

Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica - PPGEE
Centro de Pesquisa e Desenvolvimento em Engenharia Elétrica - CPDEE
Universidade Federal de Minas Gerais - UFMG

Contribuição ao Controle de um Sistema de Geração a Velocidade Variável Utilizando Gerador de Indução Duplamente Excitado

Rodrigo Gaiba de Oliveira

Tese de doutorado submetida à banca examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Minas Gerais, como parte dos requisitos necessários à obtenção do grau de Doutor em Engenharia Elétrica.

Orientador : Prof. Dr. Selênio Rocha Silva

Belo Horizonte, 29 de Abril de 2009

*À minha família e
aos meus amigos.*

“Por mais longa que seja a caminhada o mais importante é dar o primeiro passo.”

Vinícius de Moraes

Agradecimentos

Ao término desta tese, e ao final destes quase 5 anos de estudo, quero agradecer a Deus pelo dom da vida, pela força e pela perseverança que me foram concedidas durante o desenvolvimento deste trabalho.

Agradeço aos meus queridos pais, pelo apoio, pelo incentivo e por estarem sempre ao meu lado, mesmo quando eu estava muito distante. Agradeço aos meus irmãos, pela amizade, e à minha família, pela presença.

Agradeço à minha namorada, Cleide Andrade, pela sua dedicação nos poucos momentos em que estamos juntos e, também, pelo seu amor, pois o mesmo me faz uma pessoa melhor.

Agradeço em especial ao professor e orientador, Selênio Rocha Silva, pelo acompanhamento durante todos estes anos, desde o trabalho do mestrado. Agradeço pelo exemplo de respeito e seriedade diante do processo de transferência de conhecimento e pela enorme contribuição na minha formação.

Agradeço também aos demais professores e funcionários da Escola de Engenharia da UFMG, não podendo deixar de citar o nome do professor Gustavo Guimarães Parma, que durante o início do doutorado foi co-orientador deste trabalho.

Agradeço aos amigos e colegas de iniciação científica, de mestrado e de doutorado do PPGEE/UFMG, pela convivência, ajuda e pelas inúmeras sugestões e discussões informais durante esta caminhada. Agradeço também, aos novos amigos conquistados na Alemanha, e aos colegas e funcionários do CEFET-MG.

Finalmente, gostaria de agradecer o apoio financeiro concedido pelo Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico - CNPq, fundamental para realização deste trabalho.

Sumário

Resumo	xiv
Abstract	xv
Lista de Abreviações	xvii
Lista de Símbolos	xx
Lista de Tabelas	xxii
Lista de Figuras	xxxvi
1 Introdução Geral	1
1.1 Estado da Arte	4
1.2 Motivação e Objetivos	14
1.3 Contribuições do Trabalho	16
1.4 Organização do Texto	17
2 Controle do Gerador de Indução de Dupla Excitação	19
2.1 Modos de Operação do DFIG	19
2.2 Controle do Sistema de Geração	22

2.2.1	Controle do conversor GSC	22
2.2.2	Sintonia dos controladores - GSC	26
2.2.3	Controle do conversor RSC	39
2.3	Comentários Finais	54
3	Resultados Experimentais	55
3.1	Atividades Desenvolvidas	55
3.2	Estratégias de Controle dos Conversores	56
3.3	Pontos de Operação do DFIG	57
3.3.1	Região subsíncrona	57
3.3.2	Operação na velocidade síncrona	59
3.3.3	Região supersíncrona	60
3.4	Resultados Experimentais	61
3.4.1	Controle de corrente do conversor GSC	62
3.4.2	Controle de tensão do barramento CC	67
3.4.3	Controle da potência reativa de estator	69
3.4.4	Controle do conjugado eletromagnético	72
3.4.5	Controle de velocidade do rotor	74
3.4.6	Análise do controle de tensão do barramento CC	75
3.4.7	Variação em rampa de velocidade do gerador	79
3.4.8	Comportamento frente afundamento de tensão	83
3.5	Comentários Finais	84
4	Análise de Estabilidade do DFIG	85
4.1	Modelo em Variáveis de Estado	85
4.2	Análise Dinâmica do Gerador de Indução sem Controle	88
4.3	Análise Dinâmica do DFIG com Controle de Corrente de Rotor	90

4.3.1	Análise com compensações nulas	91
4.3.2	Análise com compensações parciais	95
4.3.3	Análise com compensações totais	97
4.4	Análise Dinâmica do DFIG com Malha de Potência Ativa . . .	98
4.5	Análise Dinâmica do DFIG com Malha de Velocidade	101
4.6	Análise Dinâmica do DFIG com Malha de Potência Reativa .	104
4.7	Estratégia de Controle Proposta	106
4.7.1	Estratégia de controle com realimentação de corrente de magnetização	106
4.7.2	Análise dinâmica do DFIG com malha de corrente de magnetização	109
4.8	Comentários Finais	111
5	Análise Dinâmica Frente a Afundamentos de Tensão	113
5.1	Efeitos de um Afundamento de Tensão	113
5.1.1	Caso 1 - 100% de potência ativa e AMT-1	115
5.1.2	Caso 2 - 20% de potência ativa e AMT-1	117
5.1.3	Caso 3 - 100% de potência ativa e AMT-2	121
5.1.4	Caso 4 - 20% de potência ativa e AMT-2	127
5.2	Operação Durante Afundamento	129
5.2.1	Reavaliação do caso 3 com proteção	133
5.2.2	Reavaliação do caso 4 com proteção	141
5.2.3	Caso 5 - 100% de potência ativa e AMT-3	143
5.3	Controle da Corrente de Magnetização	150
5.3.1	Reavaliação do caso 5 com malha de i_m	151
5.4	Controle da Potência Ativa	156
5.4.1	Reavaliação do caso 3 com malha de P_N e i_m	156

5.4.2	Reavaliação do caso 5 com malha de P_N e i_m	160
5.5	Afundamentos Desequilibrados	162
5.5.1	Caso 6 - 100% de potência ativa e AMT-5	163
5.6	Comentários Finais	168
6	Controle Compartilhado de Potência Reativa	169
6.1	Estratégia de Controle Proposta	170
6.1.1	Limitação do controle de potência reativa	171
6.1.2	Resultados de simulação - 20% potência ativa	173
6.1.3	Resultados de simulação - 100% potência ativa	174
6.1.4	Variação dinâmica dos limites de controle	176
6.2	Resultados Experimentais	178
6.2.1	Avaliação da saturação dinâmica - GSC	181
6.2.2	Avaliação da saturação dinâmica - RSC	182
6.2.3	Avaliação do impacto no barramento CC	182
6.3	Comentários Finais	184
7	Conclusões e Propostas de Continuidade	185
7.1	Publicações Relacionadas ao Trabalho	189
	Referências Bibliográficas	191
A	Parâmetros do Gerador - 2MW	199
B	Parâmetros da Turbina Eólica - 2MW	201
C	Parâmetros do Gerador - 4kW	203
D	Parâmetros dos Controladores	205

Resumo

Usinas eólicas com operação a velocidade variável, equipadas com gerador de indução de dupla alimentação, configuram-se como um dos sistemas de geração mais utilizados em plantas eólicas no mundo, principalmente, devido à capacidade de controle independente de potência ativa e reativa, e ao custo reduzido do conversor de potência, o qual é dimensionado apenas para uma fração da potência nominal do gerador de indução. Por outro lado, o maior inconveniente deste sistema é a sua sensibilidade a distúrbios na rede elétrica, durante a ocorrência de afundamentos de tensão, principalmente, devido sua sólida conexão à rede do enrolamento de estator.

Baseado neste contexto e nos recentes códigos de redes, este trabalho tem como objetivo o estudo e desenvolvimento de estratégias de controle para manter aerogeradores com esta tecnologia conectados à rede elétrica, durante a ocorrência de distúrbios e, adicionalmente, o aprimoramento da capacidade de prover suporte à rede, através da injeção de potência reativa. Com uma abordagem que é precedida do desenvolvimento de uma bancada experimental e de resultados experimentais que maturassem o conhecimento dos aspectos relevantes da tecnologia, este trabalho desenvolveu um estudo do comportamento dinâmico do gerador de indução duplamente alimentado, identificando os principais problemas associados ao controle deste sistema de geração. Uma estratégia de controle para proporcionar maior amortecimento às oscilações de fluxo de estator, durante os transitórios, foi desenvolvida aumentando a suportabilidade destes aerogeradores frente aos distúrbios na rede. Uma segunda estratégia de compartilhamento da injeção de reativos na

rede é proposta e implementada experimentalmente, buscando uma utilização dos dois conversores no atendimento a um determinado suporte de reativos.

Palavras-Chave: energia eólica, gerador de indução de dupla alimentação, controle de potência reativa, sensibilidade a afundamentos de tensão, comportamento dinâmico e estratégias de controle.

Abstract

The variable speed wind power plants, equipped with doubly-fed induction generator, are configured as the most used generation system in worldwide, mainly, due the active and reactive power control ability and, also, due the reduced power converter, which is dimensioned only for a fraction of the generator rated power. Moreover, the main drawback of this system is its sensitivity to the grid disturbances during voltage sags, mainly, due to the direct grid connection of the stator windings.

Based on this context and in the recent grid codes, this work has as main goal the study and development of control strategies that allows the wind turbine to stay connected during grid disturbances and, additionally, the improvement of the ability to support the grid, through reactive power injection. With this approach that is preceded of the development of an experimental test bench and experimental results that ripen the knowledge about important aspects of this technology, this work developed a dynamic behavior study of the doubly-fed induction generator, identifying the main problems associated to the wind generation system control. A control strategy that provide greater damping to the stator flux oscillations, during transients, was developed increasing the ride-through fault capability of these wind generators. A reactive power shared control strategy is proposed and experimentally implemented using both power converters to give reactive power support to the grid.

Keywords: wind energy, doubly-fed induction generator, reactive power control, voltage sag sensitivity, ride-through fault capability, dynamics behavior and control strategies.

Lista de Abreviações

DFIG	Gerador de indução de dupla alimentação (<i>Doubly-Fed Induction Generator</i>);
DOIG	Gerador de indução de dupla saída (<i>Doubly Outage Induction Generator</i>);
PMSG	Gerador Síncrono a Imã Permanente (<i>Permanent Magnetic Synchronous Generator</i>);
VSCF	Velocidade variável e frequência constante (<i>Variable Speed and Constant Frequency</i>);
GSC	Conversor do lado da rede (<i>Grid Side Converter</i>);
RSC	Conversor do lado do rotor (<i>Rotor Side Converter</i>);
PWM	Modulação por largura de pulso (<i>Pulse Width Modulation</i>);
WT	Turbina eólica (<i>Wind Turbine</i>);
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia;
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica;
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico;
DSP	Processador Digital de Sinais (<i>Digital Signal Processor</i>).

Lista de Símbolos

minúsculo	grandezas variáveis no tempo;
MAIUSCULO	grandezas em regime permanente e parâmetros constantes;
v_s, V_s	Tensão de alimentação do estator;
λ_s	Enlace de fluxo de estator;
i_s, I_s	Corrente do estator;
R_s	Resistência estatórica;
L_{ls}, X_{ls}	Indutância, Reatância de dispersão do estator;
L_{ss}, X_{ss}	Indutância, Reatância própria do estator;
θ_s	Ângulo da posição do vetor fluxo estator;
ω_s	Velocidade angular do fluxo de estator;
v_r, V_r	Tensão de alimentação do rotor;
λ_r	Enlace de fluxo de rotor;
i_r, I_r	Corrente do rotor;
R_r	Resistência do rotor;
L_{lr}, X_{lr}	Indutância, Reatância de dispersão do rotor;
L_{rr}, X_{rr}	Indutância, Reatância própria do rotor;
σ	Fator de dispersão;
θ_r	Ângulo da posição mecânica do rotor;
ω_r	Velocidade mecânica do rotor;
M, X_m	Indutância, Reatância de magnetização;
s	Escorregamento;
p	Número de pólos;
ω_{slip}	Velocidade de escorregamento;
f_{slip}	Frequência das correntes de rotor;

ρ	Densidade do ar
V_{cut-in}	Velocidade de vento de partida
$V_{cut-out}$	Velocidade de vento máxima
V_{nom}	Velocidade de vento nominal
A	Área varrida pelo rotor
P_m, P_{WT}	Potência mecânica da turbina eólica
T_m, T_{WT}	Conjugado mecânico da turbina eólica
R_{WT}	Raio da turbina eólica
ω_{WT}	Velocidade de rotação da turbina eólica
RT	Relação de transmissão
S	Potência aparente
P	Potência ativa
Q	Potência reativa
ω_e	Velocidade angular síncrona;
f_e	Frequência da rede;
θ_e	Ângulo da posição do vetor tensão da rede;
K_I	Ganho integral
K_P	Ganho proporcional

Sobrescritos

* Valor de referência

Subscritos

r	grandezas referidas ao rotor
s	grandezas referidas ao estator
n	grandezas referidas ao conversor da rede
N	grandezas referidas à rede elétrica
m	grandezas mútua, acopladas
l	grandezas de dispersão
d	grandezas referidas ao eixo direto;
q	grandezas referidas ao eixo em quadratura;

Lista de Tabelas

2.1	Variações no indutor do filtro LCL.	31
2.2	Variações no capacitor do barramento CC.	31
5.1	Especificação dos afundamentos de tensão para testes de imunidade em turbinas eólicas (IEC-61400-21, 2007).	114
A.1	Parâmetros do DFIG.	199
A.2	Parâmetros do Conversor Reversível.	199
B.1	Parâmetros da Turbina Eólica	201
C.1	Parâmetros do DFIG do laboratório da T.U. Chemnitz.	203
C.2	Parâmetros do conversor reversível da T.U. Chemnitz.	203
D.1	Tabela com os ganhos dos controladores de corrente de entrada do conversor GSC.	205
D.2	Tabela com os ganhos dos controladores de tensão de barramento CC.	205
D.3	Tabela com os ganhos dos controladores de potência reativa do conversor GSC.	205
D.4	Tabela com os ganhos dos controladores de corrente de rotor.	206

D.5	Tabela com os ganhos dos controladores de velocidade.	206
D.6	Tabela com os ganhos dos controladores de potência ativa. . .	206
D.7	Tabela com os ganhos dos controladores de potência reativa de estator.	206
D.8	Tabela com os ganhos dos controladores de corrente de ma- gnetização.	206

Lista de Figuras

1.1	Capacidade mundial instalada de energia eólica.	4
1.2	Esquema de conexão com a rede elétrica de um sistema eólico de geração a velocidade fixa.	6
1.3	Esquema de conexão com a rede elétrica de um sistema eólico de geração a velocidade variável.	6
1.4	Sistema de geração eólico a velocidade variável, equipado com gerador síncrono a ímã permanente, sem caixa de transmissão.	7
1.5	Sistema de geração eólico a velocidade variável, equipado com um gerador de indução de dupla alimentação.	8
1.6	Distribuição mundial, por ano, de instalação de usinas eólicas para as diferentes tecnologias - Fonte: Hansen e Hansen (2006)	9
1.7	Circuito de proteção do conversor do rotor do DFIG.	12
2.1	Fluxo de potência ativa para região de velocidade subsíncrona.	20
2.2	Fluxo de potência ativa para região de velocidade supersíncrona.	21
2.3	Circuito elétrico de ligação do conversor GSC na rede elétrica.	22
2.4	Estratégia de controle completo do conversor GSC.	25
2.5	Malha de controle de corrente de entrada do conversor da rede.	27
2.6	Malha de controle de tensão no barramento CC.	28
2.7	Rigidez dinâmica da malha de controle de corrente do GSC. .	30

2.8	Rigidez dinâmica da malha de controle de tensão no barramento CC.	30
2.9	Influência da variação do valor dos indutores do filtro LCL (L_f) na curva de rigidez dinâmica.	32
2.10	Influência da variação do valor do capacitor do barramento CC (C_{DC}) na curva de rigidez dinâmica.	32
2.11	Malha externa de controle da componente em quadratura, utilizada para controlar a potência reativa via conversor GSC. . .	34
2.12	Diagrama de bode da malha de controle de potência reativa. . .	35
2.13	Resposta ao degrau da malha de corrente de eixo em quadratura. (a) - Componente de corrente de eixo em quadratura. (b) - Componente de corrente de eixo direto. (c) - Tensão do barramento CC.	36
2.14	Resposta ao degrau da malha de tensão do barramento CC (U_{DC}). (a) - Tensão do barramento CC. (b) - Componente de corrente de eixo direto. (c) - Correntes trifásicas de entrada do conversor GSC.	37
2.15	Resposta ao degrau da malha de potência reativa. (a) - Potência reativa do conversor GSC. (b) - Componente de corrente de eixo em quadratura. (c) - Correntes trifásicas de entrada do conversor GSC.	38
2.16	Malhas de controle de corrente de rotor do gerador de indução. . .	43
2.17	Rigidez dinâmica da malha de controle de corrente de rotor. . .	44
2.18	Diagrama de blocos da malha de controle de velocidade. . . .	45
2.19	Diagrama de blocos da malha de controle de velocidade. . . .	46
2.20	Malha de controle de potência ativa.	47
2.21	Diagrama de blocos do controle de potência reativa de estator. . .	49
2.22	Resposta ao degrau da malha de corrente de rotor. (a) - Componente de corrente de rotor de eixo em quadratura. (b) - Componente de corrente de rotor de eixo direto.	50

2.23	Resposta ao degrau da malha de controle de velocidade mecânica de rotor. (a) - Velocidade mecânica. (b) - Componente de corrente de rotor de eixo direto. (c) - Potência ativa total fornecida para a rede.	51
2.24	Resposta ao degrau da malha de potência ativa. (a) - Potência ativa total fornecida para a rede. (b) - Componente de corrente de rotor de eixo direto. (c) - Velocidade mecânica de rotor. . .	52
2.25	Resposta ao degrau da malha de potência reativa de estator, ilustrando as dinâmicas da malha de potência reativa de estator e da malha potência reativa do conversor GSC.	53
3.1	Estratégia de controle do conversor RSC.	57
3.2	Ponto de operação do DFIG em regime permanente a velocidade subsíncrona. (a) - Velocidade de rotor. (b) - Conjugado eletromagnético. (c) - Componente de corrente de rotor de eixo direto.	58
3.3	Operação em regime permanente do gerador de indução na velocidade síncrona. (a) - Velocidade de rotor. (b) - Conjugado eletromagnético. (c) - Componente de corrente de rotor de eixo direto.	59
3.4	Ponto de operação do DFIG em regime permanente a velocidade supersíncrona. (a) - Velocidade de rotor. (b) - Conjugado eletromagnético. (c) - Componente de corrente de rotor de eixo direto.	60
3.5	Levantamento da curva de capacidade do sistema de geração equipado com gerador de indução de dupla alimentação. . . .	61
3.6	Resposta ao degrau das malhas de controle de corrente - GSC. (a) - Componente de eixo direto. (b) - Componente de eixo em quadratura. (c) - Correntes trifásicas de entrada do conversor GSC.	62

3.7	Ampliação do instante da transição da referência de corrente (eixo em quadratura), permitindo observar o tempo de resposta da malha de controle de corrente do conversor GSC. (a) - Componente de eixo direto. (b) - Componente de eixo em quadratura. (c) - Correntes trifásicas de entrada do conversor GSC.	63
3.8	Varição em degrau da componente da corrente i_{nq} , com amplitude de 6A, permitindo observar o impacto na corrente de eixo direto. (a) - Componente de eixo em quadratura. (b) - Componente de eixo direto. (c) - Correntes trifásicas de entrada do conversor GSC.	64
3.9	Ampliação do instante da transição da referência de corrente (i_{nq}). (a) - Componente de eixo em quadratura. (b) - Componente de eixo direto. (c) - Correntes trifásicas de entrada do conversor GSC.	65
3.10	Varição em degrau da componente reativa de corrente da rede (i_{nq}), com amplitude de 6A, permitindo observar o impacto na malha de controle de tensão do barramento CC. (a) - Componente de eixo em quadratura. (b) - Componente de eixo direto. (c) - Tensão do barramento CC.	66
3.11	Varição em degrau da referência da malha de tensão do barramento CC, para análise transitória da malha de controle de tensão. (a) - Tensão do barramento CC. (b) - Componente de corrente de eixo direto. (c) - Potência ativa que flui pelo conversor GSC.	67
3.12	Ampliação do instante de variação em degrau da tensão do barramento CC, para análise da malha de controle de tensão. (a) - Tensão do barramento CC. (b) - Componente de corrente de eixo direto. (c) - Componente de corrente de eixo em quadratura.	68
3.13	Varição em degrau da referência de potência reativa do estator. (a) - Potência reativa de estator. (b) - Correntes trifásicas de rotor. (c) - Tensão do barramento CC.	69
3.14	Tensão da fase A estator (dividido por 22V) e componentes de corrente de estator (ativa, reativa e corrente da fase A).	70

3.15	Resposta ao degrau da potência reativa do estator. (a) - Potência reativa de estator. (b) - Potência reativa do conversor GSC. (c) - Potência reativa do filtro LC. (d) - Potência reativa na rede.	71
3.16	Análise da malha de controle de conjugado, ilustrando as variações em degrau feitas na referência de conjugado eletromagnético (T_e^*). (a) - Conjugado eletromagnético. (b) - Componente de corrente de rotor de eixo direto. (c) - Velocidade mecânica de rotor.	72
3.17	Controle de conjugado ilustrando o impacto nas corrente de rotor. (a) - Conjugado eletromagnético. (b) - Correntes de rotor de eixo direto e em quadratura. (c) - Correntes trifásicas de rotor.	73
3.18	Análise da malha de controle de velocidade do gerador. (a) - Velocidade mecânica de rotor. (b) - Conjugado eletromagnético. (c) - Potência ativa de estator.	74
3.19	Variação da referência de velocidade, para análise da malha de conjugado e visualização da potência ativa de estator. (a) - Velocidade mecânica de rotor. (b) - Componente de corrente de rotor de eixo direto e em quadratura. (c) - Correntes trifásicas de rotor.	75
3.20	Variação da tensão do barramento CC com DFIG na supersíncrona. (a) - Tensão do barramento CC. (b) - Componente de corrente de eixo direto. (c) - Potência ativa que flui pelo conversor GSC.	76
3.21	Avaliação do acoplamento da corrente na região supersíncrona. (a) - Tensão do barramento CC. (b) - Componente de corrente de eixo direto. (c) - Componente de corrente de eixo em quadratura.	77
3.22	Variação da tensão do barramento CC com DFIG na subsíncrona. (a) - Tensão do barramento CC. (b) - Componente de corrente de eixo direto. (c) - Potência ativa que flui pelo conversor GSC.	78

3.23	Avaliação do acoplamento da corrente na região subsíncrona. (a) - Tensão do barramento CC. (b) - Componente de corrente de eixo direto. (c) - Componente de corrente de eixo em quadratura.	79
3.24	Rampa de velocidade excursionando toda região de operação. (a) - Velocidade mecânica de rotor. (b) - Conjugado eletromagnético. (c) - Componente de corrente de rotor de eixo direto.	80
3.25	Variação da potência ativa em função da velocidade. (a) - Potência ativa do conversor GSC. (b) - Potência ativa do estator e potência ativa fornecida para a rede.	81
3.26	Análise do comportamento da malha de tensão do barramento CC, durante variação de velocidade. (a) - Tensão do barramento CC. (b) - Componente de corrente de eixo direto. (c) - Potência ativa do conversor GSC.	82
3.27	Correntes de rotor durante variação em rampa da velocidade.	83
3.28	Variação da tensão no barramento CC durante afundamento. (a) - Tensão do barramento CC. (b) - Componente de corrente de eixo direto. (c) - Componente de corrente de eixo em quadratura.	84
4.1	Autovalores do DFIG apenas com a dinâmica eletromagnética.	89
4.2	Autovalores do DFIG, ilustrando as dinâmicas de estator, rotor e a dinâmica mecânica.	90
4.3	Autovalores ilustrando as dinâmicas de estator, rotor e a dinâmica mecânica, incluindo o controle de corrente de rotor sem compensações.	94
4.4	Ampliação do pólo de estator para modelo com controle de corrente de rotor sem compensações.	94
4.5	Autovalores da matriz característica do gerador de indução, ilustrando as dinâmicas de estator, rotor e dinâmica mecânica, incluindo os controladores de corrente de rotor com compensações parciais.	96

4.6	Ampliação do pólo estator, incluindo os controladores de corrente de rotor com compensações totais.	98
4.7	Autovalores da matriz característica da máquina de indução, ilustrando ampliação do pólo de estator, incluindo o controlador de potência ativa fornecida para a rede.	101
4.8	Autovalores da matriz característica da máquina de indução, ilustrando ampliação do pólo de estator, incluindo o controlador de velocidade de rotor.	103
4.9	Autovalores ilustrando ampliação do pólo de estator incluindo o controlador de potência reativa.	105
4.10	Diagrama de blocos da malha de controle de corrente de magnetização de estator.	108
4.11	Resposta ao degrau da malha de corrente de magnetização.	108
4.12	Autovalores da matriz característica da máquina de indução, ilustrando as dinâmicas de estator, rotor e dinâmica mecânica, incluindo os controladores de corrente de magnetização.	110
4.13	Comportamento do fluxo de estator durante operação normal.	111
5.1	Comportamento do gerador de indução, frente a um afundamento de tensão (AMT-1), durante fornecimento de 100% de potência ativa para rede. (a) - Tensões trifásicas da rede. (b) - Correntes trifásicas de estator. (c) - Componente de corrente de rotor de eixo direto.	115
5.2	Comportamento do gerador de indução, frente a um afundamento de tensão (AMT-1), durante fornecimento de 100% de potência ativa para rede. (a) - Tensão do barramento CC. (b) - Velocidade mecânica do DFIG. (c) - Potência ativa fornecida para rede.	116
5.3	Comportamento do fluxo do estator, durante a ocorrência de uma fundamento de tensão (AMT-1), estando a máquina fornecendo potência ativa nominal.	117

- 5.4 Comportamento do gerador de indução, frente a um afundamento de tensão (AMT-1), durante fornecimento de 20% de potência ativa para a rede. (a) - Tensões trifásicas da rede. (b) - Correntes trifásicas de estator. (c) - Componente de corrente de rotor de eixo direto. 118
- 5.5 Comportamento do fluxo do estator, durante a ocorrência de uma fundamento de tensão (AMT-1), estando a máquina fornecendo 20% potência ativa. 119
- 5.6 Comportamento do gerador de indução, frente a um afundamento de tensão (AMT-1), durante fornecimento de 20% de potência ativa para a rede. (a) - Tensão do barramento CC. (b) - Velocidade mecânica do DFIG. (c) - Potência ativa fornecida para rede. 120
- 5.7 Comportamento das correntes trifásicas do enrolamento de estator do gerador, durante um afundamento de tensão (AMT-2), para fornecimento de 100% de potência ativa. (a) - Correntes durante todo o distúrbio de tensão. (b) - Instante inicial do distúrbio. (c) - Instante logo após a restauração da tensão. 121
- 5.8 Comportamento das correntes trifásicas do enrolamento de rotor do gerador, durante um afundamento de tensão (AMT-2), para fornecimento de 100% de potência ativa. (a) - Correntes durante todo o distúrbio de tensão. (b) - Instante inicial do distúrbio. (c) - Instante logo após a restauração da tensão. . . 122
- 5.9 Comportamento da tensão do barramento CC, durante afundamento de tensão (AMT-2). 123
- 5.10 Comportamento das correntes trifásicas do conversor GSC, durante um afundamento de tensão (AMT-2), para fornecimento de 100% de potência ativa. (a) - Correntes durante o distúrbio de tensão. (b) - Instante inicial do distúrbio. (c) - Instante logo após a restauração da tensão. 124
- 5.11 Comportamento do DFIG durante o afundamento de tensão (AMT-2), para fornecimento de 100% de potência ativa. (a) - Conjugado eletromagnético. (b) - Potência ativa fornecida para rede. 125

5.12	Velocidade do gerador durante afundamento de tensão (AMT-2).	126
5.13	Fluxo de estator durante afundamento de tensão (AMT-2).	126
5.14	Comportamento das correntes do gerador de indução, frente a um afundamento de tensão (AMT-2), durante fornecimento de 20% de potência ativa. (a) - Tensões trifásicas da rede. (b) - Correntes trifásicas de estator. (c) - Componente de corrente de rotor de eixo direto.	127
5.15	Comportamento frente a um afundamento de tensão (AMT-2), durante fornecimento de 20% de potência ativa para a rede. (a) - Tensão do barramento CC. (b) - Velocidade mecânica do DFIG. (c) - Potência ativa fornecida para rede.	128
5.16	Esquema com conversor série no estator.	130
5.17	Esquema com resistores em série no estator.	130
5.18	Autovalores do gerador de indução ilustrando a ampliação do pólo de estator. (a) - $R_s = 1pu$ (b) - $R_s = 10pu$.	131
5.19	Comportamento das correntes de estator estando a máquina fornecendo de 100% de potência ativa, durante atuação do circuito de proteção, frente a uma fundamento de tensão (AMT-2). (a) - Correntes durante todo o distúrbio. (b) - Instante inicial do distúrbio. (c) - Instante logo após a restauração da tensão.	133
5.20	Comportamento das correntes de rotor estando a máquina fornecendo de 100% de potência ativa, durante atuação do circuito de proteção, frente a uma fundamento de tensão (AMT-2). (a) - Correntes durante todo o distúrbio. (b) - Instante inicial do distúrbio. (c) - Instante logo após a restauração da tensão.	134
5.21	Correntes trifásicas durante a atuação do circuito de proteção do conversor de rotor. (a) - Correntes fluindo pelo conversor RSC. (b) - Corrente na proteção (<i>crowbar</i>).	135
5.22	Comportamento do fluxo de estator devido ao circuito de proteção.	136
5.23	Plano de fase do fluxo de estator, durante distúrbio.	136

- 5.24 Comportamento do DFIG durante o afundamento de tensão (AMT-2), para fornecimento de 100% de potência ativa, com circuito de proteção. (a) - Conjugado eletromagnético. (b) - Potência ativa fornecida para a rede. 137
- 5.25 Velocidade mecânica do gerador durante afundamento de tensão trifásico (AMT-2), com circuito de proteção. 138
- 5.26 Comportamento da tensão do barramento CC, ilustrando o transitório de tensão e o grampeamento da tensão do barramento CC em 1540V, através do acionamento do circuito de proteção (*chopper* de frenagem). 139
- 5.27 Comportamento das correntes trifásicas do conversor GSC, devido a atuação do circuito de proteção. (a) - Correntes durante o distúrbio. (b) - Instante inicial do distúrbio. (c) - Instante logo após a restauração da tensão. 140
- 5.28 Fluxo de potência ativa no conversor GSC durante o distúrbio na rede (AMT-2). 141
- 5.29 Comportamento das correntes do gerador de indução durante afundamento de tensão (AMT-2), para fornecendo 20% de potência ativa, com circuito de proteção. (a) - Tensões trifásicas. (b) - Correntes trifásicas de estator. (c) - Componente de corrente de rotor de eixo direto. 142
- 5.30 Comportamento do gerador de indução, frente a um afundamento de tensão (AMT-2), durante fornecimento de 20% de potência ativa para rede, com circuito de proteção. (a) - Tensão do barramento CC. (b) - Velocidade mecânica. (c) - Potência ativa fornecida para rede. 143
- 5.31 Estratégia de controle proposta para manter gerador em operação durante afundamento de tensão, garantindo também, uma re-conexão suave do conversor RSC. 145

5.32	Comportamento das correntes trifásicas do enrolamento de rotor do gerador, durante um afundamento de tensão (AMT-3), para fornecimento de 100% de potência ativa, com circuito de proteção. (a) - Correntes durante todo o distúrbio de tensão. (b) - Instante inicial do distúrbio. (c) - Instante logo após a restauração da tensão.	146
5.33	Comportamento do DFIG durante o afundamento de tensão (AMT-3), para fornecimento de 100% de potência ativa. (a) - Conjugado eletromagnético. (b) - Potência ativa de estator. . .	147
5.34	Comportamento do fluxo do estator, durante a ocorrência do AMT-3, estando a máquina fornecendo potência ativa nominal.	148
5.35	Potência ativa dissipada nas resistências em série com o estator.	149
5.36	Potência reativa fornecida para a rede durante afundamento. .	149
5.37	Estratégia de controle de corrente de magnetização, para aumentar o amortecimento do fluxo de estator.	150
5.38	Comportamento do fluxo do estator, durante a ocorrência do AMT-3, como a inclusão da malha de corrente de magnetização.	151
5.39	Correntes de rotor, durante AMT-3, com carga nominal e incluindo a malha de i_m . (a) - Correntes durante todo o distúrbio. (b) - Instante inicial do distúrbio. (c) - Instante logo após a restauração da tensão.	152
5.40	Comportamento do DFIG durante o afundamento de tensão (AMT-3), para fornecimento de 100% de potência ativa para a rede. (a) - Conjugado eletromagnético. (b) - Potência ativa fornecida para rede. (a) - Conjugado eletromagnético. (b) - Potência ativa de estator.	153
5.41	Comportamento durante o afundamento de tensão da corrente de magnetização do gerador de indução.	154
5.42	Velocidade mecânica durante AMT-3, com malha de i_m	155
5.43	Tensão do barramento CC durante AMT-3, com malha de i_m .	155
5.44	Potência ativa fornecida para rede durante AMT-2.	156

- 5.45 Comportamento do DFIG durante o afundamento de tensão (AMT-2), para fornecimento de 100% de potência ativa, com controle de P_N e i_m . (a) - Velocidade mecânica. (b) - Conjugado eletromagnético. 157
- 5.46 Comportamento das correntes trifásicas do enrolamento de rotor do gerador, durante um afundamento de tensão (AMT-2), para fornecimento de 100% de potência ativa, com controle de P_N e i_m . (a) - Correntes durante todo o distúrbio de tensão. (b) - Instante inicial do distúrbio. (c) - Instante logo após a restauração da tensão. 158
- 5.47 Fluxo de estator do gerador de indução, durante reavaliação do estudo de caso 3, com controle P_N e i_m 159
- 5.48 Corrente de magnetização do gerador de indução, durante reavaliação do estudo de caso 3, com controle P_N e i_m 159
- 5.49 Potência ativa fornecida para rede durante afundamento de tensão (AMT-3), com controle de P_N e i_m 160
- 5.50 Tensão do barramento CC durante AMT-3, com controle de P_N e i_m 161
- 5.51 Comportamento da velocidade do DFIG durante AMT-3, com controle de P_N e i_m 161
- 5.52 Comportamento do DFIG durante e após o afundamento de tensão trifásico (AMT-3), durante fornecimento de 100% de potência ativa, com controle de P_N e i_m . (a) - Conjugado eletromagnético. (b) - Potência ativa de estator. 162
- 5.53 Tensões da rede durante afundamento fase-fase-terra. (a) - Tensões trifásicas. (b) - Componentes de seqüência positiva e negativa. 163
- 5.54 Comportamento do fluxo de estator durante afundamento de tensão desequilibrado (AMT-5), com controle de P_N e i_m 164

5.55	Comportamento das componentes de correntes do enrolamento de rotor do gerador, durante um afundamento de tensão desequilibrado (AMT-5), para fornecimento de 100% de potência ativa, com controle de P_N e i_m . (a) - Componente de eixo em quadratura. (b) - Componente de eixo direto.	165
5.56	Comportamento das correntes trifásicas do enrolamento de rotor do gerador, durante um afundamento de tensão desequilibrado (AMT-5), para fornecimento de 100% de potência ativa. (a) - Correntes durante todo o distúrbio de tensão. (b) - Instante inicial do distúrbio. (c) - Instante logo após a restauração da tensão.	166
5.57	Comportamento do DFIG durante o afundamento de tensão desequilibrado (AMT-5), para fornecimento de 100% de potência ativa, com controle de P_N e i_m . (a) - Conjugado eletromagnético. (b) - Potência ativa de estator. (c) - Corrente de magnetização.	167
6.1	Diagrama de blocos da estratégia de controle de potência reativa.	170
6.2	Saturação dinâmica da referência de controle de potência reativa.	172
6.3	Controle da potência reativa via GSC e RSC, estando a máquina fornecendo 20% de potência ativa.	173
6.4	Potência aparente disponível do conversor GSC, estando a máquina fornecendo 20% de potência ativa.	174
6.5	Controle da potência reativa via GSC e RSC, estando a máquina fornecendo 100% de potência ativa.	175
6.6	Potência aparente disponível do conversor GSC, estando a máquina fornecendo 100% de potência ativa.	176
6.7	Variação dinâmica dos limites de controle do conversor.	177
6.8	Variação da potência reativa na rede (Q_N), através do controle da potência reativa de estator e do conversor GSC.	178
6.9	Transitório de potência reativa, através do controle compartilhado dos conversores GSC e RSC. (a) - Fator de potência. (b) - Potência reativa no ponto de conexão com a rede.	179

- 6.10 Potências ativa do sistema de geração. (a) - Conversor GSC.
(b) - Estator. (c) - Potência ativa fornecida para a rede. . . . 180
- 6.11 Variação da potência reativa de saída do conversor da rede,
ilustrando a variação dinâmica dos limites de saturação. . . . 181
- 6.12 Variação da saturação dinâmica do controle de potência rea-
tiva de estator, em função da variação do ponto de operação
do gerador de indução, e conseqüentemente, da variação da
potência ativa fornecida pelo estator. 182
- 6.13 Variação da tensão do barramento CC provocada durante o
transitório de potência reativa da rede. 183

Introdução Geral

A energia elétrica é considerada um insumo fundamental para o desenvolvimento econômico e social de um país e, por isso, vem recebendo anualmente inúmeros investimentos financeiros nas áreas de geração, transmissão e distribuição. Apesar disso, cerca de 2 bilhões de pessoas no mundo (aproximadamente 30% da população) não têm qualquer acesso ao conforto da eletricidade, cuja demanda mundial cresce em ritmo acelerado. Tudo isso conduz a uma grande necessidade de desenvolvimento de fontes alternativas de energia, a partir das fontes primárias não convencionais, principalmente, fontes que não sejam poluentes, renováveis, que causem baixos impactos ambientais e que tenham baixos custos. Neste mesmo sentido, também busca-se reduzir significativamente a grande dependência dos países desenvolvidos e em desenvolvimento do uso de fontes não renováveis.

Baseados neste contexto, diversos programas de incentivo ao desenvolvimento de fontes alternativas de geração de energia foram implementados, recebendo, sobretudo, subsídios por parte de diversos governos no mundo. Impulsionados pela demanda energética crescente, pela emergente escassez de fontes convencionais de energia, por questões ambientais cada vez mais relevantes e preocupantes e, decisivamente, por questões políticas e econômicas relacionadas à disponibilidade do petróleo e do gás natural, o mercado e a indústria de fontes renováveis de energia têm experimentado um expressivo crescimento nas últimas décadas, destacando-se a energia eólica.

A energia eólica já foi muito utilizada para diversos fins, como por exemplo, para bombeamento de água e moagem de grãos. Nos últimos 30 anos, a energia provida pelos ventos, até então usada apenas para fins de entretenimento e aplicações mecânicas, passou a ser tratada como uma forma viável de produção de energia elétrica, tornando-se competitiva entre as demais fontes de energia. De forma bastante simplificada, se for considerada apenas a razão entre o custo da turbina e a sua potência nominal, a energia eólica encontra-se

entre as fontes alternativas de energia renováveis mais baratas. Neste mesmo sentido, o atual desenvolvimento da tecnologia aplicada a energia eólica, tem possibilitado melhorias na eficiência do processo de conversão de energia e a diminuição dos custos dos equipamentos, contribuindo de forma concreta e decisiva para a consolidação do mercado de energia eólica. Ressalta-se ainda que, desde os anos 70, após a primeira crise do petróleo, a geração de energia elétrica através de artefatos eólicos se constitui a primeira fonte a suprimir a carência de energia, tornando-se estratégica para muitos países no mundo. Devido a estes significativos fatores, é extremamente relevante e necessário dominar plenamente a tecnologia de exploração desta fonte de energia, para reduzir ainda mais custos de fabricação, instalação e manutenção dos equipamentos, garantindo uma avaliação ampla de suas possibilidades e potencial de aplicação em grande escala.

Neste cenário favorável à fontes renováveis, o governo brasileiro atendeu aos apelos não somente das estimativas de um grande potencial eólico nacional, mas dos riscos ambientais vinculados com a construção das grandes hidrelétricas e, também, das pressões por partes dos ambientalistas para uso de fontes renováveis. Através de seus órgãos responsáveis adotaram-se medidas que possibilitassem ao país recuperar o atraso histórico, quando se trata da produção de energia a partir do vento. Dentre estas medidas, o programa criado que merece destaque é o PROINFA. Instituído pela Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002 e revisado pela Lei nº 10.762, de 11 de novembro de 2003, este programa tinha como objetivo a diversificação da matriz energética brasileira e a busca por soluções de cunho regional com a utilização de fontes renováveis de energia, mediante o aproveitamento econômico dos insumos disponíveis e das tecnologias aplicáveis. Na sua fase inicial, o PROINFA buscou agregar, no curto prazo, ao Sistema Interligado Nacional (SIN), o montante de 3300MW de potência instalada, distribuídos igualmente entre as usinas eólicas, usinas a biomassa e pequenas centrais hidrelétricas. Entretanto, após uma segunda chamada deste programa, os projetos em usinas de biomassa não tiveram sua quota totalmente preenchida e outros projetos de energia eólica foram selecionados, totalizando com isso pouco mais de 1400MW para esta fonte.

Para financiar os projetos selecionados pelo PROINFA, o Banco Nacional de Desenvolvimento Social (BNDES) criou um programa de apoio a investimentos em fontes alternativas renováveis de energia elétrica, com

financiamento de até 80% do investimento. Essas ações, por parte do governo brasileiro, podem ser consideradas um avanço no processo de inclusão de fontes alternativas renováveis de energia, na matriz energética brasileira, principalmente, para energia eólica.

Neste momento decisivo no qual o setor energético brasileiro se encontra, numa tentativa clara de expansão, uma das motivações deste trabalho está na perspectiva do aumento da utilização da geração eólica de energia elétrica e a ampliação de sua contribuição na matriz energética do Brasil, devido à grande disponibilidade deste recurso em território nacional. Para isto, um dos maiores desafios a ser vencido hoje está relacionado com o projeto de um sistema de geração eólico, buscando minimizar a emissão de distúrbios de uma usina eólica sobre as redes elétricas. Neste mesmo sentido, para a integração à rede elétrica é necessário que as modernas turbinas eólicas sejam projetadas para operar, obedecendo aos critérios requeridos pelos recentes códigos de redes, buscando garantir a operação segura de todo o sistema elétrico (E.ON., 2003), (ANEEL, 2006) e (ONS, 2004). Os códigos de redes são normas que definem os requisitos para a conexão de uma unidade geradora na rede elétrica, que devem ser atendidas tanto pelos fabricantes das unidades geradoras, neste caso os fabricantes de turbinas eólicas, quanto pelos proprietários das usinas eólicas. Em linhas gerais, estão sendo requeridos por esses códigos, que as modernas turbinas eólicas contribuam para a estabilidade da rede elétrica, através da injeção de potência reativa e que as turbinas eólicas se mantenham conectadas na rede durante a ocorrência de um distúrbio (Mota et al., 2004).

A capacidade de manter a usina eólica operando durante distúrbios na rede foi proposta pela primeira vez pelas concessionárias de energia elétrica alemãs E.ON. e VT-E em 2003 (Erlich e Bachmann, 2005). Similarmente, muitos outros países estão criando os próprios requerimentos, sendo que cada um deles possui especificações mínimas de níveis de tensão, para que a usina eólica se mantenha em funcionamento (Erlich et al., 2006). Nos Estados Unidos, de acordo com a ordem regulatória FERC (2005), durante um afundamento de tensão equilibrado, a turbina eólica deve se manter conectada na rede, mesmo se a tensão no lado de alta tensão do transformador, que conecta a usina no sistema de transmissão, for reduzida a zero, durante no máximo 9 ciclos (Flannery e Venkataramanan, 2008). Da mesma forma, no Brasil os requerimentos de qualidade de energia elétrica têm-se baseado

em padrões normalizados por grandes associações internacionais, sendo os procedimentos de rede uma primeira diretriz nacional sobre o tema. Estes documentos são elaborados pelo ONS e homologados pela ANEEL, com participação dos agentes de distribuição, de transmissão e de outras entidades e associações do setor elétrico, que normatizam e padronizam as atividades técnicas relacionadas ao funcionamento e desempenho dos sistemas de distribuição/transmissão de energia elétrica, sendo que em síntese, a conexão dos geradores eólicos ao sistema de potência não deve comprometer a operação segura, a eficiência, a qualidade e a confiabilidade do sistema.

1.1 Estado da Arte

As fontes renováveis de energia apresentam-se como solução, ambientalmente correta, para atender a carência de energia elétrica no mundo, fazendo do atrativo ambiental uma alavanca para o crescimento comercial (Aldabó, 2003) e (Tolmasquim, 2005). Com isso, a instalação de usinas eólicas ganha a cada ano mais projeção sobre a matriz energética mundial, como apresentado na Figura 1.1 - Fonte: AWEA (2009). Desta forma, torna-se cada vez mais importante a contribuição destas fontes de energia, em relação à energia total produzida no mundo hoje (Manwell et al., 2003).

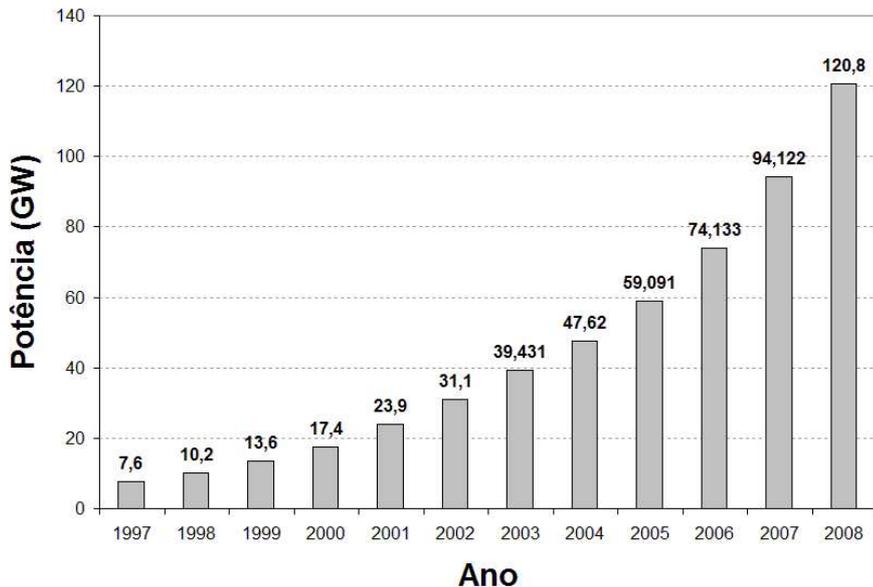


Figura 1.1: Capacidade mundial instalada de energia eólica.

É importante ressaltar que, somente no ano de 2008, os Estados Unidos adicionaram 8,35GW¹ de novas usinas eólicas, elevando sua capacidade instalada em 50% e, com isso, se tornou o país com maior capacidade instalada de energia eólica, com um total de 25,1GW¹, superando a Alemanha, que finalizou o ano de 2008 com 23,9GW¹ de potência instalada. Em 2008, destacou-se também a China, duplicando sua capacidade instalada, somando 6,1GW² e alcançando um total de 12,2GW².

De fato, a geração de energia eólica é vista hoje como uma das formas de geração menos agressoras ao meio ambiente e, por conseqüência, ao ser humano (dos Reis e Silveira, 2001). Em relação às demais fontes de energia renováveis, o motivo pelo qual a energia eólica está recebendo grande destaque é devido as suas atraentes características, sendo uma fonte de energia limpa, inesgotável e praticamente sem agressões ao meio ambiente (de Castro Alvim Filho, 2003). Neste mesmo sentido, deve ser ressaltado o baixo custo relativo, tecnologia industrial estabelecida e um grande número de instalações em operação há vários anos.

Os principais sistemas eólicos classificam-se quanto à forma de operação em dois tipos: sistemas com operação a velocidade fixa ou a velocidade variável. As usinas que operam a velocidade fixa caracterizam-se pelo funcionamento do gerador em velocidade constante, independente da velocidade incidente de vento. A configuração construtiva, mais utilizada para tal operação, compõe-se de um gerador de indução de rotor em gaiola conectado ao eixo da turbina por meio de uma caixa de transmissão mecânica, como ilustrado na Figura 1.2. Neste caso, os terminais elétricos do estator são diretamente conectados à rede, dispensando assim a utilização de eletrônica de potência, proporcionando baixo custo inicial de instalação e facilidade operacional (Nunes, 2003). Entretanto, como apresentado por Hansen e Hansen (2006), dados mundiais mostram uma crescente tendência pela substituição desta tecnologia, por usinas que operam a velocidade variável. Essa substituição, em grande parte, é influenciada pela constante necessidade de manutenção de sua caixa de transmissão e ao seu não controlável consumo de potência reativa. Adicionalmente, embora em menor grau de relevância, pode-se citar a incapacidade de operação no ponto de máxima eficiência aerodinâmica, para valores de vento inferiores ao valor nominal.

¹Fonte: AWEA (2009)

²Fonte: GWEC (2009)

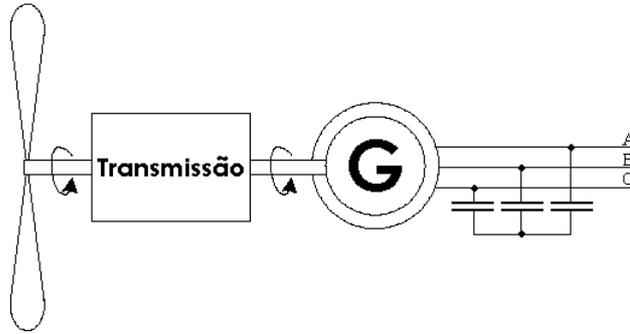


Figura 1.2: Esquema de conexão com a rede elétrica de um sistema eólico de geração a velocidade fixa.

As turbinas eólicas que operam a velocidade variável apresentam muitas vantagens, em comparação com as turbinas eólicas que operam a velocidade fixa (Manwell et al., 2003). Enquanto os sistemas de geração a velocidade fixa são simples e de baixo custo, os sistemas a velocidade variável, embora representem investimentos iniciais mais elevados, se justificam pela possibilidade de controle da potência ativa e reativa fornecida para a rede elétrica (Tang e Xu, 1995). Adicionalmente, tem-se a redução do estresse dinâmico nas partes mecânicas, implicando em menor manutenção, e a operação no ponto de máxima eficiência da curva de potência da turbina eólica (Tapia e Tapia, 2005). A Figura 1.3 ilustra o esquema de conexão com a rede, de uma turbina eólica a velocidade variável, equipada com um conversor pleno conectado ao estator. As máquinas normalmente utilizadas nesta configuração são geradores de indução com rotor em gaiola e geradores síncronos.

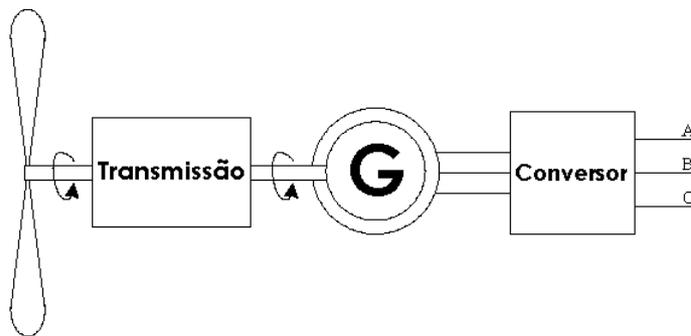


Figura 1.3: Esquema de conexão com a rede elétrica de um sistema eólico de geração a velocidade variável.

As turbinas eólica com operação a velocidade variável permitem, também, uma melhor regulação da potência fornecida para a rede elétrica, para velocidades de vento acima da velocidade nominal (Nunes, 2003). Isto é feito utilizando-se sistemas de controle mecânico mais modernos, que permitem limitar a potência mecânica da turbina eólica. Isto é feito pela variação no ângulo de passo das pás da turbina em torno do seu eixo, controlando a rotação da turbina e, conseqüentemente, limitando a potência ativa gerada (Lin e Qingding, 2003). Além disto, os sistemas com operação a velocidade variável apresentam uma maior adaptabilidade às redes elétricas, proporcionando melhor controlabilidade, amortecimento efetivo das flutuações de potência ativa e a minimização da injeção de harmônicos, facilitando sua integração em redes fracas (Silva et al., 2005).

Os dois principais tipos de geradores que são utilizados em sistemas de geração eólicos a velocidade variável são: gerador síncrono e gerador de indução com rotor bobinado. O uso de geradores síncronos, com bobina de campo ou com ímã permanente no rotor, se justifica pela possibilidade da aplicação de retificadores à comutação natural, consideravelmente mais baratos (Grauers, 1996). Além disto, o projeto do gerador com alto número de pólos permite operação com uma baixa velocidade rotacional mecânica (Chen e Spooner, 1995), implicando na redução das relações de transmissão mecânica, ou mesmo, na eliminação da caixa de transmissão (Pinheiro, 2004), como nos sistemas “*gearless*”, ilustrado na Figura 1.4 .

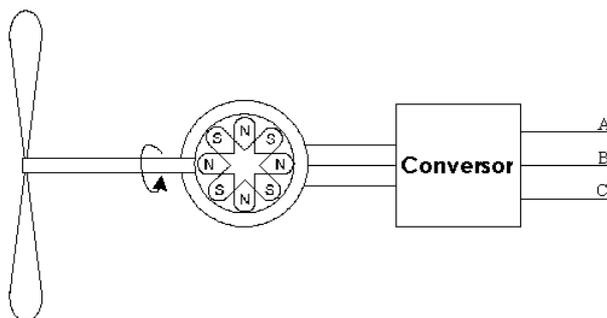


Figura 1.4: Sistema de geração eólico a velocidade variável, equipado com gerador síncrono a ímã permanente, sem caixa de transmissão.

Duas diferentes tecnologias com operação a velocidade variável utilizam geradores de indução com rotor bobinado. Uma destas tecnologias emprega a máquina de indução com rotor bobinado em turbinas a velocidade variável.

vel, com controle através da variação de resistências externas no circuito de rotor, normalmente, conhecida na literatura técnica por gerador de indução de dupla saída (DOIG) (Çadirci e Ermis, 1992). Neste caso, a presença de resistências externas ao rotor, dinamicamente controladas, resulta em uma reduzida faixa de velocidade rotacional acima da velocidade síncrona, variando normalmente de 0 a 10% (Akhmatov, 2003).

Por outro lado, o uso de geradores de indução com rotor bobinado, em sua estrutura mais eficiente com dupla alimentação (DFIG), embora represente, à semelhança dos geradores síncronos, investimentos e custos de operação mais elevados, permite a especificação de conversores estáticos com potência aparente bastante inferior, sendo o mesmo projetado apenas para uma fração da potência nominal do gerador (cerca de 20 a 40% da potência nominal da máquina). Com isso, os custos e as perdas no conversor de potência são reduzidas, quando comparados com os sistemas a velocidade variável equipado com geradores síncronos, onde o conversor tem a potência aparente igual à potência nominal do gerador. Estas são as principais razões para a utilização do gerador de indução de dupla excitação. Entretanto, ao utilizar um conversor de menor potência, estes sistemas possuem como desvantagem, a menor capacidade de compensação de distúrbios nas tensões das redes elétricas onde se encontram conectados (Saccomando et al., 2002). Além disso, devido ao baixo número de pólos, tem-se a necessidade de uma caixa de transmissão, como pode ser visualizado na Figura 1.5. É importante ressaltar também, que a conexão direta do estator na rede elétrica é um ponto de fragilidade deste sistema de geração, frente a transitórios de tensão.

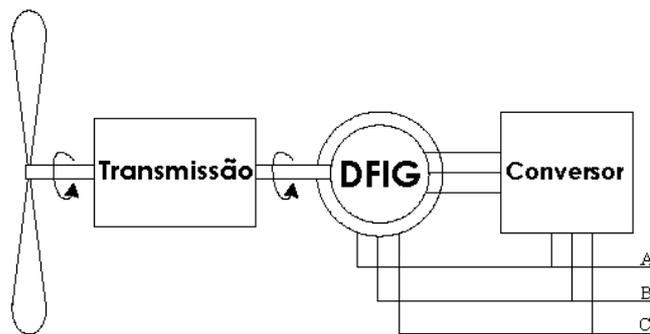


Figura 1.5: Sistema de geração eólico a velocidade variável, equipado com um gerador de indução de dupla alimentação.

Um comparativo entre as quatro diferentes tecnologias de usinas eólicas é apresentado na Figura 1.6, destacando a porcentagem de novas usinas eólicas instaladas no mundo, durante o período de 1995 até 2005, a saber:

- Tipo A - representa as usinas eólicas com operação a velocidade fixa, equipadas com gerador de indução de rotor em gaiola, diretamente conectados na rede elétrica;
- Tipo B - representa usinas eólicas a velocidade variável, equipadas com gerador de indução com rotor bobinado, controladas com resistências externas no rotor;
- Tipo C - representa usinas eólicas a velocidade variável, equipadas com gerador de indução com rotor bobinado, com conversor de potência reduzido, reversível, no circuito de rotor;
- Tipo D - representa usinas eólicas a velocidade variável que utilizam um conversor de potência pleno, ou seja, com potência igual a potência nominal do gerador, onde são empregados usualmente os geradores síncronos, assim como, geradores de indução com rotor em gaiola;

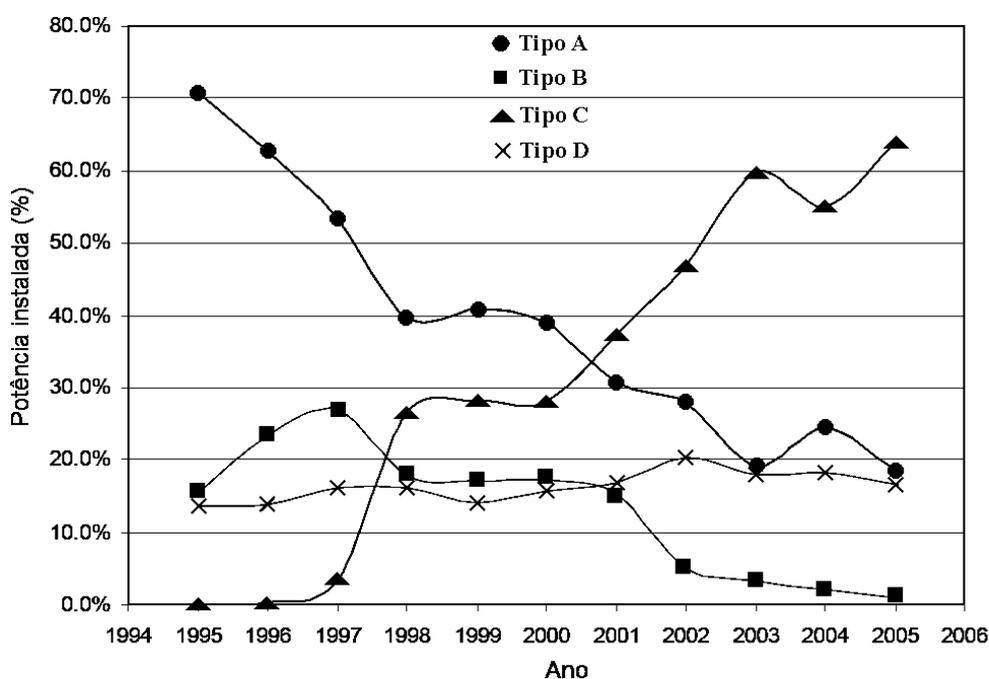


Figura 1.6: Distribuição mundial, por ano, de instalação de usinas eólicas para as diferentes tecnologias - Fonte: Hansen e Hansen (2006)

Nesta figura, pode ser observada, claramente, a supremacia do mercado de usina eólica a velocidade variável equipada com gerador de indução de dupla alimentação (Tipo C), a partir do ano 2000, assim como, o drástico declínio da utilização de usinas a velocidade fixa (Tipo A) e a velocidade variável, equipadas com gerador de indução de rotor bobinado controlada com resistências no rotor (Tipo B) (Hansen e Hansen, 2006). Pode ser observado também que a variação, pouco significativa, da inserção anual de usinas equipadas com conversor pleno (Tipo D) manteve-se dentro da faixa de 10% a 20%, durante todo o período analisado.

A estratégia clássica para controle do gerador de indução de dupla alimentação é implementada utilizando controle vetorial orientado aplicado no circuito de rotor (Gallardo et al., 2004). A orientação das correntes de rotor pode ser feita de várias formas distintas, onde se destaca a:

- orientação pelo fluxo de estator;
- orientação pela tensão de estator (ou tensão da rede).

O referencial de orientação normalmente utilizado para implementação do controle vetorial é na direção do fluxo de estator (Zheng et al., 2004). Adotando esta forma de orientação, a potência reativa e a potência ativa (ou conjugado eletromagnético) podem ser desacopladas e controladas individualmente (Hopfensperger et al., 2000).

A orientação na direção do vetor tensão de estator é uma alternativa que considera a resistência de estator desprezível. Tal simplificação é válida uma vez que em máquinas de grande porte, os projetos conduzem a baixos valores de resistência dos enrolamentos de estator (Cartwright et al., 2004). Em Petersson et al. (2004) é realizada uma comparação entre a orientação tradicional pelo fluxo de estator e a orientação pela tensão da rede, onde destaca-se neste trabalho, a análise de estabilidade feita para o sistema eólico, durante a operação com fornecimento de potência reativa. Com a análise de estabilidade foram obtidos os pontos de operação estáveis e instáveis, assim como, resultados experimentais são apresentados, comprovando a maior capacidade de fornecimento de potência reativa, quando utilizado a orientação no sentido do vetor da tensão da estator.

As estratégias de controle vetorial, na orientação pelo campo, são implementadas, normalmente, com malhas internas para controle de correntes

de rotor (Pettersson, 2005). As malhas de controle externas são propostas de diferentes formas, com objetivo de maximizar a extração de potência da fonte primária de energia, assim como, proporcionar uma operação suave (Rabelo e Hofmann, 2001). Uma das primeiras propostas para o controle do sistema de geração, desenvolvida por Yamamoto e Motoyoshi (1991), apresenta uma estratégia de controle desacoplado da potência ativa e reativa do gerador de indução de dupla excitação. Posteriormente, Pena et al. (1996a) desenvolveram o projeto de controle do sistema com DFIG, destacando a estratégia de controle de velocidade de rotor e potência reativa de estator do gerador, inicialmente com o gerador conectado diretamente na rede. No mesmo ano, Pena et al. (1996b) apresentaram este sistema de geração equipado com DFIG, alimentando uma carga isolada da rede elétrica, garantindo a operação com tensão e frequência constante.

Na grande maioria dos trabalhos de controle para o DFIG verifica-se a presença de uma malha de controle da potência reativa, para operação com alto fator de potência ou para compensar desequilíbrios na rede elétrica (Brekken e Mohan, 2003), controlando-se a potência reativa de estator do gerador através das correntes de rotor.

Em relação ao projeto e dimensionamento do conversor que equipa o sistema a velocidade variável, Fernandez et al. (2005) apresentaram uma estratégia de controle do fornecimento de potência ativa, baseado nos limites de potência do conversor, para garantir uma melhor integração deste sistema com a rede. Essa estratégia baseia-se em um controle conjunto de potência ativa, reativa e do ângulo de passo da turbina, porém com uma proposta de limitar a produção de potência ativa, permitindo o aumento do fornecimento de potência reativa e adequando-se aos requisitos dos códigos de redes.

Nos últimos anos têm-se verificado um rápido crescimento de parques eólicos em todo mundo. Como consequência da alta contribuição da energia eólica surgem, também, uma crescente preocupação com a integração destas usinas na rede e, principalmente, com o comportamento do sistema como um todo, durante a ocorrência de transitórios de tensão. Devido a isso, os códigos de redes estão exigindo uma contribuição, cada vez maior, destas usinas eólicas para manter a estabilidade transitória do sistema elétrico (Rabelo e Hofmann, 2003). Para isso é necessário que a turbina eólica se mantenha conectada na rede, principalmente, durante afundamentos de tensão.

A capacidade de manter a usina eólica operando durante um distúrbio na rede, principalmente, durante afundamentos de tensão, é muito conhecida na literatura técnica como *ride-through fault capability* (RTF), ou também, *low voltage ride-through* (LVRT) (Xiang et al., 2006). Neste caso, a prioridade é a proteção do conversor estático reversível.

Um circuito de proteção do conversor reversível, que desconecta o mesmo durante os afundamentos de tensão e, simultaneamente, adiciona resistores nos terminais dos enrolamentos de rotor, é denominado *crowbar* (Arbi et al., 2007). O *crowbar* é um circuito projetado para proteger o conversor de rotor contra sobrecorrentes, que ocorrem durante transitórios de tensão no estator do gerador (Morren e de Haan, 2005). Em sua estrutura mais simples, o *crowbar* é formado por um banco trifásico de resistores, projetados para limitar as correntes trifásicas de rotor dentro dos valores nominais (Semán et al., 2006). Pode ser formado também, por uma ponte retificadora a tiristores e um resistor de carga, permitindo com isso, o controle da potência dissipada na resistência (Peng e Yikang, 2007). A Figura 1.7 ilustra o circuito *crowbar* e os contatores, que fazem parte do esquema de proteção do conversor.

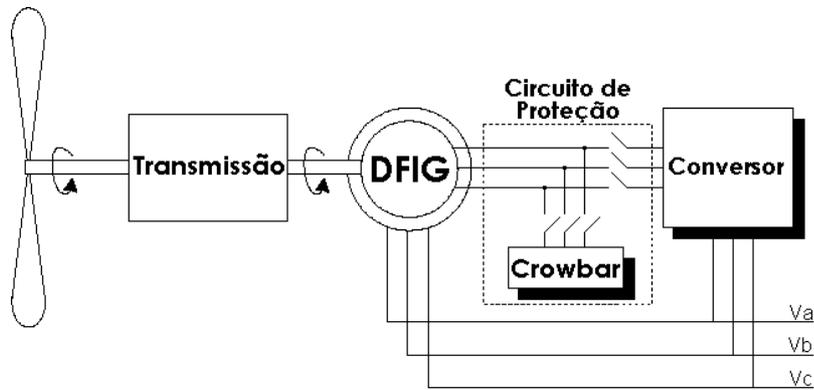


Figura 1.7: Circuito de proteção do conversor do rotor do DFIG.

Uma outra alternativa utilizada para proteger o conversor de rotor mantém o conversor conectado nos terminais de rotor, entretanto, bloqueiam-se os pulsos das chaves semicondutoras, durante o acionamento do dispositivo *crowbar* (Niiranen, 2006). Contudo, uma parte da energia excedente do circuito de rotor, pode ser injetada no barramento CC, através dos diodos conectados em antiparalelo com os IGBTs, provocando sobretensão e, conseqüentemente, tornando-se necessária uma proteção contra sobretensão no

barramento CC, como apresentado por Erlich et al. (2007b). Por outro lado, se o conversor de rotor for desconectado dos terminais de rotor do gerador, a tensão do barramento CC será pouco afetada pelo afundamento de tensão e com os resistores nos enrolamentos de rotor, o gerador passa a operar como uma máquina de indução propriamente dita. Deve ser ressaltado ainda que, se o conversor que equipa o sistema de geração estiver desconectado dos terminais de rotor do gerador, este pode ser utilizado para prover potência reativa para a rede, de forma a contribuir com a restauração da tensão da rede (Kayikci e Milanovic, 2007), como requeridos pelos códigos de rede.

O fluxo de estator do gerador de indução de dupla alimentação possui um comportamento com oscilações fracamente amortecidas, devido a sua conexão direta na rede e, também, devido ao baixo valor da resistência de estator, que implica em uma grande constante de tempo do mesmo (Morren e de Haan, 2007). Estas oscilações de fluxo podem provocar grandes oscilações de conjugado eletromagnético, durante transitórios de tensão na rede, assim como, de potência ativa fornecida para a rede (Erlich et al., 2007b). As oscilações de conjugado podem produzir um conjugado torsional e vibrações intensas, que reduzem a vida útil do sistema de geração (Flannery e Venkataramanan, 2007), assim como, elevadas correntes de rotor, que podem danificar o conversor. Por outro lado, as oscilações de potência ativa podem provocar efeito de cintilação luminosa, comprometendo os critérios de qualidade de energia fornecida para a rede (Sun et al., 2005).

Atualmente, são propostas várias alternativas para amortecimento do fluxo de estator. Petersson et al. (2005) apresentaram uma avaliação das estratégias de controle de corrente do DFIG, buscando amortecer as oscilações de fluxo, durante a ocorrência de afundamento de tensão, através de ações de controle sendo: em realimentação direta, para compensar o efeito da força eletromotriz induzida, e inserindo uma realimentação para simular uma “resistência ativa”, permitindo com isso, a redução da dinâmica da malha de controle de corrente de rotor. Entretanto, além das inúmeras considerações feitas pelo autor, esta estratégia de controle se mostra muito dependente da estimação dos parâmetros do gerador, que são variáveis em função de saturação magnética e temperatura. Adicionalmente, a estratégia visa suprimir o efeito da força eletromotriz induzida apenas na corrente de rotor, não sendo tratado em momento algum o comportamento da corrente de estator, sendo que esta corrente influencia diretamente nas oscilações de fluxo de estator.

Em López et al. (2008), a sensibilidade do DFIG frente a afundamentos de tensão é tratada, sendo proposta uma estratégia de controle que reduz as oscilações de fluxo, através da malha de controle de corrente de rotor, realizando uma injeção de corrente de rotor, em oposição às variações do fluxo de estator, de forma a aumentar o amortecimento das oscilações. É importante ressaltar que, nos estudos realizados sobre afundamentos de tensão, não são tratados os transitórios de recuperação da tensão que, dependendo da velocidade do gerador e da potência ativa fornecida para a rede, pode-se caracterizar um comportamento também crítico de operação para o DFIG.

Em algumas publicações são feitas investigações para amortecer as oscilações de fluxo de estator, propondo alterações físicas na topologia do sistema de geração, como apresentado por Flannery e Venkataramanan (2008). Neste caso, um conversor extra é adicionado em série com o estator, permitindo o controle das correntes de estator e, conseqüentemente, do fluxo de estator. A grande vantagem desta proposta é a possibilidade de excitação da máquina, via conversor adicional, diretamente nos terminais de estator, durante os distúrbios na rede. Por outro lado, a adição de um conversor estático aumenta as perdas e custo do sistema de geração.

