

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

Avaliação do Comportamento de um Sistema de Conversão de Energia Eólica Utilizando Gerador de Indução Duplamente Excitado Durante Afundamentos de Tensão Equilibrados e Desequilibrados

Victor Flores Mendes

Dissertação 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 Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador : Selênio Rocha Silva

Belo Horizonte, 1 de Agosto de 2009.

*À minha família e
aos meus amigos.*

“Se eu vi mais longe, foi por estar de pé sobre ombros de gigantes.”

Isaac Newton

Agradecimentos

Agradeço imensamente

a Deus em primeiro lugar;

a minha esposa, Marina, minha princesa que sempre está a meu lado em todos momentos;

aos meus pais, Edilson e Silvana, por todo o apoio de agora e de sempre;

aos meus irmãos, Vinicius e Peu, pela companhia mesmo que longínqua;

ao meu sogro e minha sogra, Eduardo e Vera, minha segunda família;

aos meus avôs e avós, que daqui ou de onde estejam olham por mim;

ao professor e amigo Selênio, pela imensa dedicação, pelas horas de conversa e de troca de conhecimentos;

aos colegas de laboratório, Fred, Tameirão, João, Gaiba, Danilo e especialmente ao Clodualdo, que sem eles esse trabalho teria sido infinitamente mais difícil;

aos companheiros da Alemanha, Balduino e Sebastian, que com seu empenho contribuíram para meu crescimento e para a realização dessa dissertação;

aos amigos mais próximos, Breno, Andrey, Higor, ...;

aos professores e colegas do PPGEE e do CPH;

enfim a todos que fazem parte da minha vida.

Sumário

Resumo	xi
Abstract	xiii
Lista de Tabelas	xv
Lista de Figuras	xxvi
Lista de Símbolos	xxix
Lista de Abreviações	xxxiii
1 Introdução	1
1.1 Introdução	1
1.2 Sistemas de Conversão de Energia Eólica (WECS)	3
1.2.1 Turbinas Eólicas	4
1.2.2 Sistemas de Geração em Turbinas Eólicas	6
1.3 Afundamentos Momentâneos de Tensão	8
1.4 Motivação e Objetivos	10
1.5 Metodologia	12
1.6 Revisão Bibliográfica	12
1.7 Organização Textual	15

2	Sistema de Conversão Equipado com a Tecnologia DFIG	17
2.1	Introdução	17
2.2	Tecnologia DFIG	17
2.2.1	Turbina Eólica	19
2.2.2	Caixa de Transmissão e Elasticidade de Eixos	20
2.2.3	Máquina de Indução com Rotor Bobinado	23
2.2.4	Filtro	26
2.2.5	Modelo dos Conversores e do Barramento CC	26
2.3	Estratégias de Controle	27
2.3.1	Transformadas de Clark e Park	28
2.3.2	Controle do Conversor da Rede (GSC)	30
2.3.3	Controle do Conversor do Rotor (RSC)	35
2.4	A Bancada Experimental	42
2.4.1	Simulador de Turbinas	44
2.4.2	Gerador, Inversores, Filtro e Transformador	45
2.4.3	Sistemas de Condicionamento, de Aquisição e de Controle	46
2.5	Ajuste dos Controladores da Bancada de Testes	48
2.5.1	Técnicas de Ajuste dos Controladores	48
2.5.2	Discretização dos Controladores	49
2.5.3	Resultados Experimentais das Estratégias de Controle	50
2.6	Considerações Finais	59
3	Comportamento do DFIG Frente aos AMT's Equilibrados	61
3.1	Introdução	61
3.2	Análise Teórica	61
3.2.1	Rotor Aberto	64
3.2.2	Presença do inversor RSC	71
3.3	Resultados Experimentais	76
3.3.1	Geradores de AMT's Equilibrados	76

3.3.2	Rotor Aberto	77
3.3.3	Presença do inversor RSC	78
3.4	Comentários Sobre os Testes	95
3.5	Considerações Finais	96
4	Comportamento do DFIG Frente aos AMT's Desequilibrados	99
4.1	Introdução	99
4.2	Análise Teórica	99
4.2.1	Rotor Aberto	101
4.2.2	Discussão sobre a Presença do inversor RSC	112
4.3	Resultados Experimentais	112
4.4	Geradores de AMT's Desequilibrados	113
4.4.1	Rotor Aberto	114
4.4.2	Presença do inversor RSC	117
4.5	Comentários Sobre os Testes	127
4.6	Considerações Finais	129
5	Estratégias para Melhoria da Suportabilidade do DFIG	131
5.1	Introdução	131
5.2	O dispositivo "Crowbar"	132
5.3	Malha de Controle da Corrente de Magnetização	140
5.4	Considerações Finais	147
6	Conclusões e Propostas de Continuidade	149
6.1	Conclusões	149
6.2	Propostas de Continuidade	151
	Referências Bibliográficas	153
A	Parâmetros da Bancada Experimental	159

Resumo

Com o grande aumento do número de usinas eólicas instaladas pelo mundo, procedimentos de rede têm sido desenvolvidos definindo critérios para interconexão e operação destas usinas ao sistema elétrico e cada vez mais tratando-as como sistemas de geração convencionais. Estes critérios definem, dentre outros requisitos, que as usinas eólicas devem permanecer conectadas a rede durante afundamentos momentâneos de tensão (AMT). Alguns códigos europeus requisitam inclusive que os sistemas forneçam potência reativa à rede durante os afundamentos, buscando mitigar o fenômeno. Neste contexto, esse trabalho realiza um estudo teórico e experimental da influência dos AMT's em sistema de conversão de energia eólica que utilizam a tecnologia com aerogerador de indução de dupla alimentação (DFIG).

A tecnologia DFIG será a estudada por ser essa uma das tecnologias mais utilizadas em usinas eólicas e a mais é comercializada no mundo, além de ser bastante afetada durante os AMT's. Um modelo matemático foi utilizado para avaliar analiticamente o comportamento do DFIG sob efeito de AMT's e para validar os resultados teóricos foi utilizada uma bancada experimental para reproduzir um sistema real, porém com uma potência reduzida.

O comportamento das diversas variáveis de interesse foi analisado para o sistema operando em diferentes condições, quando submetido a afundamentos equilibrados e desequilibrados. Com base nos resultados o trabalho propõe soluções para melhorar a suportabilidade do DFIG durante AMT's.

Abstract

With the continuing growth of grid connected wind turbine generation systems worldwide, including Brazil, standards have been developed considering this generation system more and more as a conventional plant. These standards define, among other requirements, that the wind turbines should remain connected to the grid during voltage sags. Some European standards require that these systems provide reactive power to grid during a voltage dip. Within this context, this thesis intends to study theoretically and experimentally the effect of voltage sags on wind conversion systems which use the doubly-fed induction generator technology (DFIG).

The DFIG will be used in this study because it is the most used technology in plants and the fastest growing system worldwide. Furthermore, this is one of the most affected technologies during voltage sags. The effect of the sag on DFIG will be deduced mathematically, validating these results through a test bench that try to reproduce a real system with reduced power.

The behavior of many variables will be analyzed with the system working in different conditions when submitted to balanced and unbalanced voltage sags. Based on the results, attempts to find solutions for DFIG supportability will be proposed, that is, attempts to improve the performance of the system during a voltage dip will be made.

Lista de Tabelas

1.1	Usinas eólicas instaladas no Brasil.	4
1.2	Especificação dos afundamentos de tensão recomendados para testes de sensibilidade em aerogeradores (IEC, 2007).	11
3.1	Testes de afundamentos trifásicos realizados na bancada experimental.	79
4.1	Testes de afundamentos fase-fase realizados na bancada experimental.	118

Lista de Figuras

1.1	Potência de turbinas eólicas instaladas no mundo por ano.	2
1.2	Potência total de turbinas eólicas instaladas no mundo.	3
1.3	Turbina de três pás.	5
1.4	Curva da Potência Extraída em Função da Velocidade do Vento.	6
1.5	Arquitetura de aerogeradores de indução duplamente excitados.	7
1.6	Diagrama do Fluxo de Potencia em um Gerador de Dupla Alimentação.	8
1.7	Afundamento momentâneo de tensão.	9
1.8	Curva de suportabilidade para aerogeradores proposta pelo ONS (ONS, 2008).	11
2.1	Sistema de conversão de energia eólica usando topologia DFIG.	18
2.2	Coefficiente de potência em relação a λ e β	20
2.3	Potência da turbina em função da rotação para diferentes ventos (curva pontilhada indica a máxima potência para cada vento).	21
2.4	Potência da turbina em função da rotação e do ângulo de passo para o vento nominal.	21

2.5	Parâmetros e representação esquemática do modelo de duas massas.	22
2.6	Circuito equivalente da máquina de indução (Rabelo, 2009). . .	25
2.7	Circuito equivalente do filtro.	27
2.8	Diagrama esquemático do circuito do barramento CC.	28
2.9	Diagrama de blocos da PLL.	31
2.10	Diagrama de blocos da malha de controle de corrente na rede. .	33
2.11	Diagrama de blocos da malha de controle da tensão no barramento CC.	35
2.12	Diagrama de blocos da malha de controle da potência reativa na rede.	36
2.13	Diagrama vetorial da tensão na rede e do fluxo de estator: (a) - Orientação pelo fluxo de estator; (b) - Orientação pela fluxo virtual da rede.	37
2.14	Orientação na tensão da rede.	38
2.15	Diagrama de blocos da malha de controle da corrente no rotor. .	40
2.16	Diagrama de blocos da malha de controle de potência ativa no estator.	41
2.17	Diagrama de blocos da malha de controle de potência reativa no estator.	42
2.18	Diagrama esquemático da bancada experimental.	43
2.19	Fotografia da bancada experimental.	43
2.20	Diagrama esquemático do sistema de controle do DFIG implementado no DSP.	47
2.21	Resultados estimados pela PLL quando se inicia a medição da tensão. (a) - Ângulo da rede estimado e real; (b) - Frequência da rede estimada e real.	51

2.22	Teste em degrau na malha de corrente de eixo q do GSC, usando o desacoplamento. (a) - Corrente de eixo quadratura - referência, medida e simulada; (b) - Corrente de eixo direto - referência e medida.	52
2.23	Teste em degrau na malha de corrente de eixo q do GSC, em o uso do desacoplamento. (a) - Corrente de eixo quadratura - referência, medida e simulada; (b) - Corrente de eixo direto - referência e medida.	53
2.24	Diagrama de Bode para a função de transferência da corrente no GSC compensada em malha aberta para o caso contínuo e para o discreto.	54
2.25	Teste em degrau na malha de controle da tensão do barramento. (a) - Tensão no barramento CC - referência, medida e simulada; (b) - Corrente de eixo direto - referência e medida.	55
2.26	Teste de rejeição a perturbação da tensão no barramento CC, aplicando degrau na referência de potência ativa.	56
2.27	Teste em degrau na referência de potência reativa do GSC. (a) - Potência reativa - referência, medida e simulada; (b) - Corrente de eixo quadratura - referência e medida.	57
2.28	Teste em degrau na referência da corrente de eixo quadratura do RSC.	58
2.29	Teste em degrau na referência de potência ativa no RSC.	59
3.1	Tensões fase-neutro no estator para um afundamento trifásico.	65
3.2	Vetor espacial do fluxo de estator no plano complexo.	65
3.3	Componentes natural e forçada da tensão induzida no rotor no referencial fixo no estator para um afundamento trifásico de 50% e velocidade igual a 2340 RPM.	67
3.4	Tensão induzida no rotor no referencial fixo no rotor para um afundamento trifásico de 50% e velocidade igual a 2340 RPM.	67

3.5	Tensão induzida no rotor no referencial fixo no rotor para uma velocidade igual a 2340 RPM quando submetido a um afundamento trifásico de 50% com duração de 100 ciclos.	70
3.6	Tensão induzida no rotor noreferencial fixo no rotor para uma velocidade igual a 2340 RPM quando submetido a um afundamento trifásico de 50% com duração de 20 ciclos. (a) - Fluxos naturais no instante do afundamento e da recuperação em oposição; (b) - Fluxos naturais no instante do afundamento e da recuperação em fase.	70
3.7	Circuito equivalente do rotor.	71
3.8	Diagrama de blocos representativo do efeito do controle no fluxo de estator.	74
3.9	Fluxo de eixo direto simulado durante um afundamento: (a) - Para uma corrente de rotor em fase com o fluxo; (b) - Para uma corrente de rotor em anti-fase com o fluxo.	75
3.10	Gerador de afundamentos trifásicos.	77
3.11	Tensão induzida na fase A do rotor para uma interrupção momentânea de tensão e velocidade igual a 2340 RPM.	78
3.12	Tensões trifásicas no afundamento trifásico para 70%.	79
3.13	Corrente na fase A do rotor no afundamento trifásico para 70%, carga 5 N.m, velocidade 2090 RPM e estratégia CQZ	80
3.14	Corrente na fase A do estator no afundamento trifásico para 70%, carga 5 N.m, velocidade 2090 RPM e estratégia CQZ	82
3.15	Correntes d e q do rotor em referencial síncrono no afundamento trifásico para 70%, carga 5 N.m, velocidade 2090 RPM e estratégia CQZ	82
3.16	Velocidade da máquina no afundamento trifásico para 70%, carga 5 N.m e estratégia CQZ	83

3.17 Torque eletromagnético estimado do gerador no afundamento trifásico para 70%, carga 5 N.m, velocidade 2090 RPM e estratégia CQZ	84
3.18 Potência estimada no estator no afundamento trifásico para 70%, carga 5 N.m, velocidade 2090 RPM e e estratégia CQZ	84
3.19 Tensão no barramento CC no afundamento trifásico para 70%, carga 5 N.m, velocidade 2090 RPM e e estratégia CQZ	85
3.20 Corrente na fase A do rotor no afundamento trifásico para 70%, carga 5 N.m e velocidade 2100 RPM, estratégia CQZ, para a malha de corrente ajustada para uma frequência de corte de 95 Hz.	86
3.21 Corrente na fase A do rotor no afundamento trifásico para 70%, carga 8 N.m, velocidade 2080 RPM e estratégia CQZ	87
3.22 Corrente na fase A do estator no afundamento trifásico para 70%, carga 5 N.m, velocidade 2090 RPM e estratégia CQZ	88
3.23 Corrente na fase A do rotor no afundamento trifásico para 70%, carga 8 N.m, velocidade 1550 RPM e estratégia CQZ	89
3.24 Torque eletromagnético estimado do gerador no afundamento trifásico para 70%, carga 8 N.m, velocidade 1550 RPM e estratégia CQZ	89
3.25 Velocidade da máquina no afundamento trifásico para 70%, carga 8 N.m e estratégia CQZ	90
3.26 Corrente na fase A do rotor no afundamento trifásico para 70%, carga 5 N.m, velocidade 2120 RPM e estratégia CPR	91
3.27 Correntes do rotor em referencial síncrono dq no afundamento trifásico para 70%, carga 5 N.m, velocidade 2120 RPM e e estratégia CPR	92
3.28 Potência estimada no estator no afundamento trifásico para 70%, carga 5 N.m, velocidade 2120 RPM e e estratégia CPR	92

3.29	Máxima corrente no rotor no afundamento trifásico para 70% dividida pela corrente imposta pelo conversor RSC durante a operação normal.	94
3.30	Máximas tensões induzidas no rotor aberto para diferentes afundamentos trifásicos, caso rotor aberto	94
3.31	Máxima corrente no rotor no afundamento trifásico para 70%.	95
4.1	Tensões fase-neutro no estator em um afundamento monofásico $t_0 = 0$	103
4.2	Diagrama fasorial da tensão na rede em um afundamento monofásico.	103
4.3	Vetor fluxo de estator para um afundamento monofásico de 50%, velocidade de 2340 RPM: (a) - Instante de ocorrência do afundamento $t_0 = 0$; (b) - Instante de ocorrência do afundamento $t_0 = T/4$;	105
4.4	Tensão induzida na fase A do rotor para um afundamento monofásico de 50% ocorrendo em $t_0 = 0$, velocidade de 2340 RPM.	105
4.5	Tensão induzida na fase A do rotor para um afundamento monofásico de 50% ocorrendo em $t_0 = T/4$, velocidade de 2340 RPM.	106
4.6	Tensões fase-neutro no estator em um afundamento bifásico $t_0 = 0$	107
4.7	Diagrama fasorial da tensão na rede em um afundamento bifásico.	107
4.8	Vetor fluxo de estator para um afundamento bifásico de 50%, velocidade de 2340 RPM: (a) - Instante de ocorrência do afundamento $t_0 = 0$; (b) - Instante de ocorrência do afundamento $t_0 = T/4$;	108
4.9	Tensão induzida na fase A do rotor para um afundamento bifásico de 50% ocorrendo em $t_0 = 0$, velocidade de 2340 RPM.	109

4.10	Tensão induzida na fase A do rotor para um afundamento bifásico de 50% ocorrendo em $t_0 = T/4$, velocidade de 2340 RPM.	109
4.11	Tensão induzida na fase A do rotor na recuperação sem componente natural, em um afundamento bifásico de 50%, velocidade de 2340 RPM.	110
4.12	Tensão induzida na fase A do rotor na recuperação com componente natural, em um afundamento bifásico de 50%, velocidade de 2340 RPM.	110
4.13	Diagrama fasorial da tensão na rede em um afundamento bifásico mais próximo do que ocorre em um sistema elétrico real.	111
4.14	Resultado experimental da tensão induzida na fase A do rotor para um afundamento bifásico de 50% ocorrendo em $t_0 = 0$, velocidade aproximadamente 2340 RPM.	115
4.15	Resultado experimental da tensão induzida na fase A do rotor para um afundamento bifásico de 50% ocorrendo em $t_0 = T/4$, velocidade aproximadamente 2340 RPM.	115
4.16	Resultado experimental tensão induzida na fase A do rotor na recuperação sem componente natural, em um afundamento bifásico de 50%, velocidade de 2340 RPM.	116
4.17	Resultado experimental tensão induzida na fase A do rotor na recuperação com componente natural, em um afundamento bifásico de 50%, velocidade de 2340 RPM.	116
4.18	Tensões trifásicas no afundamento fase-fase para 85%.	117
4.19	Corrente na fase A do rotor no afundamento fase-fase para 85%, carga 5 N.m, velocidade inicial de 2100 RPM, $\varphi = 0^0$	119
4.20	Zoom da corrente na fase A do rotor no afundamento fase-fase para 85%, carga 5 N.m, velocidade inicial de 2100 RPM, $\varphi = 0^0$	119
4.21	Correntes d e q do rotor em referencial síncrono no afundamento fase-fase para 85%, carga 5 N.m, velocidade inicial de 2100 RPM, $\varphi = 0^0$	120

4.22	Corrente na fase A do estator no afundamento fase-fase para 85%, carga 5 N.m, velocidade inicial de 2100 RPM, $\varphi = 0^0$. . .	120
4.23	Velocidade no afundamento fase-fase para 85%, carga 5 N.m, velocidade inicial de 2100 RPM, $\varphi = 0^0$	121
4.24	Torque eletromagnético estimado no afundamento fase-fase para 85%, carga 5 N.m, velocidade inicial de 2100 RPM, $\varphi = 0^0$.	122
4.25	Potência estimada no estator no afundamento fase-fase para 85%, carga 5 N.m, velocidade inicial de 2100 RPM, $\varphi = 0^0$. . .	122
4.26	Tensão no barramento CC no afundamento fase-fase para 85%, carga 5 N.m, velocidade inicial de 2100 RPM, $\varphi = 0^0$	123
4.27	Corrente na fase A do rotor no afundamento fase-fase para 85%, carga 5 N.m, velocidade inicial de 2100 RPM, $\varphi = 90^0$. .	124
4.28	Corrente na fase A do rotor no afundamento fase-fase para 85%, carga 3 N.m, velocidade inicial de 2100 RPM, $\varphi = 0^0$. . .	125
4.29	Corrente na fase A do rotor no afundamento fase-fase para 85%, carga 3 N.m, velocidade inicial de 1500 RPM, $\varphi = 0^0$. . .	126
4.30	Zoom da corrente na fase A do rotor no afundamento fase-fase para 85%, carga 3 N.m, velocidade inicial de 1500 RPM, $\varphi = 0^0$.	126
4.31	Máxima corrente no rotor no afundamento fase-fase para 85% dividida pela corrente imposta pelo conversor RSC durante a operação normal.	127
4.32	Máxima corrente no rotor no afundamento fase-fase para 85%.	128
5.1	Diagrama esquemático do dispositivo “crowbar” implementado na bancada experimental.	132
5.2	Circuito equivalente entre duas fases do rotor quando o dispositivo “crowbar” está ativo.	134
5.3	Tensões trifásicas no estator para um afundamento para 70%.	135

- 5.4 Correntes no RSC em um afundamento trifásico para 70%, velocidade inicial 2100 RPM, torque de carga 5 N.m, considerando a atuação do dispositivo “crowbar“ com resistência igual a 11Ω durante 100 ms no início e a recuperação do AMT. 135
- 5.5 Correntes dq em um afundamento trifásico para 70%, velocidade inicial 2100 RPM, torque de carga 5 N.m, considerando a atuação do dispositivo “crowbar“ com resistência igual a 11Ω durante 100 ms no início e a recuperação do AMT. 136
- 5.6 Potência estimada no estator em um afundamento trifásico para 70%, velocidade inicial 2100 RPM, torque de carga 5 N.m, considerando a atuação do dispositivo “crowbar“ com resistência igual a 11Ω durante 100 ms no início e a recuperação do AMT. 137
- 5.7 Velocidade em um afundamento trifásico para 70%, velocidade inicial 2100 RPM, torque de carga 5 N.m, considerando a atuação do dispositivo “crowbar“ com resistência igual a 11Ω durante 100 ms no início e a recuperação do AMT. 137
- 5.8 tensão no barramento CC em um afundamento trifásico para 70%, velocidade inicial 2100 RPM, torque de carga 5 N.m, considerando a atuação do dispositivo “crowbar“ com resistência igual a 11Ω durante 100 ms no início e a recuperação do AMT. 138
- 5.9 Corrente na fase A do rotor em um afundamento trifásico para 70%, velocidade inicial 2100 RPM, torque de carga 5 N.m, considerando a atuação do dispositivo “crowbar“ com resistência igual a 11Ω durante 100 ms no início e a recuperação do AMT. 139
- 5.10 Correntes dq em um afundamento trifásico para 70%, velocidade inicial 2100 RPM, torque de carga 5 N.m, considerando a atuação do dispositivo “crowbar“ com resistência igual a 11Ω durante 100 ms no início e a recuperação do AMT, além do controle de potência reativa. 139

5.11	Potência estimada no estator em um afundamento trifásico para 70%, velocidade inicial 2100 RPM, torque de carga 5 N.m, considerando a atuação do dispositivo “crowbar“ com resistência igual a 11Ω durante 100 ms no início e a recuperação do AMT, além do controle de potência reativa.	140
5.12	Diagrama de blocos da malha de controle da corrente de magnetização.	141
5.13	Diagrama de simulação da bancada experimental implementado na plataforma MATLAB/Simulink.	143
5.14	Resultado de simulação do fluxo de estator de eixo direto para uma afundamento trifásico para 50%, com o sistema operando na condição nominal.	144
5.15	Resultado de simulação para uma afundamento trifásico para 50%, com o sistema operando na condição nominal. (a) - Torque eletromagnético ; (b) - Potência ativa no estator. . . .	144
5.16	Análise espectral das correntes trifásicas do rotor.	145
5.17	Tensões medidas na rede, mostrando no detalhe o desequilíbrio.	146

Lista de Símbolos

Sobrescritos

- * Valor de referência
- r Valor referido ao rotor
- \rightarrow Grandeza vetorial

Subscritos

- d Grandezas referidas ao eixo direto
 - q Grandezas referidas ao eixo em quadratura
 - f Componente forçada das grandezas
 - n Componente natural das grandezas
 - $+$ Componente de sequência positiva
 - $-$ Componente de sequência negativa
 - 0 Componente de sequência zero
-
- α Fase da tensão em um AMT fase-fase
 - β Ângulo de passo
 - λ Relação de velocidades
 - λ_{otm} Relação de velocidades ótima da turbina
 - ψ_s Fluxo de estator
 - ψ_r Fluxo de rotor
 - ψ_{sf_2} Fluxo forçado de estator durante o AMT

\rightarrow	
ψ_{s_n}	Fluxo natural de estator durante o AMT
ψ_{s_v}	Fluxo virtual do estator
ρ	Densidade do ar
σ	Coefficiente de acoplamento da máquina
τ_a	Constante de tempo de resposta dos inversores e/ou do sistema de medição
τ_s	Constante de tempo estatórica
τ_{vdc}	Atrasos relacionados a malha de tensão no barramento CC
τ_w	Atrasos relacionados a malha de velocidade
θ_N	Ângulo das tensões na rede
θ_{tg}	Ângulo de torção do eixo de baixa velocidade
φ	Fase de ocorrência dos afundamentos desequilibrados
ω	Frequência elétrica do rotor em rad/s
ω_m	Velocidade mecânica do gerador (rad/s)
ω_r	Frequência angular das correntes e tensões no rotor
ω_s	Frequência angular das correntes e tensões no estator
ω_t	Velocidade rotacional da turbina (rad/s)
A	Área varrida pelas pás da turbina
C	Capacitância do barramento CC
$C_p(\lambda, \beta)$	Coefficiente de potência
$C_{p_{max}}$	Coefficiente de potência máximo da turbina
D_{mt}	Coefficiente de amortecimento de oscilações
i_{dc}	Corrente no barramento CC
i_n	Corrente no filtro
i_r	Corrente no rotor
i_s	Corrente no estator
J_g	Inércia do gerador
J_t	Inércia da turbina
J_T	Inércia total do sistema (gerador e turbina)
k	Relação de transmissão
k_{sr}	Relação de transformação do rotor para o estator
K_{mt}	Constante de elasticidade do eixo
L_f	Indutância do filtro
L_m	Indutância de magnetização
K_p	Ganho proporcional do controlador
K_i	Ganho integral do controlador
K_s	Ganho do sistema em malha aberta
L_r	Indutância do rotor
L_s	Indutância do estator
p	Número de par de pólos da máquina
p	Amplitude da queda da tensão no PCC durante o afundamento
P	Tensão remanescente no PCC durante o afundamento
P_n	Potência ativa no GSC

P_s	Potência ativa no estator
Q_n	Potência reativa no GSC
Q_s	Potência reativa no estator
R	Raio das pás da turbina
R_{crow}	Resistência do crowbar
R_f	Resistências inerentes do indutor
R_r	Resistências de rotor
R_s	Resistências de estator
\mathbf{s}	Operador da Transformada de Laplace
s	Escorregamento
t_0	Momento de ocorrência do afundamento
T_d	Tempo morto (“dead-time“)
T_e	Torque eletromagnético
T_{fQ_n}	Constante de tempo do filtro da potência reativa do GSC
T_{fP_s}	Constante de tempo do filtro da potência ativa do estator
T_{fQ_s}	Constante de tempo do filtro da potência reativa do estator
T_i	Tempo integrativo do controlador
T_{mec}	Torque Mecânico
T_s	Periodo de amostragem
T_{torcao}	Torque torsional
T_{turb}	Torque fornecido pela turbina
U	Valor de pico da tensão de fase na rede
U_{L1-N}	Tensão de fase para um AMT fase-fase
v_{dc}	Tensão no barramento CC
v_n	Tensão na saída do conversor
v_N	Tensão na rede
v_r	Tensão no rotor
v_s	Tensão no estator
V	Velocidade do vento (m/s)
V_{dc}	Tensão no barramento CC
V_s	Tensão de fase de pico do estator
V_{rotor}	Tensão entre fases no rotor
V_1	Tensão no estator antes do afundamento
V_2	Tensão no estator durante o afundamento
\vec{V}_+	Tensão de sequência positiva
\vec{V}_-	Tensão de sequência negativa
\vec{V}_0	Tensão de sequência zero
z	Operador da Transformada da Z

Lista de Abreviações

AMT	Afundamento Momentâneo de Tensão
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CPR	Estratégia com controle de potência reativa
CQZ	Estratégia com referência de eixo quadratura do RSC igual a zero
DFIG	“Doubly-Fed Induction Generator“ Gerador de Indução Duplamente Alimentado
DSP	“Digital Signal Processor“ Processador digital de sinais
EMC	“Electromagnetic Compatibility“ Compatibilidade Eletromagnética
FT	Função de Transferência
GSC	“Grid Side Converter“ Conversor do Lado da Rede

IGBT	“Insulated Gate Bipolar Transistor“
IPC	“Industrial Power Corruptor“
LCCE	Laboratório de Controle e Conversão de Energia da UFMG
MPPT	“Maximum Power Point Tracking“ Rastreamento do Ponto de Máxima Potência
MO	Módulo Ótimo
OS	Ótimo Simétrico
PC	“Power Corruptor“ Corruptor de Potência
PCC	Ponto Comum de Conexão
PI	Proporcional Integral
PLL	“Phase-Locked-Loop“ Laço Fechado de Fase
PROINFA	Programa de Incentivo as Fontes Alternativas de Energia Elétrica
PWM	“Pulse Width Modulation“ Modulação por Largura de Pulso
RSC	“Rotor Side Converter“ Conversor do Lado do Rotor
RTF	Ride-Through Fault Capability Suportabilidade do Sistema Frente às Faltas
VTCD	Variação de Tensão de Curta Duração
WECS	“Wind Energy Conversion System“ Sistema de Conversão de Energia Eólica

Introdução

1.1 Introdução

Atualmente a preocupação com as fontes de energia tem se tornado uma constante não só nas ações dos governos e das grandes empresas, mas também no dia-a-dia de cada pessoa. Esta preocupação se deve tanto ao fato do iminente esgotamento de certas fontes, como os combustíveis fósseis, quanto às questões ambientais relacionadas à utilização de fontes de energia que poluem o meio ambiente. O aquecimento global já é um fato comprovado cientificamente, que vem causando mudanças climáticas por todo o mundo.

Diante desse contexto, muito tem se investido em fontes alternativas de energia, como a utilização da energia solar, da energia das marés, da energia dos ventos, dentre outras. A energia eólica tem se tornado uma fonte viável de produção de energia elétrica, competindo inclusive com o uso do diesel ou mesmo com a energia nuclear (Pinheiro, 2004). Com a assinatura do Protocolo de Kyoto, que visa à redução da emissão do CO₂, por muitos países, um incentivo não só ambiental, mas também econômico, foi oferecido à utilização de fontes alternativas de energia. O investimento em energia “limpa” é uma tendência, principalmente nos países mais ricos.

A energia dos ventos vem sendo utilizada desde a antiguidade pela humanidade. Primeiramente esta era utilizada na moagem de grãos e bombeamento de água nos moinhos de vento. As primeiras turbinas eólicas com pás aerodinâmicas para a produção de energia elétrica foram introduzidas em meados do século XX, sendo que o primeiro artefato para produção em massa foi construída nos anos 50 (Heier, 2005). A conexão de usinas à rede

elétrica se deu apenas a 20 ou 25 anos atrás (Rasmussen and Jorgensen, 2005). Inicialmente as turbinas eram pequenas e geralmente ligadas a redes de distribuição e raramente em redes de transmissão. Nos últimos anos, as tecnologias de conversão de energia eólica tem se desenvolvido bastante, atreladas ao desenvolvimento da eletrônica de potência. As turbinas se tornaram robustas e com alto rendimento, atingindo a faixa de megawatts e se viabilizando em grandes usinas geradoras.

A potência instalada de usinas eólicas no mundo tem crescido exponencialmente, como pode ser visto na Figura 1.1 (WWE, 2008). Poucos países concentram a maior porcentagem das usinas no mundo, porém essa tecnologia de geração de energia elétrica tem se difundido bastante por vários países. Os Estados Unidos, por exemplo, há alguns anos atrás não figurava nem entre os cinco países que mais usava energia eólica, para atualmente ocupar o primeiro lugar. A Figura 1.2 (WWE, 2008) mostra a distribuição de usinas eólicas pelo mundo.



Figura 1.1: Potência de turbinas eólicas instaladas no mundo por ano.

No Brasil, o número de usinas eólicas instaladas tem crescido bastante chegando atualmente a 405 MW (ANEEL, 2009) de potência instalada. Houve um substancial aumento principalmente após a instituição do Programa de Incentivo as Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), criado pelo

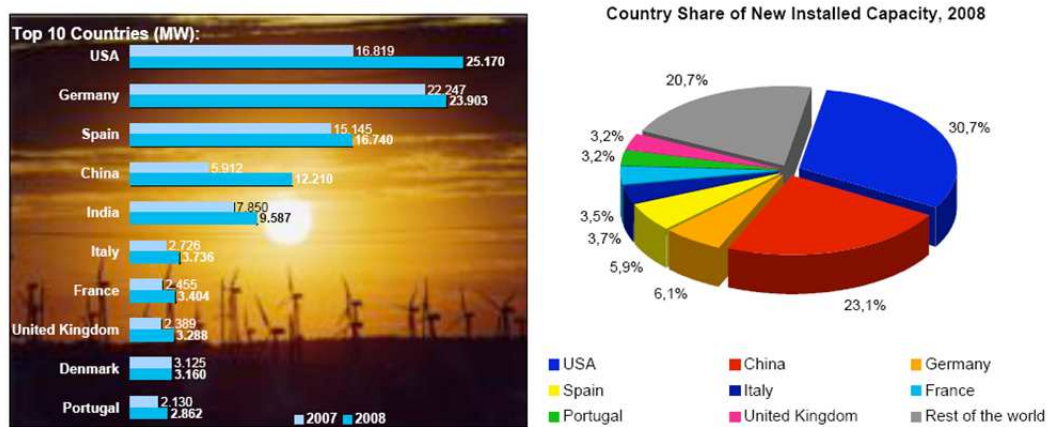


Figura 1.2: Potência total de turbinas eólicas instaladas no mundo.

governo federal através da Lei no 10.438, de 26 de abril de 2002, e revisado pela Lei no 10.762, de 11 de novembro de 2003. O potencial eólico do país é estimado na ordem de centenas de gigawatts, porém a utilização no país está longe de atingir valores significativos nesta cifra. A Tabela 1.1 (ANEEL, 2009) elenca as usinas eólicas já instaladas no país.

A seguir serão discutidos os aspectos básicos de um sistema de conversão de energia eólica em energia elétrica (WECS - “wind energy conversion system”), principalmente sobre o aerogerador de indução duplamente excitado (DFIG - “doubly fed induction generator”), tecnologia utilizada nesse estudo. Será apresentada também uma breve discussão sobre os fundamentos momentâneos de tensão (AMT), já que esse trabalho será baseado principalmente na influência desse fenômeno no comportamento do DFIG. Por fim serão apresentadas as motivações, os objetivos e a organização textual dos próximos capítulos.

1.2 Sistemas de Conversão de Energia Eólica (WECS)

Existem diversas tecnologias para a conversão de energia eólica em energia eólica, podendo elas diferir basicamente no tipo da turbina eólica, na

Tabela 1.1: Usinas eólicas instaladas no Brasil.

