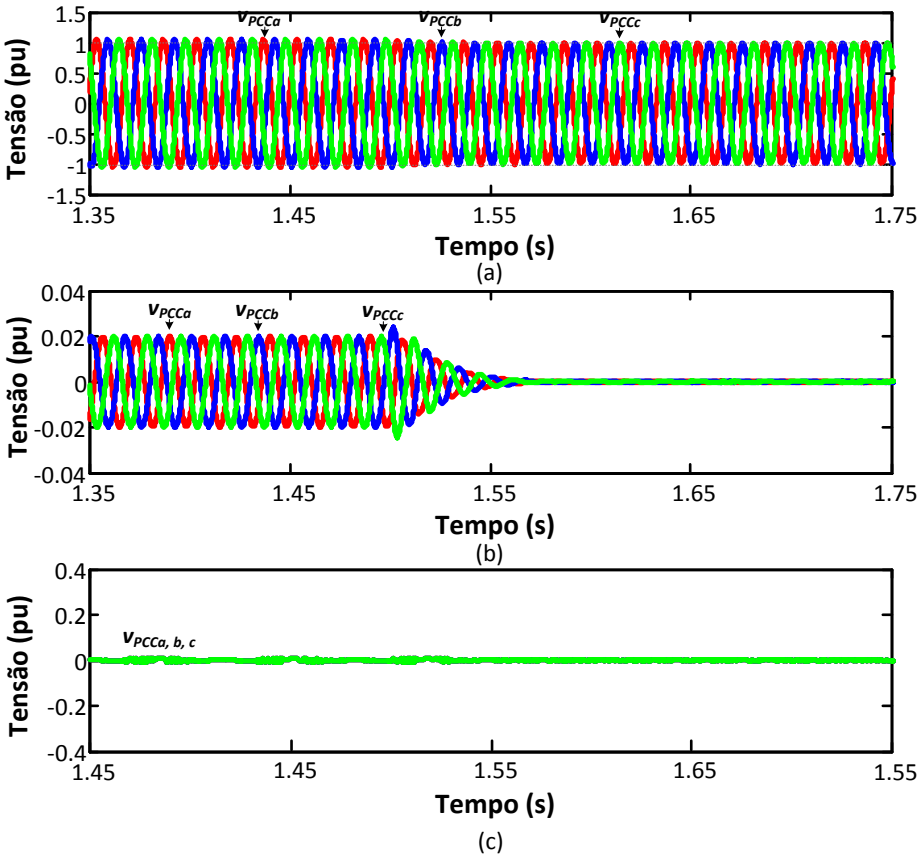

Figura 4.23: Componentes instantâneos de sequência positiva, negativa e zero da tensão no PCC estimadas pelo UTSP antes e depois da atuação do UPFC.

considera um desequilíbrio de 5% na tensão do PCC causado pela existência de uma carga desequilibrada conectada ao PCC, com os seguintes valores de impedância por fase: $Z_{C2a} = 0.53 + j0.08\ \Omega$, $Z_{C2b} = 0.53 + j0.08\ \Omega$ e $Z_{C2c} = 0.001 - j0.26\ \Omega$ e a injeção de 0.6 MW pelo gerador eólico na rede elétrica. Uma ampliação dos picos das tensões no PCC diante dessa situação é mostrada na Figura 4.24(a) Os valores instantâneos das tensões de fase no PCC antes e depois da operação do UPFC são mostrados na Figura 4.24(b). O tempo de atuação do UPFC - 1ϕ para compensar as magnitudes e fases das tensões no PCC é menor que 30 ms.

Conforme mostrado em 4.24(b), além de manter as tensões no PCC controladas, a ação do UPFC - 1ϕ é capaz de reduzir significativamente o desequilíbrio. As componentes instantâneas de sequência da tensão estimadas pelo UTSP nesta situação são mostradas na Figura 4.25. Com a compensação de tensão realizada, as componentes de sequência negativa e zero foram reduzidas fazendo com que as tensões de fase no PCC fossem mantidas dentro dos limites de $\pm 5\%$. O FD calculado com base nas magnitudes das componentes de sequências positiva e negativa da tensão no PCC após a atuação do UPFC é de aproximadamente 0.02%.

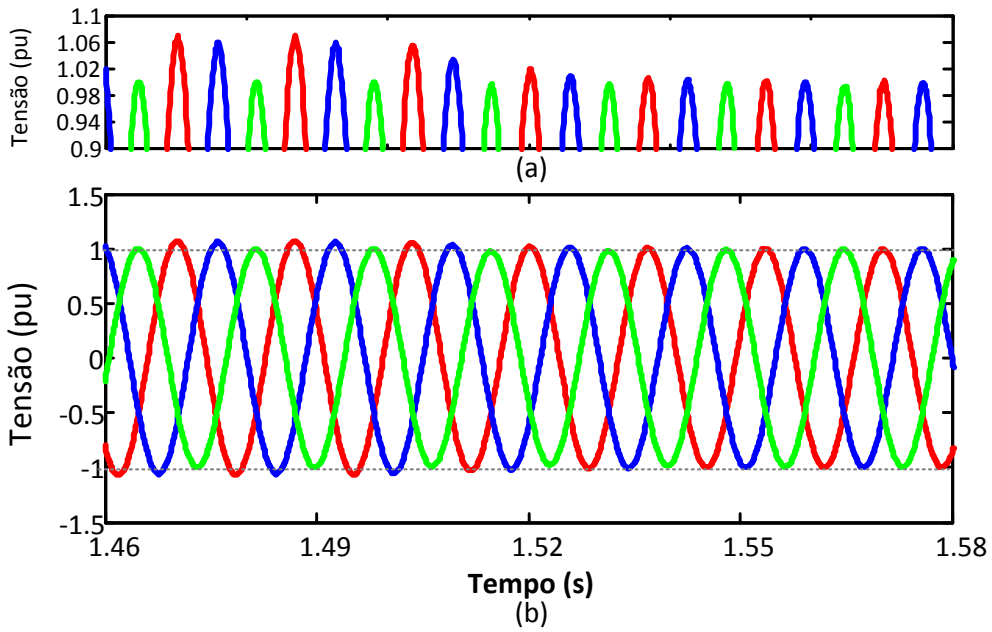

Figura 4.24: (a) Ampliação dos picos das tensões no PCC diante do desequilíbrio da carga Z_{C2} e operação do gerador eólico; (b) Valores instantâneos da tensão no PCC antes e depois da atuação do UPFC - 1ϕ.

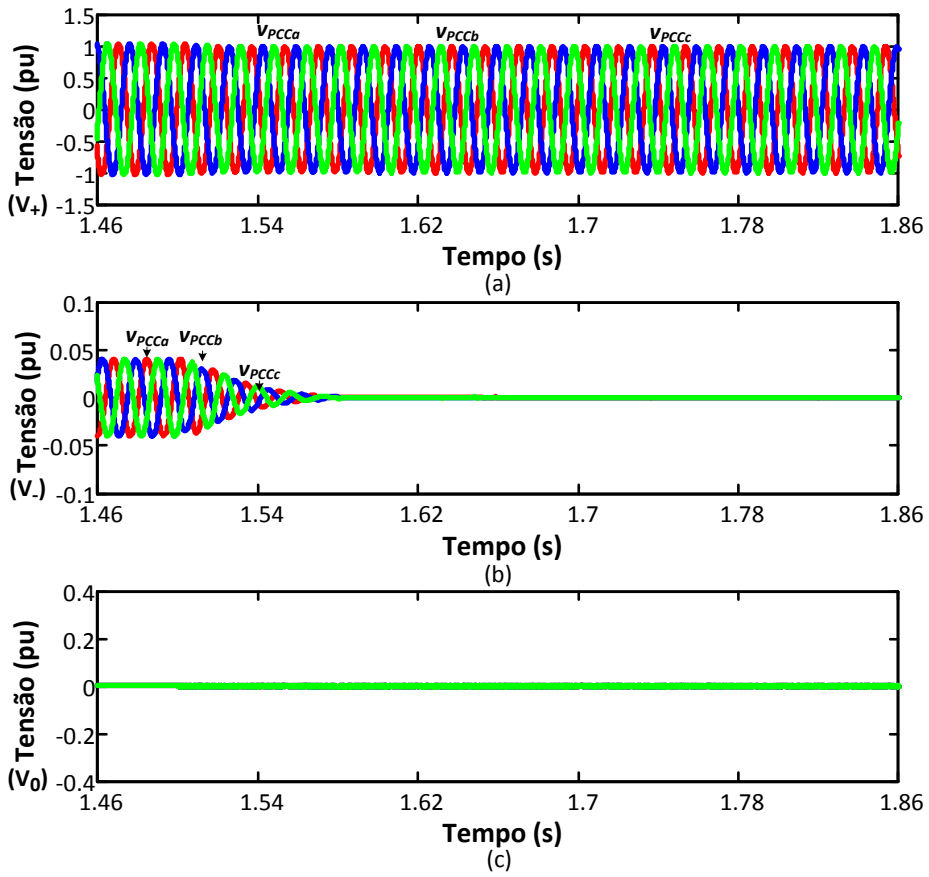

Figura 4.25: Componentes de sequência positiva, negativa e zero da tensão no PCC estimadas pelo UTSP antes e depois da atuação do UPFC.