Baseado nestas questões elencadas, principalmente, no que diz respeito ao controle da potência reativa, amortecimento do fluxo de estator e capacidade de manter a usina eólica conectada na rede, durante afundamentos de tensão equilibrados e desequilibrados, este trabalho foi desenvolvido para contribuir em análises e soluções destes problemas.

1.2 Motivação e Objetivos

A potência instalada de energia eólica no Brasil, até o final de fevereiro de 2009, totaliza aproximadamente 420MW, segundo ANEEL (2009). Considerando que antes da criação do PROINFA a potência instalada era de 28MW, isso representa um aumento da ordem de 15 vezes. Esse crescente interesse pela instalação de centrais de geração eólica no Brasil tem motivado a realização de vários estudos para a interligação das usinas eólicas aos sistemas elétricos de potência, avaliando-se principalmente os impactos causados na rede elétrica (Medeiros et al., 2005). Da mesma forma, fatores como:

número reduzido de fabricantes instalados no Brasil, tecnologia eminentemente importada e falta de mão de obra nacional, são considerados aspectos motivadores deste trabalho, permitindo com isso, contribuir para diminuir o atraso científico, tecnológico e comercial na questão de fontes alternativas de energia.

O presente trabalho busca agregar contribuições aos estudos referentes à geração de energia eólica, mais especificamente, aos estudos de usinas eólicas, de funcionamento a velocidade variável, utilizando geradores de indução de dupla excitação. Os objetivos deste trabalho podem ser separados em duas partes distintas, caracterizando os objetivos gerais e os objetivos específicos. Com relação aos objetivos gerais, pode-se citar o desenvolvimento de uma montagem experimental de um sistema de geração a velocidade variável, equipado com uma máquina de indução de dupla excitação, controlada via DSP. Com a montagem experimental em laboratório, foi possível realizar estudos, tanto no que diz respeito aos aspectos de controle do gerador, quanto aos aspectos de projeto do sistema. Esta é uma contribuição que consolida o Laboratório de Conversão e Controle de Energia (LCCE/UFMG) como um dos principais centros de investigação desta tecnologia, viabilizando futuros trabalhos no tema.

Os objetivos específicos deste trabalho são:

- implementação de diferentes estratégias de controle para o DFIG, entre as constantes na literatura técnica, com aprimoramento e considerações dos aspectos de projeto;
- implementação da estratégia de controle de potência reativa do conversor da rede, vislumbrando, principalmente, aproveitar a potência aparente ociosa do conversor e promover a adequada divisão de potências reativas;
- análise do comportamento do sistema frente a distúrbios no sistema elétrico (afundamentos de tensão);
- avaliação da estabilidade da máquina de indução de dupla excitação, através da análise de migração dos pólos em diferentes estratégias de controle, permitindo com isso, identificar as possíveis fragilidades da estrutura e sua mitigação;

1.3 Contribuições do Trabalho

A principal contribuição deste trabalho constitui-se na análise do comportamento de um gerador de indução de dupla excitação, durante a operação em regime dinâmico. Em linhas gerais, as contribuições alcançadas podem ser agrupadas em áreas, que são:

- Avaliação e comparação das estratégias de controle do DFIG:
 - com realimentação de velocidade e potência reativa;
 - com realimentação de potência ativa e reativa.
- Análise de estabilidade, direcionado para:
 - ajuste das faixas de passagens dos controladores de corrente;
 - identificação dos pontos de operação;
 - amortecimento das oscilações de fluxo de estator;
 - avaliação do sistema de controle completo, incluindo as malhas externas;
- Estratégia de controle de corrente de magnetização;
- Estratégia de controle compartilhado de potência reativa.

Com a análise e comparação das estratégias de controle, principalmente, de velocidade de rotor e potência ativa fornecida para a rede, pode-se determinar qual a estratégia que melhor atende aos critérios requeridos pelos códigos de redes, assim como, possibilitar uma avaliação das respostas destas malhas de controle, buscando garantir o fornecimento de energia com qualidade.

Uma vez implementada as diversas estratégias de controle para o DFIG, o sistema de geração foi posto na forma de variáveis de estado, para análise de migração de pólos, identificando, principalmente, a fragilidade do gerador de indução, devido a conexão direta do estator na rede elétrica e ao baixo valor da resistência de estator. Com isso, contribui-se com uma avaliação da alocação dos pólos de estator, em função da faixa de passagem dos controladores, para as principais estratégias de controle proposta para este sistema, assim como, na determinação dos pontos de operação estáveis e instáveis.

Há de se ressaltar, o desenvolvimento de uma estratégia de controle de corrente de magnetização do gerador de indução, permitindo com isso, amortecer as oscilações fracamente amortecidas de fluxo de estator, proporcionando um aumento na qualidade da energia fornecida para a rede elétrica. Esta técnica evita as oscilações de conjugado, que como apresentado anteriormente, podem reduzir a vida útil do sistema de geração e contribui também, com a manutenção da usina eólica conectada na rede, durante a ocorrência de afundamentos de tensão equilibrados e desequilibrados, como requerido pelos atuais códigos de redes. Esta proposta é implementada facilmente pela orientação das correntes de estator e rotor, proporcionando com isso a medição da corrente de magnetização do gerador.

Além disto, este trabalho apresenta uma contribuição, no que diz respeito ao controle da potência reativa fornecida para a rede elétrica. Foi desenvolvida e implementada uma estratégia de controle, que permite controlar o conversor estático reversível de forma a garantir o compartilhamento no suprimento de reativos, aproveitando a potência aparente ociosa dos conversores.

1.4 Organização do Texto

Este texto é composto por 7 capítulos. Inicialmente, no Capítulo 1, é comparado o sistema de conversão de energia eólica a velocidade variável, equipado com gerador de indução de dupla excitação, frente às outras topologias existentes, bem como é apresentado o estado da arte, as motivações, os objetivos e as contribuições deste trabalho.

As principais estratégias de controle do sistema de geração eólico, equipado com DFIG, são apresentadas no Capítulo 2, assim como, é apresentada uma metodologia para projeto dos controladores das distintas malhas de controle do conversor reversível. Para ilustrar o desempenho das malhas de controle são apresentados resultados de simulação do sistema de geração obtidos utilizando-se a plataforma Matlab/Simulink.

Após a simulação das estratégias clássicas de controle do DFIG e do desenvolvimento de uma metodologia para sintonia dos ganhos dos controladores, o Capítulo 3 apresenta os resultados experimentais obtidos em labo-

ratório, onde são analisadas as dinâmicas das diversas malhas de controle do sistema de geração equipado com DFIG.

O modelo linearizado da máquina de indução de rotor bobinado em variáveis de estado é apresentado no Capítulo 4, sendo o mesmo utilizado para a análise de estabilidade do DFIG. Foram modeladas as malhas internas de controle de corrente de rotor, assim como, as malhas externas de potência ativa e reativa, para a obtenção dos autovalores do sistema completo, permitindo melhor entendimento dos resultados experimentais. Adicionalmente, é apresentado uma estratégia de controle da corrente de magnetização, proposta para aumentar o amortecimento das oscilações fracamente amortecidas de fluxo de estator.

No Capítulo 5 são apresentadas as análises realizadas no sistema de geração equipado com DFIG, durante a ocorrência de um distúrbio na rede elétrica. Neste capítulo foi contextualizado o problema, assim como, foi proposta uma estratégia de controle, para permitir que a turbina eólica se mantenha em funcionamento durante um afundamento de tensão, buscando atender com isso, os requerimentos feitos pelos atuais códigos de rede.

Uma estratégia de controle de potência reativa fornecida para a rede elétrica é descrita no Capítulo 6, permitindo o aproveitamento da potência aparente ociosa do conversor que equipa o sistema de geração, priorizando sempre o fornecimento de potência ativa para a rede elétrica, através de um esquema de saturação dinâmica. São apresentados, também, os resultados experimentais obtidos em laboratório, mostrando a viabilidade da estratégia de controle proposta.

No Capítulo 7 apresentam-se as conclusões e a relevância dos resultados alcançados, além de propostas de continuidade deste trabalho. Finalmente, são apresentados as referências bibliográficas e os apêndices.

Controle do Gerador de Indução de Dupla Excitação

Uma das topologias mais utilizadas atualmente em usinas eólicas no mundo consiste de um aerogerador equipado com gerador de indução de dupla alimentação (Rabelo e Hofmann, 2003). Este sistema é projetado para operar com variação de velocidade em um intervalo restrito (normalmente, $\pm 30\%$ em relação à velocidade síncrona), buscando operar com máxima eficiência para conversão de energia (Hofmann e Okafor, 2001).

Neste capítulo serão descritas as principais estratégias de controle vetorial do sistema de geração, equipado com gerador de indução de dupla alimentação. As particularidades do comportamento da máquina duplamente excitada serão melhor compreendidas através de resultados de simulação em regime dinâmico. Será detalhado também, o projeto das malhas de controle tanto para o conversor ligado aos terminais de rotor da máquina, quanto para o conversor conectado à rede.

2.1 Modos de Operação do DFIG

O comportamento da máquina de indução duplamente alimentada difere bastante da máquina de rotor em gaiola, tendo em vista que a potência ativa fornecida para a rede, através do enrolamento de estator, é controlada pela injeção ou consumo de potência ativa no circuito de rotor (Silva et al., 2005). Assim, com o uso da máquina duplamente excitada é possível fornecer energia elétrica para o sistema elétrico, em velocidades abaixo, acima e, inclusive, na velocidade síncrona (Çadirci e Ermis, 1992). As particularidades desta operação são descritas por dois modos de operação distintos: modo de operação em velocidade subsíncrona e modo de operação em velocidade supersíncrona (da Costa et al., 2006).

É possível operar o DFIG na velocidade síncrona, que é definida pela frequência da rede e pelo número de pólos da máquina, quando se tem a injeção de corrente contínua no circuito de rotor, ou seja, quando a frequência das correntes de rotor for igual a zero. Na região de velocidade subsíncrona, a velocidade do rotor é menor do que a velocidade síncrona da máquina. Nesta região, que convencionalmente caracterizaria a operação como motor de uma máquina de rotor em gaiola, a operação como gerador é possível a partir do fornecimento controlado de potência ativa ao circuito de rotor, tendo portanto, potência ativa que flui para o rotor positiva ($P_r > 0$), indicando que o rotor está absorvendo potência ativa da rede (Silva et al., 2005). O fluxo de potência, para este modo de operação, pode ser demonstrado de acordo com a Figura 2.1.

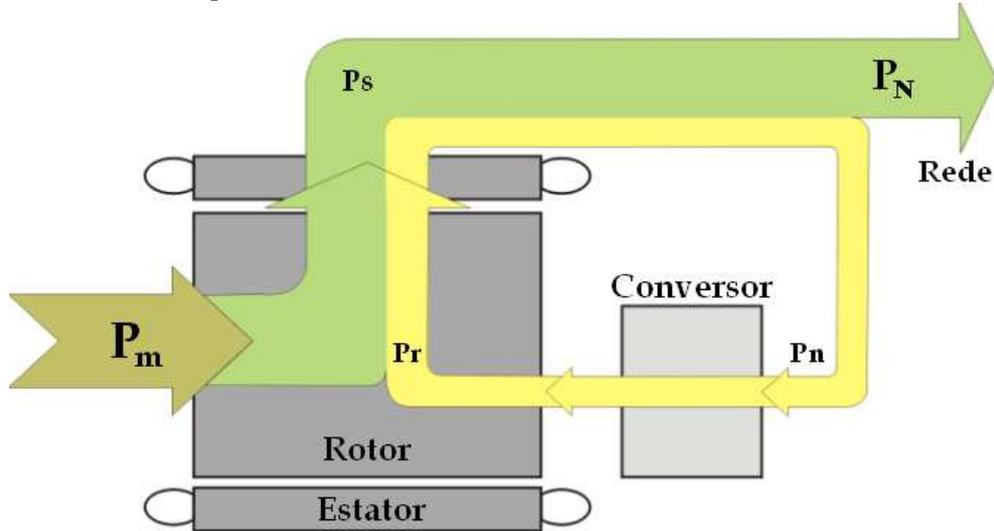


Figura 2.1: Fluxo de potência ativa para região de velocidade subsíncrona.

onde P_m é a potência mecânica fornecida pela turbina eólica, P_N é a potência ativa total fornecida para a rede elétrica, P_s e P_r são as parcelas de potência ativa de estator e rotor do gerador, respectivamente.

Quando a velocidade do gerador encontra-se acima da velocidade síncrona da máquina, tem-se a operação na região de velocidade supersíncrona. Nesta região, que convencionalmente caracterizaria a operação como gerador de uma máquina de rotor em gaiola, o controle de potência ativa é implementado pelo consumo controlado de potência ativa do rotor. Assim, o circuito de rotor passa a fornecer potência ativa para a rede elétrica, sendo que a potência ativa que flui para o rotor é negativa ($P_r < 0$) indicando o for-

hecimento de potência. O fluxo de potência ativa do DFIG, em velocidade supersíncrona, pode ser ilustrado como mostra a Figura 2.2.

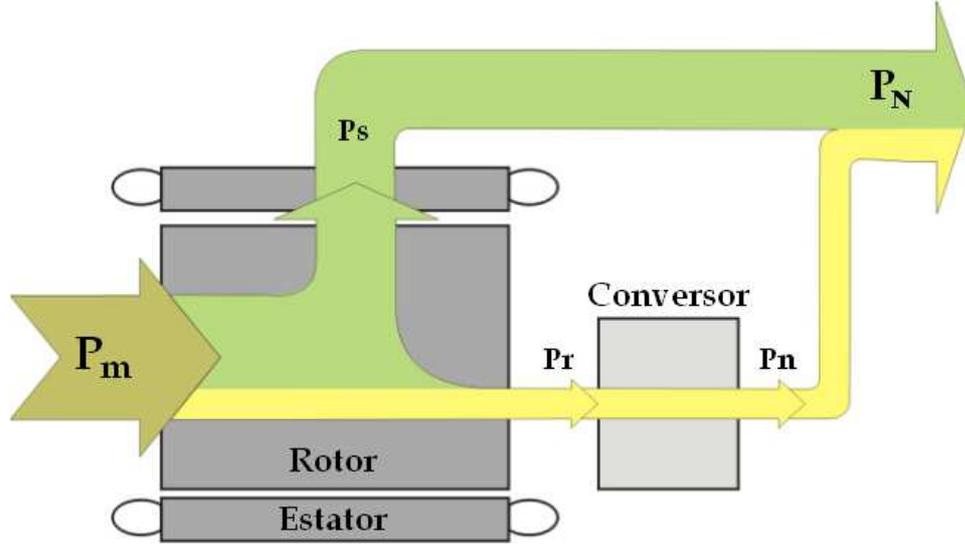


Figura 2.2: Fluxo de potência ativa para região de velocidade supersíncrona.

Portanto, a potência ativa total fornecida para a rede elétrica (P_N) é diretamente dependente da velocidade de rotação da máquina. O circuito de estator, na operação da máquina como gerador, sempre fornece potência ativa, e o circuito de rotor apresenta um fluxo bi-direcional de potência ativa, que é controlado pelo conversor conectado ao circuito de rotor da máquina. Com isso, a potência ativa total fornecida para a rede, pelo DFIG, pode ser escrita em função das parcelas de potência ativa de estator (P_s) e ativa de rotor (P_r), por:

$$P_N = P_s + P_r \quad (2.1)$$

A parcela de potência ativa de rotor é determinada em função do escorregamento e da potência ativa de estator, podendo ser escrita por:

$$P_r = -sP_s \quad (2.2)$$

Desta forma, substituindo a Equação (2.2) na Equação (2.1), obtém-se a equação geral que permite o cálculo da potência ativa fornecida para a rede, pelo DFIG, para qualquer ponto de operação, expressa por:

$$P_N = (1 - s)P_s \quad (2.3)$$

2.2 Controle do Sistema de Geração

O conversor CA/CC/CA, conectado ao circuito de rotor do gerador de indução, é formado por duas pontes conversoras trifásicas autocomutadas, cada uma formada por seis IGBTs com seis diodos conectados em antiparalelo, e um capacitor no circuito intermediário em corrente contínua. O sistema de controle do conversor de potência e, conseqüentemente, do sistema de geração, adiante descrito, tem em linhas gerais, o objetivo de extrair máxima potência elétrica para uma dada velocidade de vento e transferi-la, de forma eficiente e suave, para a rede elétrica à qual a turbina eólica está conectada. Para um melhor detalhamento, o sistema de controle proposto será estudado em duas partes independentes, sendo uma parte referente ao controle do conversor do lado da rede elétrica (GSC) e outra referente ao controle do conversor do lado do rotor (RSC).

2.2.1 Controle do conversor GSC

O sistema de controle do lado da rede tem por objetivo primário promover o controle da tensão do barramento CC, e para isso, considerou-se que nele deve fluir a potência ativa demandada ou fornecida pelo enrolamento de rotor, nas condições de operação subsíncrona e supersíncrona, respectivamente. Adicionalmente, é realizado um controle da potência reativa, buscando dar suporte para a rede elétrica, principalmente, durante ocorrência de distúrbios. O circuito elétrico de conexão do conversor na rede CA, ilustrando o conversor GSC, o filtro de saída e a rede CA, é mostrado na Figura 2.3.

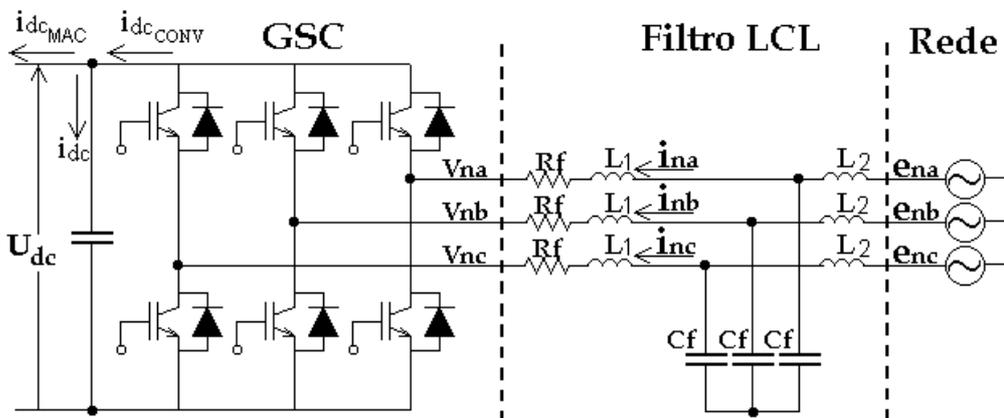


Figura 2.3: Circuito elétrico de ligação do conversor GSC na rede elétrica.

O controle do conversor GSC é realizado através do controle das correntes trifásicas de entrada, transformadas em eixos d-q (Liserre, 2001). De acordo com o circuito elétrico apresentado, as equações para o controle de corrente podem ser obtidas, desprezando-se a corrente no capacitor do filtro LCL (então, $L_f = L_1 + L_2$), pois na frequência da tensão da rede a impedância do capacitor é muito grande. Neste caso, as equações são dadas por:

$$e_{nd} = R_f i_{nd} + L_f \frac{di_{nd}}{dt} - \omega_e L_f i_{nq} + v_{nd} \quad (2.4)$$

$$e_{nq} = R_f i_{nq} + L_f \frac{di_{nq}}{dt} + \omega_e L_f i_{nd} + v_{nq} \quad (2.5)$$

onde R_f e L_f são as resistências e as indutâncias do filtro, respectivamente.

A equação de tensão no barramento CC que completa o modelo do sistema é dada por:

$$C \frac{dU_{dc}}{dt} = i_{dc_{CONV}} - i_{dc_{MAC}} \quad (2.6)$$

onde $i_{dc_{CONV}}$ é a corrente contínua injetada no barramento CC pelo conversor GSC e $i_{dc_{MAC}}$ é a corrente contínua absorvida do barramento CC pelo conversor RSC.

2.2.1.1 Controle de corrente

Adotando como referencial a direção do vetor tensão da rede, para orientação das correntes da rede, obtém-se:

$$\vec{e}_n = e_{nd} + j0 = |\vec{e}_n| \quad (2.7)$$

onde \vec{e}_n é o vetor tensão da rede no referencial estacionário.

De acordo com o referencial adotado, a relação entre as variáveis tensão e corrente, em eixos d-q, e as potências ativa e reativa são dada por:

$$P_n = \frac{3}{2} |\vec{e}_n| i_{nd} \quad (2.8)$$

$$Q_n = -\frac{3}{2} |\vec{e}_n| i_{nq} \quad (2.9)$$

Das Equações (2.4) e (2.5) pode-se observar a existência de um acoplamento cruzado entre os eixos d-q. Os acoplamentos surgem pelo o fato de que, as componentes de corrente em um dado eixo, girando a velocidade síncrona produzem uma componente de tensão na direção do eixo complementar. Entretanto, uma vez que os valores de corrente e tensão são grandezas medidas no sistema elétrico, a partir de uma boa estimativa dos parâmetros do filtro LCL, os ramos de acoplamento entre os eixos d-q podem ser compensados, mitigando este fenômeno e agregando robustez ao controle de corrente.

Inseridas as compensações referidas, o controle da potência ativa e, conseqüentemente, da tensão do barramento CC é feita por meio do canal de eixo direto, utilizando-se um controlador proporcional e integral (PI), para geração da corrente de referência em eixo direto (i_{nd}^*). O erro de corrente de eixo direto, gerado pela diferença entre o valor de referência e o valor real da corrente de eixo direto, passa então por um controlador proporcional e integral de corrente, que o transforma em sinal de referência de tensão a ser sintetizada pelo conversor GSC. Adicionalmente, é importante ressaltar que a parcela de corrente absorvida do barramento CC pelo conversor RSC ($i_{dc_{MAC}}$) pode ser compensada através de realimentação direta.

De acordo com a Equação (2.9), por meio da corrente do eixo em quadratura, pode-se prover o controle da potência reativa, via o conversor GSC, para o sistema elétrico. Assim, a referência de corrente de eixo em quadratura (i_{nq}^*) é gerada utilizando-se, também, um controlador proporcional e integral, a partir do erro entre a referência e a potência reativa medida.

O diagrama de blocos apresentado pela Figura 2.4 ilustra o sistema de controle completo, destacando-se as malhas externas de controle de tensão do barramento CC e de potência reativa, as malhas internas de controle de corrente de eixos d-q e o conversor GSC, que por ter sido considerado um conversor ideal é representado pelo bloco com ganho de valor unitário. Ressalta-se ainda que, neste diagrama, o bloco representado pelo ganho G modela a não linearidade entre a corrente de eixo direto do lado da rede (i_{nd}) e a corrente contínua injetada no barramento CC do lado da rede ($i_{dc_{CONV}}$), conforme:

$$G = \frac{3 |\vec{e}_n|}{2 U_{dc}} \quad (2.10)$$

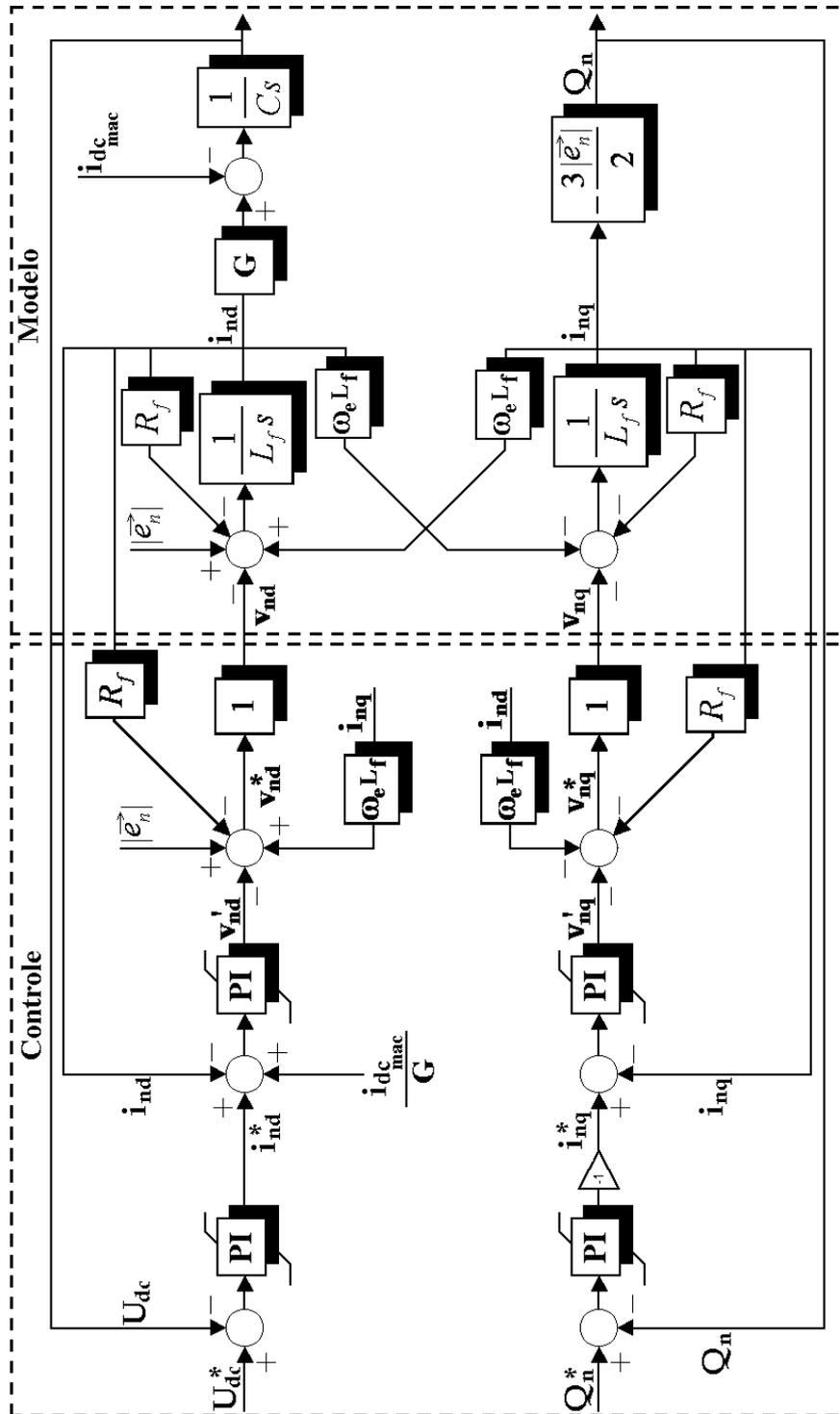


Figura 2.4: Estratégia de controle completo do conversor GSC.

2.2.2 Sintonia dos controladores - GSC

A determinação dos ganhos dos controladores configura-se de suma importância para um adequado funcionamento do sistema de geração (Vieira et al., 2009). Para a determinação dos mesmos, não só a resposta do sistema em malha fechada deve ser analisada, mas, sobretudo, que estes confirmem ao sistema uma desejável capacidade de rejeição a perturbações.

Como ponto inicial para a determinação dos ganhos dos controladores, as faixas de passagem das malhas de controle devem ser escolhidas. A determinação dessas faixas deve ter por referência a frequência de chaveamento dos conversores. Para o presente trabalho, ambos os conversores são chaveados na frequência de 5kHz. Neste momento, é importante ser ressaltado que, neste trabalho, o conversor de potência não é o alvo principal de estudo, assim, o mesmo foi considerado ideal e, por isso, durante a sintonia dos controladores de corrente, o conversor será representado por um bloco com ganho unitário.

2.2.2.1 Controladores de corrente

Para que o conversor tenha a capacidade de imposição de corrente ao sistema, faz-se necessário que o pólo da malha de corrente seja posicionado em uma frequência suficientemente inferior a frequência de chaveamento. Segundo Arruda et al. (2000), baseado no critério da dominância, estas frequências devem estar afastadas numa faixa entre 5 a 10 vezes, aproximadamente. Com este critério, o posicionamento do pólo da malha do ganho proporcional de corrente, malha mais rápida, dá-se em aproximadamente 1000Hz. O mesmo critério de afastamento dos pólos é adotado para as demais malhas do sistema, buscando-se prevenir, como consequência de incertezas paramétricas, a aproximação dos mesmos em uma eventual operação em condição sub-amortecida. Assim, a malha relativa ao ganho integral de corrente, segunda malha mais rápida, é afastada da malha relativa ao ganho proporcional de corrente, tendo seu pólo posicionado em 200Hz.

Um diagrama de blocos simplificado das malhas de controle corrente de eixo direto e de eixo em quadratura, em malha aberta, é apresentado na Figura 2.5. Ressalta-se que os sinais de acoplamento cruzado entre os eixos d-q e a tensão da rede são compensados, e portanto, foram omitidos.

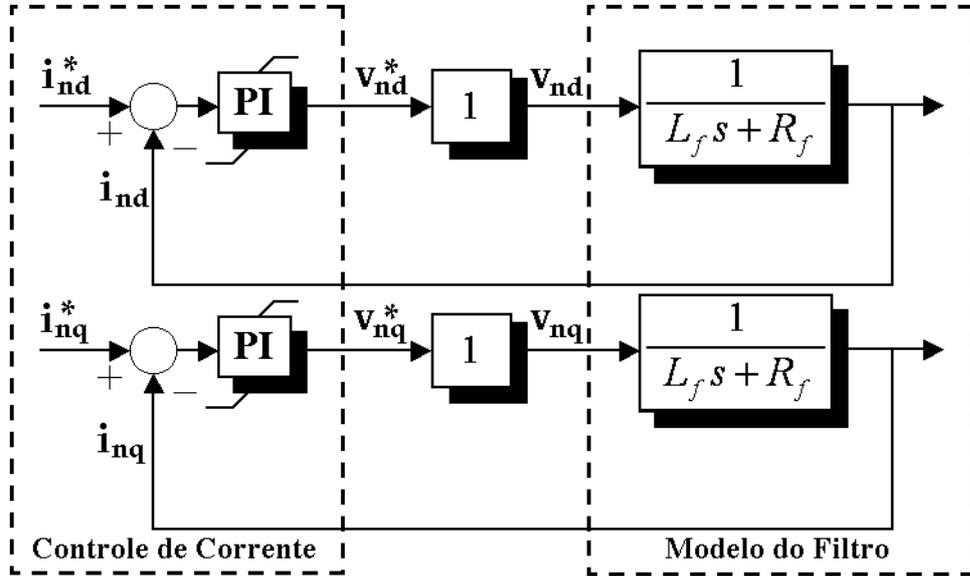


Figura 2.5: Malha de controle de corrente de entrada do conversor da rede.

Para o cálculo dos ganhos, proporcional e integral, da malha de corrente foi obtida a função de transferência do sistema em malha fechada, dada por:

$$G_{S_{in}}(s) = \frac{i_{nd}(s)}{i_{nd}^*(s)} = \frac{K_{P_{in}}s + K_{I_{in}}}{L_f s^2 + (K_{P_{in}} + R_f)s + K_{I_{in}}} \quad (2.11)$$

Aplicando-se a técnica de alocação de pólos, tem-se que:

$$s^2 + \frac{K_{P_{in}} + R_f}{L_f}s + \frac{K_{I_{in}}}{L_f} = s^2 + (\omega_{c1_{in}} + \omega_{c2_{in}})s + \omega_{c1_{in}}\omega_{c2_{in}} \quad (2.12)$$

Logo, o valor aproximando dos ganhos, proporcional e integral, pode ser obtido por:

$$K_{P_{in}} = (\omega_{c1_{in}} + \omega_{c2_{in}})L_f - R_f \quad (2.13)$$

$$K_{I_{in}} = (\omega_{c1_{in}}\omega_{c2_{in}})L_f \quad (2.14)$$

2.2.2.2 Controladores de tensão do barramento CC

A sintonia dos controladores de tensão do barramento CC segue o mesmo critério adotado para as malhas de controle de corrente. Assim, a terceira malha mais rápida, relacionada ao ganho proporcional da malha de tensão do barramento CC, é, pelo mesmo critério, afastada da malha de corrente, tendo

seu posicionamento em 40Hz. Por último, para a malha mais lenta, relacionada ao ganho integral, obtém-se seu posicionamento em 8Hz. Uma vez escolhidas as frequências de passagem para as referidas malhas, seus ganhos podem então ser determinados. Um diagrama de blocos da malha de controle de tensão no capacitor, em malha aberta, é apresentado na Figura 2.6, onde o termo de corrente injetada no conversor RSC ($i_{dc_{MAC}}$) é considerado uma perturbação, podendo ser compensado e, por isso, será desconsiderado.

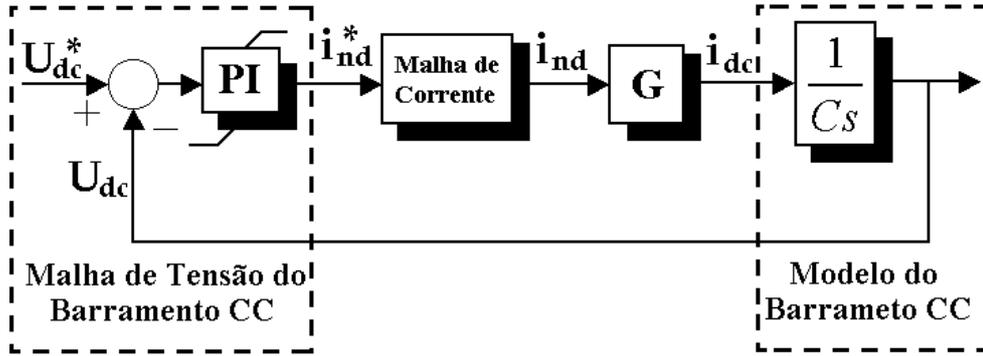


Figura 2.6: Malha de controle de tensão no barramento CC.

A função de transferência de malha fechada do sistema que permite o cálculo dos ganhos é dada por:

$$G_{S_{U_{dc}}}(s) = \frac{U_{dc}(s)}{U_{dc}^*(s)} = \frac{G(K_{P_{U_{dc}}}s + K_{I_{U_{dc}}})}{Cs^2 + GK_{P_{U_{dc}}}s + GK_{I_{U_{dc}}}} \quad (2.15)$$

Aplicando-se a técnica de alocação de pólos os ganhos proporcional e integral da malha de controle tensão do barramento CC podem ser obtidos por:

$$K_{P_{U_{dc}}} = \frac{(\omega_{c1_{udc}} + \omega_{c2_{udc}})C}{G} \quad (2.16)$$

$$K_{I_{U_{dc}}} = \frac{(\omega_{c1_{udc}}\omega_{c2_{udc}})C}{G} \quad (2.17)$$

Entretanto, tal metodologia nem sempre confere ao sistema a capacidade de rejeição a perturbações, desejáveis para o projeto. Sob esta consideração, as curvas de rigidez dinâmica são importantes, já que possibilitam a observação de variáveis a serem controladas em função de distúrbios relevantes ocasionais, para toda a faixa de frequência de operação. Observadas estas curvas, em se prevendo uma indesejável característica de operação, os ganhos dos controladores devem ser reajustados, e assim recursivamente.

2.2.2.3 Rigidez dinâmica das malhas de controle do conversor GSC

Diferentes métodos podem ser utilizados para levantamento das curvas de rigidez dinâmica do sistema, sendo que, uma análise mais detalhada contempla a dinâmica não linear do sistema tomado como um todo. Para análise do controle do conversor GSC, duas curvas são de notável interesse, as quais mostram o comportamento das duas variáveis alvo do controle: corrente de eixo direto (i_{nd}) e tensão do barramento CC (U_{dc}), em função de distúrbios de tensão da rede ($|\vec{e}_n|$) e de corrente injetada no conversor RSC ($i_{dc_{MAC}}$), respectivamente. Para o levantamento da curva de rigidez procede-se a obtenção das funções de transferência do sistema, incluindo as malhas de controle, adotando-se a variável de controle como saída e o distúrbio a ser considerado como entrada. Neste caso, as funções de transferência são:

$$\frac{|\vec{e}_n|}{i_{nd}} = -\frac{L_f s^2 + (R_f - K_{P_{ind}})s - K_{I_{ind}}}{s} \quad (2.18)$$

$$\frac{i_{dc_{MAC}}}{U_{dc}} = -\frac{a_1 s^4 + a_2 s^3 + a_3 s^2 + a_4 s + a_5}{L_f s^3 + (R_f + K_{P_{ind}})s^2 + K_{I_{ind}}s} \quad (2.19)$$

onde:

$$\begin{aligned} a_1 &= CL_f & a_2 &= C(R_f - K_{P_{ind}}) & a_3 &= -(CK_{I_{ind}} + GK_{P_{U_{dc}}}K_{P_{ind}}) \\ a_4 &= -G(K_{P_{U_{dc}}}K_{I_{ind}} + K_{I_{U_{dc}}}K_{P_{ind}}) & a_5 &= -GK_{I_{U_{dc}}}K_{I_{ind}} \end{aligned}$$

Analisadas em um amplo espectro de frequência, as curvas de rigidez dinâmica, para as funções de transferência dadas em (2.18) e (2.19), são apresentadas na Figura 2.7 e na Figura 2.8, respectivamente. Uma análise das curvas mostram um desejável comportamento das variáveis frente aos distúrbios considerados mais relevantes. Na Figura 2.7 observa-se que, em baixa frequência, é necessária uma variação aproximada de 532% (3000V) na tensão da rede elétrica, para que a corrente de eixo direto varie 1A (0,1245%) em desacordo com a corrente imposta pela referência. Da mesma forma, na Figura 2.8 pode ser visto que, no ponto de mínimo da curva de rigidez dinâmica, uma variação da ordem de 3,88% (70A) na corrente contínua que flui pelo conversor RSC é necessária para provocar uma alteração de 1V (0.0714%) na tensão do barramento CC, em desacordo com a tensão imposta pelo controle. Neste caso, as curvas de rigidez dinâmica mostram que os ganhos estão bem sintonizados e repetem os objetivos propostos.

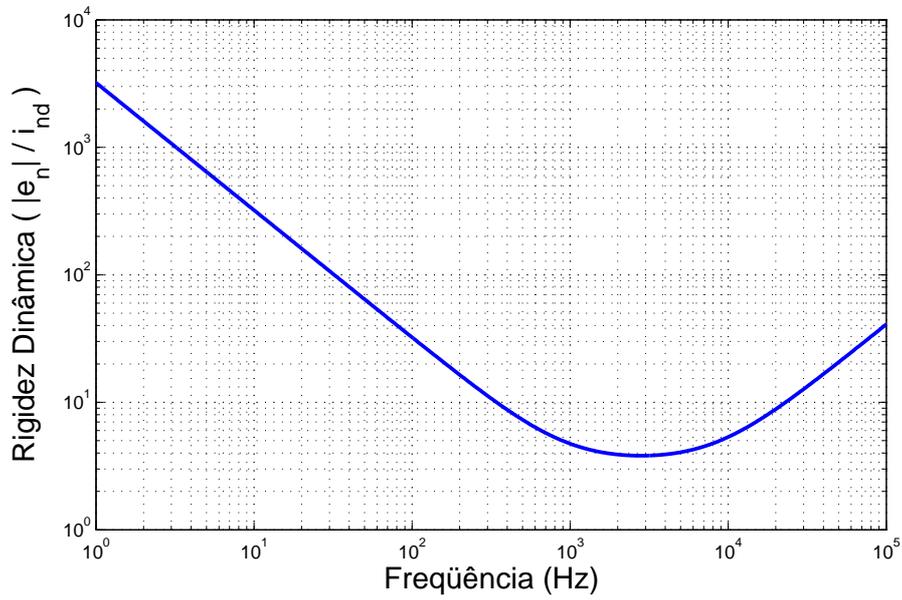


Figura 2.7: Rigidez dinâmica da malha de controle de corrente do GSC.

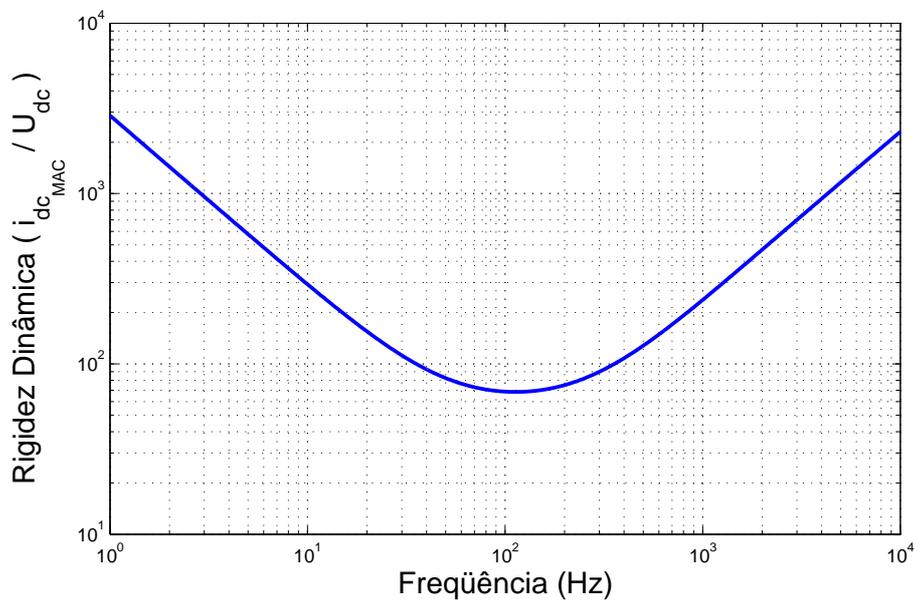


Figura 2.8: Rigidez dinâmica da malha de controle de tensão no barramento CC.

A eficácia da metodologia de projeto dos ganhos das malhas de controle do conversor GSC, deve ser avaliada, também, frente às incertezas na estimação dos parâmetros do filtro LCL (L_f) e do capacitor do barramento CC (C_{DC}). Desta forma, a influência da variação paramétrica nas malhas de controle de corrente de entrada de eixo direto (i_{nd}) e de controle de tensão do barramento CC (U_{dc}), são apresentadas na Figura 2.9 e na Figura 2.10. Os valores dos parâmetros utilizados durante a obtenção das curvas de rigidez dinâmica são apresentados na Tabela 2.1 e na Tabela 2.2, para erros de estimação do indutor do filtro e capacitor do barramento CC, respectivamente.

Tabela 2.1: Variações no indutor do filtro LCL.

<i>Simulação</i>	<i>Valor</i>	<i>Unidade</i>	<i>Varição Percentual</i>
A	203.5	μH	-50%
B	407	μH	0
C	603.5	μH	+50%

Tabela 2.2: Variações no capacitor do barramento CC.

<i>Simulação</i>	<i>Valor</i>	<i>Unidade</i>	<i>Varição Percentual</i>
A	66.85	mF	-50%
B	133.7	mF	0
C	200.55	mF	+50%

Uma análise mais detalhada das Figuras 2.9 e 2.10, permite observar que possíveis erros de estimação dos parâmetros podem provocar uma alteração, pouco significativa, na curva de rigidez dinâmica, apenas na região de alta frequência. Entretanto, os valores mínimos das curvas de rigidez dinâmica não são alterados, evidenciando a robustez frente a variação paramétrica das malhas de controle.

Desta forma, uma avaliação bastante positiva da sintonia dos controladores é obtida, tanto das malhas de corrente quanto da malha de tensão, para a utilização do controle do conversor reversível em sistemas de geração de energia eólica.

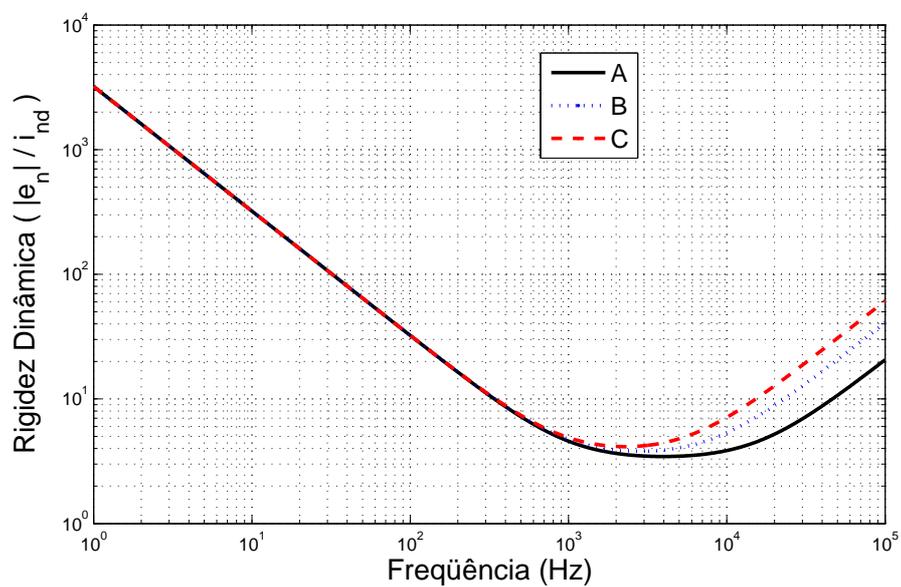


Figura 2.9: Influência da variação do valor dos indutores do filtro LCL (L_f) na curva de rigidez dinâmica.

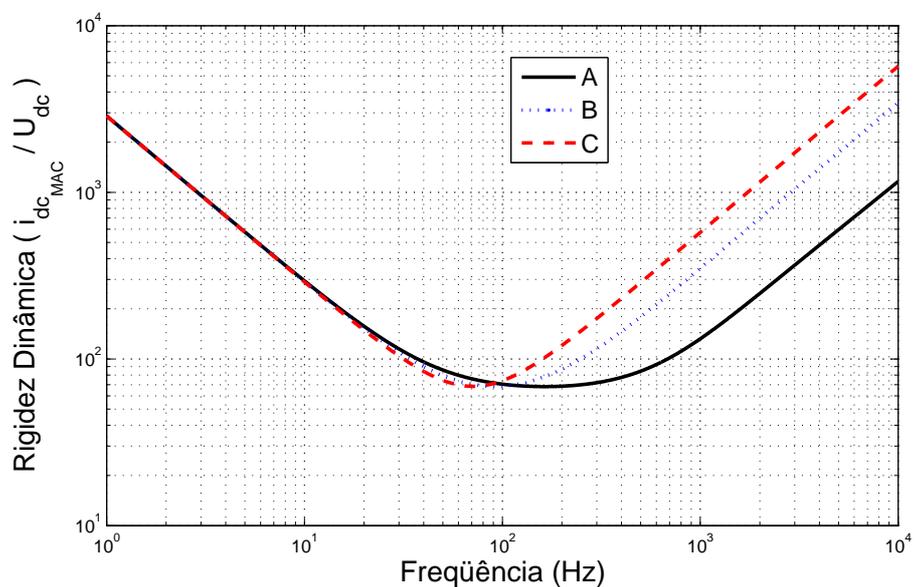


Figura 2.10: Influência da variação do valor do capacitor do barramento CC (C_{DC}) na curva de rigidez dinâmica.

2.2.2.4 Controle da potência reativa

Devido ao caráter estocástico do vento, ainda que se projete a turbina eólica visando a extração máxima de potência ativa para uma dada velocidade de vento, em diversos momentos do dia, seu valor médio encontra-se abaixo do valor nominal (Silva, 1988). Verifica-se nestes momentos uma ociosidade dos conversores no que tange a quantidade de potência aparente disponível, sendo que esta ociosidade pode ser utilizada para controlar a potência reativa, através do controle da componente de corrente de eixo em quadratura da corrente de entrada do conversor GSC (i_{nq}).

A função de transferência que relaciona a potência reativa em função da corrente de eixo em quadratura é dada por:

$$G_{P_{Q_n}}(s) = \frac{Q_n(s)}{i_{nq}(s)} = -\frac{3}{2} |\vec{e}_n| \quad (2.20)$$

Neste caso, como explicitado por Rabelo et al. (2008), se o módulo da tensão ($|\vec{e}_n|$) for considerado constante, trata-se então de uma função linear de controle. Para o controlador de potência reativa é novamente implementado um controlador proporcional e integral (PI), sintonizado de forma a proporcionar rápida resposta transitória e erro nulo em regime permanente, cuja função de transferência é:

$$G_{C_{Q_n}}(s) = \frac{K_{P_{Q_n}}s + K_{I_{Q_n}}}{s} \quad (2.21)$$

O diagrama de blocos, ilustrado na Figura 2.11, representa de forma simplificada, a malha de controle de potência reativa implementada. Para efeito de simplificação da malha de controle da potência reativa (Q_n), a malha mais interna de corrente (i_{nq}) é considerada ideal neste caso, sendo sua função de transferência considerada unitária. Isto também pode ser justificado pelo fato da velocidade de controle da malha de corrente ser bastante superior à velocidade da malha mais externa de controle de potência reativa. Para a sintonia dos ganhos dos controladores será adotado o mesmo critério de distanciamento dos pólos apresentado para a malha externa de controle de tensão do barramento CC, obtendo-se com isso, uma faixa de passagem para a malha de potência reativa igual à faixa de passagem dos controladores de tensão do barramento CC.

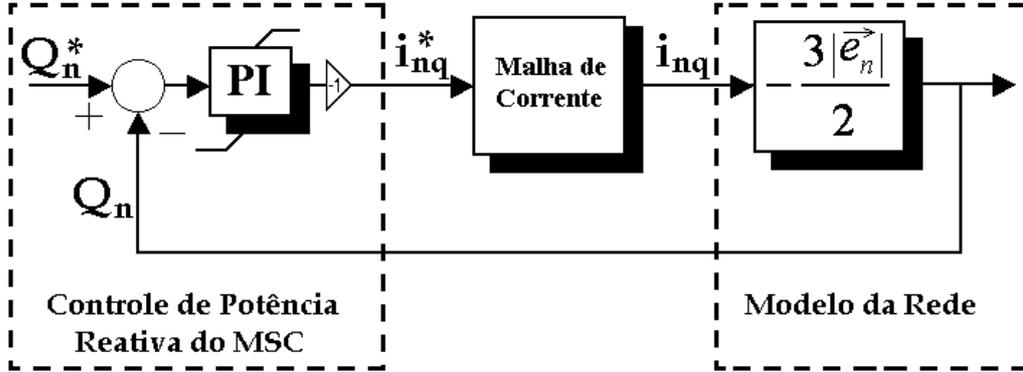


Figura 2.11: Malha externa de controle da componente em quadratura, utilizada para controlar a potência reativa via conversor GSC.

Baseado nas considerações feitas, a função de transferência de malha fechada da malha de potência reativa é dada por:

$$G_{S_{Q_n}}(s) = \frac{Q_n(s)}{Q_n^*(s)} = \frac{G_{P_{Q_n}} K_{P_{Q_n}} s + G_{P_{Q_n}} K_{I_{Q_n}}}{(1 + G_{P_{Q_n}} K_{P_{Q_n}})s + G_{P_{Q_n}} K_{I_{Q_n}}} \quad (2.22)$$

A função de transferência de malha fechada pode ser reescrita e aproximada por:

$$G_{S_{Q_n}}(s) = \frac{\tau_z s + 1}{\tau_p s + 1} \quad (2.23)$$

Obtendo-se:

$$G_{S_{Q_n}}(s) = \frac{\frac{K_{P_{Q_n}}}{K_{I_{Q_n}}} s + 1}{\left(\frac{1 + G_{P_{Q_n}} K_{P_{Q_n}}}{G_{P_{Q_n}} K_{I_{Q_n}}}\right) s + 1} \quad (2.24)$$

Neste caso, para obter o comportamento desejado, a constante de tempo do pólo (τ_p) e a constante de tempo do zero (τ_z), podem ser calculadas respectivamente por:

$$\frac{1}{\tau_p} = \omega_{c1} = 2\pi f_1 \quad \frac{1}{\tau_z} = \omega_{c2} = 2\pi f_2$$

sendo ω_{c1} e ω_{c2} as frequências de corte, onde $\omega_{c2} = 40Hz$ e $\omega_{c1} = 8Hz$.

Desta forma, igualando-se os termos das funções de transferências é possível calcular os valores dos ganhos proporcional e integral da malha de potência reativa, como mostra:

$$K_{P_{Q_n}} = \frac{\omega_{c1}}{(\omega_{c2} - \omega_{c1})G_{P_{Q_n}}} \quad (2.25)$$

$$K_{I_{Q_n}} = \omega_{c2}K_{P_{Q_n}} \quad (2.26)$$

A função de transferência do sistema de controle completo, para análise da resposta em frequência, é dada por:

$$\frac{Q_n}{Q_n^*} = -\frac{G_{P_{Q_n}}(a_1s^2 + a_2s + K_{I_{ind}}K_{I_{Q_s}})}{L_f s^3 + b_1s^2 - G_{P_{Q_n}}b_2s - G_{P_{Q_n}}K_{I_{ind}}K_{I_{Q_s}}} \quad (2.27)$$

onde:

$$a_1 = (K_{P_{ind}}K_{P_{Q_s}}) \quad a_2 = b_2 = (K_{P_{ind}}K_{I_{Q_s}} + K_{I_{ind}}K_{P_{Q_s}})$$

$$b_1 = (R_f - K_{P_{ind}} - G_{P_{Q_n}}K_{P_{ind}}K_{P_{Q_s}})$$

O curva de resposta em frequência do sistema completo em malha fechada é apresentada na Figura 2.12, onde pode ser observado que a frequência de passagem é de, aproximadamente, 100rad/s .

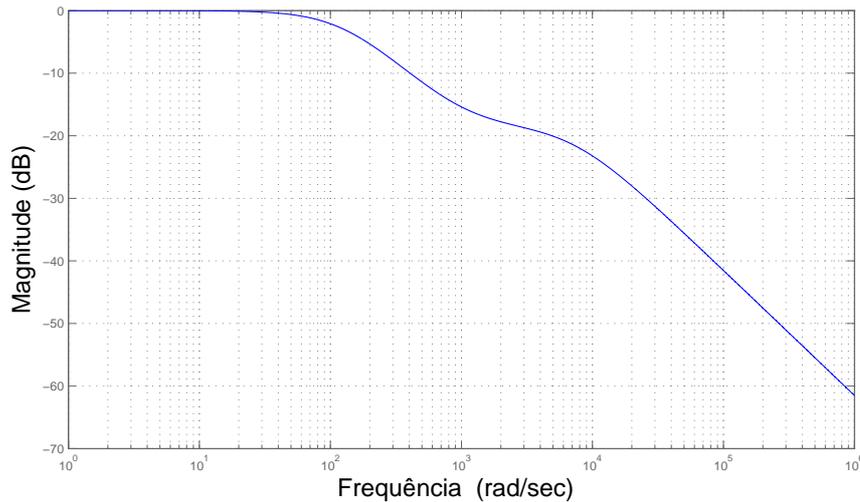


Figura 2.12: Diagrama de bode da malha de controle de potência reativa.

2.2.2.5 Resultados de simulação

Nesta seção serão avaliadas as respostas das malhas de controle do conversor GSC, frente a variações em degrau nas respectivas referências de controle, buscando com isso, avaliar o impacto das simplificações e considerações feitas durante sintonia dos controladores. Desta forma, é apresentada na Figura 2.13(a) uma variação na referência da componente reativa da malha de controle de corrente de entrada do conversor GSC (i_{nq}^*), podendo ser observado com isso, que o tempo de acomodação da malha de corrente é de aproximadamente 2ms. Em função deste transitório na componente de eixo de quadratura, pode ser visto na Figura 2.13(b) a perturbação, pouco significativa, provocada na componente de corrente de eixo direto (i_{nd}). Neste mesmo sentido, pode ser observado na Figura 2.13(c) o transitório provocado na tensão do barramento CC, sendo inferior a 1V, portanto desprezível.

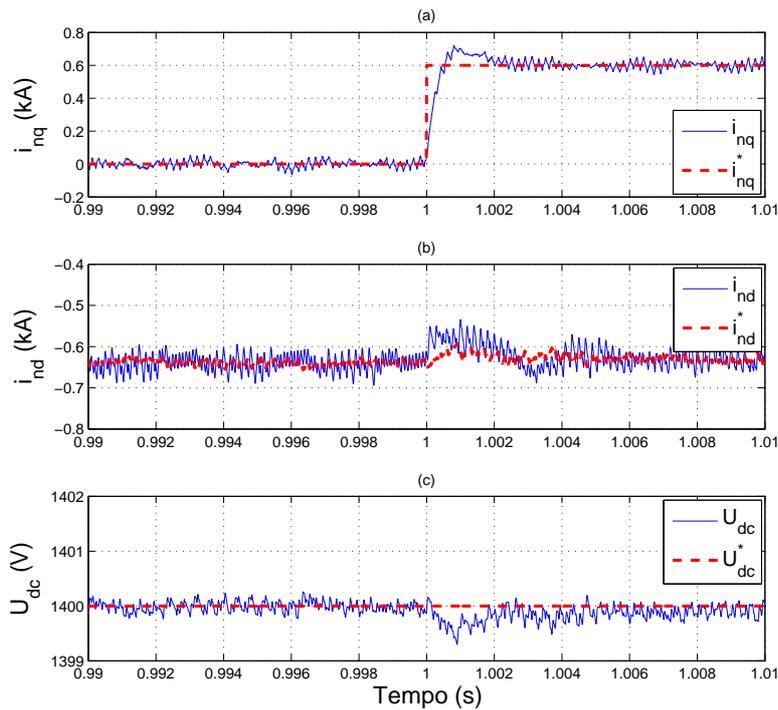


Figura 2.13: Resposta ao degrau da malha de corrente de eixo em quadratura. (a) - Componente de corrente de eixo em quadratura. (b) - Componente de corrente de eixo direto. (c) - Tensão do barramento CC.

A resposta a uma variação em degrau na referência da malha de controle de tensão do barramento CC é apresentada na Figura 2.14(a), onde se destaca a dinâmica lenta desta malha de controle, com tempo de acomodação de aproximadamente 40ms, obtido através da imposição de uma reduzida banda passante dos controladores. O transitório provocado na malha interna de corrente de eixo direto é apresentado na Figura 2.14(b), destacando a rápida resposta desta malha, mantendo a corrente controlada no valor desejado durante todos os instantes. Nos mesmos moldes, a Figura 2.14(c) ilustra o transitório nas correntes trifásicas de entrada do conversor GSC, que são proporcionais à corrente de eixo direto.

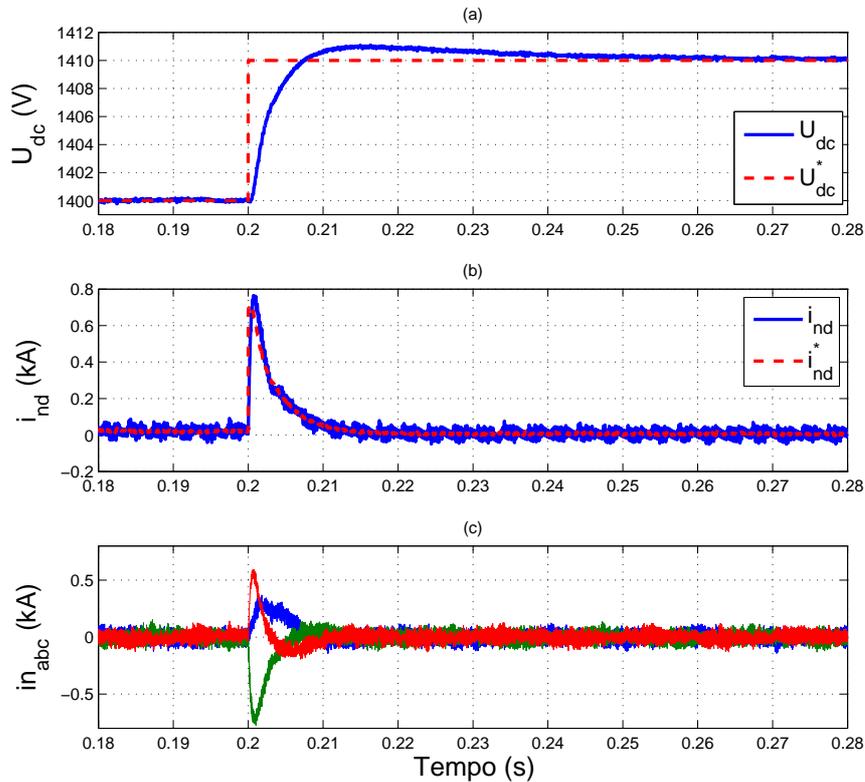


Figura 2.14: Resposta ao degrau da malha de tensão do barramento CC (U_{DC}).
(a) - Tensão do barramento CC. (b) - Componente de corrente de eixo direto. (c) - Correntes trifásicas de entrada do conversor GSC.

Da mesma forma, a resposta da malha de controle de potência reativa, frente a uma variação em degrau na referência de controle, é apresentada na Figura 2.15(a). O tempo de acomodação desta malha de controle é, aproximadamente, igual a 5ms, sendo que a dinâmica da malha de potência reativa é igual à dinâmica da malha interna de corrente de eixo em quadratura, apresentada na Figura 2.15(b). O aumento na amplitude das correntes trifásicas de entrada do conversor GSC, necessário para fluir a nova demanda de potência reativa, é visto na Figura 2.15(c).

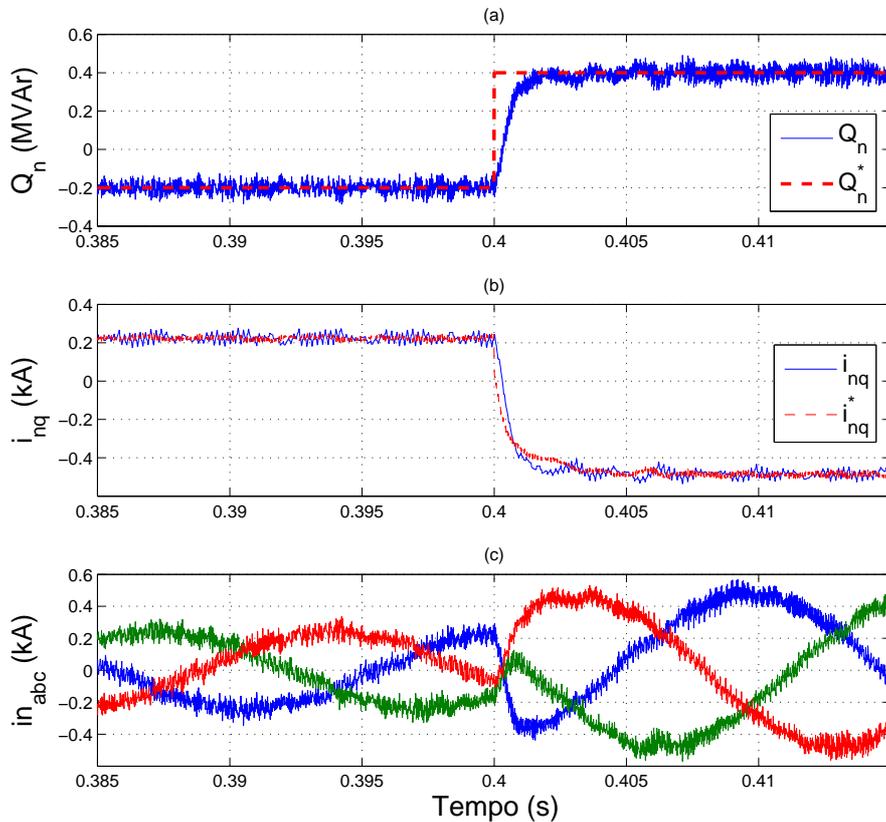


Figura 2.15: Resposta ao degrau da malha de potência reativa. (a) - Potência reativa do conversor GSC. (b) - Componente de corrente de eixo em quadratura. (c) - Correntes trifásicas de entrada do conversor GSC.

2.2.3 Controle do conversor RSC

O controle do conversor do lado do gerador, conversor este idêntico ao do lado da rede, tem por objetivo otimizar a potência extraída da turbina para quaisquer velocidades de vento. Desta forma, o controle do gerador é realizado através da imposição das correntes de rotor e, com isso, pode-se controlar a potência ativa fornecida para a rede e a potência reativa do estator do gerador, de forma desacoplada e independente da velocidade da turbina eólica (Erlich et al., 2007a). Assim, será apresentado na seção seguinte o modelo da máquina de indução, apenas para permitir a introdução das equações que serão utilizadas no desenvolvimento das estratégias de controle do sistema de geração.

2.2.3.1 Modelo Dinâmico

A máquina de indução é modelada em referencial síncrono, utilizando a convenção motor onde, inicialmente, são feitas as considerações usuais de análise:

- Os enrolamentos trifásicos são iguais entre si, tanto para o rotor quanto para o estator;
- O entreferro é considerado constante;
- O circuito magnético é considerado ideal, não existindo portanto saturação magnética;
- A distribuição de fluxo no entreferro é senoidal;
- As perdas magnéticas são desprezíveis.

Com base nas considerações preliminares, as equações vetoriais de tensão da máquina de indução (convenção motor), em referencial orientado em função do vetor tensão do estator (Krause, 1996), são:

$$\vec{v}_s = R_s \vec{i}_s + \frac{d\vec{\lambda}_s}{dt} + j\omega_s \vec{\lambda}_s \quad (2.28)$$

$$\vec{v}_r = R_r \vec{i}_r + \frac{d\vec{\lambda}_r}{dt} + j(\omega_s - \omega_r)\vec{\lambda}_r \quad (2.29)$$

onde os fluxos de estator e rotor são dados por:

$$\vec{\lambda}_s = L_{ss} \vec{i}_s + M \vec{i}_r \quad (2.30)$$

$$\vec{\lambda}_r = L_{rr} \vec{i}_r + M \vec{i}_s \quad (2.31)$$

A equação de velocidade mecânica (convenção motor), que completa o modelo da máquina indução, desconsiderando a elasticidade de eixo, é dada por:

$$J \frac{2}{p} \frac{d\omega_r}{dt} = T_e - T_L \quad (2.32)$$

2.2.3.2 Orientação da corrente de rotor

O controle das correntes de rotor do gerador de indução de dupla excitação é, usualmente, realizado em referencial síncrono, o que implica em constantes transformações de referencial, relativamente complexas, entre os eixos. Normalmente, estas correntes são orientadas na direção da posição do fluxo de estator, permitindo desta forma, um controle desacoplado entre a potência ativa (ou conjugado eletromagnético) e a potência reativa de estator (Hopfensperger et al., 1999). O módulo e a posição do fluxo de estator podem ser determinados, indiretamente, através do uso de estimadores ou observadores de fluxo (Zheng et al., 2004).

Outra forma de orientação das correntes de rotor é através da tensão de estator ou tensão da rede, tendo como vantagem, a eliminação da dependência dos parâmetros do gerador (Peresada et al., 2003). Com o estator conectado à rede, a posição do vetor fluxo de estator está, aproximadamente, fixa em relação à tensão de estator, devido à baixa queda resistiva em máquinas de potência elevada (Petersson et al., 2004).

2.2.3.3 Controle da corrente de rotor

Neste trabalho, a escolha da orientação pelo vetor tensão de estator foi feita baseada nas vantagens inerentes deste referencial, principalmente, relacionado com a maior simplicidade de implementação prática. Com isso, tem-se que:

$$\left| \vec{v}_s \right| = v_{sd} \quad (2.33)$$

$$\left| \vec{\lambda}_s \right| \cong -j \lambda_{sq} \quad (2.34)$$

Para as considerações feitas anteriormente, devido ao referencial adotado, as correntes de estator podem ser expressas por:

$$i_{sd} \cong -\frac{M}{L_{ss}} i_{rd} \quad (2.35)$$

$$i_{sq} \cong \frac{|\vec{\lambda}_s|}{L_{ss}} - \frac{M}{L_{ss}} i_{rq} \quad (2.36)$$

Desmembrando a equação do fluxo de rotor em eixo d-q e substituindo nestas equações os valores de correntes de estator de eixos d-q, obtém-se o fluxo de rotor em eixos d-q, dado por:

$$\lambda_{rd} \cong \sigma L_{rr} i_{rd} \quad (2.37)$$

$$\lambda_{rq} \cong \sigma L_{rr} i_{rq} + \frac{M^2}{L_{ss}} i_{ms} \quad (2.38)$$

sendo i_{ms} a corrente de magnetização de estator, definida por:

$$i_{ms} = \frac{|\vec{\lambda}_s|}{M} \quad (2.39)$$

e o coeficiente de dispersão (σ), definido por:

$$\sigma = 1 - \frac{M^2}{L_{ss} L_{rr}}$$

As equações de controle das correntes de rotor são obtidas eliminando-se a dependência de \vec{i}_s e $\vec{\lambda}_r$ das equações de tensão de rotor de eixos d-q, resultando em:

$$v_{rd} = R_r i_{rd} + \sigma L_{rr} \frac{di_{rd}}{dt} - (\omega_s - \omega_r) \left(\sigma L_{rr} i_{rq} + \frac{M^2}{L_{ss}} i_{ms} \right) \quad (2.40)$$

$$v_{rq} = R_r i_{rq} + \sigma L_{rr} \frac{di_{rq}}{dt} + (\omega_s - \omega_r) \sigma L_{rr} i_{rd} \quad (2.41)$$

Os controladores são projetados de forma a garantir um rápido seguimento da referência, sem erros em regime permanente. Para isto, as malhas internas de correntes de rotor possuem dois controladores do tipo proporcional e integral (PI). Assim, os erros das malhas de controle de corrente de rotor são processados pelos controladores, gerando na saída as tensões de eixo direto (v_{rd}^i) e em quadratura (v_{rq}^i). Da mesma forma vista nas equações do sistema do lado da rede, observa-se um acoplamento entre os eixos direto e em quadratura. Com isso, as tensões de referência de rotor, (v_{rd}^*) e (v_{rq}^*), a serem sintetizadas pelo conversor são formadas por duas parcelas, dadas por:

$$v_{rd}^* = v_{rd}^i + v_{rdcomp} \quad (2.42)$$

$$v_{rq}^* = v_{rq}^i + v_{rqcomp} \quad (2.43)$$

A parcela das tensões de rotor geradas pelos controladores de corrente, que determinam as tensões de rotor de eixos d-q a serem sintetizadas pelo conversor, resultando no controle desacoplado das correntes de rotor, são:

$$v_{rd}^i = \left(\frac{K_{Pird}s + K_{Iird}}{s} \right) (i_{rd}^* - i_{rd}) \quad (2.44)$$

$$v_{rq}^i = \left(\frac{K_{Pirq}s + K_{Iirq}}{s} \right) (i_{rq}^* - i_{rq}) \quad (2.45)$$

Os termos de compensação que são adicionados em realimentação direta, agregando assim robustez ao controle de corrente de rotor, são:

$$v_{rdcomp} = -(\omega_s - \omega_r) (\sigma L_{rr} i_{rq}) - EMF \quad (2.46)$$

$$v_{rqcomp} = (\omega_s - \omega_r) \sigma L_{rr} i_{rd} \quad (2.47)$$

sendo a força eletromotriz induzida (EMF), dada por:

$$EMF = (\omega_s - \omega_r) \frac{M^2}{L_{ss}} i_{ms} \quad (2.48)$$

As referências das malhas de controle de corrente de rotor, i_{rd}^* e i_{rq}^* , são obtidas através das malhas de controle externas, onde os critérios que normalmente são adotados para a definição destas malhas externas de controle são

em função da capacidade de máxima produção de energia e operação suave (sem agressão à rede elétrica), paralelamente, deve-se ter a capacidade de prover suporte de reativos para rede, assim como, permitir o amortecimento das oscilações fracamente amortecidas de fluxo de estator. Um diagrama de blocos ilustrando as malhas internas de controle de corrente de rotor é apresentado na Figura 2.16. É importante ressaltar que, da mesma forma feita para o conversor GSC, considerou-se o conversor RSC ideal, sendo este representando por um bloco com ganho unitário.