<i>Usina</i>	<i>Potência(kW)</i>	<i>Usina</i>	<i>Potência(kW)</i>
Prainha	10000	Macau	1800
Taíba	5.000	Água Doce	9.000
Morro do Camelinho	1.000	Osório	50.000
Palmas	2.500	Sangradouro	50.000
Fernando de Noronha	225	Taíba Albatroz	16.500
Beberibe	25.600	Índios	50.000
Mucuripe	2.400	Millennium	10.200
Rio do Fogo	49.300	Presidente	4.500
Bom Jardim	600	Camurim	4.500
Foz do Rio Choró	25.200	Albatroz	4.500
Olinda	225	Atlântica	4.500
Canoa Quebrada	10.500	Caravela	4.500
Lagoa do Mato	3.230	Coelhos II	4.500
Horizonte	4.800	Coelhos IV	4.500
Paracuru	23.400	Mataraca	4.500
Pedra do Sal	18.000		
<i>Total</i>	<i>31 Usinas</i>	<i>Potência Total</i>	<i>405.480 kW</i>

presença ou não de caixa de transmissão, no tipo do gerador e na forma em que o sistema se conecta a rede elétrica. A seguir tem-se uma breve descrição dos dois principais componentes de um WECS: a turbina e o sistema de geração.

1.2.1 Turbinas Eólicas

A turbina eólica realiza a conversão da energia do vento em energia mecânica rotacional no eixo do gerador. Na maioria das tecnologias há a necessidade de utilização de uma caixa de transmissão para adequação de velocidades entre o eixo da turbina (velocidade baixa) e o eixo do gerador (velocidade alta). Existem diversas configurações de turbinas, podendo elas variar no tipo do eixo de rotação (horizontal ou vertical), o número de pás, quanto ao controle limitador de potência, entre outras. As turbinas de eixo horizontal três pás (Figura 1.3) tem sido as mais usadas por ter maior rendimento e estabilidade (Oliveira et al., 2007).



Figura 1.3: Turbina de três pás.

O dimensionamento de uma turbina eólica para um determinado local depende da análise estatística das condições de vento naquele ponto baseada em dados coletados ao longo de anos. Elas podem variar de pequenas turbinas de frações de quilowatts, o que implica em pequenos raios, até vários megawatts, tendo raios de dezenas de metros.

A Figura 1.4 ilustra uma curva típica das faixas de operação de uma turbina eólica. Nesta figura, a turbina eólica entra em operação a partir de uma dada velocidade de vento (velocidade de cut-in), na qual a energia gerada é suficiente para suprir as perdas e ser fornecida à rede. A partir desse valor até a velocidade nominal de vento, quanto maior o vento maior é a energia gerada. Acima da velocidade nominal de vento a potência gerada é sempre a mesma. Para isso ocorrer, é necessário um controle limitador de potência, geralmente feito através da variação do ângulo das pás da turbina (pitch control) de forma que a potência extraída do vento seja menor. A turbina é desligada a partir da velocidade de vento de cut-out, na qual a operação poderia causar danos a estrutura.

No próximo capítulo será apresentada a modelagem matemática da turbina eólica representada nesse estudo.

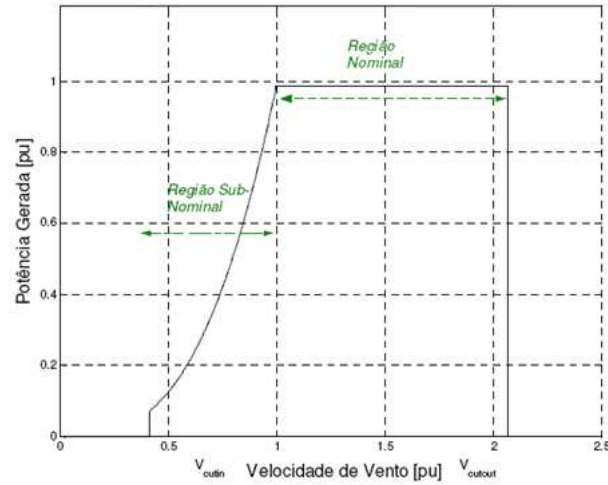


Figura 1.4: Curva da Potência Extraída em Função da Velocidade do Vento.

1.2.2 Sistemas de Geração em Turbinas Eólicas

Assim como as turbinas eólicas, existem diversos tipos de sistemas eólicos de geração, que podem ser compostos de geradores de indução em gaiola, geradores síncronos e geradores de indução com rotor bobinado. Nesta seção é feita uma descrição apenas desse último, já que esta é a tecnologia a ser abordada nesse trabalho. Este tipo de WECS foi o escolhido para o estudo tendo em vista que esta é a tecnologia mais promissora e que mais é comercializada no mundo (Oliveira, 2009).

Como já dito, o gerador é uma máquina de indução com rotor bobinado a qual se conecta a turbina através de uma caixa de transmissão. A Figura 1.5 ilustra a topologia em que é utilizado esse gerador. O estator da máquina é diretamente ligado a rede, podendo ou não existir um transformador. O rotor é ligado à rede através de dois conversores de potência ligados por um elo de corrente contínua (barramento CC) o qual permite um fluxo bidirecional de potência. Detalhes sobre cada conversor e seu controle serão apresentados no próximo capítulo.

Essa configuração permite o controle do gerador em uma determinada faixa de velocidade, geralmente $\pm 30\%$ da velocidade síncrona do gerador. Para isso, o conversor de rotor provê a excitação da máquina e controla a

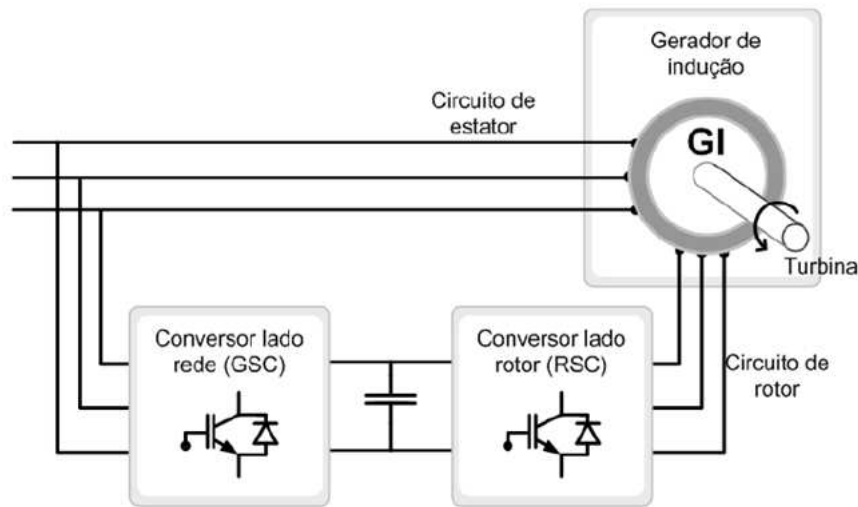


Figura 1.5: Arquitetura de aerogeradores de indução duplamente excitados.

potência ativa gerada pelo consumo ou injeção de potência ativa no rotor. Assim, existem dois modos de operação ilustrados na Figura 1.6 (Rabelo, 2009):

- Modo subsíncrono: quando a velocidade do gerador encontra-se abaixo da velocidade síncrona e a operação como gerador é possível a partir do fornecimento de potência ativa ao circuito de rotor. Nessa condição a potência total gerada (P_G) é igual à potência do estator (P_S) menos a potência consumida pelo rotor (P_r);
- Modo supersíncrono: quando a velocidade do gerador encontra-se acima da velocidade síncrona e nessa região o rotor passa a fornecer potência. Nessa condição a potência total gerada (P_G) é igual à potência do estator (P_S) acrescida da potência fornecida pelo rotor (P_r).

A maior vantagem dessa tecnologia é o fato de que os conversores devem ser projetados apenas para uma fração da potência do gerador, o que diminui além do custo do equipamento, o peso, o volume, as perdas, etc.. Como desvantagens é possível citar a necessidade de uma caixa de transmissão, a qual é um ponto frágil que tem uma vida útil relativamente curta e a maior

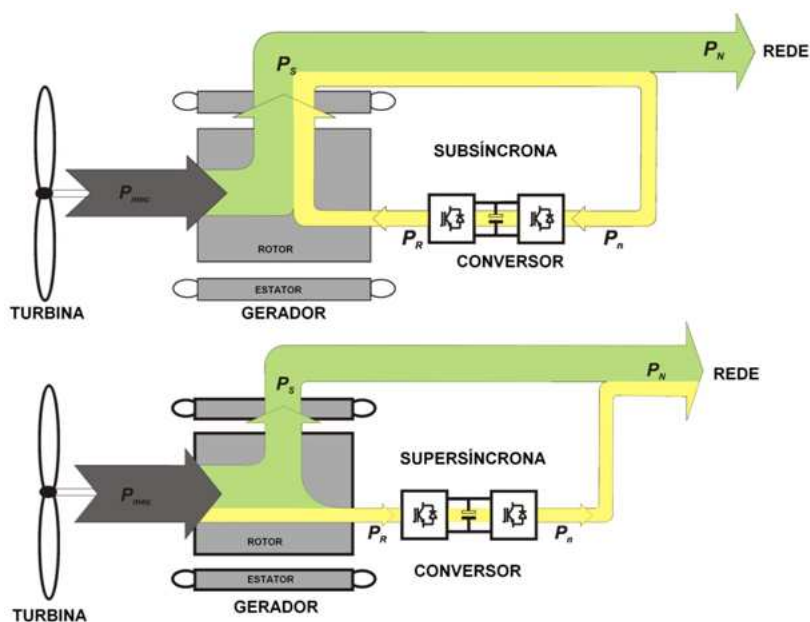


Figura 1.6: Diagrama do Fluxo de Potencia em um Gerador de Dupla Alimentação.

susceptibilidade do sistema a distúrbios provenientes da rede, já que o estator se conecta diretamente a essa.

1.3 Afundamentos Momentâneos de Tensão

Um WECS pode tanto ser um gerador de distúrbios na rede elétrica, isto é, causador de fenômenos de qualidade de energia como flicker, distorção harmônica, entre outros, quanto sofrer o efeito desses distúrbios. Nesse trabalho a atenção estará voltada para o efeito dos afundamentos momentâneos de tensão (AMT) em sistemas de geração da tecnologia DFIG.

Segundo os Procedimentos de Rede, submódulo 2.8 (ONS, 2008), um AMT é um evento em que o valor eficaz da tensão atinge a faixa entre 0,1 e 0,9 pu da tensão nominal e cuja duração é maior ou igual a um ciclo (16,67 ms) e menor ou igual a 3 segundos. Nas interrupções momentâneas de tensão (ITT), a tensão cai para valores menores que 0,1 pu da tensão nominal. Estes eventos estão incluídos entre os fenômenos de variação de tensão de curta duração (VTCD).

Define-se que a amplitude da VTCD é definida pelo valor extremo do valor eficaz da tensão em relação à tensão nominal do sistema no ponto considerado, enquanto perdurar o evento. A duração da VTCD é o intervalo de tempo decorrido entre o instante em que o valor eficaz da tensão em relação à tensão nominal do sistema no ponto considerado ultrapassa determinado limite e o instante em que essa variável volta a cruzar esse limite (ONS, 2008). A Figura 1.7 (Bollen, 2000) mostra o comportamento típico de uma fase da tensão na rede durante um AMT.

Um AMT pode ser causado por curtos-circuitos, sobrecargas e pela partida de grandes motores (Bollen, 2000). Eles são classificados como fase-terra, fase-fase, fase-fase-terra ou trifásicos, dependendo de como as fases do sistema são afetadas. Esse é um fenômeno que freqüentemente atinge as usinas eólicas, pois podem ser causados por faltas que ocorrem em pontos nas barras de transmissão a centenas de quilômetros do ponto de conexão da usina com a rede elétrica. Dependendo da sua origem o perfil do AMT pode ser diferente, caracterizando-se por uma queda inicial brusca e uma recuperação mais suave. Também podem ocorrer saltos de fase, isto é, mudanças no ângulo de fase da tensão, durante o afundamento.

Mais detalhes sobre os afundamentos a serem estudados, bem como as normas que definem testes de suportabilidade, são abordados nos próximos capítulos.

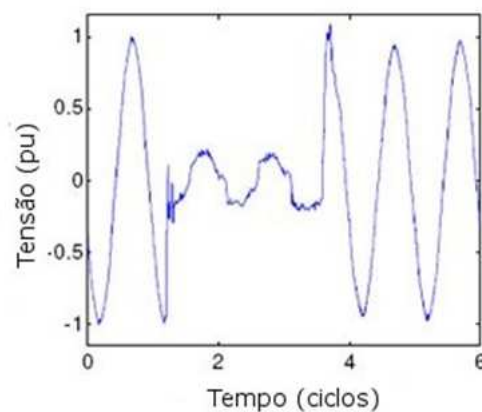


Figura 1.7: Afundamento momentâneo de tensão.

1.4 Motivação e Objetivos

Devido ao crescimento exponencial do número de usinas pelo mundo, como já mostrado anteriormente, a participação da energia eólica na rede elétrica tem aumentado bastante e, por conseguinte, os aerogeradores começam a interagir com cargas e outros componentes do sistema elétrico, influenciando o comportamento sistêmico como um todo (Mendes et al., 2008). Sendo assim, esforços têm se desenvolvido para o estudo da integração de aerogeradores com a rede elétrica.

Em vários países, os operadores do sistema elétrico têm desenvolvido critérios para a integração de usinas eólicas à rede elétrica. Estes critérios agregam, entre outros requisitos, a suportabilidade de usinas frente a faltas (“ride-through fault capability“ ou RTF) (Erlich and Bachmann, 2005), isto é, a capacidade de manter-se conectadas à rede durante AMT’s no ponto de conexão (PCC). No Brasil, como em várias nações, um requisito de suportabilidade frente a AMT’s foi proposto pelo ONS, e é apresentado na Figura 1.8, buscando garantias para a manutenção da qualidade da energia e da estabilidade do sistema elétrico. Nesta figura o eixo x representa a duração do afundamento, o eixo y é a tensão remanescente no PCC e a região hachurada caracteriza a exigência da usina manter-se conectada à rede. Os requisitos presentes nos códigos de rede mais modernos, no que se refere às turbinas eólicas, são muito mais abrangentes e tratam a geração eólica cada vez mais como uma usina convencional.

Um passo importante para a verificação dos impactos dos aerogeradores na rede foi a normalização de testes proposta pela norma IEC (2007) e sua recente revisão. Esta contempla questões relacionadas ao comportamento de aerogeradores durante AMT’s. É especificado que testes devem ser conduzidos para os aerogeradores operando a 20% e a 100% da potência nominal e para níveis e tipos de afundamentos especificados na Tabela 1.2. Destacam-se nesta tabela os testes em situação de fenômenos desequilibrados.

Neste contexto, o principal objetivo desse trabalho é realizar um estudo da influência dos AMT’s em sistemas de geração da tecnologia DFIG, usando para isso resultados simulados e experimentais. De posse dos resultados pretende-se analisar formas de melhorar o comportamento, isto é, aumentar a robustez do sistema quando submetido a afundamentos de tensão.



Figura 1.8: Curva de suportabilidade para aerogeradores proposta pelo ONS (ONS, 2008).

Tabela 1.2: Especificação dos afundamentos de tensão recomendados para testes de sensibilidade em aerogeradores (IEC, 2007).

<i>Caso AMT</i>	<i>Magnitude AMT</i>	<i>Magnitude da Tensão</i>	<i>Duração da Falta(s)</i>	<i>Formato do AMT</i>
trifásico	90%+/- 5%	90%	0,5+/-0,05	Retangular
trifásico	50%+/- 5%	50%	0,5+/-0,05	Retangular
trifásico	20%+/- 5%	20%	0,2+/-0,05	Retangular
bifásico	90%+/- 5%	95%	0,5+/-0,05	Retangular
bifásico	50%+/- 5%	75%	0,5+/-0,05	Retangular
bifásico	20%+/- 5%	60%	0,2+/-0,05	Retangular

No intuito de atingir o objetivo principal, esse trabalho também abordará aspectos relacionados à tecnologia DFIG, como estratégias de controle, ajuste de controladores e a descrição da bancada experimental que será utilizada para obter os resultados práticos.

1.5 Metodologia

O principal objetivo desse trabalho, como já mencionado, é realizar um estudo no que diz respeito ao comportamento da tecnologia DFIG quando submetido a afundamentos momentâneos de tensão. Para realizar a análise da influência dos AMT's nesses aerogeradores serão utilizados basicamente três métodos:

- Determinação teórica do comportamento dinâmico do gerador através do desenvolvimento analítico das equações diferenciais do modelo tradicional da máquina;
- Simulações computacionais, através de modelos que representem as dinâmicas relevantes do sistema;
- Resultados experimentais obtidos através de uma bancada experimental representativa de um sistema de conversão da tecnologia DFIG.

Os resultados experimentais constituem o principal alvo deste trabalho, porém os dois outros métodos permitirão subsídios teóricos essenciais para a interpretação do comportamento registrado pelas variáveis mensuráveis do sistema, garantindo assim a operação segura do sistema durante os testes e a especificação de soluções técnicas mais efetivas para a solução do problema.

1.6 Revisão Bibliográfica

Com o aumento do número de usinas pelo mundo, incluindo no Brasil, essa tecnologia de geração tem contribuído cada vez mais com parcelas significativa da potência na rede elétrica, interagindo com outros sistemas de

geração e cargas. Sendo assim, os operadores do sistema elétrico tem desenvolvido códigos específicos cada vez mais severos para conexão dessas usinas à rede elétrica. Nesse contexto, muitos trabalhos na literatura abordam a integração das usinas eólicas ao sistema elétrico.

A tecnologia DFIG é alvo de estudo em muitos trabalhos devido a sua rápida expansão e também por este sistema ser bastante afetado por distúrbios na rede elétrica. Os detalhes sobre essa tecnologia de geração é largamente difundido na literatura, o que faz com que muitos estudos tratem desde a modelagem do sistema até o desenvolvimento de complexas estratégias de controle.

A utilização de motores de indução com rotor bobinado na dita configuração em cascata estática já é conhecida a muitos anos. Apenas no final da década de 80, início da década de 90, esta configuração passou a ser estudada e utilizada em sistemas de conversão de energia eólica. Em Tang and Xu (1992) apresenta um sistema utilizando o DFIG cujo o controle é realizado utilizando a estratégia de orientação pelo fluxo de estator. Esse trabalho mostra através de simulações a possibilidade de atingir-se o perfil ótimo de torque-velocidade com a estratégia de controle proposta.

Pena et al. (1996) descreve o sistema e o controle vetorial quando utiliza-se o DFIG com inversores PWM no circuito de rotor. O controle independente de potência ativa e reativa é demonstrado através de resultados experimentais em uma bancada de testes. Esse artigo é bastante citado na literatura, servindo como base para o desenvolvimento de uma série de outros estudos.

Muitos trabalhos tratam da modelagem matemática do DFIG, projeto das suas malhas de controle e estudos de estabilidade, como Oliveira (2004), Poller (2003), Mohamed et al. (2004), dentre muitos outros. Esses trabalhos serão importantes no desenvolvimento da presente dissertação, já que servirão como base para a modelagem da bancada experimental e desenvolvimento das estratégias de controle.

Recentemente muitos artigos têm surgido tratando especificamente da questão da influência dos afundamentos de tensão no DFIG. Erlich et al. (2007) mostra resultados de simulação do comportamento da tecnologia DFIG durante afundamentos de tensão equilibrados, enquanto em Seman et al. (2006) as simulações mostram resultados para afundamentos desequilibra-

dos. Esses e muitos outros artigos tratam apenas de resultados simulados e apresentam discussões apenas superficiais. Sendo assim, o presente estudo visa além de obter resultados experimentais, tratar os resultados mais aprofundadamente, observando efeito do controle no desempenho do sistema.

López et al. (2007) e López et al. (2008a) apresentam o comportamento do aerogerador DFIG frente a afundamentos equilibrados e desequilibrados, respectivamente, do ponto de vista matemático. Os análise teórica é validada experimentalmente. Essa abordagem é extremamente importante, pois permite correlacionar o comportamento do sistema com as diversas variáveis relevantes, como parâmetros da máquina, regime de operação e severidade do afundamento. Sendo assim, os capítulos 3 e 4 terão como base nesses artigos.

Tendo em vista a exigência dos códigos de rede em manter as usinas eólicas conectadas à rede durante os afundamentos, grande parte dos trabalhos que abordam o comportamento do DFIG durante os AMT's, descrevem também formas de melhorar o RTF dessa tecnologia.

Uma forma de melhorar a suportabilidade e proteger o DFIG bastante tratada na literatura é o uso do dispositivo "crowbar". Lohde et al. (2007), Morren and de Haan (2005), Ling et al. (2009), Anaya-Lara et al. (2008), dentre muitos outros artigos, mostram resultados do uso desse dispositivo, o qual também será utilizado e discutido no presente trabalho.

Outros trabalhos como López et al. (2008b) e Xiang et al. (2006) propõem estratégias de controle para a melhoraria da suportabilidade dos sistemas equipados com a tecnologia DFIG. A implementação de controles que modifiquem o comportamento do DFIG durante afundamentos, principalmente durante os afundamentos desequilibrados, é preterida ao uso de dispositivos passivos e portanto tem sido uma tendência em artigos recentes sobre o assunto.

O Laboratório de Controle e Conversão de Energia (LCCE) da UFMG a alguns anos vem estudando os sistemas de geração de energia eólica. Trabalhos recentes desenvolvidos no laboratório como Ramos (2009), da Silva (2009) e Oliveira (2009) tratam da tecnologia DFIG, sendo que nesse último a questão dos afundamentos de tensão e a melhoria da suportabilidade através de estratégias de controle são abordados.

1.7 Organização Textual

Essa dissertação está dividida em 5 capítulos nos quais pretendem-se descrever o sistema utilizado no estudo e apresentar resultados teóricos e experimentais do comportamento do DFIG frente a AMT's. Neste primeiro capítulo traçou-se um pequeno panorama sobre a utilização da energia eólica, abordou-se aspectos básicos relacionados a tecnologia de geração em estudo e do fenômeno a ser analisado, por fim a motivação e os objetivos foram apresentados.

No segundo capítulo será feita uma abordagem mais aprofundada sobre a turbina eólica e o DFIG, incluindo a modelagem matemática destes. A bancada experimental utilizada no estudo será apresentada, detalhando cada componente. As estratégias de controle utilizadas no sistema, bem como as técnicas de ajustes dos ganhos também serão discutidas. Resultados experimentais serão utilizados para validar as técnicas utilizadas.

Nos capítulos 3 e 4 serão analisadas a influência no DFIG dos afundamentos equilibrados e desequilibrados, respectivamente. Em ambos capítulos inicialmente será feita uma determinação teórica do comportamento dinâmico do gerador durante um AMT, através do desenvolvimento analítico das equações diferenciais do modelo da máquina de indução. Posteriormente, alguns resultados experimentais serão mostrados para diferentes condições operacionais e discutidos a luz dos resultados previstos teoricamente.

O quinto capítulo se aterá a abordar técnicas para proteger o sistema durante um AMT e estratégias de controle para melhorar a suportabilidade do DFIG.

Finalmente no capítulo 6 serão feitas as conclusões e propostas de continuidade desse trabalho.

Sistema de Conversão Equipado com a Tecnologia DFIG

2.1 Introdução

Todo sistema de geração de energia elétrica envolve a transformação de algum tipo de energia em eletricidade. Uma turbina eólica realiza a transformação da energia mecânica dos ventos em energia rotacional no eixo do gerador, o qual transforma essa energia em energia elétrica.

Nesse capítulo o objetivo é descrever mais aprofundadamente o WECS que utiliza a tecnologia DFIG. Inicialmente são descritos os componentes desse sistema e realizada a modelagem matemática desses. Através dos modelos matemáticos, as estratégias de controle de controle são apresentadas. Posteriormente a bancada experimental utilizada na validação dos estudos é descrita e os métodos de ajustes dos controladores são abordados, mostrando-se resultados experimentais para validação das técnicas adotadas.

2.2 Tecnologia DFIG

Na tecnologia DFIG, a turbina eólica se conecta ao eixo do gerador através de uma caixa de transmissão, a qual permite adequação de velocidades entre estes. O estator da máquina é diretamente ligado à rede elétrica e, portanto é sempre suprido, quando em operação normal, por uma tensão de mesma amplitude e mesma frequência. Já o circuito de rotor é alimentado

por conversores de frequência. A Figura 2.1 mostra o diagrama esquemático do DFIG.

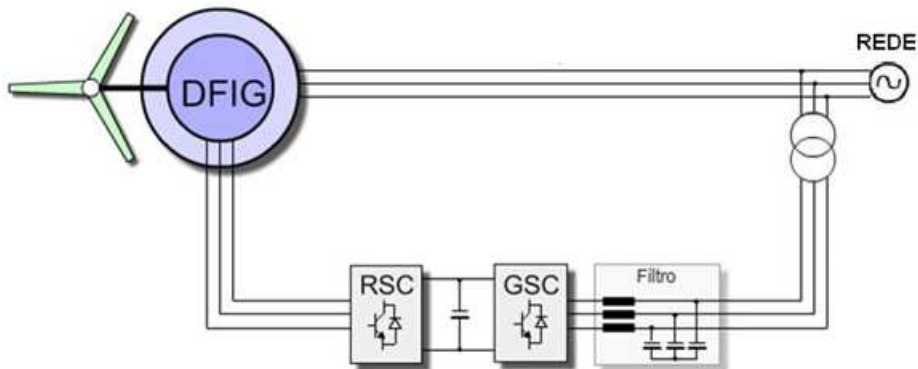


Figura 2.1: Sistema de conversão de energia eólica usando topologia DFIG.

Nesse sistema há dois conversores ligados entre si através de um barramento de corrente contínua (CC). O conversor do lado da rede (GSC - “grid side converter”) está ligado à rede através de um filtro, o qual minimiza os harmônicos produzidos pelo chaveamento do conversor. Muitas vezes utiliza-se um transformador entre o filtro e a rede, pois geralmente a tensão nominal no circuito de rotor é menor que a tensão do estator, então para evitar que a tensão no barramento CC seja alta desnecessariamente, realiza-se um abaixamento de tensão da rede para a entrada do conversor. O GSC é responsável pelo controle da tensão no capacitor do barramento CC e também pode ser usado para o controle da potência reativa. Já o conversor do lado do rotor (RSC - “rotor side converter”) está ligado diretamente ao circuito do rotor. Através do RSC é possível realizar o controle da potência ativa da máquina, dentro da faixa de operação já citada, e controlar a potência reativa que flui pelo circuito de estator.

Nas próximas subseções são modelados matematicamente os componentes principais do WECS equipado com a tecnologia DFIG.

2.2.1 Turbina Eólica

A energia extraída do vento depende das características construtivas da turbina, como o raio, e também da velocidade do vento, da velocidade da turbina e do ângulo de passo. A característica estática de potência da turbina (P) é descrita pela equação abaixo:

$$P = \frac{1}{2}\rho AV^3 C_p(\lambda, \beta), \quad (2.1)$$

onde ρ é a densidade do ar, V a velocidade do vento, A é a área varrida pelas pás da turbina e $C_p(\lambda, \beta)$ é o chamado coeficiente de potência. Na literatura existem vários modelos para descrever o C_p , porém muitos trabalhos ((Akhamatov, 2003), (Oliveira, 2004), (Silva et al., 2006) usam o modelo não-polinomial descrito pela Equação 2.2:

$$C_p(\lambda, \beta) = 0.22 \left(\frac{116}{\lambda_i} - 0.4\beta - 5 \right) e^{-\frac{12.5}{\lambda_i}}. \quad (2.2)$$

O fator λ_i é dado por:

$$\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + 0.08\beta} - \frac{0.035}{\beta^3 + 1}, \quad (2.3)$$

onde o λ é a relação de velocidades, descrita pela seguinte equação:

$$\lambda = \frac{\omega_t R}{V}, \quad (2.4)$$

sendo ω_t a velocidade rotacional da turbina (rad/s) e R o raio das pás. A Figura 2.2 mostra uma curva típica do C_p X λ para diferentes ângulos de passo.

Associando a Equações 2.1 a 2.4 são traçadas as curvas mostradas na Figuras 2.3 e 2.4, as quais exibem o comportamento de potência da turbina eólica utilizada nesse trabalho, quando submetida a diferentes condições operacionais. Observa-se a dependência da potência extraída do vento da própria velocidade do vento, da velocidade da turbina e do ângulo de passo. Devido

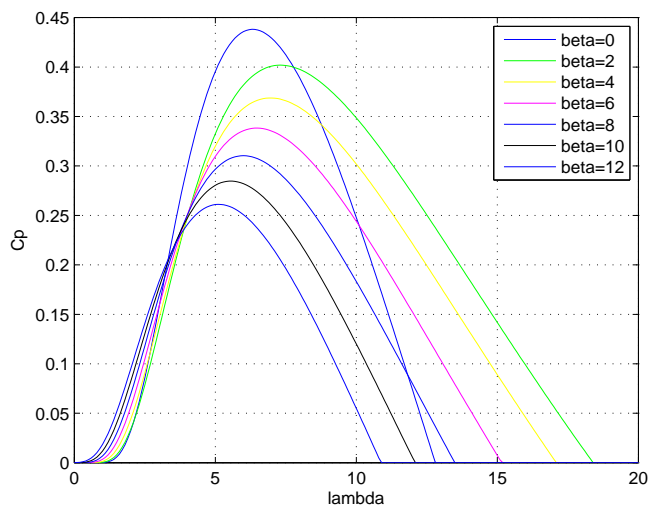


Figura 2.2: Coeficiente de potência em relação a λ e β .

ao caráter dessas curvas, percebe-se que é possível realizar um controle de forma que seja extraída a máxima energia possível do vento. Esse controle é denominado MPPT (“maximum power point tracking”) e está representado pela curva pontilhada na Figura 2.3. Quando forem apresentadas as estratégias de controle a discussão do MPPT será retomada.

2.2.2 Caixa de Transmissão e Elasticidade de Eixos

Através do fornecimento de potência pelo circuito de rotor é possível realizar a variação da velocidade da máquina de indução em determinada faixa de velocidade que depende da potência dos conversores, geralmente atingindo um escorregamento de $\pm 30\%$. As características construtivas de uma máquina de indução impedem a utilização de um alto número de pólos, como é possível em um gerador síncrono, desta forma, a velocidade rotacional do gerador de indução é geralmente muito maior do que a velocidade no eixo da turbina, e sendo assim é necessária a utilização de uma caixa de transmissão para adequação de velocidades entre os eixos. As velocidades nos eixos do gerador e a da turbina devem ser ajustadas através da Equação 2.5:

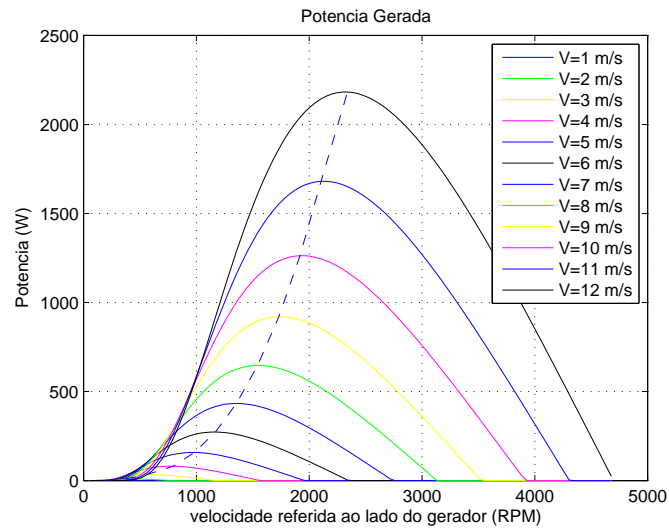


Figura 2.3: Potência da turbina em função da rotação para diferentes ventos (curva pontilhada indica a máxima potência para cada vento).

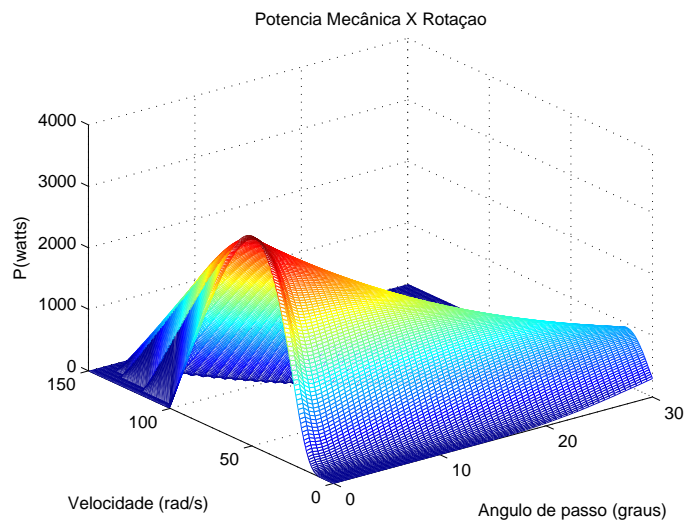


Figura 2.4: Potência da turbina em função da rotação e do ângulo de passo para o vento nominal.

$$\omega_m = k\omega_t, \quad (2.5)$$

onde k é a relação de transmissão e ω_m a velocidade mecânica do gerador (rad/s).

A presença de eixos conectados através de uma caixa de transmissão entre a turbina e o gerador implicam em dinâmicas torsionais de baixa de frequência, devido à elasticidade de eixos e acoplamentos, que influenciam a dinâmica eletromecânica do sistema e, portanto devem ser modeladas. Poller (2003), Akhmatov (2003), entre outros trabalhos, propõem a modelagem desse fenômeno através de um modelo de duas massas, como ilustra a Figura 2.5.

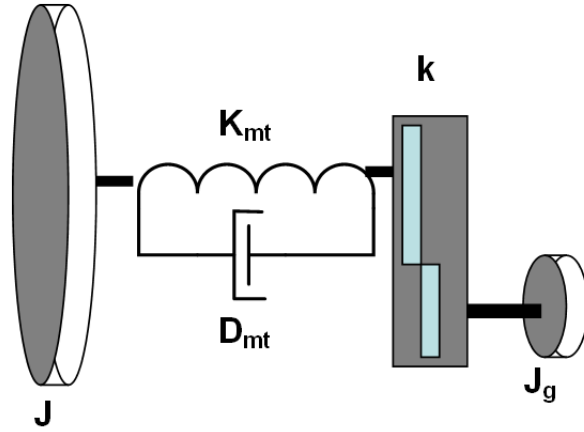


Figura 2.5: Parâmetros e representação esquemática do modelo de duas massas.

A equação diferencial do eixo do gerador pode ser expressa pela Equação 2.6:

$$J_g \frac{d\omega_m}{dt} = T_e - \frac{T_{torcao}}{k}, \quad (2.6)$$

onde J_g é a inércia do gerador, T_e é o torque eletromagnético e T_{torcao} é o torque torsional. No eixo da turbina tem-se:

$$J_t \frac{d\omega_t}{dt} = T_{torcao} - T_{turb}, \quad (2.7)$$

sendo J_t a inércia da turbina e T_{turb} é o torque fornecido pela turbina que pode ser obtido através da Equação 2.1. O torque torsional é descrito pelas seguintes equações:

$$T_{torcao} = K_{mt}\Delta\theta_{tg} + D_{mt}\frac{d\Delta\theta_{tg}}{dt}, \quad (2.8)$$

$$\frac{d\Delta\theta_{tg}}{dt} = \left(\frac{\omega_m}{k_t} - \omega_t \right), \quad (2.9)$$

onde o θ_{tg} é o ângulo de torção do eixo de baixa velocidade, o K_{mt} a constante de elasticidade do eixo e o D_{mt} o coeficiente de amortecimento de oscilações.

2.2.3 Máquina de Indução com Rotor Bobinado

A máquina de indução com rotor bobinado tem características similares à máquina de indução com o rotor em gaiola de esquilo. A diferença é que enquanto nesta última o rotor é feito de barras condutoras curto-circuitadas, no rotor bobinado as espiras terminam em anéis deslizantes possibilitando o acesso externo do circuito, podendo dessa forma ser impostas tensões e correntes no rotor. Os anéis no rotor são ligados a parte fixa da máquina através de escovas de carbono, as quais são pressionadas através de molas, garantindo assim um bom contato elétrico.