O resultado da atuação do UPFC - 1ϕ considerando as duas estratégias de controle direto da tensão propostas neste trabalho, mostra que para um mesma situação, por exemplo, a compensação de desequilíbrio, a resposta do controle de compensação de magnitude da tensão é mais lenta que a resposta do controle simultâneo (compensação de magnitude e fase). O que ocorre devido a diferença entre a largura de faixa dos controladores PI. Os controladores PI das estratégias que compensam apenas a magnitude da tensão, apresentam largura de faixa menor que os controladores PI da estratégia que compensa magnitude e fase da tensão, fazendo com que o tempo de resposta do controle de compensação de magnitude seja mais lento.[1] Porém, o tempo de resposta do UPFC considerando ambas alternativas de controle é, por exemplo, bem menor que o tempo de ajuste do *tap* de um transformador OLTC, que é da ordem de segundos [12].

4.3 Comparação entre STATCOM e UPFC no PSCAD/EMTDC

Nesta seção serão apresentados os resultados de simulações implementadas no PSCAD/EMTDC, considerando-se a operação de um STATCOM para controlar indiretamente a tensão no PCC de uma rede elétrica predominantemente resistiva. O desempenho desse controlador será comparado com o desempenho de um UPFC para controlar diretamente essa tensão.

Ambos controladores são conectados no lado de baixa tensão da rede elétrica. A comparação do desempenho do STATCOM e do UPFC na rede predominantemente resistiva será feita em termos da potência aparente necessária para que cada alternativa de controle mantenha a tensão do PCC no valor de referência desejado. Como mostrado anteriormente, a tensão de linha inicialmente apresenta magnitude igual a 1.0 pu. No instante $t = 0.4\ s$ o gerador eólico entra em operação injetando 0.6 MW e, aumentando a tensão no PCC para 1.063 pu. Em $t = 1.5$ s os controladores (STATCOM ou UPFC) devem entrar em operação mantendo essas tensões controladas. Em seguida, é simulada a desconexão momentânea da carga conectada ao PCC (Z_{C2}) e as duas alternativas devem fornecer a compensação de tensão necessária também diante dessa circunstância.

4.3.1 Compensação Indireta de Tensão com o STATCOM

O circuito elétrico utilizado na simulação com o STATCOM para controlar a tensão no PCC é mostrado na Figura 4.26, e os dados desse circuito são os mesmos considerados nas análises com a configuração de UPFC - 1ϕ proposta neste trabalho.

[1] A metodologia considerada na determinação das larguras de faixa dos controladores PI das estratégias de controle propostas neste trabalho é apresentada na Seção A.2.3 do Apêndice A.

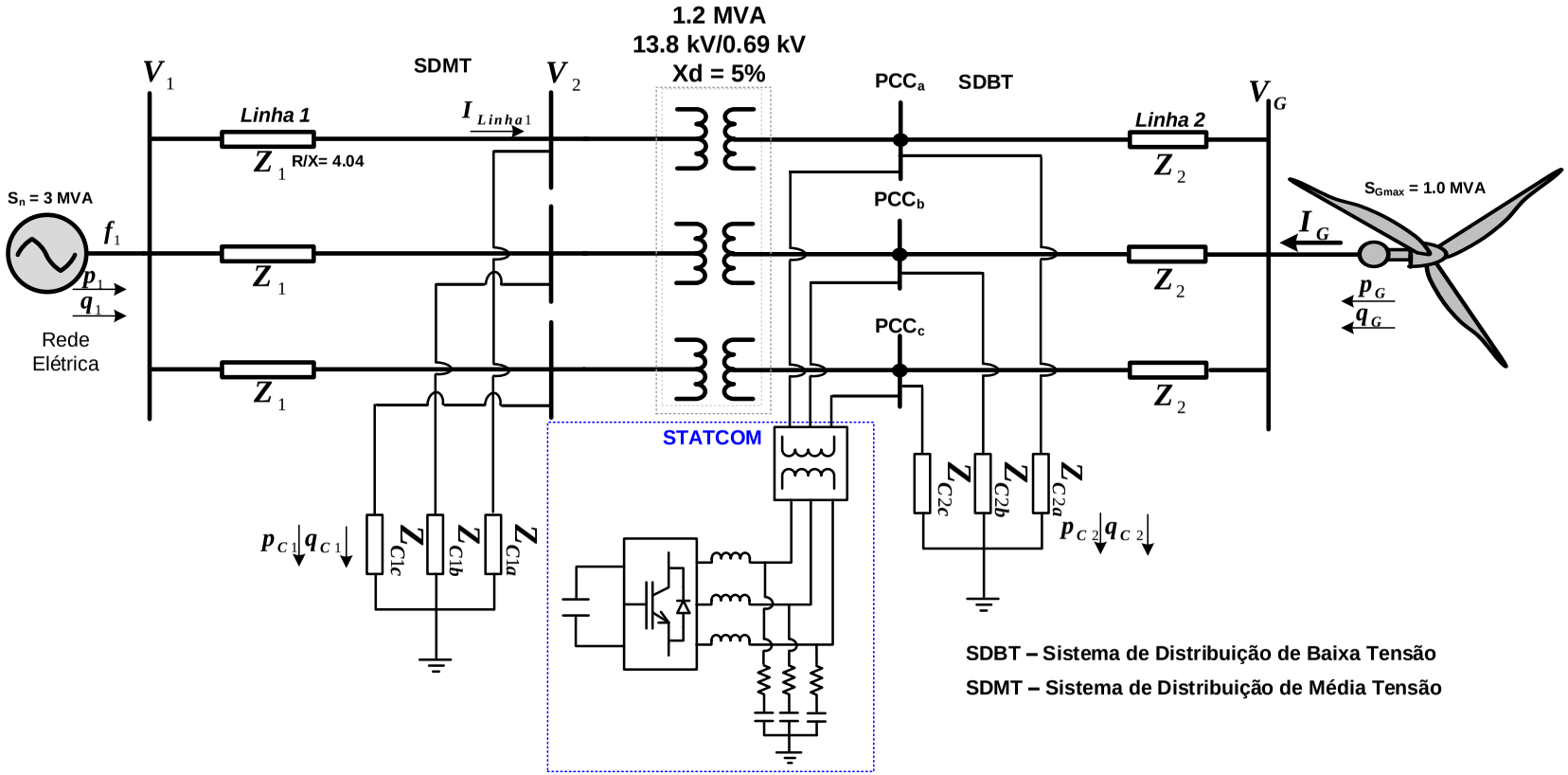

Figura 4.26: STATCOM para controle de tensão no PCC - Linha predominantemente resistiva.

O diagrama de blocos da estratégia de controle implementada no PSCAD/EMTDC para o controle da tensão no PCC realizado pelo STATCOM é mostrado na Figura 4.27. A tensão no PCC é mantida constante, controlando-se a amplitude da tensão CA gerada pelo STATCOM e, consequentemente, a potência reativa no PCC. O resultado da comparação entre o valor coletivo da tensão no PCC e seu valor de referência $V_{PCC}{}^*$ passa por um controlador PI, resultando na magnitude da tensão de compensação, V_{ST}. Um PLL é utilizado para extrair a fase das tensões medidas no PCC e compor os sinais R_a, R_b e R_c que são comparados com uma portadora triangular (4.86 kHz) para então gerar os pulsos de disparo dos IGBTs do STATCOM. Por simplicidade, o elo CC foi representado por baterias com magnitudes calculadas de maneira que o STATCOM sintetize um valor eficaz máximo de tensão no PCC igual a 1.04 pu em regime permanente, ou seja, dentro do limite de conformidade estabelecido pelo PRODIST [8].

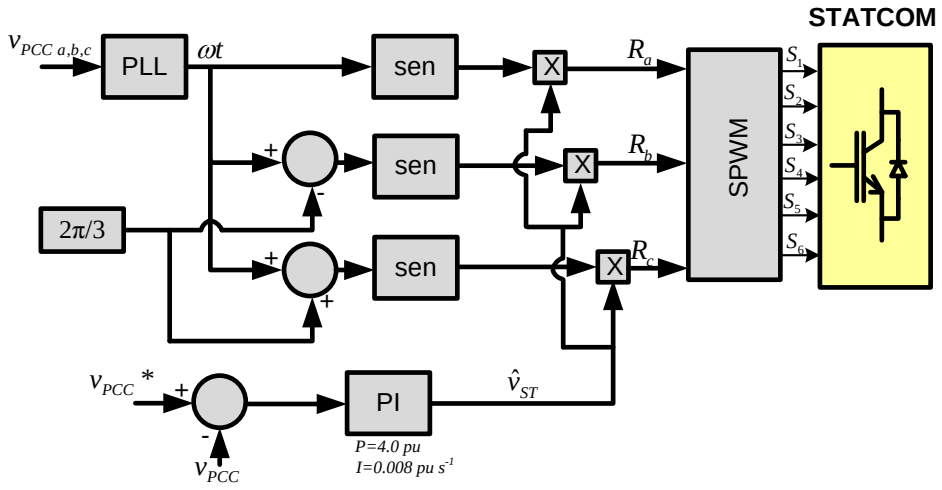

Figura 4.27: Diagrama de blocos da estratégia de controle da tensão no PCC feita pelo STATCOM.