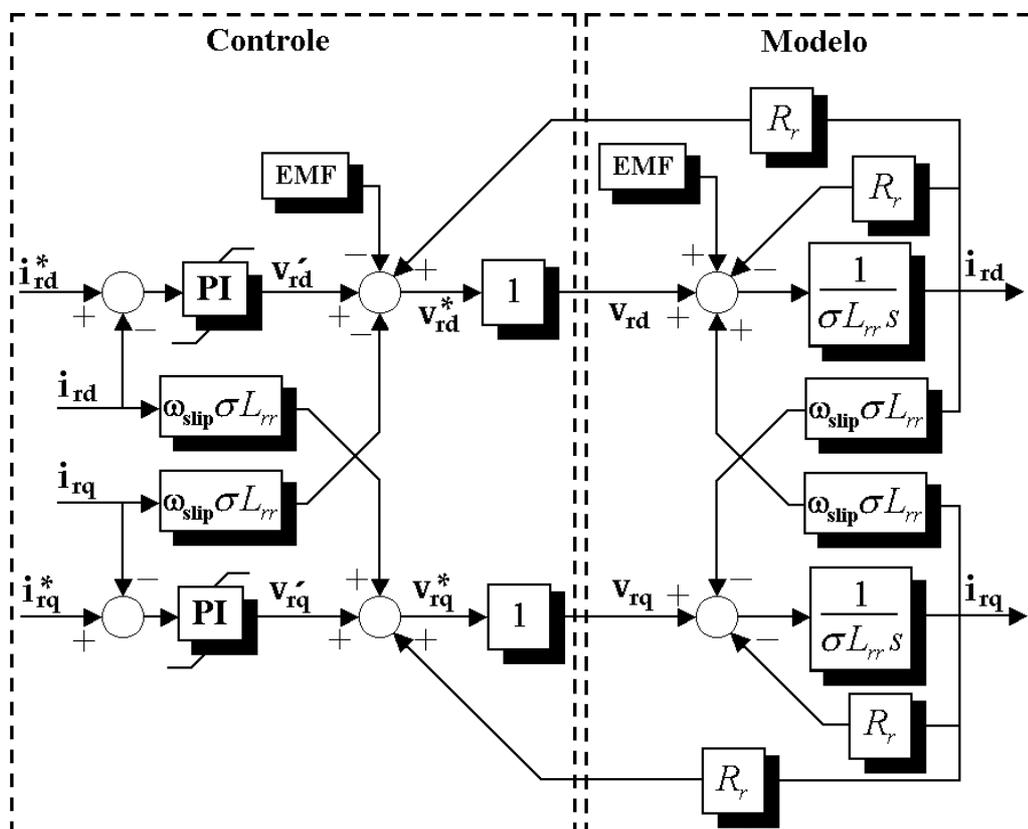


Figura 2.16: Malhas de controle de corrente de rotor do gerador de indução.

A metodologia utilizada para sintonia dos controladores de corrente de rotor é exatamente igual à metodologia empregada na sintonia dos controladores de corrente de entrada do conversor GSC. É importante ressaltar que, foi definida a mesma faixa de passagem para os controladores, assim como, a força eletromotriz induzida e os termos de acoplamento cruzado entre os eixos d-q foram compensados através de realimentação direta. A avaliação

da capacidade de rejeição de distúrbios da malha de controle de corrente de rotor é feita através da análise da curva de rigidez dinâmica. Neste caso foi considerada como distúrbio a força eletromotriz induzida, sendo a função de transferência obtida dada por:

$$\frac{EMF}{i_{rd}} = \frac{\sigma L_{rr} s^2 + (R_r + K_{P_{ird}})s + K_{I_{ird}}}{s} \quad (2.49)$$

A curva de rigidez dinâmica obtida, para um amplo espectro de frequência, é apresentada na Figura 2.17. Como o intervalo de variação de velocidade do gerador de indução é restrito (aproximadamente $\pm 40\%$), a frequência da tensão induzida é baixa. Assim, para baixas frequências, como por exemplo em 20Hz (máxima frequência da EMF), é necessária uma variação aproximada de 108,7% (250V) na tensão induzida, para que a corrente de rotor de eixo direto varie 1A (0.0556%) em desacordo com seu valor de referência, considerando como tensão base, a tensão induzida no rotor, quando este estiver bloqueado. Por outro lado, para o intervalo de operação definido, a máxima tensão de pico induzida no rotor é de, aproximadamente, 92V. Assim, considerando esse valor como base, a variação necessária para provocar o mesmo efeito, aumenta para 271%. Portanto, foi considerado satisfatório o ajuste dos controladores, de forma que os ganhos foram mantidos.

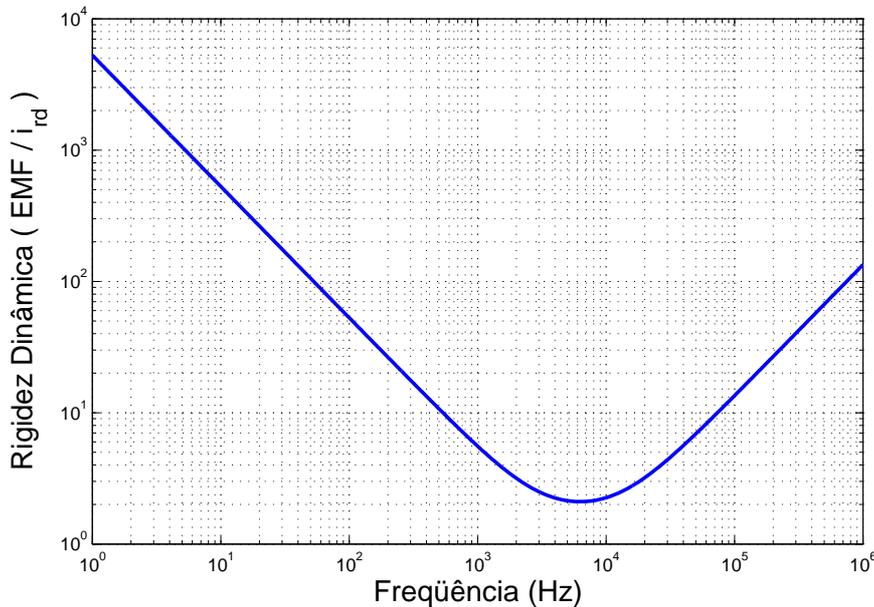


Figura 2.17: Rigidez dinâmica da malha de controle de corrente de rotor.

2.2.3.4 Controle com realimentação de velocidade de rotor

Uma alternativa utilizada para controlar o gerador de indução é implementada com realimentação de velocidade de rotor, sendo esta malha de controle externa ao canal de eixo direto da corrente de rotor (i_{rd}), permitindo que a turbina eólica se mantenha controlada na velocidade adequada para o máximo aproveitamento de potência disponível. A função de transferência da planta, que foi obtida a partir do modelo da máquina, é:

$$G_{P_{\omega_r}}(s) = \frac{\omega_r(s)}{i_{rd}(s)} = -\frac{3}{2} \frac{p^2}{4} \frac{M}{L_{ss}} \frac{1}{Js} \left| \vec{\lambda}_s \right| \quad (2.50)$$

A malha de controle de velocidade, do gerador de indução de dupla alimentação, resulta no diagrama em blocos apresentado na Figura 2.18. É importante ressaltar que, nesta figura, a malha interna de corrente de rotor de eixo direto (i_{rd}) foi consolidada em um único bloco (malha de corrente), considerado ideal. A sintonia dos controladores de velocidade foi feita seguindo o mesmo critério de distanciamento dos pólos, assim como, a metodologia utilizada é igual a já apresentada para a malha de tensão do barramento CC.

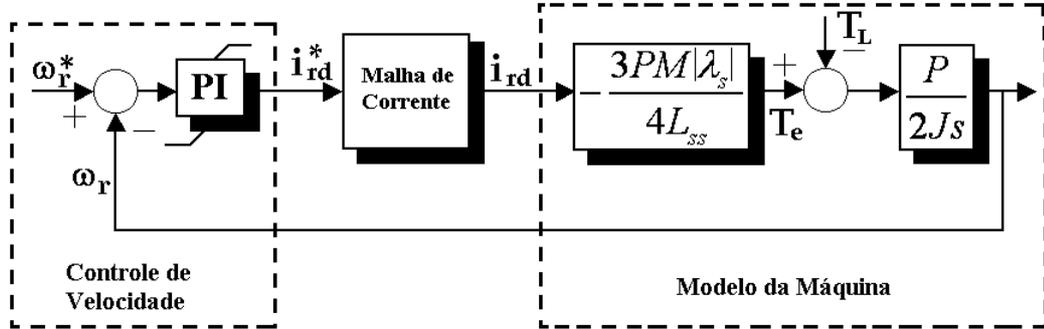


Figura 2.18: Diagrama de blocos da malha de controle de velocidade.

A avaliação da sintonia dos controladores de velocidade é feita através da análise da curva de rigidez dinâmica, derivada do modelo completo do sistema de controle. Neste caso, considera-se como distúrbio o conjugado de carga da turbina (T_L). A função de transferência para obtenção da curva de rigidez dinâmica é dada por:

$$\frac{T_L}{\omega_r} = -\frac{a_1 s^4 + a_2 s^3 + a_3 s^2 + a_4 s + a_5}{P(\sigma L_{rr} s^3 + (R_r + K_{P_{ird}})s^2 + K_{I_{ird}}s)} \quad (2.51)$$

onde:

$$a_1 = 2J\sigma L_{rr} \quad a_2 = 2J(R_r + K_{P_{ird}}) \quad a_3 = (2JK_{I_{ird}} + P K_{Te} K_{P_{\omega r}} K_{P_{ind}})$$

$$a_4 = P K_{Te} (K_{P_{\omega r}} K_{I_{ird}} + K_{I_{\omega r}} K_{P_{ird}}) \quad a_5 = P K_{Te} K_{I_{\omega r}} K_{I_{ird}}$$

A curva de rigidez dinâmica é apresentada na Figura 2.19, onde observa-se que, no ponto de mínimo da curva, uma variação do conjugado da ordem de 100% (9×10^5) no conjugado da turbina é necessário para que a velocidade do gerador varie 1rad/s em desacordo com a velocidade imposta pela referência. Com esse resultado ilustrando um desejável comportamento para rejeição de distúrbios, os ganhos calculados para os controladores foram mantidos.

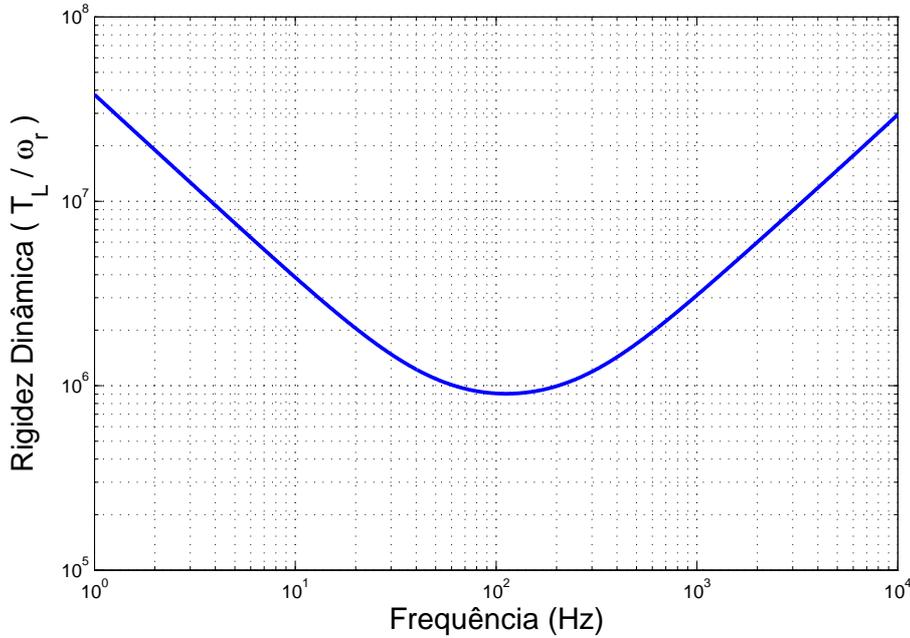


Figura 2.19: Diagrama de blocos da malha de controle de velocidade.

A referência para a malha de controle de velocidade é obtida em função da velocidade de vento incidente (V), conforme apresenta a Equação (2.52). A necessidade de medir da velocidade de vento incidente, para o acompanhamento do ponto de coeficiente de potência ótima (máxima eficiência), é uma desvantagem desta estratégia de controle, pois esta grandeza é variável com a altura e, também, muito perturbada pela operação do rotor eólico e

de turbinas eólicas adjacentes.

$$\omega_r^* = \frac{\lambda_{otm} V}{R} \quad (2.52)$$

sendo ω_r^* a referência de controle da malha de velocidade de rotor, λ_{otm} a relação de velocidade ótima e R o raio da turbina eólica.

Adicionalmente, ao seguir a referência de velocidade desejada, esta estratégia pode impor variações bruscas de conjugado eletromagnético que, dependendo, obviamente, do ajuste da banda passante dos controladores de velocidade, pode proporcionar o consumo ou injeção severa de potência ativa na rede, comprometendo com isso os critérios de qualidade da energia fornecida para rede.

2.2.3.5 Controle com realimentação de potência ativa

Outra possibilidade de controle do canal de eixo direto é com realimentação da potência ativa fornecida para a rede (P_N). Devido ao fato da referência de controle de potência depender da velocidade de rotação da turbina e, portanto encontrar-se sujeita à dinâmica de velocidade, o fornecimento de potência ativa para a rede é adequadamente lento e não agressivo aos critérios de qualidade da energia. O diagrama de blocos do controle de potência ativa fornecida para a rede é apresentado na Figura 2.20. Para obtenção da malha fechada de controle, o termo referente a potência ativa de rotor (P_r) pode ser considerado uma perturbação e, por isso, não terá efeito na dinâmica principal da planta, durante o projeto dos ganhos do controlador PI. Os ganhos proporcional e integral do controlador de potência ativa foram calculados aplicando a mesma metodologia apresentada para o controle de potência reativa do conversor GSC.

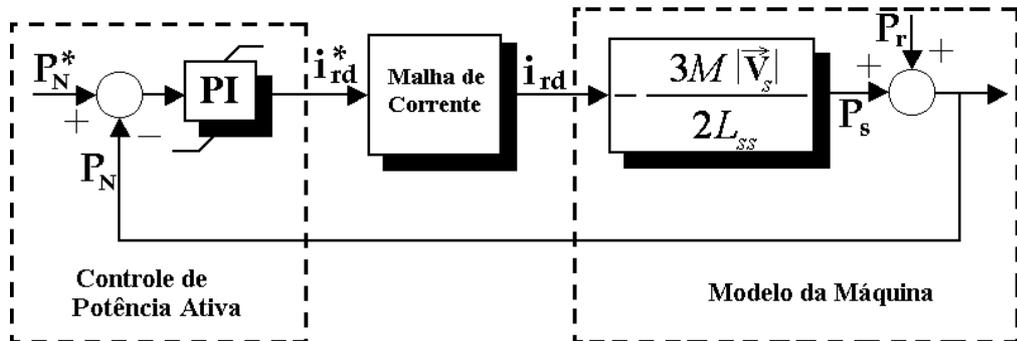


Figura 2.20: Malha de controle de potência ativa.

De acordo com Sloomweg et al. (2001), a referência de controle da malha de potência ativa fornecida para rede (P_N^*) é obtida em função das equações estáticas do modelo da turbina eólica, sendo:

$$P_{WT} = \frac{1}{2} \rho A V^3 C_{p_{MAX}} \quad (2.53)$$

onde, a velocidade de vento em função de λ_{otm} é:

$$V = \frac{\omega_{WT} R}{\lambda_{otm}} \quad (2.54)$$

Assim, substituindo a Equação (2.54) na Equação (2.53), chega-se a equação que expressa a potência ativa extraída de vento, em função apenas da velocidade de giro da turbina eólica, dada por:

$$P_{WT} = \frac{1}{2} \frac{R^3}{\lambda_{otm}^3} \rho A C_{p_{max}} \omega_{WT}^3 = K \omega_{WT}^3 \approx P_N^* \quad (2.55)$$

É importante ressaltar que, quando a velocidade de vento for superior a velocidade de vento nominal, a referência de controle da malha externa do canal de eixo direto, seja de potência ativa ou velocidade de rotor, é fixada no seu valor máximo, e a turbina eólica será controlada a partir deste ponto, mecanicamente, pelo controle do ângulo de passo das pás.

2.2.3.6 Controle com realimentação de potência reativa de estator

Através do canal de eixo em quadratura da corrente de rotor é realizado, normalmente, o controle da potência reativa do sistema de geração, controlando-se o consumo ou fornecimento de potência reativa do estator do gerador de indução. Esta estratégia de controle permite operar o sistema com alto fator de potência e, também, dar suporte de reativos para rede elétrica durante transitórios (Brekken e Mohan, 2003).

Usualmente, a referência de controle da malha de potência reativa de estator (Q_s^*) é igualada a zero, durante a operação em regime permanente, permitindo com isso a operação do sistema de geração eólico com fator de potência unitário (Erlich et al., 2007a). Neste sentido, será adiante apresentada uma proposta para definição da referência de controle de potência reativa, baseada nos limites do conversor reversível.

Para a estratégia de controle em malha fechada é necessária a realimentação da potência reativa do estator, sendo que neste caso, a mesma pode ser determinada através da equação de potência aparente do gerador, dada por:

$$Q_s = \Im \left\{ \frac{3}{2} |\vec{v}_s| \vec{i}_s^* \right\} \quad (2.56)$$

Simplificando, devido ao referencial adotado, tem-se que:

$$Q_s = -\frac{3}{2} |\vec{v}_s| i_{sq} \quad (2.57)$$

Substituindo-se a componente de corrente de estator de eixo em quadratura (i_{sq}), dada na Equação (2.36), obtém-se:

$$Q_s = -\frac{3}{2} \frac{|\vec{v}_s|^2}{\omega_s L_{ss}} + \frac{3}{2} \frac{M}{L_{ss}} |\vec{v}_s| i_{rq} \quad (2.58)$$

Igualmente apresentado para a malha de controle de potência reativa do conversor GSC (Q_n) foi utilizado um controlador PI, para o controle da potência reativa de estator (Q_s), conforme apresenta o diagrama de blocos na Figura 2.21. Nesta caso, também foi desconsiderado o termo constante para obtenção da função de transferência de malha fechada do sistema, permitindo com isso o projeto dos ganhos do controlador PI, aplicando-se a mesma metodologia apresentada malha do conversor GSC.

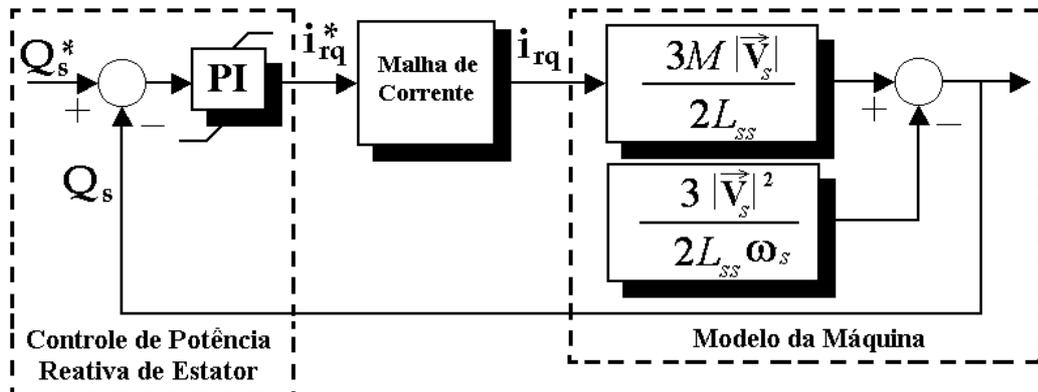


Figura 2.21: Diagrama de blocos do controle de potência reativa de estator.

2.2.3.7 Resultados de Simulação

Os resultados de simulação de controle do conversor RSC são apresentados, nos mesmos moldes realizado para o conversor GSC, para ilustrar o desempenho das estratégias de controle, assim como, para possibilitar uma análise das respostas transitórias, frente a uma variação em degrau na referência. Assim, é apresentado na Figura 2.22(a), inicialmente, o comportamento da malha de controle de corrente de rotor de eixo em quadratura, onde se observa uma rápida resposta, com um tempo de acomodação de aproximadamente 2ms. A perturbação causada na malha de corrente de rotor de eixo direto, durante o transitório na canal de eixo em quadratura, devido a existência do acoplamento indutivo entre as malhas de eixos d-q, é apresentada na Figura 2.22(b), onde pode ser observado que a corrente se manteve controlada e, por isso, pode-se considerar a perturbação desprezível.

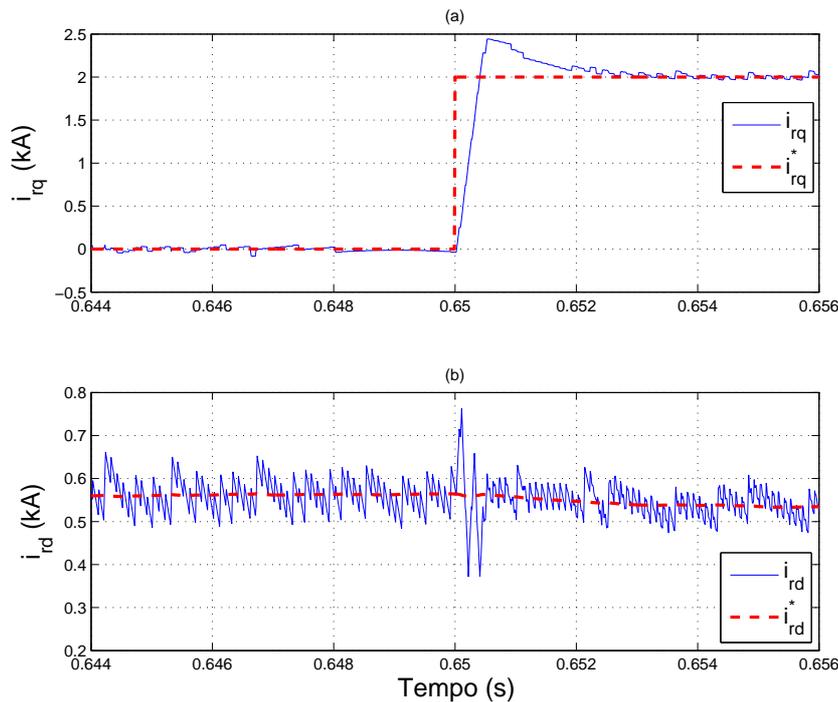


Figura 2.22: Resposta ao degrau da malha de corrente de rotor. (a) - Componente de corrente de rotor de eixo em quadratura. (b) - Componente de corrente de rotor de eixo direto.

A resposta da malha de controle de velocidade do DFIG é apresentada na Figura 2.23(a), onde se destaca um comportamento bastante lento desta malha de controle, semelhante à malha de tensão do barramento CC. O tempo de acomodação aproximado é de 60ms, entretanto, mesmo com essa dinâmica lenta, pode-se ter uma elevada demanda de corrente de rotor de eixo direto (i_{rd}), como ilustrado na Figura 2.23(b) e, conseqüentemente, de conjugado eletromagnético frenante, proporcionando uma injeção severa de potência ativa na rede, como pode ser visto na Figura 2.23(c), sendo essa uma das desvantagens desta estratégia de controle.

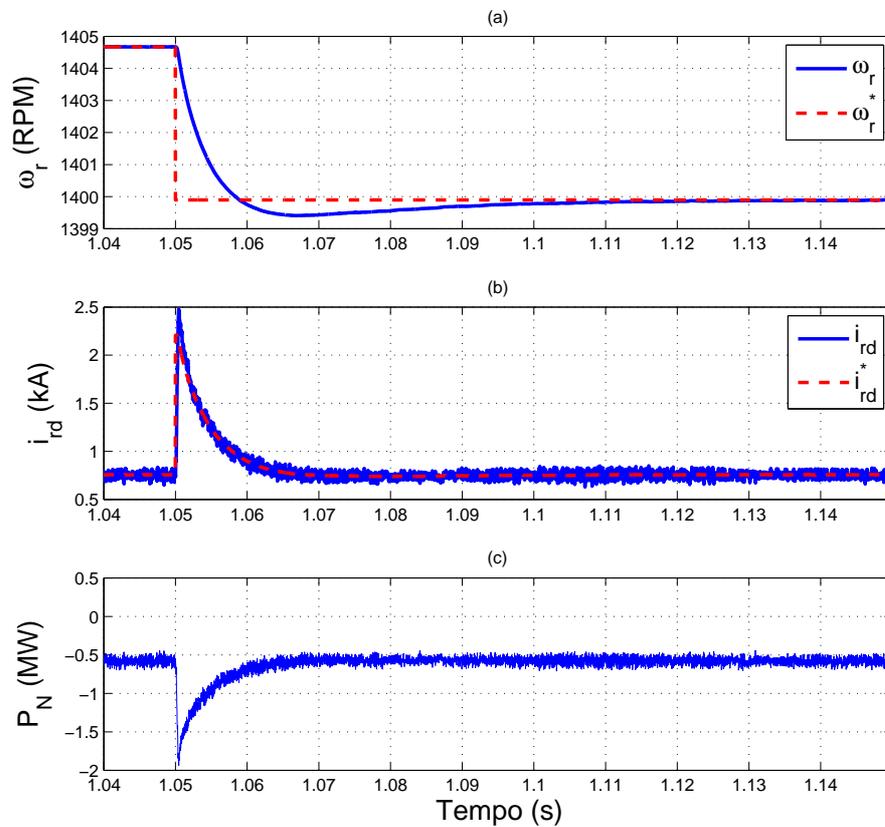


Figura 2.23: Resposta ao degrau da malha de controle de velocidade mecânica de rotor. (a) - Velocidade mecânica. (b) - Componente de corrente de rotor de eixo direto. (c) - Potência ativa total fornecida para a rede.

Nos mesmos moldes, é apresentado na Figura 2.24(a) a resposta da malha de controle de potência ativa fornecida para a rede. Observa-se claramente que a malha de potência ativa responde rapidamente à demanda de potência,

imposta pela referência de controle, sem a injeção severa de potência ativa na rede elétrica e, com isso, evitando-se comprometer os critérios de qualidade da energia fornecida para rede. Com relação à corrente de rotor, ilustrada na Figura 2.24(b), pode ser visto que a mesma se mantém controlada durante todo transitório, ilustrando, também, uma transição suave. Adicionalmente, é apresentado na Figura 2.24(c) o comportamento da velocidade de rotor do gerador, onde se destaca dois momentos: primeiro quando a referência de potência ativa é igual a zero e, por isso, o gerador acelera pois não há conjugado eletromagnético frenante e, posteriormente, quando a máquina passa a fornecer potência ativa para a rede, destacando a transição suave entre aceleração e desaceleração.

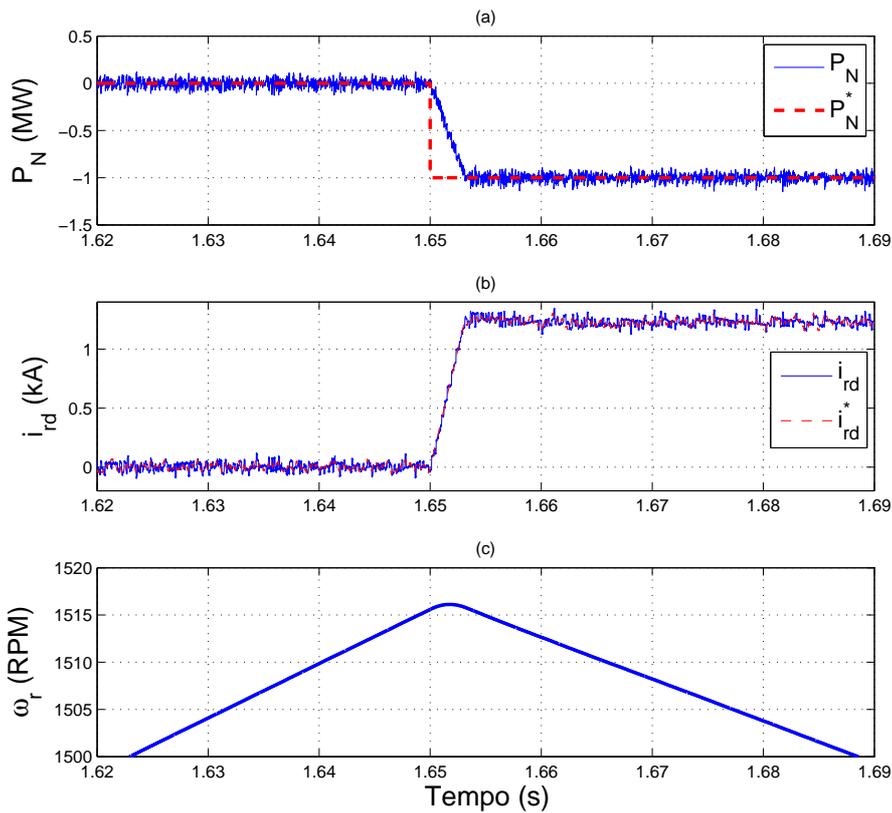


Figura 2.24: Resposta ao degrau da malha de potência ativa. (a) - Potência ativa total fornecida para a rede. (b) - Componente de corrente de rotor de eixo direto. (c) - Velocidade mecânica de rotor.

O projeto dos ganhos dos controladores da malha de controle de potência reativa de estator foi feito de forma a se obter, propositalmente, o mesmo desempenho da malha de potência reativa do conversor GSC. A Figura 2.25 ilustra a resposta ao degrau da malha de potência reativa de estator, assim como, de potência reativa do conversor GSC, onde pode ser destacado nesta figura a referência de controle de potência reativa (Q^*) atribuída, simultaneamente, para as malhas de controle de potência reativa do conversor GSC (Q_n^*) e para a malha de controle da potência reativa de estator (Q_s^*). Com isso, obteve-se um controle da potência reativa no ponto de conexão com a rede, devido ao fato da potência reativa total no ponto de conexão com a rede (Q_N) ser formada pela soma das parcelas de potência reativa de estator (Q_s) e do conversor GSC (Q_n).

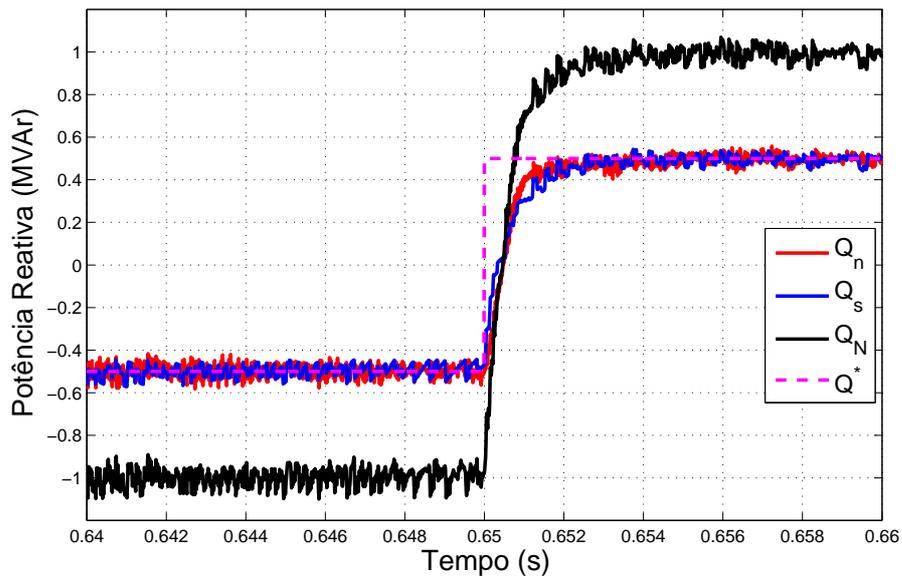


Figura 2.25: Resposta ao degrau da malha de potência reativa de estator, ilustrando as dinâmicas da malha de potência reativa de estator e da malha potência reativa do conversor GSC.

Uma vez observada essa possibilidade de controle compartilhado de potência reativa, do sistema de geração equipado com DFIG, será apresentado no Capítulo 6 uma nova estratégia de controle, que permite variar a distribuição do controle de potência reativa, entre os conversores da GSC e RSC, de forma a se obter um maior aproveitamento da potência aparente ociosa dos conversores, permitindo aumentar o fornecimento de potência reativa.

2.3 Comentários Finais

Neste capítulo foram tratadas as principais estratégias de controle empregadas nos sistema de geração eólico, equipado com DFIG, tanto para controle do conversor RSC, quanto para controle do conversor GSC. As malhas de controle apresentaram um desempenho dinâmico satisfatório, frente as simulações realizadas, que procuraram abranger condições extremas de transitórios nos controles dos dois conversores, as quais podem estar sujeitos durante a operação do sistema de geração.

A utilização do conceito de alocação de pólos mostrou-se um aspecto relevante para a sintonia dos controladores das diversas malhas de controle do sistema de geração. Adicionalmente, buscando verificar a robustez da sintonia dos controladores, foram analisadas as curvas de rigidez dinâmica das malhas de controle, assim como, a capacidade de rejeição de distúrbio.

Para complementar a análise das estratégias de controle apresentadas neste capítulo, assim como, para permitir uma melhor análise de cada uma das dinâmicas das malhas, serão apresentados a seguir os resultados experimentais obtidos em laboratório.

Resultados Experimentais

Os resultados experimentais apresentados neste capítulo foram obtidos na Universidade Tecnológica de Chemnitz, Alemanha, durante intercâmbio com duração de seis meses, entre o período de maio a novembro de 2007, sob orientação do Professor Dr. Wilfried Hofmann. A Alemanha ocupava até o ano de 2007 o primeiro lugar na lista dos países com maior capacidade de geração de energia eólica (potência instalada), isso pode ser considerado como uma das principais justificativas e de grande relevância para desenvolvimento deste trabalho naquele país.

3.1 Atividades Desenvolvidas

Na T. U. Chemnitz, a bancada experimental desenvolvida é composta por uma máquina de indução de rotor bobinado com potência nominal de 4kW, cujas especificações são apresentadas no Apêndice (C), um conversor estático reversível em potência conectado ao circuito de rotor, um filtro LC conectado na entrada do conversor e um acionamento elétrico com motor de corrente contínua, que é utilizado como simulador de turbina eólica. Assim, as atividades desenvolvidas que contribuíram para consolidação dos trabalhos desta Tese de Doutorado e de pesquisas realizadas foram:

- Re-configuração da bancada experimental da T. U. Chemnitz: nesta nova configuração foi inserido um transformador abaixador no circuito de rotor, com relação de transformação de 380V/70V, reduzindo-se a tensão no barramento CC a níveis seguros de operação, evitando-se as constantes queimas de componentes.
- Configuração e programação de um DSP (modelo TMS320F2808): realizado para possibilitar uma análise comparativa entre as plataformas DSP e dSPACE.

- Sintonia dos controladores: foram ajustados todos os ganhos dos controladores das malhas de controle dos conversores GSC e RSC, utilizando a metodologia apresentada no Capítulo 2.
- Implementação de moduladores PWM: duas estratégias diferentes de PWM, sendo um contínuo (SVPWM) e outro descontínuo (DPWM1) baseadas no trabalho de Hava et al. (1999), foram implementadas para avaliar o conteúdo harmônico das correntes injetadas na rede.
- Medição da potência fornecida para rede: realizou-se um levantamento da capacidade de geração da bancada experimental, excursionando todo o seu intervalo de operação. Adicionalmente, obteve-se um levantamento das perdas elétricas do sistema de geração.
- Desenvolvimento, simulação e implementação de uma estratégia de controle de potência reativa: foi proposto uma estratégia de controle de potência reativa, que permite controlar a potência reativa no ponto de conexão com a rede elétrica, incluindo uma limitação dinâmica imposta, principalmente, pelo ponto de operação do gerador de indução.
- Avaliação durante distúrbios: foi iniciado um estudo de verificação do comportamento do sistema de geração frente a um afundamento de tensão, sendo que neste tópico, foi possível apenas uma análise inicial do conversor conectado à rede.

3.2 Estratégias de Controle dos Conversores

Para controlar o conversor do lado da rede (GSC) foram utilizados quatro controladores PIs, em uma estrutura exatamente igual a estrutura utilizada na bancada existente na UFMG. Já o controle do conversor RSC é feito utilizando cinco controladores PIs, onde as malhas de controle são apresentadas na Figura 3.1, para facilitar o entendimento desta estrutura. Neste caso, a estratégia de controle do conversor de rotor se difere na sua estrutura, onde são utilizados três malhas em cascata para o canal de eixo direto e duas malhas para o canal eixo em quadratura, sendo portanto necessários cinco controladores PIs, onde o diferencial está relacionado com a existência de uma malha de controle de conjugado eletromagnético.

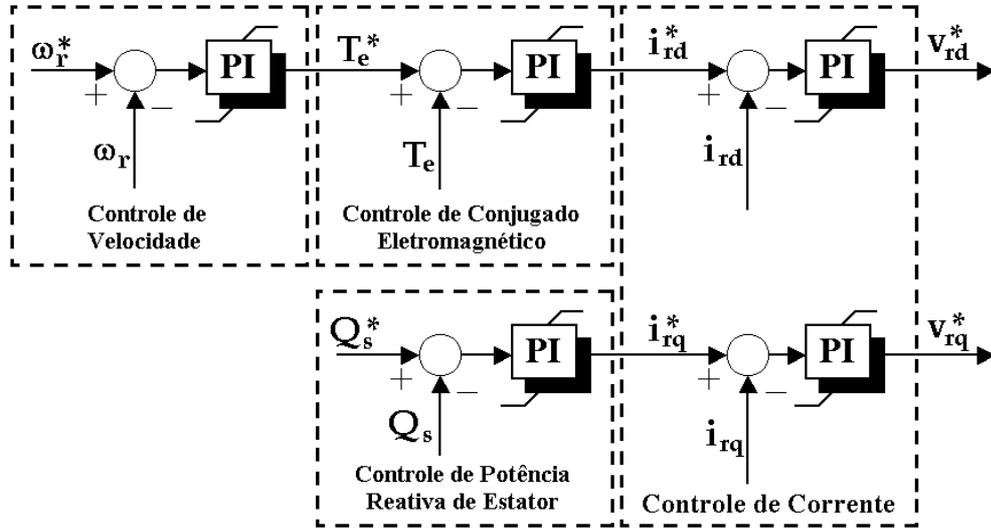


Figura 3.1: Estratégia de controle do conversor RSC.

É importante ressaltar que, a malha de controle de conjugado é projetada para proporcionar um controle suave do sistema de geração, de forma semelhante à estratégia de controle de potência ativa fornecida para a rede, apresentada anteriormente e, com isso, permitir reduzir a imposição severa de conjugado eletromagnético no gerador de indução de dupla alimentação, evitando-se estresses na estrutura mecânica do sistema de geração, principalmente, na caixa de transmissão.

3.3 Pontos de Operação do DFIG

Durante a análise das estratégias de controle e do levantamento da curva de potência da bancada experimental, o sistema foi submetido a operação, em regime permanente, em vários pontos de operação, que variam desde o limite inferior de velocidade até o limite superior de velocidade, sendo de 1200rpm e 1800rpm, respectivamente. O objetivo foi avaliar o funcionamento do sistema em regime permanente, para uma posterior análise em regime dinâmico.

3.3.1 Região subsíncrona

Inicialmente, na Figura 3.2(a) é apresentada a velocidade mecânica de rotor (ω_r) ilustrando um ponto qualquer de operação na região subsíncrona. Nas Figuras 3.2(b) e 3.2(c) é apresentado o conjugado eletromagnético do

gerador (T_e) e a componente de corrente de rotor de eixo direto (i_{rd}), respectivamente, assim como suas referências de controle. Observa-se que a máquina de indução opera, em regime permanente, próxima ao seu limite inferior de velocidade (aproximadamente 80% da velocidade síncrona) desenvolvendo 17,78% do conjugado nominal, assim como, flui pelo enrolamento de rotor uma corrente de rotor de eixo direto, com valor aproximado de 18,67% da corrente nominal, necessária para produção deste conjugado.

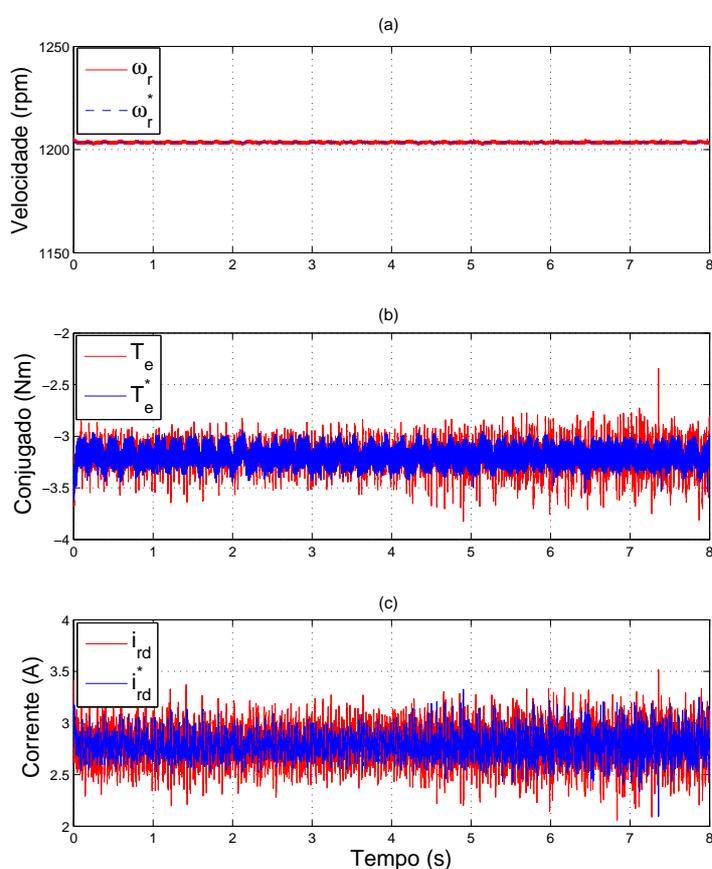


Figura 3.2: Ponto de operação do DFIG em regime permanente a velocidade sub-síncrona. (a) - Velocidade de rotor. (b) - Conjugado eletromagnético. (c) - Componente de corrente de rotor de eixo direto.

3.3.2 Operação na velocidade síncrona

Outro ponto de operação do DFIG, em regime permanente, é visto na Figura 3.3(a), exemplificando a operação na velocidade síncrona, que é igual a 1500rpm. A operação na velocidade síncrona é conseguida aplicando-se corrente contínua nos terminais de rotor, fazendo com que a máquina se comporte à semelhança de uma máquina síncrona. Neste caso, o conjugado eletromagnético desenvolvido pela máquina, ilustrado na Figura 3.3(b), corresponde a 50% do conjugado nominal, assim como, a corrente de rotor de eixo direto imposta pelo conversor de rotor, ilustrada na Figura 3.3(c), corresponde a aproximadamente 52,67% da corrente nominal.

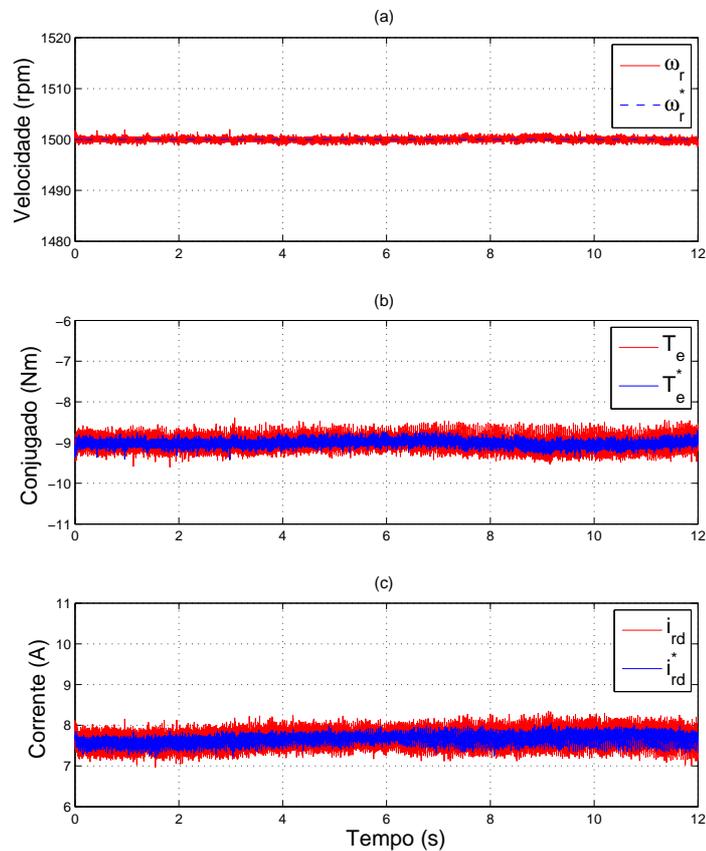


Figura 3.3: Operação em regime permanente do gerador de indução na velocidade síncrona. (a) - Velocidade de rotor. (b) - Conjugado eletromagnético. (c) - Componente de corrente de rotor de eixo direto.

3.3.3 Região supersíncrona

Finalmente, é apresentado na Figura 3.4(a) a velocidade mecânica de rotor para a operação do DFIG, em regime permanente, na região de velocidade supersíncrona. A máquina está próxima do seu limite superior de velocidade, correspondendo a 114,13% em relação a velocidade síncrona, desenvolvendo um conjugado eletromagnético aproximado de 83,33% e uma corrente de rotor de eixo direto com a mesma porcentagem, como ilustrado na Figura 3.4(b) e na Figura 3.4(c), respectivamente.

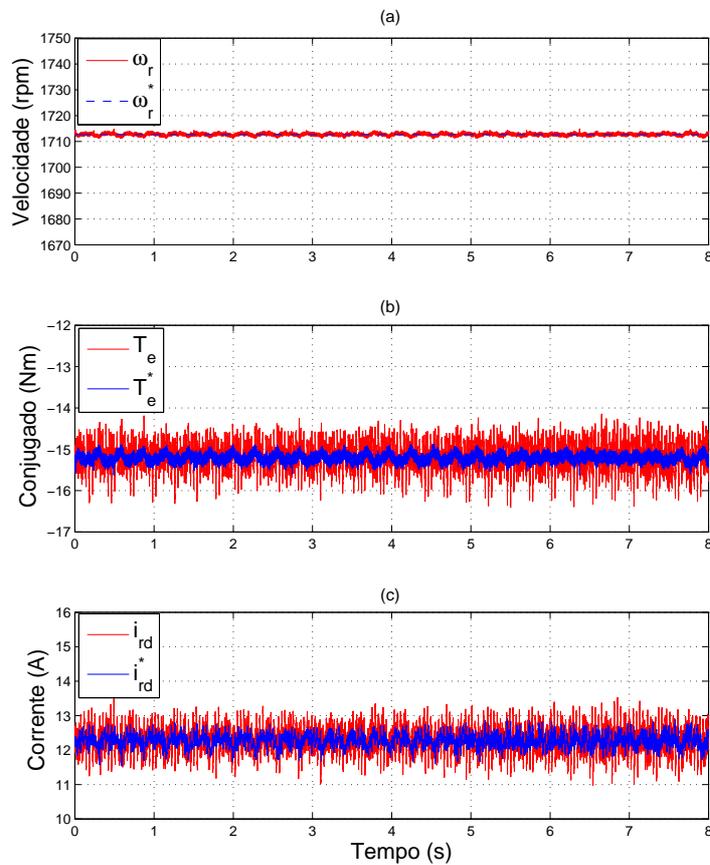


Figura 3.4: Ponto de operação do DFIG em regime permanente a velocidade supersíncrona. (a) - Velocidade de rotor. (b) - Conjugado eletromagnético. (c) - Componente de corrente de rotor de eixo direto.

As medições ponto a ponto, dos possíveis pontos de operação, da bancada de testes foram feitas para permitir calcular o instante inicial de operação, ou

seja, a partir de qual velocidade de vento a turbina eólica pode ser conectada na rede elétrica, assim como, a máxima potência que a bancada pode fornecer para a rede, visto que a potência mecânica de entrada máxima é de 4kW. Com estes ensaios foi possível observar que a máquina de indução de rotor bobinado utilizada tem perdas a vazio da ordem de 400W. A Figura 3.5 ilustra os pontos de operação, em regime permanente, para o sistema eólico equipado com DFIG.

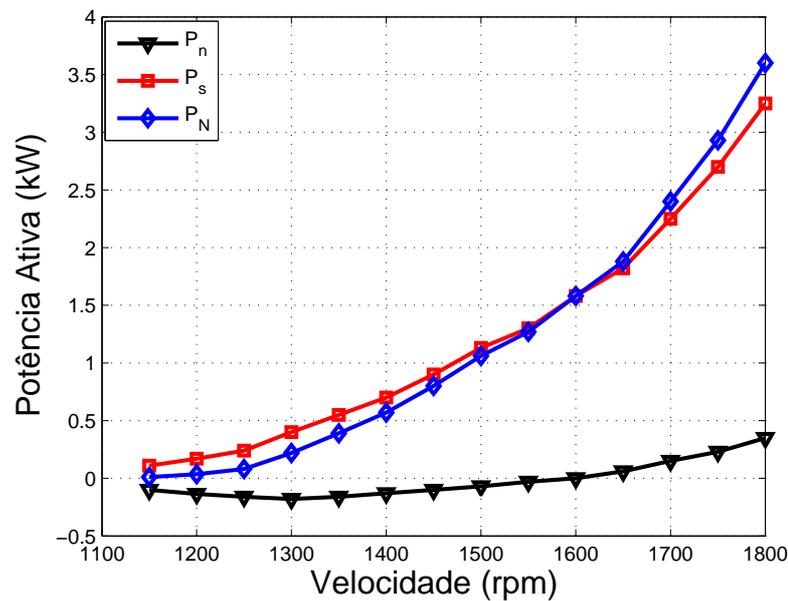


Figura 3.5: Levantamento da curva de capacidade do sistema de geração equipado com gerador de indução de dupla alimentação.

Uma vez definidos os pontos de operação do DFIG em regime permanente partiu-se para análise dinâmica das respostas das malhas de controle. Os transitórios foram realizados em degrau ou rampa, dependendo da dinâmica a ser observada, sendo os resultados apresentados em diferentes escalas de tempo, para permitir uma melhor visualização e análise dos mesmos.

3.4 Resultados Experimentais

Nesta seção serão apresentados e analisados os resultados experimentais obtidos. Inicialmente, será apresentada a resposta dos controladores, sincronizados de acordo com a metodologia apresentada no Capítulo 2.

3.4.1 Controle de corrente do conversor GSC

Para analisar a resposta das malhas de controle da corrente de entrada do conversor GSC foram realizados dois procedimentos, sendo o primeiro, uma variação em degrau, com amplitude igual 1A. Esta variação foi feita diretamente nas referências das correntes, como apresentado na Figura 3.6(a) e na Figura 3.6(b), respectivamente. É importante ressaltar que durante os transitórios, ambos controles externos de potência reativa e tensão do barramento CC estavam desativados. Pode ser observado que, no instante em que se tem uma transição na referência de controle de corrente, tanto na componente de eixo direto quanto na componente de eixo em quadratura, tem-se uma rápida resposta das malhas de controle. Na Figura 3.6(c) é apresentado o comportamento das correntes trifásicas durante os transitórios.

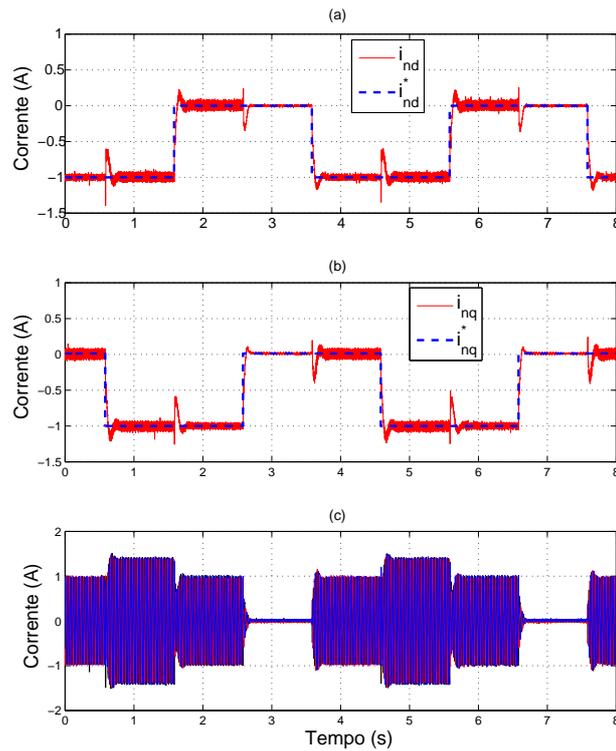


Figura 3.6: Resposta ao degrau das malhas de controle de corrente - GSC.

(a) - Componente de eixo direto. (b) - Componente de eixo em quadratura. (c) - Correntes trifásicas de entrada do conversor GSC.

É importante dizer que, há um acoplamento entre os eixos coordenados, que pode ser melhor visualizado quando se tem uma ampliação do instante de transição nas referências das correntes de eixos d-q. Para isto, pode ser destacado, na Figura 3.7(b), o exato instante em que ocorre a variação em degrau unitário na referência de corrente em quadratura, assim como, a perturbação causada na componente de eixo direto e nas correntes trifásica de entrada do conversor, apresentado na Figura 3.7(a) e na Figura 3.7(c), respectivamente. Nesta figura pode ser visto também o tempo de acomodação da malha de controle de corrente, sendo este aproximadamente igual a um período de rede, ou seja, 20ms.

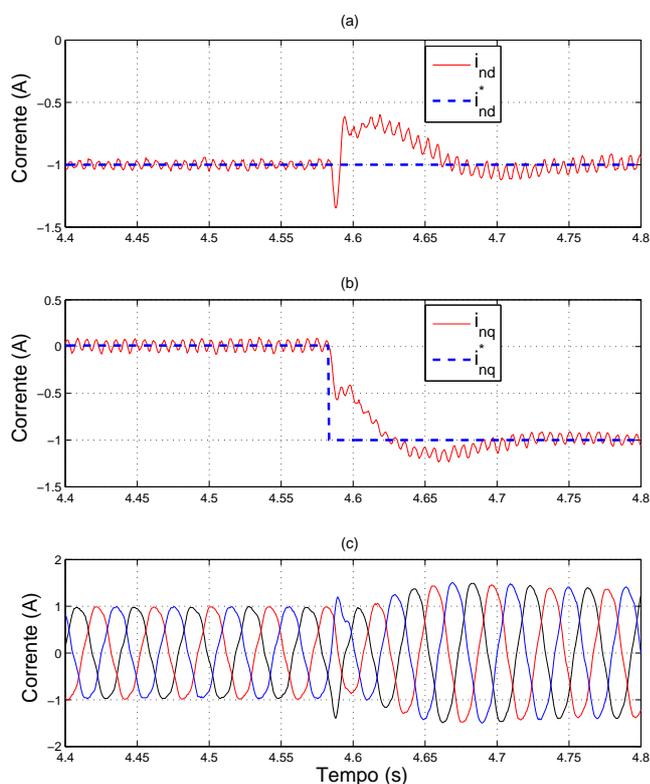


Figura 3.7: Ampliação do instante da transição da referência de corrente (eixo em quadratura), permitindo observar o tempo de resposta da malha de controle de corrente do conversor GSC. (a) - Componente de eixo direto. (b) - Componente de eixo em quadratura. (c) - Correntes trifásicas de entrada do conversor GSC.

Para avaliar e melhor visualizar o acoplamento entre os eixos d-q foi aplicado uma variação na referência de corrente reativa (i_{nq}^*) com maior amplitude, sendo em degrau de 0 a 6A, como apresentado na Figura 3.8(a). Durante esta variação, o controle de tensão do barramento CC estava habilitado por questão de segurança. A Figura 3.8(b) apresenta a influência na componente de eixo direto (i_{nd}) e a Figura 3.8(c) apresenta o comportamento das correntes trifásicas de entrada do conversor GSC.

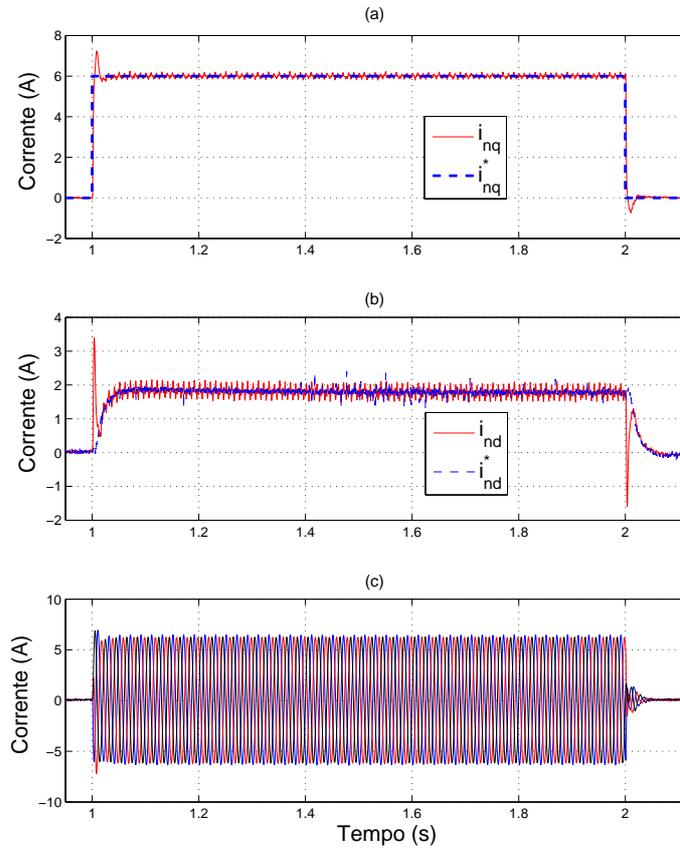


Figura 3.8: Variação em degrau da componente da corrente i_{nq} , com amplitude de 6A, permitindo observar o impacto na corrente de eixo direto. (a) - Componente de eixo em quadratura. (b) - Componente de eixo direto. (c) - Correntes trifásicas de entrada do conversor GSC.

Para uma melhor análise deste acoplamento entre os eixos d-q é apresentada na Figura 3.9(a) uma ampliação do instante de transição da corrente.

Como já mencionado, pode ser observado que a componente de corrente reativa (i_{nq}) alcança o regime permanente em aproximadamente um período de rede e, neste caso, a amplitude (pico de corrente) do acoplamento indutivo, causado na componente ativa (i_{nd}), é de 3.5A aproximadamente, como apresentado na Figura 3.9(b).

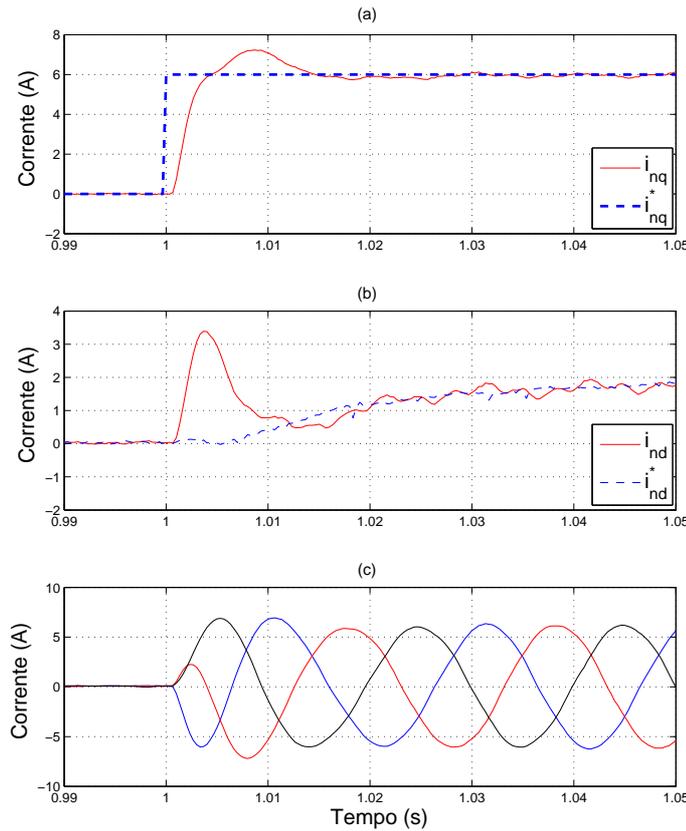


Figura 3.9: Ampliação do instante da transição da referência de corrente (i_{nq}). (a) - Componente de eixo em quadratura. (b) - Componente de eixo direto. (c) - Correntes trifásicas de entrada do conversor GSC.

Durante a variação na componente reativa da corrente de entrada do conversor GSC (i_{nq}) tem-se uma correção na referência de corrente ativa (i_{nd}), proporcionada automaticamente pela malha de controle de tensão do barramento CC, permitindo o controle da componente reativa da corrente e, simultaneamente, mantendo a tensão do barramento CC em seu valor de referência (150V). Isto ocorre porque a variação da componente de corrente

reativa gera perda de potência injetada no barramento CC, que como consequência, reduz a tensão do barramento CC, exigindo portanto um aumento da componente ativa (i_{nd}) para suprir essa demanda. O impacto causado na tensão do barramento CC pode ser visto na Figura 3.10(c). Observa-se também que a malha de tensão é rápida o suficiente para controlar a tensão do barramento CC, evitando que o sistema seja desligado ou que alguma proteção seja atuada. Destaca-se ainda que, a amplitude da variação da tensão ($\pm 5V$) está dentro dos limites aceitáveis de projeto.

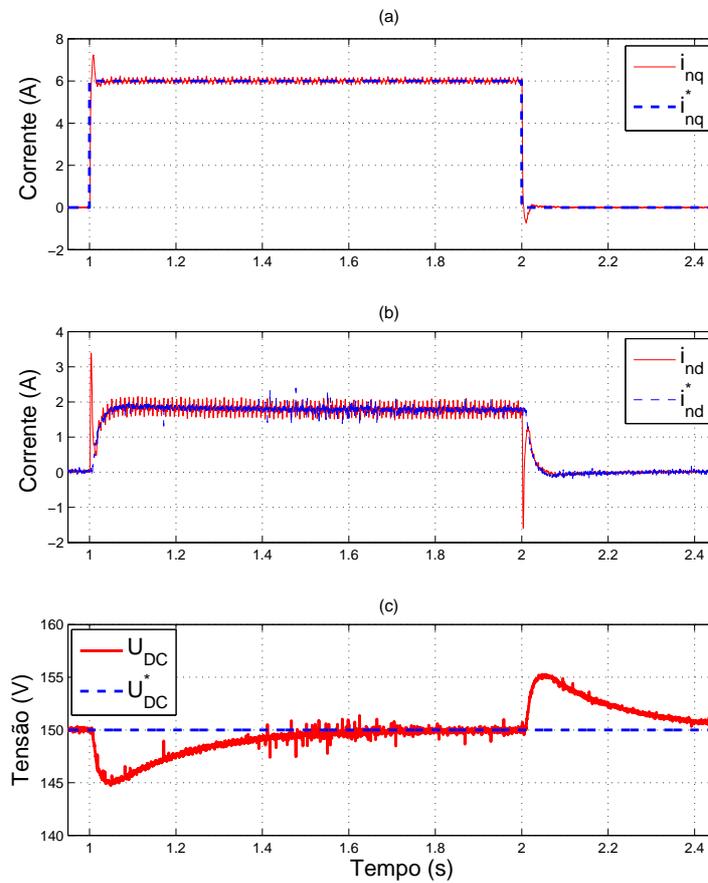


Figura 3.10: Variação em degrau da componente reativa de corrente da rede (i_{nq}), com amplitude de 6A, permitindo observar o impacto na malha de controle de tensão do barramento CC. (a) - Componente de eixo em quadratura. (b) - Componente de eixo direto. (c) - Tensão do barramento CC.

3.4.2 Controle de tensão do barramento CC

Para avaliar o desempenho desta malha de controle foi, inicialmente, realizada uma análise à resposta ao degrau. A Figura 3.11(a) ilustra a resposta ao degrau, cuja amplitude foi de 20V, na referência da malha de tensão do barramento CC. Ressalta-se que a resposta do controlador de tensão não necessita ser tão rápida, para evitar injeções bruscas de potência ativa na rede elétrica. Pode ser visto também, a componente ativa de corrente (i_{nd}) demandada pela malha de tensão, necessária para elevar a tensão do barramento CC ao valor desejado, e a potência ativa (P_n) consumida da rede elétrica pelo conversor GSC, na Figura 3.11(b) e na Figura 3.11(c), respectivamente.

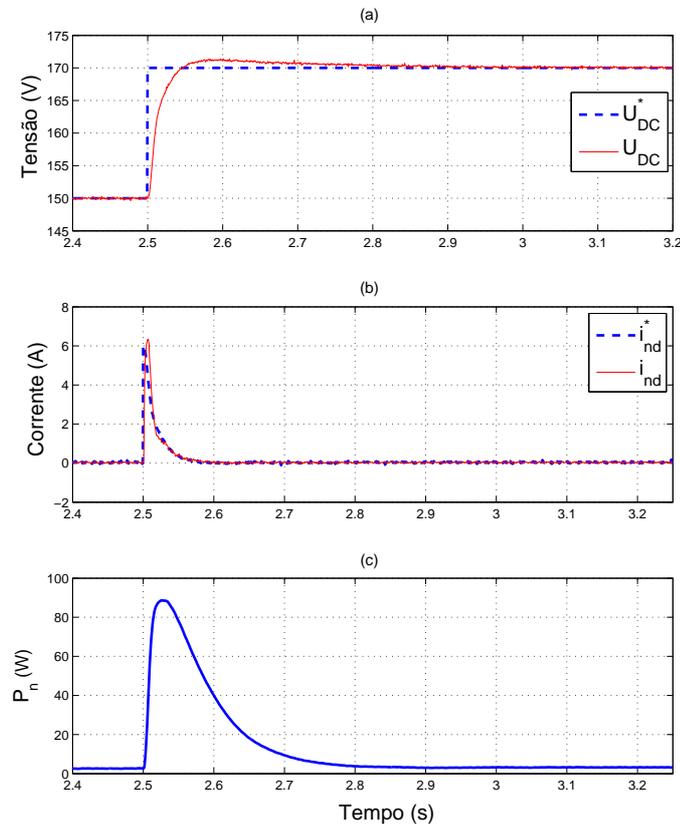


Figura 3.11: Variação em degrau da referência da malha de tensão do barramento CC, para análise transitória da malha de controle de tensão. (a) - Tensão do barramento CC. (b) - Componente de corrente de eixo direto. (c) - Potência ativa que flui pelo conversor GSC.

Uma melhor avaliação do transitório, na malha de tensão no barramento CC, é obtida quando se destaca o instante exato de transição da referência de tensão (U_{DC}^*), sendo esta ampliação apresentada na Figura 3.12(a), onde pode ser visto que o tempo de acomodação é de aproximadamente 40ms. É ilustrado também nas Figuras 3.12(b) e 3.12(c) as componentes de eixo direto e em quadratura da corrente do conversor GSC, onde observa-se, a perturbação causada na componente de eixo em quadratura (i_{nq}), devido a variação na corrente de eixo direto (i_{nd}).

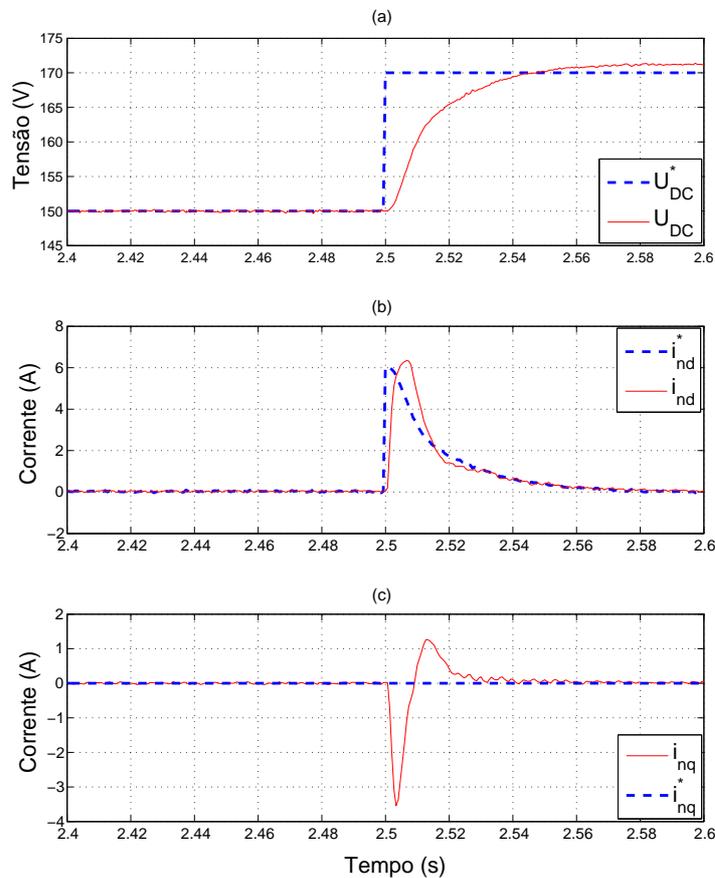


Figura 3.12: Ampliação do instante de variação em degrau da tensão do barramento CC, para análise da malha de controle de tensão. (a) - Tensão do barramento CC. (b) - Componente de corrente de eixo direto. (c) - Componente de corrente de eixo em quadratura.