Nessa seção é apresentado o modelo clássico das máquinas de indução bastante difundido na literatura e que podem ser encontrados em trabalhos como Novotny and Lipo (2006), Poller (2003) e Ferrari (2006). Nesse trabalho serão utilizadas as equações na forma vetorial apresentada em Kovács (1984). Antes de fazer a modelagem, algumas considerações são normalmente utilizadas:

- Os enrolamentos de estator e rotor são idênticos e estão igualmente defasados de 120° ;
- A relação de transformação entre estator e rotor é unitária;
- O entreferro tem largura constante, onde os efeitos de saliência, empacotamento e excentricidade são ignorados;

- O material ferromagnético não sofre saturação magnética nem histerese magnética;
- A densidade de fluxo magnético no entreferro só apresenta componente radial e sua distribuição espacial é considerada senoidal;
- As perdas magnéticas são desprezíveis.

Escrevendo as equações diferenciais das tensões no estator (v_s) e no rotor (v_r) na forma vetorial no referencial fixo de estator, tem-se (Kovács, 1984):

$$\vec{v}_s = R_s \vec{i}_s + \frac{d}{dt} \vec{\psi}_s, \quad (2.10)$$

$$\vec{v}_r = R_r \vec{i}_r + \frac{d}{dt} \vec{\psi}_r - j\omega \vec{\psi}_r, \quad (2.11)$$

onde R_s e R_r são as resistências estatórica e rotórica, respectivamente, i_s é a corrente no estator, i_r é a corrente no rotor e ω é a velocidade elétrica do rotor em rad/s. As variáveis de rotor estão referidas ao estator e assim será daqui para frente, a não ser que se diga ao contrário. Os fluxos de estator e rotor, ψ_s e ψ_r , são dados por:

$$\vec{\psi}_s = L_s \vec{i}_s + L_m \vec{i}_r, \quad (2.12)$$

$$\vec{\psi}_r = L_r \vec{i}_r + L_m \vec{i}_s. \quad (2.13)$$

Nestas equações L_s , L_r e L_m são as indutâncias do estator, do rotor e de magnetização da máquina, respectivamente.

Para objetivos de controle é comum a transformação das Equações 2.10 e 2.11 para um referencial rotacional síncrono, resultando nas seguintes equações (Kovács, 1984):

$$\vec{v}_s = R_s \vec{i}_s + \frac{d}{dt} \vec{\psi}_s + j\omega_s \vec{\psi}_s, \quad (2.14)$$

$$\vec{v}_r = R_r \vec{i}_r + \frac{d}{dt} \vec{\psi}_r + j\omega_r \vec{\psi}_r, \quad (2.15)$$

onde ω_s e ω_r são as frequências angulares das correntes e tensões no estator e no rotor, respectivamente. A Figura 2.6 mostra o circuito equivalente resultante das equações da máquina.

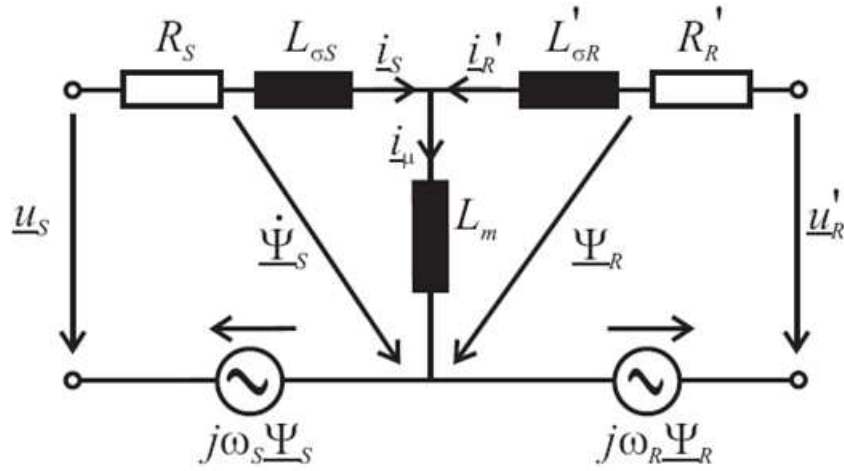


Figura 2.6: Circuito equivalente da máquina de indução (Rabelo, 2009).

Através das equações apresentadas anteriormente, é possível analisar o comportamento dinâmico da parte elétrica do motor de indução. Para um modelamento completo é necessário considerar-se também a dinâmica da parte mecânica que é dada pela Equação 2.16:

$$J_g \frac{d\omega_m}{dt} = T_e - T_{mec}, \quad (2.16)$$

Em um WECS, o torque mecânico (T_{mec}) é fornecido pela turbina eólica, considerando-se a elasticidade de eixos (T_{torcao}), portanto essa equação é similar a Equação 2.6. O torque eletromagnético (T_e) do motor de indução é dado pela seguinte expressão:

$$T_e = \frac{3}{2} p \frac{L_m}{L_s} \text{Im}\{\vec{\psi}_s \vec{i}_r^*\}, \quad (2.17)$$

onde p é o número de par de pólos e o sobrescrito $*$ indica o complexo conjugado. Combinando as Equações 2.6, 2.7 e 2.16 tem-se a equação dinâmica do conjunto gerador e turbina:

$$\left(kJ_g + \frac{J_t}{k}\right) \frac{d\omega_m}{dt} = kT_e - T_{torcao}. \quad (2.18)$$

2.2.4 Filtro

Em muitos casos utilizam-se filtros LCL para a minimização dos harmônicos, inseridos pelo GSC. Por simplicidade, nesse trabalho, considerar-se-á apenas um filtro indutivo. Sendo assim, a expressão matemática do filtro na notação vetorial em referencial fixo é:

$$\vec{v}_N = R_f \vec{i}_n + L_f \frac{d\vec{i}_n}{dt} + \vec{v}_n, \quad (2.19)$$

onde i_n é a corrente no filtro, v_N é a tensão na rede, v_n a tensão na saída do conversor, L_f representa a indutância do filtro e R_f representa as resistências inerentes do indutor e dos cabos utilizados na ligação com a rede.

Reescrevendo a Equação 2.19 no referencial síncrono girando segundo à velocidade angular da rede (ω_N), chega-se a Equação 2.20:

$$\vec{v}_N = R_f \vec{i}_n + L_f \frac{d\vec{i}_n}{dt} + j\omega_N L_f \vec{i}_n + \vec{v}_n. \quad (2.20)$$

A Figura 2.7 mostra o circuito equivalente do filtro.

2.2.5 Modelo dos Conversores e do Barramento CC

A modelagem detalhada dos conversores envolve uma série de estudos os quais estão fora do escopo desse trabalho. No entanto, sabe-se que a dinâmica imposta por estes influenciam o sistema de controle. Sendo assim, será considerado que os conversores em conjunto com os sistemas de medição impõem uma dinâmica de primeira ordem mais tempo morto, descrita pela

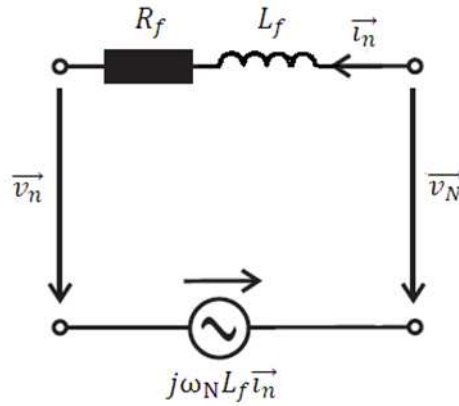


Figura 2.7: Circuito equivalente do filtro.

função de transferência abaixo:

$$G_a(\mathbf{s}) = \frac{e^{-T_d}}{\tau_a \mathbf{s} + 1}, \quad (2.21)$$

onde T_d é o tempo morto (“dead-time”) e τ_a é a constante de tempo de resposta dos inversores e/ou do sistema de medição.

O diagrama esquemático do barramento CC, evidenciando os fluxos de corrente está mostrado na Figura 2.8. Através das leis básicas de circuitos, tem-se que a equação dinâmica da tensão no barramento CC é dada por:

$$i_{dc} = C \frac{dv_{dc}}{dt}, \quad (2.22)$$

$$i_{dcn} = i_{dcr} + C \frac{dv_{dc}}{dt}, \quad (2.23)$$

2.3 Estratégias de Controle

Nessa seção são abordadas as estratégias de controle utilizadas nos conversores de um sistema de geração utilizando a tecnologia DFIG. A partir das equações dinâmicas modeladas anteriormente, as funções de transferên-

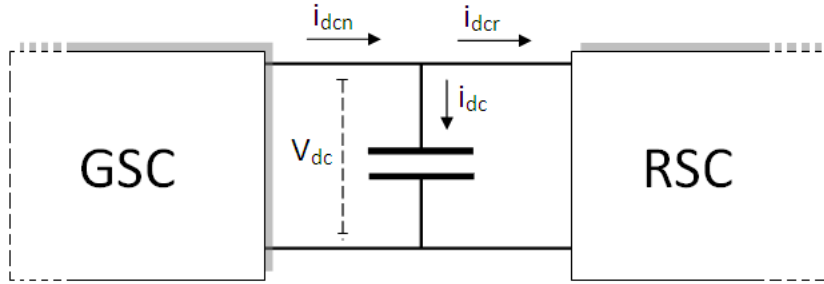


Figura 2.8: Diagrama esquemático do circuito do barramento CC.

cia de cada dinâmica a ser controlada são explicitadas para posteriormente abordar-se o método de ajuste dos ganhos dos controladores utilizado nesse trabalho.

Antes de abordar as estratégias de controle, é importante introduzir o conceito das transformadas de Clark e Park, muito utilizadas e amplamente difundidas na literatura. Esse conceito está apresentado na próxima subseção e será utilizado posteriormente na síntese dos controladores.

2.3.1 Transformadas de Clark e Park

A transformada de Clark realiza a transformação das correntes e tensões trifásicas (ABC) para um referencial estacionário ($\alpha\beta$), resultando em apenas duas componentes girantes, as quais estão defasadas de 90° uma da outra. As transformadas direta e inversa estão dadas nas Equações 2.24 e 2.25, respectivamente.

$$\begin{bmatrix} x_\alpha \\ x_\beta \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_A \\ x_B \\ x_C \end{bmatrix}, \quad (2.24)$$

$$\begin{bmatrix} x_A \\ x_B \\ x_C \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ -\frac{1}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} \\ -\frac{1}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_\alpha \\ x_\beta \end{bmatrix}, \quad (2.25)$$

Já a transformada de Park realiza a transformação para um referencial girante (dq), resultando em duas componentes estacionárias defasadas de 90° . As transformações estão listadas nas Equações 2.26 e 2.27, onde θ representa o ângulo entre o referencial dq e o $\alpha\beta$.

$$\begin{bmatrix} x_d \\ x_q \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \cos(\theta - 120^\circ) & \cos(\theta + 120^\circ) \\ -\text{sen}(\theta) & -\text{sen}(\theta - 120^\circ) & -\text{sen}(\theta + 120^\circ) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_A \\ x_B \\ x_C \end{bmatrix}, \quad (2.26)$$

$$\begin{bmatrix} x_A \\ x_B \\ x_C \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos(\theta) & -\text{sen}(\theta) \\ \cos(\theta - 120^\circ) & -\text{sen}(\theta - 120^\circ) \\ \cos(\theta + 120^\circ) & -\text{sen}(\theta + 120^\circ) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_d \\ x_q \end{bmatrix}. \quad (2.27)$$

Em última instância deseja-se realizar um controle de potência ativa e reativa nos conversores, como será visto nas próximas subseções. Se a orientação do referencial dq for escolhida adequadamente um controle independente de potência ativa e reativa será possível. Além disso, obtém-se a vantagem de transformar um sistema trifásico de variáveis senoidais em um sistema bifásico com variáveis CC, o que é totalmente adequado para realização do controle do sistema. Nas próximas subseções são explicitadas as orientações adequadas em cada conversor.

Outras relações importantes são as transformações diretas entre os referenciais $\alpha\beta$ e dq:

$$\begin{bmatrix} x_d \\ x_q \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \text{sen}(\theta) \\ -\text{sen}(\theta) & \cos(\theta) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_\alpha \\ x_\beta \end{bmatrix}, \quad (2.28)$$

$$\begin{bmatrix} x_\alpha \\ x_\beta \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos(\theta) & -\text{sen}(\theta) \\ \text{sen}(\theta) & \cos(\theta) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_d \\ x_q \end{bmatrix}. \quad (2.29)$$

2.3.2 Controle do Conversor da Rede (GSC)

O GSC realiza o controle da tensão no barramento CC e da potência reativa que flui pelo filtro através da injeção ou consumo de corrente na rede. Através da correta escolha da orientação é possível um controle independente de potências ativa e reativa fluindo pelo conversor, explicitada a seguir.

2.3.2.1 Orientação dos Referenciais

Os cálculos de potências ativa e reativa que fluem pelo GSC são dados pelas seguintes equações:

$$P_n = \frac{3}{2} (v_{N_d} i_{n_d} + v_{N_q} i_{n_q}), \quad (2.30)$$

$$Q_n = \frac{3}{2} (v_{N_q} i_{n_d} - v_{N_d} i_{n_q}). \quad (2.31)$$

Usando a orientação segundo o ângulo da tensão na rede (θ_N), tem-se que $v_{N_d} = |v_N|$ e $v_{N_q} = 0$. Dessa forma, observa-se que a potência ativa passa a ser definida pela corrente de eixo direto (d) e a potência reativa pela corrente de eixo quadratura (q), conseguindo-se assim o controle desacoplado de potências.

Fazendo a transformada de Park utilizando a orientação de acordo com a tensão na rede e explicitando a tensão sintetizada pelo conversor, a Equação vetorial 2.20 fica decomposta em duas componentes:

$$v_{n_d} = -R_f i_{n_d} - L_f \frac{di_{n_d}}{dt} + v_{N_d} + \omega_N L_f i_{n_q}, \quad (2.32)$$

$$v_{n_q} = -R_f i_{n_q} - L_f \frac{di_{n_q}}{dt} - \omega_N L_f i_{n_d}, \quad (2.33)$$

equações as quais facilitarão a síntese dos controladores como será visto a frente.

2.3.2.2 “Phase-Locked-Loop“ (PLL)

Anteriormente explicitou-se a vantagem de se utilizar o ângulo da rede para a orientação do controle do GSC. Para estimar-se esse ângulo, é usual a utilização do dispositivo chamado PLL. Na literatura, vários PLL's são propostos com diferentes complexidades. Nesse trabalho utilizar-se-á um sistema simples proposto por Kaura and Blasko (1997).

O princípio de funcionamento do PLL utilizada é ajustar o ângulo estimado de forma que a tensão de eixo quadratura seja igual a zero. A estrutura do PLL pode ser vista na Figura 2.9. A referência de frequência angular da rede (ω_N^*) somada com o valor que sai do controlador é integrada, obtendo-se assim o ângulo da rede. Esse ângulo é usado na transformada de Park das tensões trifásicas medidas na rede (v_{abc}). A componente de eixo quadratura (v_{nq}) resultante é então comparada com a referência, no caso zero, gerando-se um erro. A partir do erro, o controlador PI é utilizado para regular ω_N e, portanto θ_N de forma que o ângulo estimado esteja em fase com o ângulo real da rede.

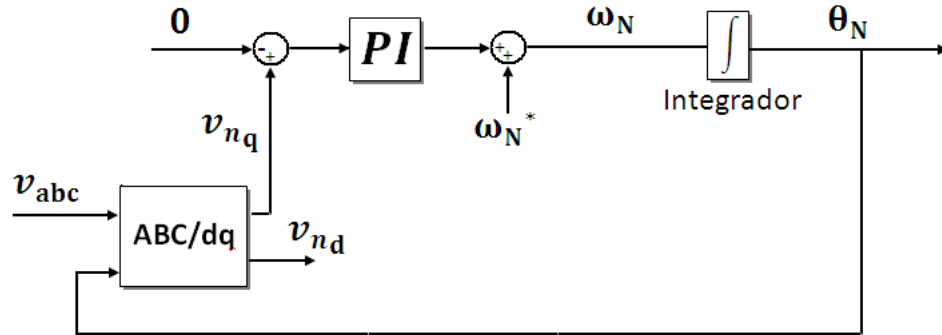


Figura 2.9: Diagrama de blocos da PLL.

Um modelo simplificado da PLL pode ser obtido facilmente através de algumas manipulações matemáticas. As tensões trifásicas na rede são dadas por:

$$\begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix} = U \begin{bmatrix} \cos(\theta_N^r) \\ \cos(\theta_N^r - 120^\circ) \\ \cos(\theta_N^r + 120^\circ) \end{bmatrix}, \quad (2.34)$$

onde U é o valor de pico da tensão de fase na rede e θ_N^r é o ângulo real das tensões. Considerando que θ na Equação 2.26 é igual ao ângulo estimado θ_N , substituindo 2.34 em 2.26, e utilizando-se as relações trigonométricas, chega-se a seguinte relação:

$$\begin{bmatrix} v_d \\ v_q \end{bmatrix} = U \begin{bmatrix} \cos(\theta_N - \theta_N^r) \\ \text{sen}(\theta_N - \theta_N^r) \end{bmatrix} = U \begin{bmatrix} \cos(\Delta\theta_N) \\ \text{sen}(\Delta\theta_N) \end{bmatrix}. \quad (2.35)$$

Caso o erro entre os ângulos da rede e o estimado seja zero, a tensão v_q é igual a zero e v_d é igual a U . Para pequenos erros a função $\text{sen}(\Delta\theta_N)$ se comporta linearmente, isto é, $\text{sen}(\Delta\theta_N) \approx \Delta\theta_N$. Sendo assim, a PLL se resume a um problema de controle linear, onde a planta é dada por um integrador e tem-se um ganho U na realimentação do sistema. Para objetivos de controle é razoável assumir que também há um pequeno atraso devido ao período de amostragem (T_s), que pode ser aproximado por uma equação de primeira ordem. Daí tem-se que a função de transferência da planta é dada por:

$$G_{PLL}(s) = \frac{1}{T_s s + 1} \frac{U}{s}. \quad (2.36)$$

Utilizando-se um controlador ajustado de forma adequada, a PLL fornece o ângulo e a frequência da rede, acompanhando rapidamente qualquer variação dessas variáveis.

2.3.2.3 Controle de Corrente na Rede

As malhas internas de corrente de eixo direto e quadratura controlam a corrente que flui entre o GSC e a rede através da manipulação da tensão sintetizada pelo inversor. Através da orientação das correntes pela tensão na rede, a dinâmica de corrente é dada pelas Equações 2.32 e 2.33, repetidas abaixo:

$$v_{n_d} = -R_f i_{n_d} - L_f \frac{di_{n_d}}{dt} + v_{N_{dcomp}}, \quad (2.37)$$

$$v_{nq} = -R_f i_{nq} - L_f \frac{di_{nq}}{dt} + v_{Nqcomp}, \quad (2.38)$$

onde $v_{N_dcomp} = v_{N_dcomp} + \omega_N L_f i_{nq}$ e $v_{N_qcomp} = -\omega_N L_f i_{nd}$. Nestes termos as parcelas dependentes das correntes são chamados de termos de acoplamento, pois representam a interação entre as duas componentes de tensão. É possível minimizar a influência do acoplamento através do uso de uma ação “feed-forward”, isto é, através da subtração desses termos diretamente da saída do controlador. Considerando o funcionamento adequado dessa compensação, é possível desprezar tais termos em 2.37 e 2.38, e assim tomando-se a transformada de Laplace dessas equações tem-se que a função de transferência da corrente é:

$$G_{i_n}(s) = \frac{i_n(s)}{v_n(s)} = -\frac{1}{L_f s + R_f}. \quad (2.39)$$

Na função de transferência 2.39 omitiu-se o subscrito d e q, já que em ambos os eixos a dinâmica é a mesma. Assim as malhas de corrente podem ser representadas pela Figura 2.10. Observa-se que acrescida à dinâmica de corrente, há a dinâmica do inversor (G_a).

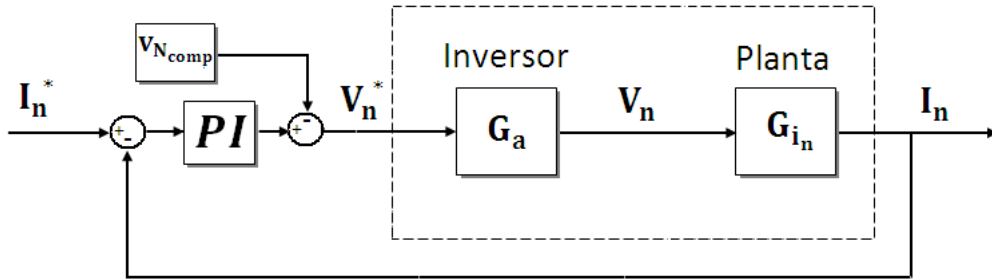


Figura 2.10: Diagrama de blocos da malha de controle de corrente na rede.

2.3.2.4 Controle da Tensão no Barramento CC

Pelo barramento CC flui apenas potência ativa. Dessa forma para o controle da tensão no capacitor deve-se realizar o balanço de potência entre

os dois conversores. Diferem-se duas operações:

- Quando o gerador estiver operando na região subsíncrona o GSC deve fornecer uma potência ao barramento CC igual à potência consumida pelo RSC, isto é, pelo rotor do gerador;
- Na operação supersíncrona, o GSC fornece a energia produzida pelo rotor da máquina para a rede.

Assim sendo, o controle da tensão é realizado através da manipulação da corrente de eixo direto, agindo como uma malha externa à malha de corrente apresentada anteriormente. A dinâmica da tensão no barramento é dada pela Equação 2.23. Tomando-se a transformada de Laplace dessa equação obtém-se:

$$G_{V_{dc}}(\mathbf{s}) = \frac{v_{dc}(\mathbf{s})}{i_{nd}(\mathbf{s})} = \frac{1}{\mathbf{s}C}, \quad (2.40)$$

onde o termo i_{der} na Equação 2.23 age como uma perturbação ao controle, podendo ser compensado por uma ação “feedforward”. Caso a malha seja ajustada de forma a fornecer uma resposta rápida suficiente, a desconsideração desse termo não oferece problemas, pois assim a malha oferecerá uma boa rejeição a perturbações. A Figura 2.11 mostra o diagrama de blocos representativo desse controle. Adicionalmente a dinâmica da planta tem-se a dinâmica remanescente da malha interna de corrente.

2.3.2.5 Controle de Potência Reativa na Rede

O controle de potência reativa tem várias finalidades como minimização das perdas, reduzindo também os efeitos de acoplamento na potência ativa, produzir ou consumir potência reativa na rede, de forma a manter um determinado fator de potência e também pode funcionar como um filtro ativo de potência, compensando os harmônicos e assim melhorando a qualidade de energia no sistema.

A malha de potência reativa é externa a malha de corrente de eixo quadratura. A potência reativa, assim como a ativa, não é medida diretamente

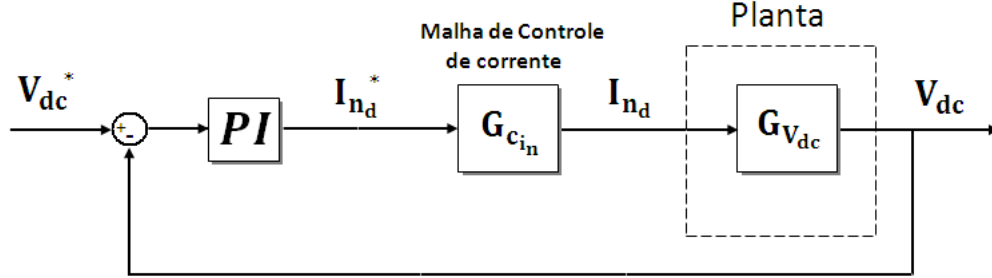


Figura 2.11: Diagrama de blocos da malha de controle da tensão no barramento CC.

para ser usado no controle, mas calculadas através da Equação 2.31. Esta equação se reduz à Equação 2.41 ao utilizar-se o ângulo da tensão na rede para orientação.

$$Q_n = -\frac{3}{2}v_{N_d}i_{n_q}. \quad (2.41)$$

Esse cálculo de potência geralmente é muito ruidoso, pois multiplicam-se duas variáveis medidas, que por si só já tem um ruído devido ao sistema de medição e, além disso, o valor de i_{n_q} possui certa oscilação produzida pelos harmônicos na corrente. Assim é usual a utilização de um filtro que nesse trabalho foi considerado de primeira ordem. A função de transferência da planta a ser controlada é então dada por:

$$G_{Q_n}(s) = \frac{Q_n(s)}{i_{n_q}(s)} = \frac{-\frac{3}{2}v_{N_d}}{T_{f_{Q_n}}s + 1}, \quad (2.42)$$

onde $T_{f_{Q_n}}$ é a constante de tempo do filtro. A malha está representada na Figura 2.12.

2.3.3 Controle do Conversor do Rotor (RSC)

Ajustando-se bem os controladores do GSC, tem-se uma tensão praticamente constante no barramento CC, permitindo assim o controle da máquina

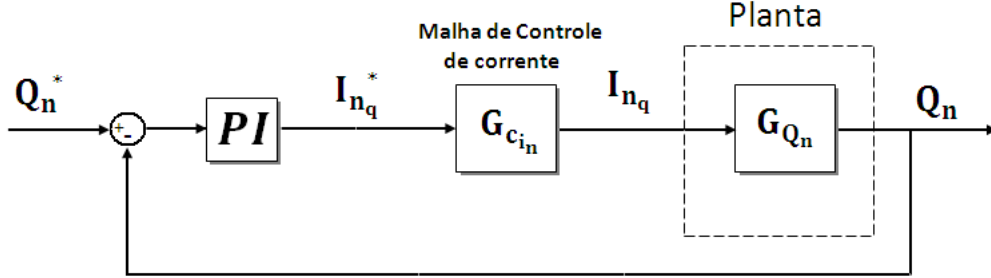


Figura 2.12: Diagrama de blocos da malha de controle da potência reativa na rede.

através do RSC. A seguir estão descritas as malhas de controle e a orientação utilizada.

2.3.3.1 Orientação dos Referenciais

Da mesma forma que no controle do GSC, deve-se procurar uma orientação no RSC de forma a se obter um controle desacoplado de potência ativa e reativa. Em máquinas CA é usual a utilização da orientação segundo o fluxo, seja ele de o fluxo de estator ou o fluxo no entreferro da máquina (Hopfensperger et al., 2000). Para isso é necessário a medição de fluxo ou estimação deste por algum método, o que muitas vezes não é trivial de se implementar. Muitos artigos como Petersson et al. (2004) e Hopfensperger et al. (2000) têm proposto a utilização do fluxo virtual da rede para a orientação das correntes de rotor.

Defini-se o o fluxo virtual do estator (ψ_{s_v}), ou igualmente o fluxo virtual da rede, como sendo:

$$\vec{v}_s = j\omega_s \vec{\psi}_{s_v}. \quad (2.43)$$

A Equação 2.43 mostra que o fluxo virtual tem a mesma frequência da rede ($\omega_s = \omega_N$) e está atrasado de 90° em relação a tensão na rede. Em estado estacionário a Equação 2.14 se aproxima da Equação 2.43 se a resistência estática for pequena o suficiente para poder ser desprezada.

A Figura 2.13 mostra o diagrama vetorial da tensão e do fluxo de estator para as diferentes orientações do eixo direto. Observa-se no diagrama que a diferença de ângulo quando utiliza-se a orientação segundo o fluxo de estator quando comparada com a orientação segundo fluxo virtual da rede é pequena, desde que a resistência no estator seja pequena.

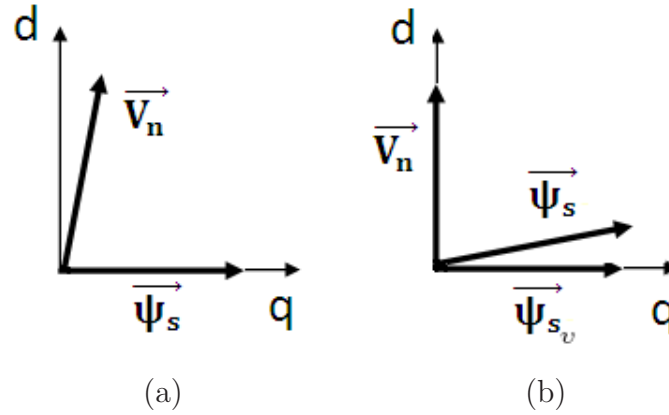


Figura 2.13: Diagrama vetorial da tensão na rede e do fluxo de estator:

- (a) - Orientação pelo fluxo de estator;
- (b) - Orientação pela fluxo virtual da rede.

Nesse trabalho ao invés de utilizar-se o fluxo virtual da rede, utiliza-se diretamente a tensão da rede. Para manter o mesmo princípio do GSC, onde o eixo direto controla a potência ativa e o eixo quadratura a potência reativa, a orientação é feita como mostrado na Figura 2.14. Utilizando essa orientação nas tensões e correntes de rotor obtêm-se a transformada dessas variáveis referidas ao estator. Para controlar as correntes no RSC impondo as tensões é necessário referir essas grandezas em relação ao rotor. Sendo assim, o ângulo utilizado para orientação (θ_r) será dado por:

$$\theta_r = \theta_N - \theta, \quad (2.44)$$

onde o ângulo θ_N é dado pela PLL e o θ é a posição angular elétrica do rotor, fornecida pelo encoder.

Para essa orientação e considerando que o fluxo virtual é o próprio fluxo de estator, tem-se que o termo de fluxo de eixo quadratura é dado por:

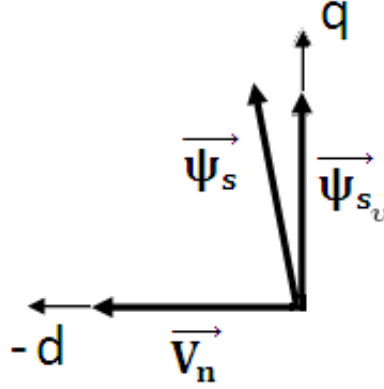


Figura 2.14: Orientação na tensão da rede.

$$\psi_{s_q} = -\frac{v_{s_d}}{\omega_s}, \quad (2.45)$$

$$\left| \vec{\psi}_s \right| \cong -j \psi_{s_q}. \quad (2.46)$$

Assim sendo, as correntes de estator podem ser relacionadas as correntes de rotor por (Oliveira, 2009):

$$i_{s_d} \cong -\frac{L_m}{L_s} i_{r_d}, \quad (2.47)$$

$$i_{s_q} \cong \frac{\left| \vec{\psi}_s \right|}{L_s} - \frac{L_m}{L_s} i_{r_q}. \quad (2.48)$$

Desse modo, a equação do circuito de rotor (2.15) fica decomposta em duas componentes dadas pelas Equações 2.49 e 2.50:

$$v_{r_d} = R_r i_{r_d} + \sigma L_r \frac{di_{r_d}}{dt} - \omega_r \sigma L_r i_{r_q} - \omega_r \frac{L_m}{L_s} \psi_{s_q}, \quad (2.49)$$

$$v_{r_q} = R_r i_{r_q} + \sigma L_r \frac{di_{r_q}}{dt} + \omega_r \sigma L_r i_{r_d}, \quad (2.50)$$

onde $\sigma = 1 - \frac{L_m^2}{L_s L_r}$ é chamado de coeficiente de acoplamento da máquina.

Usando essas definições, a equação de torque (2.17) é reescrita como:

$$T_e = -\frac{3}{2} \mathbf{P} \frac{L_m}{L_s} \frac{v_{s_d}}{\omega_s} i_{r_d}. \quad (2.51)$$

Em Petersson et al. (2004) são discutidas as principais vantagens de se usar a orientação segundo a tensão da rede escolhida aqui. Esse artigo mostra que usando essa orientação a estabilidade e o amortecimento do sistema fica independente das correntes de rotor, isto é, da atuação do controle, diferentemente do que ocorre quando utiliza-se a orientação no fluxo do estator. Sendo assim, é possível magnetizar o gerador totalmente pelo rotor sem reduzir o amortecimento do sistema, o que implica na possibilidade de controlar a potência reativa no estator como desejado sem afetar a estabilidade do sistema. O controle da potência reativa é limitado apenas pela capacidade de corrente do conversor.

2.3.3.2 Controle de Corrente no Rotor

Reescreve-se as Equações 2.49 e 2.50 na seguinte forma:

$$v_{r_d} = R_r i_{r_d} + \sigma L_r \frac{di_{r_d}}{dt} + v_{r_d comp}, \quad (2.52)$$

$$v_{r_q} = R_r i_{r_q} + \sigma L_r \frac{di_{r_q}}{dt} + v_{r_q comp}, \quad (2.53)$$

onde os termos $v_{r_d comp} = -\omega_r \sigma L_r i_{r_q} - \omega_r \frac{L_m}{L_s} \psi_{s_q}$ e $v_{r_q comp} = \omega_r \sigma L_r i_{r_d}$. Como no GSC estes são termos de acoplamento entre os eixos, que podem ser compensados através do uso de um “feedforward” na saída do controlador. Através da compensação e tomando a transformada de Laplace das equações acima, tem-se que a dinâmica da planta é:

$$G_{i_r}(\mathbf{s}) = \frac{i_r(\mathbf{s})}{v_r(\mathbf{s})} = \frac{1}{\sigma L_r \mathbf{s} + R_r}, \quad (2.54)$$

onde o subscrito referente aos eixos orientados foram suprimidos, já que a dinâmica de ambos os eixos são similares. Assim controlam-se as correntes através da imposição das tensões no inversor usando a malha fechada mostrada na Figura 2.15. Como no GSC, também é considerada a dinâmica do inversor (G_a).

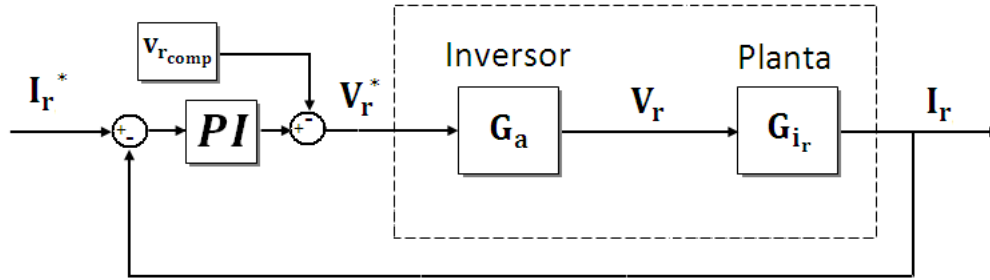


Figura 2.15: Diagrama de blocos da malha de controle da corrente no rotor.