Na Figura 4.28 são mostrados o valor eficaz da tensão de linha medido no PCC diante da atuação do STATCOM e as potências ativa e reativa medidas no lado CA do STATCOM. O pico inicial de 0.35 *Mvar* observado na potência reativa do STATCOM (Figura 4.28(b)) ocorreu devido à sua energização. A potência ativa/reativa é obtida, multiplicando-se os valores instantâneos de corrente e tensão de cada fase do sistema e, somando-se os resultados dessas multiplicações. Assume-se que as fases do sistema sejam balanceadas. A potência reativa calculada é filtrada através de uma função com pólo real para reduzir a oscilação (*ripple*).

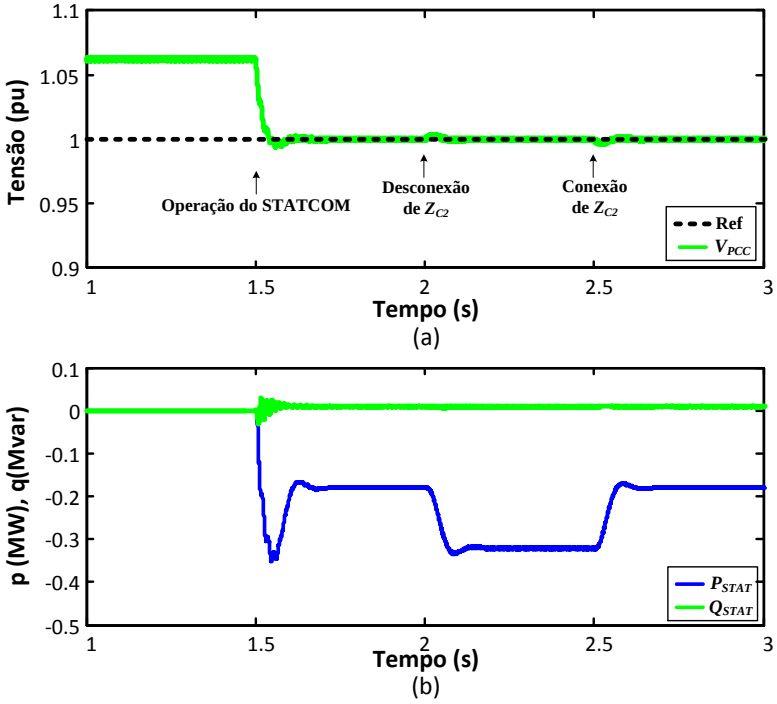

Figura 4.28: Tensões de linha no PCC e potências ativa e reativa medidas antes e depois da operação do STATCOM.

4.3.2 Compensação Direta de Tensão com o UPFC - 1ϕ

O valor eficaz da tensão de linha medido no PCC e as potências ativa e reativa medidas no lado CA dos VSCs da fase *a* do UPFC - 1ϕ para que este controlador forneça o mesmo percentual de compensação que o STATCOM são mostrados nas Figuras 4.29(a) e Figuras 4.29(b), respectivamente. A estratégia de controle do UPFC - 1ϕ para o controle diretamente a magnitude da tensão foi apresentada na seção 3.7.2 do Capítulo 3 [2].

4.4 Análise Comparativa

A comparação entre esses controladores será feita, com base no valor absoluto da potência aparente trifásica, já que para o STATCOM foram medidos os valores trifásicos, de forma similar à análise apresentada no Capítulo 2.[3]

Os valores absolutos de potência aparente calculados, considerando-se as compensações de tensão realizadas pelo STATCOM e pelo UPFC na rede de distribuição genérica considerado nas análises deste capítulo são mostrados na Tabela 4.3. Esses resultados reforçam as conclusões da análise comparativa entre controle indireto e direto apre-

[2]A metodologia adotada para o cálculo das potências ativa e reativa monofásicas é descrita no ApêndiceA

[3]No caso do UPFC - 1ϕ, para o cálculo da potência trifásica, foi considerada uma perda de 2% devido ao chaveamento dos VSCs.

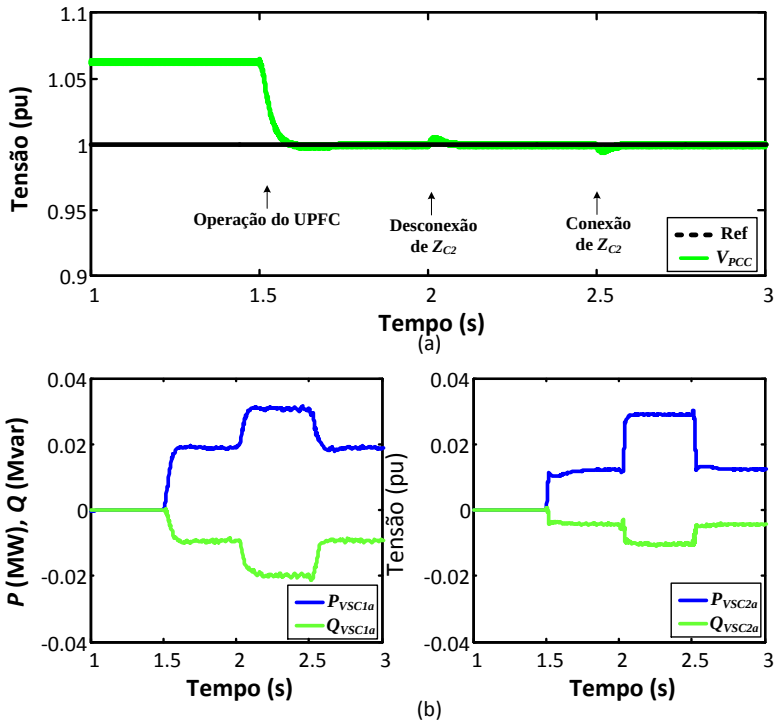

Figura 4.29: Valor eficaz das tensões de linha no PCC e potências ativa e reativa medidas antes e depois da operação do UPFC - 1ϕ.

sentadas no Capítulo 2. Observa-se através dos valores absolutos de potência aparente, que para fornecer um mesmo nível de compensação em uma rede de distribuição predominantemente resistiva, necessita-se de um UPFC bem menor em termos de potência aparente (menor capacidade nominal) que um STATCOM.

Tabela 4.3: Potência aparente do STATCOM e do UPFC para os níveis de compensação especificados.

	S_{STAT} (MVA)	S_{UPFC} (MVA)
Compensação de 6.02% da tensão no PCC	0.18	0.036
Compensação diante da desconexão de Z_{C2}	0.32	0.061

4.5 Conclusões

Os resultados apresentados neste capítulo demonstraram a capacidade das configurações de UPFC propostas neste trabalho (UPFC - 1ϕ e UPFC $3\phi - 1\phi$), para controlar diretamente a tensão no PCC de redes de distribuição de energia com geração eólica integrada. As análises realizadas no programa PSCAD/EMTDC consideraram redes predominantemente resistivas e fracas, nas quais o impacto da operação de geradores eólicos é significativo.

Os resultados apresentados nas análises de desempenho do UPFC demonstraram a capacidade dessas configurações de UPFC para controlar a tensão no PCC diante de variações na potência injetada pelo gerador eólico, mudanças no perfil das cargas e desbalanços entre as tensões. Em algumas análises foram consideradas as duas estratégias de controle direto da tensão propostas: a compensação direta de magnitude da tensão e a compensação direta de magnitude e fase da tensão. Ambas alternativas podem desempenhar um controle contínuo e eficiente da tensão.

A análise comparativa entre o UPFC e o STATCOM realizada no PSCAD/EMTDC para controlar a tensão no PCC de uma rede elétrica predominantemente resistiva, demonstrou que neste tipo de rede elétrica a tensão pode ser diretamente controlada por um UPFC de capacidade nominal menor que a potência nominal de um STATCOM para compensar indiretamente o mesmo nível de tensão.

A seguir, serão apresentadas as principais conclusões desta tese e as propostas para trabalhos futuros.

Capítulo 5

Conclusões

5.1 Considerações Finais

O cenário de constante integração de fontes intermitentes de geração de energia aos sistemas elétricos, particularmente os geradores eólicos, norteia uma série de estudos que objetivam avaliar a capacidade dos atuais sistemas elétricos de suportarem os níveis de integração de energia eólica sem que haja degradação dos níveis de segurança de operação e sem perda de qualidade de serviço.