3.4.3 Controle da potência reativa de estator

A avaliação do desempenho da malha de controle de potência reativa de estator foi realizada, também, frente uma variação em degrau na referência de controle, com amplitude de -1kVAr . Inicialmente, o valor da potência reativa de estator é de 1kVAr e, com isso, tem-se uma variação de 1kVA até o valor final igual a zero, como mostra a Figura 3.13(a). Em função desta variação é possível observar na Figura 3.13(b) o aumento na demanda de corrente de rotor, necessária para realizar a magnetização da máquina via conversor de rotor, e na Figura 3.13(c) o impacto causado na tensão do barramento CC (U_{DC}), onde poder ser visto que, durante os transitórios, tem-se um distúrbio, com amplitude de aproximadamente 20V , porém este distúrbio está dentro dos limites aceitáveis de variação de tensão, que é de $\pm 20\%$.

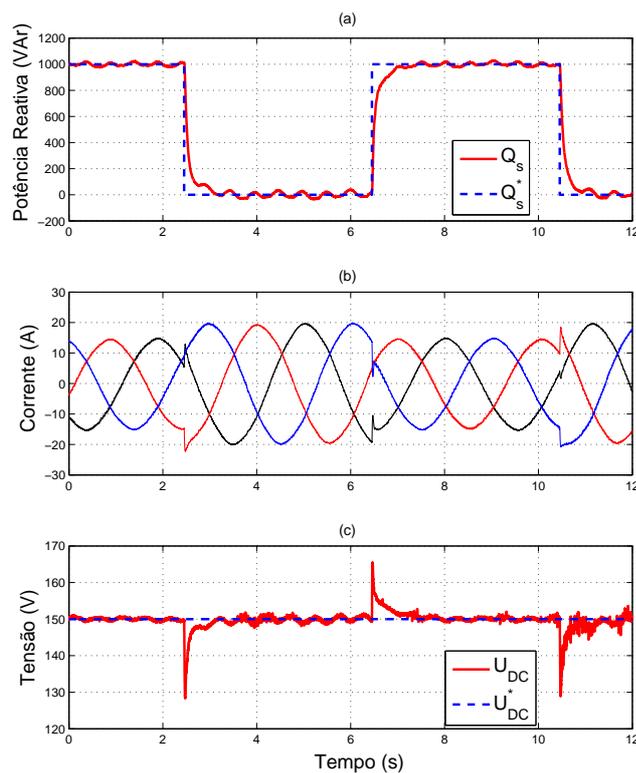


Figura 3.13: Variação em degrau da referência de potência reativa do estator.

- (a) - Potência reativa de estator.
- (b) - Correntes trifásicas de rotor.
- (c) - Tensão do barramento CC.

Com o controle da potência reativa de estator do gerador, pode ser visto na Figura 3.14 a tensão (v_{sa}) e a corrente de estator da fase A (i_{sa}), com defasamento de 180° , indicando potência ativa negativa (modo de operação gerador) e potência reativa zero (operação com fator de potência unitário). Observa-se também nesta figura, as componentes de eixo d-q da corrente de estator, sendo a componente reativa (i_{sq}) igual à zero e a componente ativa (i_{sd}) igual ao valor de pico da corrente de estator.

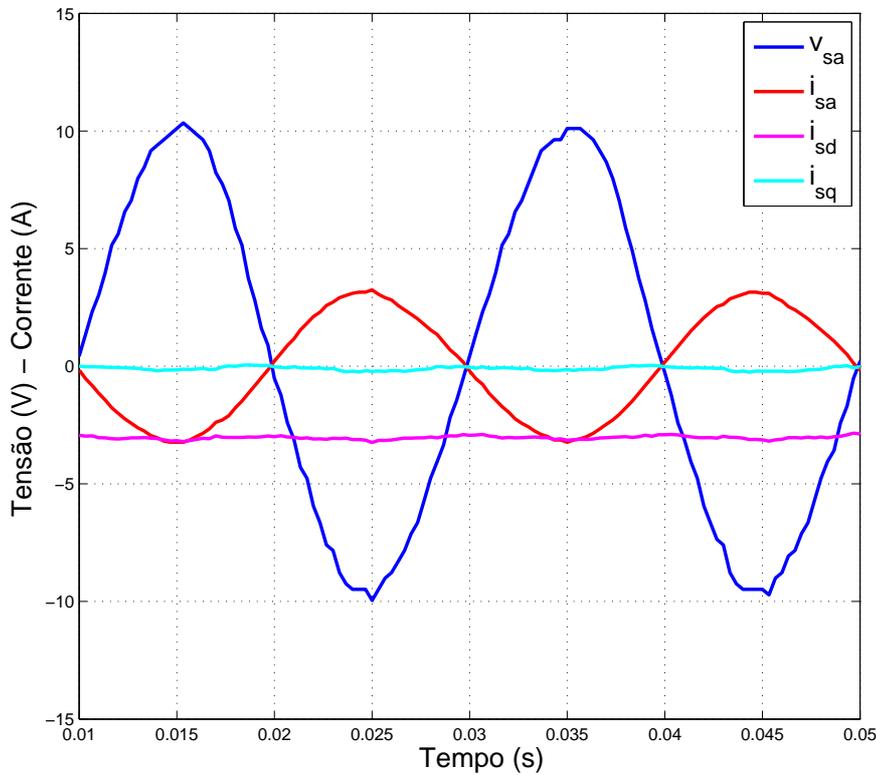


Figura 3.14: Tensão da fase A estator (dividido por 22V) e componentes de corrente de estator (ativa, reativa e corrente da fase A).

A potência reativa total fornecida para a rede (Q_N) é apresentada na Figura 3.15(d). Inicialmente, a potência reativa do conversor da rede (Q_n), mostrada na Figura 3.15(b), é mantida constante e igual a zero, implicando num controle de potência reativa apenas via estator do gerador (Q_s), como destacado na Figura 3.15(a). Com isso, o valor da potência reativa total da

rede que pode ser obtido em função da soma das parcelas de estator, de saída do conversor da rede e do capacitor do filtro LC (Q_{Cf}), sendo que neste caso, quando as duas primeiras parcelas são nulas, a potência reativa fornecida para a rede é igual, apenas, à potência reativa do capacitor do filtro LC, apresentada na Figura 3.15(c).

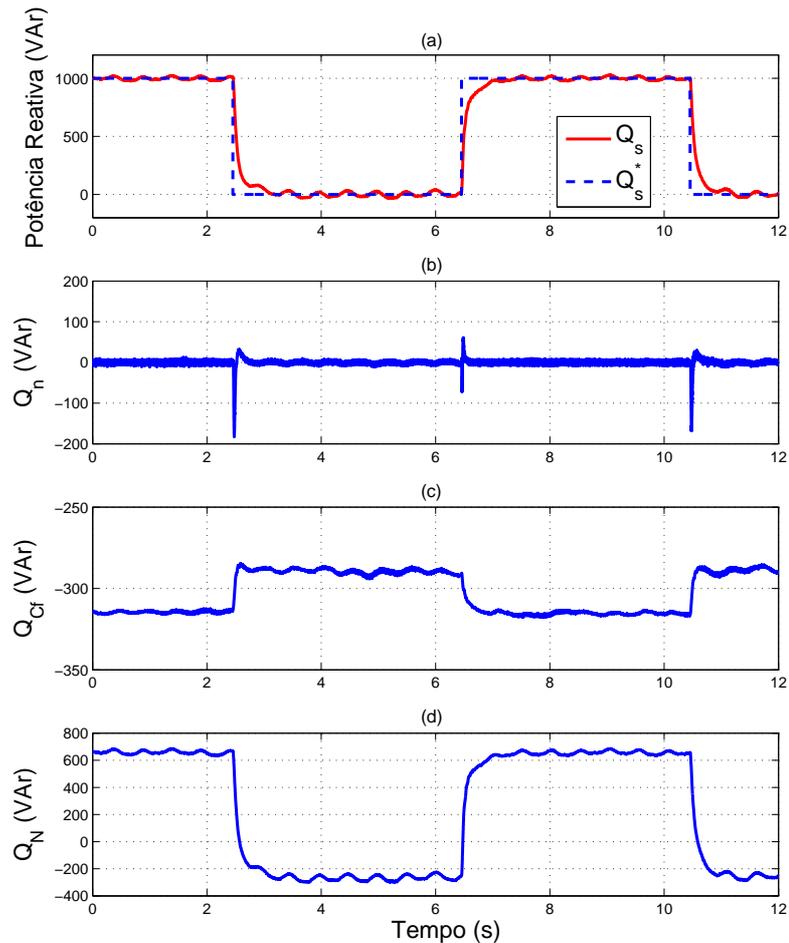


Figura 3.15: Resposta ao degrau da potência reativa do estator. (a) - Potência reativa de estator. (b) - Potência reativa do conversor GSC. (c) - Potência reativa do filtro LC. (d) - Potência reativa na rede.

Deve ser destacado ainda, na Figura 3.15(c), uma pequena variação na potência reativa do filtro LC (Q_{Cf}), provocada pela variação da tensão do transformador, quando se demanda muita corrente no secundário.

3.4.4 Controle do conjugado eletromagnético

O conjugado eletromagnético do DFIG pode ser controlado através da componente ativa da corrente de rotor (i_{rd}). Para a avaliação da malha de controle de conjugado foi feita uma variação em degrau da referência de conjugado (T_e^*), sendo essa variação com amplitude de 1Nm, como apresentado na Figura 3.16(a). Assim, pode ser visto na Figura 3.16(b) a variação da corrente de rotor de eixo direto (i_{rd}) necessária para a imposição do conjugado eletromagnético desejado, assim como, é apresentado na Figura 3.16(c) o comportamento da velocidade do rotor do DFIG (ω_r).

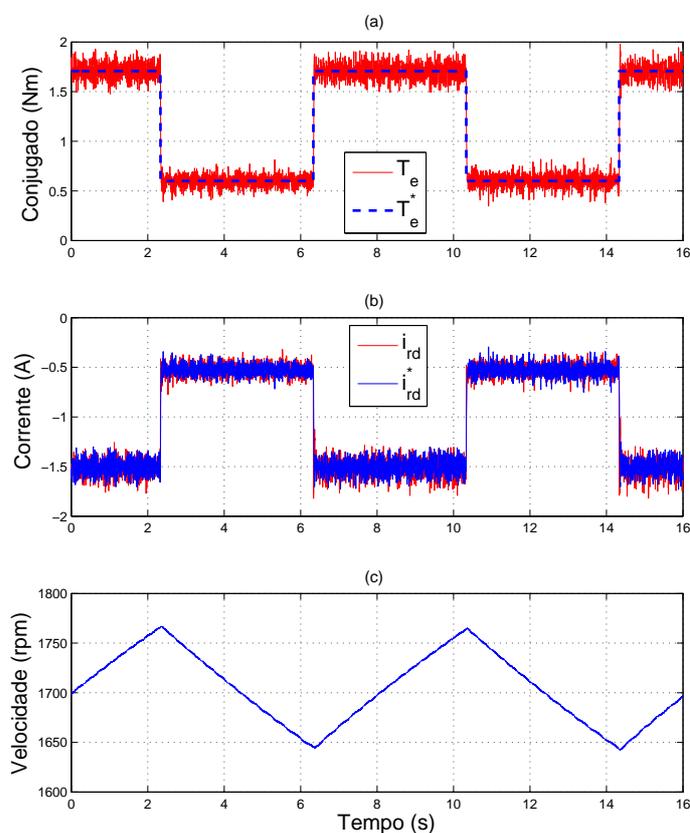


Figura 3.16: Análise da malha de controle de conjugado, ilustrando as variações em degrau feitas na referência de conjugado eletromagnético (T_e^*). (a) - Conjugado eletromagnético. (b) - Componente de corrente de rotor de eixo direto. (c) - Velocidade mecânica de rotor.

Como apenas o controle de conjugado estava habilitado neste instante, isto quer dizer que, a malha externa de controle de velocidade do gerador estava desabilitada, pode ser observado um rápido aumento linear da velocidade, devido à rápida resposta da malha de controle de conjugado. No mesmos moldes da figura anteriormente apresentada, é observado na Figura 3.17(b) as componentes de correntes de rotor de eixo d-q, podendo ser observado, claramente, que apenas a corrente de rotor de eixo direto (i_{rd}) é alterada, quando se tem uma variação na referência de conjugado. Assim, pode ser visto que o conjugado eletromagnético do DFIG, bem como a potência ativa, pode ser controlado independentemente da potência reativa. Na Figura 3.17(c) são apresentadas as correntes trifásicas de rotor ($i_{r_{abc}}$).

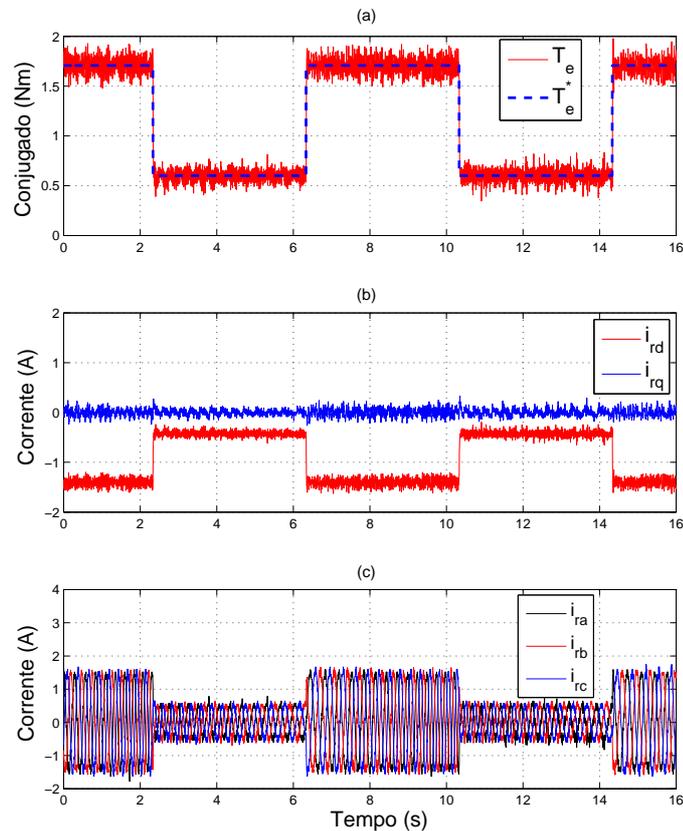


Figura 3.17: Controle de conjugado ilustrando o impacto nas correntes de rotor. (a) - Conjugado eletromagnético. (b) - Correntes de rotor de eixo direto e em quadratura. (c) - Correntes trifásicas de rotor.

3.4.5 Controle de velocidade do rotor

A malha externa à malha de controle de conjugado é responsável pelo controle de velocidade do DFIG, de forma que este se mantenha sempre na velocidade de máxima extração de potência, em função de uma dada velocidade de vento. Para a avaliação do desempenho da malha de controle de velocidade foi realizada uma variação em degrau na referência de controle, como mostra a Figura 3.18(a), cuja amplitude é de 15rpm.

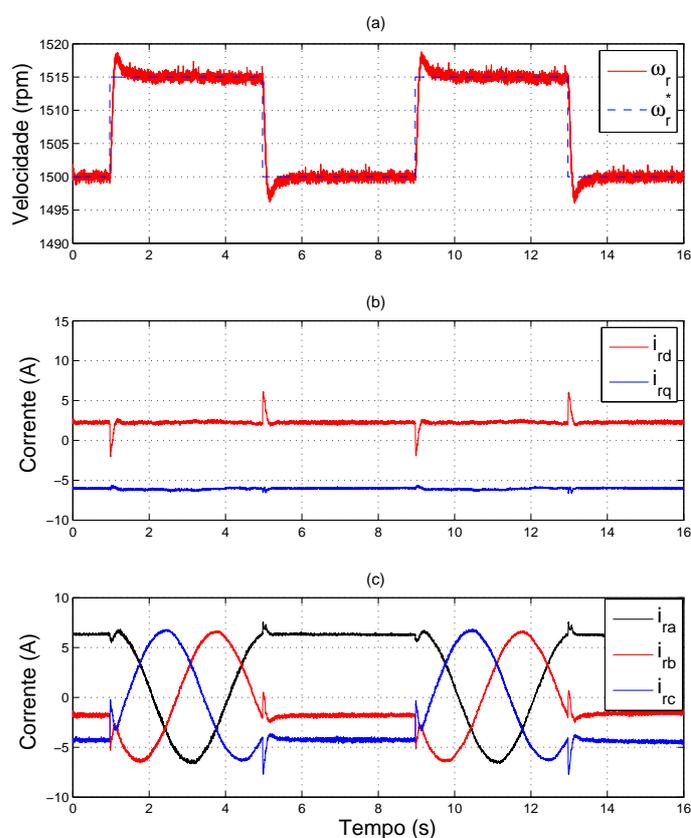


Figura 3.18: Análise da malha de controle de velocidade do gerador. (a) - Velocidade mecânica de rotor. (b) - Conjugado eletromagnético. (c) - Potência ativa de estator.

Em função da variação na velocidade mecânica do DFIG, destaca-se na Figura 3.18(b), o impacto nas componentes ativas e reativas da corrente de rotor, assim como, na Figura 3.18(c) a variação na frequência das correntes

trifásicas de rotor, sendo que na velocidade síncrona, tem-se apenas corrente contínua aplicada aos terminais de rotor. De forma similar, a Figura 3.19(b) e a Figura 3.19(c) apresentam, respectivamente, o comportamento do conjugado eletromagnético e da potência ativa de estator, onde verifica-se que, durante os transitórios a máquina chega a consumir potência ativa da rede elétrica (P_s positiva) para atingir rapidamente a velocidade desejada.

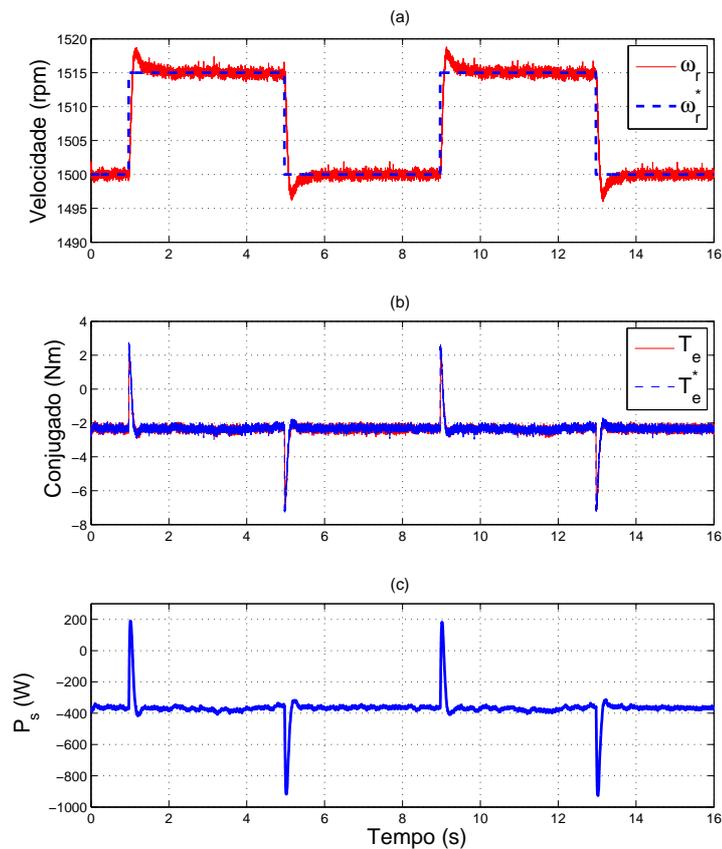


Figura 3.19: Variação da referência de velocidade, para análise da malha de conjugado e visualização da potência ativa de estator. (a) - Velocidade mecânica de rotor. (b) - Componente de corrente de rotor de eixo direto e em quadratura. (c) - Correntes trifásicas de rotor.

3.4.6 Análise do controle de tensão do barramento CC

A análise da resposta transitória do controle de tensão do barramento CC foi realizada em duas partes, pois dependendo da velocidade do gera-

dor, pode-se ter um sentido para o fluxo de potência da rede para o barramento CC (região subsíncrona) ou do barramento CC para a rede (supersíncrona). Assim, estando inicialmente o DFIG operando em regime permanente na região supersíncrona, é apresentado na Figura 3.20(a) uma variação em rampa na referência de controle da tensão do barramento CC, sendo de um valor inicial de 150V até o valor final de 300V. Nesta velocidade, a potência ativa flui do circuito de rotor para o barramento CC e do conversor GSC para a rede elétrica, sendo a potência ativa negativa, como apresenta a Figura 3.20(c).

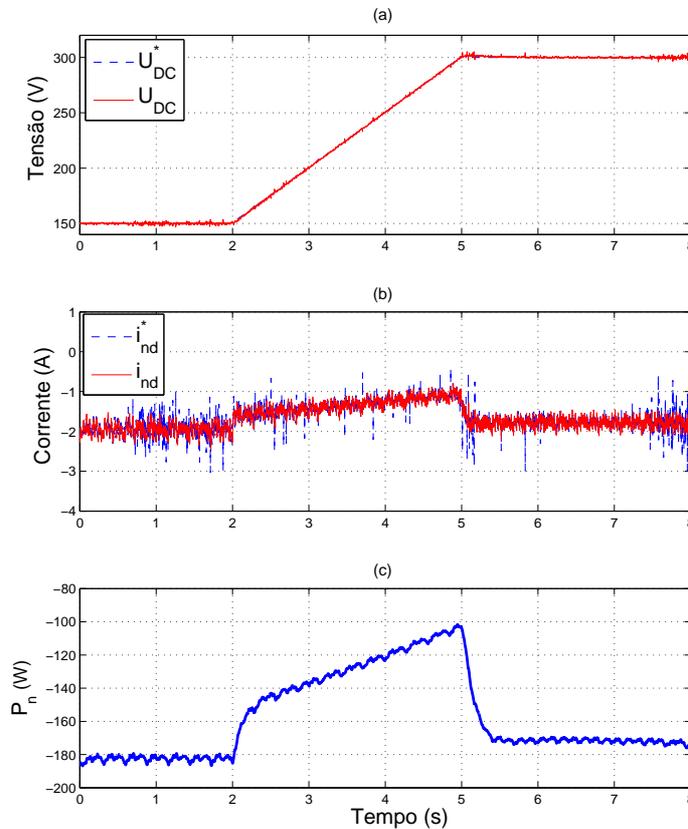


Figura 3.20: Variação da tensão do barramento CC com DFIG na supersíncrona. (a) - Tensão do barramento CC. (b) - Componente de corrente de eixo direto. (c) - Potência ativa que flui pelo conversor GSC.

Na Figura 3.20(b) é possível analisar o comportamento da componente ativa da corrente de entrada do conversor GSC (i_{nd}), estando o conversor

GSC fornecendo potência para a rede. Durante o transitório observa-se a necessidade de um valor maior de corrente, para se ter o aumento desejado da tensão no barramento CC. Outra análise realizada destaca o acoplamento entre as malhas de controle de corrente de eixos d-q, durante a variação de tensão no barramento CC. Para isto é apresentada, na Figura 3.21(b) e na Figura 3.21(c) as componentes ativa e reativa da corrente de entrada do conversor GSC, onde observa-se um acoplamento desprezível, durante a variação em rampa de tensão.

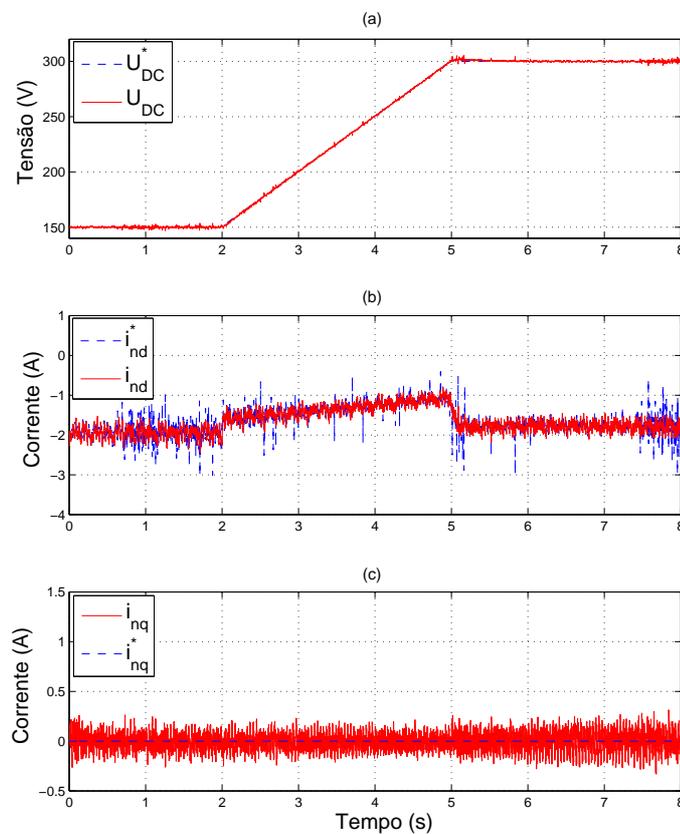


Figura 3.21: Avaliação do acoplamento da corrente na região supersíncrona.
 (a) - Tensão do barramento CC. (b) - Componente de corrente de eixo direto. (c) - Componente de corrente de eixo em quadratura.

O mesmo transitório na tensão do barramento CC apresentado anteriormente foi realizado com DFIG operando na região subsíncrona, como mostra

a Figura 3.22(a), tendo como o objetivo a análise da resposta da malha de tensão e o acoplamento das malhas de correntes. Inicialmente, pode ser observado na Figura 3.22(b) que a componente de corrente ativa (i_{nd}) é positiva, indicando um consumo de potência ativa da rede, como apresentado na Figura 3.22(c), para manter constante a tensão do barramento CC. Com a necessidade de aumentar a tensão do barramento CC, a componente ativa da corrente de entrada do conversor GSC é aumentada e, após o transitório, estabiliza-se em um novo valor, suficiente para manter a tensão constante no valor de referência.

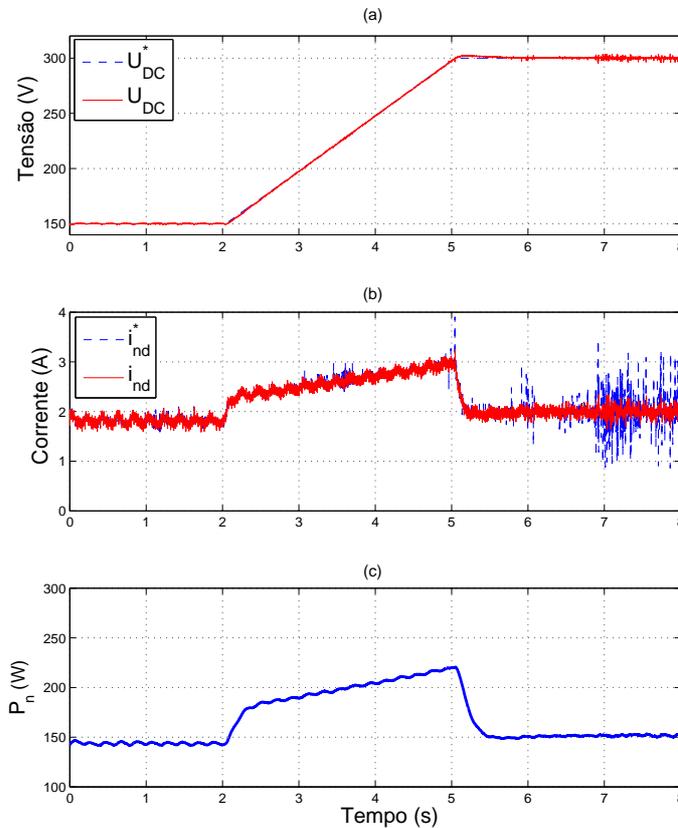


Figura 3.22: Variação da tensão do barramento CC com DFIG na subsíncrona. (a) - Tensão do barramento CC. (b) - Componente de corrente de eixo direto. (c) - Potência ativa que flui pelo conversor GSC.

De forma similar, o comportamento das correntes de eixo d-q do conversor GSC pode ser verificado nas Figura 3.23(b) e Figura 3.23(c), respecti-

vamente, onde observa-se um acoplamento desprezível, pois quando se tem uma alteração na componente de corrente de eixo direto (i_{nd}), durante a variação de tensão do barramento CC, a componente de corrente de eixo em quadratura (i_{nq}) permanece praticamente constante.

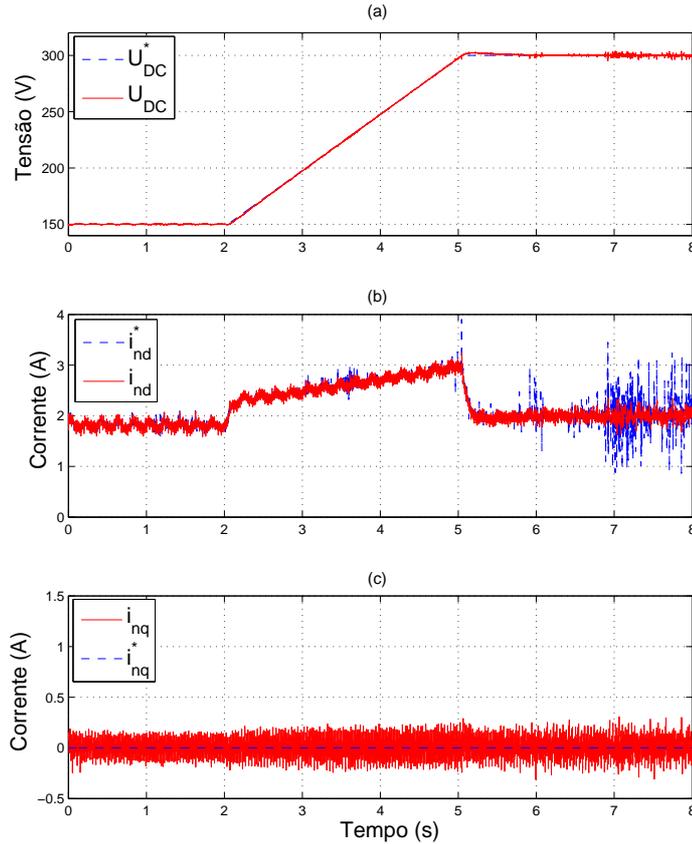


Figura 3.23: Avaliação do acoplamento da corrente na região subsíncrona.

(a) - Tensão do barramento CC. (b) - Componente de corrente de eixo direto. (c) - Componente de corrente de eixo em quadratura.

3.4.7 Variação em rampa de velocidade do gerador

O intervalo de variação de velocidade do DFIG foi definido entre 1200rpm e 1800rpm. Então, para velocidades maiores que 1200rpm e menores que 1500rpm (velocidade síncrona) temos o modo de operação subsíncrono, onde o fluxo de potência ativa do circuito de rotor será da rede para o barramento

CC. Para velocidades maiores que 1500rpm e menores que a máxima velocidade permitida, temos o modo de operação supersíncrono, onde o circuito de rotor fornece potência para o barramento CC, e a potência excedente do barramento CC é fornecida para a rede elétrica. A Figura 3.24(a) apresenta uma variação em rampa de velocidade, feita excursionando todo o intervalo de operação do DFIG, onde inicialmente pode ser visualizada a velocidade de referência (ω_r^*) e a velocidade medida da máquina (ω_r). Na Figura 3.24(b) é apresentado o comportamento do conjugado eletromagnético desenvolvido pelo DFIG e na Figura 3.24(c) a corrente de rotor de eixo direto (i_{rd}).

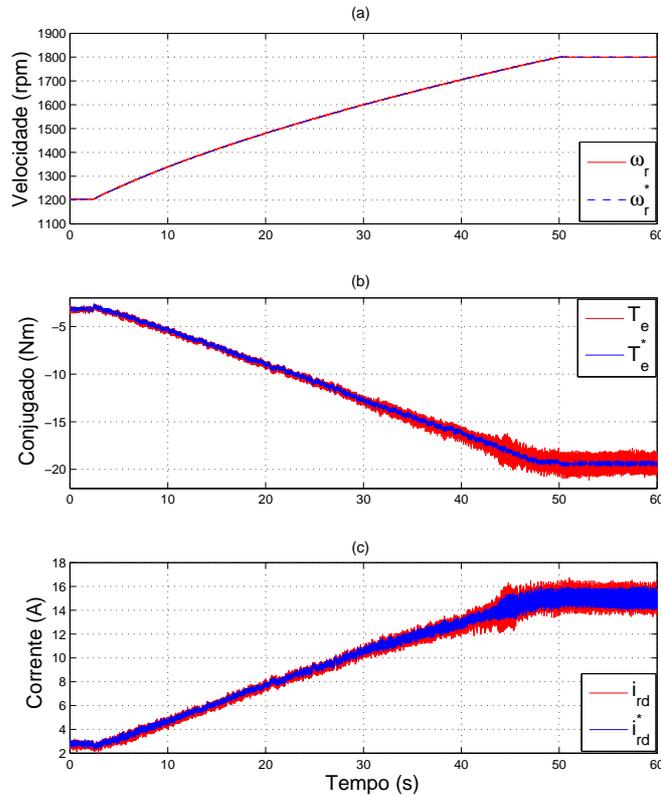


Figura 3.24: Rampa de velocidade excursionando toda região de operação.
 (a) - Velocidade mecânica de rotor. (b) - Conjugado eletromagnético.
 (c) - Componente de corrente de rotor de eixo direto.

A potência ativa do circuito de rotor (P_n), durante a variação da velocidade, é apresentada na Figura 3.25(a), juntamente com as potências ativas do estator (P_s) e da rede (P_N) apresentadas na Figura 3.25(b). Observa-se

que, inicialmente, a potência ativa no circuito de rotor é positiva indicando que o conversor da rede está absorvendo potência ativa da rede e após a velocidade de 1600rpm, tem-se uma potência ativa negativa, indicando que o rotor está fornecendo potência ativa para o barramento CC, que por sua vez, está fornecendo o excedente para a rede elétrica.

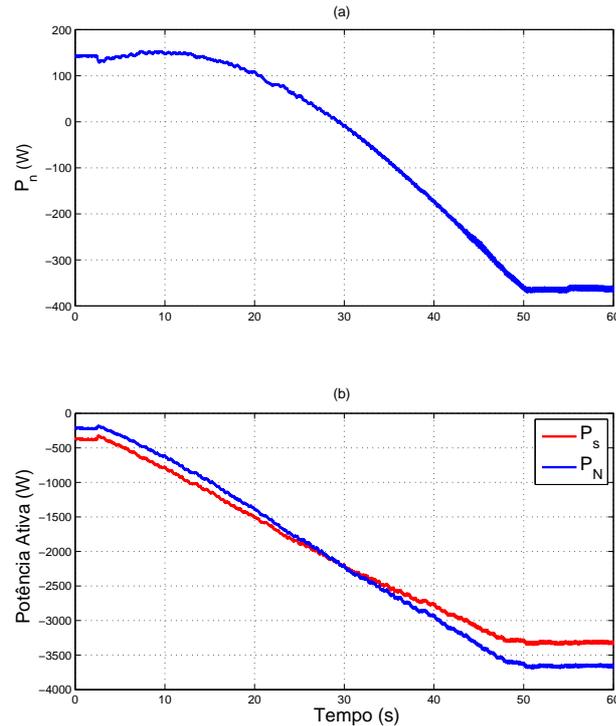


Figura 3.25: Variação da potência ativa em função da velocidade. (a) - Potência ativa do conversor GSC. (b) - Potência ativa do estator e potência ativa fornecida para a rede.

A potência ativa total da rede é a soma das parcelas dos circuitos de estator e rotor, como já visto. Desta forma, pode-se observar que após a velocidade de 1600rpm tem-se uma potência fornecida para a rede maior do que a potência de estator, devido à contribuição do circuito de rotor. Essa inversão do fluxo de potência do circuito de rotor somente a partir de 1600rpm está relacionada com as perdas nos indutores externos, adicionados entre o enrolamento de rotor do gerador e o conversor RSC, sendo que, normalmente é esperado uma inversão no fluxo de potência no circuito de rotor para velocidades ligeiramente superior à velocidade síncrona.

Durante este transitório em rampa também foi analisado o impacto na malha de controle de tensão do barramento CC. A Figura 3.26(a) apresenta a tensão do barramento CC e sua referência, onde pode ser verificado que durante todo o transitório a tensão permaneceu praticamente constante, como desejado. É visto na Figura 3.26(b) a componente ativa da corrente de entrada do conversor GSC (i_{nd}) e sua referência, que é alterada desde um valor positivo até negativo, para garantir um controle desejado da tensão do barramento CC. Finalmente, é mostrada na Figura 3.26(c) a potência ativa que flui pelo conversor GSC, sendo esta proporcional a corrente ativa.

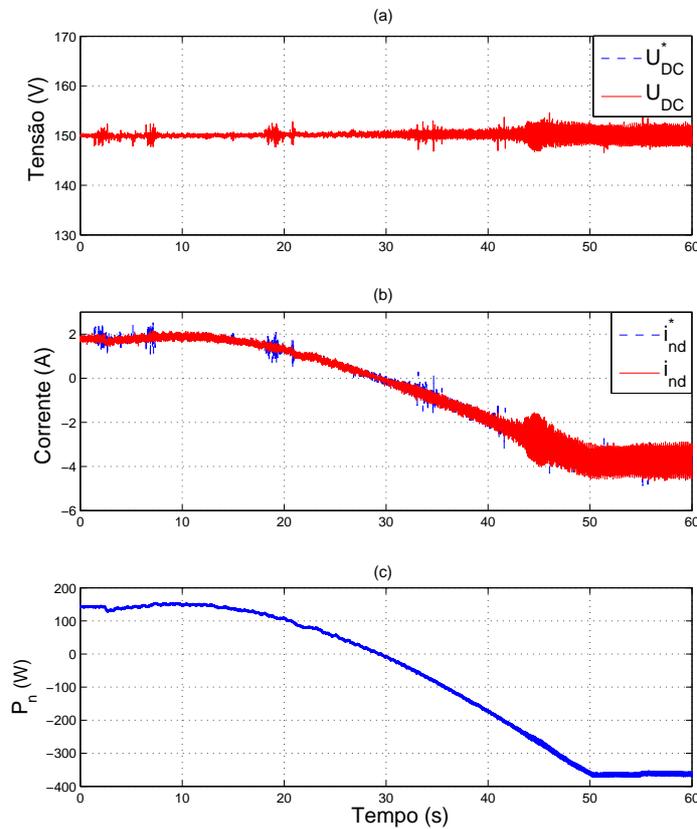


Figura 3.26: Análise do comportamento da malha de tensão do barramento CC, durante variação de velocidade. (a) - Tensão do barramento CC. (b) - Componente de corrente de eixo direto. (c) - Potência ativa do conversor GSC.

As correntes trifásicas do circuito de rotor ($i_{r_{abc}}$), juntamente com as componentes ativa (i_{rd}) e reativa (i_{rq}), são apresentadas na Figura 3.27, onde pode ser observado que a componente reativa da corrente de rotor (i_{rq}) é constante e igual a zero. Assim, as correntes trifásicas de rotor são proporcionais apenas à componente ativa, que varia a amplitude em função do ponto de operação do gerador. Nesta figura pode ser destacado o instante em que a máquina cruza a velocidade síncrona, podendo ser visto pela inversão de fase das correntes trifásicas de rotor.

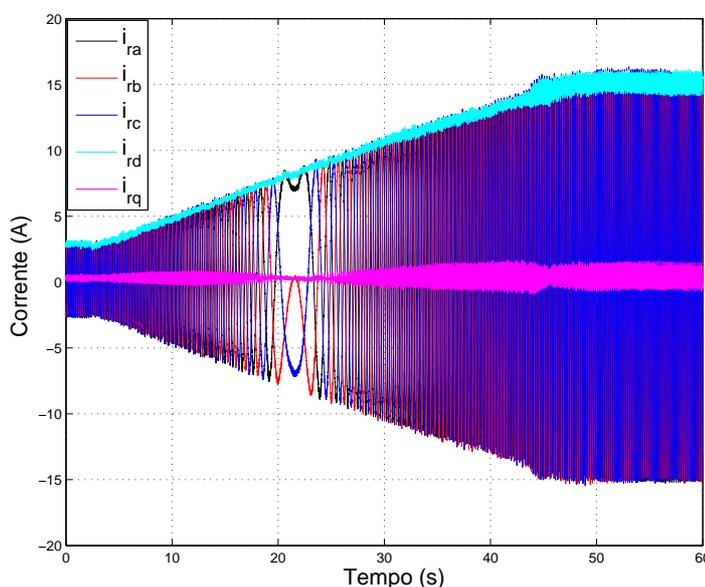


Figura 3.27: Correntes de rotor durante variação em rampa da velocidade.

3.4.8 Comportamento frente afundamento de tensão

Faz parte também deste trabalho a análise do comportamento do sistema de geração equipado com gerador de indução de dupla excitação, frente a um afundamento de tensão na rede elétrica. De acordo com o afundamento de tensão trifásico na rede elétrica aplicado (redução para 60% e duração de 3 segundos), pode ser visto na Figura 3.28(a), o comportamento da tensão do barramento CC e na Figura 3.28(b) o comportamento da componente ativa (i_{nd}) da corrente de entrada do conversor. Neste caso, pode ser visto, claramente, que as malhas de controle de tensão e corrente do conversor GSC atuam rapidamente, para manter controlada a tensão do barramento

CC. Adicionalmente, devido à reduzida amplitude do afundamento de tensão, observa-se que a máxima variação causada no barramento CC, durante o distúrbio, foi inferior a 5V, podendo ser considerada uma variação desprezível. Na Figura 3.28(c) pode ser visto que a componente reativa permanece praticamente constante.

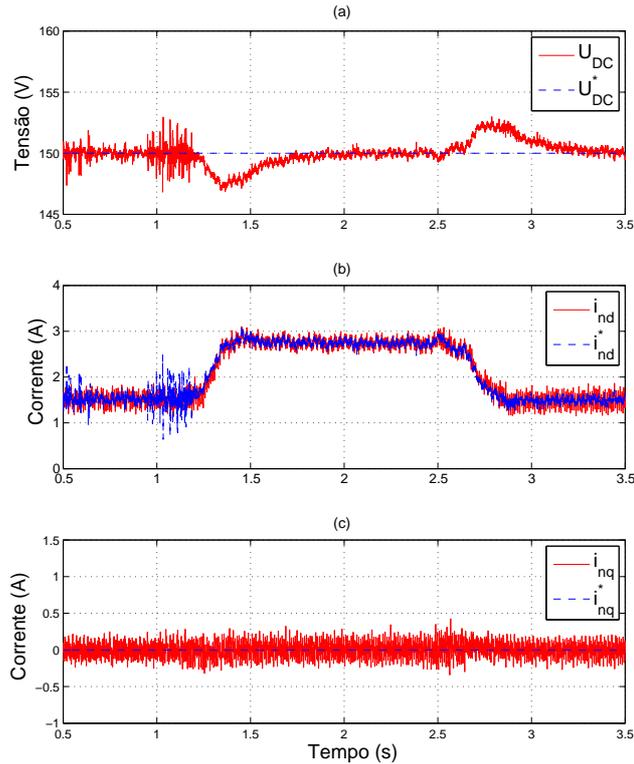


Figura 3.28: Variação da tensão no barramento CC durante afundamento.

(a) - Tensão do barramento CC. (b) - Componente de corrente de eixo direto. (c) - Componente de corrente de eixo em quadratura.

3.5 Comentários Finais

O sistema de controle implementado, assim como o ajuste dos controladores, apresentou bom desempenho nas situações analisadas. Os resultados experimentais apresentados neste capítulo foram, no mínimo, importantes para elucidar várias questões relacionadas com a operação do sistema de geração equipado com gerador de indução de dupla alimentação.

Análise de Estabilidade do DFIG

Um sistema de geração deve fornecer, permanentemente, potência balanceada para a rede elétrica (Mullane e O'Malley, 2005). Devido ao fato de possuir uma conexão direta do estator na rede, o gerador de indução duplamente alimentado apresenta oscilações de fluxo de estator que devem ser minimizadas (Petersson et al., 2005), obtendo-se com isso, melhor controle do sistema de geração (Mei e Pal, 2005). Assim, pode-se evitar, principalmente, variações nas potências ativa e reativa fornecida para rede (flutuação de potência) (Sun et al., 2005), garantindo uma qualidade da energia gerada (da Costa et al., 2006).

Baseando-se no modelo matemático convencional da máquina de indução será apresentada neste capítulo uma análise em pequenos sinais para o gerador de indução de dupla excitação na operação à velocidade variável. O modelo do sistema de geração será expresso em variáveis de estado para permitir fácil determinação dos autovalores e obtenção das funções de transferências mais significativas. Neste estudo, utilizou-se uma máquina com potência de 2MW para representar os fenômenos que ocorrem na máquina comercial desta tecnologia.

4.1 Modelo em Variáveis de Estado

Nesta seção, a metodologia utilizada para a análise em pequenos sinais, da máquina de indução de dupla excitação, será descrita, onde todo o processo, incluindo as malhas de controle do conversor do circuito de rotor, será desenvolvido na forma de representação no espaço de estados:

$$\begin{aligned}\dot{\underline{x}} &= \underline{A} \underline{x} + \underline{B} \underline{u} \\ \underline{y} &= \underline{C} \underline{x} + \underline{D} \underline{u}\end{aligned}\tag{4.1}$$

Desta forma, o modelo será escrito explicitando os estados ($\vec{\lambda}_s$, $\vec{\lambda}_r$ e ω_r) e também as entradas do sistema, que inicialmente são as tensões de estator, as tensões de rotor e o conjugado da turbina (\vec{v}_s , \vec{v}_r e T_t). Assim, explicitando as correntes de estator e rotor da máquina de indução, em função dos estados definidos (fluxo de estator e rotor), chega-se a:

$$\vec{i}_s = \frac{1}{\sigma L_{ss}} \vec{\lambda}_s - \frac{M}{\sigma L_{ss} L_{rr}} \vec{\lambda}_r \quad (4.2)$$

$$\vec{i}_r = \frac{1}{\sigma L_{rr}} \vec{\lambda}_r - \frac{M}{\sigma L_{ss} L_{rr}} \vec{\lambda}_s \quad (4.3)$$

O conjugado eletromagnético da máquina de indução pode ser calculado em função do produto escalar entre o enlace de fluxo de estator e a corrente de estator, expresso por:

$$T_e = \frac{3p}{2} \Im \left\{ \vec{\lambda}_s^* \vec{i}_s \right\} \quad (4.4)$$

Substituindo-se a Equação (4.2) em (4.4), obtém-se o conjugado eletromagnético da máquina, em função dos enlaces de fluxos de estator e rotor, dado por:

$$T_e = -\frac{3p}{2} \frac{M}{\sigma L_{ss} L_{rr}} \Im \left\{ \vec{\lambda}_s^* \vec{\lambda}_r \right\} \quad (4.5)$$

Substituindo os valores das correntes de estator e rotor, dados pelas Equações (4.2) e (4.3), nas Equações (2.28) e (2.29) de tensão de estator e rotor apresentadas no Capítulo 2, e explicitando o termo derivativo obtém-se:

$$\frac{d\vec{\lambda}_s}{dt} = \vec{v}_s - \frac{r_s}{\sigma L_{ss}} \vec{\lambda}_s + \frac{r_s M}{\sigma L_{ss} L_{rr}} \vec{\lambda}_r - j\omega_e \vec{\lambda}_s \quad (4.6)$$

$$\frac{d\vec{\lambda}_r}{dt} = \vec{v}_r - \frac{r_r}{\sigma L_{rr}} \vec{\lambda}_r + \frac{r_r M}{\sigma L_{ss} L_{rr}} \vec{\lambda}_s - j(\omega_e - \omega_r) \vec{\lambda}_r \quad (4.7)$$

Substituindo-se a Equação (4.5) e reescrevendo a equação de velocidade mecânica explicitando o termo derivativo, chega-se a:

$$\frac{d\omega_r}{dt} = \frac{1}{J} \frac{p}{2} \left[\left(-\frac{3p}{2} \frac{M}{\sigma L_{ss} L_{rr}} \Im \left\{ \vec{\lambda}_s^* \vec{\lambda}_r \right\} \right) - T_t \right] \quad (4.8)$$

onde os termos constantes serão escritos por:

$$K_{\omega_r} = \frac{1}{J} \frac{p}{2} \quad K_{T_e} = \frac{3}{2} \frac{1}{J} \frac{p^2}{4} \frac{M}{\sigma L_{ss} L_{rr}}$$

Para facilitar a manipulação das equações de tensão de estator e tensões de rotor, definiu-se termos constantes, dados por:

$$a = \frac{1}{\sigma L_{ss}} \quad b = \frac{M}{\sigma L_{ss} L_{rr}}$$

$$c = \frac{1}{\sigma L_{rr}} \quad d = \frac{M}{L_{ss}}$$

Procedendo a linearização das equações, é possível chegar ao modelo linearizado da máquina de indução, para análise de pequenas perturbações em torno de um ponto de operação normal (genérico). É importante ressaltar que, o ponto de operação é determinado através de uma simulação em regime permanente, como apresentado por Oliveira et al. (2004). Assim, o modelo da máquina de indução duplamente excitada em variáveis de estados, pode ser escrito por:

$$\dot{\underline{x}} = \begin{bmatrix} \dot{\Delta \lambda_{sd}} \\ \dot{\Delta \lambda_{sq}} \\ \dot{\Delta \lambda_{rd}} \\ \dot{\Delta \lambda_{rq}} \\ \dot{\Delta \omega_r} \end{bmatrix} \quad (4.9)$$

$$\underline{A} = \begin{bmatrix} -R_s a & \omega_e & R_s b & 0 & 0 \\ -\omega_e & -R_s a & 0 & R_s b & 0 \\ R_r b & 0 & -R_r c & (\omega_e - \omega_r) & -\lambda_{rq0} \\ 0 & R_r b & -(\omega_e - \omega_r) & -R_r c & \lambda_{rd0} \\ a_{51} & a_{52} & a_{53} & a_{54} & 0 \end{bmatrix} \quad (4.10)$$

onde:

$$a_{51} = -K_{T_e} \lambda_{rq0} \quad a_{52} = K_{T_e} \lambda_{rd0}$$

$$a_{53} = K_{T_e} \lambda_{sq0} \quad a_{54} = -K_{T_e} \lambda_{sd0}$$

$$\underline{x} = \begin{bmatrix} \Delta\lambda_{sd} \\ \Delta\lambda_{sq} \\ \Delta\lambda_{rd} \\ \Delta\lambda_{rq} \\ \Delta\omega_r \end{bmatrix} \quad (4.11)$$

$$\underline{B} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & -K_{\omega_r} \end{bmatrix} \quad (4.12)$$

$$\underline{u} = \begin{bmatrix} \Delta v_{sd} \\ \Delta v_{sq} \\ \Delta v_{rd} \\ \Delta v_{rq} \\ \Delta T_t \end{bmatrix} \quad (4.13)$$

A estabilidade do gerador de indução de dupla alimentação é então investigada através de simulação numérica, computando-se os autovalores do sistema de geração modelado. O objetivo deste estudo será avaliar, principalmente, a dinâmica de estator. Com essa análise, espera-se poder avaliar o ajuste das faixas de passagem dos controladores, buscando viabilizar alternativas para melhor alocação dos pólos do estator, e com isso, proporcionar um maior amortecimento das oscilações fracamente amortecidas de fluxo de estator.

4.2 Análise Dinâmica do Gerador de Indução sem Controle

A alocação dos pólos da matriz \underline{A} permite analisar cada um dos pontos de operação estáveis e instáveis, através de uma análise de migração dos pólos, para toda a faixa de operação desejada, sendo que neste caso, a velocidade do gerador será variada em $\pm 40\%$ em relação à velocidade síncrona.

Os resultados de simulação, obtidos utilizando-se o Matlab, são apresentados destacando-se principalmente a posição dos pólos de estator do gerador.

A Figura 4.1 ilustra os autovalores do DFIG, inicialmente apenas com a dinâmica eletromagnética, mostrando que o sistema possui dois pólos complexos conjugado, pouco amortecidos, com frequência natural de oscilação próxima da frequência da rede (50Hz), em toda a faixa de rotação da região subnominal, representando a dinâmica de estator. Este pobre amortecimento do fluxo de estator está relacionado com o baixo valor da resistência de estator do gerador de indução. Por outro lado, os pólos de rotor apresentam, para todo o intervalo de operação (0,6pu à 1,4pu), uma dinâmica com amortecimento mais significativo, quando comparado com os pólos de estator.

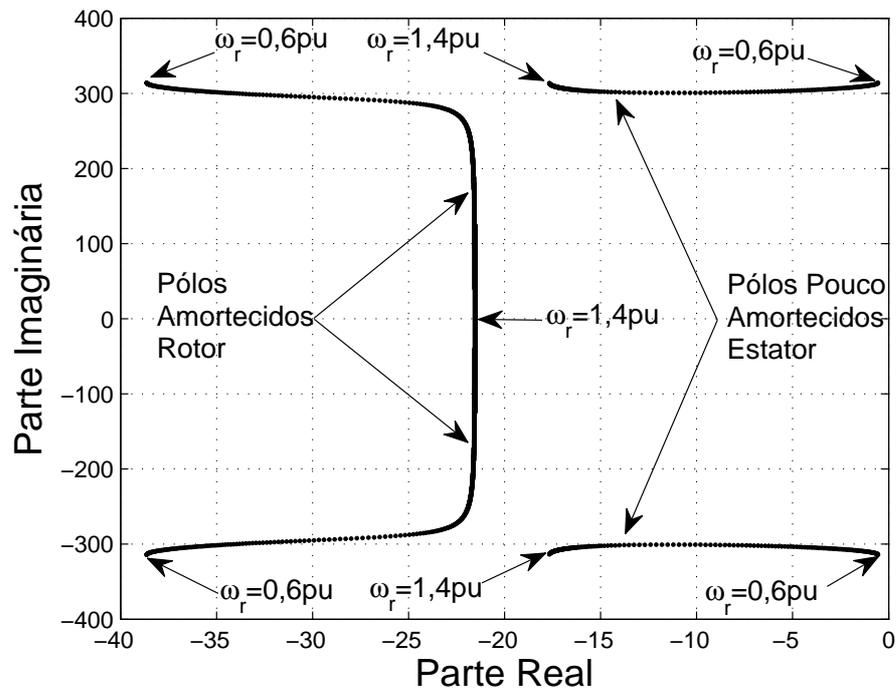


Figura 4.1: Autovalores do DFIG apenas com a dinâmica eletromagnética.

Com a inclusão da dinâmica mecânica no modelo em espaço de estados, observa-se o efeito do pólo mecânico, sobre os autovalores que representam a dinâmica elétrica da máquina, na Figura 4.2. Pode ser notado claramente, que o pólo mecânico altera os autovalores que representam a dinâmica do circuito de rotor, porém, não influenciam na alocação dos pólos de estator.

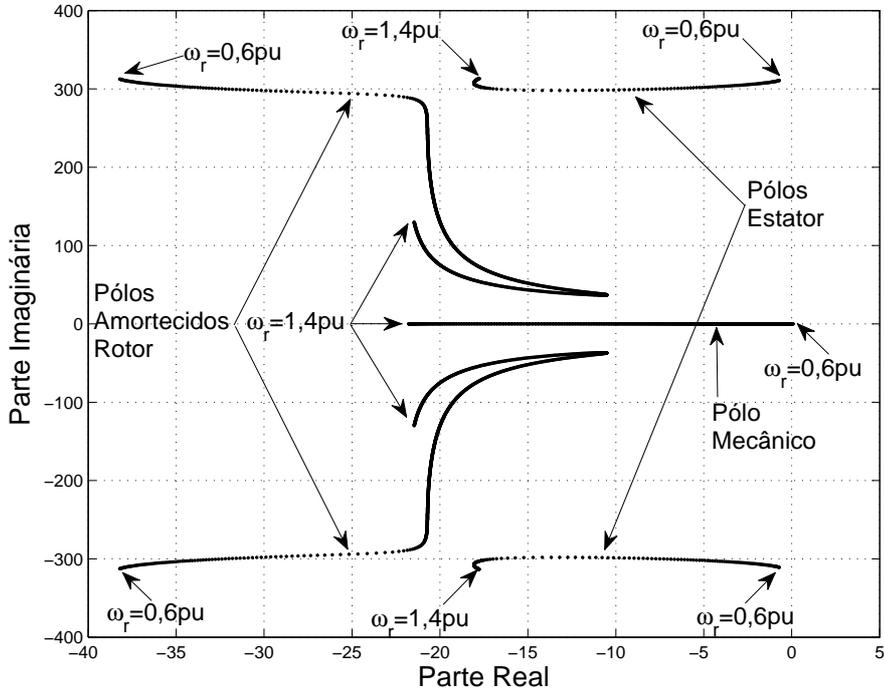


Figura 4.2: Autovalores do DFIG, ilustrando as dinâmicas de estator, rotor e a dinâmica mecânica.

Com o objetivo de garantir melhor amortecimento das oscilações de fluxo de estator serão incluídas, no modelo da máquina de indução no espaço de estados, as malhas de controle do gerador de indução de dupla excitação, para verificar a influência das faixas de passagens, e conseqüentemente, dos ganhos controladores no comportamento dinâmico do gerador de indução.

4.3 Análise Dinâmica do DFIG com Controle de Corrente de Rotor

Considerando que as saídas dos controladores de corrente de rotor são as tensões de rotor de eixo direto (v_{rd}) e em quadratura (v_{rq}), orientadas na direção do vetor tensão da rede, será obtido um modelo em variáveis de estados com as entradas em função das referências de correntes de rotor.

É importante ressaltar que, como o sistema possui um termo que é dependente da derivada da entrada, as equações do modelo serão escritas na forma matricial apresentada em Vardulakis et al. (2008), sendo:

$$\underline{G} \dot{\underline{x}} - \underline{J} \dot{\underline{u}} = \underline{H} \underline{x} + \underline{F} \underline{u} \quad (4.14)$$

Adicionalmente, para uma melhor avaliação da inserção da malha de controle de corrente de rotor no modelo do sistema de geração, as equações dos controladores de corrente de rotor foram obtidas em três etapas, buscando analisar passo a passo o efeito da inclusão dos termos de compensação, sendo: sem compensação, com compensação parcial e com compensação total.

4.3.1 Análise com compensações nulas

Esta primeira forma de análise da inclusão das malhas de controle de corrente de rotor, considera nulos os termos de compensação, sendo:

$$v_{rd_{comp}} = v_{rq_{comp}} = 0 \quad (4.15)$$

Logo:

$$v_{rd}^* = \left(K_{P_{ird}} + \frac{K_{I_{ird}}}{s} \right) (i_{rd}^* - i_{rd}) \quad (4.16)$$

$$v_{rq}^* = \left(K_{P_{irq}} + \frac{K_{I_{irq}}}{s} \right) (i_{rq}^* - i_{rq}) \quad (4.17)$$

Com isso as tensões de rotor passam a constituir um novo estado no modelo, enquanto que as referências de controle de correntes de rotor serão as novas entradas. Assim, considerando que o conversor de rotor possui ganho unitário, e por isso $\Delta v_r = \Delta v_r^*$, as novas matrizes do modelo são:

$$\underline{G} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ -K_{P_{ird}}b & 0 & K_{P_{ird}}c & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & -K_{P_{irq}}b & 0 & K_{P_{irq}}c & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (4.18)$$

$$\dot{\underline{x}} = \begin{bmatrix} \Delta \dot{\lambda}_{sd} \\ \Delta \dot{\lambda}_{sq} \\ \Delta \dot{\lambda}_{rd} \\ \Delta \dot{\lambda}_{rq} \\ \Delta \dot{\omega}_r \\ \Delta \dot{v}_{rd} \\ \Delta \dot{v}_{rq} \end{bmatrix} \quad (4.19)$$

$$\underline{J} = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & K_{P_{ird}} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & K_{P_{irq}} \end{bmatrix} \quad (4.20)$$

$$\dot{\underline{u}} = \begin{bmatrix} \Delta \dot{v}_{sd} \\ \Delta \dot{v}_{sq} \\ \Delta \dot{T}_t \\ \Delta \dot{i}_{rd}^* \\ \Delta \dot{i}_{rq}^* \end{bmatrix} \quad (4.21)$$

$$\underline{H} = \begin{bmatrix} -R_s a & \omega_e & R_s b & 0 & 0 & 0 & 0 \\ -\omega_e & -R_s a & 0 & R_s b & 0 & 0 & 0 \\ R_r b & 0 & -R_r c & \omega_{slip} & -\lambda_{rq} & 1 & 0 \\ 0 & R_r b & -\omega_{slip} & -R_r c & \lambda_{rd} & 0 & 1 \\ a_{51} & a_{52} & a_{53} & a_{54} & 0 & 0 & 0 \\ K_{I_{ird}} b & 0 & -K_{I_{ird}} c & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & K_{I_{irq}} b & 0 & -K_{I_{ird}} c & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (4.22)$$

$$\underline{x} = \begin{bmatrix} \Delta\lambda_{sd} \\ \Delta\lambda_{sq} \\ \Delta\lambda_{rd} \\ \Delta\lambda_{rq} \\ \Delta\omega_r \\ \Delta v_{rd} \\ \Delta v_{rq} \end{bmatrix} \quad (4.23)$$

$$\underline{F} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -K_{\omega_r} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & K_{I_{rd}} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & K_{I_{rq}} \end{bmatrix} \quad (4.24)$$

$$\underline{u} = \begin{bmatrix} \Delta v_{sd} \\ \Delta v_{sq} \\ \Delta T_t \\ \Delta i_{rd}^* \\ \Delta i_{rq}^* \end{bmatrix} \quad (4.25)$$

Os valores dos ganhos dos controladores de corrente de rotor foram calculados utilizando a metodologia apresentada no Capítulo 2. É importante ressaltar que, para conferir desejada rigidez dinâmica frente a perturbações, assim como, robustez à variação paramétrica, a faixa de passagem dos controladores de corrente de rotor foram mantidas fixas em 1000Hz e 200Hz.

Assim, a estabilidade do DFIG com controle de corrente de rotor é então investigada através de simulação, sendo os autovalores apresentados na Figura 4.3, onde pode ser observado, claramente, que a dinâmica dos pólos de rotor ficaram com maior amortecimento, enquanto que a posição dos pólos de estator ficou bastante próxima do eixo imaginário. Para melhor visualização, a Figura 4.4 ilustra uma ampliação apenas do pólo complexo conjugado de estator, onde pode se visto claramente que o sistema possui pontos de operação instáveis, para velocidade próximas do limite superior (1,4pu).

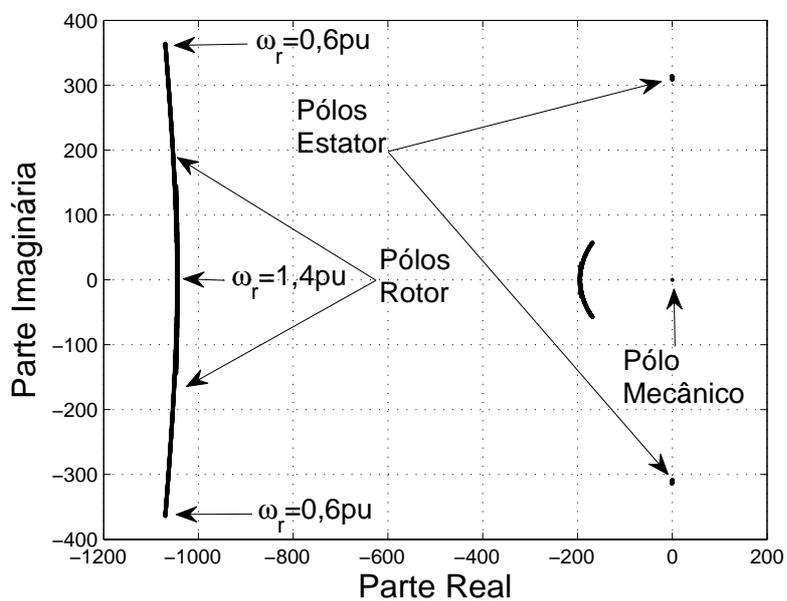


Figura 4.3: Autovalores ilustrando as dinâmicas de estator, rotor e a dinâmica mecânica, incluindo o controle de corrente de rotor sem compensações.

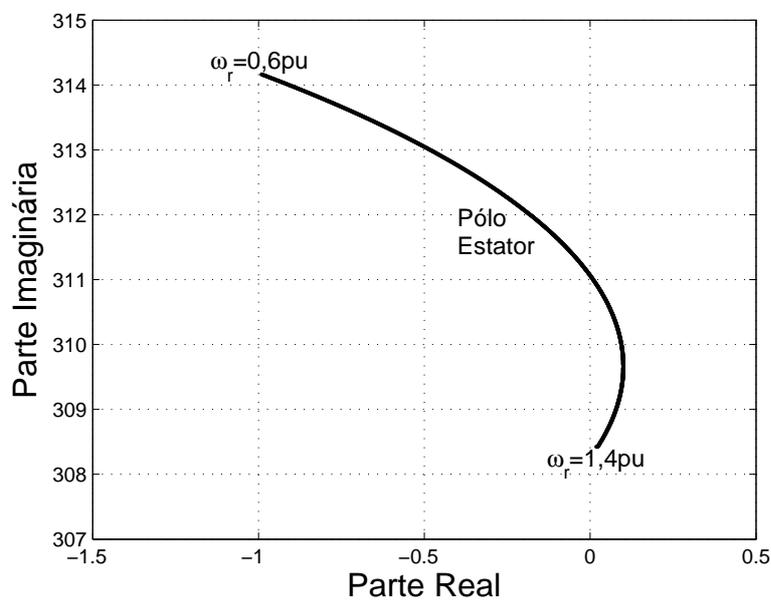


Figura 4.4: Ampliação do pólo de estator para modelo com controle de corrente de rotor sem compensações.

4.3.2 Análise com compensações parciais

Visando não sobrecarregar os controladores de corrente, os termos de acoplamento cruzado entre as malhas de eixo direto e em quadratura, bem como a influência das tensões induzidas, são considerados distúrbios conhecidos para as malhas de controle, podendo ser compensados a partir de seus valores estimados. O efeito da inserção das compensações de tensão de rotor, necessárias também para obter um melhor desacoplamento entre os eixos d-q, será avaliado parcialmente, quando se tem:

$$v_{rd_{comp}} = -(\omega_e - \omega_r) \sigma L_{rr} \dot{i}_{rq} \quad (4.26)$$

$$v_{rq_{comp}} = (\omega_e - \omega_r) \sigma L_{rr} \dot{i}_{rd} \quad (4.27)$$

Neste caso, foram considerados compensados apenas os acoplamentos cruzados entre os eixos d-q, e a parcela existente na compensação de corrente de rotor de eixo d, relativa à força contra eletromotriz, foi considerada nula. Assim, as tensões de rotor podem ser escritas por:

$$v_{rd}^* = \left(K_{P_{ird}} + \frac{K_{I_{ird}}}{s} \right) (\dot{i}_{rd}^* - \dot{i}_{rd}) - (\omega_e - \omega_r) \sigma L_{rr} \dot{i}_{rq} \quad (4.28)$$

$$v_{rq}^* = \left(K_{P_{irq}} + \frac{K_{I_{irq}}}{s} \right) (\dot{i}_{rq}^* - \dot{i}_{rq}) + (\omega_e - \omega_r) \sigma L_{rr} \dot{i}_{rd} \quad (4.29)$$

Colocando na forma de variáveis de estados, onde as demais matrizes de estados do modelo permanecem inalteradas, as novas matrizes \underline{G} e \underline{H} podem ser reescritas por:

$$\underline{G} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ -K_{P_{ird}} b & -\omega_{slip} d & K_{P_{ird}} c & \omega_{slip} & -\sigma L_{rr} \dot{i}_{rq0} & 1 & 0 \\ \omega_{slip} d & -K_{P_{irq}} b & -\omega_{slip} & K_{P_{irq}} c & \lambda_{rd} & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (4.30)$$

$$\underline{H} = \begin{bmatrix} -R_s a & \omega_e & R_s b & 0 & 0 & 0 & 0 \\ -\omega_e & -R_s a & 0 & R_s b & 0 & 0 & 0 \\ R_r b & 0 & -R_r c & \omega_{slip} & -\lambda_{rq} & 1 & 0 \\ 0 & R_r b & -\omega_{slip} & -R_r c & \lambda_{rd} & 0 & 1 \\ a_{51} & a_{52} & a_{53} & a_{54} & 0 & 0 & 0 \\ K_{I_{ird}} b & 0 & -K_{I_{ird}} c & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & K_{I_{irq}} b & 0 & -K_{I_{ird}} c & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (4.31)$$

Com isso, o resultado de simulação obtido é ilustrado na Figura 4.5, onde pode ser observado que os pólos de rotor possuem uma dinâmica bastante amortecida, com a parte imaginária próxima de zero, devido ao fato da inserção da compensação dos termos de acoplamento cruzado entre os eixo d-q de corrente de rotor. Em se tratando dos pólos de estator, alvo principal deste estudo, nada foi alterado significativamente, sendo os pólos de estator posicionados praticamente sobre o eixo imaginário.

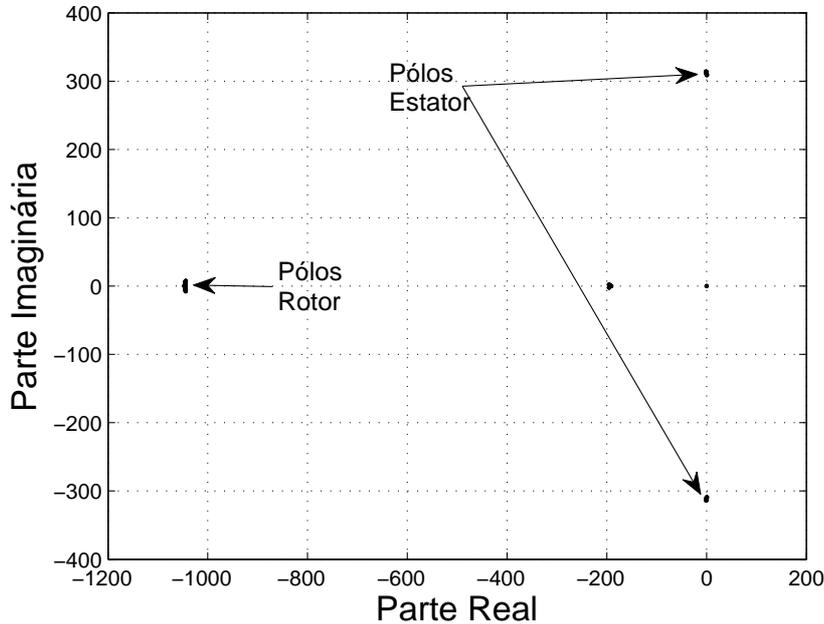


Figura 4.5: Autovalores da matriz característica do gerador de indução, ilustrando as dinâmicas de estator, rotor e dinâmica mecânica, incluindo os controladores de corrente de rotor com compensações parciais.