2.3.3.3 Controle de Potência Ativa no Estator

A malha de controle de potência ativa do estator é externa a malha de correntes de eixo direto. A potência ativa no estator é calculada pela Equação 2.55. Utilizando a Equação 2.47, relaciona-se a potência com a corrente de rotor através de 2.56 (Oliveira, 2009).

$$P_s = \frac{3}{2} v_{sd} i_{sd}, \quad (2.55)$$

$$P_s = -\frac{3}{2} \frac{L_m}{L_s} v_{sd} i_{rd}. \quad (2.56)$$

Assim como no controle potência reativa do GSC, a potência ativa é filtrada por um filtro passa-baixa de primeira ordem. A função de transferência da planta (cálculo de potência e filtro) é dada pela Equação 2.57 e a malha de controle é mostrada na Figura 2.16.

$$G_{P_s}(s) = \frac{P_s(s)}{i_{r_d}(s)} = \frac{-\frac{3}{2} \frac{L_m}{L_s} v_{s_d}}{T_{f_{P_s}} s + 1}. \quad (2.57)$$

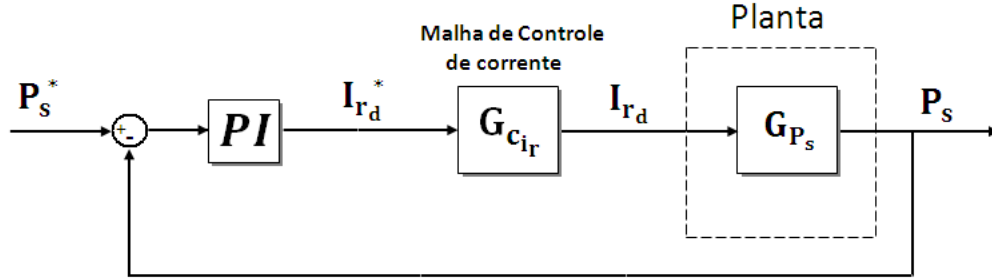


Figura 2.16: Diagrama de blocos da malha de controle de potência ativa no estator.

A referência de potência ativa é gerada através de uma função que permita máxima extração de potência do vento, isto é, usa-se o algoritmo de MPPT mencionado anteriormente. Com base nas Equações 2.1 e 2.58 tem-se que a referência de potência para o MPPT é:

$$P_s^* = \frac{1}{2} \rho A \left(\frac{\omega_r R}{k \lambda_{otm}} \right)^3 C_{p_{\max}}. \quad (2.58)$$

O termo λ_{otm} é a relação de velocidades ótima, que resulta no maior coeficiente de potência possível ($C_{p_{\max}}$), isto é, proporciona a maior extração possível de energia do vento, para um dado ângulo de passo. O λ_{otm} pode ser obtido através das curvas na Figura 2.2 para diferentes ângulos de passo. O termo $C_{p_{\max}}$ é o coeficiente de potência máxima obtido através da curva representada na Figura 2.2.

2.3.3.4 Controle de Potência Reativa no Estator

Assim como na potência ativa, o cálculo de potência reativa é dado pela Equação 2.59 e essa se relaciona à corrente de rotor através da Equação 2.60 (Oliveira, 2009).

$$Q_s = -\frac{3}{2}v_{sd}i_{sq}, \quad (2.59)$$

$$Q_s = -\frac{3}{2}\frac{v_{sd}^2}{\omega_s L_s} + \frac{3}{2}\frac{L_m}{L_s}v_{sd}i_{rq}. \quad (2.60)$$

Desconsiderando o termo constante da Equação 2.60 e considerando mais uma vez um filtro, a função de transferência da planta é mostrada na Equação 2.61 e a malha de controle na Figura 2.17.

$$G_{Q_s}(s) = \frac{Q_s(s)}{i_{rq}(s)} = \frac{\frac{3}{2}\frac{L_m}{L_s}v_{sd}}{T_{f_{Q_s}}s + 1}. \quad (2.61)$$

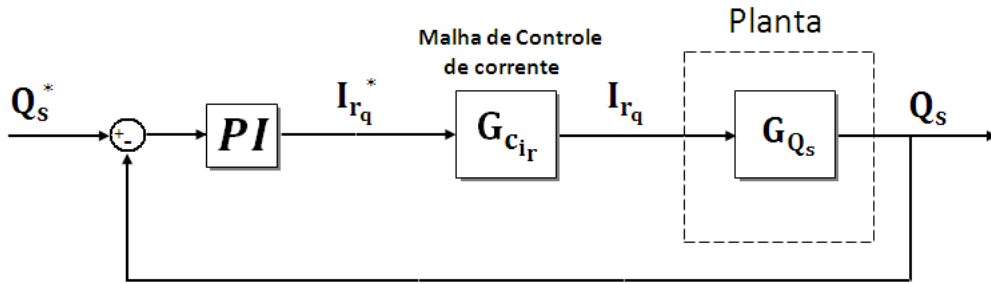


Figura 2.17: Diagrama de blocos da malha de controle de potência reativa no estator.

2.4 A Bancada Experimental

Na seção anterior foram apresentadas as estratégias de controle clássicas de um sistema da tecnologia DFIG. Antes de apresentar-se as técnicas de ajustes dos controladores utilizadas nesse estudo, essa seção descreve a bancada de testes, para que posteriormente as técnicas sejam validadas através de resultados experimentais.

O diagrama esquemático dessa bancada está mostrado na Figura 2.18.

A Figura 2.19 mostra uma fotografia do sistema. Nesta figura o painel

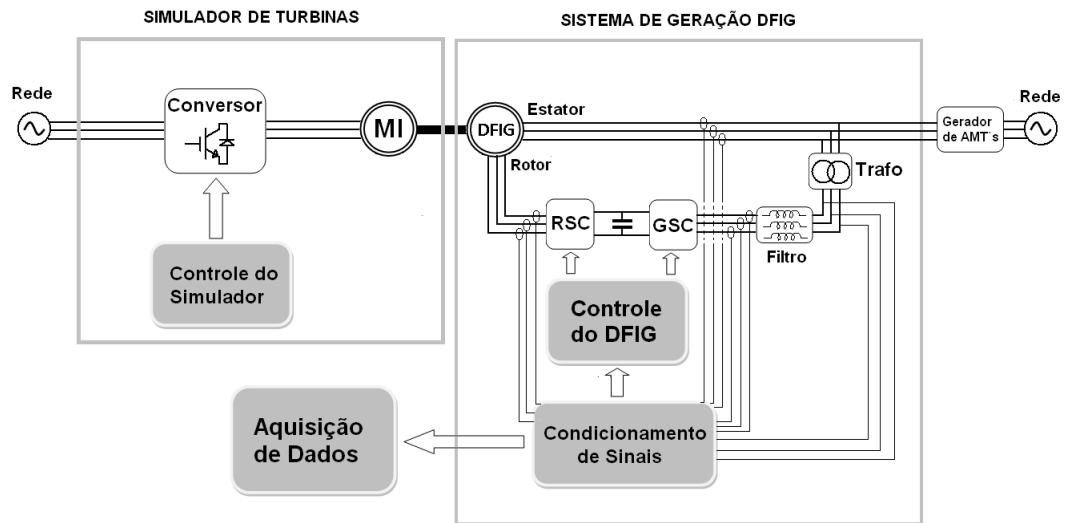


Figura 2.18: Diagrama esquemático da bancada experimental.

denominado “Sistema de Controle” acondiciona os sistemas de controle do simulador e do DFIG, o circuito de condicionamento de sinais, os filtros e os inversores RSC e GSC. O painel de comando inclui a alimentação e a proteção (fusíveis) do sistema, enquanto o sistema de supervisão é constituído de dois supervisórios, construídos no software LabView, para monitorar as variáveis do controle do simulador de turbinas e do DFIG.



Figura 2.19: Fotografia da bancada experimental.

Cada um dos principais componentes da bancada são brevemente descri-

tos nos próximos subitens, sendo que os detalhes sobre o gerador de afundamentos será apresentado nos próximos capítulos.

2.4.1 Simulador de Turbinas

Para realização de testes em equipamentos de geração eólica é adequado se ter uma situação controlada de fornecimento de potência ao gerador. Além disso, para alguns estudo é necessário considerar as dinâmicas inseridas pela turbina eólica. Assim sendo, muitos trabalhos propõem a utilização de um simulador de turbinas eólicas para a realização de estudos. Neste trabalho apresenta-se apenas uma breve descrição desse simulador, sendo que os detalhes podem ser encontrados em Mendes (2008).

Para simular a turbina eólica é necessário computar o torque estático fornecido, calculado pela Equação 2.62:

$$T_{turb} = \frac{1}{2} \rho A V^3 \frac{C_p(\lambda, \beta)}{\omega_t}, \quad (2.62)$$

O cálculo do C_p é dado pelas Equações 2.2 a 2.4. Essas equações acrescida da relação de transmissão (Equação 2.5) resultam apenas no comportamento estático da turbina. Como se deseja incluir efeitos dinâmicos como a inércia e a elasticidade de eixos, as Equações 2.7 a 2.9 são utilizadas para calcular o torque torsional (T_{torcao}), que será a referência para o simulador de turbinas.

O simulador de turbinas utilizado nesse trabalho consiste em um motor de indução controlado de forma que o torque da máquina apresente o mesmo comportamento estático e dinâmico de uma turbina eólica. Para isso o motor é controlado em torque por um inversor comercial da ABB. As equações que descrevem o comportamento da turbina são computadas utilizando um processador digital de sinais (DSP - “digital signal processor”) da Texas Instruments, inserido em uma placa de desenvolvimento (UPCC2812 do fabricante HPE). Utiliza-se o conversor digital/analógico dessa placa para controlar a entrada de referência de torque do inversor.

Observando as equações que simulam a turbina verifica-se que o modelo possui três entradas:

- A velocidade da turbina (ω_t) que é dada pela medição da velocidade do motor corrigida pela relação de transmissão;
- A velocidade de vento (V) que é escolhida pelo usuário;
- O ângulo das pás que pode ser escolhido pelo usuário ou setado pelo controle limitador de potência.

Alternativamente é possível fornecer uma referência de torque constante para o inversor. As entradas são escolhidas pelo usuário através de um supervisor construído em LabView, cujos detalhes estão apresentados em Mendes (2008).

Os parâmetros da turbina estão apresentados no apêndice A.

2.4.2 Gerador, Inversores, Filtro e Transformador

Na bancada, o gerador de indução com rotor bobinado tem seu eixo conectado ao eixo do motor do simulador de turbinas. O estator da máquina está diretamente ligado a uma rede de 220 V. O rotor cuja tensão nominal é 110 V está ligado ao inversor RSC. Os parâmetros do gerador estão apresentados no apêndice A.

Ambos inversores são da Semikron, cujos IGBT's tem uma corrente máxima de 40 A. Esses inversores estão superdimensionados para que durante os ensaios seja possível observar o comportamento do sistema sem que ele se danifique.

Como foi mostrado na descrição das estratégias de controle, o RSC controla a potência ativa reativa no estator do gerador através do controle das correntes no rotor, enquanto o GSC controla a tensão no barramento e a potência reativa através da corrente no filtro.

O filtro trifásico está ligado entre o inversor GSC e o transformador. Utiliza-se apenas um filtro indutivo, cujos parâmetros estão mostrados no apêndice A.

Um autotransformador é utilizado para abaixar a tensão da rede de 220 V para 40 V. O objetivo desse transformador é evitar uma alta tensão desnecessária no barramento CC, reduzindo assim as perdas no inversor.

2.4.3 Sistemas de Condicionamento, de Aquisição e de Controle

Para controlar o DFIG é necessário realizar as seguintes medições:

- Medição das tensões na rede para que seja possível através da PLL orientar o controle;
- Medição das correntes no GSC e no RSC para realimentar as malhas internas de corrente;
- Medição das correntes no estator para poder calcular a potência ativa e reativa que serão utilizadas nas malhas externas do RSC;
- Medição da tensão do barramento para o controle do GSC;
- Medição da posição do rotor para orientar o controle do RSC usando esse ângulo e o ângulo fornecido pela PLL.

As medições de corrente são feitas através de transdutores de corrente (fabricante LEM, modelo LA 55-P), as medições de tensão através de transdutores de tensão (fabricante LEM, modelo LV 25-P) e a posição do rotor por um encoder incremental (fabricante Dynapar, modelo HA526) colocado no eixo do motor do simulador.

Os sinais das medições de corrente e tensão são tratados por um sistema de condicionamento de sinais. Nesse sistema os sinais são filtrados por um filtro cuja frequência de corte é 2 kHz e condicionados para uma tensão entre 0 e 3.3 V, faixa condizente com a entrada do DSP (fabricante Texas, modelo TMS320F2812) utilizado para controlar o DFIG. A frequência de amostragem utilizada no DSP é de 5 kHz.

As saídas das malhas de controle utilizadas são as tensões dq que são transformadas de volta ao referencial ABC e estas tensões devem ser sintetizadas pelos inversores. Para isso é utilizada a técnica de PWM vetorial (Broeck, 1988). O DSP é responsável além de implementar as malhas de controle, por gerar os pulsos PWM que irão comandar os inversores. Existem portas específicas no DSP para sintetizar esses pulsos, os quais serão depois amplificados e só então enviados aos “gate drivers” do inversor. Os pulsos

PWM operam a frequência de 5 kHz. A Figura 2.20 mostra o diagrama esquemático do sistema de controle do DFIG implementado no DSP.

Em testes de AMT's no DFIG é necessário armazenar todas as variáveis medidas para que seja possível analisar o comportamento do sistema. Como não há a possibilidade de fazer isso com o DSP, utilizou-se uma placa de aquisição de dados (fabricante National Instruments, modelo PCI-6014) a qual coleta todas as variáveis do sistema de medição e armazena em um microcomputador. Essa placa permite uma taxa de amostragem de até 200 kHz, porém uma taxa de 5 kHz foi suficiente para armazenar os dados da bancada experimental.

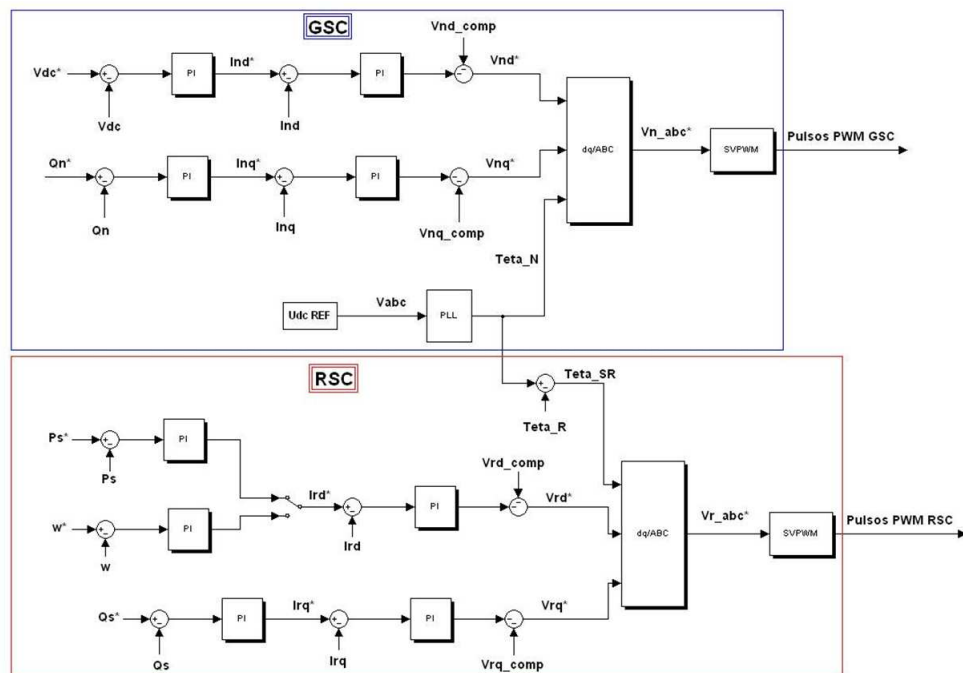


Figura 2.20: Diagrama esquemático do sistema de controle do DFIG implementado no DSP.

2.5 Ajuste dos Controladores da Bancada de Testes

Tendo sido apresentadas as estratégia de controle e a modelagem das malhas através de funções de transferências, essa seção se aterá a descrever o método utilizado para ajustar os controladores e apresentar os resultados experimentais de testes variando as referências em degrau, comparando-os com o resultado teórico.

2.5.1 Técnicas de Ajuste dos Controladores

Observa-se nas funções de transferência das plantas a serem controladas que elas basicamente consistem de uma função de primeira ordem ou um integrador, acrescido da dinâmica do inversor e dos sistemas de medição representadas nesse trabalho por uma função de primeira ordem. A medição e o inversor geralmente têm uma dinâmica muito mais rápida que a planta controlada. Sendo assim, os sistemas a serem controlados apresentam uma dinâmica regida por constante de tempo pequena (τ_p) e por uma constante de tempo grande (τ_g). Essa característica levou a utilização de dois métodos de ajuste dos controladores: o método “módulo ótimo“ (MO) e o método “ótimo simétrico“ (OS) (Vítecková and Vítecek, 2003), (Suul et al., 2008). Ambos os métodos para esse tipo de dinâmica sugerem a utilização de um controlador PI como mostrado abaixo:

$$G_c(s) = K_p \left(1 + \frac{1}{T_i s} \right). \quad (2.63)$$

O MO se baseia em manter o ganho da malha fechada igual a 1 para uma banda de passagem o mais larga possível. O zero do controlador PI é utilizado para cancelar a dinâmica do pólo dominante (constante de tempo grande) e o ganho proporcional é ajustado de forma que o amortecimento da malha fechada seja igual a $\frac{1}{\sqrt{2}}$. Assim o controle apresenta uma resposta a uma variação em degrau com overshoot aproximadamente a 4,3% e um tempo de subida de aproximadamente $4,7 * \tau_p$. Abaixo estão mostradas as equações que calculam o tempo integrativo (T_i) e o ganho proporcional (K_p)

dos controladores para o MO:

$$T_i = \tau_g, \quad (2.64)$$

$$K_p = \frac{\tau_g}{2K_s\tau_p}, \quad (2.65)$$

onde K_s é o ganho do sistema em malha aberta.

O OS é derivado similarmente ao MO, no entanto escolhe-se um amortecimento de 0,5 e, portanto um “overshoot“ de aproximadamente 8,1% e um tempo de subida de aproximadamente $7,6*\tau_p$. Esse método é o mais indicado para aquelas plantas que apresentam um pólo na origem, isto é, um integrador. Os ganhos são então calculados para esse tipo de sistema como sendo:

$$T_i = 4\tau_p, \quad (2.66)$$

$$K_p = \frac{1}{2K_s\tau_p}. \quad (2.67)$$

2.5.2 Discretização dos Controladores

Anteriormente mostrou-se como realizar o ajuste dos controladores partindo-se da planta em tempo contínuo. No entanto a implementação do controle é realizada em um DSP e, portanto é feita digitalmente. Assim sendo, é necessário realizar a discretização do controlador. Nesse trabalho utilizou-se a aproximação de Euler mostrada na Equação 2.68:

$$s = \frac{1 - z^{-1}}{T_s}, \quad (2.68)$$

onde o T_s é o tempo de amostragem, no caso 0,2 ms, e o z é o operador da transformada Z. Como o tempo de amostragem é relativamente pequeno quando comparado com as constantes de tempo do sistema, essa discretiza-

ção não influencia significativamente a resposta do controle. Em Suul et al. (2008) é mostrada uma forma de recalculer os ganhos quando se realiza a discretização, porém observa-se que para uma frequência de amostragem suficientemente grande os ganhos são muito próximos dos calculados para o caso contínuo e, portanto esses serão os ganhos utilizados.

Assim como para os controladores, essa discretização também será utilizada para implementar os filtros digitais necessários. Sempre será mostrada a função de transferência contínua em “s” desses filtros, porém ficará subentendido que a aproximação de Euler foi utilizada na programação do DSP.

2.5.3 Resultados Experimentais das Estratégias de Controle

De posse das equações que calculam os ganhos dos controladores, mostradas na seção anterior, e das funções de transferências das plantas a serem controladas, esta seção mostrará o cálculo dos ganhos dos controladores para cada caso e os resultados experimentais serão exibidos.

2.5.3.1 PLL

A função de transferência linearizada que descreve a PLL está mostrada na Equação 2.36. Por se tratar de uma planta com um integrador o OS é utilizado e, portanto os ganhos são dados por:

$$T_i = 4T_s, \quad (2.69)$$

$$K_p = \frac{1}{2UT_s}. \quad (2.70)$$

Aplicando esses ganhos à bancada experimental a Figura 2.21 exhibe o comportamento da PLL assim que inicia-se a medição de tensão na rede.

Observa-se que rapidamente a PLL atraca o ângulo da rede e a frequência. Vale ressaltar que o ângulo real mostrado na Figura 2.21(a) foi obtido

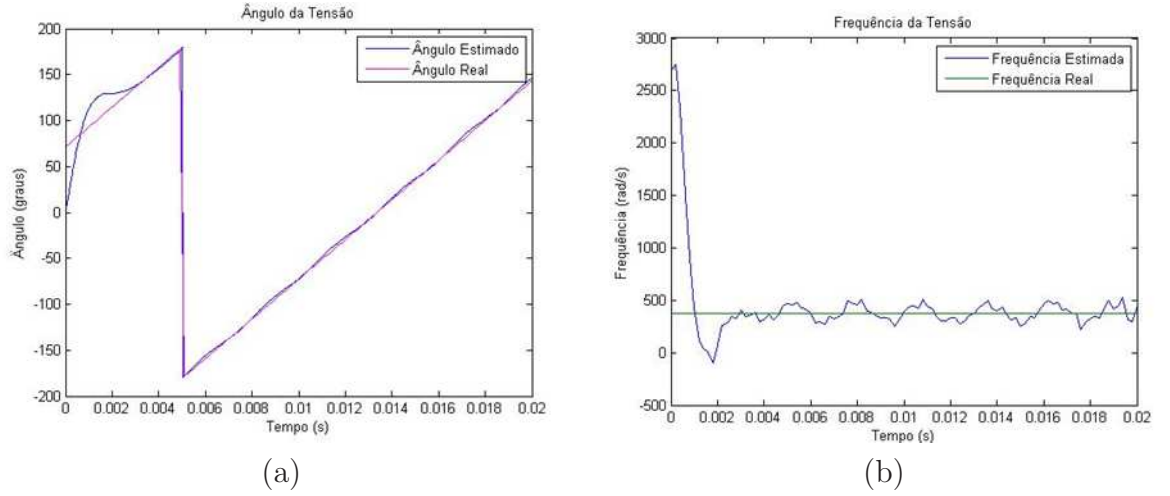


Figura 2.21: Resultados estimados pela PLL quando se inicia a medição da tensão.

(a) - Ângulo da rede estimado e real;

(b) - Frequência da rede estimada e real.

através da sincronização de um sinal senoidal, cujo ângulo era sabido, com a tensão medida da rede.

2.5.3.2 Malhas de correntes GSC

A função de transferência para os eixos d e q está mostrada na equação 2.38. Usando o método MO tem-se que os ganhos são calculados por:

$$T_i = \frac{L_f}{R_f}, \quad (2.71)$$

$$K_p = \frac{L_f}{2\tau_{i_n}}, \quad (2.72)$$

onde τ_{i_n} assume o valor de atraso do inversor mais o atraso do sistema de medição. Usando os ganhos calculados através dessas equações realizou-se um teste em degrau na referência do eixo quadratura, cujo resultado está mostrado no gráfico da Figura 2.22(a). Nessa mesma figura está mostrada a curva simulada, isto é, a resposta ao degrau da função de transferência 2.39 controlada usando os ganhos calculado. Observa-se que a resposta obtida

na prática é bem próxima da resposta projetada a menos de uma queda mais brusca que acontece em um tempo próximo de 0,11 s. Essa queda se deve provavelmente ao acoplamento remanescente que não consegue ser compensado através da ação “feedforward”. A Figura 2.22(b) mostra o reflexo do degrau aplicado no eixo q, na corrente de eixo d. Ocorre um pico devido ao acoplamento, que o entanto é rapidamente extinto pela ação do controle.

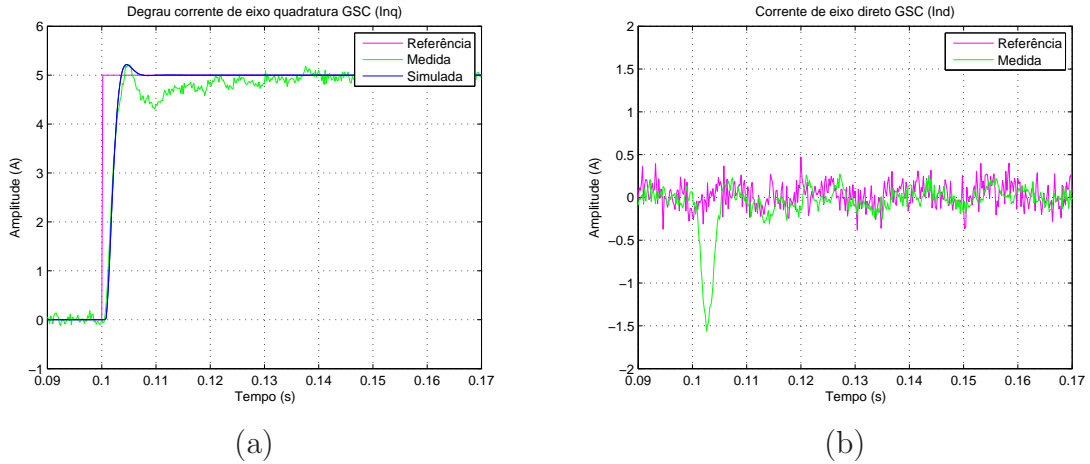


Figura 2.22: Teste em degrau na malha de corrente de eixo q do GSC, usando o desacoplamento.

- (a) - Corrente de eixo quadratura - referência, medida e simulada;
- (b) - Corrente de eixo direto - referência e medida.

Para verificar a eficácia da ação “feedforward” para compensar os termos de acoplamento, o mesmo teste realizado anteriormente foi repetido sem considerar o desacoplamento. A Figura 2.23 mostra que a resposta piorou e que o acoplamento no eixo d aumentou bastante, portanto a implementação do desacoplamento é essencial para o bom desempenho do controle.

A resposta do sistema compensado em malha fechada pode ser aproximada por (Suul et al., 2008):

$$G_{mf_{in}}(s) = \frac{1}{2\tau_{i_n}s + 1}, \quad (2.73)$$

equação que será usada no projeto das malhas externas. Através do diagrama de Bode mostrado na Figura 2.24 observa-se que a frequência de corte da malha compensada fica em torno de 150 Hz.

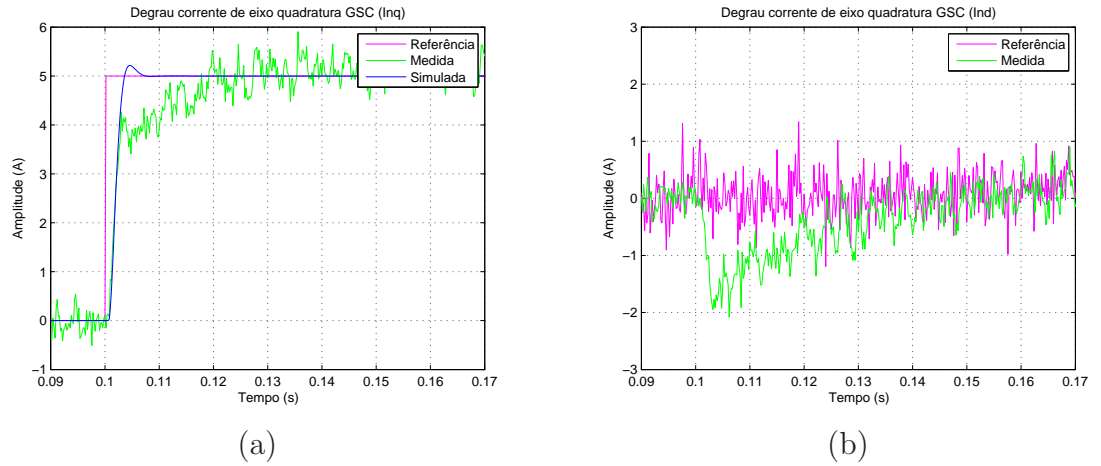


Figura 2.23: Teste em degrau na malha de corrente de eixo q do GSC, em o uso do desacoplamento.

- (a) - Corrente de eixo quadratura - referência, medida e simulada;
 (b) - Corrente de eixo direto - referência e medida.

Na seção anterior afirmou-se que o tempo de amostragem era suficientemente pequeno de forma que a discretização utilizada não influenciaria consideravelmente a resposta do controlador. A Figura 2.24 mostra o diagrama de bode da malha de controle de corrente no GSC com o controlador para o caso contínuo e discreto. Dentro das faixas de interesse observa-se que o discreto aproxima bem o contínuo, destoando apenas em altas frequências. É possível ver também que a margem de fase e a margem de ganho mudam muito pouco com a discretização.

2.5.3.3 Malha de tensão do barramento CC

Para controlar a malha de tensão do barramento CC cuja função de transferência é dada pela Equação 2.40 utiliza-se a técnica OS e, assim os ganhos são:

$$T_i = 4\tau_{vdc}, \quad (2.74)$$

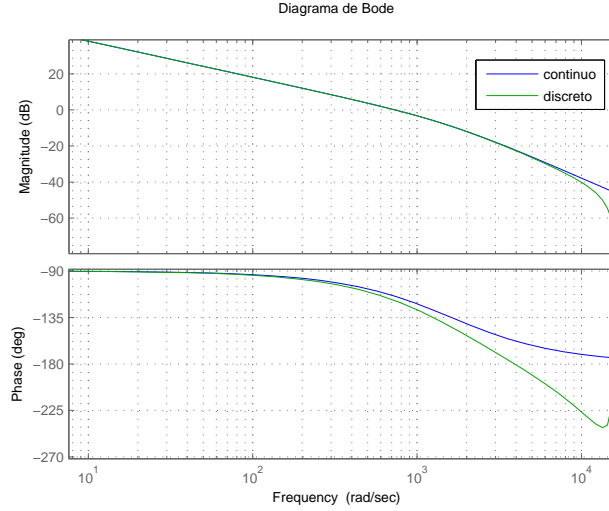


Figura 2.24: Diagrama de Bode para a função de transferência da corrente no GSC compensada em malha aberta para o caso contínuo e para o discreto.

$$K_p = \frac{C}{2\tau_{vdc}}, \quad (2.75)$$

onde τ_{vdc} representa o atraso tanto do sistema de medição acrescido do atraso inserido pela malha interna de corrente, dado pela Equação 2.73. Usando esses ganhos tem-se que a planta compensada passa ter uma frequência de corte em torno de 10 Hz, mais lenta do que a malha interna como era desejado. A resposta ao degrau na referência da tensão do barramento está mostrada na Figura 2.25.

A Figura 2.25(a) mostra que a resposta real apresenta-se ligeiramente mais lenta que a resposta projetada. Essa resposta mais lenta provavelmente se deve ao fato de que a malha interna pode estar apresentando um comportamento mais lento do que o esperado, assim a referência que sai do controlador do barramento varia mais rápido do que o controle de corrente pode acompanhar. A Figura 2.25(b) exibe a variação na corrente de eixo direto quanto ao degrau no barramento, observando-se uma pequena defasagem entre referência e o valor medido durante a mudança abrupta da referência. Essa lentidão da malha de corrente pode ser explicada pelo acoplamento, pois se observa um degrau muito grande na corrente e também pelo tempo morto

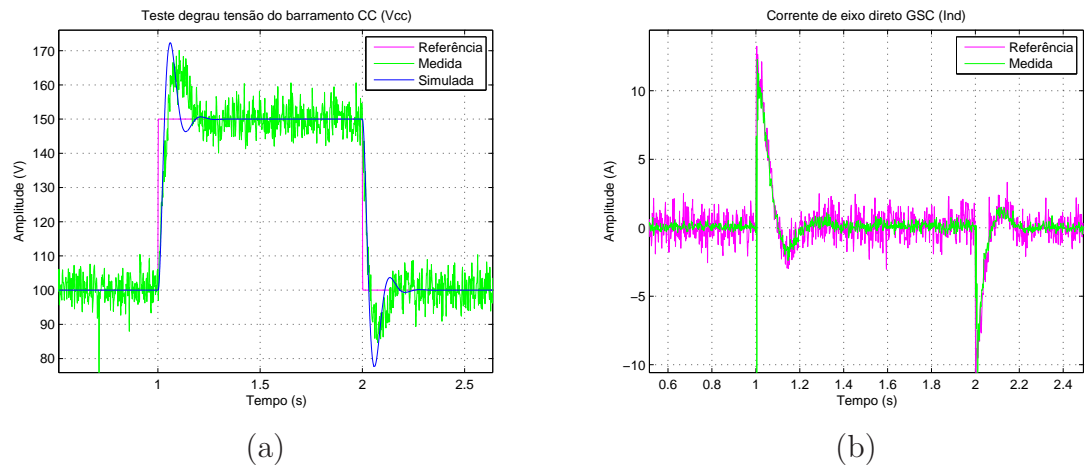


Figura 2.25: Teste em degrau na malha de controle da tensão do barramento.
 (a) - Tensão no barramento CC - referência, medida e simulada;
 (b) - Corrente de eixo direto - referência e medida.

que existe na malha interna e que foi desconsiderado para projeto. Como o controle do barramento é basicamente regulatório, isto é, a referência não muda, a resposta obtida foi considerada satisfatória.

Devido à característica regulatória da malha de tensão no barramento é interessante realizar um teste de rejeição a perturbação. Este teste está mostrado na Figura 2.26 e consiste em realizar um degrau na referência de potência ativa, assim como aquele que será mostrado mais a frente no ajuste da malha de potência (2.29). Observa-se que ao aplicar o degrau a tensão oscila um pouco, pois a máquina passa a drenar mais corrente do barramento (operação subsíncrona). Apesar disso, percebe-se que a tensão volta rapidamente para seu valor de referência sem que ocorra uma queda ou uma elevação muito alta no seu valor.

2.5.3.4 Malha de potência reativa na rede

A dinâmica da malha de potência reativa é regida pelo filtro inserido e pela dinâmica remanescente da malha interna de corrente. Através da Equação 2.42 tem-se que os ganhos são dados através do MO por:

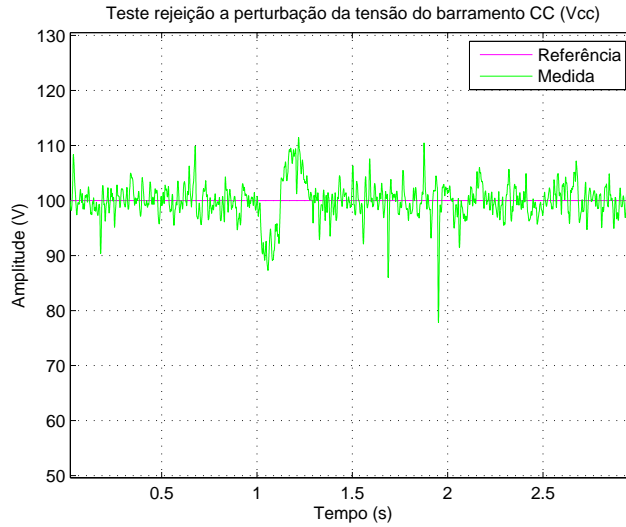


Figura 2.26: Teste de rejeição a perturbação da tensão no barramento CC, aplicando degrau na referência de potência ativa.

$$T_i = \tau_{f_{Q_n}}, \quad (2.76)$$

$$K_p = -\frac{\tau_{f_{Q_n}}}{3v_{n_d}\tau_{i_n}}. \quad (2.77)$$

Diferentemente das demais malhas de controle, na malha de potência não é desejável uma resposta muito rápida, pois isso pode ocasionar degradação na qualidade de energia gerada pelo sistema. Sendo assim, utiliza-se um filtro com uma constante de tempo relativamente alta (0,1 s). Usando os ajustes dados pelo MO, obtém-se uma frequência de corte da malha compensada em torno de 80 Hz. Essa faixa de frequência ainda é alta em se tratando de controle de potência para o DFIG, portanto divide-se o ganho proporcional por 10 para obter-se uma faixa de frequência da malha fechada igual a 8 Hz.