Este trabalho destacou dentre os problemas que podem surgir com a integração de uma quantidade significativa de geradores eólicos à rede de distribuição, a flutuação de tensão no PCC. A origem desse problema está fundamentada na característica altamente variável da potência fornecida pela geração eólica e nas características das redes de distribuição. Sendo necessário controlar a tensão em determinados pontos da rede elétrica, evitando-se a violação dos limites de tensão.

A evolução da eletrônica de potência proporcionou o desenvolvimento de diversos equipamentos que minimizam os problemas existentes nos sistemas elétricos e ainda, associando novas funcionalidades aos mesmos através da utilização de novos conceitos. Neste trabalho é realizada uma pesquisa na qual se investiga as potencialidades do UPFC baseado em conversores monofásicos (UPFC - 1ϕ) para controlar diretamente a tensão em sistemas de distribuição com geradores eólicos integrados.

No capítulo 1, foram feitas considerações sobre o perfil de tensão no PCC de sistemas de distribuição com geradores eólicos integrados, problemas associados ao aumento da potência injetada por esses geradores ou devido às mudanças no perfil das cargas conectadas a esse tipo de rede elétrica e as principais alternativas utilizadas para controlar a tensão nesses sistemas. Neste capítulo foi proposta a análise de uma estrutura modular de UPFC baseado em VSC monofásicos (UPFC - 1ϕ) para o controlar da tensão no PCC.

No capítulo 2 foi feita uma análise comparativa do desempenho dos controles indireto e direto de tensão em redes elétricas com geração eólica ou outra fonte intermitente

conectada. A alternativa de controle indireto, foi com o uso do STATCOM e como alternativa de controle direto, utilizou-se o UPFC. Foram consideradas linhas com diferentes características: predominantemente resistivas, predominantemente indutivas e mistas ($R/X \approx 1$). A comparação entre o controle indireto e direto foi realizada, considerado um modelo analítico de uma rede elétrica genérica, incluindo ambas alternativas para manter a tensão no PCC em um valor de referência. Em seguida, foram apresentados resultados demonstrando que em termos de capacidade nominal, a alternativa mais viável para o controle da tensão seria o controle direto realizado pelo UPFC. A compensação direta feita pelo UPFC apresentou os melhores resultados tanto para redes predominantemente indutivas quanto para redes predominantemente resistivas.

No capítulo 3 foram apresentados os princípios básicos de um Controlador Unificado de Fluxo de Potência (UPFC), suas principais características, limitações e modos de controle. Sendo apresentadas considerações sobre as configurações de conversores normalmente utilizadas na composição de um UPFC. Foram apresentadas as principais características de uma configuração modular de UPFC baseada em VSCs monofásicos, o UPFC - 1ϕ. Nesta configuração, os VSCs paralelos são conectados ao sistema elétrico através de transformadores de acoplamento como no caso do UPFC com VSCs trifásicos. Os VSCs série são conectados diretamente à rede elétrica ou um dos transformadores da rede elétrica pode ser aproveitado para a conexão desses conversores. Com essa configuração de UPFC pode-se fornecer compensação independente por fase, mesmo quando houver desequilíbrio entre as tensões do sistema. Em seguida, foi apresentado um modelo fasorial simplificado de um sistema elétrico incluindo a ação do UPFC - 1ϕ. Através desse modelo, mostrou-se que é possível controlar a tensão de forma eficiente, com conversores de menor capacidade nominal. Com o intuito de melhorar o desempenho da configuração de UPFC - 1ϕ nos casos em que há desequilíbrio ou afundamento de tensão, foi apresentada uma segunda configuração de UPFC composta por um VSC trifásico conectado em paralelo com a linha através de transformador (UPFC $3\phi - 1\phi$). Este VSC trifásico é conectado em um arranjo "back-to-back" a três VSCs monofásicos, através de um elo CC comum. Por sua vez, esses conversores são conectados em série com o secundário do transformador do sistema, garantindo compensação independente por fase. O UPFC $3\phi - 1\phi$ apresenta a vantagem de reduzir o número de chaves com o uso de um VSC paralelo trifásico. No entanto, nessa configuração são necessários transformadores de acoplamento para os VSCs série, sendo vantajoso optar pelo UPFC - 1ϕ, que despensa o uso dos transformadores de acoplamento.

O capítulo 4 apresentou os resultados de uma análise do desempenho do UPFC controlando diretamente a tensão em redes de distribuição com geração eólica integrada e linhas predominantemente resistivas. Para isso, foram consideradas as duas estratégias de controle propostas neste trabalho: a compensação direta de magnitude da tensão e compensação de magnitude e fase da tensão (controle simultâneo). Ainda neste capítulo,

foram apresentados os resultados de uma análise dinâmica que comparou o desempenho do controle indireto feito pelo STATCOM com o controle direto feito pelo UPFC em termos de capacidade nominal do equipamento. Deste modo, pôde-se comprovar que a tensão no PCC desse tipo de sistema pode ser diretamente controlada por um UPFC de capacidade nominal menor que a capacidade de um STATCOM para a mesma finalidade.

Os resultados de desempenho dos UPFCs baseados em VSCs monofásicos para o controle direto da tensão em sistemas de distribuição com geradores eólicos integrados não eram previstos em estudos anteriores, como o estudo realizado por Silva et al. em [11] e Gwisdorf et al. em [12], que definem os modos de controle de tensão como direto e indireto, mas não realizam uma análise comparativa entre os dois modos de controle em linhas de distribuição com diferentes características (resistivas, indutivas e mistas). Também não existiam até o momento, estudos que justificassem claramente o uso de uma configuração modular de UPFC que pode ser conectada em um nível mais baixo de isolação, dispensando a utilização de transformadores de acoplamento, reduzindo o custo de implantação desse equipamento. Esses são estudos fundamentais para propor o UPFC como alternativa viável de melhoria da qualidade da tensão no PCC das redes elétricas com as características mencionadas.

Outra importante contribuição deste trabalho, foi a proposição de uma estratégia de controle por fase, que garante a atuação do UPFC - 1ϕ para controlar as magnitudes das tensões, mesmo quando há desequilíbrio. Além disso, foi proposta uma estratégia de controle trifásica, baseada na determinação das componentes de sequência da tensão, que compensa magnitudes e fases das tensões no PCC, reduzindo ainda mais o fator de desequilíbrio existente. As estratégias de controle propostas neste trabalho podem contribuir com as concessionárias de energia e proprietários de geradores eólicos, possibilitando a minimização dos problemas de qualidade de energia (flutuação de tensão) decorrentes da operação desses geradores ou de outras fontes com características intermitentes conectadas à rede de distribuição, contribuindo para um melhor desempenho do sistema de distribuição de energia elétrica como um todo.

Das simulações de desequilíbrio de tensão realizadas, observou-se que além do benefício de manter as tensões no PCC dentro dos limites de conformidade, o UPFC - 1ϕ contribui-se para a redução das perdas resultantes da existência de desequilíbrios na rede elétrica, mencionadas em [61][62], uma vez que, este equipamento compensa tais desequilíbrios. Portanto, a operação do UPFC - 1ϕ como controlador direto da tensão, considerando as estratégias de controle propostas reduz significativamente os desvios de tensão, obtendo-se um melhor perfil de tensão da rede elétrica.

Em sistemas de distribuição com linhas resistivas, o controle indireto da tensão usando o SVC ou mesmo o STATCOM através da compensação de reativos não é a melhor solução. Em termos de capacidade nominal, um UPFC - 1ϕ para a mesma finalidade é sempre menor. Inclusive, as potências nominais estimadas para o UPFC controlar a

tensão em diferentes tipos de redes (resistivas, mistas ou indutivas) se mantém abaixo das especificações feitas para um STATCOM.

Se o UPFC - 1ϕ for comparado ao transformador com comutação de *tap* sob carga (transformador OLTC), que também é um controlador direto de tensão e pode ser empregado em redes resistivas, o UPFC - 1ϕ continua sendo vantajoso por oferecer um controle contínuo e mais rápido que o controle discreto realizado pelo OLTC. A operação do transformador OLTC no PCC de sistemas de distribuição com geração eólica conectada, também pode levar ao aumento dos custos de manutenção deste equipamento. Isso ocorre devido à característica altamente variável da geração eólica e pode ser necessário um número maior de comutações de *tap* ao longo do dia.

O UPFC - 1ϕ é tecnicamente vantajoso como controlador direto de tensão por oferecer flexibilidade no desempenho de suas funções de controle. Uma vez instalado em um sistema de distribuição, este equipamento pode melhorar os índices de confiabilidade, evitando que problemas de qualidade de energia decorrentes da operação de geradores intermitentes ou de variações de perfil das cargas contribuam para o mau funcionamento da rede elétrica como um todo. O potencial do UPFC - 1ϕ como controlador direto de tensão é muito grande, porém ainda são necessários alguns estudos técnicos para demonstrar sua aplicabilidade nos sistemas de distribuição frente às alternativas comumente utilizadas (transformadores OLTC, repotenciação, compensação de reativo), como sendo uma solução rentável e vantajosa aos investidores (concessionárias e geradores distribuídos) e aos clientes (consumidores).