4.3.3 Análise com compensações totais

Este último caso de simulação propõe a análise incluindo, além das compensações de corrente entre os eixos d-q, a compensação para a força contra eletromotriz (EMF), na componente de eixo direto da corrente de rotor. Com isso, a tensão de rotor de eixo direto pode ser escrita por:

$$v_{rd}^* = \left(K_{P_{ird}} + \frac{K_{I_{ird}}}{s} \right) (i_{rd}^* - i_{rd}) - (\omega_e - \omega_r) \sigma L_{rr} i_{rq} - EMF \quad (4.32)$$

Desta forma, a nova matriz \underline{G} é dada por:

$$\underline{G} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ -K_{P_{ird}}b & 0 & K_{P_{ird}}c & \omega_{slip} & -\lambda_{rq} & 1 & 0 \\ \omega_{slip}d & -K_{P_{irq}}b & -\omega_{slip} & K_{P_{irq}}c & \lambda_{rd} & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (4.33)$$

e a matriz \underline{H} é dada por:

$$\underline{H} = \begin{bmatrix} -R_s a & \omega_e & R_s b & 0 & 0 & 0 & 0 \\ -\omega_e & -R_s a & 0 & R_s b & 0 & 0 & 0 \\ R_r b & 0 & -R_r c & \omega_{slip} & -\lambda_{rq} & 1 & 0 \\ 0 & R_r b & -\omega_{slip} & -R_r c & \lambda_{rd} & 0 & 1 \\ a_{51} & a_{52} & a_{53} & a_{54} & 0 & 0 & 0 \\ K_{I_{ird}}b & 0 & -K_{I_{ird}}c & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & K_{I_{irq}}b & 0 & -K_{I_{ird}}c & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (4.34)$$

Calculando-se novamente os autovalores pode-se observar, na Figura 4.6, uma variação pouco significativa na posição dos pólos de estator. Uma comparação deste novo resultado de simulação, com o resultado apresentado na Figura 4.4, permite observar uma pequena redução na parte imaginária, entretanto, os mesmos se deslocaram na direção da região de instabilidade.

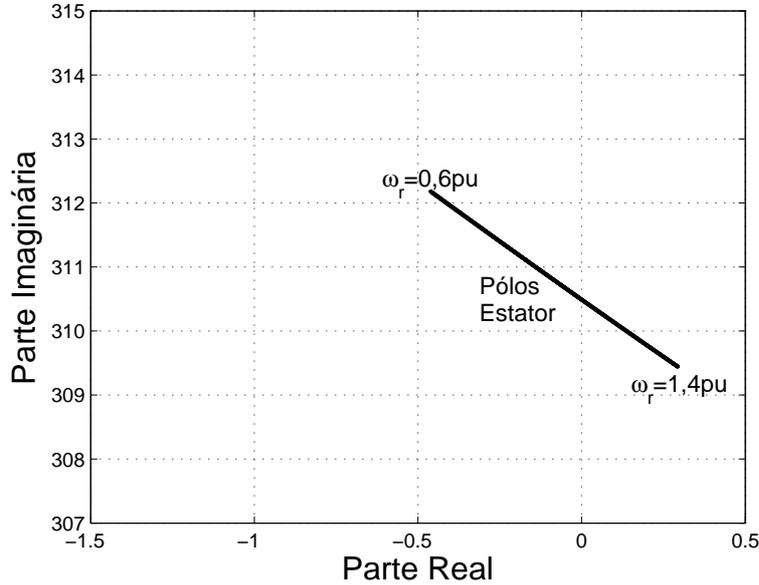


Figura 4.6: Ampliação do pólo estator, incluindo os controladores de corrente de rotor com compensações totais.

Conforme apresentado, a análise considerando apenas a inclusão das malhas de corrente de rotor de eixos d-q, não proporcionou uma alteração significativa na posição dos polos de estator. Assim, com objetivo de buscar alternativas para aumentar o amortecimento do fluxo de estator, nas seguintes seções serão incluídos no modelo, as malhas externas de controle.

4.4 Análise Dinâmica do DFIG com Malha de Potência Ativa

A malha de controle de potência ativa fornecida para a rede produz, na saída do controlador proporcional e integral, a referência para a malha de corrente de rotor de eixo direto (i_{rd}^*), dada por:

$$i_{rd}^* = - \left(K_{PPN} + \frac{K_{IPN}}{s} \right) (P_N^* - P_N) \quad (4.35)$$

Com a inclusão desta malha de controle, a referência de corrente de rotor de eixo direto passa a ser um novo estado no modelo, assim como, a referência potência ativa (P_N^*) constitui-se uma nova entrada para o modelo, sendo os vetores de estados (\underline{x}) e entradas (\underline{u}) dadas por:

$$\underline{x} = \begin{bmatrix} \Delta\lambda_{sd} \\ \Delta\lambda_{sq} \\ \Delta\lambda_{rd} \\ \Delta\lambda_{rq} \\ \Delta\omega_r \\ \Delta v_{rd} \\ \Delta v_{rq} \\ \Delta i_{rd}^* \end{bmatrix} \quad (4.36)$$

$$\underline{u} = \begin{bmatrix} \Delta v_{sd} \\ \Delta v_{sq} \\ \Delta T_t \\ \Delta i_{rq}^* \\ \Delta P_N^* \end{bmatrix} \quad (4.37)$$

Com isso, tem-se que:

$$\underline{G} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ -K_{P_{ird}}b & 0 & K_{P_{ird}}c & \omega_{slip} & -\lambda_{rq} & 1 & 0 & g_{68} \\ \omega_{slip}d & -K_{P_{irq}}b & \omega_{slip} & K_{P_{irq}}c & \lambda_{rd} & 0 & 1 & 0 \\ g_{81} & g_{82} & g_{83} & g_{84} & 0 & g_{86} & g_{87} & 1 \end{bmatrix} \quad (4.38)$$

sendo:

$$g_{68} = -K_{P_{ird}}$$

$$\begin{aligned}
g_{81} &= -\frac{3}{2}K_{PPN} (v_{sd0}a - v_{rd0}b) & g_{82} &= \frac{3}{2}K_{PPN} (v_{rq0}b) \\
g_{83} &= -\frac{3}{2}K_{PPN} (v_{rd0}c - v_{sd0}b) & g_{84} &= -\frac{3}{2}K_{PPN} (v_{rq0}c) \\
g_{86} &= -\frac{3}{2}K_{PPN} i_{rd0} & g_{87} &= -\frac{3}{2}K_{PPN} i_{rq0}
\end{aligned}$$

$$\underline{H} = \begin{bmatrix} -R_s a & \omega_e & R_s b & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ -\omega_e & -R_s a & 0 & R_s b & 0 & 0 & 0 & 0 \\ R_r b & 0 & -R_r c & \omega_{slip} & -\lambda_{rq} & 1 & 0 & 0 \\ 0 & R_r b & -\omega_{slip} & -R_r c & \lambda_{rd} & 0 & 1 & 0 \\ a_{51} & a_{52} & a_{53} & a_{54} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ K_{I_{ird}} b & 0 & -K_{I_{ird}} c & 0 & 0 & 0 & 0 & K_{I_{ird}} \\ 0 & K_{I_{irq}} b & 0 & -K_{I_{ird}} c & 0 & 0 & 0 & 0 \\ h_{81} & h_{82} & h_{83} & h_{84} & 0 & h_{86} & h_{87} & 0 \end{bmatrix} \quad (4.39)$$

sendo:

$$\begin{aligned}
h_{81} &= \frac{3}{2}K_{IPN} (v_{sd0}a - v_{rd0}b) & h_{82} &= -\frac{3}{2}K_{IPN} (v_{rd0}b) \\
h_{83} &= \frac{3}{2}K_{IPN} (v_{rd0}c - v_{sd0}b) & h_{84} &= \frac{3}{2}K_{IPN} (v_{rq0}c) \\
h_{86} &= \frac{3}{2}K_{IPN} (i_{rd0}) & h_{87} &= \frac{3}{2}K_{IPN} (i_{rq0})
\end{aligned}$$

Os autovalores obtidos são apresentados na Figura 4.7, sendo que para uma melhor visualização é apresentado uma ampliação do pólo complexo conjugado de estator, permitindo observar que a parte real é negativa, indicando que não há regiões instáveis de operação. Contudo, o amortecimento das oscilações de fluxo é insignificante, pois a parte real do pólo complexo conjugado de estator é insignificante, logo os mesmos estão localizados muito

próximo ao eixo imaginário, sendo a frequência de oscilação igual à frequência da rede (314rad/s).

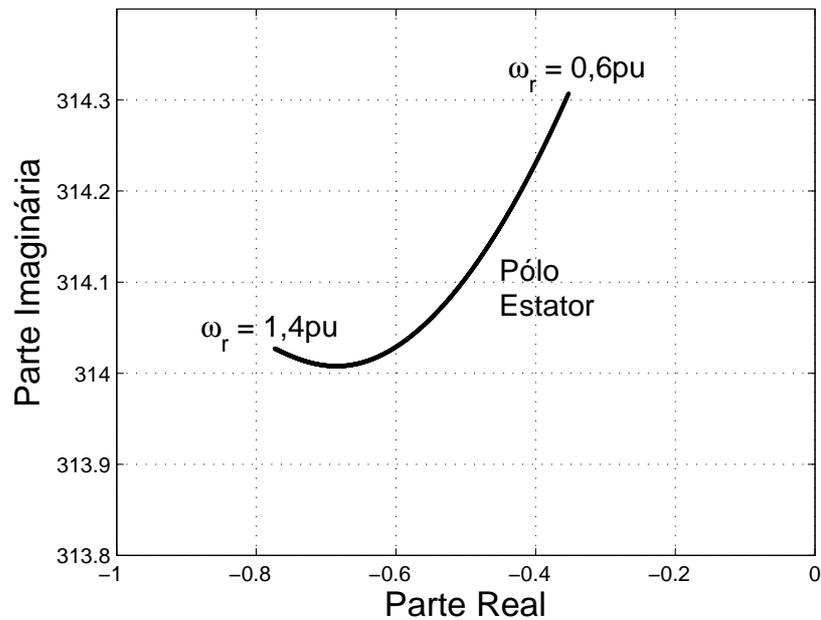


Figura 4.7: Autovalores da matriz característica da máquina de indução, ilustrando ampliação do pólo de estator, incluindo o controlador de potência ativa fornecida para a rede.

Na seção seguinte a malha de controle de potência ativa fornecida para a rede será substituída pela malha de controle de velocidade de rotor, para uma nova avaliação da migração dos pólos.

4.5 Análise Dinâmica do DFIG com Malha de Velocidade

A malha de controle de velocidade de rotor é implementada em paralelo com a malha de potência ativa fornecida para a rede produzindo também, na saída do controlador, a referência para a malha de corrente de rotor de eixo

direto, dada por:

$$i_{rd}^* = - \left(K_{P\omega_r} + \frac{K_{I\omega_r}}{s} \right) (\omega_r^* - \omega_r) \quad (4.40)$$

O vetor de estados é exatamente igual ao apresentado para a estratégia de potência ativa, onde a referência de corrente de rotor é considerada um novo estado. O novo vetor de entrada é dada por:

$$\underline{u} = \begin{bmatrix} \Delta v_{sd} \\ \Delta v_{sq} \\ \Delta T_t \\ \Delta i_{rq}^* \\ \Delta \omega_r^* \end{bmatrix} \quad (4.41)$$

Assim, as matrizes \underline{G} e \underline{H} , que são utilizadas na determinação dos autovalores do modelo do sistema de geração são, respectivamente, dadas por:

$$\underline{G} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ -K_{P_{ird}}b & 0 & K_{P_{ird}}c & \omega_{slip} & -\lambda_{rq} & 1 & 0 & -K_{P_{ird}} \\ \omega_{slip}d & -K_{P_{irq}}b & \omega_{slip} & K_{P_{irq}}c & \lambda_{rd} & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & -K_{P\omega_r} & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (4.42)$$

$$\underline{H} = \begin{bmatrix} -R_s a & \omega_e & R_s b & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ -\omega_e & -R_s a & 0 & R_s b & 0 & 0 & 0 & 0 \\ R_r b & 0 & -R_r c & \omega_{slip} & -\lambda_{rq} & 1 & 0 & 0 \\ 0 & R_r b & -\omega_{slip} & -R_r c & \lambda_{rd} & 0 & 1 & 0 \\ a_{51} & a_{52} & a_{53} & a_{54} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ K_{I_{ird}}b & 0 & -K_{I_{ird}}c & 0 & 0 & 0 & 0 & K_{I_{ird}} \\ 0 & K_{I_{irq}}b & 0 & -K_{I_{ird}}c & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & K_{I\omega_r} & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (4.43)$$

A nova posição dos pólos de estator, com a inserção da malha de velocidade, é apresentada na Figura 4.8. Neste caso, como esperado, pode-se ver claramente que não há uma alteração significativa na posição dos pólos, constatando que o controle das grandezas ativas, através do canal de eixo direto da corrente de rotor, não se configura como a alternativa mais adequada para prover um amortecimento das oscilações de fluxo de estator.

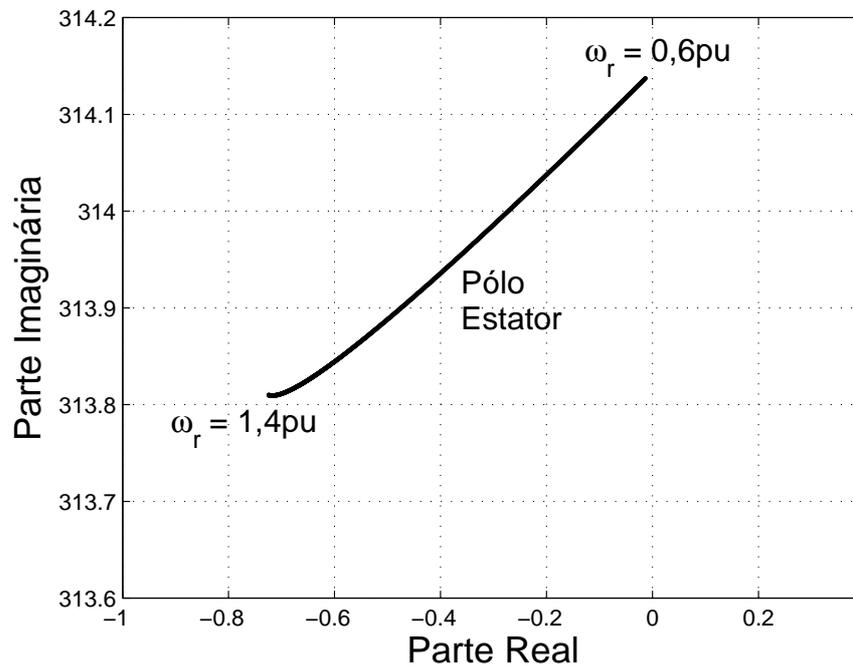


Figura 4.8: Autovalores da matriz característica da máquina de indução, ilustrando ampliação do pólo de estator, incluindo o controlador de velocidade de rotor.

Visto que a dinâmica de estator da máquina permaneceu praticamente inalterada com a inclusão de malhas externas ao canal de eixo direto, sendo de potência ativa fornecida para a rede e velocidade de rotor, nas seguintes seções serão analisados os pólos do sistema modelo, considerando apenas as malha de controle externa à malha de corrente de rotor de eixo em quadratura. Com isso, a referência de corrente de rotor de eixo em quadratura (i_{rq}^*) se torna um novo estado e a nova entrada no modelo será analisada com duas distintas possibilidades, sendo inicialmente de potência reativa de estator e, posteriormente, com corrente de magnetização. Assim, o novo vetor de

estado para estas duas estratégias é dada por:

$$\underline{x} = \begin{bmatrix} \Delta\lambda_{sd} \\ \Delta\lambda_{sq} \\ \Delta\lambda_{rd} \\ \Delta\lambda_{rq} \\ \Delta\omega_r \\ \Delta v_{rd} \\ \Delta v_{rq} \\ \Delta i_{rq}^* \end{bmatrix} \quad (4.44)$$

4.6 Análise Dinâmica do DFIG com Malha de Potência Reativa

Nesta malha de controle foi adotada a mesma estrutura para o controlador utilizado no canal de eixo direto, sendo um controlador proporcional e integral, para produzir a referência de controle da corrente de rotor de eixo em quadratura (i_{rq}^*). Com isso pode-se escrever:

$$i_{rq}^* = \left(K_{P_{Qs}} + \frac{K_{I_{Qs}}}{s} \right) (Q_s^* - Q_s) \quad (4.45)$$

Linearizado a equação e colocando na forma de espaço de estados, chega-se às matrizes do modelo da máquina de indução para análise de pequenas perturbações, dadas por:

$$\underline{G} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ -K_{P_{ird}}b & 0 & K_{P_{ird}}c & \omega_{slip} & -\lambda_{rq} & 1 & 0 & 0 \\ \omega_{slip}d & -K_{P_{irq}}b & \omega_{slip} & K_{P_{irq}}c & \lambda_{rd} & 0 & 1 & -K_{P_{irq}} \\ 0 & g_{82} & 0 & g_{84} & 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (4.46)$$

sendo:

$$g_{82} = -\frac{3}{2} \frac{K_{P_{Qs}}}{L_{ss}} v_{sd} (1 + Mb) \quad g_{84} = \frac{3}{2} \frac{M}{L_{ss}} K_{P_{Qs}} v_{sd} c$$

$$\underline{H} = \begin{bmatrix} -R_s a & \omega_e & R_s b & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ -\omega_e & -R_s a & 0 & R_s b & 0 & 0 & 0 & 0 \\ R_r b & 0 & -R_r c & \omega_{slip} & -\lambda_{rq} & 1 & 0 & 0 \\ 0 & R_r b & -\omega_{slip} & -R_r c & \lambda_{rd} & 0 & 1 & 0 \\ a_{51} & a_{52} & a_{53} & a_{54} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ K_{I_{ird}} b & 0 & -K_{I_{ird}} c & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & K_{I_{irq}} b & 0 & -K_{I_{ird}} c & 0 & 0 & 0 & K_{I_{irq}} \\ 0 & h_{82} & 0 & h_{84} & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (4.47)$$

sendo:

$$h_{82} = \frac{3 K_{I_{Qs}}}{2 L_{ss}} v_{sd} (1 + Mb) \quad h_{84} = -\frac{3 M}{2 L_{ss}} K_{I_{Qs}} v_{sd} c$$

Os autovalores obtidos são apresentados na Figura 4.9. É importante ressaltar que a faixa de passagem definida para ajuste dos controladores de potência reativa foi considerada igual à faixa de passagem utilizada para calcular os ganhos dos controladores de potência ativa.

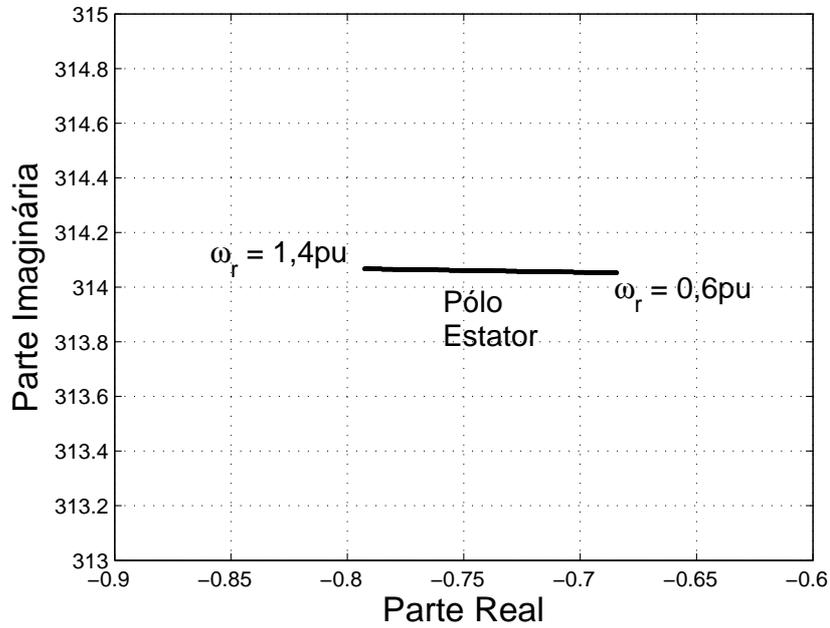


Figura 4.9: Autovalores ilustrando ampliação do pólo de estator incluindo o controlador de potência reativa.

Este resultado obtido representa a melhor situação alcançada em comparação com os demais casos estudados, pois pode ser visto que a parte real dos pólos de estator foi deslocada no sentido do semiplano complexo negativo, isto é, tendendo à região de estabilidade e com maior amortecimento.

4.7 Estratégia de Controle Proposta

Através das análises realizadas anteriormente, pode ser visto que independente da sintonia dos controladores de potência ativa e reativa, que são as estratégias de controle usualmente utilizadas para controlar o gerador de indução de dupla alimentação, não foi possível proporcionar uma migração dos pólos de estator, no sentido de aumentar significativamente o amortecimento das oscilações fracamente amortecidas do fluxo de estator. Neste caso, faz-se necessária uma estratégia de controle que atue diretamente na grandeza a ser controlada, onde é proposta uma estratégia de controle da corrente de magnetização.

4.7.1 Estratégia de controle com realimentação de corrente de magnetização

A estratégia de controle proposta é implementada em paralelo com a malha de controle de potência reativa de estator, proporcionando um controle da corrente de magnetização de estator do gerador (i_{ms}). Neste caso, buscou-se solucionar um dos grandes problemas relacionados com a conexão direta do estator do DFIG na rede elétrica, que são as oscilações fracamente amortecidas de fluxo de estator.

A corrente de magnetização estimada, utilizada na estratégia de controle em malha fechada, pode ser obtida somando-se as componentes de eixo em quadratura de corrente de estator e corrente de rotor, como mostra:

$$i_{ms} = i_{sq} + i_{rq} \quad (4.48)$$

A referência para o controle de corrente de magnetização é mantida constante, no seu valor nominal, durante a operação em regime permanente, calculada como apresenta a Equação (4.49). É importante ressaltar que, o valor

de corrente de magnetização e, conseqüentemente, do módulo do fluxo de estator é calculado em função da tensão de estator, logo, quando há um distúrbio na rede, principalmente, afundamento de tensão, faz-se necessária a desmagnetização da máquina de indução, ajustando-se a referência da malha de controle em função da amplitude do afundamento de tensão.

$$i_{ms}^* = \frac{|\vec{\lambda}_s|}{M} = \frac{|\vec{V}_s|}{M\omega_s} \quad (4.49)$$

A função de transferência que relaciona a corrente de magnetização e a componente de corrente de rotor de eixo em quadratura pode ser obtida através das equações de tensão do modelo da máquina, orientado na direção do vetor tensão de estator, sendo:

$$v_{sq} = R_s i_{sq} + \frac{d\lambda_{sq}}{dt} + \omega_s \lambda_{sd} \quad (4.50)$$

O fluxo de estator de eixo em quadratura, que é igual ao módulo do fluxo de estator $|\vec{\lambda}_s|$, é dado por:

$$\lambda_{sq} = L_{ss} i_{sq} + M i_{rq} = M i_{ms} \quad (4.51)$$

Desta forma, substituindo-se na Equação (4.50), a componente de corrente de estator de eixo em quadratura (i_{sq}), definida na Equação (2.36), e considerando que devido ao referencial adotado $v_{sq} = \lambda_{sd} = 0$, chega-se a:

$$G_{P_{ims}}(s) = \frac{i_{ms}}{i_{rq}} = \frac{1}{\tau_s s + 1} \quad (4.52)$$

onde τ_s é a constante de tempo de estator, definida por:

$$\tau_s = \frac{L_{ss}}{R_s}$$

O diagrama de blocos apresentado na Figura 4.10 ilustra a malha de controle da corrente de magnetização, destacando-se o controlador PI e a malha interna de corrente de rotor.

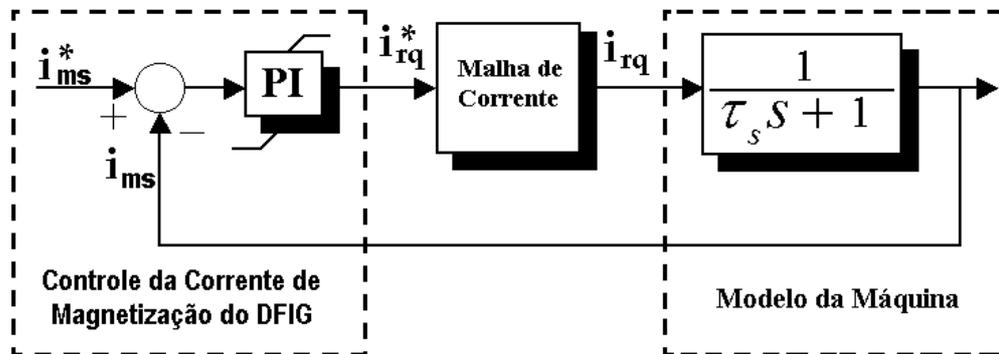


Figura 4.10: Diagrama de blocos da malha de controle de corrente de magnetização de estator.

Os ganhos do controlador de corrente de magnetização (PI) são obtidos utilizando-se a mesma metodologia aplicada para sintonia dos ganhos do controlador de velocidade de rotor, inclusive, considerando-se as mesmas frequências de corte para alocação de pólos. Adicionalmente, ressalta-se que a malha interna de controle de corrente de rotor foi considerada com um ganho unitário, por ser uma malha muito mais rápida em comparação com a malha externa. O resultado de simulação, apresentado na Figura 4.11, ilustra a resposta ao degrau da malha de corrente de magnetização, sendo que o tempo de acomodação é praticamente igual ao da malha de corrente de rotor de eixo em quadratura.

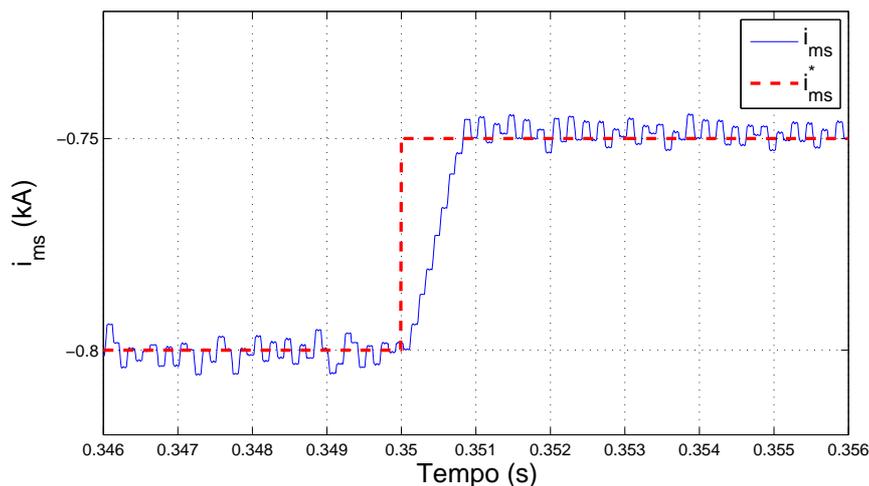


Figura 4.11: Resposta ao degrau da malha de corrente de magnetização.

4.7.2 Análise dinâmica do DFIG com malha de corrente de magnetização

Assim como a malha de potência reativa de estator, a malha de controle da corrente de magnetização é uma malha externa à malha de corrente de rotor de eixo em quadratura (i_{rq}^*). Desta forma, a equação que relaciona o erro de corrente de magnetização e a referência de corrente de eixo em quadratura é dada por:

$$i_{rq}^* = (i_{ms}^* - i_{ms}) \left(K_{P_{i_{ms}}} + \frac{K_{I_{i_{ms}}}}{s} \right) \quad (4.53)$$

Neste caso, a nova entrada para o sistema modelado é a referência de fluxo de estator (i_{ms}^*). As novas matrizes \underline{G} e \underline{H} , do modelo em espaço de estados, são:

$$\underline{G} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ -K_{P_{i_{rd}}}b & 0 & K_{P_{i_{rd}}}c & \omega_{slip} & -\lambda_{rq} & 1 & 0 & 0 \\ \omega_{slip}d & -K_{P_{i_{rq}}}b & \omega_{slip} & K_{P_{i_{rq}}}c & \lambda_{rd} & 0 & 1 & -K_{P_{i_{rq}}} \\ 0 & \frac{K_{P_{i_{ms}}}}{M} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (4.54)$$

$$\underline{H} = \begin{bmatrix} -R_s a & \omega_e & R_s b & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ -\omega_e & -R_s a & 0 & R_s b & 0 & 0 & 0 & 0 \\ R_r b & 0 & -R_r c & \omega_{slip} & -\lambda_{rq} & 1 & 0 & 0 \\ 0 & R_r b & -\omega_{slip} & -R_r c & \lambda_{rd} & 0 & 1 & 0 \\ a_{51} & a_{52} & a_{53} & a_{54} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ K_{I_{i_{rd}}}b & 0 & -K_{I_{i_{rd}}}c & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & K_{I_{i_{rq}}}b & 0 & -K_{I_{i_{rd}}}c & 0 & 0 & 0 & K_{I_{i_{rq}}} \\ 0 & -\frac{K_{I_{i_{ms}}}}{M} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (4.55)$$

Considerando os mesmos critérios apresentados para a malha de potência reativa, os autovalores obtidos com controle de corrente de magnetização são apresentados na Figura 4.12. Observa-se neste caso, uma redução significativa da parte imaginária, assim como, um considerável aumento da parte real dos pólos de estator, proporcionando um aumento no amortecimento das oscilações de fluxo, como desejado.

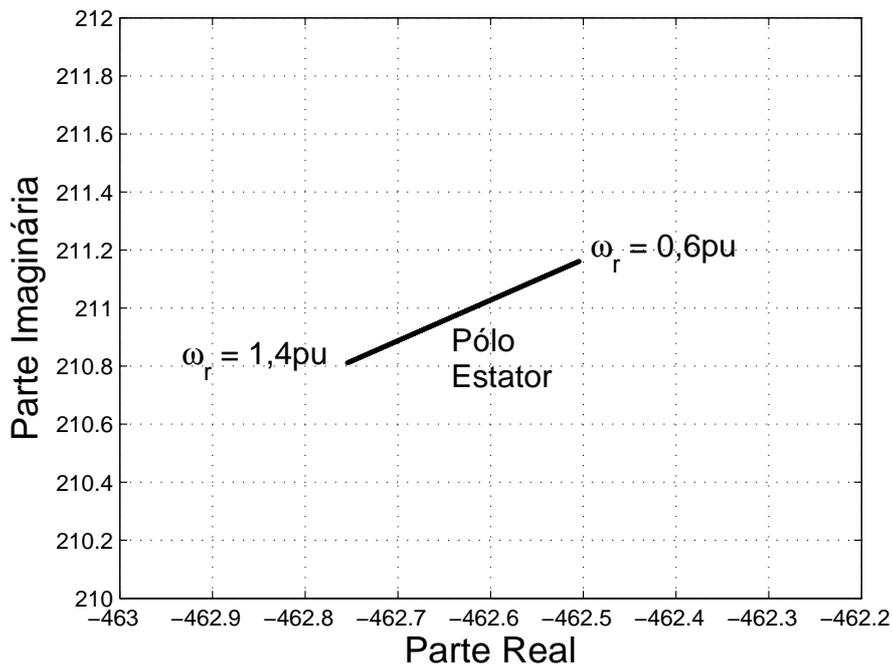


Figura 4.12: Autovalores da matriz característica da máquina de indução, ilustrando as dinâmicas de estator, rotor e dinâmica mecânica, incluindo os controladores de corrente de magnetização.

Para exemplificar o amortecimento proporcionado ao fluxo de estator com a estratégia de controle desenvolvida, foram realizadas simulações, no domínio do tempo, utilizando o gerador de indução de 2MW. Nesta simulação, a máquina é conectada na rede e encontra-se operando na região de velocidade subsíncrona, no limite inferior de velocidade ($\omega_r = 0,6 pu$), pois foi visto que este é o ponto de operação que proporciona um menor amortecimento das oscilações de fluxo. Assim, a Figura 4.13 apresenta duas situações distintas: sem e com controle de corrente de magnetização, destacando nesta figura, as oscilações fracamente amortecidas de fluxo. Desta forma, a es-

tratégia de controle de corrente de magnetização é habilitada no instante de tempo de 0,2s e, com isso, pode-se observar, claramente, que a condição de operação em regime permanente é obtida rapidamente.

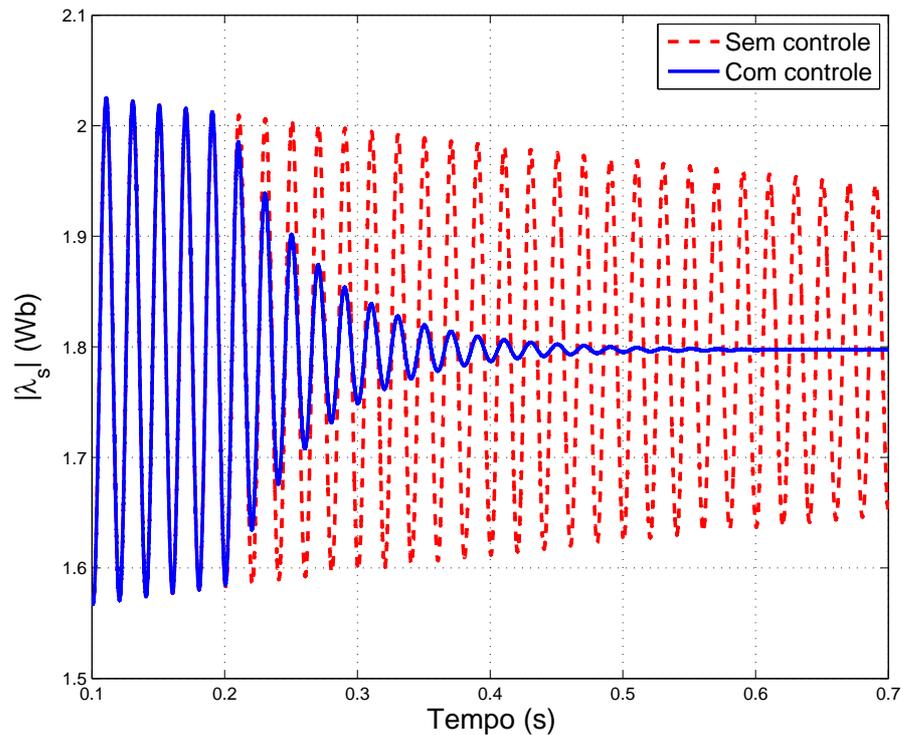


Figura 4.13: Comportamento do fluxo de estator durante operação normal.

Diante desta possibilidade de amortecimento do fluxo de estator, a estratégia de controle da corrente de magnetização será utilizada para controlar o gerador de indução durante a ocorrência de distúrbios de tensão na rede, permitindo com isso, reduzir os transitórios de fluxo.

4.8 Comentários Finais

Foi apresentada neste capítulo a análise de migração dos pólos para o DFIG, onde observou-se que a máquina de indução possui dois autovalores complexos conjugado, pouco amortecidos, que representam a dinâmica eletromagnética de estator.

Um destaque foi dado às diferentes estratégias de controle do conversor do rotor, já bastante conhecidas e publicadas na literatura técnica, assim como, foi proposta e desenvolvida uma estratégia de controle de corrente de magnetização do gerador de indução, para ser utilizada para amortecer as oscilações do fluxo de estator.

A análise realiza, buscando construir conhecimento, foi feita em partes, iniciando-se apenas com a máquina de indução desprezando-se, inclusive, a dinâmica mecânica. Gradativamente, para representar o modelo completo do sistema, foram inseridas as malhas controle de corrente de rotor do gerador, entretanto, não foi possível obter uma alteração significativa na posição dos pólos de estator, para proporcionar um amortecimento das oscilações fracamente amortecidas de fluxo. Adicionalmente, a análise foi estendida às malhas externas de controle do conversor RSC e, da mesma forma, não foi obtido uma melhora significativa no posicionamento dos pólos de estator, para que fosse conseguido um aumento do amortecimento das oscilações de fluxo.

Finalmente, foi inserida uma malha de corrente de magnetização, permitindo com isso, controlar o fluxo de estator, via corrente de magnetização da máquina e, com isso, amortecer as oscilações de fluxo de estator. Para esta estratégia, foram analisadas a migração de pólos, assim como, apresentados resultados de simulação no domínio do tempo.

Análise Dinâmica Frente a Afundamentos de Tensão

Para a integração à rede elétrica é necessário que as modernas turbinas eólicas sejam projetadas para operar, obedecendo aos critérios requeridos pelos recentes códigos de redes, buscando garantir a operação segura de todo o sistema elétrico (E.ON., 2003) e (Rabelo e Hofmann, 2003). Estes códigos de redes determinam, principalmente, que uma turbina eólica deve se manter conectada à rede elétrica durante a ocorrência de um distúrbio, mais especificamente, durante um afundamento de tensão, assim como, a mesma deve possuir a capacidade de fornecer potência reativa para a rede elétrica, contribuindo para a restauração da tensão no ponto de conexão com a rede (Coughlan et al., 2007). Adicionalmente, segundo Erlich e Bachmann (2005), as turbinas devem retornar rapidamente à condição de operação em regime permanente, após o término do distúrbio.

Neste capítulo é discutido o comportamento dinâmico de uma turbina eólica equipada com DFIG, durante a ocorrência de um afundamento de tensão na rede elétrica, um dos tipos de distúrbios mais comuns nos sistemas elétricos de potência. São apresentados os efeitos dos distúrbios no sistema de conversão de energia, como também, formas de se proteger este sistema. Neste sentido, é proposta uma estratégia de controle que contribui para manter a turbina eólica conectada na rede, durante estes distúrbios.

5.1 Efeitos de um Afundamento de Tensão

Um afundamento momentâneo de tensão (AMT) pode ser caracterizado por uma diminuição no valor eficaz da tensão da rede elétrica, para valores entre 90% e 10% do valor nominal, com duração entre meio ciclo da tensão da rede e um minuto (ONS, 2008).

A grande maioria dos afundamentos momentâneos de tensão são causados por faltas, ou seja, por curtos-circuitos nos sistemas elétricos de potência (Erlich e Bachmann, 2005). As faltas nos sistemas elétricos podem ser classificadas em monofásicas, bifásicas ou trifásicas, onde as faltas trifásicas, normalmente, causam afundamentos de tensão com maior amplitude (Bollen, 2000). Contudo, o efeito da componente de seqüência negativa, causadas por afundamentos de tensão desequilibrados, pelo grau de desequilíbrio, são também importantes e por isso serão avaliados neste trabalho.

Para ilustrar o comportamento dinâmico do gerador de indução foram realizadas simulações com a máquina de indução de 2MW, e também, com a estrutura de controle desenvolvida e apresentada nos capítulos anteriores. Os afundamentos de tensão aplicados na barra de conexão do sistema de geração com a rede elétrica são definidos pela norma IEC-61400-21, cujos valores de redução da tensão são apresentados na Tabela 5.1.

Tabela 5.1: Especificação dos afundamentos de tensão para testes de imunidade em turbinas eólicas (IEC-61400-21, 2007).

<i>Caso</i>	<i>Tipo</i>	<i>Amplitude</i>	<i>Duração</i>
AMT-1	Trifásico Simétrico	90%	500 <i>ms</i>
AMT-2	Trifásico Simétrico	50%	500 <i>ms</i>
AMT-3	Trifásico Simétrico	20%	200 <i>ms</i>
AMT-4	Bifásico	90%	500 <i>ms</i>
AMT-5	Bifásico	50%	500 <i>ms</i>
AMT-6	Bifásico	20%	200 <i>ms</i>

Os resultados de simulação foram obtidos em dois pontos de operação distintos, estabelecidos pela norma, isto é, com a turbina eólica fornecendo 20% da potência ativa nominal para a rede elétrica e com a turbina fornecendo 100% de potência ativa. Durante a ocorrência do distúrbio, algumas importantes considerações devem ser ressaltadas, a saber:

- a máquina de indução encontra-se operando em regime permanente controlada, inicialmente, com realimentação de velocidade e, posteriormente, com realimentação de potência ativa;
- a velocidade de vento permanece constante.

5.1.1 Caso 1 - 100% de potência ativa e AMT-1

Nas condições estabelecidas para o caso-1 foram realizadas simulações, para analisar o impacto do afundamento de tensão, no sistema eólico equipado com gerador DFIG. Inicialmente é apresentada na Figura 5.1(a) a tensão da rede, que foi reduzida no instante de tempo igual a 1.2s para 90% de seu valor nominal, durante um intervalo de tempo de 500ms. Devido a redução pouco significativa deste primeiro caso, observa-se apenas um pequeno aumento na corrente de estator, ilustrado na Figura 5.1(b), que devido a queda de tensão, há um aumento da corrente para continuar fornecendo a mesma potência. Da mesma forma, o aumento da componente de eixo direto da corrente de rotor, ilustrada na Figura 5.1(c), é necessário para manter o mesmo conjugado eletromagnético, compensando a redução do fluxo de estator.

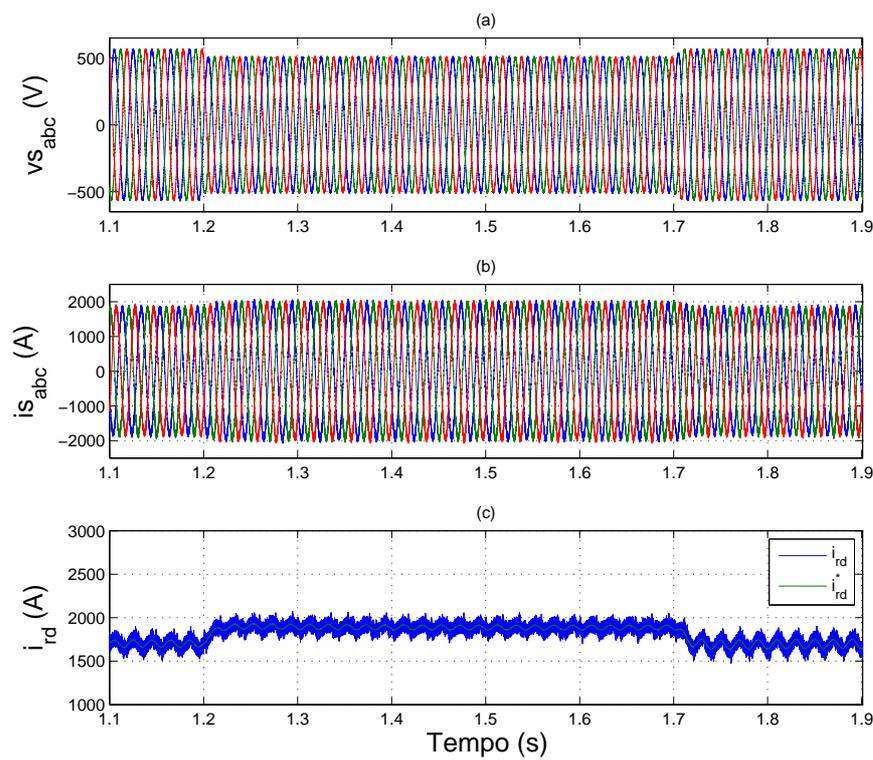


Figura 5.1: Comportamento do gerador de indução, frente a um afundamento de tensão (AMT-1), durante fornecimento de 100% de potência ativa para rede. (a) - Tensões trifásicas da rede. (b) - Correntes trifásicas de estator. (c) - Componente de corrente de rotor de eixo direto.

A tensão do barramento CC, durante o afundamento de tensão, sofre uma pequena variação, praticamente desprezível, como ilustra a Figura 5.2(a), pois é aceitável que a tensão do barramento CC varie numa faixa de $\pm 10\%$, durante transitórios. Adicionalmente, pode-se observar durante todo o intervalo de tempo de simulação, que a tensão do barramento CC possui um comportamento oscilatório de baixa frequência, em torno do valor de referência de tensão (1400V). Essas oscilações são o reflexo das oscilações de potência injetada no barramento CC. Com relação à velocidade mecânica da máquina e a potência ativa fornecida para a rede, não se observa alterações consideráveis, devido a ação das malhas internas de controle de corrente de rotor, responsáveis pela regulação da velocidade e, conseqüentemente, potência ativa, como pode ser visualizado nas figuras 5.2(b) e 5.2(c), respectivamente.

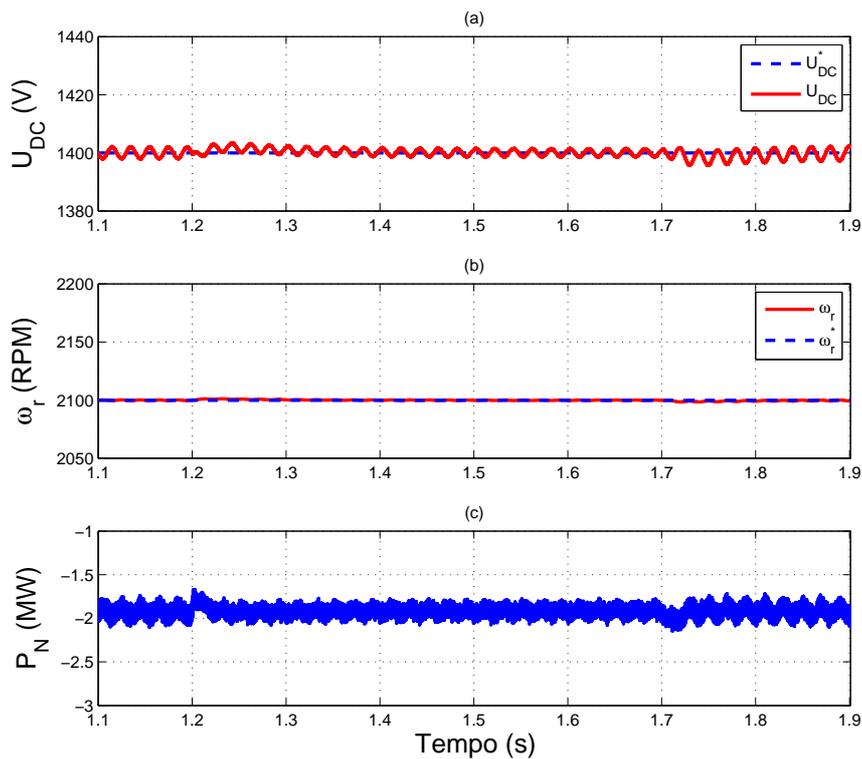


Figura 5.2: Comportamento do gerador de indução, frente a um afundamento de tensão (AMT-1), durante fornecimento de 100% de potência ativa para rede. (a) - Tensão do barramento CC. (b) - Velocidade mecânica do DFIG. (c) - Potência ativa fornecida para rede.

O fluxo de estator é apresentado na Figura 5.3, onde observa-se também, um comportamento com oscilações, na frequência da tensão da rede. As oscilações ocorrem devido ao baixo amortecimento do fluxo, sendo visualizadas antes, depois e, inclusive, durante os instantes de variação da tensão da rede. Devido a pequena amplitude do afundamento de tensão e da pequena queda no módulo do fluxo (10%), estas oscilações de fluxo não influenciam significativamente no comportamento das malhas de controle de corrente de rotor, assim como, não interferem nas demais grandezas controladas, porém, se propagam, como visto na tensão do barramento CC na Figura 5.2(a).

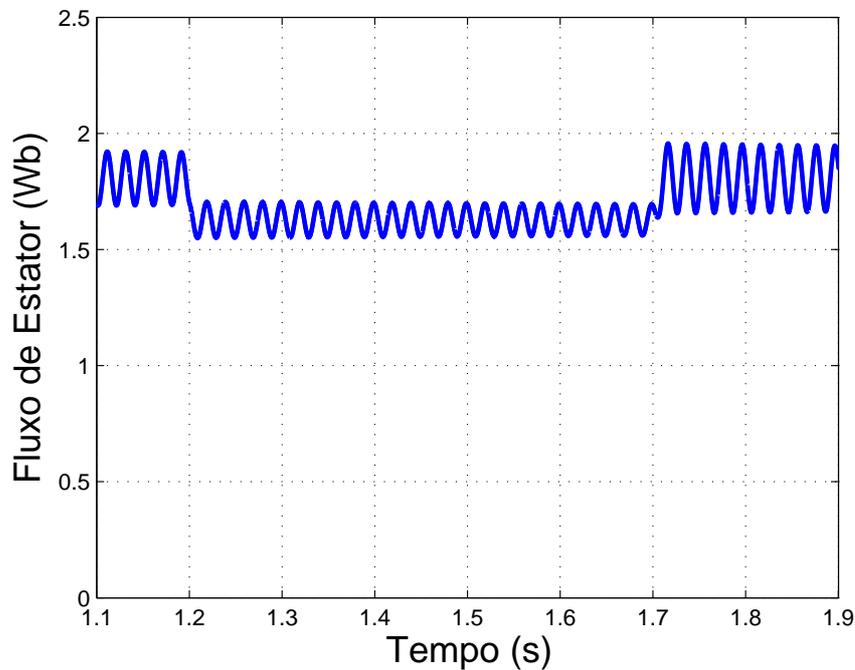


Figura 5.3: Comportamento do fluxo do estator, durante a ocorrência de uma fundamento de tensão (AMT-1), estando a máquina fornecendo potência ativa nominal.

5.1.2 Caso 2 - 20% de potência ativa e AMT-1

Nesta análise, a máquina de indução encontra-se na região subsíncrona, em seu limite inferior de operação, fornecendo para a rede elétrica uma potência ativa total de 400kW. O afundamento de tensão, aplicado na barra de conexão do sistema de geração com a rede elétrica, é idêntico ao apresentado no caso anterior.

Desta forma, é apresentado na Figura 5.4(a) a tensão da rede elétrica e na Figura 5.4(b) o comportamento das correntes trifásicas de estator, onde se vê claramente que, as correntes de estator permanecem com a amplitude praticamente constante, sendo o impacto do afundamento de tensão desprezível. Isto se dá, devido ao fato do pouco fornecimento de potência ativa para a rede, implicando em baixas correntes, tanto no estator quanto no rotor do gerador de indução, proporcionando uma grande faixa para controle do mesmo.

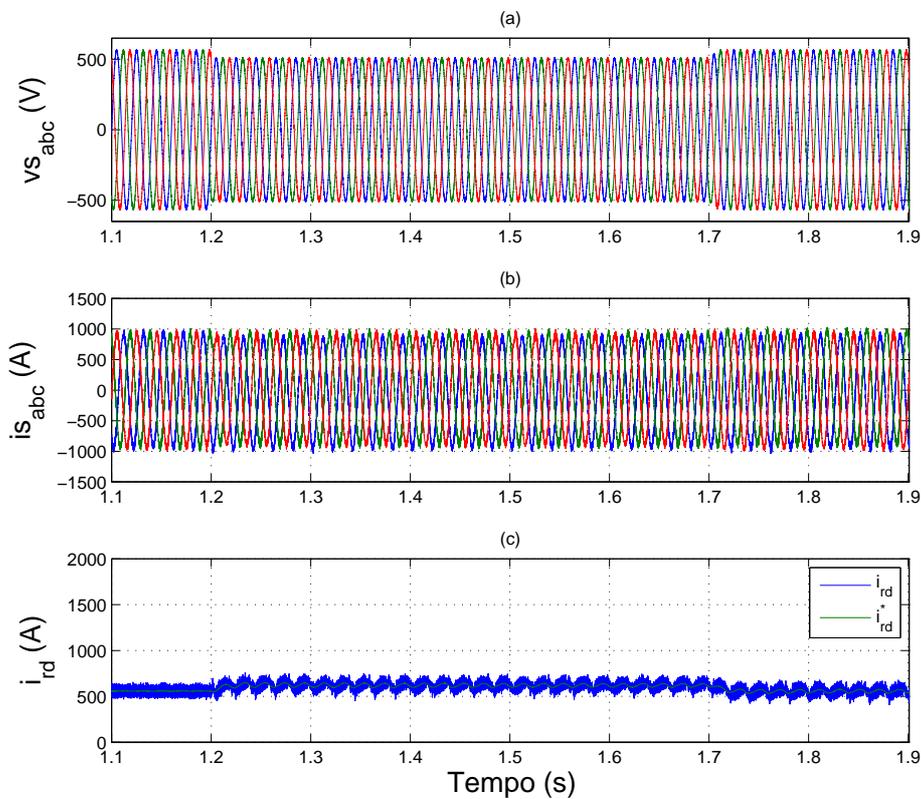


Figura 5.4: Comportamento do gerador de indução, frente a um afundamento de tensão (AMT-1), durante fornecimento de 20% de potência ativa para a rede. (a) - Tensões trifásicas da rede. (b) - Correntes trifásicas de estator. (c) - Componente de corrente de rotor de eixo direto.

Com relação à componente de eixo direto da corrente de rotor, ilustrada na Figura 5.4(c), observa-se um pequeno aumento na amplitude da corrente, realizado pela malha de controle de corrente de rotor, para compensar a

redução da tensão, e com isso, manter o mesmo fornecimento de potência para a rede. Neste caso, pode ser ressaltado ainda, que o conversor de rotor está fluindo uma pequena corrente, possuindo portanto, uma grande margem para controle de corrente, potência ativa e reativa, durante o distúrbio. Pode ser visto também na Figura 5.4(c), durante o distúrbio na rede, uma pequena oscilação na corrente de rotor, provocada pelo transitório de fluxo de estator e seu comportamento oscilatório.

O fluxo de estator é apresentado na Figura 5.5, nos mesmos moldes da Figura 5.3, onde uma análise qualitativa permite concluir que, com a máquina operando em região subsíncrona e para um mesmo afundamento de tensão, o impacto causado no fluxo de estator é mais significativo, com menor amortecimento das oscilações, em comparação com a máquina operando em região supersíncrona, porque os pólos de estator estão localizados mais próximo ao eixo imaginário nesta região de operação, como visto no Capítulo 4.

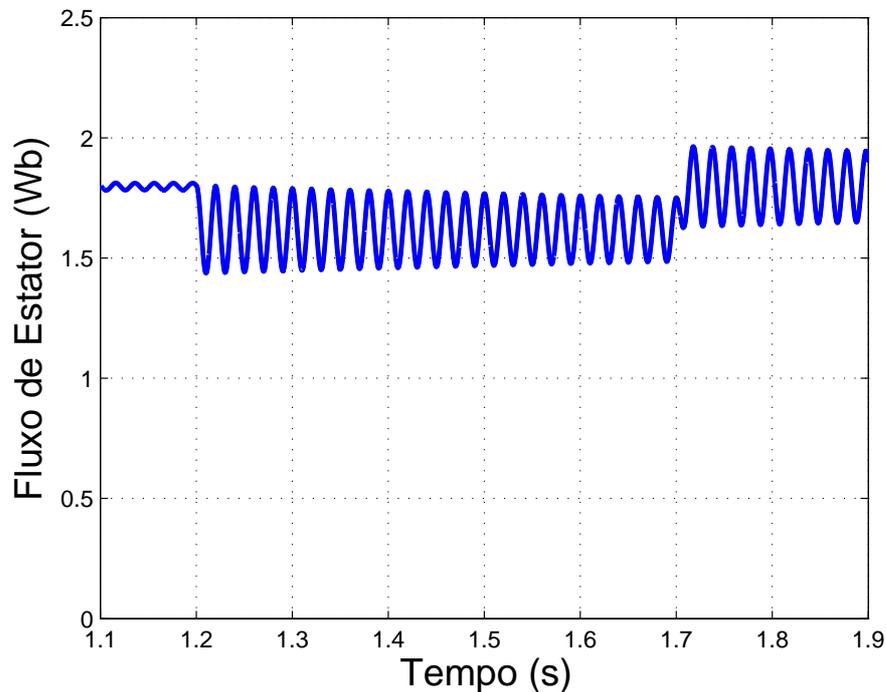


Figura 5.5: Comportamento do fluxo do estator, durante a ocorrência de uma fundamento de tensão (AMT-1), estando a máquina fornecendo 20% potência ativa.

O comportamento da tensão do barramento CC (U_{DC}) durante a ocorrência do afundamento de um tensão, estando o DFIG fornecendo 20% de potência ativa para a rede elétrica, é apresentado na Figura 5.6(a). Nos mesmos moldes, é apresentado na Figura 5.6(b) e na Figura 5.6(c) o comportamento da velocidade mecânica do gerador (ω_r) e da potência ativa fornecida para a rede elétrica (P_N), respectivamente, onde pode ser visto, claramente, que estas grandezas permanecem praticamente constantes, em função da referência desejada, não sendo afetadas significativamente pelo distúrbio na rede elétrica. Contudo, observa-se pequenas oscilações durante e após o distúrbio de tensão, principalmente, na tensão do barramento CC e na potência ativa fornecida para a rede, em função das oscilações de fluxo.

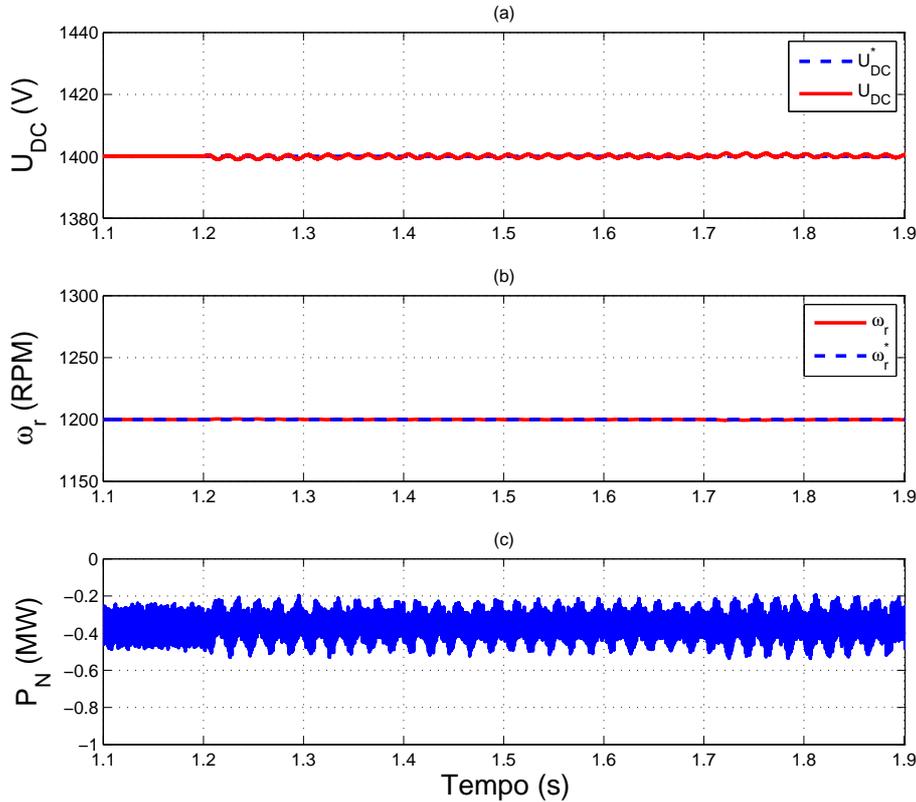


Figura 5.6: Comportamento do gerador de indução, frente a um afundamento de tensão (AMT-1), durante fornecimento de 20% de potência ativa para a rede. (a) - Tensão do barramento CC. (b) - Velocidade mecânica do DFIG. (c) - Potência ativa fornecida para rede.

5.1.3 Caso 3 - 100% de potência ativa e AMT-2

Neste caso, o afundamento de tensão possui maior amplitude, onde a tensão foi reduzida para 50% do seu valor nominal, no instante de tempo 1.2s e restaurado ao valor nominal após 500ms. Nestas condições é apresentado na Figura 5.7(a), inicialmente, o impacto causado nas correntes trifásicas de estator, onde são destacados dois momentos, primeiramente na Figura 5.7(b), o instante inicial logo após a ocorrência do distúrbio e posteriormente, na Figura 5.7(c), as correntes de estator após o término do distúrbio. Nesta simulação, pode ser visto que a corrente de estator atinge um valor de pico próximo de duas vezes o valor nominal (1800A) durante o transitório.

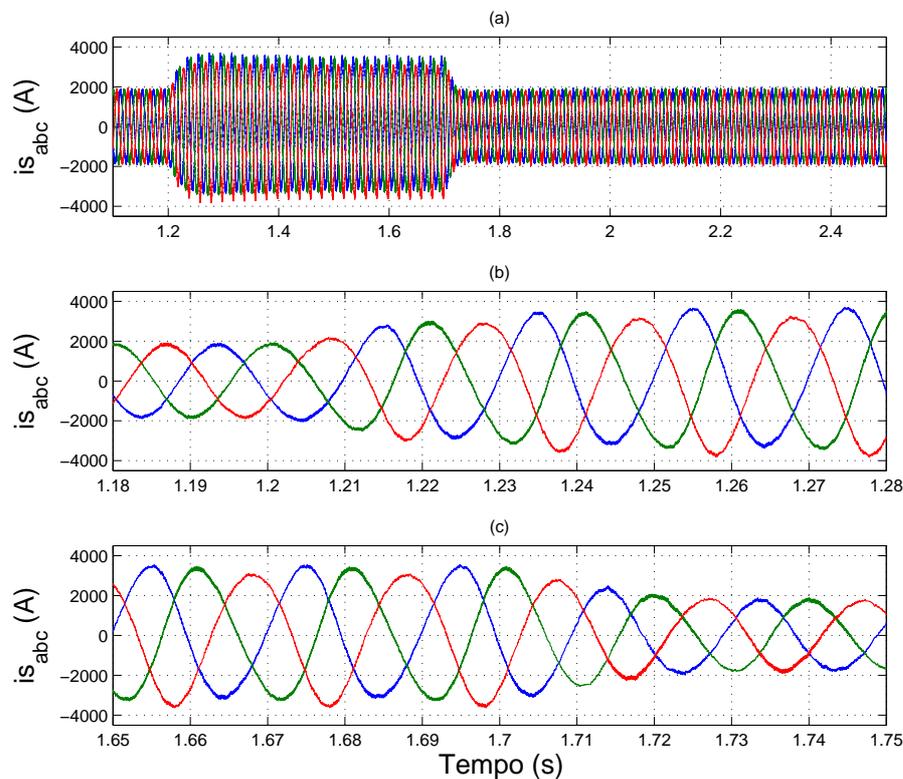


Figura 5.7: Comportamento das correntes trifásicas do enrolamento de estator do gerador, durante um afundamento de tensão (AMT-2), para fornecimento de 100% de potência ativa. (a) - Correntes durante todo o distúrbio de tensão. (b) - Instante inicial do distúrbio. (c) - Instante logo após a restauração da tensão.

Como visto nas correntes de estator, o comportamento dinâmico do DFIG é muito afetado durante a ocorrência de um afundamento de tensão mais severo. Como consequência do afundamento de tensão, as correntes de estator são elevadas e, também, possuem componentes contínuas, que se refletem em componentes alternadas nos enrolamentos de rotor, sobrepondo as correntes de rotor, que tem frequência menor do que a frequência de estator, injetadas pelo conversor do lado do rotor (RSC). Desta maneira, as correntes de rotor podem ser extremamente elevadas, cerca de duas ou três vezes o valor nominal, como apresenta a Figura 5.8(a), o que não é aceitável. As Figuras 5.8(b) e 5.8(c) destacam o comportamento da corrente durante os instantes iniciais e finais do distúrbio, respectivamente.

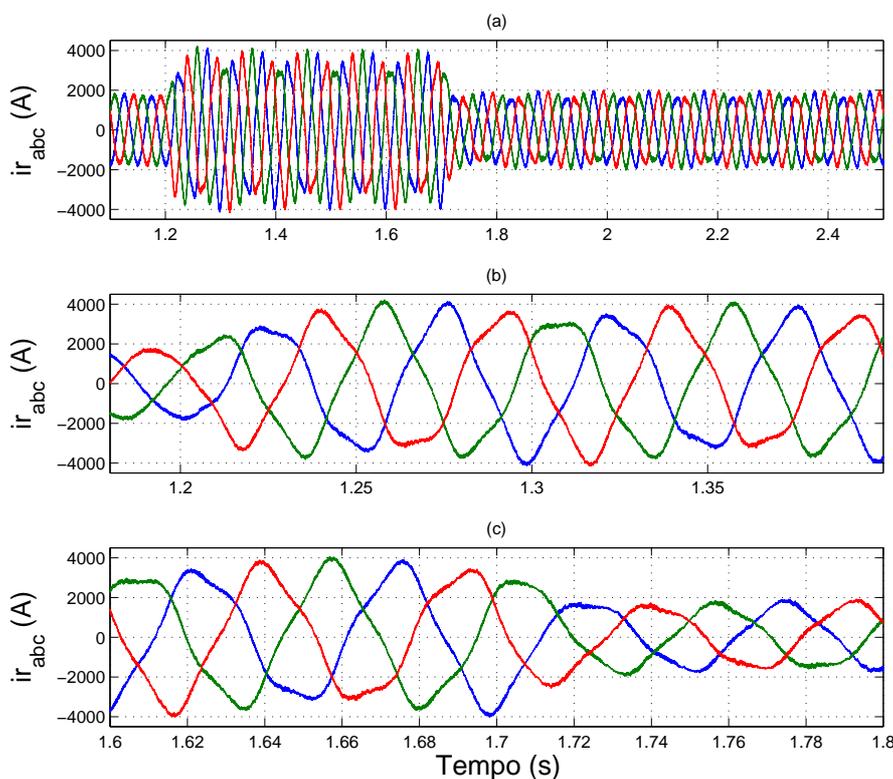


Figura 5.8: Comportamento das correntes trifásicas do enrolamento de rotor do gerador, durante um afundamento de tensão (AMT-2), para fornecimento de 100% de potência ativa. (a) - Correntes durante todo o distúrbio de tensão. (b) - Instante inicial do distúrbio. (c) - Instante logo após a restauração da tensão.

Devido a operação na região supersíncrona, as elevadas correntes de rotor injetadas no barramento CC, aliadas com a redução da tensão da rede, provocam uma forte redução na capacidade do conversor da rede em fornecer potência ativa para a rede, e com isso, tem-se um aumento do nível de tensão do barramento CC, durante a ocorrência do distúrbio. Normalmente, a tensão no barramento CC pode variar dentro de uma faixa de operação em torno de $\pm 10\%$, ou em alguns casos específicos, no máximo $\pm 20\%$, permitindo uma certa tolerância aos afundamentos de tensão, porém os capacitores do barramento CC não são projetados para reduzir totalmente este efeito, obtendo-se níveis de tensão extremamente elevados, como apresentado na Figura 5.9.

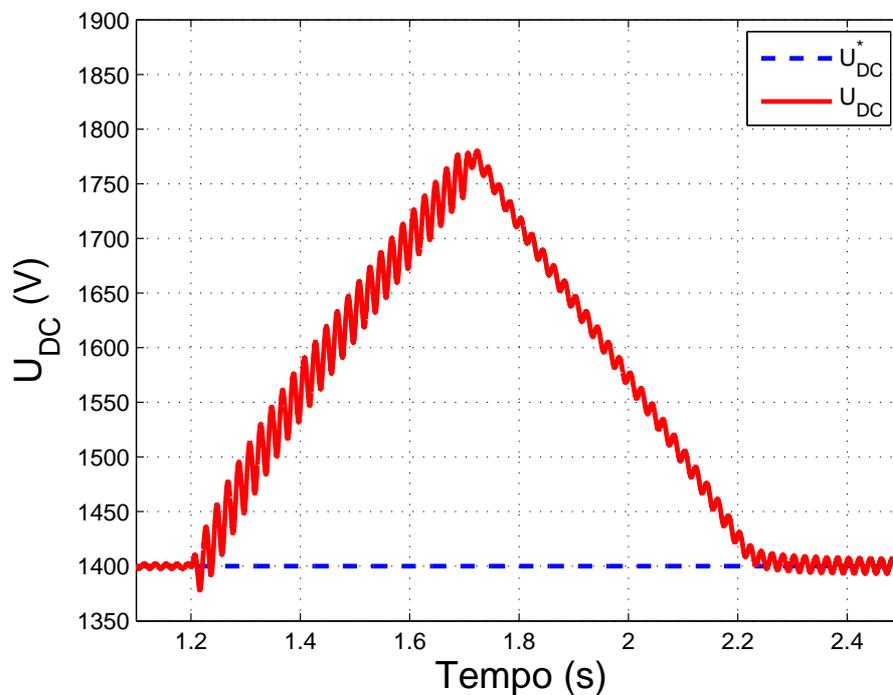


Figura 5.9: Comportamento da tensão do barramento CC, durante afundamento de tensão (AMT-2).

Devido à estratégia de controle implementada para o conversor do lado da rede (GSC), a malha de controle de tensão e, conseqüentemente, a malha de corrente de eixo direto (i_{nd}), que já estava operando próxima de seu limite superior, tenta estabilizar a tensão do barramento CC no valor desejado, implicando em uma saturação no controle de corrente, fazendo com que o conversor trabalhe na sua capacidade máxima. A Figura 5.10(a) apresenta

as correntes trifásicas de entrada do conversor GSC durante o distúrbio estudado, destacando os instantes iniciais na Figura 5.10(b) e em regime permanente após o afundamento na Figura 5.10(c).

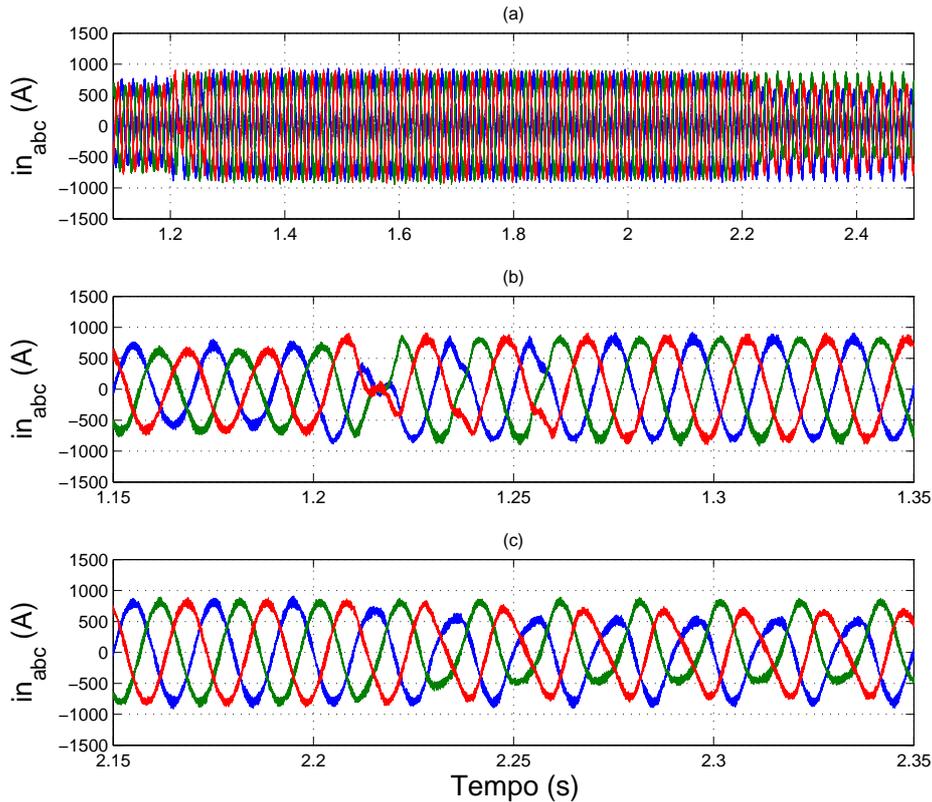


Figura 5.10: Comportamento das correntes trifásicas do conversor GSC, durante um afundamento de tensão (AMT-2), para fornecimento de 100% de potência ativa. (a) - Correntes durante o distúrbio de tensão. (b) - Instante inicial do distúrbio. (c) - Instante logo após a restauração da tensão.