A resposta ao degrau aplicado na referência de potência reativa do GSC está mostrada na Figura 2.27. Observa-se que o comportamento da resposta real se aproxima bastante da resposta esperada e tem um desempenho relativamente lento, atingindo assim o objetivo do projeto.

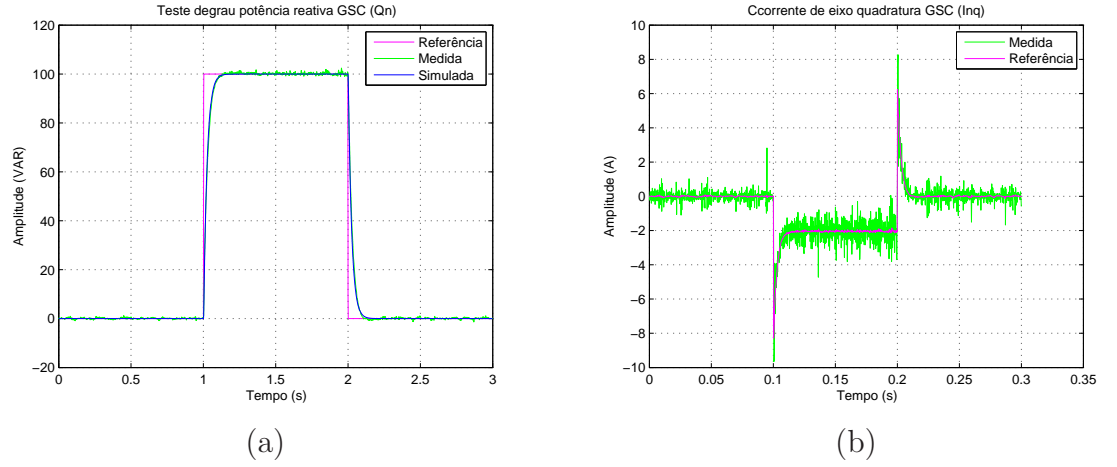


Figura 2.27: Teste em degrau na referência de potência reativa do GSC.
 (a) - Potência reativa - referência, medida e simulada;
 (b) - Corrente de eixo quadratura - referência e medida.

2.5.3.5 Malha de correntes RSC

Para controlar a corrente no RSC o mesmo princípio utilizado no GSC é utilizado. A função de transferência foi apresentada na Equação 2.54 e os ganhos são dados por:

$$T_i = \frac{\sigma L_r}{R_f}, \quad (2.78)$$

$$K_p = \frac{\sigma L_r}{2\tau_{i_r}}. \quad (2.79)$$

A malha fechada também pode ser aproximada por uma função de primeira ordem como mostrada na Equação 2.80:

$$G_{mf_{i_r}}(s) = \frac{1}{2\tau_{i_r}s + 1}. \quad (2.80)$$

Devido à baixa indutância do rotor a corrente do RSC é bastante distorcida pelos harmônicos de chaveamento. Em alguns trabalhos é proposta a inserção de indutores entre o RSC e a máquina, porém esse não é o caso

desse trabalho, pois isto afeta a dinâmica do gerador. Sendo assim, a resposta ao degrau no eixo quadratura, mostrada na Figura 2.28, apresenta uma corrente bastante ruidosa, porém observa-se um comportamento da corrente medida próximo da resposta projetada. Observa-se que a frequência de corte da malha compensada fica em torno de 55 Hz.

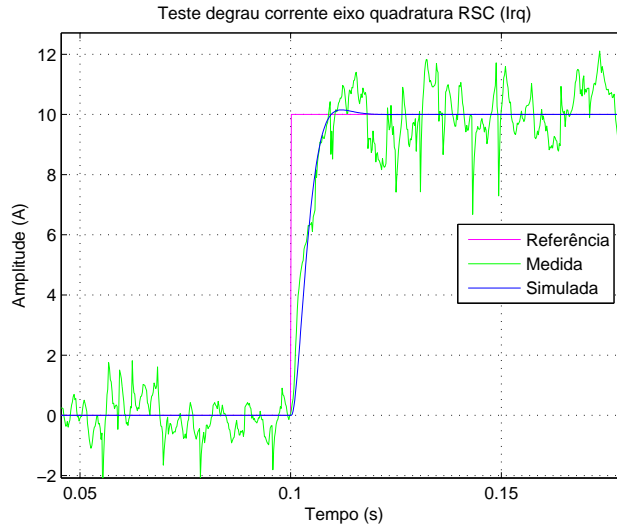


Figura 2.28: Teste em degrau na referência da corrente de eixo quadratura do RSC.

2.5.3.6 Malha de potência ativa e reativa no estator

A potência ativa e reativa no estator, controlada através do RSC, é projetada assim como a malha de potência reativa no GSC:

$$T_i = T_{f_{P_s}} = T_{f_{Q_s}}, \quad (2.81)$$

$$K_p = \frac{T_{f_{P_s}}}{3 \frac{L_m}{L_s} \tau_{i_r}}. \quad (2.82)$$

Essas malhas também devem ser ajustadas de forma a serem lentas, portanto utiliza-se um filtro com uma constante de tempo de 0,1 s e divide-se o ganho proporcional encontrado pela técnica MO por 10, assim como

anteriormente. Esses ajustes resultam em uma frequência de corte da malha compensada de cerca de 5 Hz.

Como as respostas são similares para as duas malhas, na Figura 2.29 está mostrado apenas a resposta ao degrau do controle de potência ativa.

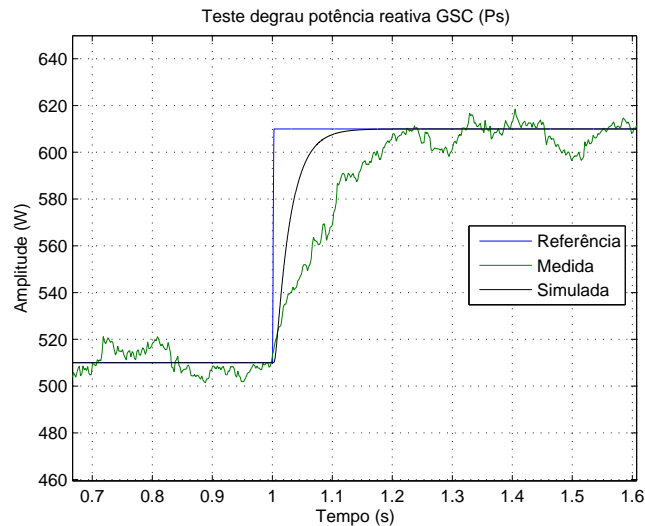


Figura 2.29: Teste em degrau na referência de potência ativa no RSC.

Através dessas curvas é possível ver que o comportamento da potência ativa apresentou um comportamento ligeiramente mais lento do que o projetado, o que não implica uma perda significativa para essa malha e portanto os ganhos não foram reajustados.

2.6 Considerações Finais

Nesse capítulo os diversos componentes do sistema de geração eólico da tecnologia DFIG, bem como os componentes da bancada experimental, foram apresentados e modelados matematicamente através de equações diferenciais. Com base nessas equações foram mostradas as estratégias de controle e os métodos de ajuste dos controladores utilizados nesse trabalho. Os resultados experimentais dos controladores mostram um desempenho satisfatório.

Conhecida a estrutura do sistema e verificando-se a resposta adequada

dos controladores, nos próximos capítulos é possível realizar testes experimentais de afundamentos para que se analise o comportamento do WECS equipado com a tecnologia DFIG.

Comportamento do DFIG Frente aos AMT's Equilibrados

3.1 Introdução

Tendo sido descrita as estratégias de controle utilizadas no DFIG e a bancada experimental, este capítulo descreve o comportamento do aerogerador frente aos AMT's equilibrados. Inicialmente são utilizadas as equações diferenciais que regem a dinâmica do gerador de indução com rotor bobinado, a fim de tentar-se prever o comportamento das variáveis de interesse durante esses tipos de afundamentos. Posteriormente os resultados experimentais são mostrados e comparados com as simulações. As análises e as considerações necessárias são feitas de forma que os pontos fracos do DFIG para esses afundamentos possam ser verificados e assim no capítulo 5 estratégias de proteção e de controle sejam desenvolvidas.

3.2 Análise Teórica

Para proceder a análise teórica do efeito dos AMT's no DFIG são utilizados os modelos dinâmicos da máquina de indução. Esses modelos já foram apresentados no capítulo 2, porém são repetidos aqui para melhor visualização:

$$\vec{v}_s = R_s \vec{i}_s + \frac{d}{dt} \vec{\psi}_s, \quad (3.1)$$

$$\vec{v}_r = R_r \vec{i}_r + \frac{d}{dt} \vec{\psi}_r - j\omega \vec{\psi}_r, \quad (3.2)$$

$$\vec{\psi}_s = L_s \vec{i}_s + L_m \vec{i}_r, \quad (3.3)$$

$$\vec{\psi}_r = L_r \vec{i}_r + L_m \vec{i}_s. \quad (3.4)$$

Nesse capítulo são discutidos os afundamentos trifásicos equilibrados, pois são os casos de mais simples análise, representando um caso particular dos afundamentos desequilibrados discutidos no próximo capítulo. Para esse caso assume-se que a tensão no estator cai instantaneamente do seu valor nominal para um valor V_2 no tempo $t = t_0$:

$$\vec{v}_s = \begin{cases} V_s e^{j\omega_s t} = V_1 e^{j\omega_s t} & t < t_0 \\ V_2 e^{j\omega_s t} & t \geq t_0 \end{cases}. \quad (3.5)$$

No DFIG as correntes são controladas através da manipulação das tensões impostas ao rotor através do RSC. Sendo assim, a variável de interesse para o controle é a tensão no rotor, que através das Equações 3.2, 3.3 e 3.4 pode ser expressa como:

$$\vec{v}_r = \frac{L_m}{L_s} \left(\frac{d}{dt} - j\omega \right) \vec{\psi}_s + \left[R_r + \sigma L_r \left(\frac{d}{dt} - j\omega \right) \right] \vec{i}_r. \quad (3.6)$$

Essa equação fornece a tensão sintetizada pelo RSC durante uma operação normal. O primeiro termo dessa equação é a parcela da tensão do rotor proveniente do fluxo de estator, e a segunda é a parcela é devido à queda de tensão nas impedâncias do rotor e, portanto só aparece quando existe corrente no rotor.

A equação diferencial que rege o fluxo de estator é dada em 3.1, e como pode ser visto depende da tensão do estator, isto é, a tensão da rede e da

corrente que flui pelo estator. Desprezando a queda de tensão na resistência de estator tem-se que o fluxo do estator é em regime permanente:

$$\vec{\psi}_s = \frac{V_s e^{j\omega_s t}}{j\omega_s}, \quad (3.7)$$

já que V_s é a tensão de fase de pico do estator e ω_s a frequência dessa tensão. Substituindo 3.7 em 3.6 tem-se que a tensão no rotor em uma operação normal é dada por:

$$\vec{v}_r = \vec{v}_s \frac{L_m}{L_s} s + \left[R_r + \sigma L_r \left(\frac{d}{dt} - j\omega \right) \right] \vec{i}_r, \quad (3.8)$$

onde $s = \frac{\omega_s - \omega}{\omega_s} = \frac{\omega_r}{\omega_s}$ é o escorregamento da máquina. A partir dessa equação é possível verificar que o segundo termo é relativamente menor que o primeiro, pois a resistência do rotor e a indutância transitória (σL_r) são geralmente pequenas. Desse modo, a tensão induzida no rotor depende quase que totalmente do fluxo de estator.

Como o termo da queda de tensão do rotor referente à corrente que circula por esse circuito é relativamente pequeno, um primeiro passo interessante para analisar o comportamento da máquina durante um AMT é considerar o rotor em aberto, isto é, sem corrente rotórica ($\vec{i}_r = 0$) e assim observar o comportamento da tensão induzida no rotor. Nas próximas subseções essa análise, baseada em López et al. (2007), será realizada e posteriormente complementada pela discussão do efeito de se incluir o conversor no rotor.

Antes de começar a análise é importante fazer uma ressalva. O modelo descrito anteriormente é para uma máquina de um par de pólos e a relação de transformação entre rotor e estator unitária. Como para a máquina em estudo essas condições não são válidas (ver apêndice A), as devidas correções devem ser realizadas. Sendo assim, quando os resultados teóricos para máquina em questão forem apresentados, as devidas correções já terão sido realizadas.

3.2.1 Rotor Aberto

Para $\vec{i}_r = 0$ as Equações 3.1 e 3.3 resultam em:

$$\frac{d\vec{\psi}_s}{dt} = \vec{v}_s - \frac{R_s}{L_s} \vec{\psi}_s. \quad (3.9)$$

Antes do afundamento ($t < t_0$) o fluxo de estator está em estado estacionário e é totalmente produzido pela tensão no estator, isto é, há apenas a presença da resposta forçada do sistema. Então da Equação 3.7 tem-se que neste instante o fluxo é:

$$\vec{\psi}_{sf_1} = \frac{V_1 e^{j\omega_s t}}{j\omega_s}. \quad (3.10)$$

Utiliza-se esse fluxo como condição inicial na resolução da Equação 3.9 para calcular o fluxo no momento em que acontece o afundamento. Ao assumir que no instante que acontece o afundamento $t_0 = 0$, isto é, no início do afundamento a tensão está passando por um máximo, o fluxo de estator é dado por:

$$\vec{\psi}_s = \frac{V_2}{j\omega_s} e^{j\omega_s t} + \frac{(V_1 - V_2)}{j\omega_s} e^{-t/\tau_s} = \vec{\psi}_{sf_2} + \vec{\psi}_{sn}, \quad (3.11)$$

sendo $\tau_s = \frac{L_s}{R_s}$ a constante de tempo estatórica, $\vec{\psi}_{sf_2}$ a resposta forçada devido a tensão durante o afundamento e $\vec{\psi}_{sn}$ o fluxo natural que é induzido durante o transitório de tensão no estator. Observa-se que primeiro termo é um vetor constante que gira com a velocidade síncrona no plano complexo, enquanto o segundo é um vetor fixo, cuja amplitude decai com a constante de tempo estatórica.

O fluxo não muda instantaneamente de um valor a outro, então para que não haja descontinuidades uma componente contínua, o fluxo natural, é induzido o qual decresce de acordo com a constante de tempo estatórica. A Figura 3.2 mostra a trajetória do vetor espacial do fluxo de estator no plano complexo para um afundamento trifásico para 50%, mostrado na Figura 3.1.

Essa figura foi obtida através da integração da Equação 3.9.

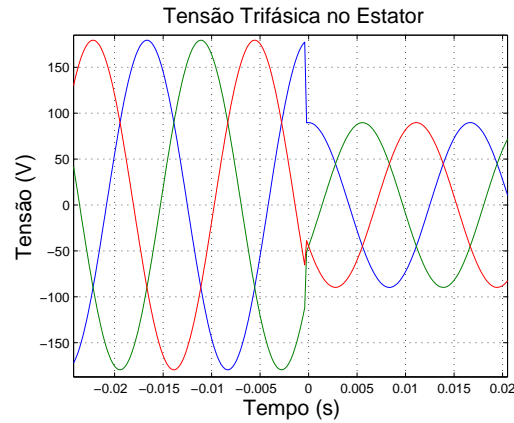


Figura 3.1: Tensões fase-neutro no estator para um afundamento trifásico.

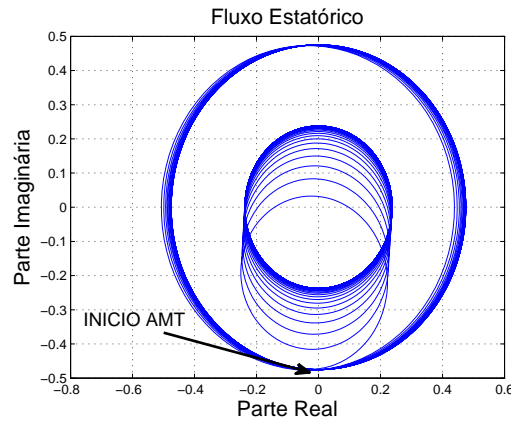


Figura 3.2: Vetor espacial do fluxo de estator no plano complexo.

Na Figura 3.2 o círculo maior representa o estado estacionário antes do afundamento, isto é o fluxo forçado produzido pela tensão inicial. Quando o afundamento se inicia o fluxo forçado devido às tensões afundadas também descreve uma trajetória circular, porém com menor amplitude. A componente contínua do fluxo (fluxo natural) decai lentamente e assim desloca o círculo descrito pelo vetor novamente para o centro do plano, atingido ao final do transitório um novo estado estacionário.

Ao observar a Equação 3.6, verifica-se que as duas componentes de fluxo induzem componentes de tensão no rotor. A partir da Equação 3.8 tem-se

que a tensão induzida no rotor pelo fluxo forçado, quando referido ao rotor vale:

$$\vec{v}_{r_f}^r = V_2 \frac{L_m}{L_s} s e^{j\omega_s t} e^{-j\omega t} = V_2 \frac{L_m}{L_s} s e^{j\omega_r t}. \quad (3.12)$$

Já a tensão produzida pelo fluxo natural, obtido através da substituição do $\vec{\psi}_{s_n}$ na Equação 3.6 vale:

$$\vec{v}_{r_n}^r = -\frac{L_m}{L_s} \left(\frac{1}{\tau_s} + j\omega \right) \frac{V_1 - V_2}{j\omega_s} e^{-t/\tau_s} e^{-j\omega t}. \quad (3.13)$$

Assim tem-se que a tensão total é expressa por:

$$\vec{v}_{r_a}^r = \vec{v}_{r_f}^r + \vec{v}_{r_n}^r = \frac{L_m}{L_s} \left(V_2 s e^{j\omega_r t} - \left(\frac{1}{\tau_s} + j\omega \right) \frac{V_1 - V_2}{j\omega_s} e^{-t/\tau_s} e^{-j\omega t} \right). \quad (3.14)$$

É válido reiterar que ω é a frequência elétrica do rotor, ω_r é a frequência angular das correntes e tensões no rotor e ω_s é a frequência angular das correntes e tensões no estator.

Analisando a Equação 3.14, observa-se que a primeira parcela possui amplitude e frequência consideravelmente menor que a segunda parcela, pois dentro da faixa de operação do DFIG o escorregamento é baixo. O segundo termo possui frequência igual à frequência elétrica do rotor. As componentes forçada e natural da tensão no rotor calculadas através das Equações 3.12 e 3.13, para o afundamento trifásico de 50% e velocidade igual a 2340 RPM estão mostradas na Figura 3.3. Essas componentes são mostradas no referencial fixo no estator. Já a Figura 3.4 exibe a tensão resultante no referencial fixo de rotor, obtida através da substituição do fluxo da Figura 3.2 na Equação 3.6.

Através das Figuras 3.3 e 3.4, verifica-se que o fluxo natural produz uma rápida variação de alta amplitude na tensão no rotor que decai com a constante de tempo estatórica. Através da Equação 3.13 é possível ver que a amplitude da tensão será maior quanto maior for o afundamento e quanto

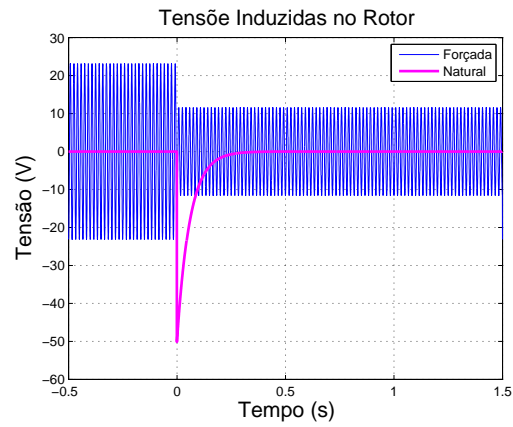


Figura 3.3: Componentes natural e forçada da tensão induzida no rotor no referencial fixo no estator para um afundamento trifásico de 50% e velocidade igual a 2340 RPM.

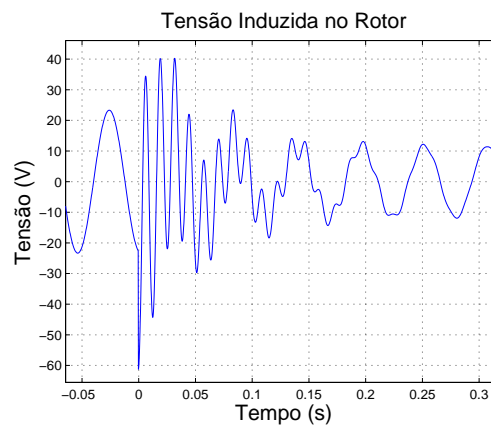


Figura 3.4: Tensão induzida no rotor no referencial fixo no rotor para um afundamento trifásico de 50% e velocidade igual a 2340 RPM.

maior for a velocidade rotacional da máquina.

É possível deduzir a amplitude máxima da tensão induzida no rotor através da manipulação da Equação 3.14, resultando em uma tensão máxima aproximadamente igual a:

$$\left| \vec{v}_{r_a \max}^r \right| \approx \frac{L_m}{L_s} (V_2 |s| + (1 - s) (V_1 - V_2)). \quad (3.15)$$

O pior caso, isto é, quando a tensão atinge o valor máximo, será quando a tensão remanescente (V_2) for zero e a velocidade for a maior possível. Para o gerador em questão no pior caso $s = -0.3$ e como $V_1 = 180V$, tem-se:

$$\left| \vec{v}_{r_a \max}^r \right| \approx \frac{1}{k_{sr}} \frac{L_m}{L_s} (1 - s) V_1 \approx 100V, \quad (3.16)$$

onde k_{sr} é a relação de transformação do rotor para o estator e é igual a 2. Essa tensão se aproxima do valor nominal da tensão rotórica do gerador que é 110V.

A tensão no rotor atinge o seu maior valor quando o afundamento ocorre no momento que a tensão no estator passa por um ponto máximo ou mínimo. Nesse caso a máxima tensão aparece logo no início do afundamento. Caso a tensão no estator estiver passando pelo zero quando ocorre o afundamento, a máxima tensão induzida aparecerá 1/4 de ciclo após o instante inicial. Se a constante de tempo estatórica for grande, a máxima tensão atingida será próxima nos dois casos, porém se ela for pequena o segundo caso apresentará uma tensão máxima menor.

A análise realizada até aqui diz respeito ao comportamento do sistema assim que ocorre o afundamento. Logicamente na recuperação da tensão após o afundamento também ocorre uma mudança no fluxo de estator e assim surgindo também uma componente natural. A mesma formulação utilizada até aqui é válida, no entanto o V_1 troca de posição com o V_2 .

Analisando a Equação 3.12 tem-se que a tensão forçada na recuperação será maior que no caso anteriormente analisado, enquanto através de 3.13 tem-se que a tensão natural terá mesma amplitude, porém com sinal invertido. Assim o comportamento das tensões induzidas é o mesmo, porém

quanto à amplitude distinguem-se três casos:

- Se a duração do afundamento for maior que a constante de tempo estatórica, o fluxo natural terá praticamente se extinguido quando aparecerá um novo fluxo natural devido à recuperação. Como a tensão forçada na recuperação é maior, o pico de tensão também o será;
- Se a duração do afundamento for menor que a constante de tempo estatórica, o fluxo natural ainda não terá se extinguido quando ocorre a recuperação. Nessa consição há duas possibilidades:
 - Caso o fluxo natural devido à recuperação tiver sinal oposto ao fluxo natural devido ao afundamento, a tensão natural induzida no rotor no momento da recuperação será menor que aquela induzida no instante do afundamento;
 - Caso o fluxo natural devido à recuperação tiver sinal igual ao fluxo natural devido ao afundamento, a tensão natural induzida no rotor no momento da recuperação será maior que aquela induzida no instante do afundamento.

A Figura 3.5 mostra a tensões induzidas no rotor quando o afundamento é suficientemente longo para extinção da componente natural. Para uma melhor visualização, os resultados são apresentados para uma máquina com a constante de tempo estatórica 10 vezes maior que a do gerador em estudo.

Para que os fluxos naturais no instante do afundamento e na recuperação estejam em oposição é necessário que a fase da tensão no afundamento e na recuperação sejam próximas. No pior caso estes fluxos estarão em fase quando há uma diferença de 90^0 de ângulo entre o momento de ocorrência do afundamento e a recuperação. A Figura 3.6 ilustra ambos os casos.

É interessante observar que os casos analisados para a recuperação são válidos para o caso de a tensão se recuperar instantaneamente. Em sistemas reais a volta do afundamento é na maioria das vezes mais suave, portanto a tensão induzida não apresentará picos tão significativos quanto os previstos teoricamente.

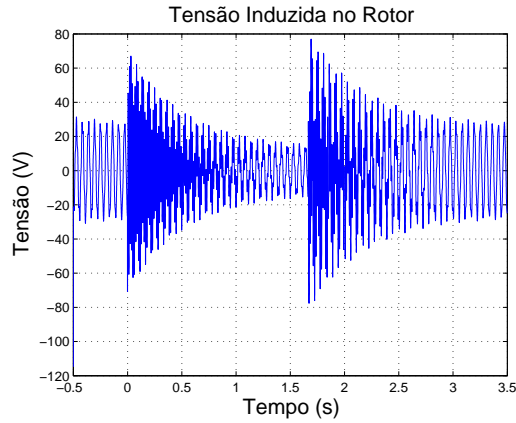


Figura 3.5: Tensão induzida no rotor no referencial fixo no rotor para uma velocidade igual a 2340 RPM quando submetido a um afundamento trifásico de 50% com duração de 100 ciclos.

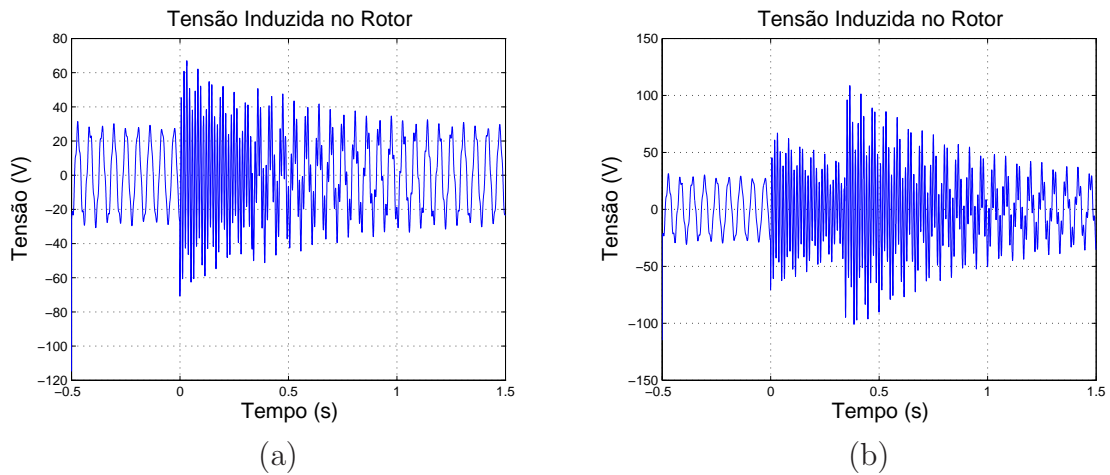


Figura 3.6: Tensão induzida no rotor noreferencial fixo no rotor para uma velocidade igual a 2340 RPM quando submetido a um afundamento trifásico de 50% com duração de 20 ciclos.

(a) - Fluxos naturais no instante do afundamento e da recuperação em oposição;

(b) - Fluxos naturais no instante do afundamento e da recuperação em fase.

3.2.2 Presença do inversor RSC

Reescrevendo a Equação 3.8 no referencial fixo no rotor e substituindo a parcela devido à tensão de estator pela tensão de rotor aberto calculada por 3.14, tem-se:

$$\vec{v}_r^r = \vec{v}_{ra}^r + R_r \vec{i}_r + \sigma L_r \frac{d\vec{i}_r}{dt}, \quad (3.17)$$

Através dessa equação é possível representar o circuito equivalente do rotor através de um circuito RL como mostrado na Figura 3.7.

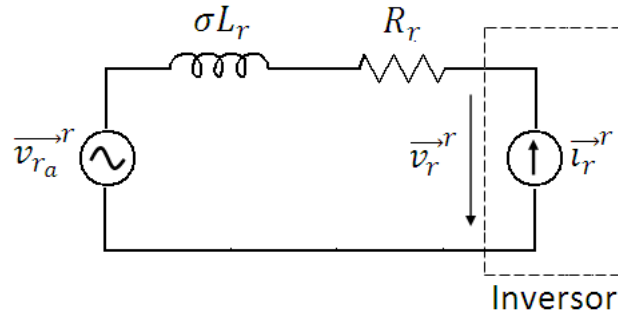


Figura 3.7: Circuito equivalente do rotor.

O conversor é controlado em corrente, portanto dentro da sua faixa de operação ele funciona como uma fonte de corrente. Para que ele funcione como uma fonte de corrente ideal, o RSC deve sintetizar a tensão \vec{v}_r^r , dada pela Equação 3.17. A tensão \vec{v}_{ra}^r é calculada pela Equação 3.14 e representa a parcela da tensão no rotor que depende apenas do fluxo de estator. Com já visto, esta parcela depende da tensão no estator e há uma componente natural durante os transitórios.

Se durante os transitórios o conversor não for capaz de sintetizar a tensão \vec{v}_r^r , as correntes de rotor ficarão descontroladas podendo atingir valores muito altos. Assim sendo, a sobrecorrente que ocorrerá durante os AMT's dependerá da máxima tensão que o inversor poderá sintetizar e também da resistência R_r e da indutância transitória σL_r .

Teoricamente o inversor deve ser capaz de sintetizar uma tensão maior

que a tensão calculada pela Equação 3.15 para que as correntes continuem controladas. Assim, no pior caso o RSC deveria sintetizar uma tensão maior que 100 V, calculada pela Equação 3.16. No entanto, essa situação não é totalmente verdadeira, pois o fluxo estatórico e conseqüentemente a tensão induzida no rotor sofre a influência da corrente que circula pelo rotor.

Para que a influência da corrente de rotor na dinâmica do fluxo possa ser estimada, utiliza-se as Equações 3.1 a 3.4 decompostas no referencial síncrono dq. Para facilitar a análise ao invés de manipular as equações no domínio do tempo como feito para o caso de rotor aberto, é usada a transformada de Laplace para realizar uma análise no domínio da frequência. Assim sendo, através das Equações 3.1 e 3.3 no domínio \mathbf{s} , tem-se que as componentes do fluxo de estator são:

$$\begin{aligned} \psi_{s_d}(\mathbf{s}) = & \frac{L_m R_s (L_s \mathbf{s} + R_s)}{L_s^2 \mathbf{s}^2 + 2L_s R_s \mathbf{s} + \omega_s^2 L_s^2} I_{r_d}(\mathbf{s}) + \frac{L_s L_m R_s \omega_s}{L_s^2 \mathbf{s}^2 + 2L_s R_s \mathbf{s} + \omega_s^2 L_s^2} I_{r_q}(\mathbf{s}) + \\ & + \frac{L_s^2 (\mathbf{s} + R_s / L_s)}{L_s^2 \mathbf{s}^2 + 2L_s R_s \mathbf{s} + \omega_s^2 L_s^2} V_{s_d}(\mathbf{s}) \end{aligned} \quad (3.18)$$

$$\begin{aligned} \psi_{s_q}(\mathbf{s}) = & \frac{L_m R_s (L_s \mathbf{s} + R_s)}{L_s^2 \mathbf{s}^2 + 2L_s R_s \mathbf{s} + \omega_s^2 L_s^2} I_{r_q}(\mathbf{s}) - \frac{L_s L_m R_s \omega_s}{L_s^2 \mathbf{s}^2 + 2L_s R_s \mathbf{s} + \omega_s^2 L_s^2} I_{r_d}(\mathbf{s}) + \\ & + \frac{L_s^2 \omega_s}{L_s^2 \mathbf{s}^2 + 2L_s R_s \mathbf{s} + \omega_s^2 L_s^2} V_{s_q}(\mathbf{s}) \end{aligned} \quad (3.19)$$

Nas Equações 3.18 e 3.19 usou-se a simplificação de que $R_s^2 \approx 0$, devido a baixa resistência de estator, e $V_{s_q} = 0$, pois utiliza-se a orientação na tensão da rede, como apresentado no capítulo 2. Outra simplificação possível é apresentada na Equação 3.20 (de Araújo Lima, 2009), de forma que os termos cruzados das componentes se anulam e portanto as o fluxo de estator se simplifica às Equações 3.21 e 3.22.

$$\frac{R_s \omega_s L_m}{L_s s^2 + 2R_s s + \omega_s^2 L_s} \approx 0, \quad (3.20)$$

$$\psi_{s_d}(\mathbf{s}) = \frac{L_m R_s (\mathbf{s} + R_s/L_s)}{L_s (\mathbf{s}^2 + 2(R_s/L_s) \mathbf{s} + \omega_s^2)} I_{r_d}(\mathbf{s}) + \frac{(\mathbf{s} + R_s/L_s)}{\mathbf{s}^2 + 2(R_s/L_s) \mathbf{s} + \omega_s^2} V_{s_d}(\mathbf{s}), \quad (3.21)$$

$$\psi_{s_q}(\mathbf{s}) = \frac{L_m R_s (\mathbf{s} + R_s/L_s)}{L_s (\mathbf{s}^2 + 2(R_s/L_s) \mathbf{s} + \omega_s^2)} I_{r_q}(\mathbf{s}) + \frac{\omega_s}{\mathbf{s}^2 + 2(R_s/L_s) \mathbf{s} + \omega_s^2} V_{s_d}(\mathbf{s}). \quad (3.22)$$

Através das Equações 3.21 e 3.22 observa-se que o fluxo de estator depende da corrente de rotor e da tensão do estator. A parcela referente a tensão do estator mostra que quando ocorre uma transição, como por exemplo um afundamento de tensão, o fluxo apresenta uma dinâmica pouco amortecida que oscila à frequência da rede, como já havia sido previsto anteriormente. A parcela do fluxo de estator dependente da corrente de rotor é influenciada pela ação do controle. Como realiza-se um controle de corrente através da imposição da tensão de rotor, utilizando-se as Equações 3.3 e 3.4 na Equação 3.2 tem-se:

$$I_{r_d}(\mathbf{s}) = \frac{1}{\sigma L_r \mathbf{s} + R_r} V_{r_d}(\mathbf{s}) - \frac{\mathbf{s} (L_m/L_s)}{\sigma L_r \mathbf{s} + R_r} \psi_{s_d}(\mathbf{s}) + \frac{\omega_r (\sigma L_r I_{r_q}(\mathbf{s}) + (L_m/L_s) \psi_{s_q}(\mathbf{s}))}{\sigma L_r \mathbf{s} + R_r}, \quad (3.23)$$

$$I_{r_q}(\mathbf{s}) = \frac{1}{\sigma L_r \mathbf{s} + R_r} V_{r_q}(\mathbf{s}) - \frac{\mathbf{s} (L_m/L_s)}{\sigma L_r \mathbf{s} + R_r} \psi_{s_q}(\mathbf{s}) - \frac{\omega_r (\sigma L_r I_{r_d}(\mathbf{s}) + (L_m/L_s) \psi_{s_d}(\mathbf{s}))}{\sigma L_r \mathbf{s} + R_r}. \quad (3.24)$$

As Equações 3.23 e 3.24 mostram que a corrente no rotor depende da tensão imposta pelo inversor, além do próprio fluxo de estator. O último termo dessas equações são os termos de acoplamento entre eixos e podem ser desconsiderados. Assim considerando a função de transferência dos controladores de corrente obtem-se:

$$I_{rd}(s) = \frac{K_p s + K_i}{s(\sigma L_r s + R_r)} (I_{rd}^*(s) - I_{rd}(s)) - \frac{s(L_m/L_s)}{\sigma L_r s + R_r} \psi_{sd}(s), \quad (3.25)$$

$$I_{rq}(s) = \frac{K_p s + K_i}{s(\sigma L_r s + R_r)} (I_{rd}^*(s) - I_{rq}(s)) - \frac{s(L_m/L_s)}{\sigma L_r s + R_r} \psi_{sq}(s), \quad (3.26)$$

É possível representar a relação entre as Equações 3.21 a 3.26 através do diagrama de blocos da Figura 3.8, onde G_c é a função de transferência do controlador e v_{rcomp} é a compensação, já apresentados no capítulo 2. Como a dinâmica das duas componentes são similares, omitiu-se os subscritos d e q nessa figura.