5.2 Propostas para Trabalhos Futuros

Diante da possibilidade das configurações de UPFC propostas neste trabalho de controlar diretamente e de maneira eficaz a tensão em determinados pontos de sistemas de distribuição com geradores eólicos integrados, mesmo que haja desbalanço e das limitações apresentadas pelas alternativas comumente adotadas para o controle indireto da tensão em pontos de conexão entre fontes de geração distribuída e a rede elétrica convencional, propõe-se como continuidade deste trabalho, os seguintes tópicos de estudo:

1. Investigar o desempenho do UPFC - 1ϕ considerando a conexão direta dos VSCs série a transformadores da rede elétrica com enrolamentos em $\Delta - Y$, $Y - \Delta$ e $\Delta - \Delta$.

2. Estudar o comportamento dinâmico do UPFC - 1ϕ diante de surtos de tensão e sobrecorrentes, analisando o grau de suportabilidade deste equipamento.

3. Aprimorar as técnicas de projetos dos controles das configurações de UPFC propostas.

4. Avaliar a viabilidade econômica de uso do UPFC proposto.

Referências Bibliográficas

[1] EPE/MME. "Balanço energético nacional 2012: ano base 2011", *Empresa de Planejamento Energético - Ministério de Minas e Energia, Rio de Janeiro*, 2012.

[2] GAËTAN, M., MARIE, L., MANOËL, R., et al. "Global Market Outlook for photovoltaics 2013-2017", *Global Market Outlook*, May 2013.

[3] SPIRANDELLI, M. "Longe da liderança, Brasil passa a dar mais atenção à energia solar", *http://sustentabilidade.allianz.com.br*, 24 de Abril de 2013.

[4] GWEC. "Annual market update 2012", *Global Wind Report*, 2012.

[5] ROSAS, P. A. C. *Conexão de Turbinas Eólicas à Rede Elétrica - Análise de Operação Normal e Transiente*. 1 ed. Recife, Série Engenharia Eólica, 2006.

[6] ANEEL. "Resolução Normativa n° 482, de 17 de Abril de 2012, Disponível em: http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf. Acesso em: 25 de Set. 2012, 11:18", 2012.

[7] "IEEE Application Guide for IEEE Std 1547, IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems", *IEEE Std 1547.2-2008*, 15 2009.

[8] ANEEL. "Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional", *PRODIST - Módulo 8: Qualidade da Energia Elétrica.*, 2010.

[9] FELBER, L. A. *Regulação de Tensão em Subestações de Distribuição de Energia Elétrica*. Dissertação de mestrado, Universidade Federal de Itajubá (UNIFEI), Itajubá, Minas Gerais, Brasil, 2010.

[10] OLIVEIRA, P. S. *Análise Metodológia para a Conversão de Linhas de Distribuição de 34.5 kV para 69 kV*. Dissertação de mestrado, Universidade de São Carlos, São Carlos, SP, Brasil, 2011.

[11] J. P. SILVA, W. KRUSCHEL, W. S., ZACHARIAS, P. "Power Electronics for Voltage Control in Distribution Networks". In: *16 th Kassel Symposium Energy Systems Technology*, pp. 1–15, Kassel, 2011.

[12] B. GWISDORF, T. BORCHARD, T. H., REHTANZ, C. "Technical and economic evaluation of voltage regulation strategies for distribution grids with a high amount of fluctuating dispersed generation units". In: *2010 IEEE Conference on Innovative Technologies for an Efficient and Reliable Electricity Supply (CITRES)*, pp. 8–14, Waltham, Massachusetts, USA, 2010.

[13] SANSAWATT, T., OCHOA, L., HARRISON, G. "Integrating distributed generation using decentralised voltage regulation". In: *Power and Energy Society General Meeting, 2010 IEEE*, pp. 1 – 6, july 2010. doi: 10.1109/PES.2010.5588127.

[14] HINGORANI, N. G., GYUGYI, L. *Understanding FACTS: Concepts and technology of Flexible AC Transmission Systems*. 1st ed. New York, IEEE Press, 2000.

[15] VIAWAN, F. A. *Voltage Control and Voltage Stability of Power Distribution Systems in the Presence of Distributed Generation*. Thesis, Chalmers University of Technology, Göteborg, Sweden, 2008.

[16] GYUGYI, L., SCHAUDER, C., WILLIAMS, S., et al. "The unified power flow controller: a new approach to power transmission control", *Power Delivery, IEEE Transactions on*, v. 10, n. 2, pp. 1085 –1097, apr 1995.

[17] CAVALIERE, C. A. C. *Análise de STATCOM Operando em Sistemas Desbalanceados*. Dissertação de mestrado, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2001.

[18] PASERBA, J. "Secondary voltage-VAr controls applied to static compensators (STATCOMs) for fast voltage control and long term VAr management". In: *Power Engineering Society Summer Meeting, 2002 IEEE*, v. 2, pp. 753 –761 vol.2, july 2002.

[19] LARSSON, M. *Coordinated Voltage Control in Electrical Power Systems*. Dissertation, Lund University, Sweden, 2000.

[20] SANTILIO, F. P., BARBOSA, J., OLIVEIRA, J., et al. "Análise do Desempenho de uma Proposta de Regulador Eletromagnético com Injeção Série de Tensão". In: *IX INDUSCON - 9th IEEE/IAS International Conference on Industry Applications*, São Paulo, 2010.

[21] SANTILIO, F. P., OLIVEIRA, J., BONELLI, A. F., et al. "Reguladores Eletromagnéticos de Tensão do Reforço Série de Tensão: Controle e Avaliação Computacional de Desempenho". In: *IX CBQEE - Conferência Brasileira sobre Qualidade de Energia Elétrica*, Cuiabá-MT, 2011.

[22] SILVA, T. V., VASCONCELOS, L. F., SANTILIO, F. P., et al. "Análise Computacional de Desempenho de Duas Propostas de Controle e Chaveamento para Compensador Eletromagnético de Tensão". In: *X CEEL - Conferência de Estudos de Engenharia Elétrica*, Uberlândia-MG, 2012.

[23] SILVA, T. V., SANTILIO, F. P., VASCONCELOS, L. F., et al. "Análise Computacional de Desempenho de Duas Proposta de Controle e Chaveamento para Compensador Eletromagnético de Tensão". In: *X INDUSCON - 10th IEEE/IAS International Conference on Industry Applications*, Fortaleza-CE, 2012.

[24] BRENNEN, M. B., STACEY, E. J. "Active Power Conditioning System". U.S Patent, #4,651,265, 1987.

[25] FUJITA, H., AKAGI, H. "The unified power quality conditioner: The integration of series active filters and shunt active filters". In: *Power Electronics Specialists Conference, 1996. PESC '96 Record, 27th Annual IEEE*, v. 1, pp. 494 –501 vol.1, jun 1996. doi: 10.1109/PESC.1996.548626.

[26] FUJITA, H., AKAGI, H. "The unified power quality conditioner: the integration of series and shunt-active filters", *Power Electronics, IEEE Transactions on*, v. 13, n. 2, pp. 315 –322, mar 1998. ISSN: 0885-8993. doi: 10.1109/63.662847.

[27] AKAGI, H., WATANABE, E. H., AREDES, M. "Instantaneous Power Theory and Applications to Power Conditioning". pp. 265 –374, IEEE Press and Wiley, 2007.

[28] KHADKIKAR, V., CHANDRA, A. "UPQC-S: A Novel Concept of Simultaneous Voltage Sag/Swell and Load Reactive Power Compensations Utilizing Series Inverter of UPQC", *Power Electronics, IEEE Transactions on*, v. 26, n. 9, pp. 2414 –2425, sept. 2011. ISSN: 0885-8993. doi: 10.1109/TPEL.2011.2106222.

[29] AREDES, M., HEUMANN, K., WATANABE, E. "An universal active power line conditioner", *Power Delivery, IEEE Transactions on*, v. 13, n. 2, pp. 545 –551, apr 1998. ISSN: 0885-8977. doi: 10.1109/61.660927.

[30] KALIAN, K. S., SEN, M. L. *Introduction to FACTS Controllers: Theory, Modeling and Applications*. 1st ed. New York, Wiley-IEEE Press, 2009.

[31] LEE, K., KOIZUMI, H., KUROKAWA, K. "Voltage Control of D-UPFC between a Clustered PV System and Distribution System". In: *Power Electronics Spe-*

cialists Conference, 2006. PESC '06. 37th IEEE, pp. 1 –5, june 2006. doi: 10.1109/PESC.2006.1711964.

[32] JOGLEKAR, J., NERKAR, Y. "Application of UPFC for improving micro-grid voltage profile". In: *Sustainable Energy Technologies (ICSET), 2010 IEEE International Conference on*, pp. 1 –5, dec. 2010.