Imediatamente após o afundamento de tensão, inclusive após a restauração da tensão da rede elétrica, o eixo do gerador e a caixa de transmissão experimentam oscilações de conjugado, que podem causar estresse na estrutura mecânica da turbina eólica. Essas oscilações de conjugado são proporcionadas devido às oscilações no fluxo de estator, que possui uma constante de tempo muito grande, devido a baixa resistência de estator, implicado num

baixo amortecimento. Assim como o conjugado eletromagnético do gerador, a potência ativa fornecida para a rede pelo estator do gerador, também é bastante oscilante, devido ao reflexo das oscilações de conjugado e velocidade mecânica do gerador. A Figura 5.11(a) ilustra o conjugado eletromagnético e a Figura 5.11(b) a potência ativa fornecida para rede pelo gerador de indução, durante o afundamento de tensão.

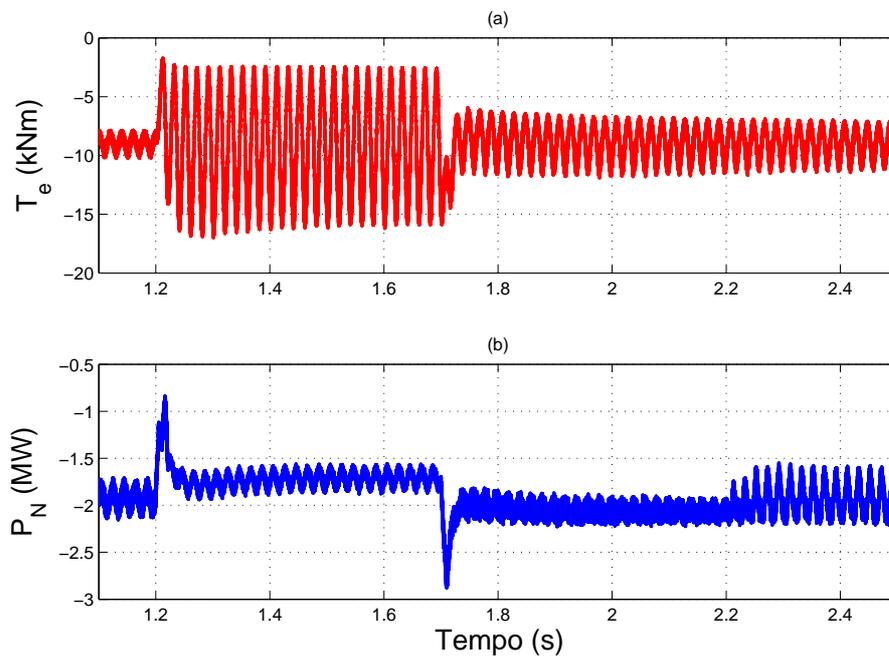


Figura 5.11: Comportamento do DFIG durante o afundamento de tensão (AMT-2), para fornecimento de 100% de potência ativa. (a) - Conjugado eletromagnético. (b) - Potência ativa fornecida para rede.

Uma análise mais detalhada da curva de conjugado eletromagnético, permite observar a grande oscilação de conjugado que, como conseqüência deste fato, produz vibrações intensas, podendo comprometer, através de esforços mecânicos, a estrutura do sistema de geração (Morren e de Haan, 2005). Outra conseqüência, causada pela redução da tensão de estator, é o fato do gerador não conseguir fornecer mais a mesma potência ativa, perdendo portanto a capacidade de produzir um conjugado eletromagnético frenante proporcional ao conjugado acionante da turbina eólica, logo, o conjunto gerador/turbina eólica acelera, como apresenta a Figura 5.12.

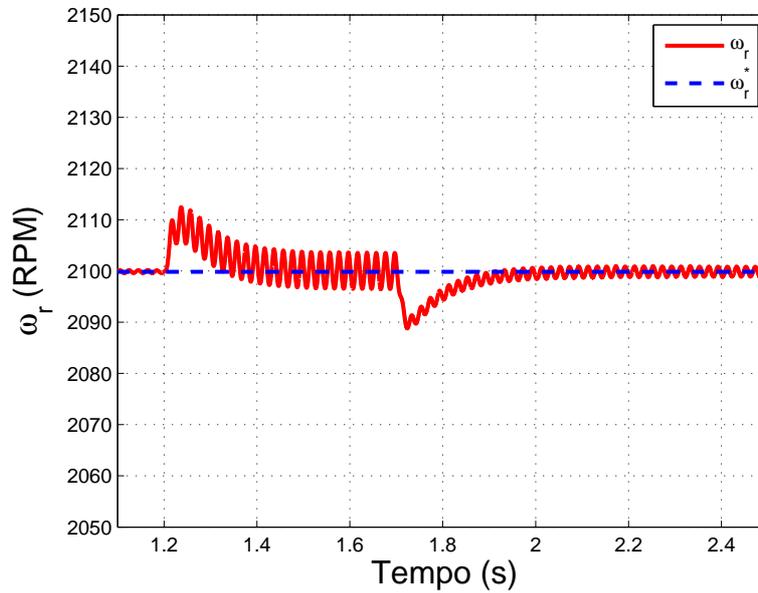


Figura 5.12: Velocidade do gerador durante afundamento de tensão (AMT-2).

Finalmente, o comportamento dinâmico pouco amortecido do fluxo de estator é ilustrado na Figura 5.13, durante o afundamento de tensão.

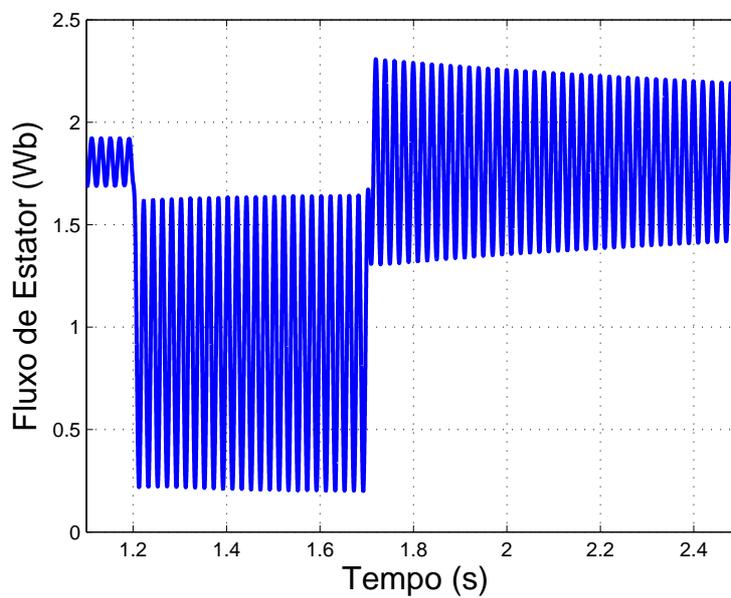


Figura 5.13: Fluxo de estator durante afundamento de tensão (AMT-2).

5.1.4 Caso 4 - 20% de potência ativa e AMT-2

Neste quarto estudo de caso, a máquina está fornecendo para a rede elétrica apenas 20% de potência ativa nominal. O afundamento de tensão é o mesmo simulado no caso 3, como ilustra a Figura 5.14(a), onde a redução da tensão foi para 50% durante 500ms. Neste caso, devido a baixa potência fornecida para a rede, o controle de corrente de rotor não atinge a saturação¹, como mostra a Figura 5.14(c), e com isso, a máquina consegue se manter controlada, mesmo durante um distúrbio desta amplitude.

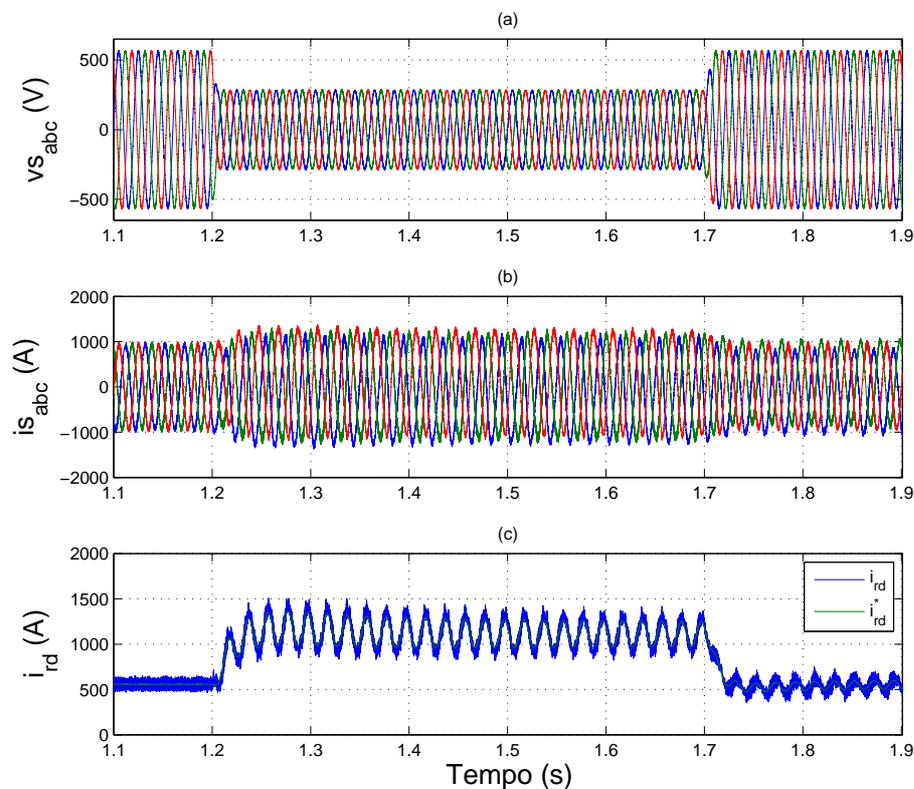


Figura 5.14: Comportamento das correntes do gerador de indução, frente a um afundamento de tensão (AMT-2), durante fornecimento de 20% de potência ativa. (a) - Tensões trifásicas da rede. (b) - Correntes trifásicas de estator. (c) - Componente de corrente de rotor de eixo direto.

De forma similar, o comportamento transitório da corrente de estator, ilustrado na Figura 5.14(b), é crítico apenas durante o tempo em que ocorre

¹A corrente máxima (saturação) é de 2250A.

o distúrbio, podendo ser visto que a corrente de estator é praticamente igual nos períodos em que antecedem e após o distúrbio.

A tensão do barramento CC, que também é pouco afetada pelo distúrbio, é apresentada na Figura 5.15(a), sendo que a variação de tensão observada está dentro dos limites aceitáveis. Da mesma forma, pode ser visto na Figura 5.15(b) e na Figura 5.15(c) que a velocidade do gerador e a potência ativa fornecida para a rede, respectivamente, foram mantidas praticamente constantes e nos valores de referência. Entretanto, destaca-se na Figura 5.15(c) as oscilações de potência ativa fornecida para a rede, principalmente após os distúrbio, causadas pela oscilação de fluxo de estator.

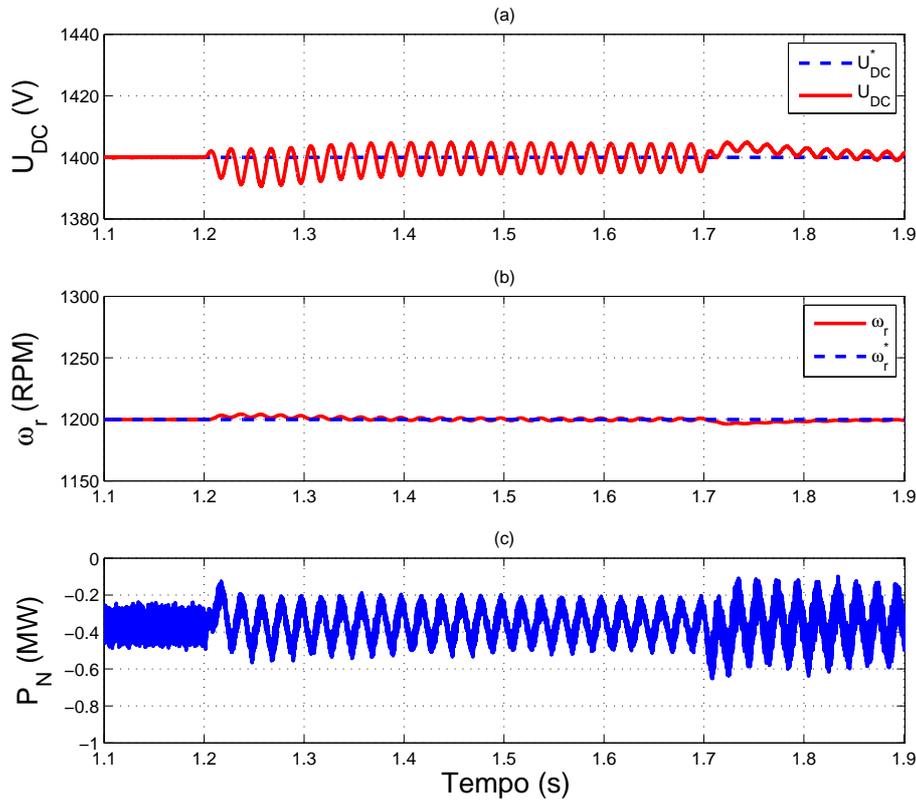


Figura 5.15: Comportamento frente a um afundamento de tensão (AMT-2), durante fornecimento de 20% de potência ativa para a rede. (a) - Tensão do barramento CC. (b) - Velocidade mecânica do DFIG. (c) - Potência ativa fornecida para rede.

Com base nas análises procedidas, pode-se observar que o desempenho do sistema de conversão pode ser deteriorado, quando submetido a distúrbios severos na rede elétrica. Neste caso, tanto a turbina eólica quanto o gerador de indução terão a vida útil reduzida devido ao estresse mecânico causado, assim como, a queima do conversor do lado do rotor é eminente. Por outro lado, o rápido desligamento, ou a rápida desconexão da rede elétrica, não é desejável, por ser requerido pelos códigos de rede que a usina eólica contribua para o restabelecimento da tensão da rede, durante a ocorrência de distúrbios. Desta forma, na seção seguinte será avaliada as técnicas existentes para manter a turbina eólica conectada na rede, durante a ocorrência de um afundamento de tensão, minimizando os transitórios no sistema de geração.

5.2 Operação Durante Afundamento

A inserção de dispositivos de proteção busca atualmente, além de proteger o conversor de rotor e os enrolamentos de rotor do gerador, permitir que a máquina tenha capacidade de se manter operando, durante e após um distúrbio na rede, para que, quando a falta for removida, a turbina eólica possa contribuir para o restabelecimento da tensão da rede. Como pode ser visto anteriormente, o gargalo para controle do gerador está relacionado com o controle do fluxo de estator, que deveria ser mais bem amortecido, evitando-se com isso, as oscilações indesejadas de conjugado e potência ativa, assim como, uma possível retirada de operação da turbina eólica.

Devido ao comportamento pouco amortecido do fluxo de estator, é desejável que se tenha uma forma de controle das correntes de estator, necessário para que se possa conseguir uma redução significativa no transitório do fluxo. Flannery e Venkataramanan (2008) apresentam uma alternativa para controlar o fluxo de estator, inserindo-se um conversor extra, em série com o fechamento em estrela dos enrolamentos de estator, permitindo um controle das componentes de corrente de estator e, conseqüentemente, do fluxo de estator. Baseado nesta necessidade de amortecer as oscilações de fluxo, é proposto neste trabalho como alternativa, o chaveamento de resistores, em série com o circuito de estator, por fase, para que apenas durante a ocorrência de distúrbios na rede, se tenha uma diminuição da constante de tempo de estator. Detalhes destas duas alternativas são adiante apresentados.

No primeiro caso, como ilustra a Figura 5.16, a adição de um conversor em série com o estator, no sistema de geração eólico equipado com DFIG, poderia descaracterizar a grande vantagem deste sistema, que é utilizar um conversor reduzido no circuito de rotor, obtendo-se com esta possibilidade custos menores e, também, menores perdas nas chaves semicondutoras.

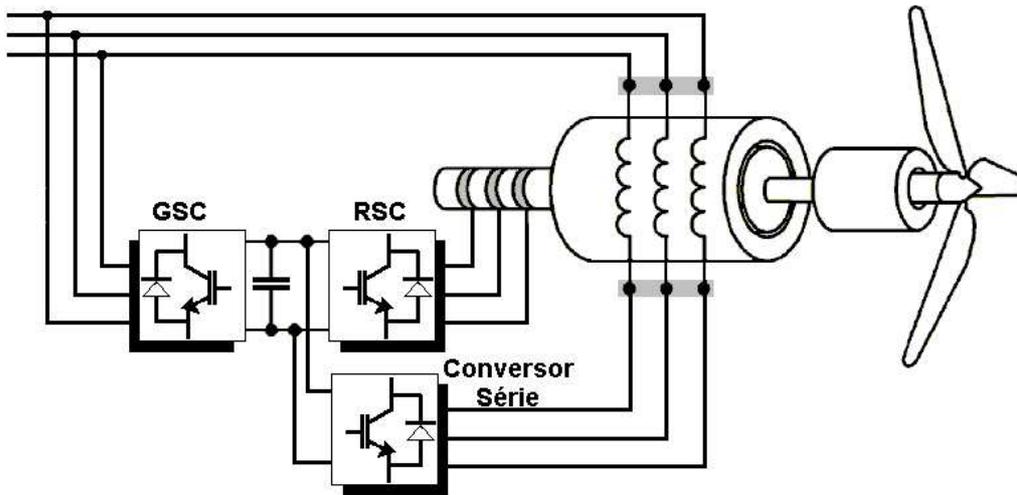


Figura 5.16: Esquema com conversor série no estator.

No segundo caso, como ilustra a Figura 5.17, utiliza-se apenas resistores e chaves, para inserir as resistências em série com o estator.

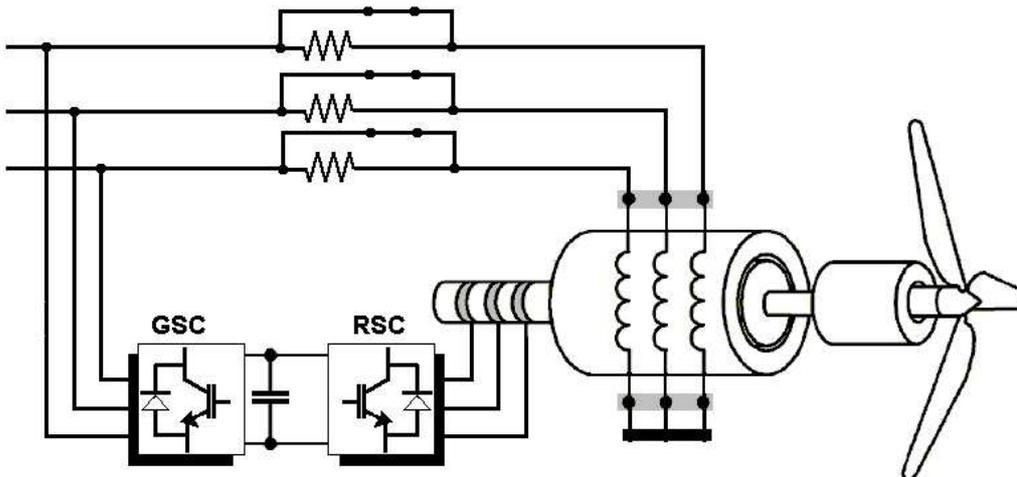


Figura 5.17: Esquema com resistores em série no estator.

Nesta última configuração, os contatos normalmente fechados (NF) se abrem durante a ocorrência de um distúrbio na rede elétrica, inserindo-se as resistências no circuito, fazendo com que a constante de tempo do fluxo de estator possa ser significativamente reduzida, proporcionando um amortecimento mais rápido e com isso, evitando-se os transitórios indesejáveis, principalmente, nas malhas internas de controle de corrente de rotor. Adicionalmente, é inserido um esquema de proteção com *crowbar*, para proteger o conversor de rotor contra sobrecorrentes.

O projeto dos resistores dos circuitos de proteção, inseridos no sistema de geração com DFIG, busca limitar as correntes nos enrolamentos de rotor e, também, reduzir a constante de tempo de acomodação do fluxo de estator. Desta forma, para o amortecimento do fluxo de estator, em um primeiro momento, a utilização de resistores em série com o estator foi adotada. Os resistores foram dimensionados para um valor de 10 vezes a resistência por fase de estator, de forma a reduzir a constante de tempo do fluxo de estator na mesma proporção. A Figura 5.18(b) ilustra a nova localização dos pólos de estator, considerando o valor de resistência de estator 10 vezes maior.

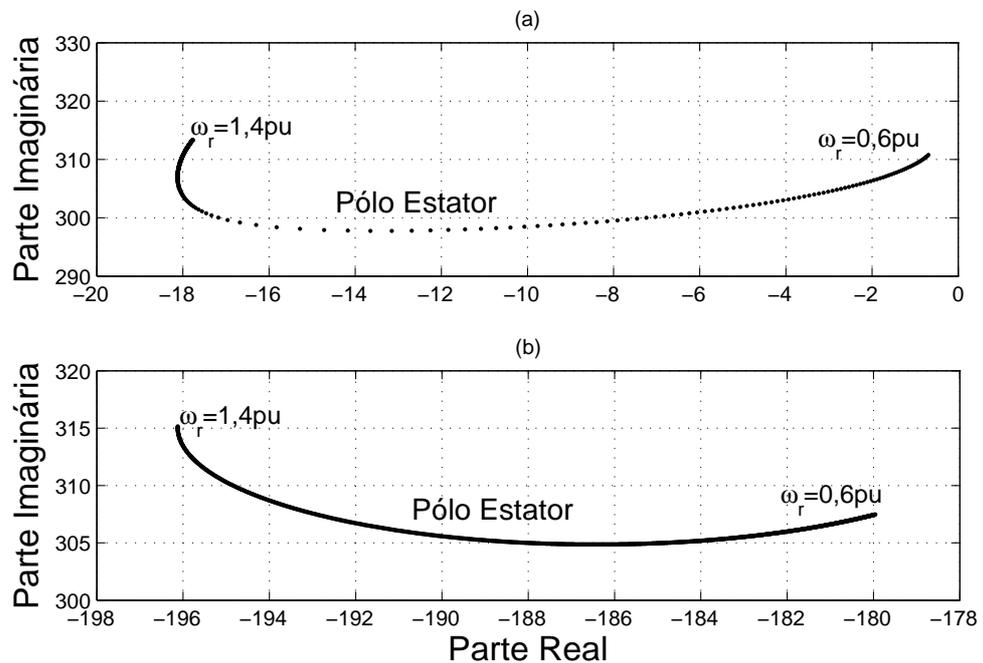


Figura 5.18: Autovalores do gerador de indução ilustrando a ampliação do pólo de estator. (a) - $R_s = 1 pu$ (b) - $R_s = 10 pu$.

Os resistores do circuito *crowbar* foram especificados com o objetivo de limitar a corrente no circuito de rotor, durante o distúrbio, no valor de corrente nominal do enrolamento de rotor. Assim, uma vez conhecida a tensão induzida no rotor, através de resultados de simulação, para o pior caso ou pior ponto de operação, onde se tem máximo carregamento e máximo escorregamento, calcula-se os valores dos resistores, que neste estudo é igual a 50 vezes o valor da resistência de rotor por fase.

Devido a possibilidade de se ter uma elevação da tensão no barramento CC, após a re-conexão do conversor de rotor, como apresentado na Figura 5.9, foi necessária a implantação de um sistema de proteção no barramento CC contra sobretensões, sendo que neste caso foi implementado um *chopper* de frenagem, para proteger o barramento CC contra níveis de tensão excessivos. O *chopper* é formado por uma resistência e um chave estática (IGBT), ligados em série, conectados no barramento CC. O valor máximo de tensão aceitável adotado, que define o instante para ligar o *chopper* é de 1540V, sendo que o mesmo é desligado quando a tensão for inferior a 1470V, criando-se com isso uma banda de histerese para operação da proteção.

Baseado neste contexto, os estudos com afundamentos de tensão e as condições de operação analisadas nos casos 3 e 4 serão reavaliadas, inserindo-se a proteção do conversor de rotor (*crowbar*) e, também, com a proposta para reduzir as oscilações de fluxo de estator, através da inserção das resistências em série com o estator. Ressalta-se que, inicialmente, os resistores são inseridos e removidos instantaneamente nos momentos iniciais e finais em que ocorre o afundamento de tensão.

Há ainda que se ressaltar que, como já apresentado, quando o gerador de indução está plenamente carregado, tem-se um impacto maior nas malhas de controle dos conversores, causado pelo distúrbio de tensão na rede elétrica. Desta forma, será adicionalmente avaliado, um outro estudo de caso, onde um afundamento de tensão ainda mais severo, com redução da tensão para 20% durante 200ms (AMT-3), será aplicado na barra de conexão do sistema de geração eólico com a rede.

Posteriormente, a análise de operação do sistema de geração, durante a ocorrência de um AMT, será realizada utilizando a estratégia de controle com realimentação de potência ativa fornecida para a rede (P_N). Busca-se com isso, consolidar as análises procedidas e, também, proporcionar alternativas que melhor satisfaçam às solicitações dos códigos de rede.

5.2.1 Reavaliação do caso 3 com proteção

Inicialmente, foi mantido a estratégia de controle do gerador com realimentação de velocidade. Assim, aplicando-se novamente um afundamento de tensão com amplitude para 50% durante 500ms, porém, agora com a inserção do circuito de proteção no sistema de geração, estando a máquina fornecendo potência ativa nominal, observa-se, a princípio, na Figura 5.19, uma amplitude menor das correntes de estator, durante o distúrbio, quando comparada com a Figura 5.7 (sem proteção). Neste mesmo sentido, observa-se que após o distúrbio, o regime permanente é obtido mais rapidamente, devido ao amortecimento extra proporcionado no fluxo de estator.

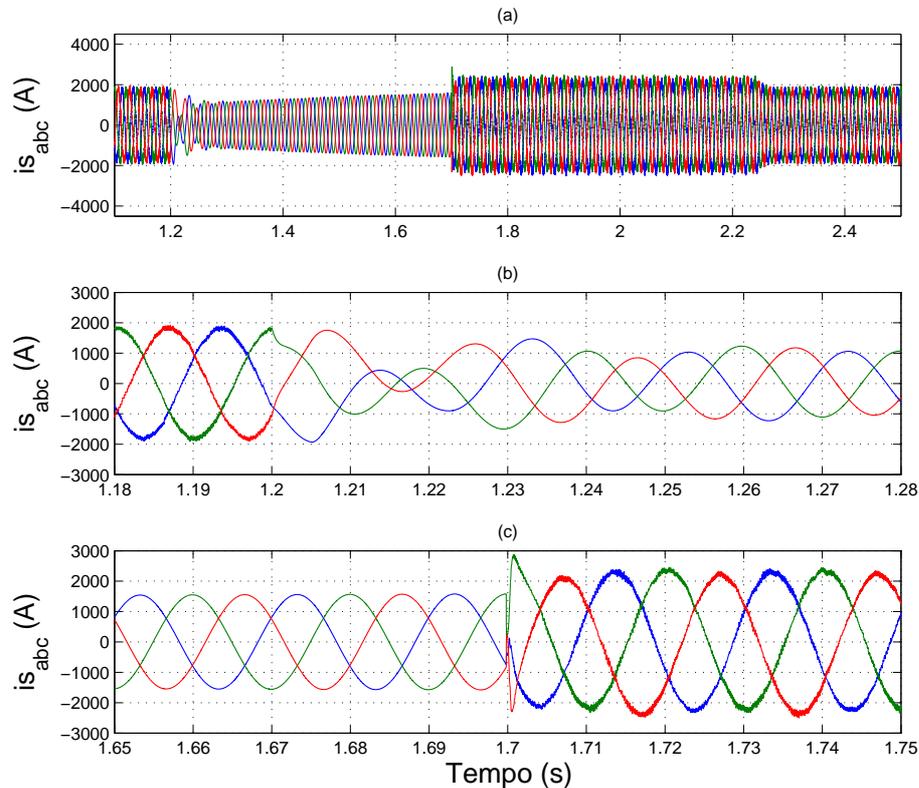


Figura 5.19: Comportamento das correntes de estator estando a máquina fornecendo de 100% de potência ativa, durante atuação do circuito de proteção, frente a uma fundamento de tensão (AMT-2). (a) - Correntes durante todo o distúrbio. (b) - Instante inicial do distúrbio. (c) - Instante logo após a restauração da tensão.

De forma análoga ao acontecido nas correntes de estator, tem-se para as correntes de rotor, apresentadas na Figura 5.20, amplitudes menores e correntes inferiores ao valor máximo permitido, devido a ação do *crowbar*, quando comparado com a Figura 5.8, assim como, transitórios mais rápidos que pouco influenciam as malhas de controle.

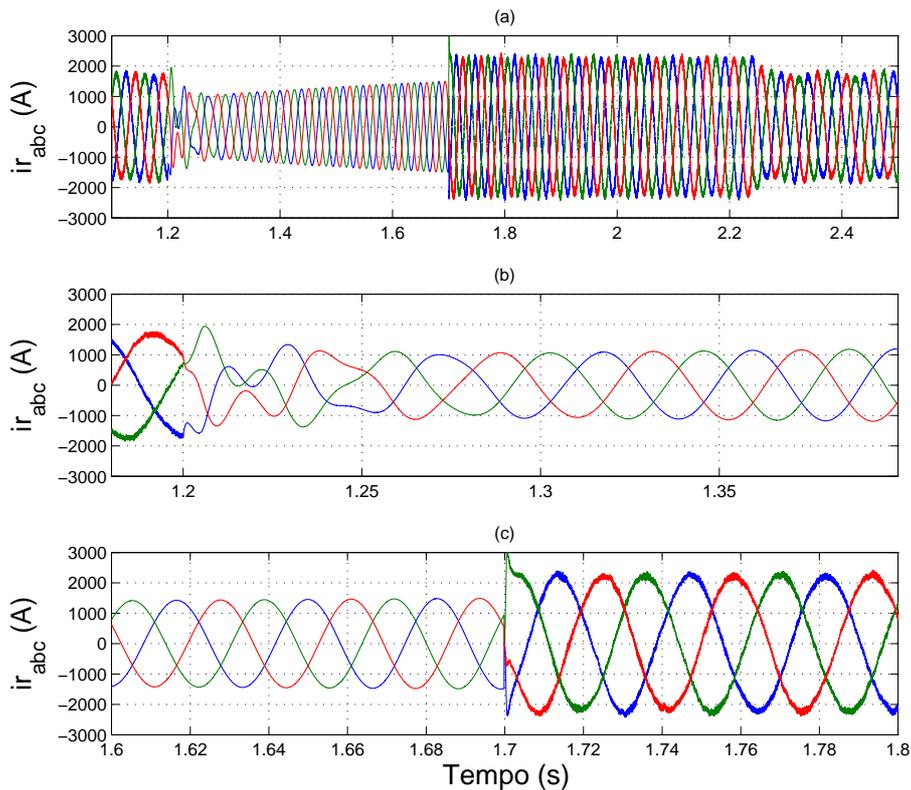


Figura 5.20: Comportamento das correntes de rotor estando a máquina fornecendo de 100% de potência ativa, durante atuação do circuito de proteção, frente a uma fundamente de tensão (AMT-2). (a) - Correntes durante todo o distúrbio. (b) - Instante inicial do distúrbio. (c) - Instante logo após a restauração da tensão.

Após o restabelecimento da tensão da rede elétrica, o conversor do rotor (RSC) é instantaneamente religado aos terminais de rotor do gerador de indução, fazendo com que o sistema volte a operar normalmente, mantendo a corrente controlada dentro dos limites especificados. Contudo, este transitório de re-conexão pode ser muito complicado para escorregamentos

elevados, por isso, será adiante apresentado uma proposta mais suave, isto é, com redução na amplitude das correntes, evitando sobrecorrentes.

As correntes trifásicas que o conversor RSC fornece para os enrolamentos de rotor são apresentadas na Figura 5.21(a), onde pode ser visto claramente que, durante o período do distúrbio o conversor é retirado de operação, pelo circuito de proteção, enquanto são inseridas resistências nos terminais dos enrolamentos de rotor. A Figura 5.21(b) ilustra as correntes trifásicas no circuito *crowbar*.

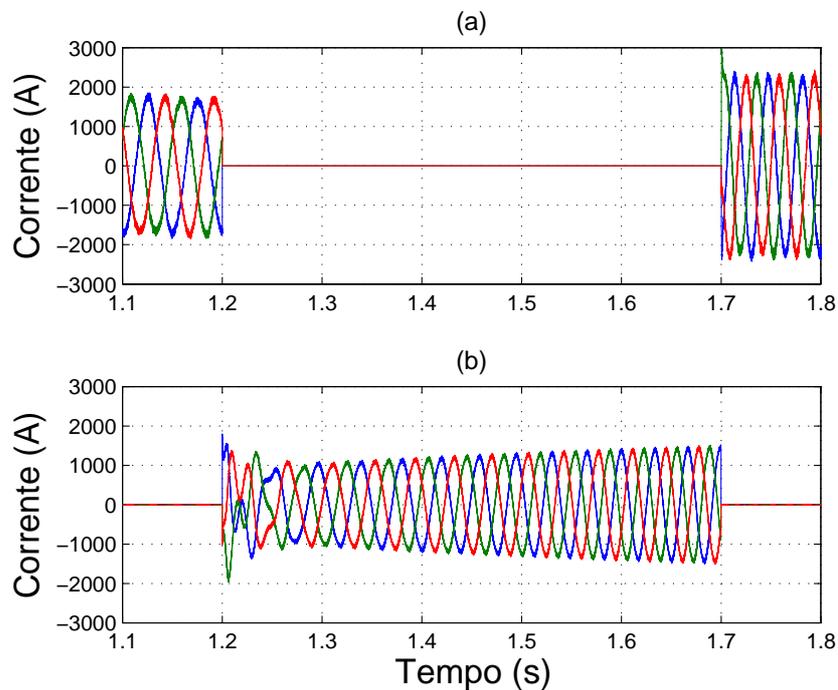


Figura 5.21: Correntes trifásicas durante a atuação do circuito de proteção do conversor de rotor. (a) - Correntes fluindo pelo conversor RSC. (b) - Corrente na proteção (*crowbar*).

Com a inserção das resistências em série com o circuito de estator, durante o distúrbio na rede, o fluxo de estator teve um amortecimento muito maior, atingindo rapidamente a condição de regime permanente, como apresenta a Figura 5.22. Após o restabelecimento da tensão da rede, as resistências do circuito de proteção, que estão em série com o estator, são mantidas conectadas durante um período de 100ms, para garantir um maior amortecimento nos instantes iniciais e, posteriormente, são removidas.

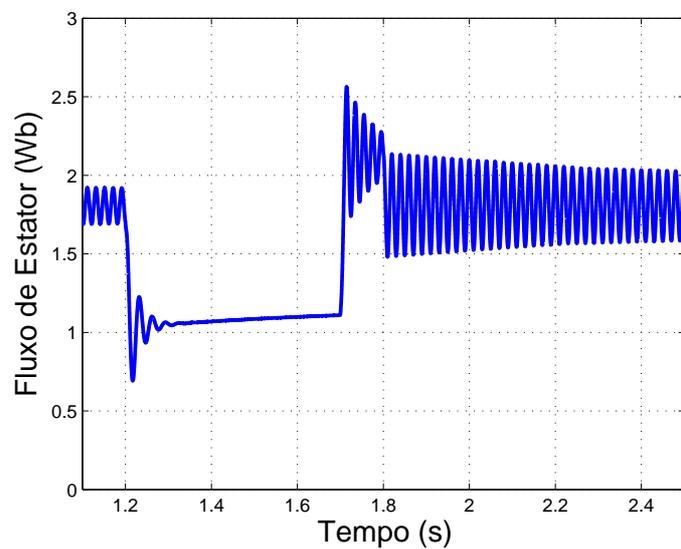


Figura 5.22: Comportamento do fluxo de estator devido ao circuito de proteção.

Este rápido amortecimento durante o distúrbio pode ser verificado, também, através do plano de fase do fluxo de estator, ilustrado na Figura 5.23.

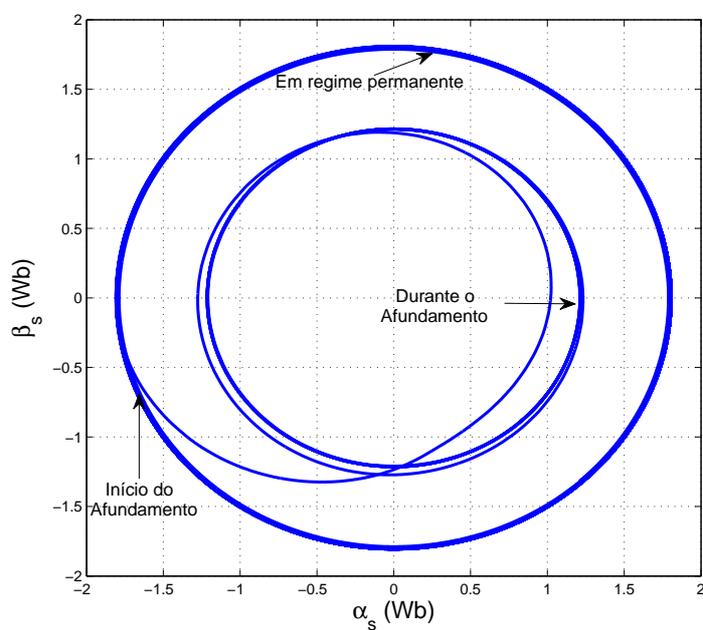


Figura 5.23: Plano de fase do fluxo de estator, durante distúrbio.

O comportamento do conjugado eletromagnético do gerador de indução e, também, da potência ativa fornecida para rede podem ser visualizados na Figura 5.24(a) e 5.24(b), respectivamente. Observa-se claramente que, a máquina reduz o fornecimento de potência ativa para a rede elétrica, devido a redução do conjugado desenvolvido, porém, imediatamente após o distúrbio retorna a operar normalmente. Deve-se ressaltar ainda que, as oscilações de conjugado e potência ativa tiveram uma redução significativa durante o distúrbio, mas, após a restauração da tensão, pode-se observar uma grande oscilação nestas duas grandezas. Desta forma, a estratégia de controle deve possibilitar ainda, uma re-conexão suave do sistema de geração.

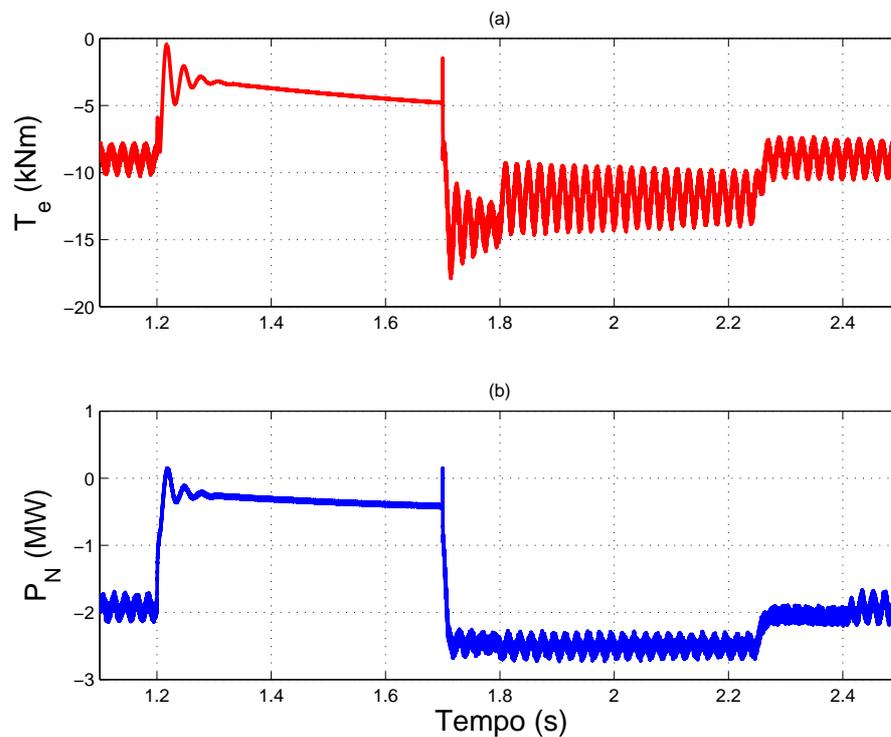


Figura 5.24: Comportamento do DFIG durante o afundamento de tensão (AMT-2), para fornecimento de 100% de potência ativa, com circuito de proteção. (a) - Conjugado eletromagnético. (b) - Potência ativa fornecida para a rede.

Obviamente, esta redução na capacidade de produção de conjugado frenante por parte do gerador de indução, permitirá que o sistema acelere, como apresenta a Figura 5.25. Desta forma, um limite máximo de velocidade mecânica deve ser estabelecido, para que acima deste patamar, possa ser acionado um sistema de proteção, evitando danos a estrutura mecânica do sistema de conversão de energia.

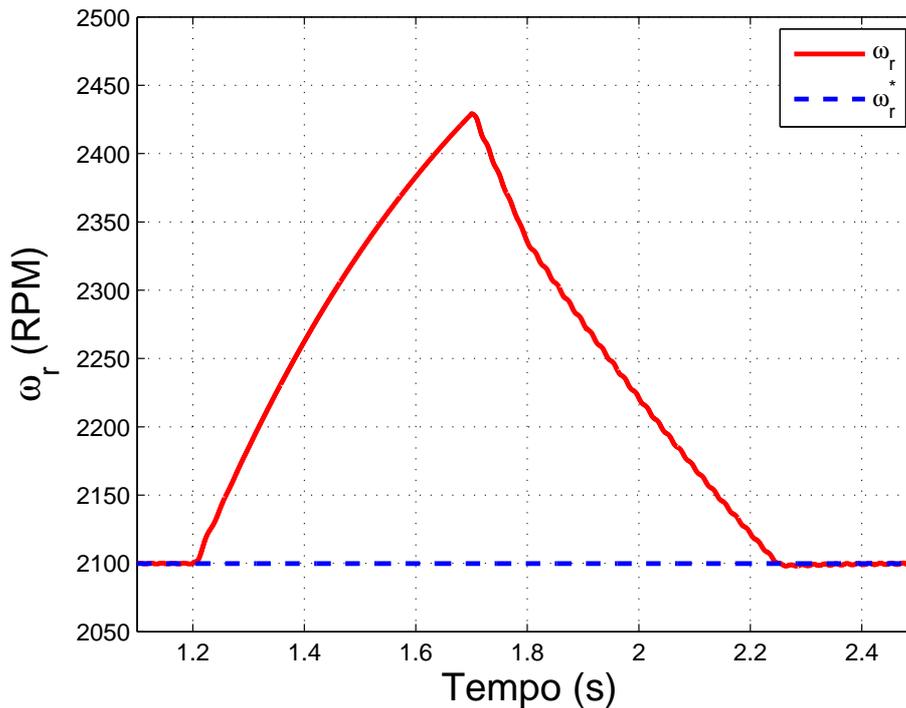


Figura 5.25: Velocidade mecânica do gerador durante afundamento de tensão trifásico (AMT-2), com circuito de proteção.

O conversor do lado da rede (GSC), durante e após a ocorrência do distúrbio, atua sempre para manter a tensão do barramento CC controlada no valor desejado, fazendo que em vários momentos, o mesmo esteja operando em sua capacidade máxima de potência. Com a velocidade da máquina acima do valor desejado, após a restauração da tensão da rede, e conseqüentemente, após a reativação do controle de velocidade do gerador de indução, tem-se uma potência ativa máxima fornecida para a rede pelo estator, e também, para o barramento CC pelo rotor do gerador, devido a operação supersíncrona. Nestes instantes de variação, a malha de controle de tensão

e, conseqüentemente, a malha interna de corrente de eixo direto, não consegue controlar o conversor para que o mesmo drene a potência excedente no barramento CC, mesmo assim, com a atuação da proteção (*chopper* de frenagem), pode ser observado na Figura 5.26 que a tensão do barramento CC fica limitada no valor máximo especificado.

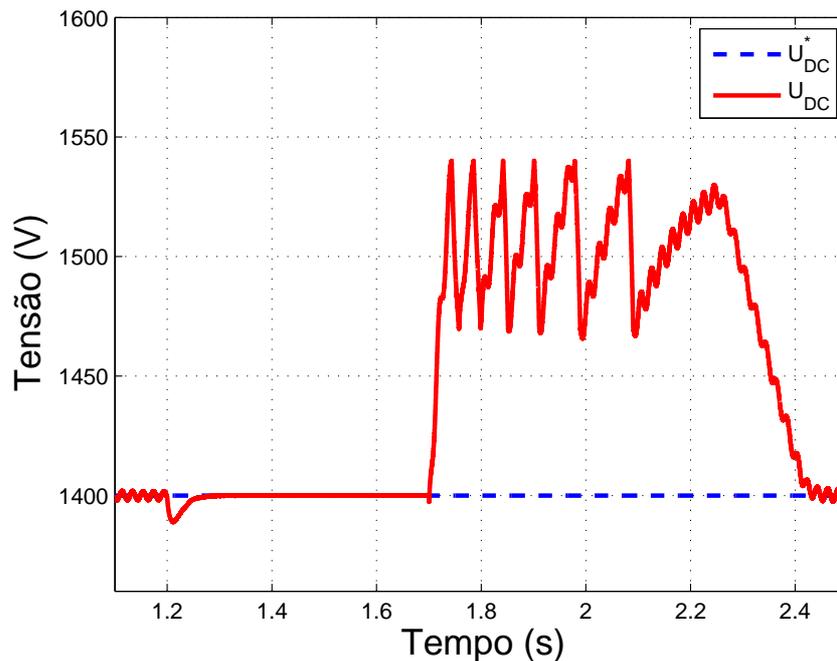


Figura 5.26: Comportamento da tensão do barramento CC, ilustrando o transitório de tensão e o grampeamento da tensão do barramento CC em 1540V, através do acionamento do circuito de proteção (*chopper* de frenagem).

As correntes trifásicas de entrada do conversor GSC são ilustradas na Figura 5.27(a), destacando-se dois momentos importantes, sendo o primeiro, imediatamente após o afundamento de tensão na Figura 5.27(b), onde pode ser observado que, devido a desconexão do conversor RSC com os terminais de rotor do gerador, aconteceu, instantaneamente, uma inversão no fluxo de potência ativa pelo conversor, ou seja, o conversor que estava fornecendo potência ativa para a rede elétrica, passou a consumir uma pequena parcela de potência ativa, para controlar a tensão do barramento CC. Pode ser visto também, na Figura 5.27(c) que, após a re-conexão do conversor RSC, o con-

versor GSC passa a conduzir corrente nominal e, conseqüentemente, tem-se um fornecimento de potência ativa nominal para a rede elétrica, até que a tensão do barramento CC seja controlada no seu valor de referência.

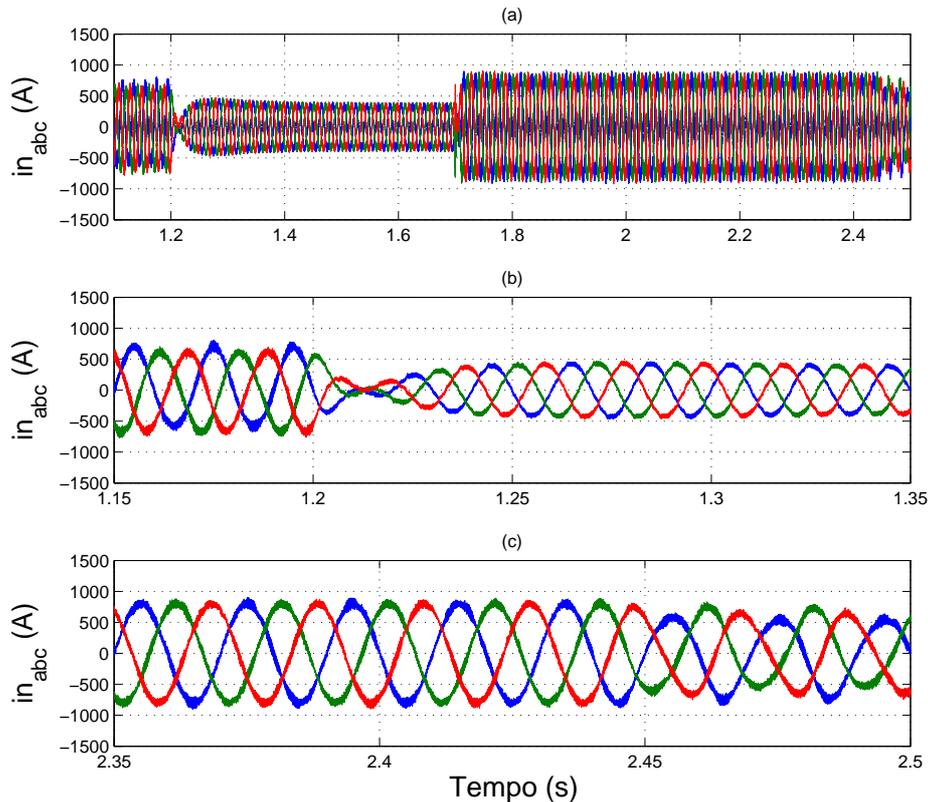


Figura 5.27: Comportamento das correntes trifásicas do conversor GSC, devido a atuação do circuito de proteção. (a) - Correntes durante o distúrbio. (b) - Instante inicial do distúrbio. (c) - Instante logo após a restauração da tensão.

O fluxo de potência ativa através do conversor GSC, durante o distúrbio, é ilustrado na Figura 5.28, onde pode ser visto que a potência ativa é positiva durante o distúrbio, indicando consumo de potência ativa da rede, e após a reconexão do conversor RSC aos terminais de rotor do gerador, o fornecimento de potência ativa para a rede é restabelecido, não sendo excedido em momento algum a capacidade máxima do conversor (800kW). Destaca-se também nesta figura, nos instantes de tempo de simulação que antecedem o afundamento

de tensão, uma grande oscilação de potência ativa, assim como nos instantes finais, quando o sistema de geração já se encontra em regime permanente. Isso mostra que a falta de amortecimento no fluxo de estator é um fator decisivo, para se obter um fornecimento de energia com qualidade para a rede. Não só a qualidade da energia pode ser comprometida, mas sim o sistema como um todo, porque as oscilações de fluxo, se manifestam, da mesma forma, em oscilações de tensão no barramento CC, oscilações de conjugado e também em oscilações de potência.

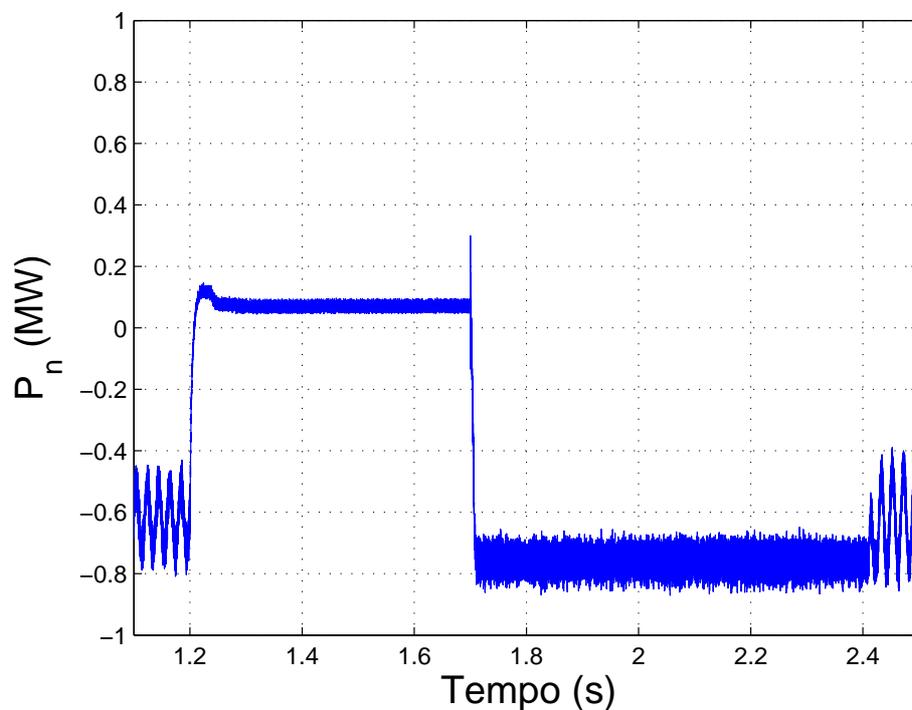


Figura 5.28: Fluxo de potência ativa no conversor GSC durante o distúrbio na rede (AMT-2).

5.2.2 Reavaliação do caso 4 com proteção

Neste caso estudado, as correntes de rotor, mesmo sem a ação do circuito de proteção, não atingem a saturação durante a ocorrência de um distúrbio na rede, devido ao ponto de operação, onde apenas 20% potência ativa está sendo fornecida para rede. Assim, o conversor RSC não é desconectado, portanto,

o circuito *crowbar* não entra em operação. Desta forma, uma única ação é realizada foi a inserção das resistências série no estator, para amortecer mais rapidamente o fluxo de estator. Com isso, observa-se nas Figuras 5.29(b) e 5.29(c), um transitório mais amortecido nas correntes, ou seja, com menores oscilações, quando comparado com a Figura 5.14.

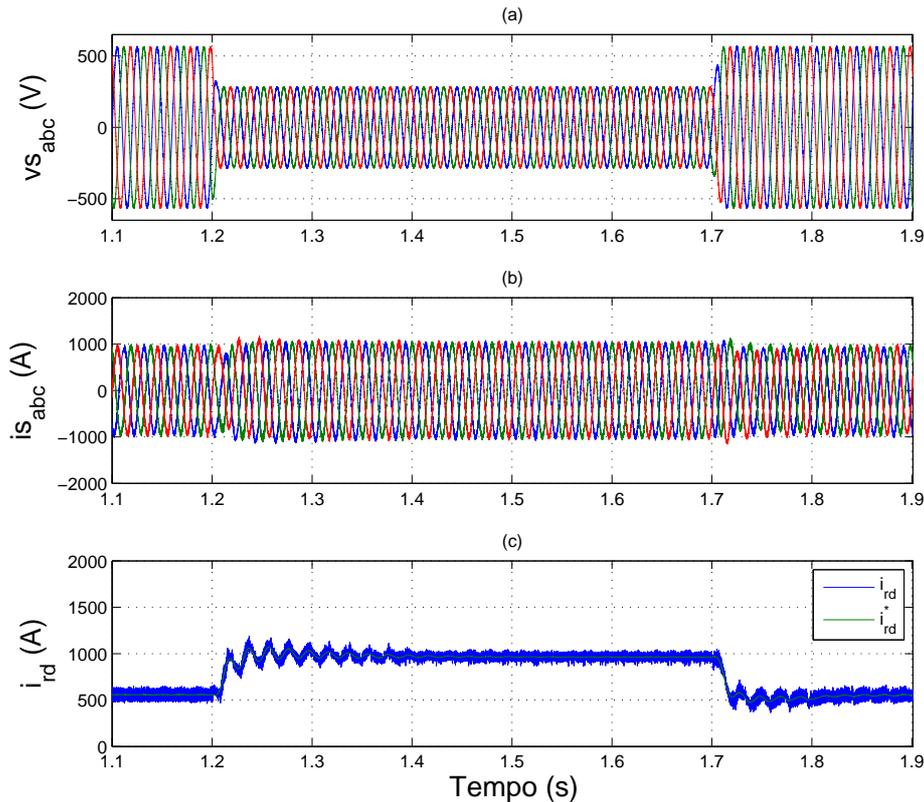


Figura 5.29: Comportamento das correntes do gerador de indução durante afundamento de tensão (AMT-2), para fornecendo 20% de potência ativa, com circuito de proteção. (a) - Tensões trifásicas. (b) - Correntes trifásicas de estator. (c) - Componente de corrente de rotor de eixo direto.

Da mesma forma, uma análise da tensão do barramento CC, apresentada na Figura 5.30(a), permite observar uma redução no impacto causado nesta grandeza, devido ao distúrbio de tensão. Nos mesmo moldes, a velocidade mecânica do gerador e a potência ativa fornecida para a rede, apresentadas na Figura 5.30(b) e na Figura 5.30(c), respectivamente, possuem um compor-

tamento com oscilações reduzidas, quando comparado com a simulação sem o circuito de proteção, visto na Figura 5.15. Entretanto, nos instantes iniciais e finais do distúrbio, algumas poucas oscilações podem ser visualizadas, principalmente, na potência ativa fornecida para a rede.

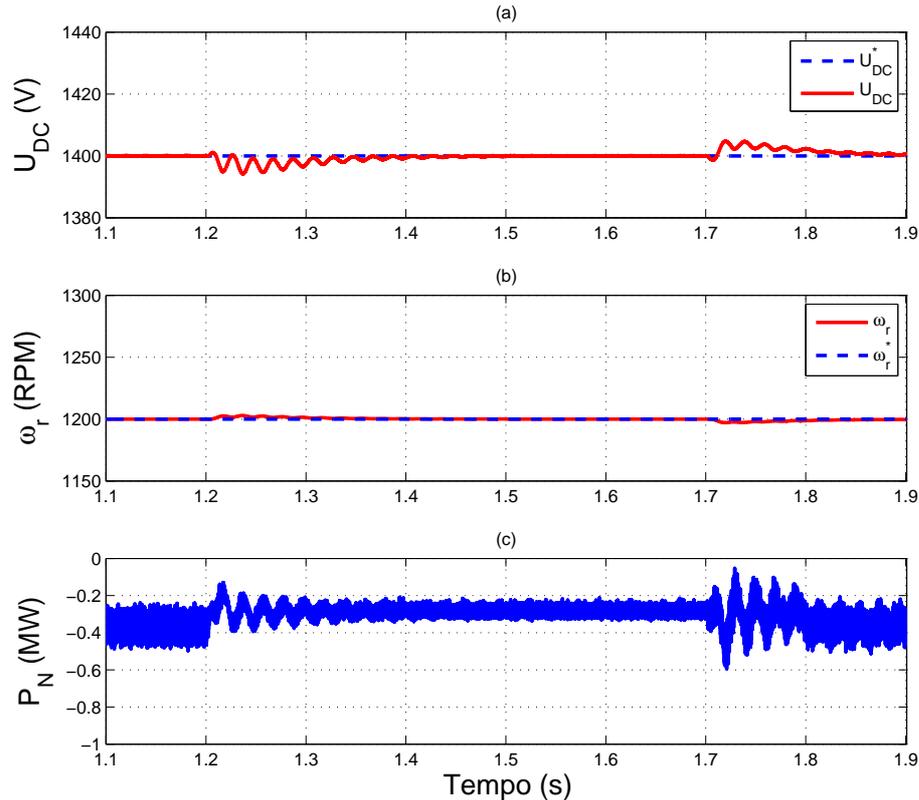


Figura 5.30: Comportamento do gerador de indução, frente a um afundamento de tensão (AMT-2), durante fornecimento de 20% de potência ativa para rede, com circuito de proteção. (a) - Tensão do barramento CC. (b) - Velocidade mecânica. (c) - Potência ativa fornecida para rede.

5.2.3 Caso 5 - 100% de potência ativa e AMT-3

Para avaliar o comportamento do DFIG, sob várias amplitudes e duração de afundamento de tensão, foi aplicado na barra de conexão do gerador com a rede elétrica, um afundamento de tensão ainda mais severo, com redução para 20%, durante 200ms.

Busca-se ainda, contribuir com uma estratégia de re-conexão mais suave do conversor do rotor (RSC), e para isto, a estratégia de controle do gerador de indução foi alterada, sendo que:

- durante os instantes de ocorrência do distúrbio, a referência de corrente de rotor de eixo direto é mantida igual a zero, pois, com a ação do *crowbar*, não se tem mais a possibilidade de controle do fornecimento de potência ativa, e por isso, pode-ser ter picos de corrente, durante a restauração da tensão da rede e a re-conexão do conversor RSC;
- durante o afundamento de tensão, a componente de corrente de rotor em quadratura, utilizada para controlar a potência reativa de estator, também é igualada a zero, devido a impossibilidade de controle de potência reativa de estator durante a ação do *crowbar*;
- durante o afundamento de tensão, a referência para a malha de potência reativa do conversor GSC é alterada para seu patamar máximo, buscando com isso dar suporte a rede elétrica;
- após o término do distúrbio, a referência de corrente de rotor de eixo direto e eixo em quadratura são mantidas em zero, por um período de 100ms, e após este período, é alterada em rampa até o seu valor de controle, definido pelas malhas externas de velocidade do gerador e potência reativa de estator, passando o sistema a operar normalmente. Este tempo foi definido pois, de acordo com Arbi et al. (2007), normalmente os transitórios mais críticos, tanto de fluxo de estator quanto de corrente correntes de rotor ocorrem nos primeiros de 150ms;
- após a restauração da tensão da rede, as resistências em série com o circuito de estator são mantidas conectadas por um período² de 100ms, garantindo um amortecimento maior após restabelecimento da tensão, por esses instantes iniciais serem considerados mais críticos.

Desta forma, é apresentado na Figura 5.31 o diagrama de blocos da nova estratégia de controle do DFIG, destacando-se a operação em condição normal e durante afundamentos de tensão na rede elétrica.

²Este período adicional é o tempo em que as referências de corrente de rotor permanecem em zero, permitindo com isso, um maior amortecimento do transitório de fluxo.

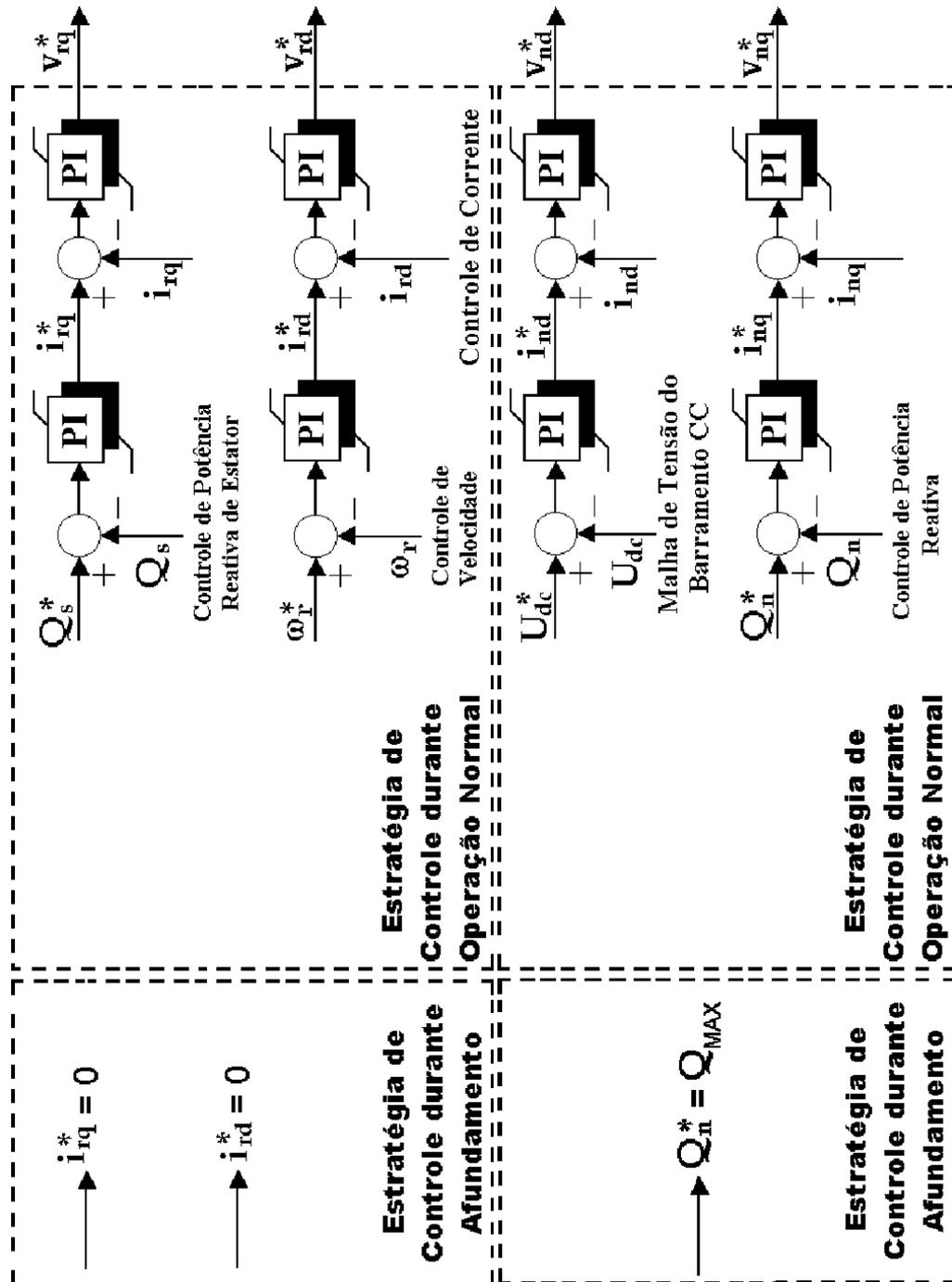


Figura 5.31: Estratégia de controle proposta para manter gerador em operação durante afundamento de tensão, garantindo também, uma re-conexão suave do conversor RSC.

Assim, na Figura 5.32(a) é inicialmente apresentado as correntes trifásicas de rotor durante e após o distúrbio na rede. Observa-se nesta figura, que a corrente de rotor em nenhum momento ultrapassa o valor nominal de corrente do enrolamento de rotor, mesmo com a significativa redução da tensão do estator. Para ilustrar com detalhes este processo, na Figura 5.32(b) são destacadas três instantes, que colaboram para o entendimento do algoritmo implementado para suavizar a re-conexão do conversor RSC.

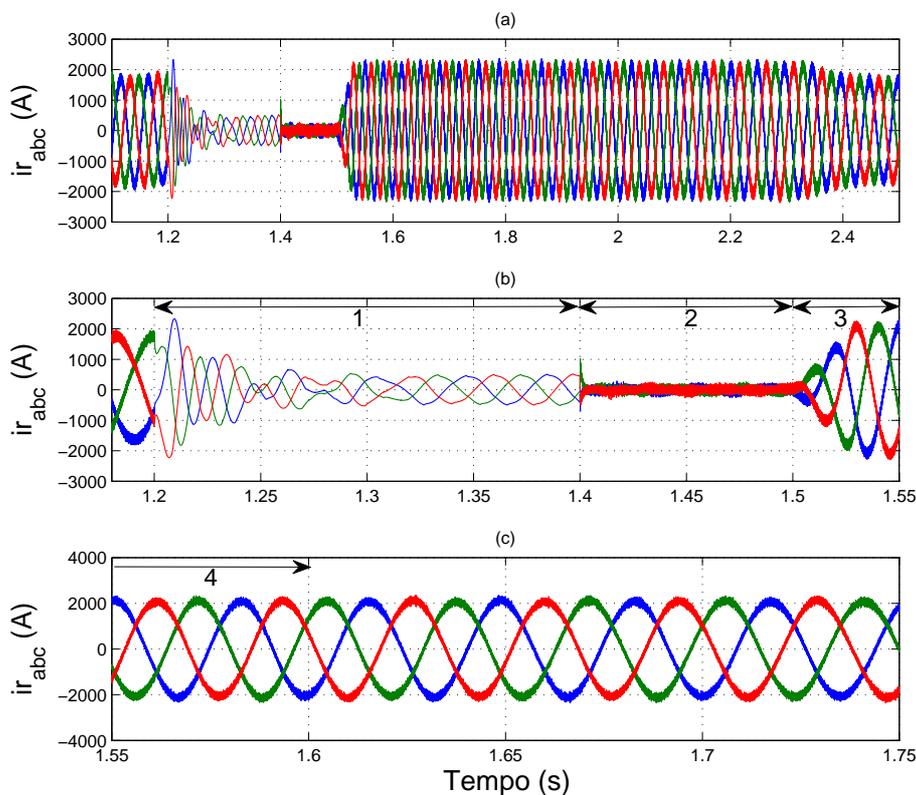


Figura 5.32: Comportamento das correntes trifásicas do enrolamento de rotor do gerador, durante um afundamento de tensão (AMT-3), para fornecimento de 100% de potência ativa, com circuito de proteção. (a) - Correntes durante todo o distúrbio de tensão. (b) - Instante inicial do distúrbio. (c) - Instante logo após a restauração da tensão.

No instante 1, destaca-se o exato momento em que a tensão da rede está reduzida a 20% de seu valor nominal, e por isso, o circuito *crowbar* está ativo, fazendo com que a máquina opere como uma máquina com rotor em gaiola. No instante 2, tem-se o momento da re-conexão do conversor RSC,

onde se tem um pequeno transitório de corrente, devido a referência para corrente de eixo direto ser igual à zero. Finalmente, no instante 3, a máquina volta a desenvolver conjugado eletromagnético suavemente e, portanto, passa novamente a fornecer potência ativa para a rede. Na Figura 5.32(c) pode ser visto o instante 4, onde a partir deste ponto, as resistências inseridas em série com o estator são removidas, e deste ponto em diante, o sistema volta a operar normalmente, sendo que, o tempo total desde o início do distúrbio até a normalização da operação foi de 300ms.

O conjugado eletromagnético e a potência ativa de estator, durante o processo de re-conexão do conversor RSC, pode ser visto nas Figuras 5.33(a) e 5.33(b), respectivamente. Observa-se que o conjugado desenvolvido é aproximadamente zero durante a ocorrência do distúrbio e, após a restauração da tensão da rede, a referência de corrente é alterada em rampa, produzindo também um aumento em rampa do conjugado, garantindo com isso uma suave re-conexão, sem estresse mecânico.