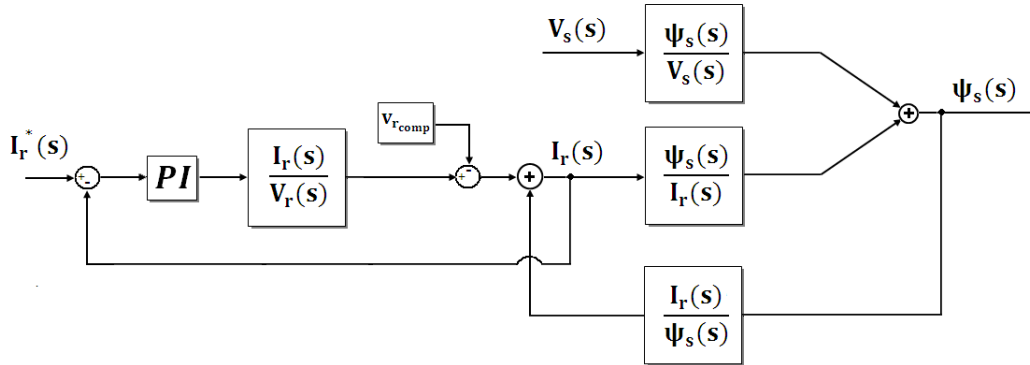


Figura 3.8: Diagrama de blocos representativo do efeito do controle no fluxo de estator.

Durante um afundamento é possível considerar que a referência de corrente (I_{rd}^*) é praticamente constante, já que foram implementadas malhas externas de potência lentas. Assim sendo, simulando o diagrama de blocos da Figura 3.8 obtém-se os fluxos de estator de eixo direto durante um afundamento trifásico apresentados na Figura 3.9. Esses gráficos exibem o fluxo quando não considera-se corrente circulando pelo rotor (rotor aberto) e quando tem-se a ação do controle de corrente. A Figura 3.9(a) mostra a resposta quando o controle age de forma que a corrente de rotor esteja em fase com o fluxo de estator, sendo possível verificar que o decaimento do fluxo

natural se torna mais lento que no caso de rotor aberto. Já a Figura 3.9(b) exibe o resultado para a corrente em anti-fase com o fluxo, mostrando que o decaimento do fluxo natural é acelerado. Essas afirmações estão de acordo com o que demonstra López et al. (2008b).

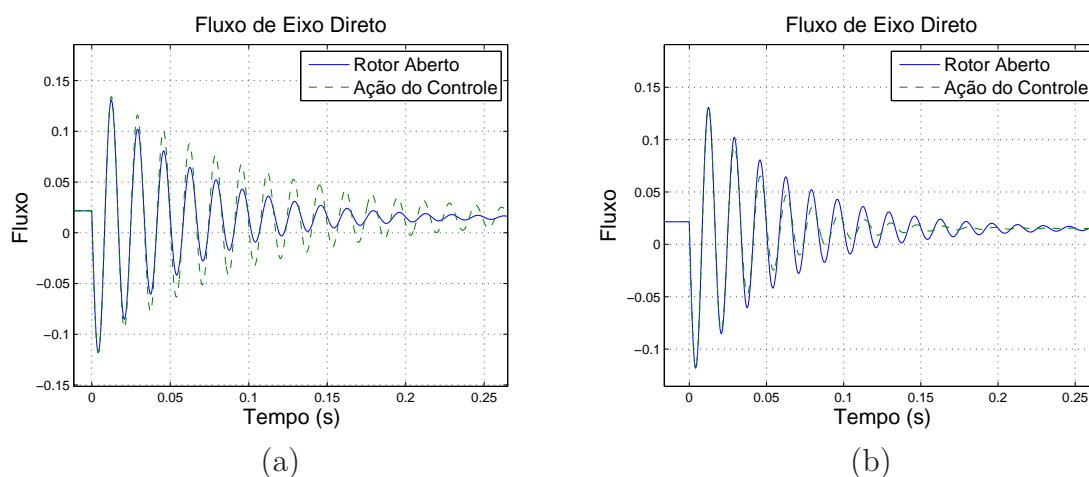


Figura 3.9: Fluxo de eixo direto simulado durante um afundamento:

- (a) - Para uma corrente de rotor em fase com o fluxo;
- (b) - Para uma corrente de rotor em anti-fase com o fluxo.

Ainda em López et al. (2008b) é demonstrado que caso o ganho proporcional do PI for significativamente maior que o ganho integral, a corrente no rotor estará quase em anti-fase com o fluxo e portanto acelera o decaimento do fluxo natural. No caso contrário, a corrente estará aproximadamente em fase com o fluxo natural, retardando o decaimento. Para o ajuste dos controladores utilizando a técnica MO apresentado no capítulo 2, o ganho integral (100,0) é significativamente maior que o ganho proporcional (1,0), portanto espera-se que o fluxo natural decaia com uma constante de tempo maior que a constante de tempo estatórica.

A análise anterior é válida se o inversor agir como uma fonte de corrente ideal, isto é, a tensão demandada pelo controle possa ser imposta ao rotor do gerador. Caso o RSC não seja capaz de sintetizar essa tensão, as correntes perderão o controle podendo atingir valores proibitivos para o inversor acarretando a sua queima. Sendo assim, deve-se procurar formas de proteger o inversor seja através de circuitos passivos ou de estratégias de controle, como será visto no capítulo 5.

3.3 Resultados Experimentais

A fim de validar os resultados teóricos anteriormente encontrados, foi utilizada a bancada experimental descrita no capítulo 2. Inicialmente descreve-se os dispositivos utilizados para gerar experimentalmente os AMT's equilibrados na bancada. Posteriormente, analisa-se separadamente os resultados da máquina com rotor aberto e com a presença do RSC.

3.3.1 Geradores de AMT's Equilibrados

A norma IEC61000 (IEC, 2004) que contempla testes para equipamentos em geral, apenas recomenda testes de afundamentos desequilibrados, no entanto a norma IEC61400-21 (IEC, 2004) que é específica para sistemas eólicos recomenda também testes de afundamentos equilibrados, como já foi mostrado na Tabela 1.2. Sendo assim, utilizaram-se dois dispositivos para geração desses distúrbios:

- Gerador de AMT 1: consiste em uma fonte de tensão programável (fabricante Pacific, modelo 360-ASX, corrente nominal 17 A). Nesta fonte é possível programar o perfil de onda da tensão. Assim é possível programar o afundamento desejado com bastante flexibilidade, porém esta fonte tem a desvantagem de não ser reversível, isto é, ela não permite fluxo de potência entrando em seus terminais. Sendo assim, esse equipamento só será utilizado em testes em que o DFIG não estará gerando energia;
- Gerador de AMT 2: consiste em um transformador isolador e indutâncias entre a rede e a bancada. Um motor de indução em gaiola de 3 cv foi colocado em paralelo com o sistema. O eixo desse motor foi travado mecanicamente, então ao energizar o motor por meio de um contactor, a alta corrente drenada na partida do motor (cerca de 60 A) provoca uma queda de tensão nas indutâncias, gerando assim um afundamento equilibrado para o DFIG. A amplitude do afundamento é variada através da inserção ou retirada de indutâncias e a duração através do tempo de acionamento do contactor. Esse dispositivo está mostrado na Figura 3.10.

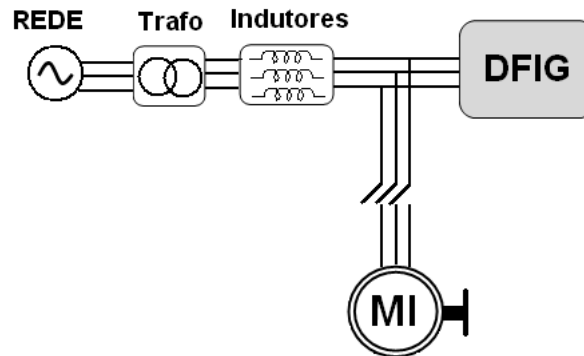


Figura 3.10: Gerador de afundamentos trifásicos.

A seguir são mostrados os resultados utilizando-se esses dispositivos para gerar afundamentos no DFIG da bancada de testes.

3.3.2 Rotor Aberto

Para os ensaios em rotor aberto, as conexões entre o RSC e o rotor foram retiradas, impedindo a circulação de corrente. O gerador foi então levado a velocidade que se deseja fazer o ensaio pelo simulador de turbinas. Com o sistema em estado estacionário, aplicou-se o afundamento de tensão e mediram-se as tensões induzidas no rotor aberto.

Como o teste em rotor aberto não pressupõe o fornecimento de energia para a rede, para realizar os afundamentos trifásicos foi utilizado o Gerador de AMT 1. Para este teste essa fonte foi programada de forma a realizar um afundamento para 0% nas três fases, isto é, uma interrupção momentânea de tensão.

A Figura 3.11 mostra a comparação entre o resultado teórico e o experimental da tensão induzida em uma fase do rotor para um afundamento total, quando a máquina acionante impõe uma velocidade de 2340 RPM.

Observa-se que o resultado obtido teoricamente está de acordo com o resultado experimental, havendo apenas uma pequena diferença na amplitude. Esse é o pior caso que pode acontecer para um afundamento trifásico, pois a tensão vai a zero e o gerador está operando na sua velocidade máxima

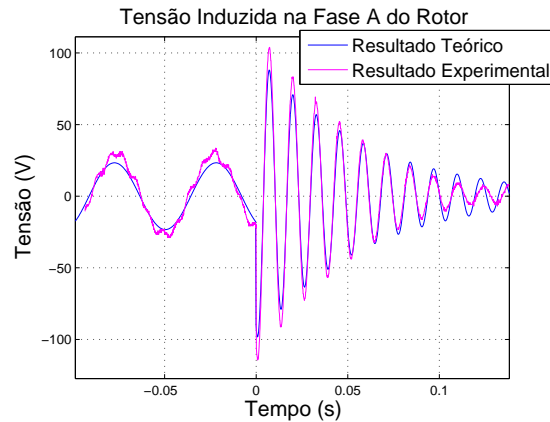


Figura 3.11: Tensão induzida na fase A do rotor para uma interrupção momentânea de tensão e velocidade igual a 2340 RPM.

(escorregamento de -30%), assim o valor de pico alcançado pela tensão é o maior possível. O valor mostrado no gráfico, 105 V, é muito próximo do valor calculado na Equação 3.16, validando assim a análise teórica para o caso trifásico.

3.3.3 Presença do inversor RSC

As estratégias de controle implementadas, assim como o ganho dos controladores influenciam bastante o desempenho do DFIG durante um afundamento. Para analisar essa influência na bancada experimental afundamentos trifásicos foram realizados para diferentes condições operacionais.

Para esses testes foi utilizado o Gerador de AMT 2. Na realização dos ensaios controlou-se através do GSC a tensão no barramento, sendo que a referência de corrente reativa (eixo q) foi mantida em zero. No RSC controlou-se a potência ativa de forma que a sua referência foi escolhida de tal maneira que a máquina operasse na velocidade desejada. Inicialmente são apresentados resultados em que a corrente de eixo quadratura é mantida em zero (CQZ) e posteriormente analisa-se a influência da inclusão do controle de potência reativa (CPR) no estator. A condição de carga a ser testada é imposta pelo simulador de turbinas, sendo que em cada condição a ser testada escolhe-se um torque fixo.

Realizaram-se testes variando a carga e a velocidade para que o efeito dessas variáveis pudesse ser observado. Esses ensaios estão descritos na Tabela 3.1.

Tabela 3.1: Testes de afundamentos trifásicos realizados na bancada experimental.

<i>Teste</i>	<i>Estratégia de controle</i>	<i>Afundamento (p)</i>	<i>Duração (d) (s)</i>	<i>Velocidade (RPM)</i>	<i>Carga (N.m)</i>
TESTE 1	<i>CQZ</i>	70%	0,73	2090	5,0
TESTE 2	<i>CQZ</i>	70%	0,43	2080	8,0
TESTE 3	<i>CQZ</i>	70%	0,5	1550	8,0
TESTE 4	<i>CPR</i>	70%	0,6	2120	5,0

A tensão característica do afundamento trifásico realizado, está mostrada na 3.12. Sempre o afundamento começará no instante igual a zero e terá uma duração d .

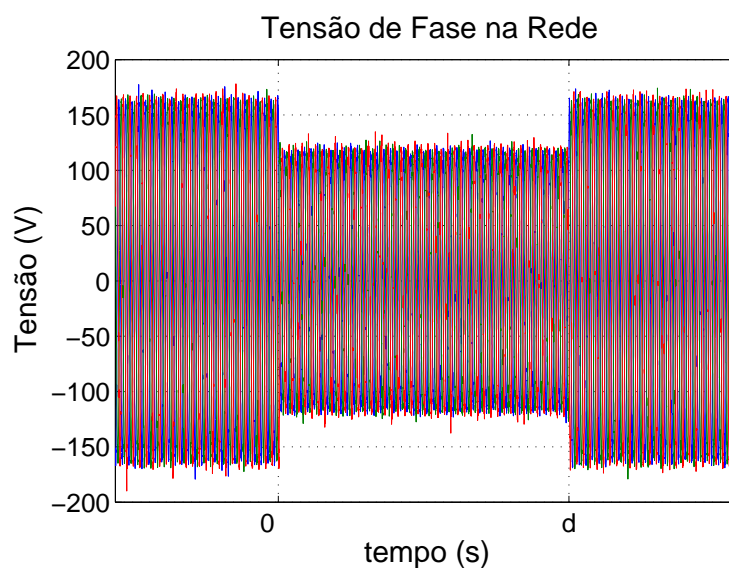


Figura 3.12: Tensões trifásicas no afundamento trifásico para 70%.

Vale ressaltar que os testes de afundamentos foram realizados para condições não muito severas, visando não danificar o sistema com tais ensaios. Um torque de carga de 5 N.m representa 35% do torque nominal, enquanto 8 N.m representa 57%. A velocidade síncrona desse gerador é aproximada-

mante 1800 RPM. Com base nos resultados para esses testes e nos desenvolvimentos teóricos, é possível extrapolar os demais casos.

Nas subseções seguintes são analisados os resultados para as duas estratégias de controle implementadas, corrente quadratura zero e controle de potência reativa, em diferentes condições operacionais.

3.3.3.1 TESTE 1

A variável de maior interesse na análise dos afundamentos é a corrente no rotor, pois as tensões induzidas no rotor provocam sobrecorrentes as quais podem danificar o inversor. A Figura 3.13 mostra a fase A da corrente no rotor. Sempre que necessário mostra-se apenas uma fase para que o comportamento seja melhor visualizado.

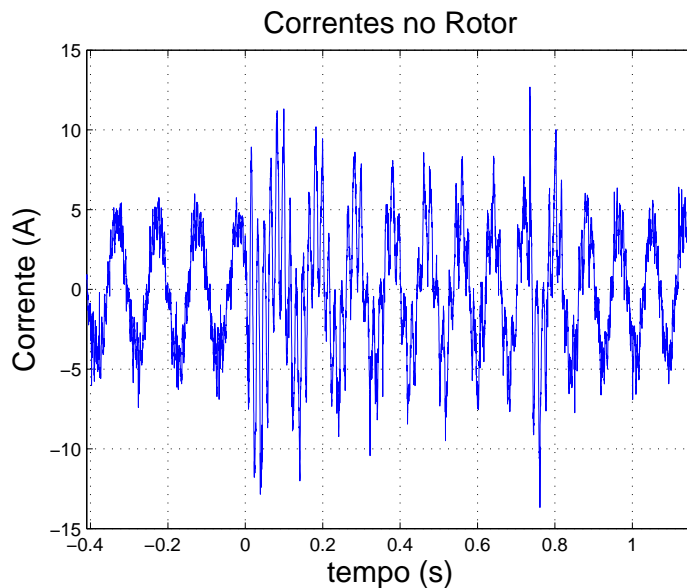


Figura 3.13: Corrente na fase A do rotor no afundamento trifásico para 70%, carga 5 N.m, velocidade 2090 RPM e estratégia CQZ

Observa-se na Figura 3.13 que quando ocorre o afundamento, a corrente apresenta um pico de quase 3 vezes a corrente na condição normal. Esse pico provém da tensão natural induzida no instante do transitório, como já demonstrado anteriormente. Analisando essas correntes pode ser visualizada:

- Uma componente de menor frequência devido a tensão forçada de rotor, que permanece durante todo o afundamento. Essa componente tem a frequência de escorregamento da máquina;
- Uma componente de maior frequência proveniente da tensão natural induzida. Observa-se que essa parcela natural perdura durante quase todo o afundamento, decaindo sua amplitude lentamente. Era esperado que essa componente tivesse uma frequência igual a frequência elétrica do rotor (Equação 3.13), nesse caso em torno de 70 Hz, no entanto observa-se uma frequência menor, cerca de 60 Hz.

Foi verificado que a componente natural decai mais lentamente que a constante de tempo estatórica (0,055s), como já havia sido previsto anteriormente. Além disso, a frequência da componente natural é menor do que o esperado. Essa modificação na frequência ocorre pois as correntes circulando pelo rotor alteram também as correntes no estator, como mostrado na Figura 3.14. Nessa corrente está presente a frequência de 60 Hz imposta pela rede e uma frequência próxima de 10 Hz, proveniente da ação do controle. Dessa forma, o fluxo natural no referencial fixo no estator não será um vetor contínuo, mas sim um vetor que gira a uma baixa frequência.

Na recuperação do afundamento observa-se novamente um pico na corrente de rotor, com a componente natural decaindo mais rapidamente, voltando o sistema rapidamente à operação normal.

Para uma melhor visualização do que acontece com as correntes, a Figura 3.15 mostra as correntes d e q de referência para o controlador e a transformada dq em referencial síncrono das correntes medidas no rotor. Devido a incapacidade de saber com antecedência o momento de ocorrência AMT com o uso do Gerador 2, o ponto inicial do gráfico é o próprio ponto inicial do afundamento. Nesse gráfico a oscilação de maior frequência é mais claramente vista. Observa-se que o controle não consegue atenuar essas oscilações, controlando apenas o valor médio das correntes, isto é a baixa frequência.

A Figura 3.16 mostra a velocidade do gerador que cresce, pois durante o afundamento o torque eletromagnético médio do gerador tende a decrescer. A Figura 3.17 mostra o torque eletromagnético calculado através da corrente de rotor e da tensão no estator. Observa-se que aparece uma oscilação no torque fazendo com que este apresente uma grande oscilação, assumindo inclusive

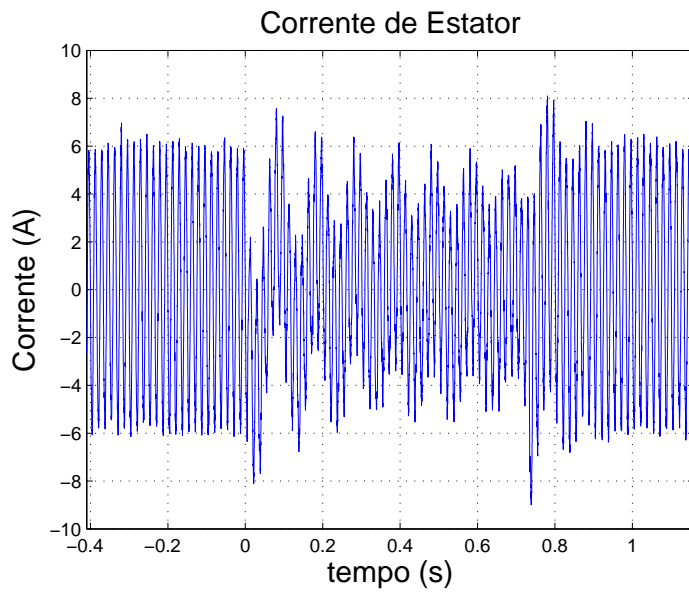


Figura 3.14: Corrente na fase A do estator no afundamento trifásico para 70%, carga 5 N.m, velocidade 2090 RPM e estratégia CQZ

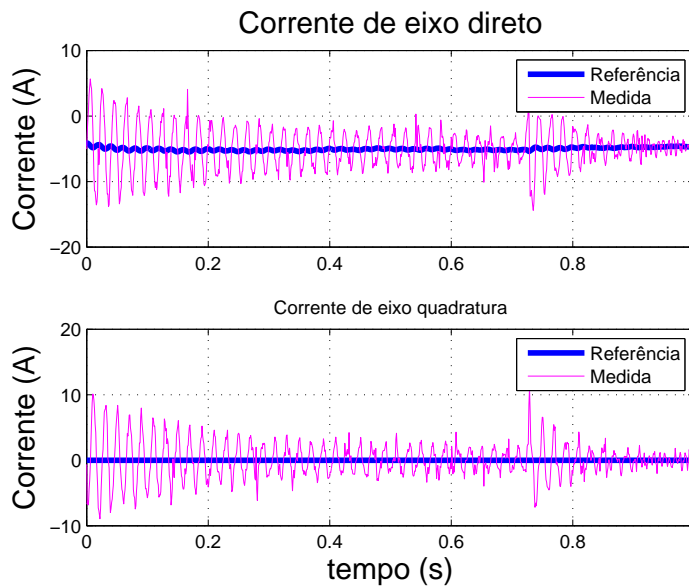


Figura 3.15: Correntes d e q do rotor em referencial síncrono no afundamento trifásico para 70%, carga 5 N.m, velocidade 2090 RPM e estratégia CQZ

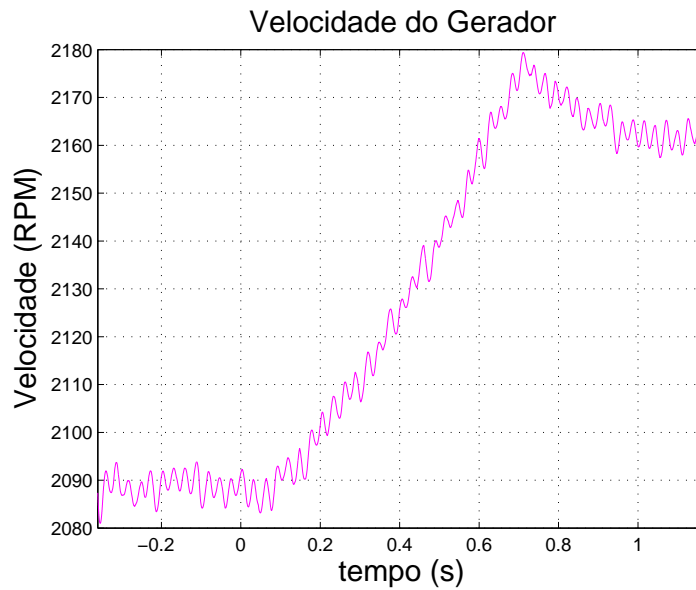


Figura 3.16: Velocidade da máquina no afundamento trifásico para 70%, carga 5 N.m e estratégia CQZ

valores positivos nos instantes iniciais do afundamento. Essa oscilação tem frequência de 50 Hz dada pela frequência da componente natural (60 Hz) menos a frequência de escorregamento (10 Hz). Essa vibração não se reflete na velocidade, pois a inércia do sistema “filtra” o torque, fazendo com que apenas o seu valor médio afete a velocidade. No entanto, para um sistema real essa oscilação causa um grande estresse na caixa de transmissão, provocando uma redução na sua vida útil, o que não é desejável.

A componente natural também se reflete na potência que flui pelo estator, como mostrado na Figura 3.18. A oscilação na potência gerada pelo sistema é inaceitável, pois degrada a qualidade de energia na rede elétrica, já deteriorada pelo AMT. Observa-se também nos gráficos que há um pequeno decréscimo no valor médio da potência ativa, enquanto na potência reativa essa diminuição é mais acentuada.

A Figura 3.19 mostra a tensão no barramento CC, onde observa-se que durante o transitório inicial e final do afundamento ocorre uma perturbação na tensão que é rapidamente controlada. Essa perturbação ocorre porque no instante dos transitórios, a tensão natural induzida assume um valor alto, enquanto a tensão sintetizada pelo inversor é baixa. Assim a diferença de

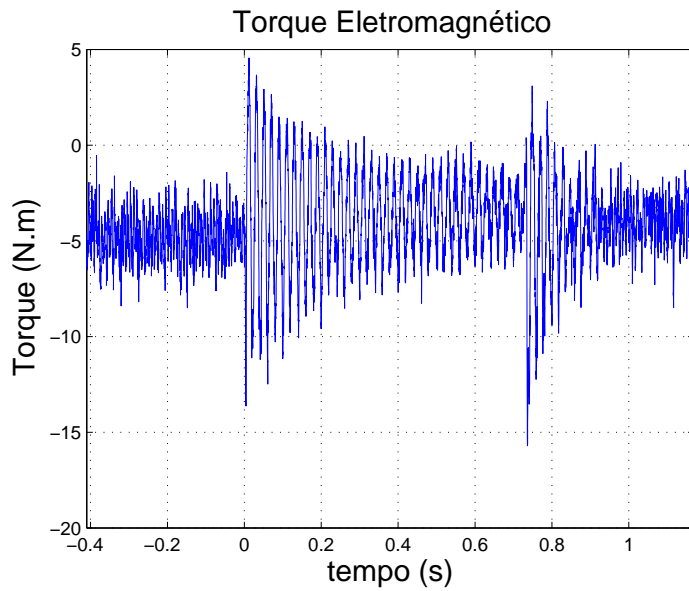


Figura 3.17: Torque eletromagnético estimado do gerador no afundamento trifásico para 70%, carga 5 N.m, velocidade 2090 RPM e estratégia CQZ

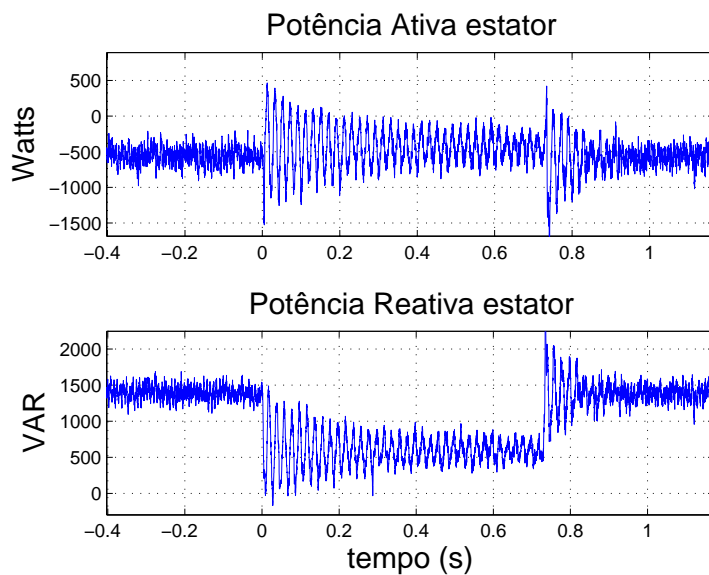


Figura 3.18: Potência estimada no estator no afundamento trifásico para 70%, carga 5 N.m, velocidade 2090 RPM e e estratégia CQZ

potencial faz com que surja uma corrente que flui do rotor para o barramento. Ademais, tem-se o efeito da queda de tensão no GSC devido ao AMT.

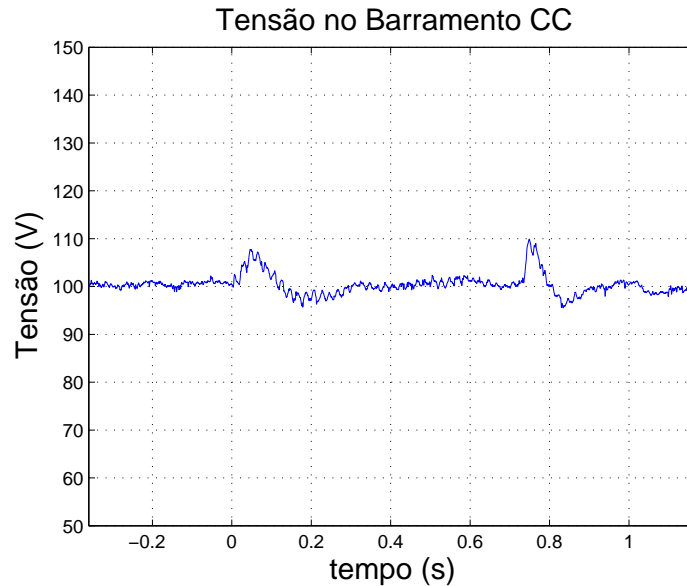


Figura 3.19: Tensão no barramento CC no afundamento trifásico para 70%, carga 5 N.m, velocidade 2090 RPM e e estratégia CQZ

Por fim, para a mesma condição operacional analisada, aumentou-se a frequência de corte das malhas de controle de corrente de rotor de 55 Hz para 95 Hz e ensaiou-se novamente um afundamento com duração de 0,39s. A Figura 3.20 mostra que para essa condição o fluxo natural decai muito mais rápido e que a oscilação desloca-se de 60 Hz, no caso anterior, para 65 Hz. No caso de a frequência de corte ser diminuída para 18 Hz, caso que não será mostrado, a oscilação desloca-se para 50 Hz. Sendo assim, verifica-se que o ajuste dos controladores afeta além da dinâmica de decaimento do fluxo natural, a frequência de giro desse fluxo.

3.3.3.2 TESTE 2

Configura-se novamente os controladores de corrente no rotor para a faixa de frequência dada pelo ajuste pelo método MO (55 Hz) e realiza-se o TESTE 2 para verificar a influência da variação do torque no comportamento do DFIG durante o AMT. A Figura 3.21 exhibe o comportamento das correntes

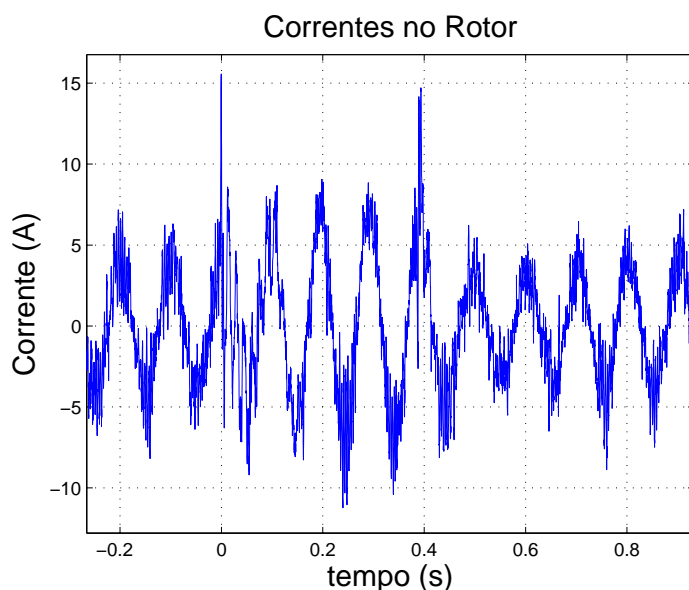


Figura 3.20: Corrente na fase A do rotor no afundamento trifásico para 70%, carga 5 N.m e velocidade 2100 RPM, estratégia CQZ, para a malha de corrente ajustada para uma frequência de corte de 95 Hz.

de rotor nesse caso.

A Equação 3.15 indica que a tensão máxima induzida no caso do rotor aberto é dependente apenas da velocidade e da amplitude do afundamento. No caso em que se controlam as correntes de rotor, apesar de haver uma modificação no fluxo, como visto anteriormente, espera-se que a máxima tensão induzida também seja dependente desses parâmetros. Assim, para um mesmo afundamento e mesma velocidade, a tensão máxima é praticamente a mesma independentemente da carga. Para uma condição de pequena carga, a corrente que circula pelo rotor também é pequena, portanto a tensão sintetizada pelo inversor também é pequena. Desse modo, um afundamento representa uma variação percentual de tensão induzida maior quanto menor for a carga. Por isso vê-se na Figura 3.13 que a corrente de rotor durante o afundamento cresce mais em relação à corrente em regime normal, quando comparada à Figura 3.21 com maior carga.

Apesar do impacto do afundamento ser maior em cargas menores, nessas condições o inversor estará operando com apenas uma parcela de corrente da sua capacidade nominal, representando assim menor risco de dano. Além

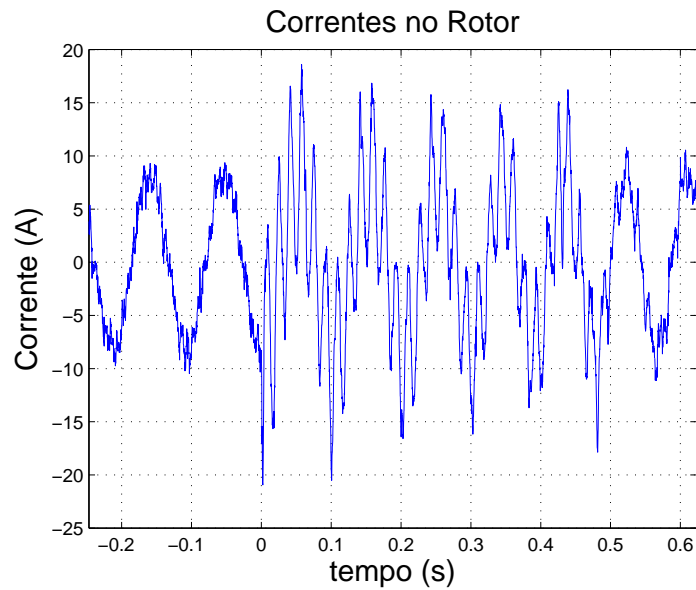


Figura 3.21: Corrente na fase A do rotor no afundamento trifásico para 70%, carga 8 N.m, velocidade 2080 RPM e estratégia CQZ

disso, os controladores operam bem abaixo do seu limite, o que confere uma maior capacidade de manter as correntes sobre controle. Comparando os picos de corrente das Figuras 3.13 e 3.21, observa-se que para a carga maior a corrente máxima é maior, então nessa condição o conversor RSC está mais sujeito a se danificar.

Nesse caso também se observa uma oscilação na componente natural de 60 Hz e que ela também se estende durante todo o AMT. Na Figura 3.22 também é possível ver a componente natural de 10 Hz na corrente estator.

As demais variáveis são similares ao caso anterior e portanto não serão apresentadas.

3.3.3.3 TESTE 3

Anteriormente ensaiou-se o gerador na velocidade supersíncrona, então para observar o efeito da velocidade no desempenho do sistema, manteve-se a carga constante e diminuiu-se a velocidade para uma operação subsíncrona (TESTE 3).