[33] FERDOSIAN, M., ABDI, M., BAZAEI, A. "Improved Dynamic Performance of Wind Energy Conversion System by UPFC". In: *International Conference on Industrial Technology, 2013 IEEE*, pp. 545 –550, February 2013.

[34] KALYANI, S. T., DAS, G. T. "Simulation of Real and Reactive Power Flow Control with UPFC connected to a Transmission Line", *Jornal of Theoryical and Applied Information Technology*, v. 4, n. 1, pp. 15–21, jan. 2008.

[35] SHU-JUN, Y., XIAO-YAN, S., YAN, W., et al. "Research on dynamic characteristics of Unified Power Flow Controller (UPFC)". In: *Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies (DRPT), 2011 4th International Conference on*, pp. 490 –493, july 2011.

[36] NAMIN, M. "Using UPFC in order to Power flow control". In: *Industrial Technology, 2006. ICIT 2006. IEEE International Conference on*, pp. 1486 –1491, dec. 2006.

[37] LAAKSONEN, H., SAARI, P., KOMULAINEN, R. "Voltage and frequency control of inverter based weak LV network microgrid". In: *Future Power Systems, 2005 International Conference on*, pp. 1 – 6, nov. 2005. doi: 10.1109/FPS.2005.204293.

[38] KELLEY, C. T. "Solving Nonlinear Equations with Newton's Method". In: *Fundamentals of Algorithms, SIAM, 2003*, v. 1, 2003.

[39] MEHRABAN, A., EDRIS, A., SCHAUDER, C., et al. "Installation, commissioning, and operation of the world's first UPFC on the AEP system". In: *Power System Technology, 1998. Proceedings. POWERCON '98. 1998 International Conference on*, v. 1, pp. 323 –327 vol.1, 18-21 1998.

[40] GYUGYI, L., MEHRABAN, B. "Development and Apllication of Self-Commutated Converters for Power Transmission Control", *IEEE PES Winter Meeting*, pp. 2488–2491, January 2000.

[41] HAN, Y. S., SUH, I. Y., KIM, J. M., et al. "Commissioning and Testing of the KangJin UPFC in Korea", *Cigré Paper*, session 2004.

[42] BELACHEHEB, K., SAADATE, S. "UPFC control for line power flow regulation". In: *Harmonics and Quality of Power Proceedings, 1998. Proceedings. 8th International Conference On*, v. 2, pp. 660 –664 vol.2, oct 1998. doi: 10.1109/ICHQP.1998.760124.

[43] NOROOZIAN, M., ANGQUIST, L., GHANDHARI, M., et al. "Use of UPFC for optimal power flow control", *Power Delivery, IEEE Transactions on*, v. 12, n. 4, pp. 1629 –1634, oct 1997. ISSN: 0885-8977. doi: 10.1109/61.634183.

[44] ILANGO, G., NAGAMANI, C., ARAVINDAN, D. "Independent control of real and reactive power flows using UPFC based on adaptive back stepping". In: *TENCON 2008 - 2008 IEEE Region 10 Conference*, pp. 1 – 6, nov. 2008. doi: 10.1109/TENCON.2008.4766389.

[45] LAI, L., MA, J. "Power flow control with UPFC using genetic algorithms". In: *Intelligent Systems Applications to Power Systems, 1996. Proceedings, ISAP '96., International Conference on*, pp. 373 –377, jan-28 feb-2 1996. doi: 10.1109/ISAP.1996.501101.

[46] HOSSAM-ELDIN, A., ELREFAIE, H., MOHAMED, G. "Study and simulation of the unified power flow controller effect on power systems". In: *Power Systems Conference, 2006. MEPCON 2006. Eleventh International Middle East*, v. 2, pp. 461 –467, dec. 2006.

[47] SEDRAOUI, K., AL-HADDAD, K., CHANDRA, A., et al. "Versatile control strategy of the unified power flow controller (UPFC)". In: *Electrical and Computer Engineering, 2000 Canadian Conference on*, v. 1, pp. 142 –147 vol.1, 2000. doi: 10.1109/CCECE.2000.849687.

[48] FARHANGFAR, A., SAJJADI, S., AFSHARNIA, S. "Power flow control and loss minimization with unified power flow controller (UPFC)". In: *Electrical and Computer Engineering, 2004. Canadian Conference on*, v. 1, pp. 385 – 388 Vol.1, may 2004. doi: 10.1109/CCECE.2004.1345036.

[49] HAGH, M., LAFZI, A., MILANI, A. "Dynamic and stability improvement of a wind farm connected to grid using UPFC". In: *Industrial Technology, 2008. ICIT 2008. IEEE International Conference on*, pp. 1 –5, April 21-24, 2008.

[50] TAMBEY, N., KOTHARI, M. "Damping of power system oscillations with unified power flow controller (UPFC)", *Generation, Transmission and Distribution, IEE Proceedings-*, v. 150, n. 2, pp. 129 – 140, march 2003.

[51] KATAOKA, T., SAKURAZAWA, M., MATSUMURA, H. "A UPFC-based voltage compensator with power factor correcting function". In: *Power Electronics, Machines and Drives, 2006. PEMD 2006. The 3rd IET International Conference on*, pp. 576–580, march 4-6 2006.

[52] MAILAH, N., BASHI, S. M. "Single Phase Unified Power Flow Controller (UPFC): Simulation and Construction", *European Journal of Scientific Research*, v. 30, n. 4, pp. 677–684, may 2009. ISSN: 1450-216X.

[53] SILVA LIMA, S. L., WATANABE, E. H. "Estudo de UPFC Baseado em Conversores Monofásicos", *Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos*, Maio 2010.

[54] SILVA LIMA, S. L., DIAS, R. F. S., WATANABE, E. H. "Análise Fasorial do UPFC Baseado em Conversores Monofásicos", *Congresso Brasileiro de Automática*, Setembro 2010.

[55] SILVA LIMA, S., WATANABE, E. "UPFC based on single-phase converters for voltage control". In: *Power Electronics Conference (COBEP), 2011 Brazilian*, pp. 107 –113, sept. 2011. doi: 10.1109/COBEP.2011.6085220.

[56] THÉROND, P. G., LOMBARD, X., ALLISON, M., et al. "Unified Power Flow Controller (UPFC)". Cigrè, 2000.

[57] UNDERLAND, N., ROBBINS, W. P. "Power Electronics: Converters, Applications and Design". New York, EUA, John Wiley & Sons, 2003.

[58] TARA KALYANI, S., TULASIRAM DAS, G. "Simulation of real and reactive power flow Control wiht UPFC connected to a transmission line", *Jornal. of Theorical and Applied Information Technology*, pp. 16–22, 2008.

[59] RENS, B. A., MEHRABAN, A. S., SCHAUDER, C., et al. "AEP Enified Power Flow Controller Performance", *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 14, 1999.

[60] JUNIOR, S. G. *Modelagem e Métodos Numéricos para Análise Linerar de Estabilidade Eletromecânica, Ressonância Subsíncrona, Transitórios Eletromagnéticos e Desempenho Harmônico de Sistemas de Potência*. Tese de D.Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, Brasil, 2002.

[61] STAROSTA, J. "Desequilíbrio (desbalanceamento) de tensão", *Revista Setor elétrico*, Edição 73 / Fevereiro de 2012.

[62] MEHL, E. L. M. "Programa de eficientização industrial: módulo motor elétrico." *Qualidade da energia elétrica. Disponível*

em:http://www.eletrica.ufpr.br/mehl/downloads/qualidade-energia.pdf. Acesso em 12 de Agosto de 2013, 2007.

[63] KARIMI-GHARTEMANI, M., IRAVANI, M. "A new phase-locked loop (PLL) system". In: *Circuits and Systems, 2001. MWSCAS 2001. Proceedings of the 44th IEEE 2001 Midwest Symposium on*, v. 1, pp. 421 –424 vol.1, 2001. doi: 10.1109/MWSCAS.2001.986202.

[64] KARIMI-GHARTEMANI, M., IRAVANI, M. R. "A Nonlinear Adaptive Filter for Online Signal Analysis in Power Systems: Applications", *Power Engineering Review, IEEE*, v. 22, n. 1, pp. 72, jan. 2002. ISSN: 0272-1724. doi: 10.1109/MPER.2002.4311701.

[65] KARIMI, H. *Islanding Detection and Control of An Islanded Electronically-Coupled Distributed Generation Unit*. Thesis, University of Toronto, Toronto, Canadá, 2008.

[66] AKAGI, H., WATANABE, E. H., AREDES, M. "Instantaneous Active and Reactive Power Theory and Applications". pp. 43–44, Eds. John Wiley & Sons, Inc., I. of Electrical and E. Engineers, 2007.

[67] OGATA, K. *Modern Control Engineering*. Instrumentation and controls series. Prentice Hall, 2010. ISBN: 9780136156734. Disponível em: <http://books.google.com.br/books?id=Wu5GpNAelzkC>.

Apêndice A

Dados de Simulação

A.1 Dados Considerados na Modelagem analítica do UPFC

Os dados considerados na modelagem analítica do UPFC, são apresentados na Tabela A.1.