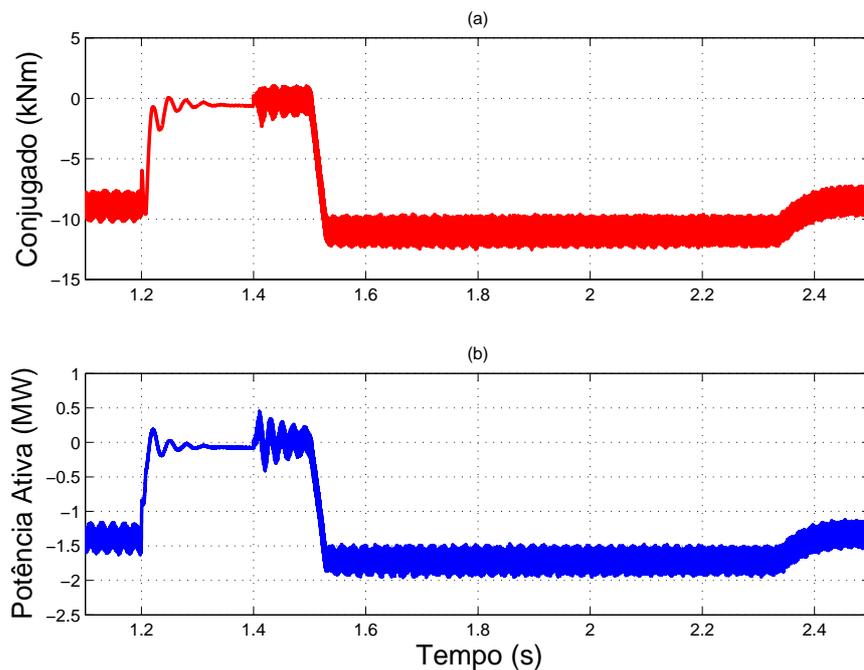


Figura 5.33: Comportamento do DFIG durante o afundamento de tensão (AMT-3), para fornecimento de 100% de potência ativa. (a) - Conjugado eletromagnético. (b) - Potência ativa de estator.

O comportamento do fluxo de estator, devido à resistência em série e ao algoritmo desenvolvido e implementado, é ilustrado na Figura 5.34, onde observa-se um grande amortecimento do fluxo, atingindo o regime permanente em aproximadamente 100ms.

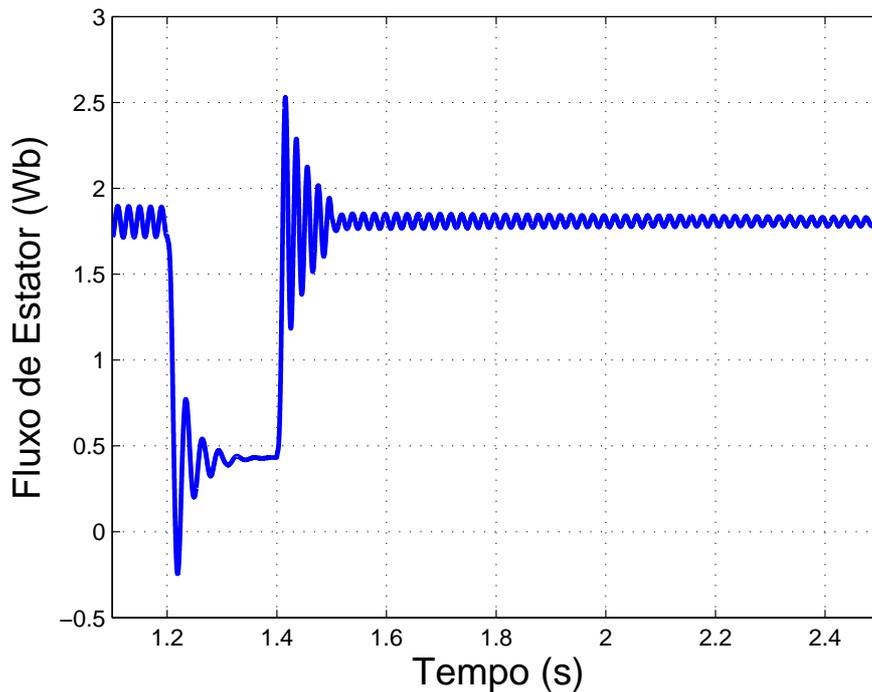


Figura 5.34: Comportamento do fluxo do estator, durante a ocorrência do AMT-3, estando a máquina fornecendo potência ativa nominal.

A potência ativa dissipada nas resistências inseridas em série com o circuito de estator é apresentada na Figura 5.35. Observa-se que as resistências dissipam potência durante apenas 300ms, que correspondem ao início do distúrbio até o instante de normalização da operação. Neste mesmo intervalo de tempo, o conversor da rede (GSC) está fornecendo para a rede elétrica, a máxima potência reativa possível, como ilustra a Figura 5.35, onde a referência de potência reativa, para a malha de controle, é calculada em função do valor da tensão da rede resultante durante o distúrbio.

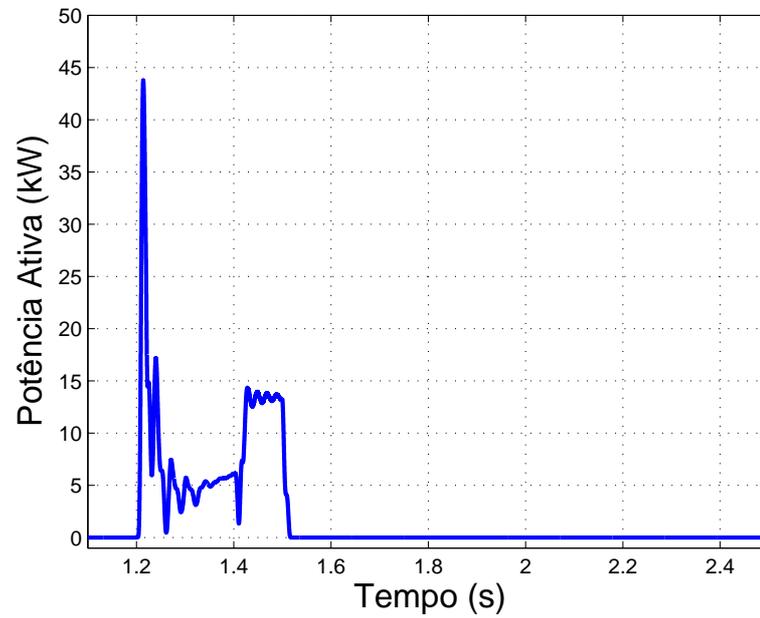


Figura 5.35: Potência ativa dissipada nas resistências em série com o estator.

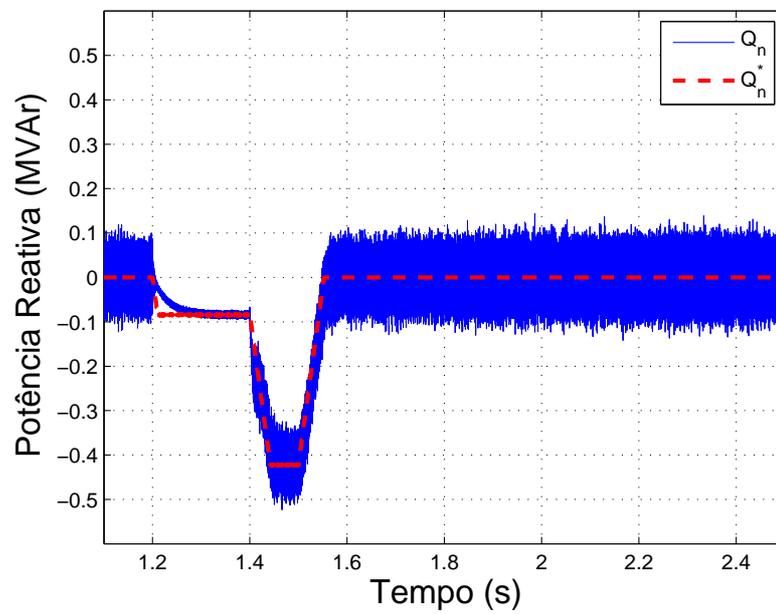


Figura 5.36: Potência reativa fornecida para a rede durante afundamento.

5.3 Controle da Corrente de Magnetização

Observando-se o comportamento do fluxo de estator durante os resultados de simulações obtidos, pode-se ver claramente que, o fluxo de estator possui oscilações na frequência da rede, mesmo durante condições normais de operação. Desta forma, faz-se necessário a implementação de uma estratégia de controle, que permita eliminar as oscilações do fluxo em regime permanente, assim como, contribuir para reduzir o transitório causado no fluxo, aumentando o amortecimento do fluxo durante a ocorrência de um afundamento de tensão na rede.

Uma possibilidade de aumentar o amortecimento do fluxo de estator, para garantir a operação durante distúrbios e, também, para eliminar as oscilações de fluxo de regime permanente, pode ser obtida com a inserção de uma malha de controle da corrente de magnetização do gerador, externa à malha de controle da componente de eixo em quadratura. Neste caso, esta malha de controle de corrente de magnetização será paralela à malha de controle de potência reativa, como apresenta a Figura 5.37.

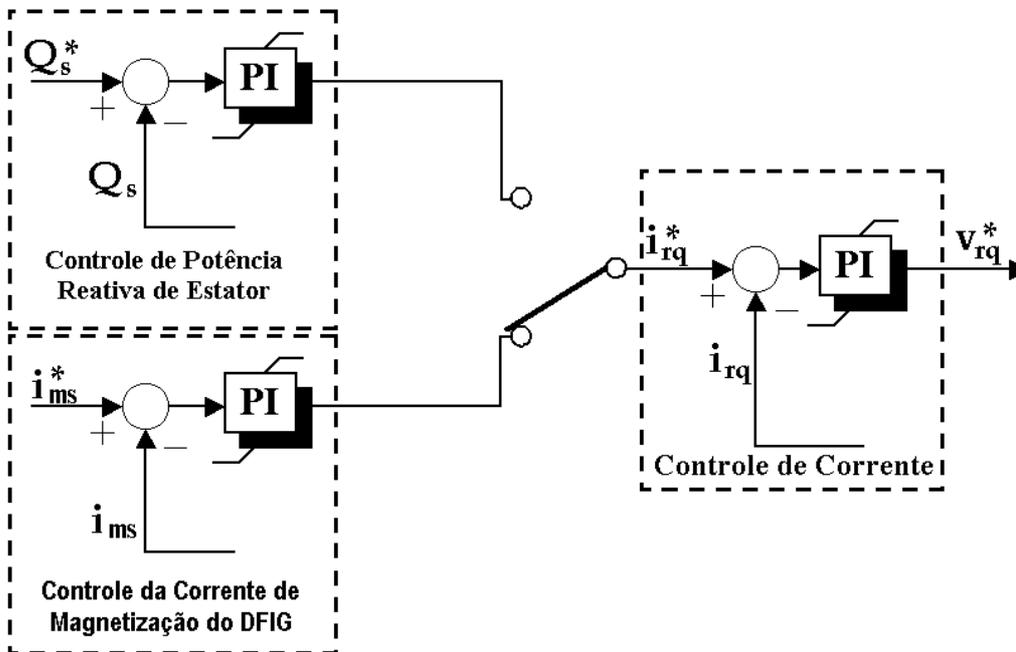


Figura 5.37: Estratégia de controle de corrente de magnetização, para aumentar o amortecimento do fluxo de estator.

5.3.1 Reavaliação do caso 5 com malha de i_m

Com o objetivo de avaliar o comportamento do fluxo de estator, principalmente, durante a ocorrência de um afundamento mais severo, foram realizadas novas simulações, incluindo-se a malha de controle da corrente de magnetização. Neste caso, observa-se inicialmente na Figura 5.38, o comportamento do fluxo de estator, onde é visto que, as oscilações durante a operação em regime permanente foram completamente amortecidas. Durante o distúrbio, a referência de controle da corrente de magnetização foi reduzida na mesma proporção em que foi reduzida a tensão de estator, desmagnetizando a máquina e, com isso, pode-se ter um controle do fluxo de estator mesmo com a tensão reduzida. Após o distúrbio, o fluxo é restabelecido ao valor nominal permitindo que o sistema volte a operar normalmente, sem transitórios mecânicos e elétricos indesejáveis.

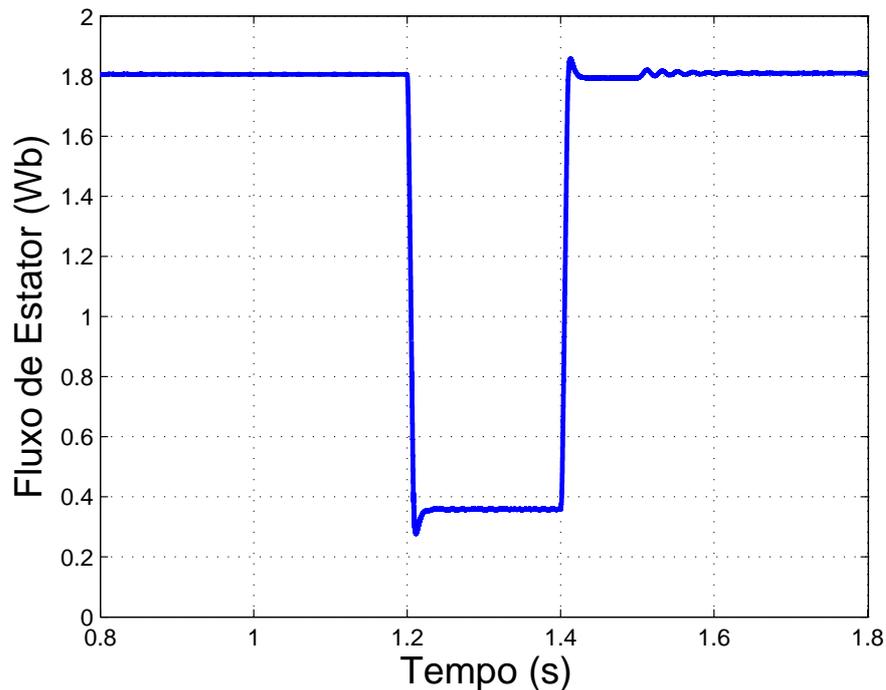


Figura 5.38: Comportamento do fluxo do estator, durante a ocorrência do AMT-3, como a inclusão da malha de corrente de magnetização.

Como as oscilações de fluxo foram eliminadas, as correntes trifásicas de rotor se mantiveram controladas e dentro dos limites de capacidade do conversor de rotor, como ilustra a Figura 5.39(a). O valor instantâneo das correntes de rotor, durante o distúrbio, é destacado na Figura 5.39(b) e na Figura 5.39(c) pode ser visto a condição de operação já em regime permanente. Através destas figuras, observa-se que a amplitude das correntes em momento algum ultrapassa o valor máximo de corrente de rotor e, com isso, a proteção externa do conversor de rotor (*crowbar*) não foi disparada, permitindo que o conversor continuasse operando mesmo durante o distúrbio na rede.

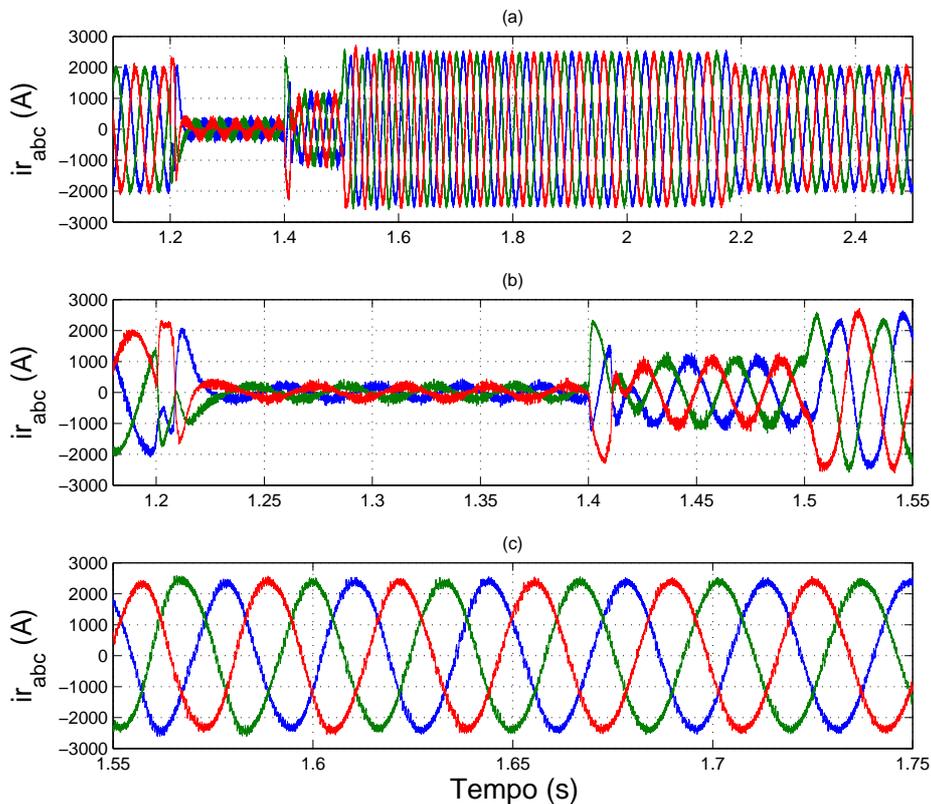


Figura 5.39: Correntes de rotor, durante AMT-3, com carga nominal e incluindo a malha de i_m . (a) - Correntes durante todo o distúrbio. (b) - Instante inicial do distúrbio. (c) - Instante logo após a restauração da tensão.

Da mesma forma, com o fluxo de estator praticamente constante, pode ser visto na Figura 5.40(a) que o conjugado eletromagnético tem um comportamento sem oscilações, que poderiam provocar estresse mecânico no eixo da turbina e/ou caixa de transmissão. Neste mesmo contexto, é ilustrado na Figura 5.40(b), a potência ativa fornecida para a rede pelo estator do gerador, onde pode ser visto, a operação suave durante todos os instantes de tempo, evitando com isso a flutuação da potência ativa fornecida para a rede.

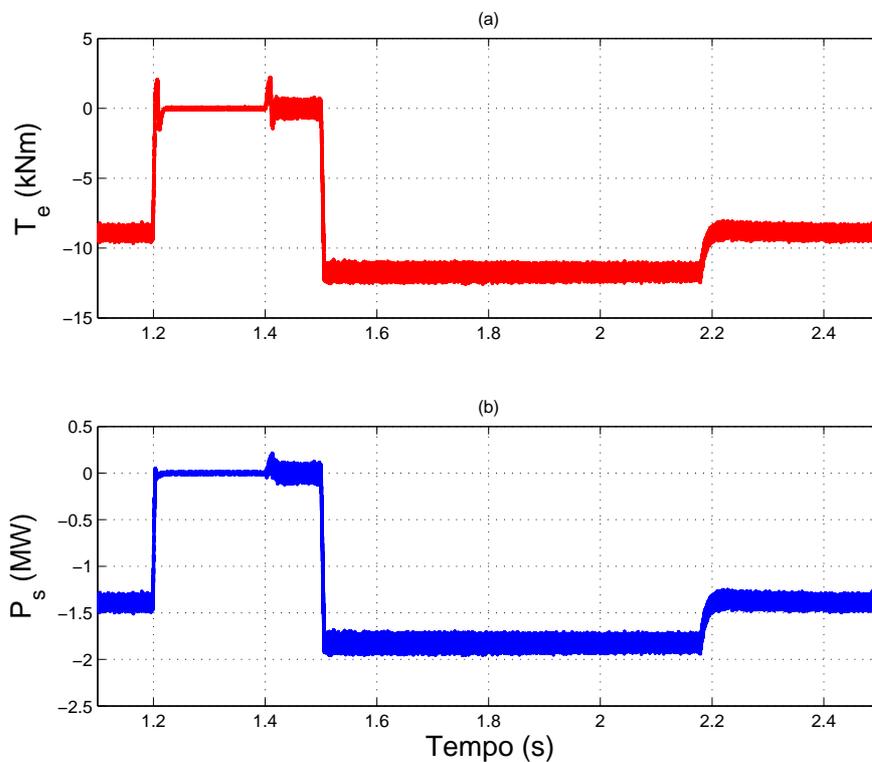


Figura 5.40: Comportamento do DFIG durante o afundamento de tensão (AMT-3), para fornecimento de 100% de potência ativa para a rede. (a) - Conjugado eletromagnético. (b) - Potência ativa fornecida para rede. (a) - Conjugado eletromagnético. (b) - Potência ativa de estator.

A corrente de magnetização, com sua respectiva referência, é apresentada na Figura 5.41, onde pode ser visto, claramente, que a corrente se manteve controlada durante toda duração do distúrbio, permitindo com isso, o controle do fluxo de estator. Observa-se também que, nos instantes antes e após o distúrbio na rede, a corrente de magnetização é mantida constante em seu valor nominal, obtendo-se fluxo nominal no estator do gerador.

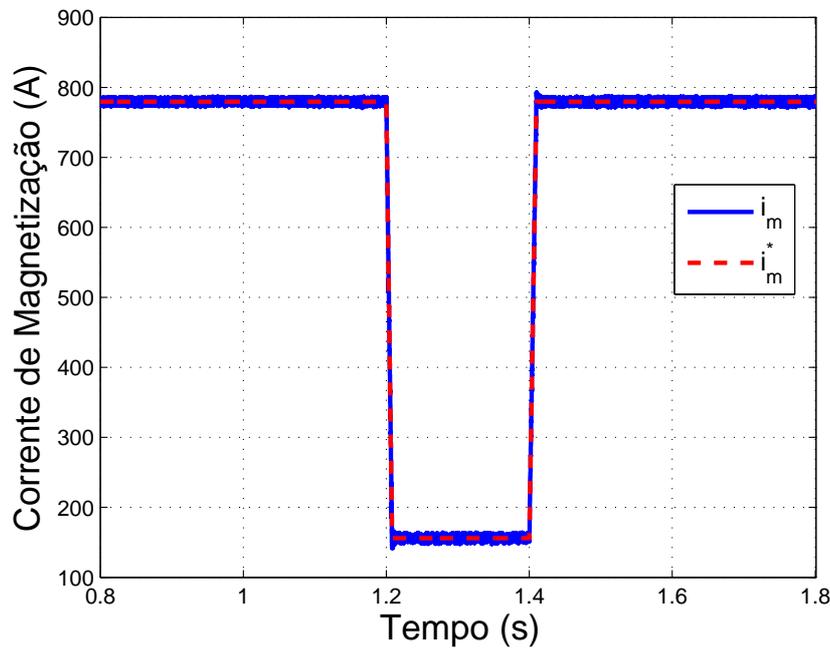
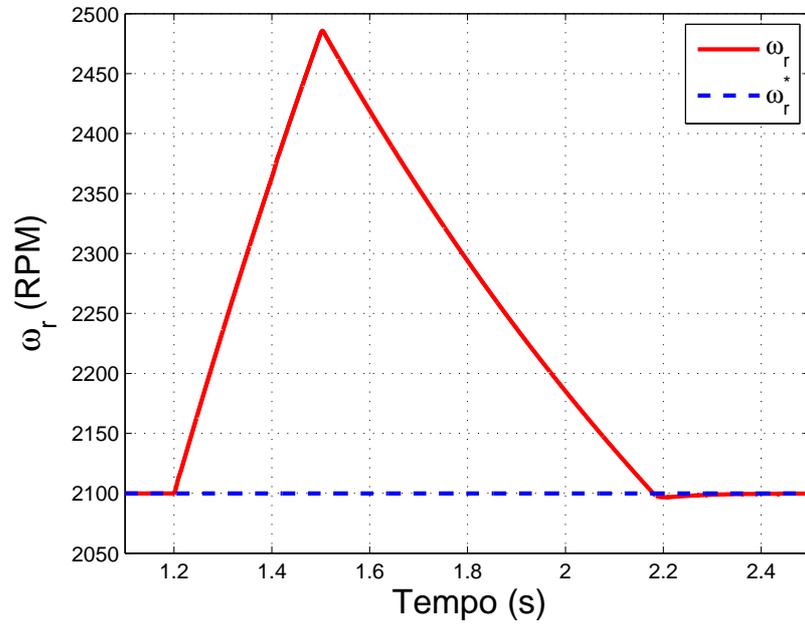
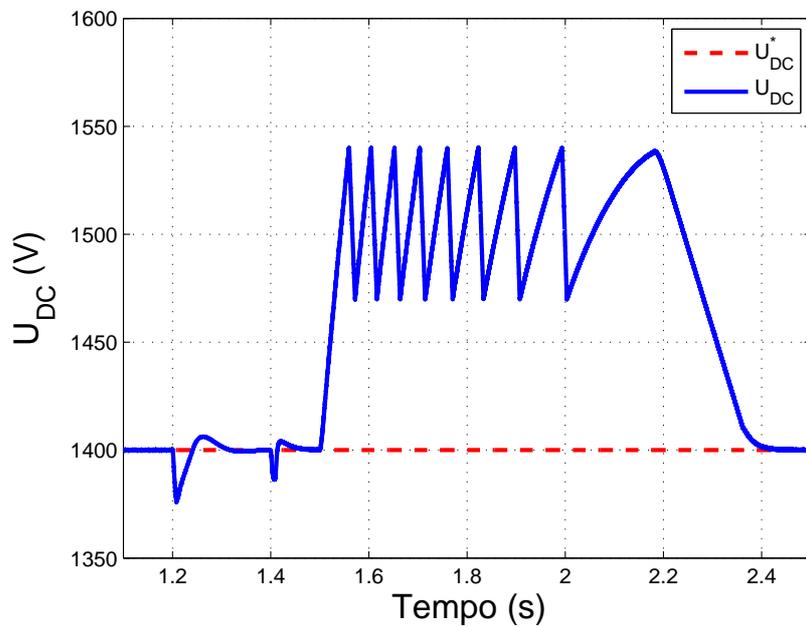


Figura 5.41: Comportamento durante o afundamento de tensão da corrente de magnetização do gerador de indução.

Outras duas variáveis relevantes, que merecem devida atenção por sofrerem influência direta das oscilações de fluxo de estator, são a velocidade mecânica e a tensão do barramento CC, apresentadas nas Figuras 5.42 e 5.43, respectivamente. Quanto a velocidade do gerador, é relevante ressaltar que há um aumento significativo, em função da redução da potência ativa fornecida para a rede, entretanto, a estratégia de controle de corrente implementada produz um re-conexão suave, mesmo com o elevado escorregamento. Observa-se também, nestas variáveis a ausência das oscilações em regime permanente, em comparação com os resultados anteriormente apresentados.

Figura 5.42: Velocidade mecânica durante AMT-3, com malha de i_m .Figura 5.43: Tensão do barramento CC durante AMT-3, com malha de i_m .

5.4 Controle da Potência Ativa

Com o objetivo de enriquecer as análises do comportamento do DFIG, frente a afundamentos de tensão, será apresentado nesta seção, uma reavaliação dos casos 3 e 5, estudados anteriormente com a realimentação de velocidade, porém, agora com estratégia de controle com realimentação de potência ativa fornecida para rede (P_N) e, também, corrente de magnetização (i_m). É importante ressaltar que, todas as propostas de proteção do conversor, assim como, todas as soluções RTF estão sendo mantidas.

5.4.1 Reavaliação do caso 3 com malha de P_N e i_m

Estas simulações buscam ilustrar a pior condição de operação, onde a máquina está plenamente carregada. Assim, foi aplicado inicialmente o afundamento AMT-2 na barra de conexão da turbina eólica na rede. Desta forma, é apresentado na Figura 5.44 a potência ativa fornecida para rede, onde pode ser visualizado o aumento da referência para a malha de controle de potência, em função do aumento da velocidade do gerador. Como relação a potência fornecida para a rede, o comportamento é igual ao apresentado anteriormente.

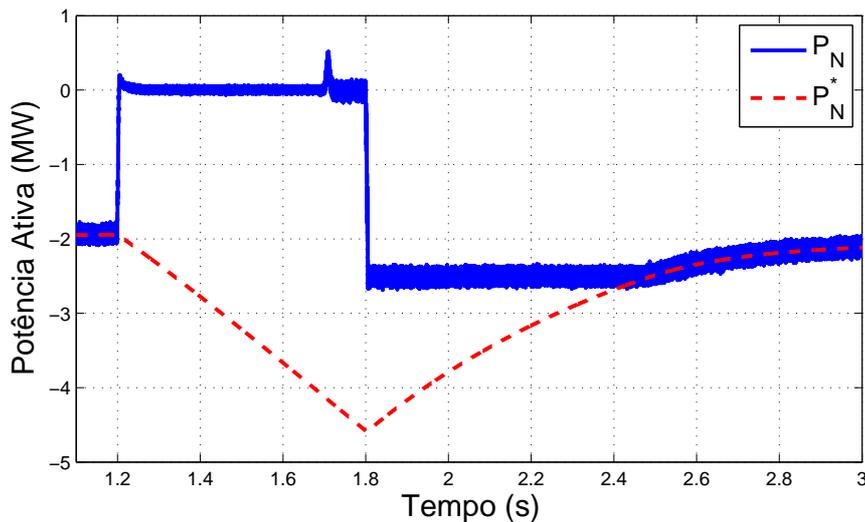


Figura 5.44: Potência ativa fornecida para rede durante AMT-2.

A velocidade do gerador e o conjugado eletromagnético desenvolvido são ilustrados nas Figuras 5.45(a) e 5.45(b), respectivamente. Devido ao fato do sistema voltar a operar normalmente após 600ms e não havendo controle de potência durante este intervalo de tempo, a velocidade do gerador atinge um valor elevado, de aproximadamente 2800rpm, o que poderia causar um grande transitório de re-conexão do gerador. Entretanto, a estratégia de controle proposta faz com que a re-conexão seja suave, impedindo sobrecorrentes nos enrolamentos de rotor e no conversor RSC. Com relação à dinâmica de velocidade, observa-se que o regime permanente é atingido com aproximadamente 4.5s, sendo esta uma das características da realimentação de potência ativa, com dinâmicas lentas, possibilitando com isso, fornecimento suave de potência ativa. O conjugado eletromagnético possui um comportamento idêntico ao apresentado nos estudos anteriores.

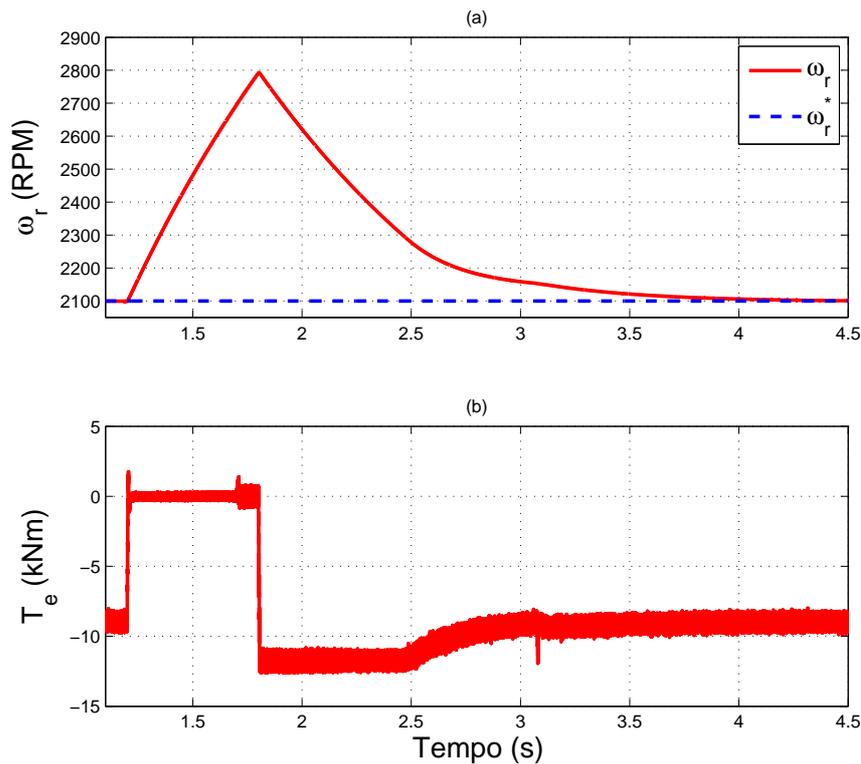


Figura 5.45: Comportamento do DFIG durante o afundamento de tensão (AMT-2), para fornecimento de 100% de potência ativa, com controle de P_N e i_m . (a) - Velocidade mecânica. (b) - Conjugado eletromagnético.

O comportamento das correntes de rotor é ilustrado na Figura 5.46. Observa-se nesta figura que as correntes de rotor em momento algum ultrapassam o valor nominal de corrente de rotor, proporcionando operação segura durante a ocorrência do distúrbio na rede. Na Figura 5.46(b) é apresentado o exato momento em que acontece o afundamento de tensão, onde é iniciada a desmagnetização do gerador, assim como na Figura 5.46(c) é apresentado o instante em que acontece a recuperação da tensão da rede e, portanto, neste momento o fluxo de estator é restabelecido ao valor nominal.

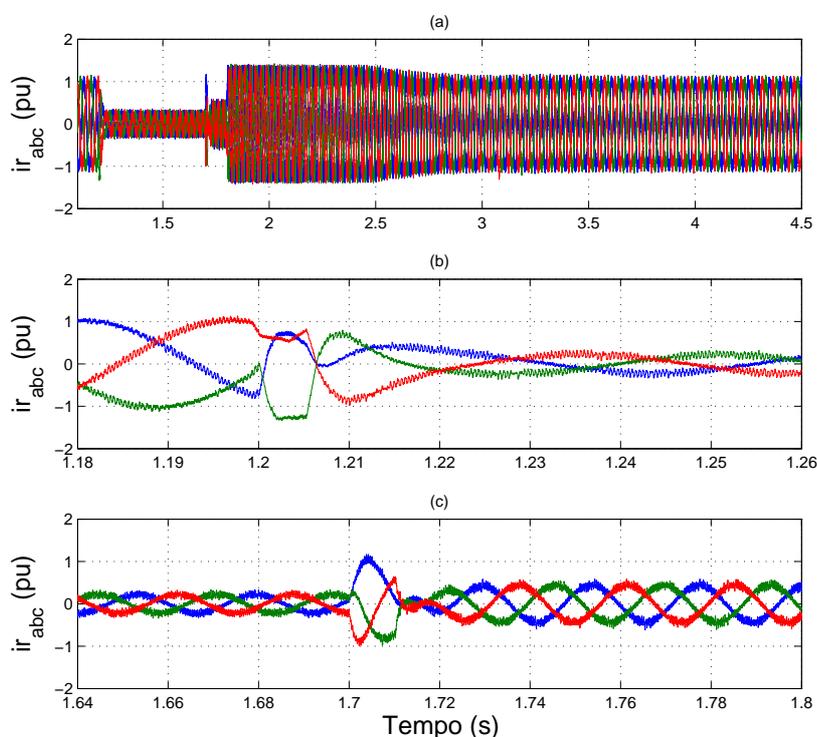


Figura 5.46: Comportamento das correntes trifásicas do enrolamento de rotor do gerador, durante um afundamento de tensão (AMT-2), para fornecimento de 100% de potência ativa, com controle de P_N e i_{ms} . (a) - Correntes durante todo o distúrbio de tensão. (b) - Instante inicial do distúrbio. (c) - Instante logo após a restauração da tensão.

O comportamento do fluxo de estator do gerador é apresentado na Figura 5.47, onde é visto que o fluxo se mantém controlado durante todos os instantes. Nos mesmos moldes, pode ser visto na Figura 5.48 a corrente de magnetização e sua respectiva referência, durante o afundamento de tensão.

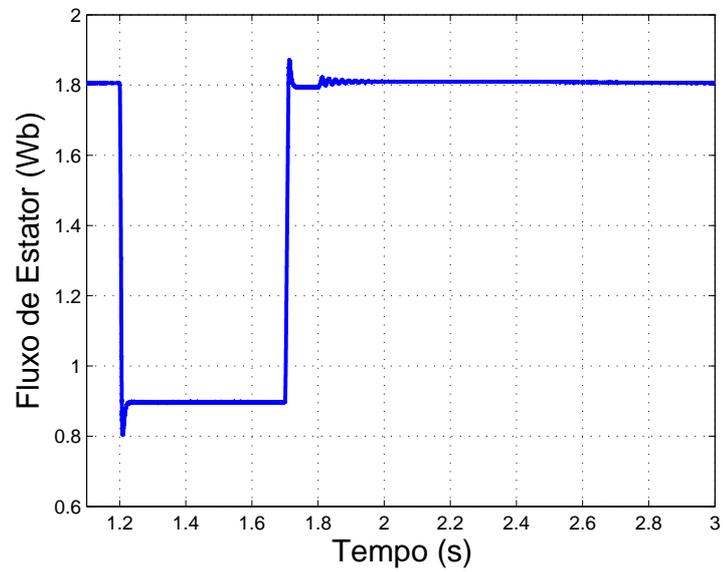


Figura 5.47: Fluxo de estator do gerador de indução, durante reavaliação do estudo de caso 3, com controle P_N e i_m .

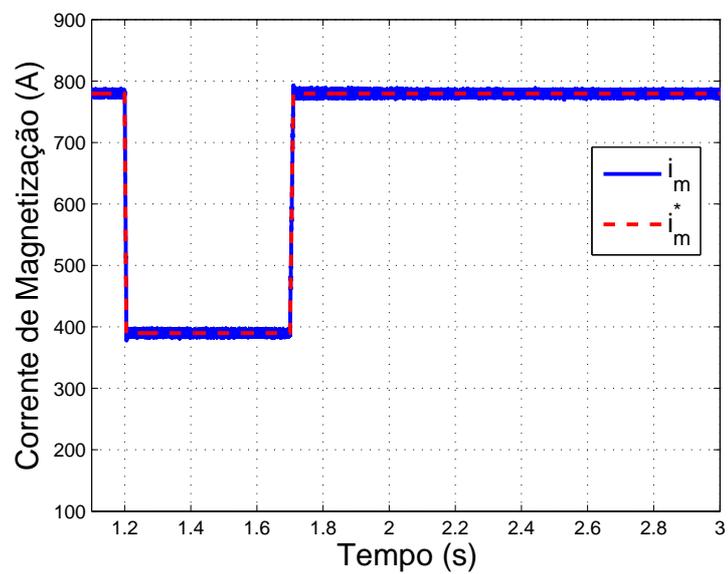


Figura 5.48: Corrente de magnetização do gerador de indução, durante reavaliação do estudo de caso 3, com controle P_N e i_m .

5.4.2 Reavaliação do caso 5 com malha de P_N e i_m

Neste caso estudado, o afundamento tensão possui uma duração menor, entretanto a amplitude é maior, com redução da tensão para 20%, estando a máquina plenamente carregada, sendo a mesma controlada em potência ativa e corrente de magnetização. Assim, é apresentada na Figura 5.49 a potência ativa fornecida para a rede e sua respectiva referência, ilustrando o comportamento durante AMT-3. Nesta figura pode-se observar, principalmente, após o término do afundamento de tensão, que ocorre em 1.4s, um pico de potência ativa absorvida da rede, necessário para magnetizar a máquina novamente pelo rotor, sendo que esse valor elevado de potência é necessário devido à forte desmagnetização do gerador, durante o distúrbio na rede elétrica. Adicionalmente, pode ser visto um consumo de potência ativa, nos instantes iniciais do distúrbio, sendo provocado pelo conversor GSC para manter a tensão do barramento CC em seu valor de referência.

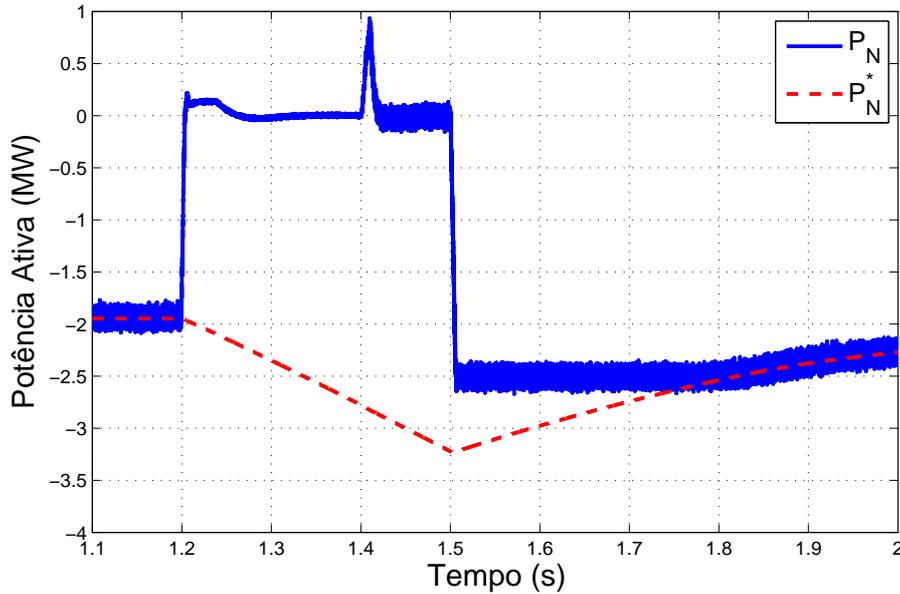


Figura 5.49: Potência ativa fornecida para rede durante afundamento de tensão (AMT-3), com controle de P_N e i_m .

O comportamento da tensão do barramento CC é apresentado na Figura 5.50, onde se destaca o grampeamento da tensão em seu limite superior de operação (1540V), através do disparo do *chopper*.

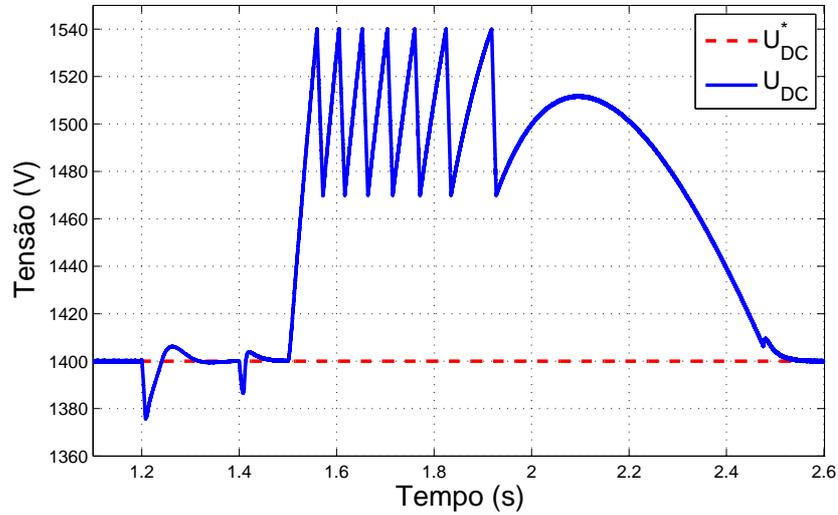


Figura 5.50: Tensão do barramento CC durante AMT-3, com controle de P_N e i_m .

A velocidade do gerador, apresentada na Figura 5.51, permitir visualizar a rápida aceleração do DFIG, devido a não existência de conjugado eletromagnético frenante, assim como, a lenta desaceleração após o término do distúrbio, proporcionado pela estratégia de controle de potência ativa.

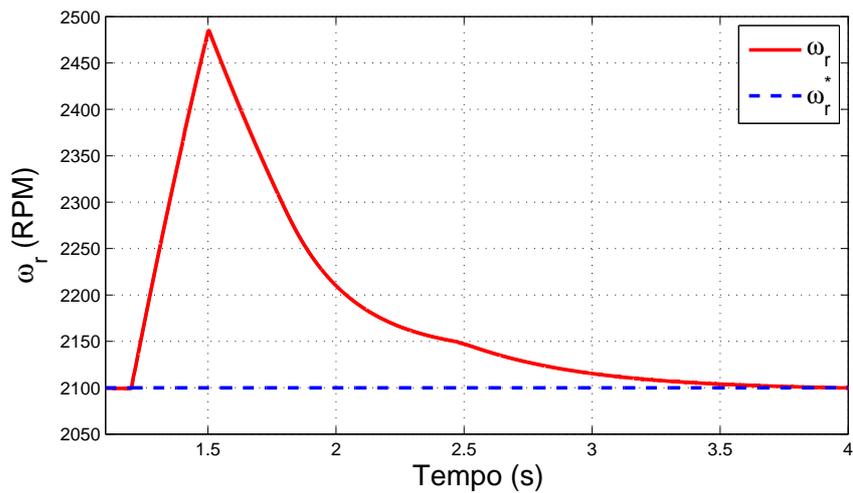


Figura 5.51: Comportamento da velocidade do DFIG durante AMT-3, com controle de P_N e i_m .

A Figura 5.52 apresenta o comportamento do conjugado eletromagnético e a potência ativa de estator. Nesta figura, destaca-se o comportamento desta duas grandezas sem oscilações, que poderiam comprometer o funcionamento adequado do sistema de geração, assim como, reduzir sua vida útil.

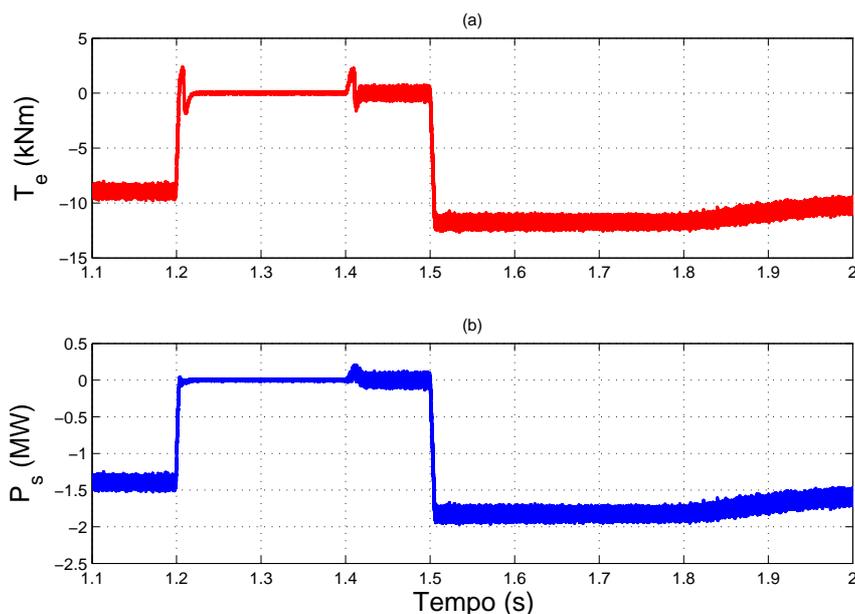


Figura 5.52: Comportamento do DFIG durante e após o afundamento de tensão trifásico (AMT-3), durante fornecimento de 100% de potência ativa, com controle de P_N e i_m . (a) - Conjugado eletromagnético. (b) - Potência ativa de estator.

5.5 Afundamentos Desequilibrados

Durante os afundamentos trifásicos equilibrados vistos até o momento, há apenas a redução nas amplitudes das tensões da rede, em um determinado intervalo de tempo. Mesmo que estes afundamentos de tensão possam provocar uma redução mais significativa nas amplitudes das três fases das tensões da rede, em comparação com os afundamentos monofásicos ou bifásicos, o impacto causado no sistema de geração eólico pode ser controlado, permitindo com isso, a operação no período em que acontece distúrbio e um rápido retorno ao regime permanente após o distúrbio (Xiang et al., 2006).

Entretanto, na ocorrência de um afundamento de tensão devido a uma falta fase-terra ou uma falta fase-fase-terra obtém-se, além da redução do nível de tensão da rede elétrica, componentes de seqüência negativa, que podem provocar transitórios, principalmente, no fluxo de estator, superior aos transitórios de fluxo causados por um afundamento de tensão trifásico equilibrado (Niiranen, 2006). Assim, será avaliado nesta seção o comportamento do sistema eólico, equipado com DFIG, frente a afundamentos de tensão desequilibrados.

5.5.1 Caso 6 - 100% de potência ativa e AMT-5

A Figura 5.53(a) ilustra as tensões trifásicas da rede, durante um afundamento fase-fase-terra, onde pode ser visto que a amplitude de duas fases foram reduzidas para 50%, durante um intervalo de tempo de 500ms. As componentes de seqüência positiva (v_{s1}) e negativa (v_{s2}) da tensão da rede, são apresentadas na Figura 5.53(b).

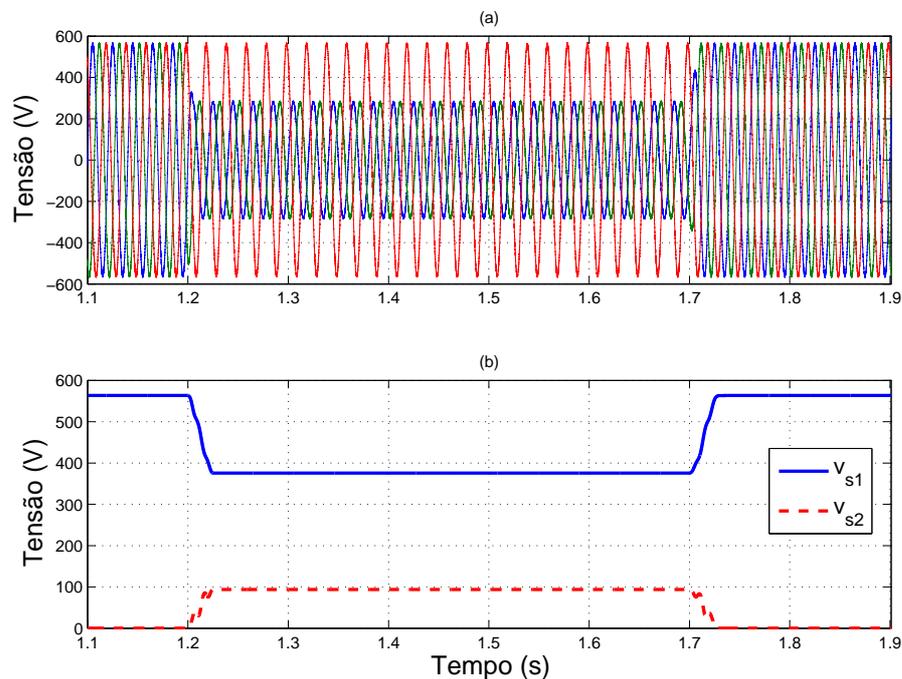


Figura 5.53: Tensões da rede durante afundamento fase-fase-terra. (a) - Tensões trifásicas. (b) - Componentes de seqüência positiva e negativa.

Com objetivo de avaliar o impacto da componente de seqüência negativa, principalmente sobre o fluxo de estator e as correntes de rotor, o afundamento de tensão apresentado na Figura 5.53 foi aplicado na barra de conexão do sistema de geração com DFIG. É importante ressaltar que, para as seguintes análises, os circuitos de proteção tratados anteriormente estão ativos, estando o gerador controlado em potência ativa e corrente de magnetização. Desta forma, é apresentado inicialmente, na Figura 5.54, o comportamento do fluxo de estator, onde pode ser visto que o mesmo possui um comportamento bastante oscilante e não amortecido.

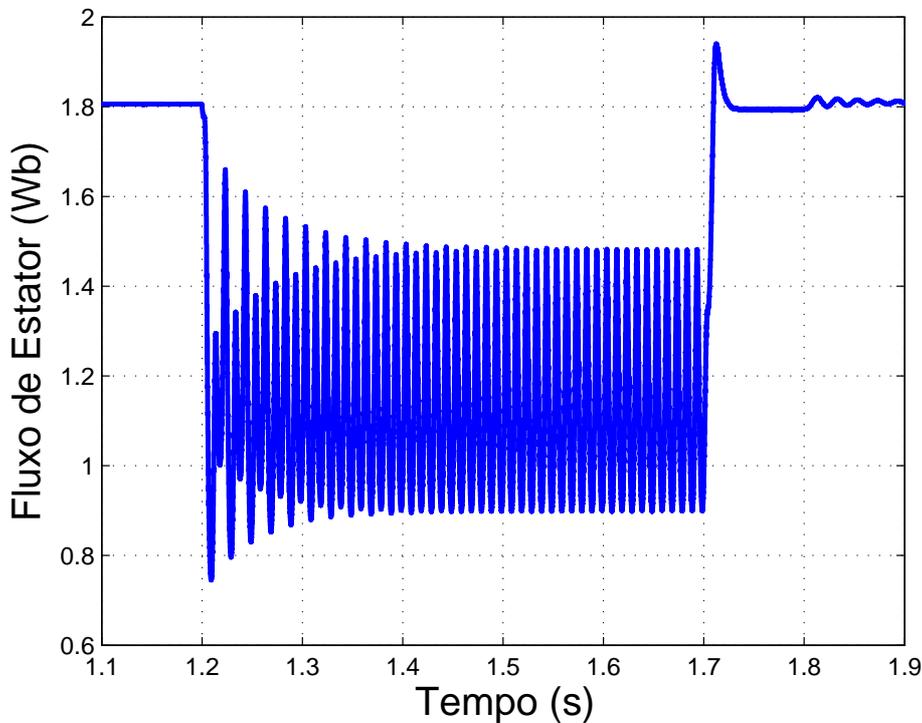


Figura 5.54: Comportamento do fluxo de estator durante afundamento de tensão desequilibrado (AMT-5), com controle de P_N e i_m .

Neste caso, devido ao grande transitório provocado no fluxo de estator, ilustrado na Figura 5.54, os controladores de potência ativa fornecida para a rede e de potência reativa de estator estão desabilitados, passando o conversor de rotor a ser controlado em corrente. Adicionalmente, para conferir mais segurança, as referências de controle de corrente de rotor são feitas igual a

zero, como mostra a Figura 5.55. Essa é uma alternativa, para evitar um gerador de indução seja desconectado da rede durante o distúrbio de tensão, evitando também os estresses mecânicos e elétricos no sistema de geração, e ainda, permitindo fazer com que logo após o distúrbio o sistema possa voltar a operar normalmente.

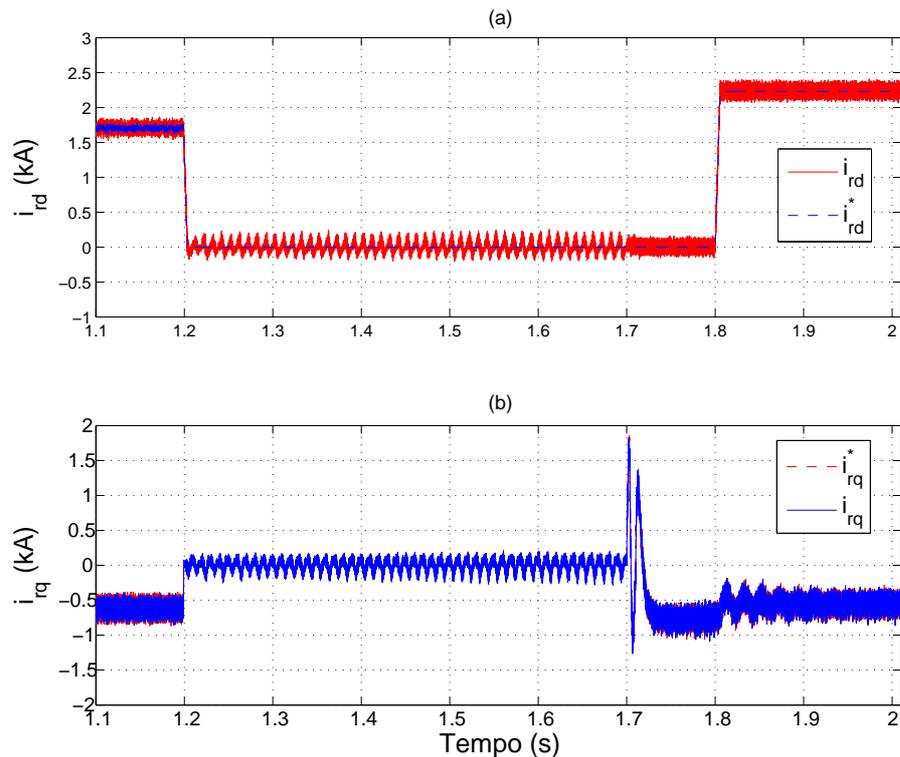


Figura 5.55: Comportamento das componentes de correntes do enrolamento de rotor do gerador, durante um afundamento de tensão desequilibrado (AMT-5), para fornecimento de 100% de potência ativa, com controle de P_N e i_m . (a) - Componente de eixo em quadratura. (b) - Componente de eixo direto.

Nos mesmos moldes, é apresentado na Figura 5.56(a), as correntes trifásicas de rotor, permitindo com isso visualizar a reduzida amplitude das correntes, durante todo o distúrbio, em função da redução da produção de potência ativa e reativa. Adicionalmente, é apresentado na Figura 5.56(b) uma ampliação da corrente de rotor, no instante em que o distúrbio se inicia, onde

pode ser visto que o valor é zero. Após a recuperação da tensão da rede, a corrente de magnetização do gerador é mantida em seu valor nominal, onde pode-se ver na Figura 5.56(c) o aumento na corrente de rotor, necessário para magnetizar a máquina novamente.

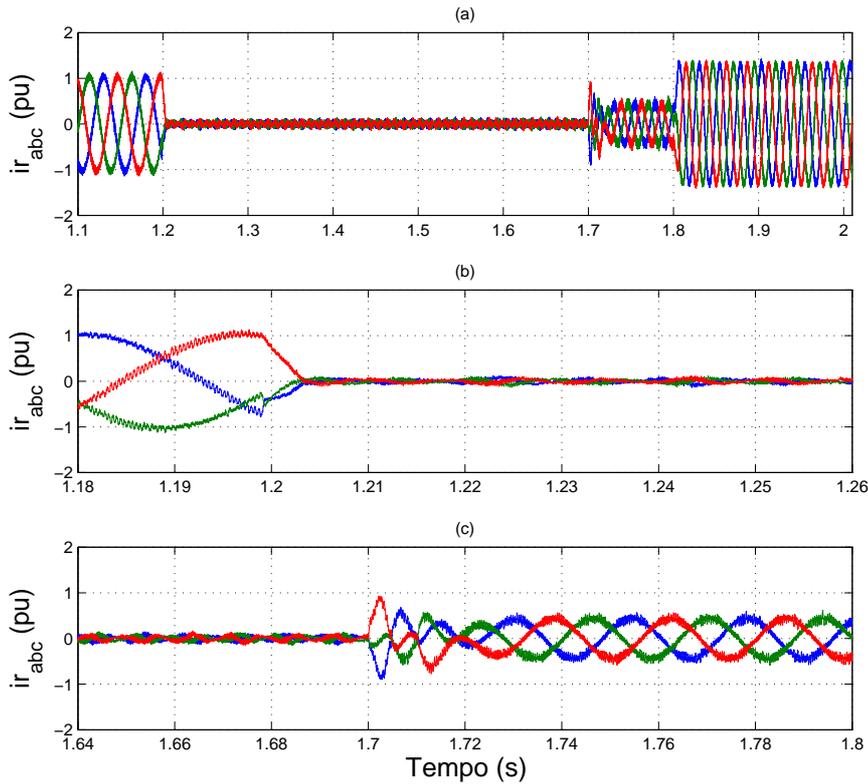


Figura 5.56: Comportamento das correntes trifásicas do enrolamento de rotor do gerador, durante um afundamento de tensão desequilibrado (AMT-5), para fornecimento de 100% de potência ativa. (a) - Correntes durante todo o distúrbio de tensão. (b) - Instante inicial do distúrbio. (c) - Instante logo após a restauração da tensão.

Com essas ações de controle aplicadas para manter o gerador de indução conectado na rede elétrica, pode-se evitar as oscilações indesejadas de conjugado eletromagnético, como apresenta a Figura 5.57(a).

Neste mesmo sentido, uma análise do fornecimento de potência ativa para a rede elétrica, durante o distúrbio, permite observar que o mesmo é

igual a zero, como apresenta a Figura 5.57(b), contudo, ao final do distúrbio, o sistema de geração volta a operar normalmente, mantendo a potência ativa totalmente controlada.

Finalmente, pode ser visto na Figura 5.57(c) a corrente de magnetização do gerador, que no mesmo moldes do fluxo de estator é bastante oscilante, entretanto, após o distúrbio, pode ser ver que a condição de operação em regime permanente é obtida rapidamente, mantendo com isso, o fluxo controlado.

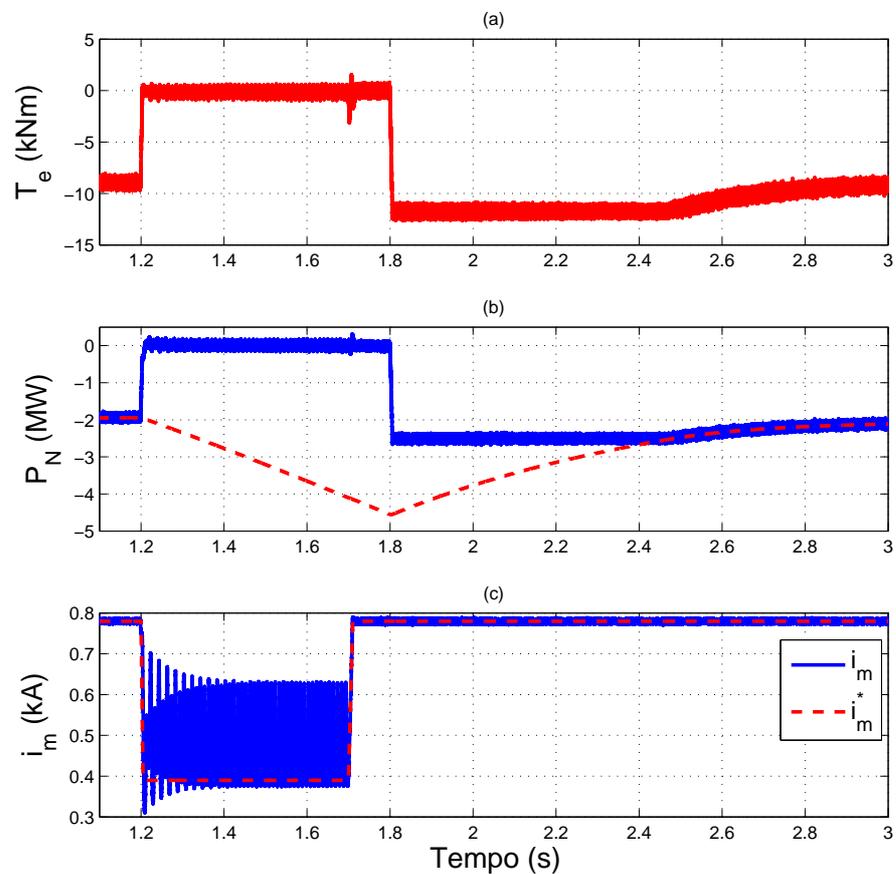


Figura 5.57: Comportamento do DFIG durante o afundamento de tensão desequilibrado (AMT-5), para fornecimento de 100% de potência ativa, com controle de P_N e i_m . (a) - Conjugado eletromagnético. (b) - Potência ativa de estator. (c) - Corrente de magnetização.

5.6 Comentários Finais

Devido aos pólos com pouco amortecimento, da dinâmica de estator do gerador, na ocorrência de um afundamento de tensão, o fluxo de estator se apresenta bastante oscilante, podendo proporcionar correntes excessivas nos enrolamentos de rotor e conversor RSC. Assim, é essencial que a amplitude das correntes de rotor se mantenham abaixo dos valores máximos permitidos, para que não seja causado danos, tanto para o enrolamento de rotor, quanto para o conversor RSC, e desta forma, não seja forçado uma desconexão da turbina eólica da rede elétrica, que implica na perda de produção de potência elétrica para a rede.

Foram discutidos neste capítulo estratégias para proteger o conversor reversível, que equipa os sistemas de geração eólico com geradores de indução de dupla alimentação, contra sobrecorrentes, causadas durante afundamentos de tensões na rede elétrica. Os resultados de simulação, obtidos com um gerador com potência de 2MW, durante afundamentos de tensão, com e sem o circuito de proteção *crowbar*, foram comparados para avaliar a atuação da proteção e a dinâmica do sistema durante o transitório. Buscou-se com esta estratégia de proteção, minimizar o impacto na potência ativa fornecida para a rede, assim como, minimizar as oscilações de conjugado, que podem reduzir a vida útil do sistema de geração.

Adicionalmente, foi apresentado uma proposta de controle da corrente de magnetização do gerador, buscando-se com isso amortecer as oscilações de fluxo de estator, durante a operação em regime permanente, assim como durante distúrbios na rede. Com essa estratégia de controle proposta, observou-se que as corrente de rotor sem mantiveram dentro dos limites estabelecidos, não mais sendo necessário a atuação da proteção *crowbar*.

Controle Compartilhado de Potência Reativa

Sistemas de geração eólico equipados com conversores estáticos de potência permitem o controle da potência ativa e, também, da potência reativa de forma desacoplada e bastante eficiente (Erlich et al., 2007a). Vale a pena mencionar que, com o controle de potência reativa é possível prover suporte para a rede elétrica, durante operação em regime permanente e, principalmente, quando se tem transitórios na rede (Erlich e Bachmann, 2005).

Neste contexto, diversas estratégias de controle de potência reativa para turbinas eólicas, utilizando DFIG, são apresentadas em um grande número de trabalhos na literatura, onde se destacam os trabalhos de Datta e Ranganathan (1999), Li e Chen (2004) e Lei et al. (2006). Entretanto, há poucas informações sobre uma estratégia de controle de potência reativa, que é feita através do controle paralelo dos conversores (da rede e do rotor), em exaustiva procura na literatura técnica atual dedicada ao assunto. Apenas em Kayikci e Milanovic (2007) é discutido uma estratégia de controle de tensão da rede, levando em consideração a atuação conjunta dos dois conversores, onde são apresentados apenas resultados de simulação.

Com base na possibilidade de operação conjunta dos conversores RSC e GSC, este capítulo descreve uma forma de se controlar a potência reativa fornecida para a rede, garantindo a operação com alto fator de potência, levando em consideração o ponto de operação do gerador de indução, através de um esquema de saturação dinâmica dos controladores de potência reativa. É importante ressaltar que, o diferencial desta estratégia de controle está no fato de se permitir balancear a distribuição do controle de potência reativa, de forma a se obter um maior aproveitamento da potência aparente disponível dos conversores. Resultados de simulação e experimentais são apresentados para avaliar e validar a estratégia de controle proposta.

6.1 Estratégia de Controle Proposta

Uma das grandes vantagens das usinas eólicas equipadas com gerador de indução de dupla alimentação é a capacidade de controle da potência reativa independente da potência ativa (Rabelo e Hofmann, 2001), através de dois mecanismos: corrente do conversor do lado da rede e corrente de rotor. Com o controle da componente reativa da corrente de entrada do conversor da rede (i_{nq} , orientação pela tensão da rede) é possível controlar a fase entre a tensão e corrente de entrada, assim como, com o controle da componente reativa de rotor (i_{rq} , orientação pela tensão de estator) é possível controlar a potência reativa de estator do gerador de indução.

O controle da potência reativa fornecida à rede é possível devido à capacidade do controle das parcelas de potência reativa de estator do gerador (via conversor de rotor) e do conversor do lado da rede, uma vez que, potência reativa total é formada pela soma destas últimas parcelas. A partir destas possibilidades foi desenvolvida uma estratégia de controle, onde ambos conversores (RSC e GSC) são controlados simultaneamente, uma vez que controle da potência reativa faz mais sentido no ponto de conexão da turbina eólica com a rede elétrica. O esquema de controle é ilustrado, simplificado, na Figura 6.1.

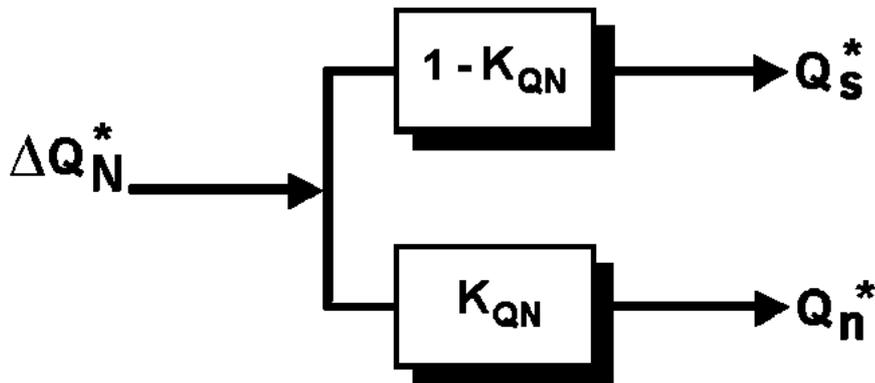


Figura 6.1: Diagrama de blocos da estratégia de controle de potência reativa.

Como pode ser visto nesta figura, as referências de potência reativa para as malhas de controle são obtidas em função da variação desejada de potência reativa (ΔQ_N^*), multiplicando-se por um ganho proporcional (K_{QN}). Assim,

considerando inicialmente $K_{QN} = 0,2$ tem-se que:

$$\Delta Q_N^* = Q_N^* - Q_{N_{BASE}} \quad (6.1)$$

$$Q_s^* = \Delta Q_N^* (1 - K_{QN}) \Rightarrow 0,8 \Delta Q_N^* \quad (6.2)$$

$$Q_n^* = \Delta Q_N^* (K_{QN}) \Rightarrow 0,2 \Delta Q_N^* \quad (6.3)$$

onde, Q_N^* é a referência de potência reativa total da rede e $Q_{N_{BASE}}$ é definido, inicialmente, pela potência reativa de estator a vazio.

O critério que define o valor do ganho K_{QN} pode ser adotado de diferentes formas, podendo ser considerado em função da ociosidade de potência do conversor do lado da rede, privilegiando o controle da potência reativa pelo conversor GSC, assim como, pode ser feito de forma a privilegiar o controle da potência reativa pelo conversor RSC, ou também, como apresentado por Rabelo et al. (2008), sendo o ganho proporcional ajustado, segundo critério de minimização das perdas nos conversores, permitindo com isso aumentar a eficiência do sistema de geração.

6.1.1 Limitação do controle de potência reativa

O controle de potência reativa é limitado em função da potência aparente do conversor estático reversível e da potência aparente do gerador de indução. Desta forma, o limite máximo (Lim_{MAX}) para o conversor GSC é calculado em função da potência aparente disponível, como mostra a Equação (6.4), para cada ponto de operação determinado, obtendo-se assim uma saturação dinâmica do controle de potência reativa.

$$Lim_{MAX(Q_n)} = \sqrt{S_n^2 - P_n^2} \quad (6.4)$$

sendo o limite mínimo $Lim_{MIN(Q_n)} = -Lim_{MAX(Q_n)}$.