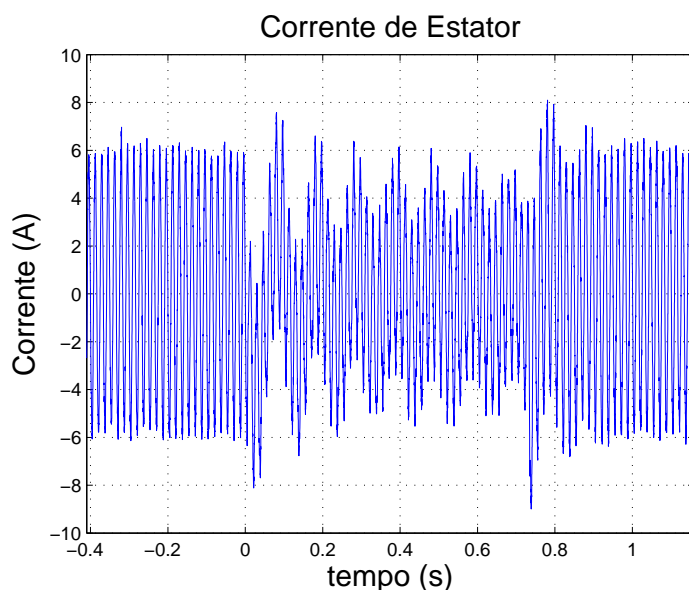


Figura 3.22: Corrente na fase A do estator no afundamento trifásico para 70%, carga 5 N.m, velocidade 2090 RPM e estratégia CQZ

As correntes no rotor são mostradas na Figura 3.23, onde observa-se que a componente natural decai mais rapidamente que no caso supersíncrono. Em (Oliveira, 2009) é demonstrado que a utilização do controle de corrente no rotor faz com que os pólos da dinâmica estatórica variem com a velocidade de operação da máquina, sendo mais rápidos quanto menor for a velocidade. Sendo assim, quanto menor a velocidade mais rápido a componente natural se atenua, assim como observado no resultado experimental. A frequência da oscilação nesse caso tem seu valor por volta de 42 Hz, pois a frequência elétrica é 52 Hz e a componente natural no estator mais uma vez está em torno de 10 Hz.

O decréscimo no torque eletromagnético, mostrado na Figura 3.24, é mais perceptível nesse caso devido a maior carga do gerador. No início e na recuperação do afundamento observa-se um pico que eleva o torque momentaneamente. Esse pico se reflete na velocidade, exibida na Figura 3.25, devido a seu elevado valor e devido a baixa inércia do sistema. Essa variação brusca não existiria em um sistema real devido a grande inércia da turbina.

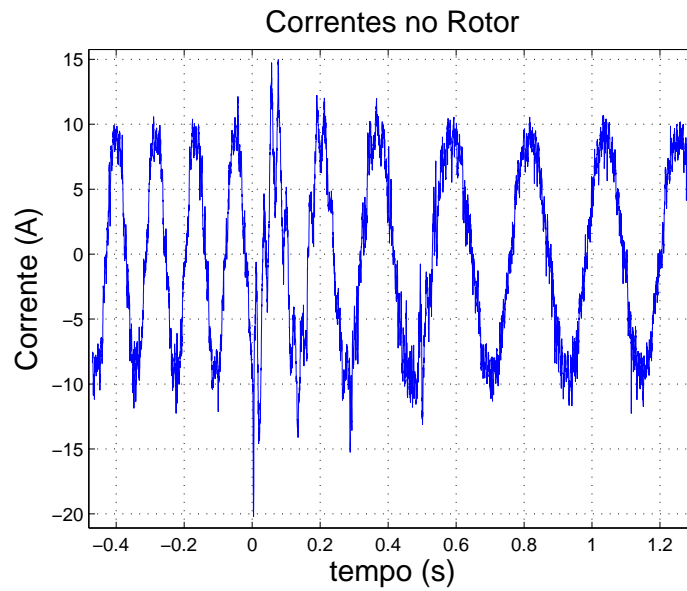


Figura 3.23: Corrente na fase A do rotor no afundamento trifásico para 70%, carga 8 N.m, velocidade 1550 RPM e estratégia CQZ

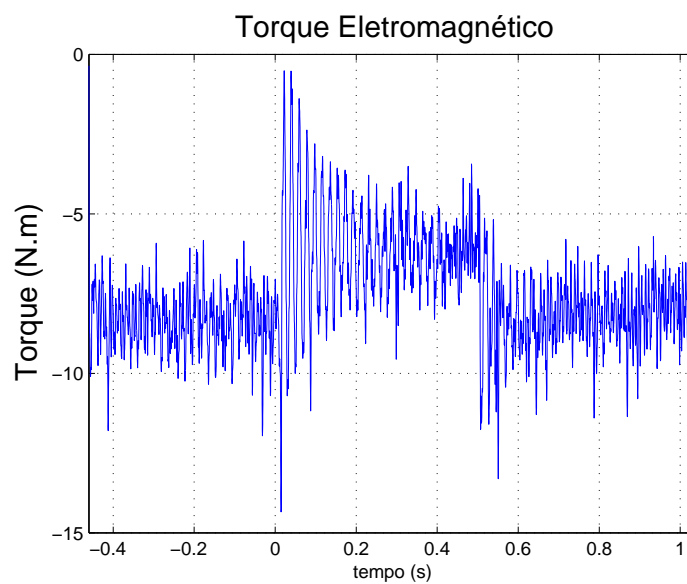


Figura 3.24: Torque eletromagnético estimado do gerador no afundamento trifásico para 70%, carga 8 N.m, velocidade 1550 RPM e estratégia CQZ

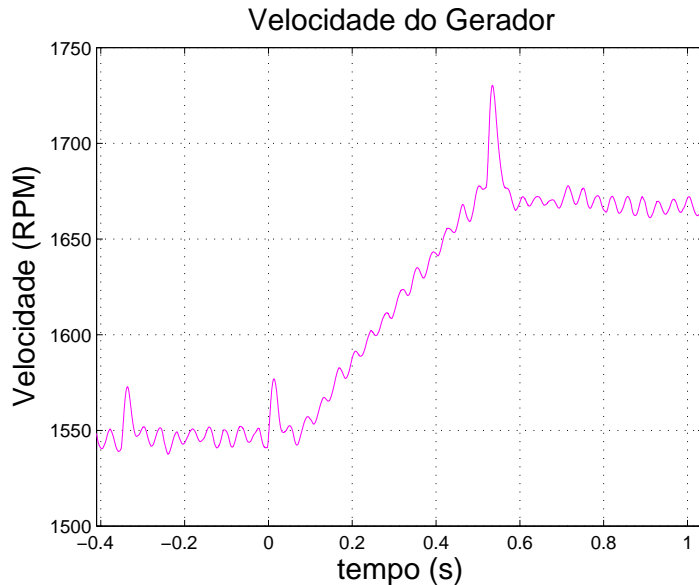


Figura 3.25: Velocidade da máquina no afundamento trifásico para 70%, carga 8 N.m e estratégia CQZ

3.3.3.4 TESTE 4

Para o TESTE 4 utiliza-se condições próximas à do TESTE 1, porém inclui-se o controle de potência reativa com referência igual a 500 W. Observa-se através da Figura 3.18 que quando não impõe-se corrente de eixo quadratura no rotor a operação pressupõe um consumo de 1500 W de potência reativa pelo estator do gerador. O ideal seria trabalhar com fator de potência unitário, no entanto esta operação necessitaria uma alta corrente no rotor que durante um afundamento ocasionaria sobrecorrentes maiores ainda, o que é indesejável, portanto utilizou-se um valor de referência da potência reativa condizente com a operação segura do sistema.

A Figura 3.26 mostra que em regime permanente a corrente apresenta um valor maior que para a mesma condição de carga do TESTE 1 devido ao controle de potência reativa. Sendo assim, durante os instantes iniciais do afundamento a corrente atinge valores maiores que no TESTE 1, porém a variação percentual da corrente quando comparada à operação normal é menor pelo mesmo motivo já apresentado para o efeito da variação da carga no gerador. As oscilações naturais de corrente também ocorrem em torno de

60 Hz e esta componente está presente durante todo o afundamento.

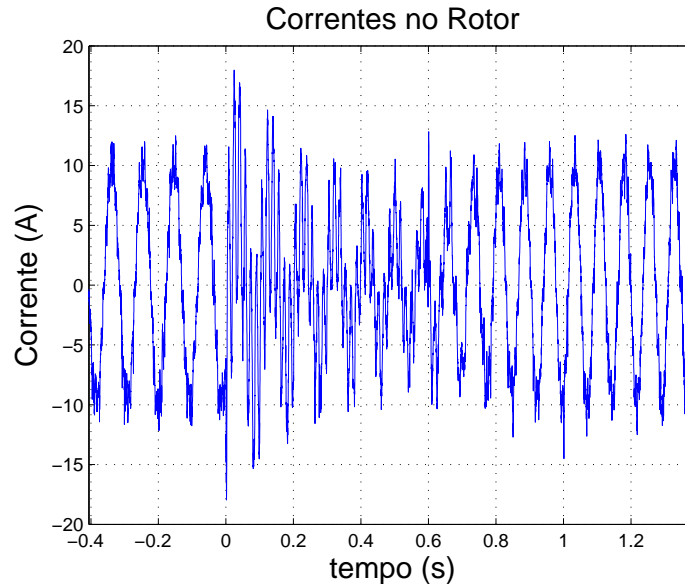


Figura 3.26: Corrente na fase A do rotor no afundamento trifásico para 70%, carga 5 N.m, velocidade 2120 RPM e estratégia CPR

No decorrer do afundamento verifica-se na Figura 3.26 que a corrente no rotor diminui, pois o valor médio da potência reativa decresce e assim há uma menor necessidade de imposição de correntes no rotor para controlar a mesma potência reativa. A atuação do controle, que diminui a referência da corrente eixo quadratura, é ilustrada na Figura 3.27. A Figura 3.28 exibe o comportamento oscilatório das potências durante o afundamento de tensão.

Verifica-se com esse teste que o único efeito da inclusão do controle de potência reativa é diminuição das correntes ao longo do afundamento, no entanto para uma mesma carga as correntes maiores na operação normal ocasionam sobrecorrentes maiores durante os instantes iniciais do afundamento, o que torna a operação do conversor mais próxima dos limites. O controle de potência reativa não provoca mudanças maiores no comportamento geral, pois esse controle é ajustado de forma que o sistema em malha fechada tenha uma resposta lenta (frequência de corte de aproximadamente 5 Hz) e assim a atuação do controle de corrente é preponderante. Caso o controle de potência seja rápido, durante o afundamento este controle atuará de forma a acompanhar as oscilações da potência, prejudicando ainda mais

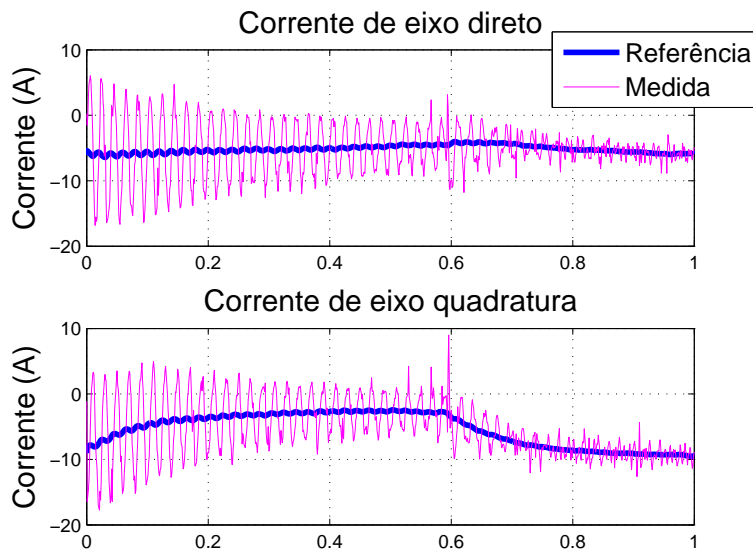


Figura 3.27: Correntes do rotor em referencial síncrono dq no afundamento trifásico para 70%, carga 5 N.m, velocidade 2120 RPM e e estratégia CPR

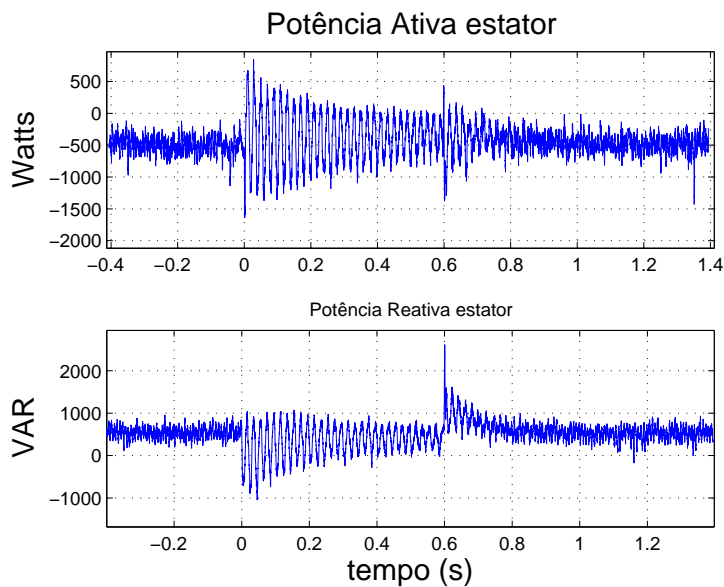


Figura 3.28: Potência estimada no estator no afundamento trifásico para 70%, carga 5 N.m, velocidade 2120 RPM e e estratégia CPR

o impacto do afundamento no DFIG.

3.3.3.5 Excursão das Variáveis

Nas subseções anteriores foram exibidos o comportamento temporal das diversas variáveis durante o afundamento momentâneo de tensão. Esses testes fornecem um indicativo de como a condição de velocidade e carga influenciam o desempenho do sistema durante afundamentos equilibrados. Para que essa influencia seja melhor observada, esta subseção propõe uma análise baseada na máxima excursão das correntes de rotor para diferentes velocidades e cargas.

A Figura 3.29 ilustra o gráfico da variação da corrente no rotor durante o afundamento em função do torque de carga para diferentes velocidades em um afundamento trifásico para 70%. A variação plotado no eixo y é a máxima corrente durante o afundamento dividida pela corrente imposta pelo conversor RSC na operação normal. Desse modo, observa-se que quanto maior a carga menor será a variação percentual da corrente, pois a maior parcela da tensão induzida no rotor durante o afundamento é proveniente da componente natural que não varia com a carga, como já descrito anteriormente.

Comparando as diferentes velocidades no gráfico da Figura 3.29, verifica-se que há uma dependência da variação da corrente com o módulo do escorregamento. Esse feito pode ser confirmado pela Figura 3.30 que exhibe as máximas tensões induzidas no rotor aberto, calculadas pela Equação 3.14. Nesse gráfico a tensão no afundamento trifásico para 70% está destacada e mostra que nesse caso a tensão induzida aumenta com o módulo do escorregamento, sendo que na região supersíncrona esse crescimento é mais acentuado, justificando a maior variação de corrente para 2100 RPM comparado com o 1500 RPM na Figura 3.29. Em afundamentos mais severos a tendência é que a tensão induzida e conseqüentemente a corrente aumente com o aumento da velocidade.

A Figura 3.31 exhibe os valores máximos das correntes no rotor durante o afundamento mostrando que quanto maior a carga, maior o pico de corrente atingido. Nesse gráfico uma comparação entre as velocidades não pode ser feita, já que nos diferentes pontos operacionais as correntes antes do afundamento são diferentes.

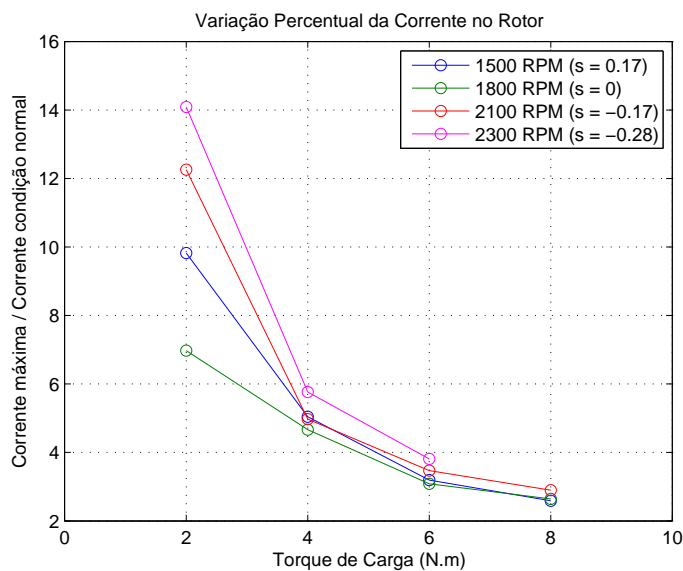


Figura 3.29: Máxima corrente no rotor no afundamento trifásico para 70% dividida pela corrente imposta pelo conversor RSC durante a operação normal.

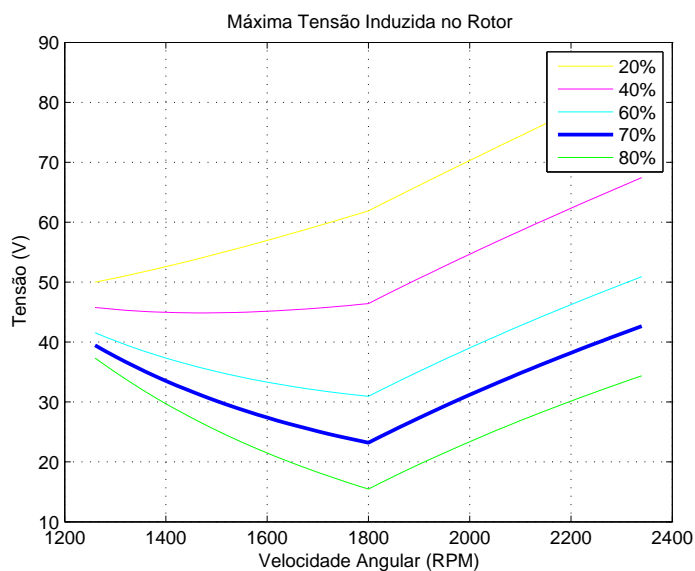


Figura 3.30: Máximas tensões induzidas no rotor aberto para diferentes afundamentos trifásicos, caso rotor aberto

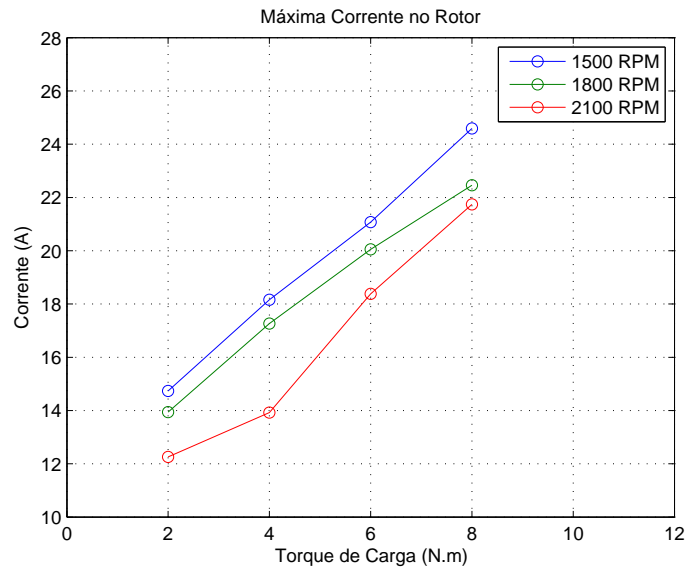


Figura 3.31: Máxima corrente no rotor no afundamento trifásico para 70%.

3.4 Comentários Sobre os Testes

Os testes apresentados na seção anterior foram feitos em condições que atingiram no máximo 57% da potencial nominal do sistema. Além disso, um afundamento para 70%, como ensaiado, é relativamente brando. Com esses testes foi possível verificar que as equações teóricas desenvolvidas descrevem bem a influência das diversas variáveis no comportamento do DFIG. Desse modo, é possível utilizar os testes e as equações para inferir alguns resultados em casos piores, sem a necessidade de testá-los, evitando assim que a bancada experimental seja estressada ao máximo.

Em velocidades maiores, maiores cargas e maiores afundamentos, têm-se os seguintes efeitos sobre as variáveis:

- As correntes de rotor atingirão valores demasiadamente altos quanto maior for o afundamento e quanto maior a velocidade, podendo ocasionar a queima do inversor se nenhuma proteção for utilizada;
- O aumento de velocidade e da carga acentua o fenômeno, pois os controladores do RSC atingirão a saturação e assim não conseguirão atuar

sobre as variáveis controladas;

- A tensão do barramento também crescerá mais, pois a corrente que flui para o capacitor será maior e os controladores do GSC atingirão a saturação mais rapidamente, não conseguindo assim “escoar” essa energia extra para a rede. Nesse ponto é interessante verificar a necessidade da utilização de um “chopper” de frenagem para dissipar a potência excedente;
- O torque e a potência terão oscilações com amplitude maiores, reflexo das oscilações correntes.

Assim sendo, é mandatório a utilização de proteções para que o sistema não seja danificado ou de estratégias para evitar as sobretensões e consequentemente as sobrecorrentes.

A utilização de uma bancada com potência muito menor do que um WECS real também tem efeito sobre os resultados encontrados. Notou-se ao longo do desenvolvimento analítico que a constante de tempo estatístico rege a dinâmica do fluxo natural, porém na bancada utilizada essa constante de tempo é de apenas 100 ms, enquanto em um gerador na faixa de megawatts essa constante atinge valores que podem chegar a segundos. Sendo assim, a dinâmica das tensões e correntes pode ser bastante afetada. Outro fato já citado que influencia os resultados é a baixa inércia do sistema em estudo quando comparada a uma turbina eólica real.

3.5 Considerações Finais

Nos afundamentos trifásicos o principal problema está na componente natural de fluxo a qual induz grandes tensões no rotor, originando altas correntes oscilatórias que podem danificar o inversor. As oscilações produzidas pela componente natural se refletem em pulsações de torque que são inaceitáveis do ponto de vista do acoplamento mecânico entre gerador e turbina, e em oscilações de potência que são indesejáveis para o sistema elétrico.

Através da análise dos resultados experimentais, verificou-se que pela ação do controle pode mudar o comportamento desse fluxo natural, piorando

ou melhorando o desempenho do DFIG durante o afundamento. Sendo assim, no capítulo 5 abordar-se-ão técnicas de controle para tentar melhorar a suportabilidade do sistema. Ademais, serão apresentados resultados experimentais do uso do crowbar, dispositivo que é amplamente utilizado para proteger o conversor das altas correntes originadas durante o afundamento.

Comportamento do DFIG Frente aos AMT's Desequilibrados

4.1 Introdução

Esse capítulo visa realizar um desenvolvimento semelhante ao do capítulo anterior, porém para os afundamentos desequilibrados. De maneira similar, inicialmente será desenvolvida a análise teórica para os afundamentos desequilibrados e posteriormente apresentados os resultados experimentais.

4.2 Análise Teórica

Para a análise teórica dos AMT's desequilibrados novamente serão usadas as equações clássicas da máquina de indução, dadas nas Equações 3.1 a 3.4. As Equações 3.6 a 3.9 deduzidas no capítulo anterior, também será úteis no equacionamento matemático do efeito do afundamento desequilibrado no DFIG.

Enquanto em um sistema trifásico equilibrado têm-se apenas componentes de tensão de sequência positiva, durante um desequilíbrio de tensão surgem também as componentes de sequência negativa (Bollen, 2000). Sendo assim, para analisar o comportamento do DFIG utiliza-se a teoria das componentes simétricas (F.Wagner and Evans, 1933), além do teorema da super-

posição, com será mostrado a seguir.

Decompondo a tensão de estator em componentes simétricas tem-se:

$$\vec{v}_s = \vec{V}_+ e^{j\omega_s t} + \vec{V}_- e^{-j\omega_s t} + \vec{V}_0, \quad (4.1)$$

onde \vec{V}_+ , \vec{V}_- e \vec{V}_0 são, respectivamente, as tensões de sequência positiva, negativa e zero. Usando a transformação de Fortescue (Fortescue, 1918) tem-se que essas componentes são dadas por:

$$\begin{bmatrix} \vec{V}_+ \\ \vec{V}_- \\ \vec{V}_0 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & \vec{a} & \vec{a}^2 \\ 1 & \vec{a}^2 & \vec{a} \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_{s_a} \\ v_{s_b} \\ v_{s_c} \end{bmatrix}, \quad (4.2)$$

onde $\vec{a} = e^{j2\pi/3}$.

Considerando uma máquina com impedâncias simétricas, as componentes de sequência positiva e negativa produzem fluxos que giram com velocidade síncrona em sentido contrário um do outro, enquanto a componente zero não produz nenhum fluxo (López et al., 2008a). Usando o teorema da superposição tem-se então que o fluxo estatórico em estado estacionário é dado pela soma dos fluxos forçados devido à componente de sequência positiva ($\vec{\psi}_{s+}$) e a sequência negativa ($\vec{\psi}_{s-}$). Quando ocorre uma transição, aparece um fluxo natural produzido por cada uma dessas componentes ($\vec{\psi}_{s_{n+}}$, $\vec{\psi}_{s_{n-}}$). Assim existem quatro parcelas de fluxo, duas forçadas e duas naturais, sendo que as componentes naturais podem ser agrupadas:

$$\vec{\psi}_s = \vec{\psi}_{s+} + \vec{\psi}_{s-} + \vec{\psi}_{s_{n+}} + \vec{\psi}_{s_{n-}} = \vec{\psi}_{s+} + \vec{\psi}_{s-} + \vec{\psi}_{s_n}. \quad (4.3)$$

Equivalentemente ao caso em quem se tem apenas sequência positiva, as componentes do fluxo de estator produzem tensões induzidas no rotor que somadas são:

$$\vec{v}_r = v_{r+} + v_{r-} + v_{r_n}. \quad (4.4)$$

Assim como no afundamento equilibrado, primeiro será tratado o caso com rotor aberto, baseado em López et al. (2008a), e posteriormente considerase a presença do RSC.

4.2.1 Rotor Aberto

Para o rotor aberto resolvendo a Equação 3.9 e desprezando a resistência de estator, tem-se que durante o afundamento os fluxos forçados para cada componente simétrica são:

$$\vec{\psi}_{s+} = \frac{V_+}{j\omega_s} e^{j\omega_s t}, \quad (4.5)$$

$$\vec{\psi}_{s-} = -\frac{V_-}{j\omega_s} e^{-j\omega_s t}. \quad (4.6)$$

Assim as tensões forçadas induzidas no rotor por esses fluxos, obtidas através da Equação 3.8, são no referencial do rotor iguais a:

$$\vec{v}_{r+}^r = V_+ \frac{L_m}{L_s} s e^{j\omega_r t}, \quad (4.7)$$

$$\vec{v}_{r-}^r = V_- \frac{L_m}{L_s} (s - 2) e^{-j(2-s)\omega_s t}. \quad (4.8)$$

A tensão induzida devido à sequência positiva tem sua amplitude proporcional ao escorregamento, portanto pequena, e a sua frequência de giro também é pequena. Já a amplitude da tensão induzida pela sequência negativa inclui um fator de 2, podendo ser grande caso a assimetria seja grande. A frequência é próxima de duas vezes a frequência da rede, portanto grande quando comparado à componente de sequência positiva.

Observando as Equações 4.5 e 4.6 verifica-se que os fluxos devido a cada uma das componentes giram em sentido contrário e desse modo o instante de ocorrência do afundamento influencia o comportamento dessas variáveis durante o transitório. Caso quando ocorra o afundamento surjam fluxos de sequência positiva e negativa em oposição, eles se subtraem resultando em um

fluxo igual ao antes da falta e assim não há fluxo natural induzido no rotor. Na hipótese em que no instante que o afundamento ocorre os fluxos estejam alinhados, eles se somam, e assim aparece o maior fluxo natural induzido possível para aquele afundamento. Nesse caso o fluxo natural será dado pela soma dos fluxos naturais de cada uma das componentes e assim:

$$\vec{\psi}_{s_n} = \vec{\psi}_{s_{n+}} + \vec{\psi}_{s_{n-}} = \frac{(V_1 - V_+ - V_-)}{j\omega_s} e^{-t/\tau_s}, \quad (4.9)$$

onde se considerou que antes do afundamento as tensões estão equilibradas e assim existe apenas componente de sequência positiva ($V_+(t < 0) = V_1$ e $V_-(t < 0) = 0$). Para essa condição a tensão induzida é dada por:

$$\vec{v}_{r_n}^r = -\frac{L_m}{L_s} \left(\frac{1}{\tau_s} + j\omega \right) \frac{(V_1 - V_+ - V_-)}{j\omega_s} e^{-t/\tau_s} e^{-j\omega t}. \quad (4.10)$$

Na norma IEC61000-4-34 (IEC, 2004) distinguem-se dois tipos de afundamentos desequilibrados: fase-neutro e fase-fase. As análises para cada caso estão mostradas a seguir.

4.2.1.1 Afundamentos fase-neutro

Esse caso caracteriza-se por apenas umas das fases diminuir a tensão sem mudança de ângulo, como mostrado na Figura 4.1. A tensão remanescente na fase “afundada” é igual a $1-p$, onde p representa a amplitude do afundamento, como mostrado na Figura 4.2. Na literatura este afundamento é classificado como afundamento tipo B (Bollen, 2000). Assim as componentes simétricas são dadas por:

$$\begin{bmatrix} \vec{V}_+ \\ \vec{V}_- \\ \vec{V}_0 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & \vec{a} & \vec{a}^2 \\ 1 & \vec{a}^2 & \vec{a} \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V(1-p) \\ V\vec{a}^2 \\ V\vec{a} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V(1-\frac{p}{3}) \\ -V\frac{p}{3} \\ -V\frac{p}{3} \end{bmatrix}. \quad (4.11)$$

Para esse caso, observando as Equações 4.5 e 4.6 e utilizando as compo-

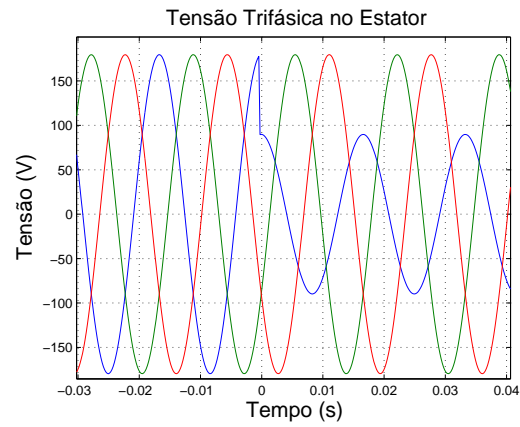


Figura 4.1: Tensões fase-neutro no estator em um afundamento monofásico $t_0 = 0$.

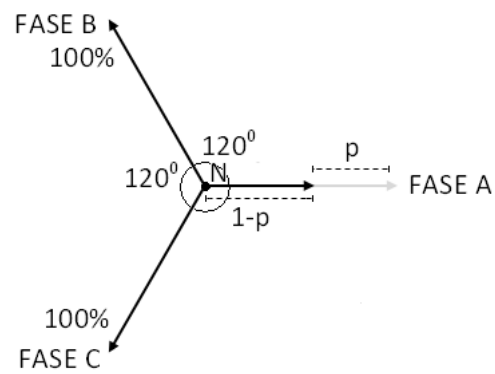


Figura 4.2: Diagrama fasorial da tensão na rede em um afundamento monofásico.

mentes de sequência dadas em 4.11, verifica-se que se o afundamento ocorrer no instante em que a tensão passa por um máximo ($t_0 = 0$), os fluxos de sequência positiva e negativa estão em oposição e assim não há fluxo natural e, conseqüentemente, a tensão natural induzida no rotor é nula. Para essa situação a Figura 4.3(a) mostra a trajetória do vetor espacial do fluxo de estator no plano complexo para um afundamento monofásico para 50%, com a máquina em estudo girando a 2340 RPM. Essa curva foi obtida através da integração da Equação ???. Durante o afundamento o vetor fluxo muda de uma trajetória circular para uma trajetória elíptica, pois os fluxos de sequência positiva e negativa giram com mesma frequência em sentidos contrários, assim duas vezes por ciclo os fluxos estão alinhados, somando-se, e duas vezes estão alinhados, porém em contraposição, assim subtraindo-se. Como não há fluxo natural, logo após o afundamento a elipse já está centrada. Quanto maior o afundamento mais estreita é a elipse descrita pelo fluxo.

Já a Figura 4.3(b) mostra o fluxo estatórico para o mesmo afundamento acontecendo quando a tensão passa pelo zero ($t_0 = T/4$). Nesse caso, no instante em que ocorre o afundamento os fluxos de sequência negativa e positiva estão em fase e se somam, aparecendo assim o fluxo natural maior possível. Assim que acontece o afundamento, a trajetória do vetor fluxo passa a ser uma elipse, porém devido ao ponto de ocorrência o vetor fluxo não está centralizado, surgindo assim o fluxo natural que desloca a elipse novamente ao centro do plano à medida que ele vai se extinguindo.

A Figura 4.4 mostra a tensão induzida na fase A do rotor para o afundamento começando em $t_0 = 0$. Esse gráfico exhibe dois resultados:

- Tensão encontrada substituindo o fluxo calculado pela integração da Equação ??? na Equação 3.6;
- Tensão calculada através da soma das Equações 4.7 e 4.8;

Observa-se que a resposta obtida pelas Equações 4.7 e 4.8 oferecem uma boa aproximação, a menos de uma pequena defasagem observada tanto em estado estacionário, quanto durante o afundamento. Essa defasagem se deve à desconsideração da queda de tensão na resistência estatórica. Em ambas as respostas há a presença da oscilação de menor frequência devido à sequência positiva e uma oscilação de maior frequência proveniente da sequência

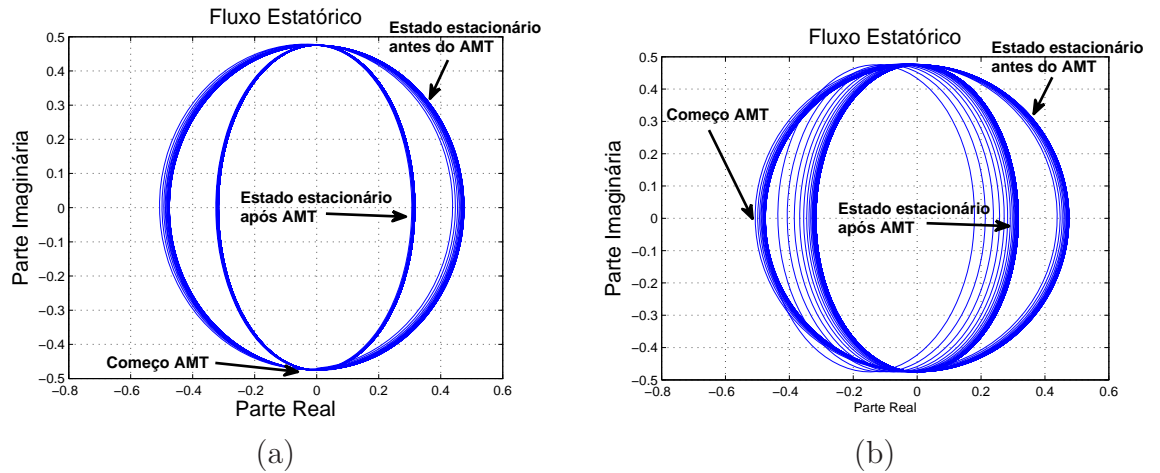


Figura 4.3: Vetor fluxo de estator para um afundamento monofásico de 50%, velocidade de 2340 RPM:

- (a) - Instante de ocorrência do afundamento $t_0 = 0$;
- (b) - Instante de ocorrência do afundamento $t_0 = T/4$.

negativa, a qual resulta também em um aumento de quase duas vezes na amplitude da tensão no rotor, de acordo com o que foi previsto anteriormente.