Tabela A.1: Dados utilizados na modelagem analítica.

Parâmetros	Valores
Tensão	230 kV
Potência dos transformadores do sistema	100 MVA
Relação de transformação	$230:230\ kV/kV$
Reatância do transformador	26.45Ω
jX_{L1}	0.53Ω
R_{L1}	0.0053Ω
jX_{L2}	53.0Ω
R_{L2}	5.0Ω
Capacidade nominal do UPFC	50 MVA
Capacitância do elo CC	5 mF
Constante de inércia do capacitor CC	2.64 ms

A.2 Parâmetros de Controladores PI

Os parâmetros K_P e K_I dos controladores PI das estratégias de controle propostas neste trabalho são apresentados a seguir.

A.2.1 Parâmetros de Controladores PI para a configuração de UPFC - 1ϕ

Os parâmetros dos controladores PI utilizados em cada uma da malhas de controle direto da magnitude da tensão CC são mostrados na Tabela A.2.

Tabela A.2: Parâmetros dos controladores PI das malhas de controle da tensão CC.

Ganho	Valor	Unidade
K_P	20.0	pu
K_I	0.0015	s^{-1}

Os parâmetros dos controladores PI utilizados em cada uma da malhas de controle direto da magnitude da tensão são mostrados na Tabela A.3.

Tabela A.3: Parâmetros dos controladores PI das malhas de controle direto da magnitude da tensão no PCC.

Ganho	Valor	Unidade
K_P	0.08	pu
K_I	0.01	s^{-1}

Os parâmetros dos controladores PI utilizados em cada uma da malhas de controle direto da magnitude e fase da tensão são mostrados na Tabela A.4.

Tabela A.4: Parâmetros do controlador PI das malhas de compensação das sequências positiva e negativa.

Ganho	Valor	Unidade
K_P	0.1	pu
K_I	0.06	s^{-1}

Tabela A.5: Parâmetros do controlador PI da malha de compensação de sequência zero.

Ganho	Valor	Unidade
K_P	1.0	pu
K_I	10.0	s^{-1}

A.2.2 Parâmetros de Controladores PI para a configuração de UPFC $3\phi - 1\phi$

Os parâmetros do controlador PI utilizado na malha de controle da tensão CC são mostrados na Tabela A.6.

Os parâmetros dos controladores PI utilizados em cada uma da malhas de controle direto da magnitude da tensão são mostrados na Tabela A.7.

Tabela A.6: Parâmetros do controlador PI da malha de controle da tensão CC.

Ganho	Valor	Unidade
K_P	0.5	pu
K_I	1.0	s^{-1}

Tabela A.7: Parâmetros dos controladores PI das malhas de controle da tensão no PCC.

Ganho	Valor	Unidade
K_P	0.08	pu
K_I	0.018	s^{-1}

A.2.3 Largura de faixa dos controladores PI

A largura de faixa está relacionada a velocidade de resposta de um sistema. As larguras de faixa dos controlares PI utilizados em cada uma das malhas de controle da tensão foram estimadas através da obtenção de uma função de transferência aproximada de 1ª ordem do sistema de malha fechada [67]. Através da observação do desempenho do UPFC, determinou-se as constantes τ, que se referem aos tempos de restabelecimento do sistema considerando cada uma das estratégias de controle da tensão propostas. A constante τ corresponde ao intervalo de tempo em que o controle diante da aplicação de um degrau na referência alcança 63% do valor de regime permanente. A função de transferência aproximada para a tensão no PCC, considerando a compensação direta de magnitude da tensão no PCC é dada por:

$$G_1(s) = \frac{1}{\tau s + 1}, \tag{A.1}$$

em que $\tau = 0.02399$ s. Através do diagrama de bode mostrado na Figura A.1 pode-se estimar a largura de banda do controlador PI utilizado, que corresponde a faixa de frequência sobre a qual o ganho não difere mais que -3 dB de um valor de frequência especificado. Neste caso a frequência obtida é de 41.7 Rad/s, ou seja, 6.7 Hz.

Os valores de largura de faixa estimados para os controladores PI das estratégias de controle propostas neste trabalho são apresentados na Tabela A.8.

Tabela A.8: Largura de Faixa dos controladores PI das malhas de controle da tensão no PCC.

Estratégia de Controle	τ (s)	Largura de Faixa (Hz)
Compensação direta de magnitude (UPFC - 1ϕ)	0.0239	6.7
Compensação direta de magnitude (UPFC $3\phi - 1\phi$)	0.0249	6.4
Compensação direta de magnitude e fase (UPFC - 1ϕ) Seq.+	0.0145	10.91
Compensação direta de magnitude e fase (UPFC - 1ϕ) Seq.-	0.0155	10.26
Compensação direta de magnitude e fase (UPFC - 1ϕ) Seq.0	0.1463	1.096
Controle da tensão CC (UPFC - 1ϕ)	0.0249	6.4
Controle da tensão CC (UPFC $3\phi - 1\phi$)	0.007	22.75

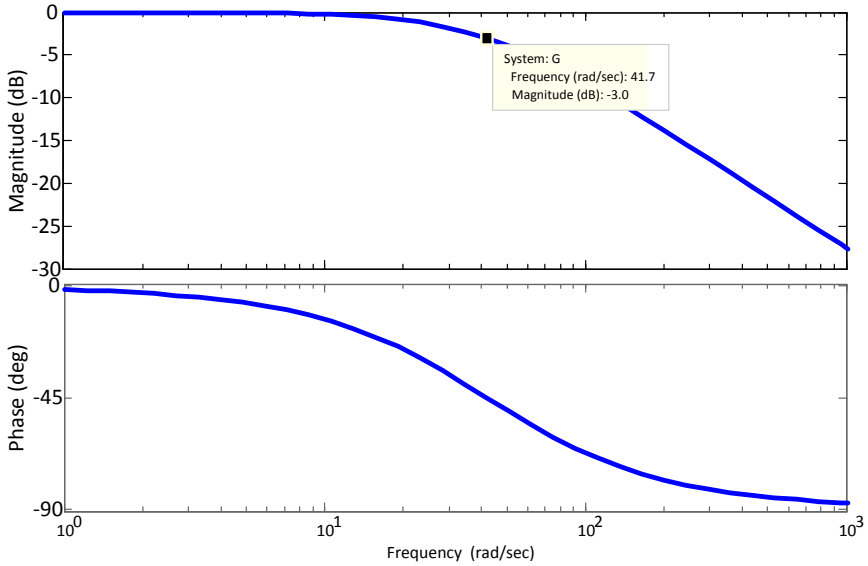

Figura A.1: Diagrama de bode - largura de faixa do controlador PI da estratégia de compensação direta de magnitude.

A.3 Medição das Potências ativa e reativa Monofásicas

Os sinais de tensão e corrente são amostrados e representados por um somatório de cossenoides, através da FFT (Fast Fourier Transformer) para determinar o valor de pico ou eficaz e a fase para cada componente de frequência desses sinais. As potência ativa e reativa podem ser determinadas através do somatório das potência ativa e reativa de cada componente de frequência dos sinais de tensão e corrente obtidos. Neste trabalho, apenas a componente de frequência fundamental é considerada para o cálculo das potências ativa e reativa, conforme mostrado na Figura A.2.

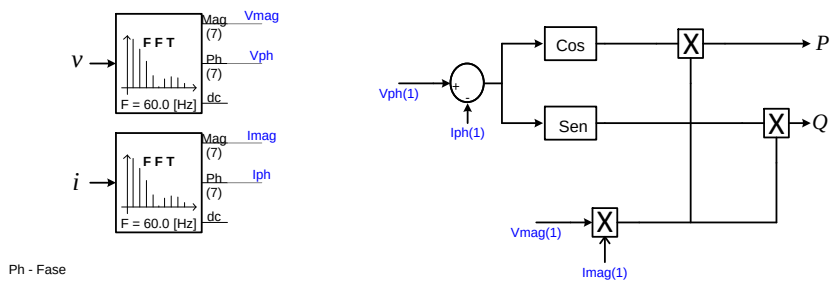

Figura A.2: Medição das potência ativa e reativa monofásicas.

Na Figura A.2, $Vmag(1)$ e $Vph(1)$ correspondem a magnitude e a fase da componente fundamental da tensão, e $Imag(1)$ e $Iph(1)$ correspondem a magnitude e a fase da componente fundamental da corrente.

A.4 Projeto dos filtro CA do UPFC - 1ϕ

Em aplicações de eletrônica de potência, cujas frequências de chaveamento são relativamente altas, normalmente os filtros amortecedores são os mais indicados. Principalmente quando é utilizada a modulação SPWM. Neste trabalho, optou-se pela utilização de um filtro RC no lado CA dos VSCs série do UPFC - 1ϕ, fazendo com que as tensões sintetizadas por esses conversores apresentasse distorção harmônica menor que 10%(de acordo com [8], este percentual é o limite de distorção harmônica para sistemas de tensões inferiores a 1 kV).