A limitação para o controle da potência reativa de estator é feita de forma diferente, ao apresentando anteriormente para o controle do conversor GSC. O limite inferior de potência reativa de estator foi definido constante e igual à zero, como apresenta a Equação (6.5). Este valor do limite mínimo foi definido em função da capacidade de corrente do conversor RSC, pois obvia-

mente, quanto maior a necessidade de controle de potência reativa de estator, maior deverá ser a potência aparente do conversor. Adicionalmente, durante a operação em regime permanente, o fornecimento de potência reativa para rede, via estator, não está sendo levado em consideração.

$$Lim_{MIN}(Q_s) = 0 \quad (6.5)$$

O limite superior foi definido em função da potência aparente do gerador, conforme mostra a Equação (6.6), sendo esta limitação variável em função do ponto de operação, priorizando o fornecimento de potência ativa pelo sistema.

$$Lim_{MAX}(Q_s) = \sqrt{S_s^2 - P_s^2} \quad (6.6)$$

Para melhor entendimento, um diagrama de blocos ilustrando a saturação dinâmica para a referência de potência reativa, do conversor GSC (Q_n^*) e do conversor RSC (Q_s^*), é apresentado na Figura 6.2.

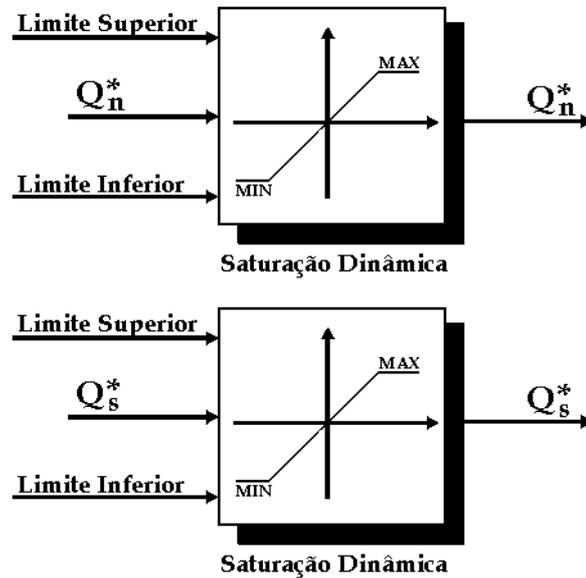


Figura 6.2: Saturação dinâmica da referência de controle de potência reativa.

Para avaliar a estratégia de controle compartilhado da potência reativa da rede serão apresentados resultados de simulação, utilizando a máquina de 2MW, estando a máquina fornecendo 20% (limite inferior) e 100% (limite superior) de potência ativa.

6.1.2 Resultados de simulação - 20% potência ativa

A Figura 6.3 ilustra a variação do ganho K_{QN} e, com isso, a transferência do controle da potência reativa entre os conversores GSC e RSC, respectivamente, para a operação com fator de potência unitário na rede.

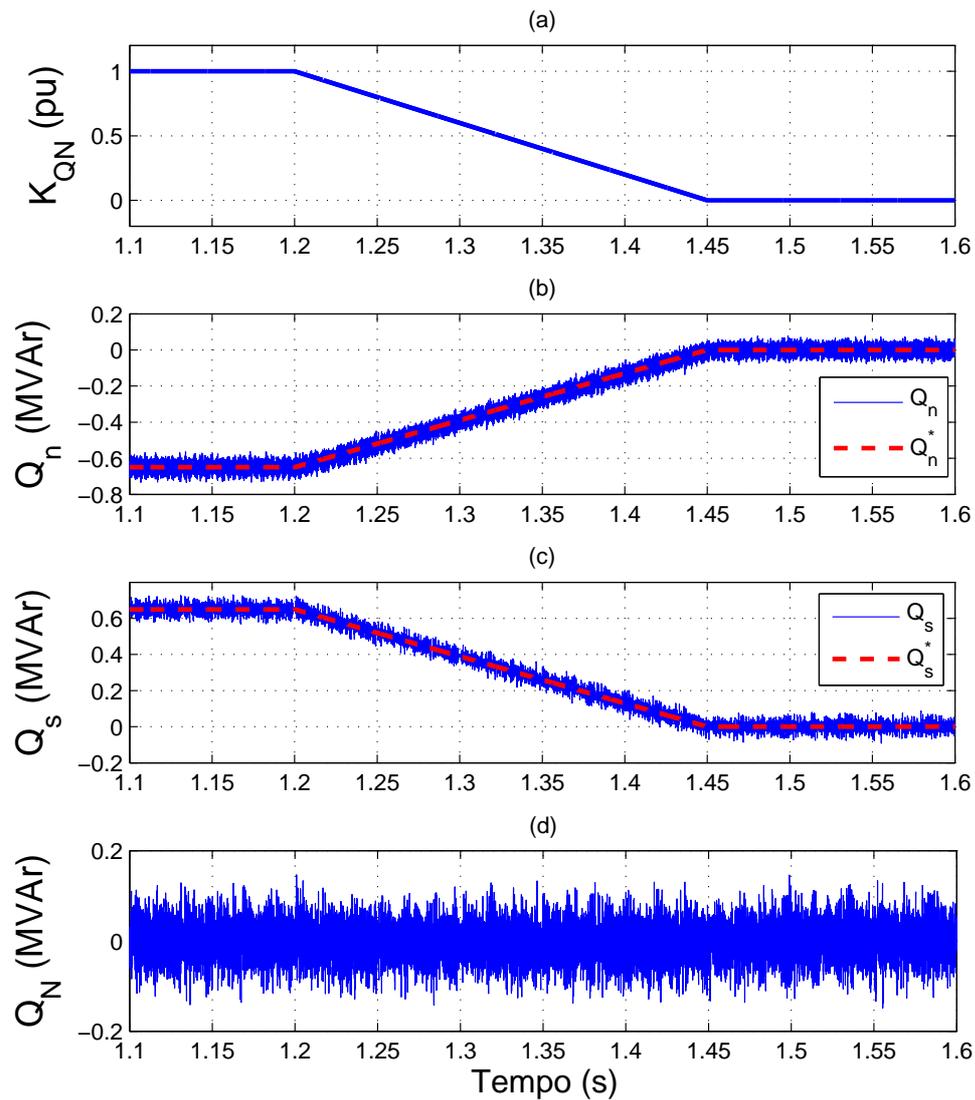


Figura 6.3: Controle da potência reativa via GSC e RSC, estando a máquina fornecendo 20% de potência ativa.

Observa-se na Figura 6.3(a) que, inicialmente, o valor da ganho é unitário, de forma que, toda a potência reativa absorvida da rede pelo estator do gerador (650kVAr), como apresenta a Figura 6.3(c), é compensada através do controle do conversor GSC, para manter a potência reativa da rede igual a zero. Um vez variado o ganho, de 1 até o valor zero, atribui-se integralmente o controle da potência reativa da rede para o conversor RSC, onde o mesmo faz com que o consumo de potência reativa de estator seja zero, obtendo-se o resultado desejado, como apresenta a Figura 6.3(d), onde se destaca o valor constante em zero da potência reativa da rede durante todo o transitório.

A potência aparente utilizada do conversor GSC, durante a variação do ganho de distribuição, é apresentada na Figura 6.4, onde pode ser observado que devido ao ponto de operação do gerador com mínimo fornecimento de potência ativa, o conversor GSC possui margem para controle de toda a potência reativa, necessária para operação com fator de potência unitário.

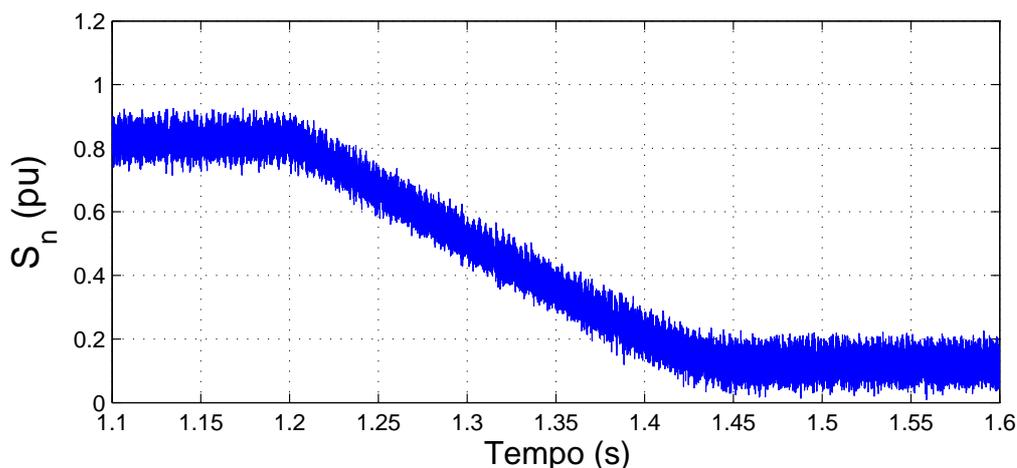


Figura 6.4: Potência aparente disponível do conversor GSC, estando a máquina fornecendo 20% de potência ativa.

6.1.3 Resultados de simulação - 100% potência ativa

Nos mesmos moldes, objetivando a operação com fator de potência unitário, é apresentado na Figura 6.5 uma variação no ganho de distribuição, para verificar a capacidade do controle compartilhado de potência reativa da

rede, entretanto, estando o gerador operando na região de velocidade supersíncrona, plenamente carregado. Neste caso, para valor unitário do ganho, há uma saturação na referência de potência reativa do conversor GSC, fazendo com que o valor desejado de potência reativa não seja obtido, como pode ser visto na Figura 6.5(d), durante o intervalo de tempo 1,1s à 1,2s.

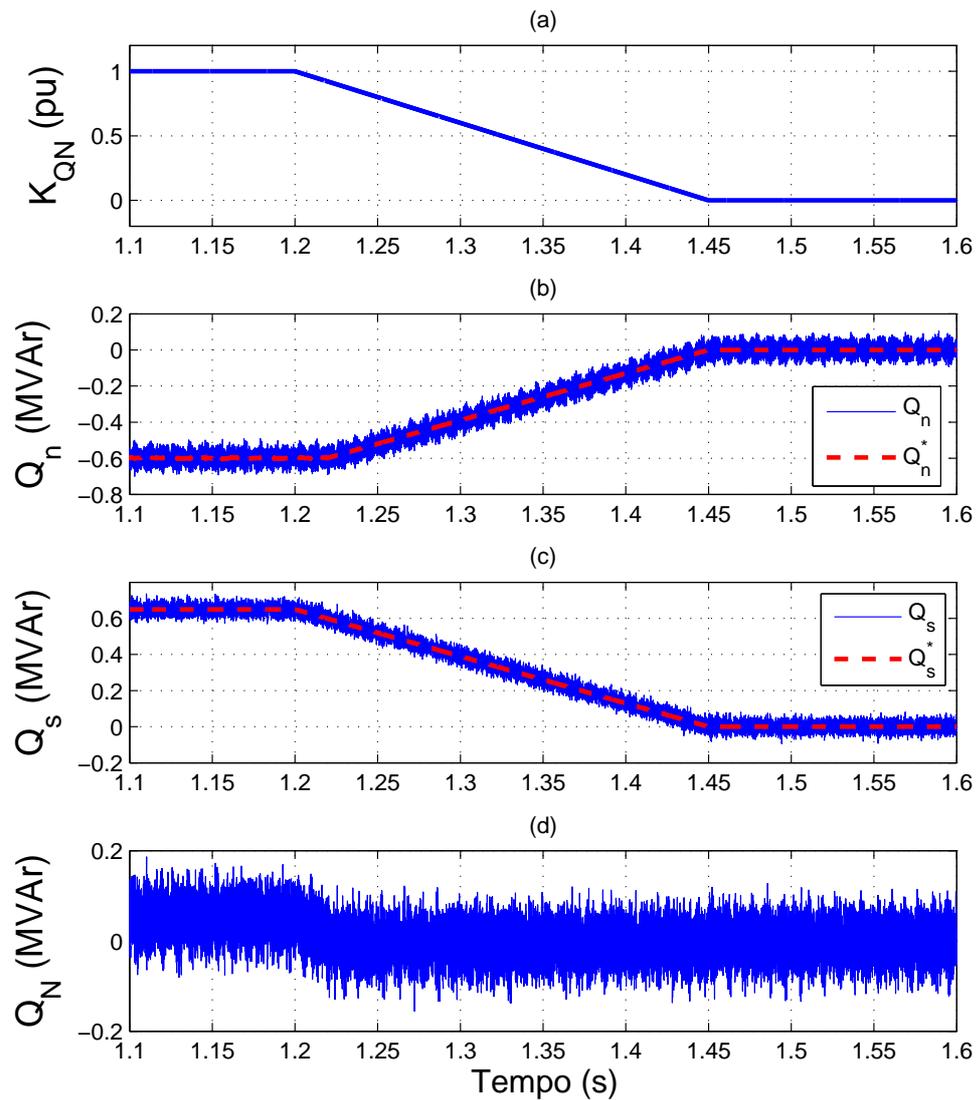


Figura 6.5: Controle da potência reativa via GSC e RSC, estando a máquina fornecendo 100% de potência ativa.

A saturação na referência de controle de potência reativa é necessária para que a potência aparente do conversor não seja excedida, evitando-se sobrecarga no conversor. A Figura 6.6 apresenta a potência aparente do conversor GSC durante o transitório de variação do ganho de distribuição, onde pode ser observado que, nos instantes iniciais, toda a potência do conversor está sendo utilizada pelas malhas de controle de tensão do barramento CC e potência reativa.

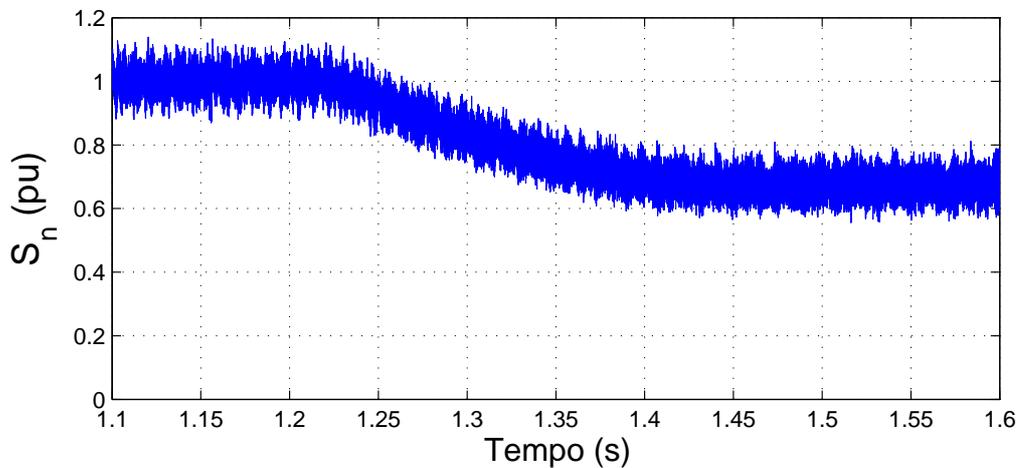


Figura 6.6: Potência aparente disponível do conversor GSC, estando a máquina fornecendo 100% de potência ativa.

Neste sentido, como já previamente exposto, um critério que busca evitar a saturação das malhas de controle de potência reativa, deve ser levado em consideração, durante o ajuste do ganho de distribuição, permitindo com isso, o funcionamento adequado da estratégia de controle proposta.

6.1.4 Variação dinâmica dos limites de controle

Uma avaliação dos limites de controle pode ser realizada facilmente, fixando o valor do ganho de distribuição e excursionando todo o intervalo de operação da turbina eólica. Com isso, é possível definir, também, as faixas de variação do fator de potência, durante operação do sistema de geração.

Desta forma, é apresentado nas figuras 6.7(a) e 6.7(b) a variação dinâmica dos limites de controle de potência reativa, do conversor GSC e RSC respectivamente, para uma variação no fornecimento de potência ativa pelo gerador, desde o valor mínimo até o valor nominal. É importante ressaltar que, considerou-se para isso um ganho de distribuição igual a 0,2.

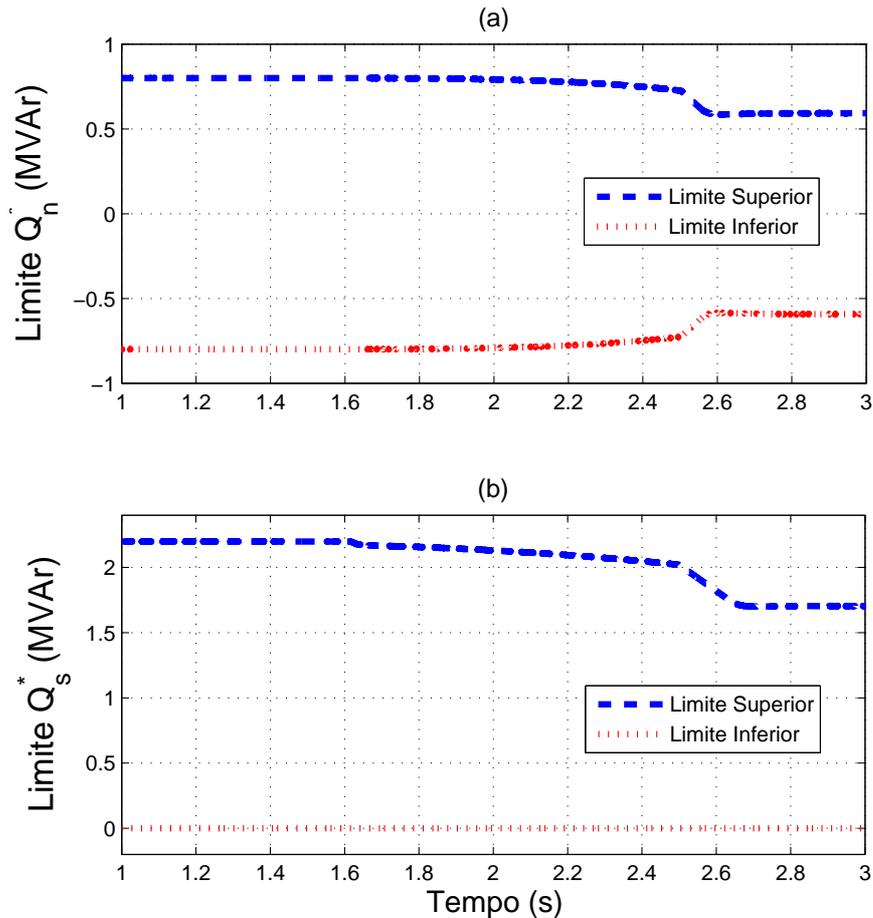


Figura 6.7: Variação dinâmica dos limites de controle do conversor.

Uma análise detalhada desta figura permite observar que, em regime permanente, estando a máquina plenamente carregada, a potência reativa de estator pode ser reduzida a zero e, simultaneamente, o conversor da rede pode fornecer, aproximadamente, 600kVAr de potência reativa para a rede. Este ponto de operação ilustra o pior caso, sendo que, maiores faixas de controle podem ser obtidas quando a máquina estiver operando na região subsíncrona.

6.2 Resultados Experimentais

Os resultados experimentais foram obtidos na bancada experimental da Universidade Tecnológica de Chemnitz, sendo importante ressaltar que, devido aos aspectos construtivos desta bancada, a parcela de potência reativa do capacitor do filtro LC foi contabilizada, no cálculo da potência reativa no ponto conexão do sistema de geração.

Desta forma, é apresentado inicialmente, uma variação na referência de controle de potência reativa da rede, realizada em rampa, com objetivo de obter fator de potência unitário no ponto de conexão com a rede. As figuras 6.8(a) e 6.8(b) ilustram as potências reativa do conversor GSC (Q_n) e de estator (Q_s), respectivamente, assim como suas respectivas referências, que são obtidas através da estratégia de controle desenvolvida e implementada.

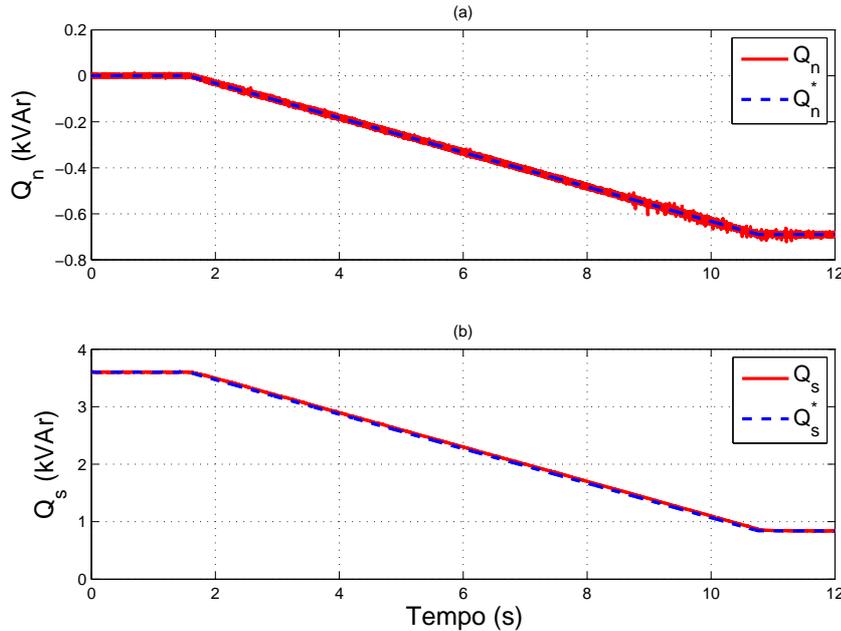


Figura 6.8: Variação da potência reativa na rede (Q_N), através do controle da potência reativa de estator e do conversor GSC.

Observa-se claramente nesta figura que, durante o transitório realizado, o conversor GSC passa a fornecer aproximadamente 700VAr de potência reativa para a rede elétrica e, simultaneamente, a potência reativa absorvida pelo

estator da rede é reduzida a um valor aproximado de 900VAr. Finalmente, a parcela de potência reativa fornecida para a rede pelo capacitor do filtro é constante¹ e igual a 200VAr.

Desta maneira, o fator de potência no ponto de conexão com a rede elétrica, obtido após o transitório realizado, pode ser visto na Figura 6.9(a), variando de -0.4 (indutivo) à -1, onde o sinal negativo é obtido em função da potência ativa negativa, indicando modo de operação gerador, juntamente com a potência reativa total da rede (Q_N) na Figura 6.9(b), que varia de 3.4kVAr até o valor zero. É importante ressaltar neste momento que, a potência reativa total da rede é sempre menor do que a potência reativa de estator, devido à existência da parcela do capacitor do filtro LC. Embora o filtro não seja projetado para este fim, deve-se ter conhecimento que ele está sempre fornecendo potência reativa, uma vez que tenha tensão sobre ele.

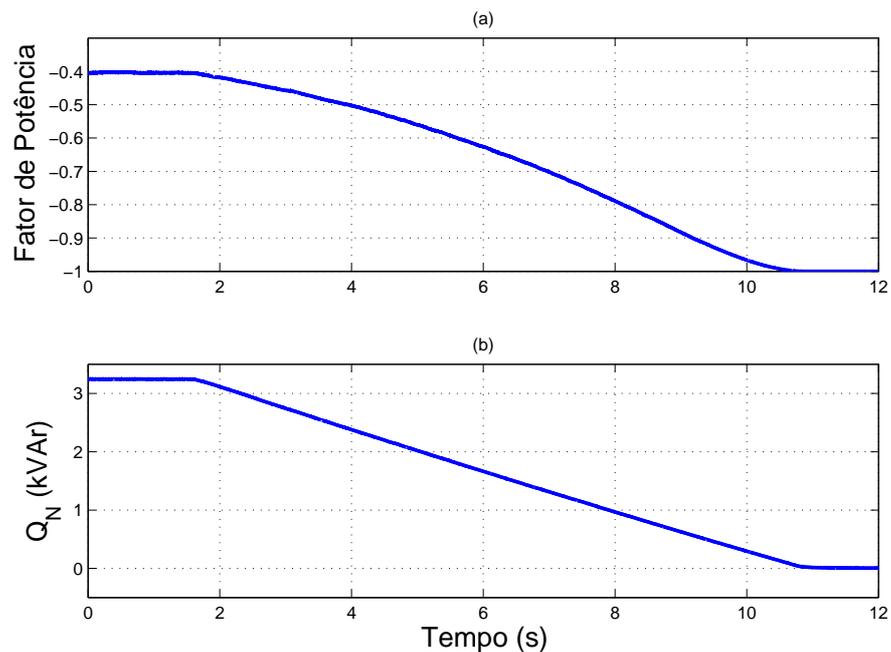


Figura 6.9: Transitório de potência reativa, através do controle compartilhado dos conversores GSC e RSC. (a) - Fator de potência. (b) - Potência reativa no ponto de conexão com a rede.

¹Esta consideração pode ser feita durante a operação em regime permanente, onde a tensão aplicada sobre o capacitor não sofre variações significativas.

A potência ativa que flui pelo conversor GSC, durante o transitório realizado, é apresentada na Figura 6.10(a), onde se destaca um aumento significativo no consumo de potência ativa da rede, em função do aumento das perdas no rotor do gerador. Com relação a potência ativa de estator, apresentada na Figura 6.10(b), observa-se que a mesma é mantida praticamente constante durante todo o transitório, independente da variação da potência reativa de estator. No mesmos moldes, a parcela de potência ativa injetada na rede é apresentada na Figura 6.10(c), onde é visto claramente que, com o aumento das perdas, provocado pelo aumento da corrente de rotor necessária para magnetização do gerador, obtém-se uma diminuição no fornecimento de potência ativa para a rede elétrica e, com isso, a priorização do fornecimento de potência ativa, pelo sistema de geração, pode implicar em uma limitação no controle de reativos.

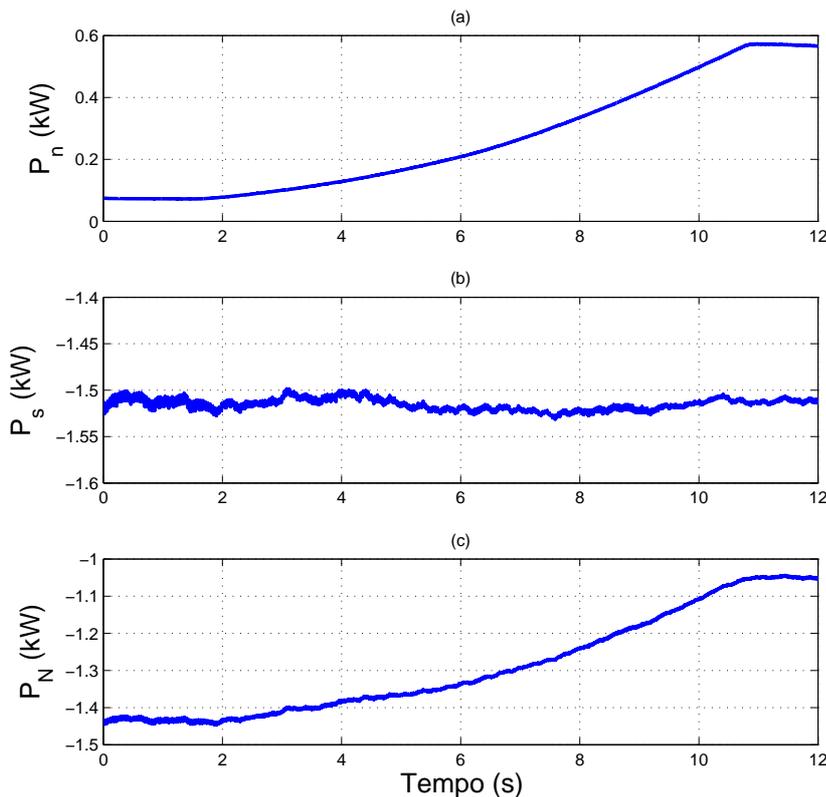


Figura 6.10: Potências ativa do sistema de geração. (a) - Conversor GSC. (b) - Estator. (c) - Potência ativa fornecida para a rede.

6.2.1 Avaliação da saturação dinâmica - GSC

O aumento no consumo de potência ativa da rede, visualizado anteriormente durante o transitório de potência reativa, faz com que o esquema de saturação dinâmica limite a capacidade de controle de potência reativa do conversor GSC. Assim, é apresentado na Figura 6.11 a variação dos limites de controle. Observa-se, inicialmente, que os limites superior e inferior estão em 1kVAR, pois a potência reativa (Q_n) era nula e a potência ativa (P_n) era muito pequena. Durante o transitório, com o aumento na demanda de potência ativa já visto, tanto a saturação positiva quanto a saturação negativa são alteradas, para que não seja excedida a potência aparente do conversor, garantindo com isso a operação em uma região segura.

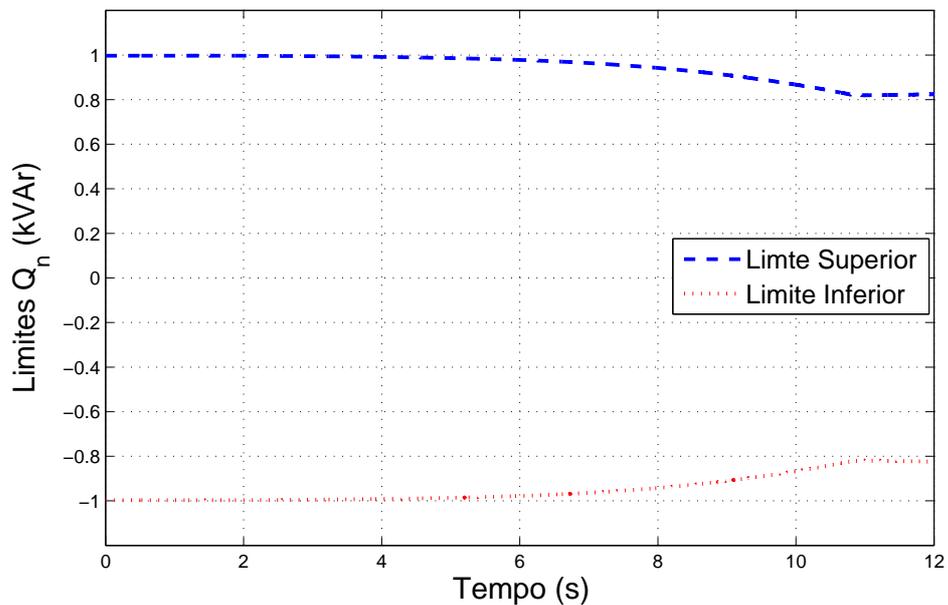


Figura 6.11: Variação da potência reativa de saída do conversor da rede, ilustrando a variação dinâmica dos limites de saturação.

6.2.2 Avaliação da saturação dinâmica - RSC

Dada a potência aparente do gerador de indução, que é de 5kVA, foram definidos os limites de controle de potência reativa para o estator, sendo que para a avaliação da limitação dinâmica foi excursionado todo o intervalo de operação do gerador. Assim, é apresentado na Figura 6.12 os limite inferior, onde se destaca o limite inferior constante em zero, como definido inicialmente, e o limite superior variando de 5kVAr até 3,8kVAr aproximadamente, fazendo com que a potência aparente do gerador não seja excedida.

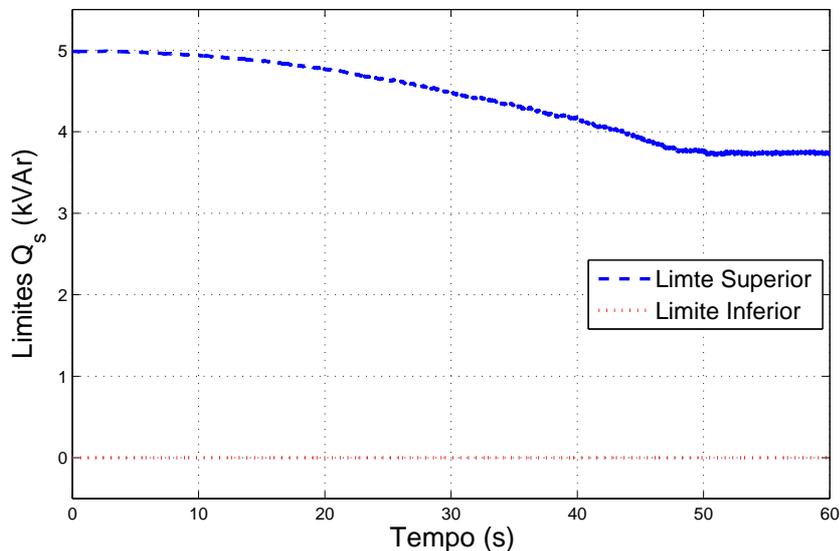


Figura 6.12: Variação da saturação dinâmica do controle de potência reativa de estator, em função da variação do ponto de operação do gerador de indução, e conseqüentemente, da variação da potência ativa fornecida pelo estator.

6.2.3 Avaliação do impacto no barramento CC

O barramento de corrente contínua, intermediário entre os conversores GSC e RSC, pode ser bastante afetado devido a transitórios severos nas malhas de controle de corrente de eixos d-q. Desta forma, é relevante avaliar o impacto causado na tensão do barramento CC, durante uma variação na referência de controle de potência reativa da rede, visto que este transitório

provoca uma aumento na demanda de potência ativa deste barramento. Assim, é apresentado na Figura 6.13(a), o comportamento da tensão no barramento CC, durante transitório de potência reativa, para operação com fator de potência unitário. Destaca-se a variação máxima de tensão no barramento CC de, aproximadamente, $2V$, devido a rápida resposta da malha de controle de tensão. É importante ressaltar que, máxima variação aceitável para a tensão do barramento CC é de aproximadamente $30V$. Adicionalmente, é apresentado na Figura 6.13(b) a resposta da malha de controle de corrente de eixo direto, onde pode ser observado um significativo aumento na corrente para suprir as perdas e, com isso, manter a tensão do barramento CC controlada no valor de referência.

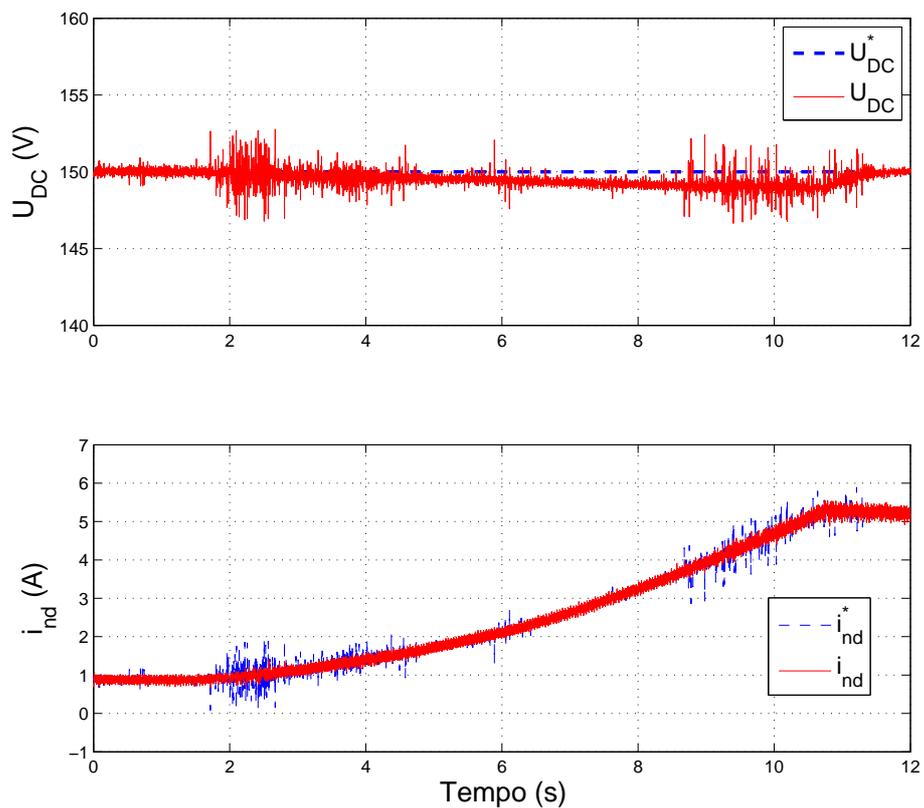


Figura 6.13: Variação da tensão do barramento CC provocada durante o transitório de potência reativa da rede.

6.3 Comentários Finais

A estratégia de controle desenvolvida neste capítulo mostra-se uma importante ferramenta para o controle de potência reativa total da rede elétrica. Além de poder ser implementada facilmente em plantas já existentes, a grande vantagem desta estratégia está em fazer um melhor uso dos conversores, buscando aumentar a capacidade de controle, pois a grande maioria das estratégias de controle implementadas, realizam apenas um controle via conversor do rotor (magnetizando o gerador via enrolamento de rotor), enquanto o conversor da rede fica completamente ocioso. Algumas poucas propostas, realizavam a magnetização da máquina via conversor de rotor, mantendo a corrente reativa constante, e ainda apresentavam uma proposta para controle via conversor da rede. Assim, a estratégia apresentada se destaca através do controle simultâneo dos conversores da rede e do rotor, aproveitando ao máximo a capacidade dos conversores.

Neste mesmo contexto, buscou-se melhorar o aproveitamento da potência aparente do conversor reversível, sem a necessidade de aumentar sua potência aparente, e conseqüentemente, diminuir a relação custo/benefício. Além disto, com uma maior margem de controle de potência reativa no ponto de conexão, distúrbios de flutuação de tensão e, conseqüentemente, o efeito *flicker*, podem ser mitigado através da regulação da potência reativa.

Conclusões e Propostas de Continuidade

As vantagens e desvantagens oriundas da utilização de geradores de indução de dupla alimentação, em turbinas eólicas, elegeram o foco deste trabalho de doutorado, orientando-o na contribuição com estratégias de controle que aumentem a suportabilidade destes geradores, frente à distúrbios nas redes elétricas, principalmente, durante a ocorrência de afundamentos de tensão equilibrados e desequilibrados.

Como objetivo final buscou-se atender, em parte, aos exigentes critérios dos atuais códigos de rede, quando se trata da capacidade de manter a turbina eólica conectada na rede elétrica durante afundamentos de tensão, assim como, proporcionar à usina eólica, a capacidade de prover suporte à rede elétrica, através da injeção de potência reativa. Foi estabelecido como figura de mérito para o projeto de todos os controladores, o critério de qualidade da energia elétrica fornecida para a rede, onde procurou-se operar o sistema de geração, de forma a garantir um fornecimento de potência ativa balanceada para a rede elétrica, evitando com isso, que diversos problemas associados com a flutuação de potência ativa injetada na rede possam surgir, principalmente, no que diz respeito às variações de tensão de baixa frequência.

Dentro do exposto acima, este estudo foi iniciado com um detalhamento das diversas estratégias de controle do conversor, que equipa o sistema eólico de geração utilizando gerador de indução de dupla alimentação. Com isso, foram ajustados os controladores, garantindo desejável capacidade de rejeição a distúrbios, assim como, foi verificado o impacto de erros na estimação dos parâmetros, durante a sintonia dos controladores. Neste mesmo sentido, foram, inicialmente, avaliadas as respostas das malhas de controle, permitindo com isso, abstrair-se das considerações e simplificações de pro-

jeto, assim como, realizar uma análise comparativa entre as duas principais estratégias de controle do gerador, a saber: com realimentação de velocidade de rotor e com realimentação de potência ativa fornecida para a rede. Com essa análise, observou-se que com a estratégia de controle de potência ativa fornecida para a rede, obteve-se uma resposta adequadamente compatível, que proporcionou uma melhora acentuada no fornecimento de energia elétrica para a rede, em comparação com as injeções severas de potência ativa, proporcionadas pela estratégia de controle com realimentação de velocidade de rotor. Assim, foi possível identificar que a estratégia de controle de potência ativa melhor atende aos requisitos definidos de qualidade da energia.

Após a análise detalhada de cada uma das estratégias de controle do gerador de indução, identificou-se ainda, um comportamento com oscilações fracamente amortecidas no fluxo de estator do gerador de indução. Estas oscilações se devem, principalmente, a dois motivos: devido à conexão direta do estator na rede elétrica e devido ao baixo valor da resistência de estator. Para melhor entendimento deste comportamento oscilatório foi desenvolvida e apresentada, uma análise de migração dos pólos para o gerador de indução, onde, inicialmente, foi modelada apenas a máquina, considerando suas dinâmicas eletromagnéticas e a dinâmica mecânica. Com isso, observou-se que a máquina de indução possui dois autovalores complexos conjugado, fracamente amortecidos, que representam a dinâmica eletromagnética de estator. Devido a isso, durante transitórios de tensão, o fluxo de estator apresenta um comportamento bastante oscilante, assim como, por possuir uma baixa resistência de estator, verificou-se que este é fracamente amortecido.

Posteriormente, buscando propor uma solução para as oscilações fracamente amortecidas do fluxo, foram modeladas as malhas de controle de corrente de rotor, gradativamente, buscando construir conhecimento, possibilitando avaliar a influência da sintonia dos controladores e a influência da adição dos termos de compensação das correntes de rotor, na alocação de pólos de estator. Neste caso, foi verificado com os novos resultados de simulações obtidos, que o amortecimento das oscilações de fluxo é ainda menor e, inclusive, o sistema apresentou pontos de operação instáveis, devido à migração dos pólos de estator para o semiplano complexo positivo.

A análise de migração de pólos foi realizada, também, incluindo-se e analisando-se o efeito das malhas externas de controle do gerador de indução.

Com isso, observou-se que as estratégias de controle que são comumente utilizadas para o DFIG, garantem uma operação estável do sistema de geração, contudo, não proporcionam uma alteração significativa na posição dos pólos de estator, de forma a implicar em um amortecimento significativo. Neste caso, é importante ressaltar que isso se deve, em grande parte, à definição de uma maior banda passante para os controladores de corrente de rotor, necessária para garantir a rápida imposição de correntes no rotor e para agregar a capacidade de rejeição de distúrbios.

Diante da reduzida margem de amortecimento das oscilações de fluxo de estator, foi desenvolvida uma estratégia de controle de corrente de magnetização, implementada através do controle das correntes de rotor, permitindo com isso, um rápido amortecimento das oscilações de fluxo. Deve ser destacado neste momento que, a corrente de magnetização pode ser facilmente estimada, para a implementação da estratégia de controle em malha fechada, através das componentes reativas das correntes de estator e rotor. Novamente, foi realizada a análise de migração de pólos com a estratégia de controle proposta, assim como, resultados de simulação no domínio do tempo ilustraram o significativo amortecimento proporcionado ao fluxo de estator. Neste ponto, este trabalho apresenta uma significativa contribuição, uma vez que, com a redução das oscilações de fluxo, foi possível eliminar as oscilações de conjugado, que podem produzir vibrações intensas, reduzindo a vida útil do sistema de geração. Da mesma forma, foi visto que as oscilações de fluxo causam impactos diretos em diversas variáveis elétricas do sistema de geração, podendo ser citado: as correntes de rotor, as correntes de estator, a tensão do barramento CC e, principalmente, as potências ativas e reativas do sistema de geração. Com isso, foi possível fornecer potência ativa balanceada para a rede elétrica, como requerido pelos critérios de qualidade da energia.

Com foco principal de estudo deste trabalho, a sensibilidade do gerador de indução de dupla alimentação frente a ocorrência de um afundamento de tensão foi tratada, permitindo com isso, elencar os pontos críticos de operação e os principais impactos que estes distúrbios podem provocar no sistema de geração com DFIG. As principais soluções para manter o gerador conectado na rede elétrica, durante transitório, foram analisadas, assim como, foram propostos aprimoramentos. Como contribuição neste tema, foi proposta uma estratégia de controle que permite manter o gerador conectado na rede elétrica, durante todo o transitório, através do controle da corrente

de magnetização do gerador, onde, foi observada uma significativa redução no transitório de fluxo de estator e um rápido retorno à condição de regime permanente pós-falta.

Em se tratando da capacidade de controle da potência reativa deste sistema de geração, este trabalho propôs uma estratégia de controle de potência reativa, no ponto de conexão do sistema de geração com a rede, baseada no controle compartilhado dos conversores de potência da rede (GSC) e do rotor (RSC). Neste caso, destaca-se, inicialmente, a simplicidade desta estratégia de controle, podendo a mesma ser facilmente implementada em usinas eólicas que já se encontram em operação. Como vantagem desta estratégia de controle, pode-se citar a capacidade de aumentar o aproveitamento da potência aparente dos conversores, para maximizar o fornecimento de reativos para a rede, atendendo aos critérios dos códigos de redes, quando se trata da injeção de potência reativa. Adicionalmente, essa estratégia de controle desenvolvida possui um esquema de saturação dinâmica, que protege os conversores contra sobrecargas, assim como, é possível priorizar o fornecimento de potência ativa para a rede.

Seguindo a linha de raciocínio anteriormente apresentada, algumas propostas de continuidade são apresentadas, para aperfeiçoamento deste trabalho, sendo:

- estudo do dimensionamento do conversor de rotor do DFIG, permitindo uma avaliação mais apurada da viabilidade de compensação de potência reativa para o sistema elétrico, proporcionando a capacidade de controle da tensão nos terminais de estator, durante a ocorrência de afundamentos de tensão;
- avaliação da operação com ganho de distribuição variável, para a estratégia de controle compartilhada de potência reativa, permitindo excursionar a margem de fornecimento de potência reativa, assim como, para aumentar a eficiência do sistema de geração;
- inserção de uma malha de controle de tensão da rede elétrica, sendo esta malha externa à malha de controle de potência reativa fornecida para a rede, buscando compensar desequilíbrios;
- estudo de uma estratégia de controle da potência reativa de estator, em cascata com a estratégia de controle de corrente de magnetização;

- desenvolvimento de uma estratégia de controle de fluxo de estator, que possibilite compensar a componente de seqüência negativa do mesmo, durante a ocorrência de afundamentos de tensão desequilibrados.
- desenvolver uma estratégia que envolva o controle do ângulo de passo, considerando-o como ferramenta para limitação da velocidade, buscando com isso, uma redução do fornecimento de potência ativa, para aumentar a margem de capacidade de suporte à rede elétrica, através da injeção de potência reativa.

7.1 Publicações Relacionadas ao Trabalho

Durante o desenvolvimento deste trabalho de doutorado foram publicados artigos em periódicos e congressos (nacionais e internacionais), a saber:

Periódicos:

- R. G. de Oliveira, J. L. da Silva, S. R. Silva, B. R. Junior, W. Hofmann, “*Desenvolvimento de uma Nova Estratégia de Controle de Potência Reativa em Gerador de Indução de Dupla Alimentação para Turbinas Eólicas.*”, Revista SOBRAEP, Novembro/2008 pp. 247-328.

Congressos Internacionais:

- B. R. Junior, W. Hofmann, J. L. da Silva, R. G. de Oliveira, S. R. Silva, “*Reactive Power Control in Doubly-Fed Induction Generators for Wind Turbines.*”, PESC, 2008 pp. 106-112.
- J. L. da Silva, R. G. de Oliveira, S. R. Silva, B. R. Junior, W. Hofmann, “*A Discussion about a Start-up Procedure of a Doubly-Fed Induction Generator System.*”, NORPIE, 2008 pp. 1-6.
- J. R. Cardoso, V. Cecconi, A. O. Di Tommaso, D. La Cascia, R. Miceli, P. A. C. Rosas, M. B. C. Salles, C. A. F. Sartori, S. R. Silva, R. G. de Oliveira, “*Wind Electrical Energy Generating Systems EMC: A Dedicated Experimental Simulator for Tests.*”, ICEM, 2008.

- A. S. Neto, F. A. S. Neves, E. L. R. Pinheiro, R. G. de Oliveira, S. R. Silva, “*Dynamic Analysis of Grid Connected Wind Farms Using ATP.*”, PESC, 2005 pp. 198-203.

Congressos Nacionais:

- R. G. de Oliveira, G. G. Parma, S. R. Silva, “*Development of a Wind Turbine Simulator for Wind Energy Conversion Systems - Experimental Results.*”, 9th Brazilian Power Electronic Conference (COBEP), 2007 pp. 313-318.
- R. G. de Oliveira, C. V. de Souza, G. G. Parma, S. R. Silva, “*Controle por DSP de um Gerador de Indução de Dupla Excitação Utilizando um Conversor Reversível - Resultados Experimentais.*”, Congresso Brasileiro de Automática (CBA), 2006 pp. 313-318.
- E. L. R. Pinheiro, R. G. de Oliveira, S. R. Silva, “*Estudo de Flicker em Usinas Eólicas à Velocidade Variável.*”, Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica (SNPTEE), 2005.
- J. J. P. Franco, J. A. S. Brito, S. R. Silva, E. L. R. Pinheiro, R. G. de Oliveira, E. N. Cardoso, K. F. Silva, “*Desenvolvimento de Modelos e Estratégias de Controle para Estudos de Integração de Sistemas Eólicos à Rede Elétrica.*”, Citenel, 2005 pp. 1-9.
- R. G. de Oliveira, E. L. R. Pinheiro, S. R. Silva, J. A. S. Brito, K. F. Silva, “*Análise em Regime Permanente de um Sistema de Geração Eólico Equipado com Gerador de Indução com Dupla Alimentação.*”, T&D-IEEE, 2004 pp. 1-6.
- R. G. de Oliveira, A. Nied, E. L. R. Pinheiro, S. R. Silva, J. A. S. Brito, K. F. Silva, “*Modeling, Control and Analysis of Wind Power Plant Using Doubly-Fed Induction Generator.*”, Conferência Internacional de Aplicações Industrial (INDUSCON), 2004 pp. 1-6.
- R. G. de Oliveira, E. L. R. Pinheiro, S. R. Silva, K. F. Silva, J. A. S. Brito, G. S. Checcucci “*Análise do Impacto de Distúrbios em Sistemas com Geradores de Dupla Alimentação Conectados à Rede Elétrica.*”, Congresso Brasileiro de Automática (CBA), 2004.

Referências Bibliográficas

- Akhmatov, V. (2003). *Analysis of Dynamic Behaviour of Electric Power Systems with Large Amount of Wind Power*. Tese de Doutorado, Technical University of Denmark.
- Aldabó, R. (2003). *Energia Eólica*. Artliber Editora.
- ANEEL (2006). *Procedimentos de Distribuição - Agência Nacional de Distribuição de Energia Elétrica*. <http://www.aneel.gov.br>.
- ANEEL (2009). *Agência Nacional de Distribuição de Energia Elétrica*. <http://www.aneel.gov.br>.
- Arbi, J., Slama-Belkoudja, I. e Gómez, S. A. (2007). Control of a dfig-based wind system in presence of large grid faults: analysis of voltage ride through capability. *International Conference on Electrical Power Quality and Utilisation*, 1:1–6.
- Arruda, L. N., Filho, B. J. C., Silva, S. M., Silva, S. R. e Diniz, A. S. A. C. (2000). Wide bandwidth single and three-phase pll structures for grid-tied pv systems. *Conference Record of the Twenty-Eighth IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, 1:1660–1663.
- AWEA (2009). *American Wind Energy Association*. <http://www.awea.org/>.
- Bollen, M. H. J. (2000). *Understanding Power Quality Problems: voltage sags and interruptions*. IEEE PRESS.
- Brekken, T. e Mohan, N. (2003). A novel doubly-fed induction wind generator control scheme for reactive power control and torque pulsation compensa-

- tion under unbalanced grid voltage conditions. *Power Electronics Specialist Conference*, 2:760–764.
- Çadirci, I. e Ermis, M. (1992). Double-output induction generator operating at subsynchronous and supersynchronous speeds: steady-state performance optimisation and wind-energy recovery. *IEE Proceedings-B Electric Power Application*, 139:429–442.
- Cartwright, P., Holdsworth, L., Ekanayake, J. B. e Jenkins, N. (2004). Coordinated voltage control strategy for a doubly-fed induction generator (dfig)-based wind farm. *IEE Proceedings Generation, Transmission and Distribution*, 151(4):495–502.
- Chen, Z. e Spooner, E. (1995). A modular permanent-magnet for variable speed wind turbines. *IEE International Conference EMD-95*, 412:453–457.
- Coughlan, Y., Smith, P., Mullane, A. e OMalley, M. (2007). Wind turbine modelling for power system stability analysis - a system operator perspective. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2(3):929–936.
- da Costa, J. P., Marques, J., Gründling, H. A. e Pinheiro, H. (2006). Comportamento dinâmico do gerador de indução com dupla alimentação orientado no fluxo estático. *Revista da Associação Brasileira de Eletrônica de Potência*, 11(1):2104–2110.
- Datta, R. e Ranganathan, V. T. (1999). Decoupled control of active and reactive power for a grid-connected doubly-fed wound rotor induction machine without position sensors. *Thirty-Fourth IAS Annual Meeting - Conference Record of the 1999 IEEE Industry Applications Conference*, 4:2623–2630.
- de Castro Alvim Filho, A. (2003). *Metodologia para Avaliação da Penetração de Fontes Renováveis Alternativas para o Fornecimento de Energia Elétrica*. Tese de Doutorado, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica - Universidade Federal de Minas Gerais.
- dos Reis, L. B. e Silveira, S. (2001). *Energia elétrica para o desenvolvimento sustentável*. Editora da Universidade de São Paulo.
- E.ON. (2003). *Grid Code High and Extra High Voltage*. E.ON Netz GmbH Bayreuth, <http://www.eon-netz.com>.

- Erlich, I. e Bachmann, E. U. (2005). Grid code requirements concerning connection and operation of wind turbines in germany. *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, 1:2230–2234.
- Erlich, I., Wilch, M. e Feltes, C. (2007a). Reactive power generation by dfig based wind farms with ac grid connection. *2007 European Conference on Power Electronics and Applications*, 1:1–10.
- Erlich, I., Winter, W. e Dittrich, A. (2006). Advanced grid requirements for the integration of wind turbines into the german transmission system. *IEEE Power Eng. Society General Meeting*, 1:1–6.
- Erlich, I., Wrede, H. e Feltes, C. (2007b). Dynamic behavior of dfig-based wind turbines during grid faults. *Power Conversion Conference*, 1:1195–1200.
- FERC (2005). Regulatory order - número: 661a - interconnection for wind energy. Technical report, Federal Energy Regulator Commission, <http://www.ferc.gov/industries/electric/indus-act/gi/wind.asp>.
- Fernandez, L. M., Garcia, C. A., Jurado, F. e Saenz, J. R. (2005). Control system of doubly fed induction generators based wind turbines with production limits. *IEEE International Conference on Electric Machines and Drives*, 1:1936–1941.
- Flannery, P. S. e Venkataramanan, G. (2007). Evaluation of voltage sag ride-through of a doubly fed induction generator wind turbine with series grid side converter. *Power Electronics Specialists Conference*, 1:1839–1845.
- Flannery, P. S. e Venkataramanan, G. (2008). A fault tolerant doubly fed induction generator wind turbine using a parallel grid side rectifier and series grid side converter. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 23:1126–1135.
- Gallardo, S., Carrasco, J. M., Galvan, E. e Franquelo, L. G. (2004). Dsp-based doubly fed induction generator test bench using a back-to-back pwm converter. *Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society - IECON2004*, 2:1411–1416.

- Grauers, A. (1996). *Design of Direct-driven Permanent-magnet Generators for Wind Turbines*. Tese de Doutorado, Chalmers University of Technology, Goteborg - Suécia.
- GWEC (2009). *Global Wind Energy Council* - <http://www.gwec.net/>.
- Hansen, A. D. e Hansen, L. H. (2006). Market penetration of wind turbine concepts over the years. Technical report, Risø National Laboratory - Wind Energy Department, DK-4000 Roskilde, Denmark.
- Hava, A. M., Kerkman, R. J. e Lipo, T. A. (1999). Simple analytical and graphical methods for carrier-based pwm-vsi drives. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 14(1):49–61.
- Hofmann, W. e Okafor, F. (2001). Doubly-fed full-controlled induction wind generator for optimal power utilisation. *Power Electronics and Drive Systems*, 1:355 – 361.
- Hopfensperger, B., Atkinson, D. J. e Lakin, R. A. (1999). Stator flux oriented control of a cascaded doubly-fed induction machine. *IEE Proceedings Electric Power Applications*, 6:597 – 605.
- Hopfensperger, B., Atkinson, D. J. e Lakin, R. A. (2000). Stator-flux-oriented control of a doubly-fed induction machine with and without position encoder. *IEE Proc. Electric Power Applications*, 147(4):241–250.
- IEC-61400-21 (2007). Wind turbines - part 21: Measurement and assessment of power quality characteristics of grid connected wind turbines. *IEC Std Ed.2 - International Electrotechnical Commission*, 1:1–62.
- Kayikci, M. e Milanovic, J. V. (2007). Reactive power control strategies for dfig-based plants. *IEEE Transaction on Energy Conversion*, 22(2):389–396.
- Krause, P. C. (1996). *Analysis of Electric Machinery*. IEEE PRESS, 2 edition.
- Lei, Y., Mullane, A., Lightbody, G. e Yacamini, R. (2006). Modeling of the wind turbine with a doubly fed induction generator for grid integration studies. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 21(1):257–264.

- Li, D. D. e Chen, C. (2004). Decoupled control of speed and reactive power of doubly-fed induction generator. *International Conference on Power System Technology*, 1:356–360.
- Lin, Z. e Qingding, G. (2003). Adjustable-pitch and variable-speed control of wind turbines using nonlinear algorithm. *Sixth International Conference Electrical Machines and Systems - ICEMS2003*, 1:270–273.
- Liserre, M. (2001). *Innovative control techniques of power converters for industrial automation*. Tese de Doutorado, Politecnico di Bari - Itália.
- López, J., Sanchis, P., Gubía, E., Ursúa, A., Marroyo, L. e Roboam, X. (2008). Control of doubly fed induction generator under symmetrical voltage dips. *International Symposium on Industrial Electronics*, 1:2456–2462.
- Manwell, J. F., McGowan, J. G. e Rogers, A. L. (2003). *Wind Energy Explained: Theory, Design and Application*. John Wiley & Sons.
- Medeiros, F. C., Brasil, D. O. C., Ferreira, F., Rosas, P. A. C. e Ribeiro, P. (2005). Conceitos e considerações sobre o impacto da geração eólica na rede básica. *VI Seminário Brasileiro de Qualidade de Energia Elétrica - SBQEE*, 1:1–6.
- Mei, F. e Pal, B. C. (2005). Modelling and small-signal analysis of a grid connected doubly-fed induction generator. *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, 3:2101–2108.
- Morren, J. e de Haan, S. W. H. (2005). Ridethrough of wind turbines with doubly-fed induction generator during a voltage dip. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 20(2):435–441.
- Morren, J. e de Haan, S. W. H. (2007). Short-circuit current of wind turbines with doubly fed induction generator. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 22(1):174–180.
- Mota, W. S., Barros, L. S., Pamplona, F. M. P., Epaminondas, A. N., Filho, E. R. B. e M. Formiga, A. (2004). Wind generation dynamic simulation connected to an electric power system. *IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America*, 1:179–184.

- Mullane, A. e O'Malley, M. (2005). The inertial response of induction-machine-based wind turbines. *Trans. on Power Systems*, 1:1496–1503.
- Niiranen, J. (2006). Second generation active crowbar for doubly fed generators. *Nordic Wind Power Conference - 2006*, 1:1–4.
- Nunes, M. V. A. (2003). *Avaliação do Comportamento de Aerogeradores de Velocidade Fixa e Variável Integrados em Redes Elétricas Fracas*. Tese de Doutorado, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica - Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis - SC.
- Oliveira, R. G., Silva, S. R., Pineiro, E. L. R., Brito, J. A. S. e Silva, K. F. (2004). Análise em regime permanente de um sistema de geração eólico equipado com gerador de indução com dupla alimentação. *IEEE/PES Transmission and Distribution Latin America 2004*, 1:1–6.
- ONS (2004). *Procedimentos de Rede - Operador Nacional do Sistema Elétrico*. <http://www.ons.gov.br>.
- ONS (2008). Gerenciamento dos indicadores de desempenho da rede básica e de seus componentes - procedimento de redes módulo 2 - submódulo 2.8, <http://www.ons.gov.br>.
- Pena, R., Clare, J. C. e Asher, G. M. (1996a). Doubly fed induction generator using back-to-back pwm converters and its application to variable-speed wind-energy generation. *Proc. Electr. Power Applic.*, 1:231–240.
- Pena, R., Clare, J. C. e Asher, G. M. (1996b). A doubly fed induction generator using back-to-back pwm converters supplying an isolated load from a variable speed wind turbine. *Proc. Electr. Applic.*, 1:380–387.
- Peng, Z. e Yikang, H. (2007). Control strategy of an active crowbar for dfig based wind turbine under grid voltage dips. *Proceeding of International Conference on Electrical Machines and Systems*, 1:259–264.
- Peresada, S., Tilli, A. e Tonielli, A. (2003). Indirect stator flux-oriented output feedback control of a doubly fed induction machine. *IEEE Transactions on Control Systems Technology*, 11(6):875–888.
- Petersson, A. (2005). *Analysis, Modeling and Control of Doubly-Fed Induction Generators for Wind Turbines*. Tese de Doutorado, Chalmers University of Technology, Goteborg, Suécia.

- Pettersson, A., Harnefors, L. e Thiringer, T. (2004). Comparison between stator flux and grid flux oriented rotor current control of doubly fed induction generator. *IEEE Power Electr. Specialists Conference*, 1:482–486.
- Pettersson, A., Harnefors, L. e Thiringer, T. (2005). Evaluation of current control methods for wind turbines using doubly-fed induction machines. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 20(1):227–235.
- Pinheiro, E. L. R. (2004). Análise do comportamento dinâmico de usinas eólicas a velocidade variável utilizando atpdraw. Dissertação de Mestrado, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica - Universidade Federal de Minas Gerais, <http://www.ppgee.ufmg.br>.
- Rabelo, B. e Hofmann, W. (2001). Optimal active and reactive power control with the doubly-fed induction generator in the mw-class wind-turbines. *Power Electronics and Drive Systems*, 1:53–58.
- Rabelo, B. e Hofmann, W. (2003). Wind generator control in compliance with new norms. *International Symposium on Industrial Electronics - ISIE03*, 2:798–803.
- Rabelo, B., Hofmann, W., Silva, J. L., de Oliveira, R. G. e Silva, S. R. (2008). Reactive power control in doubly-fed induction generators for wind turbines. *PESC-2008*, 1:107–112.
- Saccomando, G., Svensson, J. e Sannino, A. (2002). Improving voltage disturbance rejection for variable-speed wind turbines. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 17(3):442–428.
- Seman, S., Niiranen, J., Kanerva, S., Arkkio, A. e Saitz, J. (2006). Performance study of doubly fed wind-power induction generator under network disturbances. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 1:1–8.
- Silva, S. R. (1988). *Sistema eólico de geração de energia elétrica*. Tese de Doutorado, Centro de Ciências e Tecnologia da UFPb.
- Silva, S. R., Franco, J. J. P., Brito, J. A. S., Pinheiro, E. L. R., de Oliveira, R. G., Cardoso, E. N. e Silva, K. F. (2005). Desenvolvimento de modelos e estratégias de controle para estudos de integração de sistemas eólicos à rede elétrica. *Congresso de Inovação Tecnológica em Energia Elétrica*, 1:1–9.

- Slootweg, J. G., Polinder, H. e Kling, W. L. (2001). Dynamic modelling of a wind turbine with doubly fed induction generator. *IEEE Power Engineering Society Summer Meeting*, 1:644–649.
- Sun, T., Chen, Z. e Blaabjerg, F. (2005). Flicker study on variable speed wind turbines with doubly fed induction generators. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 20:896–905.
- Tang, Y. e Xu, L. (1995). A flexible active and reactive power control strategy for a variable speed constant frequency generating system. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 10(4):472–478.
- Tapia, G. e Tapia, A. (2005). Wind generation optimisation algorithm for a doubly fed induction generator. *IEE Proceedings Generation, Transmission and Distribution*, 152(2):253–263.
- Tolmasquim, M. T. (2005). *Geração de Energia Elétrica no Brasil*. Editora Interciência, Rio de Janeiro.
- Vardulakis, A. I., Karampetakis, N. P., Antoniou, E. e Vologiannidis, S. (2008). Descriptor systems toolbox : a mathematica-based package for descriptor systems. *IEEE International Conference on Computer-Aided Control Systems - CACSD2008*, 1:595–600.
- Vieira, J. P. A., Nunes, M. V. A., Bezerra, U. H. e do Nascimento, A. C. (2009). Designing optimal controllers for doubly fed induction generators using a genetic algorithm. *IET Generation Transmission Distribution*, 3(5):472–484.
- Xiang, D., Ran, L., Tavner, P. J. e Yang, S. (2006). Control of a doubly fed induction generator in a wind turbine during grid fault ride-through. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 21(3):652–662.
- Yamamoto, M. e Motoyoshi, O. (1991). Active and reactive power control for doubly-fed wound rotor induction generator. *IEEE Transaction on Power Electronics*, 6(4):624–629.
- Zheng, W., Fengxiang, W. e Fengge, Z. (2004). Study on stator field orientation control method of doubly fed machine. *The 4th International Power Electronics and Motion Control Conference - IPEMC*, 2:652 – 654.

Parâmetros do Gerador - 2MW

Tabela A.1: Parâmetros do DFIG.

<i>Parâmetros</i>	<i>Valor</i>	<i>Unidade</i>
Potência (P)	2	MW
Velocidade nominal (ω_r)	1470	rpm
Tensão nominal de estator (V_s)	690	V
Corrente nominal de estator ($I_{s_{nom}}$)	1800	A
Frequência (f_s)	50	Hz
Resistência de estator (R_s)	0,002381	Ω
Indutância dispersão estator (L_{ls})	0,07579	mH
Resistência de rotor (R_r)	0,002881	Ω
Indutância dispersão rotor (L_{lr})	0,060481	mH
Indutância de magnetização (M)	0,0023	H
Momento de Inércia (J)	59	kgm^2
Pólos (p)	4	-
Relação tensão Estator/Rotor (n)	3:1	-
Tensão máxima rotor ($V_{r_{max}}$)	230	V
Corrente nominal de rotor ($I_{r_{nom}}$)	1800	A
Corrente máxima de rotor ($I_{r_{max}}$)	2250	A
Faixa de variação	900-2100	rpm

Tabela A.2: Parâmetros do Conversor Reversível.

<i>Parâmetros</i>	<i>Valor</i>	<i>Unidade</i>
Potência nominal (S_{conv})	800	kVA
Corrente ($I_{conv_{MAX}}$)	3000	A

Parâmetros da Turbina Eólica - 2MW

Tabela B.1: Parâmetros da Turbina Eólica

<i>Parâmetros</i>	<i>Valor</i>	<i>Unidade</i>
Potência	2	MW
Número de pás	3	-
Área Varrida pelo Rotor	4418	m^2
Diâmetro do Rotor	75	m
Velocidade do Rotor	9-21	rpm
Relação de Transmissão	100	-
Momento de Inércia Total	5.9×10^6	$kg.m^2$
V_{cut-in}	5	m/s
V_{nom}	12	m/s
$V_{cut-out}$	25	m/s

Parâmetros do Gerador - 4kW

Tabela C.1: Parâmetros do DFIG do laboratório da T.U. Chemnitz.

<i>Parâmetros</i>	<i>Valor</i>	<i>Unidade</i>
Potência (P)	4	kW
Velocidade nominal (ω_r)	1440	rpm
Tensão nominal de estator (V_s)	380	V
Corrente nominal de estator ($I_{s_{nom}}$)	8,6	A
Fator de potência nominal ($\cos\phi$)	0,84	-
Frequência (f_s)	50	Hz
Resistência de estator (R_s)	1,5	Ω
Indutância dispersão estator (L_{ls})	7	mH
Resistência de rotor (R_r)	0,9	Ω
Indutância dispersão rotor (L_{lr})	2	mH
Indutância de magnetização (M)	139	mH
Pólos (p)	4	-
Momento de Inércia (J)	0,045	kgm^2
Relação tensão Estator/Rotor (n)	2,3 : 1	-
Tensão nominal de rotor ($V_{r_{nom}}$)	160	V
Corrente nominal de rotor ($I_{r_{nom}}$)	15,5	A
Faixa de variação de velocidade	1200-1800	rpm

Tabela C.2: Parâmetros do conversor reversível da T.U. Chemnitz.

<i>Parâmetros</i>	<i>Valor</i>	<i>Unidade</i>
Potência nominal (S_{conv})	1	kVA
Corrente ($I_{conv_{MAX}}$)	60	A

Parâmetros dos Controladores

Os parâmetros dos controladores PIs, utilizados para a obtenção dos resultados de simulação, apresentados neste trabalho são:

Tabela D.1: Tabela com os ganhos dos controladores de corrente de entrada do conversor GSC.

Parâmetros	Valores
$K_{P_{in}}$	3
$K_{I_{in}}$	3213
Pólo proporcional da malha corrente	1000Hz
Pólo integral da malha corrente	200Hz

Tabela D.2: Tabela com os ganhos dos controladores de tensão de barramento CC.

Parâmetros	Valores
$K_{P_{U_{dc}}}$	66,8
$K_{I_{U_{dc}}}$	2800
Pólo proporcional da malha tensão	40Hz
Pólo integral da malha tensão	8Hz

Tabela D.3: Tabela com os ganhos dos controladores de potência reativa do conversor GSC.

Parâmetros	Valores
$K_{P_{Q_n}}$	0,0003
$K_{I_{Q_n}}$	0,0744
Pólo integral da malha de potência reativa	40Hz
Pólo integral da malha de potência reativa	8Hz

Tabela D.4: Tabela com os ganhos dos controladores de corrente de rotor.

Parâmetros	Valores
$K_{P_{ir}}$	1
$K_{I_{ir}}$	1056
Pólo proporcional da malha corrente	1000Hz
Pólo integral da malha corrente	200Hz

Tabela D.5: Tabela com os ganhos dos controladores de velocidade.

Parâmetros	Valores
$K_{P_{\omega r}}$	1737
$K_{I_{\omega r}}$	72795
Pólo proporcional da malha de velocidade	40Hz
Pólo integral da malha de velocidade	8Hz

Tabela D.6: Tabela com os ganhos dos controladores de potência ativa.

Parâmetros	Valores
$K_{P_{PN}}$	0,00034
$K_{I_{PN}}$	0,0768
Pólo integral da malha de potência ativa	40Hz
Pólo integral da malha de potência ativa	8Hz

Tabela D.7: Tabela com os ganhos dos controladores de potência reativa de estator.

Parâmetros	Valores
$K_{P_{Q_s}}$	0,00034
$K_{I_{Q_s}}$	0,0768
Pólo integral da malha de potência reativa	40Hz
Pólo integral da malha de potência reativa	8Hz

Tabela D.8: Tabela com os ganhos dos controladores de corrente de magnetização.

Parâmetros	Valores
$K_{P_{ims}}$	296
$K_{I_{ims}}$	12462
Pólo integral da malha de corrente de magnetização	40Hz
Pólo integral da malha de corrente de magnetização	8Hz