O diagrama de Bode da função de transferência do conversor em relação ao equivalente de Thevennin da rede elétrica foi traçado, a fim de se obter os parâmetros do filtro. Na Figura X é representado o circuito considerado para a obtenção da função de transferência do filtro (fase a). As tensões V_{C2a} e V_{Compa} representam, respectivamente, as tensões do VSC série da fase a do UPFC - 1ϕ antes e depois da atenuação do conteúdo harmônico.

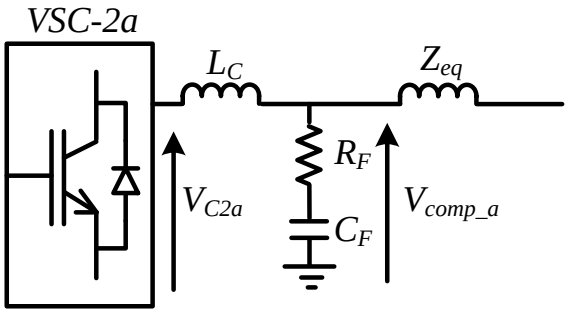

Figura A.3: Representação da rede elétrica considerada no dimensionamento do filtro assa-baixa RC.

Na representação mostrada na Figura A.3, tem-se as seguintes impedâncias:

$$Z_{VSC\ 2a} = sL_C, \tag{A.2}$$

$$Z_{filtro} = R_s - sC_F. \tag{A.3}$$

Com base em (A.2) e (A.3) pode-se escrever a seguinte função de transferência para a tensão CA do VSC 2a:

$$\frac{V_{Comp_a}}{V_{C2a}} = \frac{Rs + \frac{1}{sC_F}}{Rs + sL_C + \frac{1}{sC_F}}. \tag{A.4}$$

O filtro foi sintonizado de maneira que o pico de ressonância aconteça numa frequência menor que a frequência de chaveamento do conversor (5 kHz), que é a frequência da portadora triangular do controle SPWM. Os parâmetros calculados para o filtro de uma das fases do VSC série do sistema de distribuição analisado no capítulo 4) são: $L_F = 0.05\ m$H; $R_f = 2\ \Omega$; $C_f = 800\ \mu$F. A variação do ganho de tensão e da fase em função da variação da freqüência com o Filtro Passa-Baixa RC considerado são mostradas na Figuras A.4.

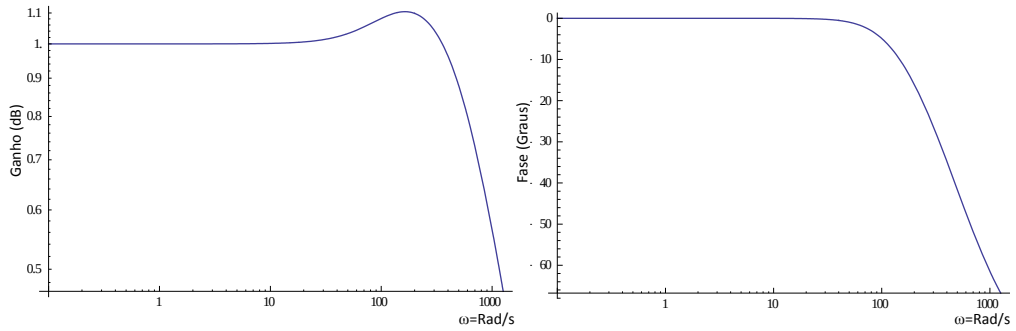

Figura A.4: Variação do ganho de tensão e da fase em função da variação da freqüência com o Filtro Passa-Baixa RC.

A.5 Capacitor CC

Sabe-se, que a potência imaginária trifásica não gera fluxo de energia no lado CC dos conversores de potência. No entanto, a potência real gera. Assim, a potência real que por ventura é drenada ou injetada no sistema CA, pelo conversor série, causa variações na tensão do capacitor CC, que devem ser compensadas pelo conversor paralelo e vice versa. Uma metodologia empregada para dimensionar a capacitância CC, baseia-se no balanço de fluxo de energia através dos conversores para manter carregado o capacitor CC.

De acordo com a teoria pq [66], a potência real através do elo CC de um UPFC trifásico, pode ser expressa por:

$$p = \bar{p} + \tilde{p}, \tag{A.5}$$

onde, $\bar{p}$ é o valor médio da potência real instantânea, que corresponde à energia transferida do lado CA para para o lado CC por unidade de tempo, pelas fases do sistema trifásico e, $\tilde{p}$ é o valor alternado da potência real instantânea (de baixa frequência), que corresponde à energia por unidade de tempo trocada entre os lados CA e CC, de forma oscilante, através das fases do sistema. Essa parcela é resultante de variações no fluxo de energia através do UPFC, sendo responsável pela flutuação da tensão no elo CC.

No UPFC - 1ϕ, a potência instantânea no lado CC pode ser expressa em termos de:

$$p(t) = \bar{p} + \tilde{p}(2\omega), \tag{A.6}$$

onde, $\bar{p}$ é a parcela constante da potência instantânea, com valor médio igual a zero, que corresponde à energia transferida do lado CA para para o lado CC por unidade de tempo, pelas fases do sistema monofásico e, $\tilde{p}(2\omega)$ é uma parcela oscilante com frequência duas vezes maior que a frequência fundamental da rede elétrica, que existe, mesmo que a carga a ser compensada esteja equilibrada. Neste caso, a tensão no lado CC apresenta um *ripple* maior que o apresentado na tensão do lado CC de uma configuração trifásica de UPFC. Dessa forma, nesta topologia, é necessário o uso de capacitores maiores em relação aos utilizados na topologia com VSCs trifásicos para atenuar a amplitude da componente oscilante contida nas tensões do lado CC.

A.6 Sistema de Proteção do UPFC

No UPFC, a ação protetiva consiste na desconexão dos transformadores que conectam os VSCs série e paralelo à linha. O VSC paralelo é protegido através de ações específicas do sistema de controle, por exemplo, bloqueio das chaves ou eventualmente, através de dispositivos específicos, tais como fusíveis ou desconectores. O VSC série é protegido através de ações específicas do sistema de controle das chaves ou dispositivos de proteção, como o *Crowbar* e/ou disjuntores paralelos. A proteção do elo CC pode ser feita por fusíveis (F_1 e F_2). Na Figura A.5 são mostrados os principais tipos de proteção do UPFC. Esta representação corresponde ao máximo nível de segurança e flexibilidade de operação desse controlador [56].

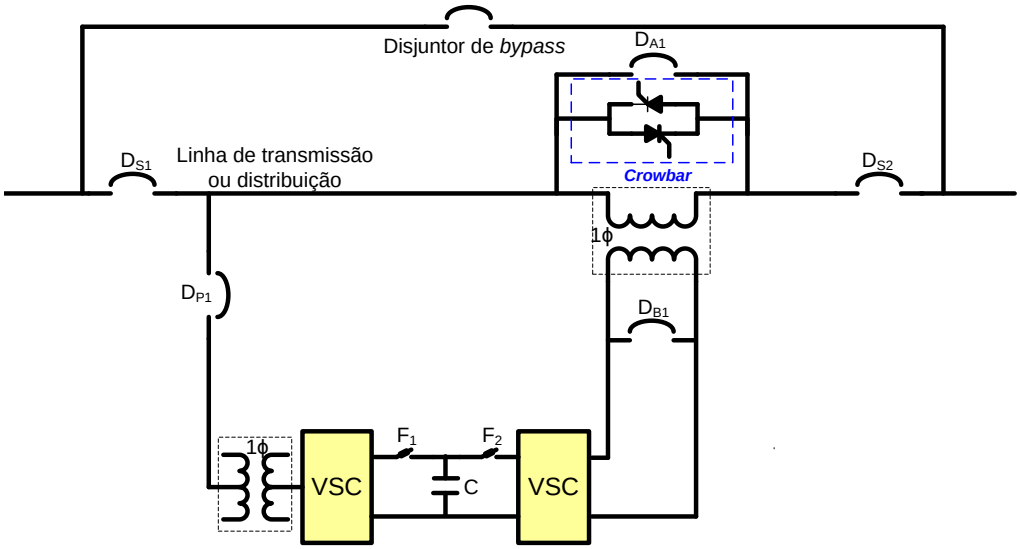

Figura A.5: Sistema de proteção de um compensador série baseado em VSC.

O circuito de proteção *Crowbar* também pode ser conectado no lado CA do VSC série, antes do transformador de acoplamento. Porém, deste modo a reatância do transformador permanecerá conectada à linha durante uma falta e pode ser necessário examinar o efeito

disso no sistema de proteção do UPFC. Existem ainda, dois disjuntores em série com o UPFC (D_{S1} e D_{S2}) para garantir uma operação segura para a rede elétrica diante da ocorrência de falhas internas. Neste caso, é realizada a desconexão do UPFC sem que seja necessária a abertura da linha [56].