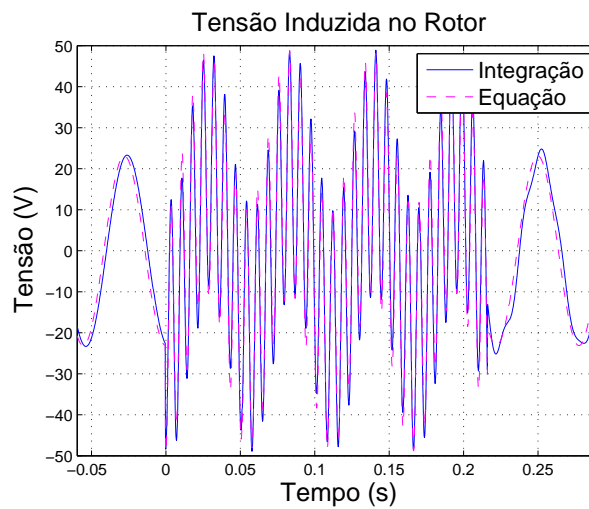


Figura 4.4: Tensão induzida na fase A do rotor para um afundamento monofásico de 50% ocorrendo em $t_0 = 0$, velocidade de 2340 RPM.

Na Figura 4.10 está mostrado o resultado para o afundamento se iniciando quando a tensão no estator passa por zero ($t_0 = T/4$). A resposta dada

pelas Equações 4.7 e 4.8 acrescidas do termo da tensão natural dado por 4.10 também é plotada. Observa-se que no início do afundamento, a componente CC (natural) aumenta um pouco a amplitude das tensões e insere um pequeno transitório que se extingue com a constante de tempo do estator. Após esse transitório a tensão induzida passa ser igual ao caso anterior.

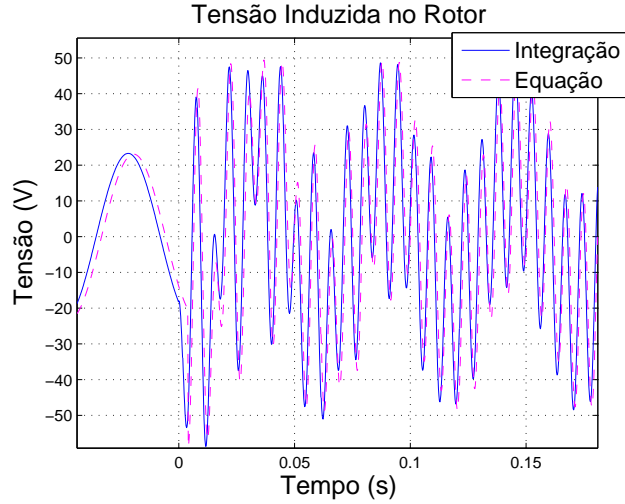


Figura 4.5: Tensão induzida na fase A do rotor para um afundamento monofásico de 50% ocorrendo em $t_0 = T/4$, velocidade de 2340 RPM.

4.2.1.2 Afundamentos fase-fase

Pela norma IEC61000-4-34 (IEC, 2004) são recomendados testes de afundamentos fase-fase caracterizados pela queda na amplitude em uma das fases e com uma mudança de ângulo nas tensões de fase. Nas tensões de linha essa mudança se reflete como um afundamento bifásico, como mostrado na Figura 4.6, onde uma das tensões cai para o valor 1-p e outra apresenta um pequeno decaimento. Para esse tipo de afundamento tem-se que as componentes simétricas são dadas por:

$$\begin{bmatrix} \vec{V}_+ \\ \vec{V}_- \\ \vec{V}_0 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & \vec{a} & \vec{a}^2 \\ 1 & \vec{a}^2 & \vec{a} \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V(U_{L1-N}e^{j\alpha}) \\ V\vec{a}^2 \\ V\vec{a} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V(1 - \frac{p}{2}) \\ -V\frac{p}{2} \\ -V\frac{p}{2} \end{bmatrix}. \quad (4.12)$$

Na Equação 4.12 o cálculo da amplitude remanescente (U_{L_1-N}) e da mudança de ângulo (α) são dados pela norma IEC61000-4-34 (IEC, 2004) e são representados no diagrama da Figura 4.7 . É definido na norma, por exemplo, que em um afundamento para 40% ($p=0,4$) entre as fase A e B a tensão de fase na fase A caia para 53% e o ângulo se desloque 79^0 , enquanto as demais fases permanecem inalteradas. Nesse caso, a tensão entre as fases A-B será 40% sem mudança de ângulo, entre as fase B-C não ocorrerá nenhuma mudança e entre as fases C-A a tensão será 87% e o ângulo se desloque 37^0 .

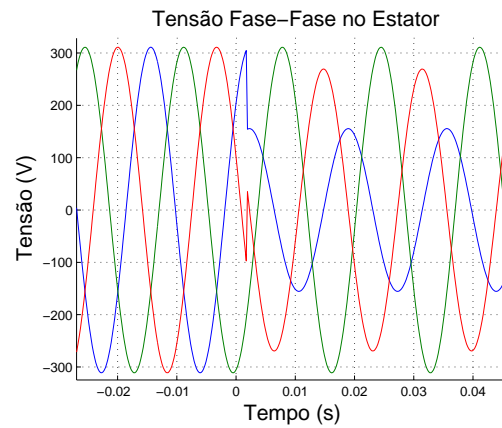


Figura 4.6: Tensões fase-neutro no estator em um afundamento bifásico $t_0 = 0$.

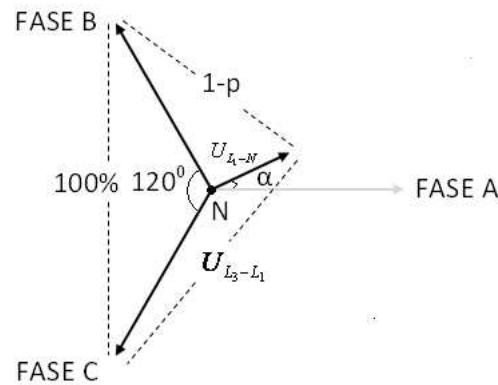


Figura 4.7: Diagrama fasorial da tensão na rede em um afundamento bifásico.

Nos afundamentos bifásicos, quando a tensão fase-fase que diminui para o menor valor durante o afundamento estiver passando por um máximo ($t_0 = 0$)

não aparece fluxo natural. Para essa condição o vetor fluxo de estator está mostrado na Figura 4.8(a), para o afundamento mostrado anteriormente e com a velocidade igual a 2340 RPM. Observa-se que a trajetória do fluxo se torna elíptica, similar ao caso anterior, porém durante o afundamento devido à assimetria nas três fases ele descreve um caminho ligeiramente inclinado. O pior caso ($t_0 = T/4$), isto é, quando aparece o maior fluxo natural, é mostrado na 4.8(b).

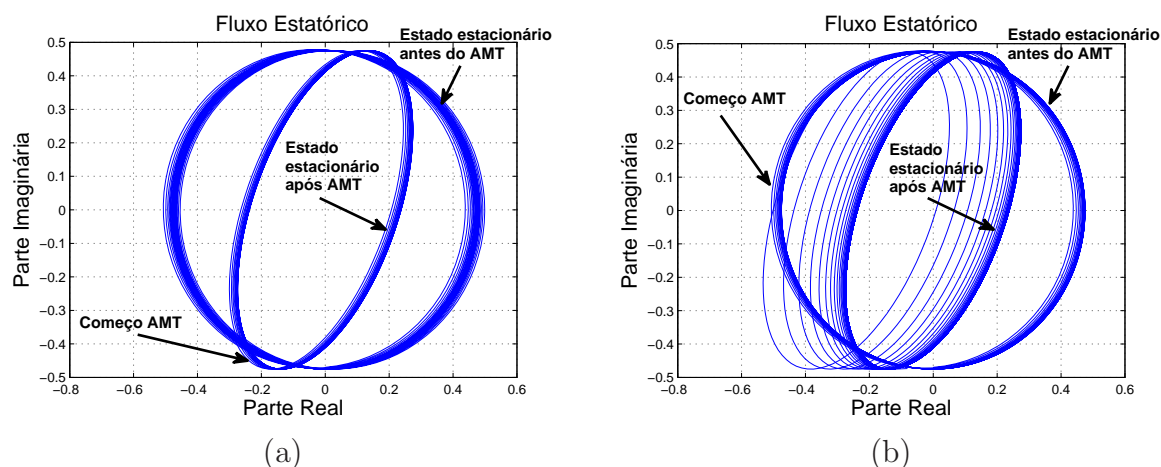


Figura 4.8: Vetor fluxo de estator para um afundamento bifásico de 50%, velocidade de 2340 RPM:

- (a) - Instante de ocorrência do afundamento $t_0 = 0$;
- (b) - Instante de ocorrência do afundamento $t_0 = T/4$;

As Figuras 4.9 e 4.10 mostram a tensão induzida no rotor devido aos dois momentos de acontecimento do afundamento. Observa-se em ambas respostas um comportamento similar ao afundamento monofásico, porém as tensões atingem valores maiores já que a tensão de sequência negativa nesse caso é maior. Esse caso também é bem aproximado pelas Equações 4.7, 4.8 e 4.10, porém os seus resultados foram omitidos no gráfico para permitir uma melhor visualização das curvas.

Diferentemente do caso trifásico, a recuperação para os afundamentos desequilibrados não resultam em sobretensões no rotor maiores daquelas que ocorrem no início do afundamento, já que a maior contribuição nestes transitórios é originado da sequência negativa. No fim do afundamento a tensão de sequência negativa se extingue, e assim como no início do afundamento, caso os fluxos estejam em oposição não aparece tensão natural induzida. O

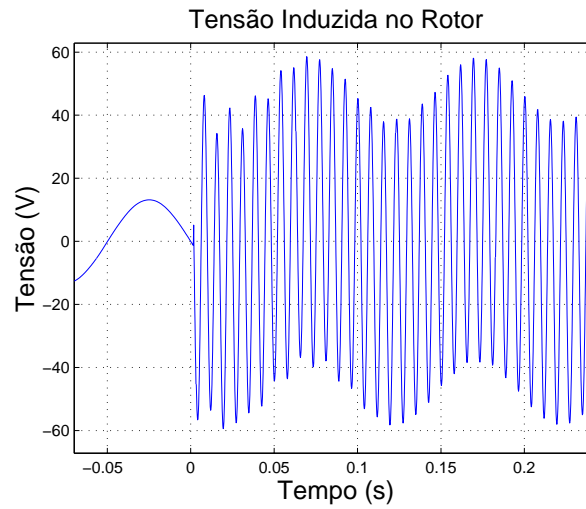


Figura 4.9: Tensão induzida na fase A do rotor para um afundamento bifásico de 50% ocorrendo em $t_0 = 0$, velocidade de 2340 RPM.

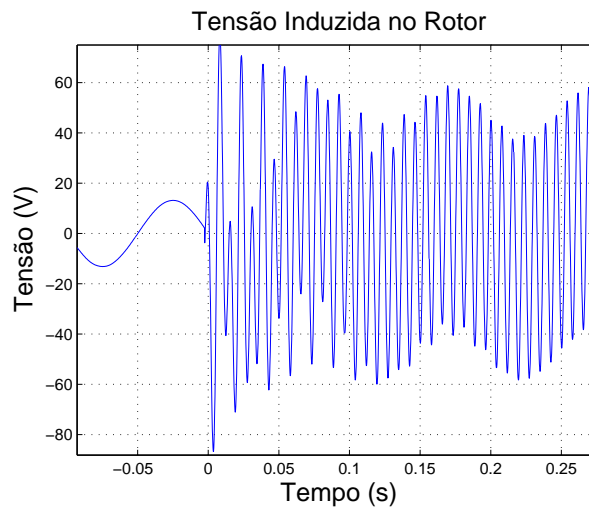


Figura 4.10: Tensão induzida na fase A do rotor para um afundamento bifásico de 50% ocorrendo em $t_0 = T/4$, velocidade de 2340 RPM.

pior caso acontece se o afundamento cessar quando a tensão estiver passando por zero. Essas situações estão mostradas nas Figuras 4.11 e 4.12.

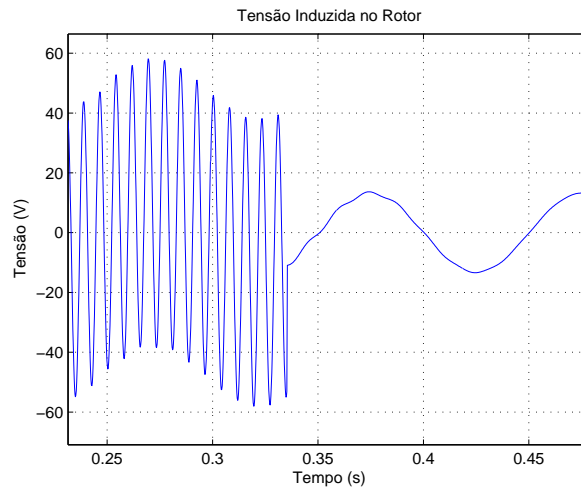


Figura 4.11: Tensão induzida na fase A do rotor na recuperação sem componente natural, em um afundamento bifásico de 50%, velocidade de 2340 RPM.

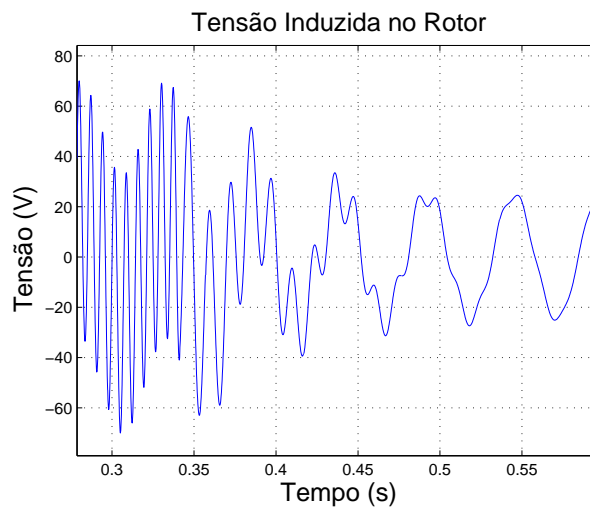


Figura 4.12: Tensão induzida na fase A do rotor na recuperação com componente natural, em um afundamento bifásico de 50%, velocidade de 2340 RPM.

É interessante fazer uma ressalva para esse tipo de afundamento. Na dis-

cussão acima se utilizou da abordagem de afundamentos fase-fase utilizando a tensão recomendada na norma para testes em equipamentos. Porém esta norma também prevê a utilização dos vetores de tensão cuja transformação em coordenadas simétricas está mostrada abaixo:

$$\begin{bmatrix} \vec{V}_+ \\ \vec{V}_- \\ \vec{V}_0 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & \vec{a} & \vec{a}^2 \\ 1 & \vec{a}^2 & \vec{a} \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V \\ V \left(\vec{a}^2 + j \frac{\sqrt{3}}{2} p \right) \\ V \left(\vec{a} - j \frac{\sqrt{3}}{2} p \right) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V \left(1 - \frac{p}{2} \right) \\ V \frac{p}{2} \\ V \frac{p}{2} \end{bmatrix}. \quad (4.13)$$

Observa-se da Equação 4.13 que duas fases tem sua tensão de fase diminuída e há uma mudança de ângulo, enquanto uma permanece intacta. Nas tensões de linha tem-se igualmente um afundamento bifásico, como mostrado na Figura 4.13.

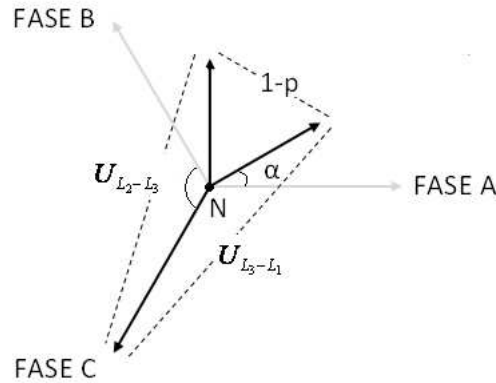


Figura 4.13: Diagrama fasorial da tensão na rede em um afundamento bifásico mais próximo do que ocorre em um sistema elétrico real.

Esse caso é denominado na literatura como afundamento tipo C (Bollen, 2000) e é a forma em que os afundamentos fase-fase mais aparecem nos sistemas elétricos (IEC, 2004). Substituindo as componentes simétricas dadas em 4.13 nas Equações 4.5 e 4.6, observa-se que nessa condição o pior caso é quando o afundamento ocorre em $t_0=0$. As amplitudes da sequência positiva e negativa são iguais ao do afundamento anteriormente analisado, porém com sinal trocado. Assim o comportamento para o AMT começando em $t_0 = 0$ é

similar ao $t_0 = T/4$ do caso anterior e vice-versa.

É compreensível que a norma recomende a utilização dos vetores de tensão mostrados na Equação 4.12 para que em qualquer situação o pior caso aconteça quando a tensão passe por zero e esse seja sempre a situação de maior importância nas análises. Além disso, é muito mais fácil detectar uma passagem pelo zero do que uma passagem pelo pico para a realização dos testes de afundamentos, apesar que em sistemas elétricos reais os afundamentos ocorrem geralmente na passagem por um pico de tensão.

4.2.2 Discussão sobre a Presença do Inversor RSC

Para os afundamentos desequilibrados a análise do comportamento quando há a presença do inversor RSC controlando as correntes pode ser feita igualmente à realizada no caso trifásico, considerando o circuito equivalente da Figura 3.7. No entanto, no caso do afundamento assimétrico o maior impacto é causado pela tensão de sequência negativa, sendo que a componente natural é menos relevante.

Os efeitos devido a sequência positiva e a sequência negativa podem ser separados e analisados individualmente utilizando o teorema da superposição. A análise da influência do controle na sequência positiva e na componente natural induzida por essa durante o afundamento é a mesma já realizada no capítulo anterior para o caso dos afundamentos equilibrados. Já no que diz respeito a sequência negativa, o controle clássico implementado para o RSC não tem influência, pois este contempla apenas o controle das correntes de sequência positiva. Sendo assim, surgirão correntes de sequência negativa as quais não serão controladas, podendo atingir valores proibitivos para o inversor. A discussão sobre o efeito da inclusão do RSC nesse caso será feita apenas através dos resultados experimentais, mostrados na próxima seção.

4.3 Resultados Experimentais

Assim como no capítulo anterior, os resultados experimentais para a bancada de testes são apresentados e analisados para os casos de rotor aberto e com a presença do RSC. Inicialmente o equipamento utilizado para

gerar os afundamentos desequilibrados é descrito.

4.4 Geradores de AMT's Desequilibrados

Para gerar os afundamentos desequilibrados utilizou-se um equipamento denominado "Industrial power corruptor" (IPC) (fabricante Power Standards Lab, modelo IPC-480V-100A). O IPC é um equipamento que é conectado à rede elétrica e gera distúrbios de qualidade de energia como afundamentos, elevações e interrupções, na sua saída. O seu princípio de funcionamento é basicamente um autotransformador com diversos taps que são chaveados através de IGBT's para gerar os distúrbios. Este equipamento foi inserido entre a rede e o WECS e permite realizar distúrbios com as seguintes características:

- afundamentos entre duas fases ou entre fase e neutro;
- permite variar a amplitude tensão de 0% a 125% do valor nominal;
- pode ser escolhida uma duração do AMT entre de 250 ms a 34 s;
- possibilita escolher o ângulo da tensão afundada no qual o distúrbio se iniciará.

Os distúrbios são gerados pelo IPC segundo a norma IEC61000 (IEC, 2004), que define as técnicas de testes e de medição de compatibilidade eletromagnética (EMC). Entre os testes descritos estão os de AMT's na qual a norma recomenda que:

- para um afundamento fase-neutro a tensão na fase afundada possui uma amplitude $P (=1-p)$ pu, enquanto as outras duas permanecem com amplitude igual a 1 pu. A variável P representa o valor da tensão remanescente na fase em pu, enquanto o p representa a amplitude da queda da tensão também em pu;
- Para um afundamento fase-fase a norma define que enquanto duas fases permanecem intactas, uma das fases deve cair para um valor calculado pela seguinte equação:

$$U_{L_1-N} = \sqrt{1 + 3p^2 - 2\sqrt{3}p \cos(30^\circ)}, \quad (4.14)$$

enquanto o ângulo dessa fase deve ser:

$$\alpha = 120^\circ - \text{sen}^{-1} \left(\frac{P\sqrt{3}\text{sen}(30^\circ)}{U_{L_1-N}} \right). \quad (4.15)$$

A norma IEC61000 (IEC, 2004) contempla testes para equipamentos em geral, apenas recomenda testes de afundamentos desequilibrados, pois esses são os fenômenos mais comuns na rede elétrica. Por esse motivo o IPC realiza apenas esse tipo de distúrbio.

A seguir estão mostrados os resultados utilizando o IPC para gerar afundamentos desequilibrados na bancada de testes.

4.4.1 Rotor Aberto

As conexões entre o RSC e o rotor foram retiradas e o gerador foi levado à velocidade desejada através do simulador de turbinas. No gerador utilizado para testes na bancada experimental não há a presença de neutro, portanto apenas testes de afundamentos fase-fase utilizando o IPC foram realizados. Isso não implica em perda para a análise, pois como já foi demonstrado o afundamento fase-neutro e o fase-fase possuem comportamentos similares.

As Figuras 4.14 e 4.15 mostram a comparação entre o resultado experimental e o resultado teórico previsto para um afundamento fase-fase de 50% começando em $t_0 = 0$ e $t_0 = T/4$, respectivamente. Observa-se que o comportamento real do sistema é muito próximo do que foi obtido teoricamente, validando assim a modelagem realizada.

Nas Figuras 4.16 e 4.17 estão mostrados os resultados para o mesmo afundamento anteriormente citado, porém evidenciando a recuperação para os dois casos previstos. A menos de um pequeno erro de fase a teoria também aproximou bem o resultado experimental.

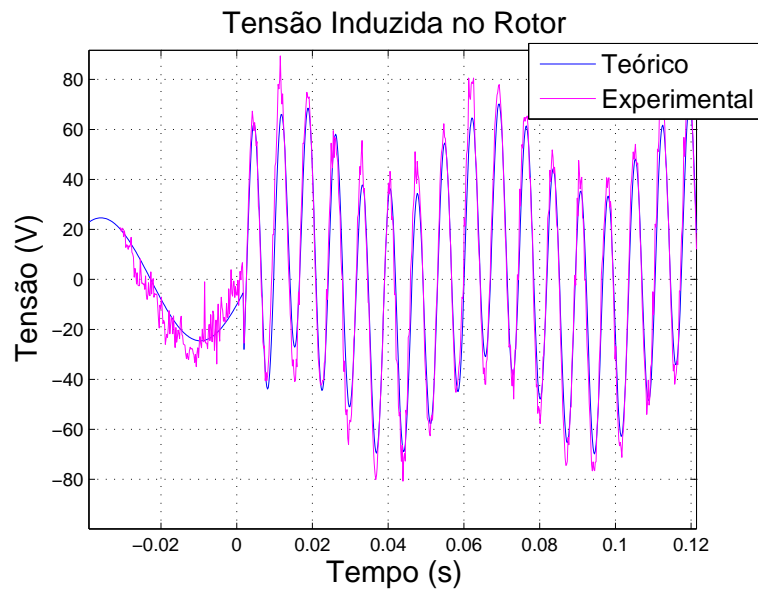


Figura 4.14: Resultado experimental da tensão induzida na fase A do rotor para um afundamento bifásico de 50% ocorrendo em $t_0 = 0$, velocidade aproximadamente 2340 RPM.

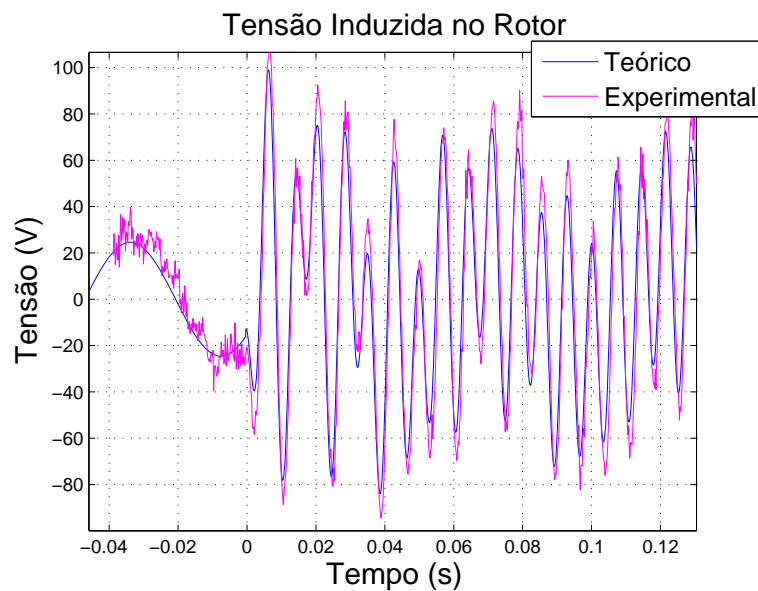


Figura 4.15: Resultado experimental da tensão induzida na fase A do rotor para um afundamento bifásico de 50% ocorrendo em $t_0 = T/4$, velocidade aproximadamente 2340 RPM.

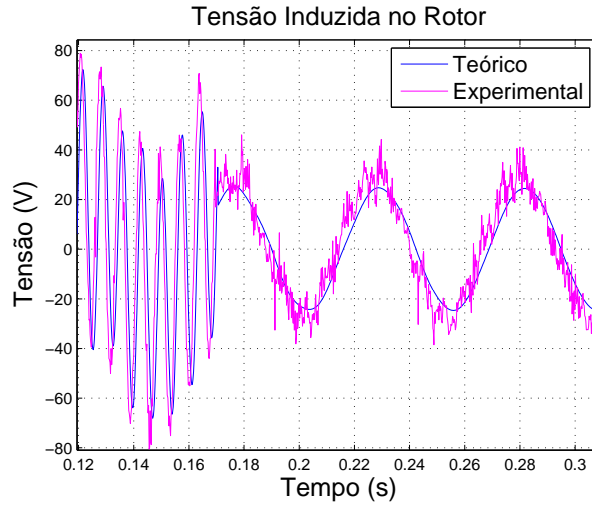


Figura 4.16: Resultado experimental tensão induzida na fase A do rotor na recuperação sem componente natural, em um afundamento bifásico de 50%, velocidade de 2340 RPM.

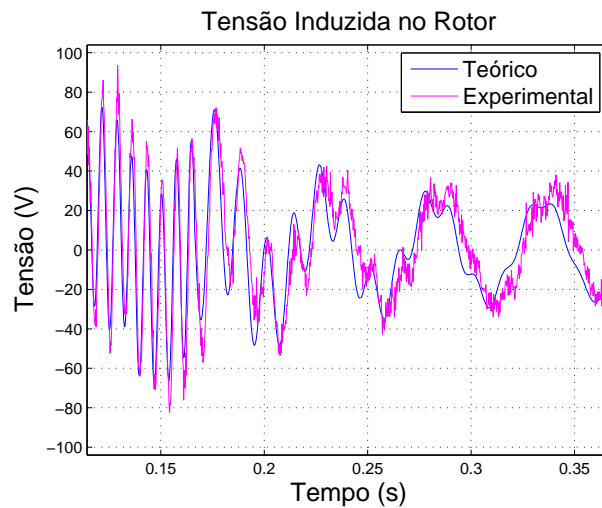


Figura 4.17: Resultado experimental tensão induzida na fase A do rotor na recuperação com componente natural, em um afundamento bifásico de 50%, velocidade de 2340 RPM.

4.4.2 Presença do inversor RSC

Para analisar os afundamentos desequilibrados utilizou-se o IPC para gerar o afundamento fase-fase para 85%, como mostrado na Figura 4.18. Em todos os testes mostrados utiliza-se esse afundamento, no entanto varia-se a fase de ocorrência (φ), pois, como visto, quando o afundamento ocorre na passagem da fase pelo zero ($\varphi = 0^\circ$) é pior que na ocorrência da passagem pelo máximo ($\varphi = 90^\circ$). Em todos os casos os gráficos indicam 0 s como o instante inicial e 0,5s (d) como final.

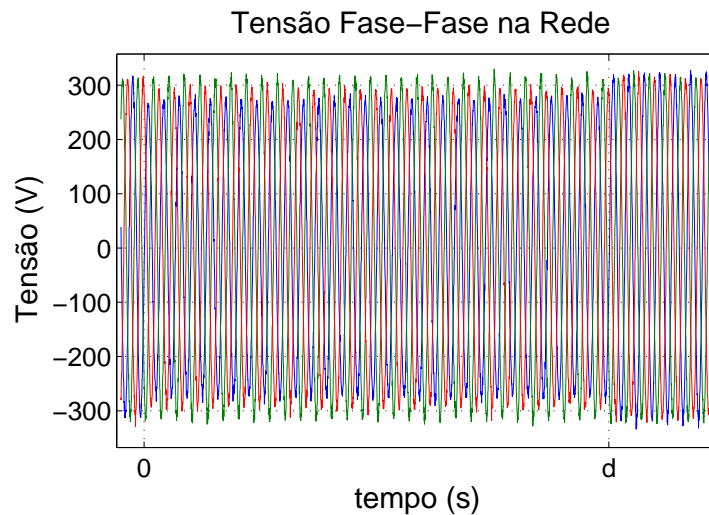


Figura 4.18: Tensões trifásicas no afundamento fase-fase para 85%.

Assim como anteriormente, escolheu-se inicialmente uma referência de potência que resulta em uma velocidade próxima da qual se deseja testar para um determinado torque de carga fixo. Mantém-se a referência de corrente de eixo quadratura do rotor igual a zero. Em todos os testes considerou-se o ajuste padrão dos controladores, isto é, uma frequência de corte da malha de corrente do RSC igual a 55 Hz. Na Tabela 4.1 estão descritos os testes realizados:

4.4.2.1 TESTE 1

A Figura 4.19 mostra a corrente na fase A do rotor para o TESTE 1, onde observa-se que nos instantes iniciais da queda de tensão, surge uma compo-

Tabela 4.1: Testes de afundamentos fase-fase realizados na bancada experimental.

<i>Teste</i>	<i>Afundamento</i> (<i>p</i>)	<i>Fase</i> (φ)	<i>Velocidade</i> (<i>RPM</i>)	<i>Carga</i> (<i>N.m</i>)
TESTE 1	85%	0 ⁰	2100	5,0
TESTE 2	85%	90 ⁰	2100	5,0
TESTE 3	85%	0 ⁰	2100	3,0
TESTE 4	85%	0 ⁰	1500	3,0

nente natural de corrente, melhor visualizada na Figura 4.20. De acordo com a Equação 4.10 a componente natural da tensão, portanto da corrente, deveriam oscilar à frequência elétrica do rotor (≈ 70 Hz) e decair com a constante de tempo estatórica, no entanto verifica-se uma oscilação em torno de 63 Hz e decaimento mais lento, assim como verificado para o caso trifásico. Também tem-se que essa diferença se dá pela pequena oscilação (7 Hz) das correntes de estator (Figura 4.22) produzidas pela ação do controle. A componente natural também está presente na recuperação, porém nesse caso não há a sequência negativa.

Também estão presentes nas correntes de rotor as componente forçadas de sequência positiva e negativa. Observa-se que a componente de sequência negativa gira à frequência em torno de 130 Hz, valor dado pelo 120 Hz da sequência negativa acrescido da frequência de escorramento (≈ 10 Hz), o que está de acordo com que foi deduzido para a tensão através da Equação 4.8. Essa é a componente gera as maiores correntes, atingindo cerca de três vezes o valor normal e perdurando por todo o afundamento. O controle de corrente implementado contempla apenas a sequência positiva, portanto o controle não tem nenhum efeito sobre a sequência negativa, como mostrado na Figura 4.21.

A Figura 4.22 mostra as correntes nas três fases do estator, indicando uma menor corrente na fase com menor tensão remanescente. A oscilação em 7 Hz devido a ação do controle sobre a sequência positiva está presente durante todo o afundamento e também durante o transitório da recuperação.

A velocidade do gerador sofre um pequeno decréscimo devido à sequência negativa que produz um torque frenante na máquina, como mostrado na Figura 4.23. Essa velocidade demora a retornar ao seu valor anterior, pois se

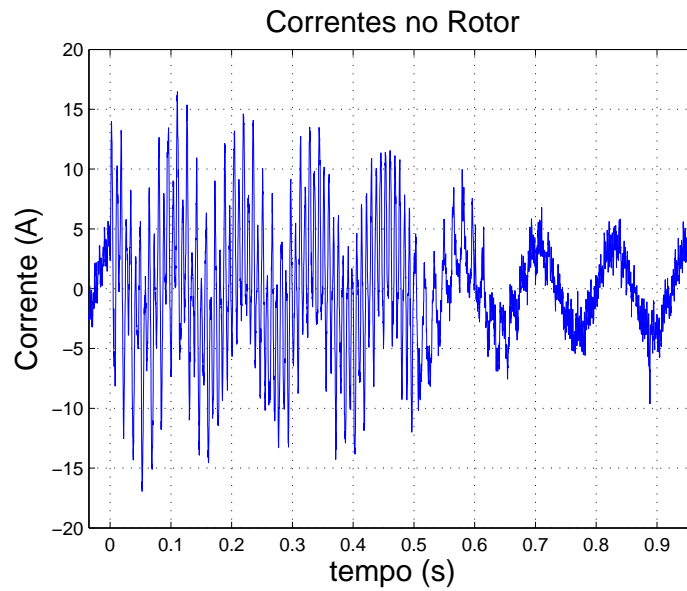


Figura 4.19: Corrente na fase A do rotor no afundamento fase-fase para 85%, carga 5 N.m, velocidade inicial de 2100 RPM, $\varphi = 0^0$.

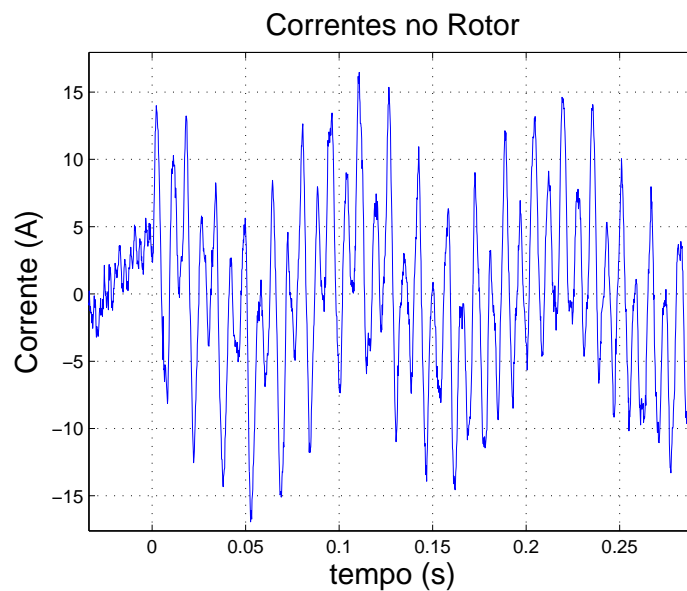


Figura 4.20: Zoom da corrente na fase A do rotor no afundamento fase-fase para 85%, carga 5 N.m, velocidade inicial de 2100 RPM, $\varphi = 0^0$.

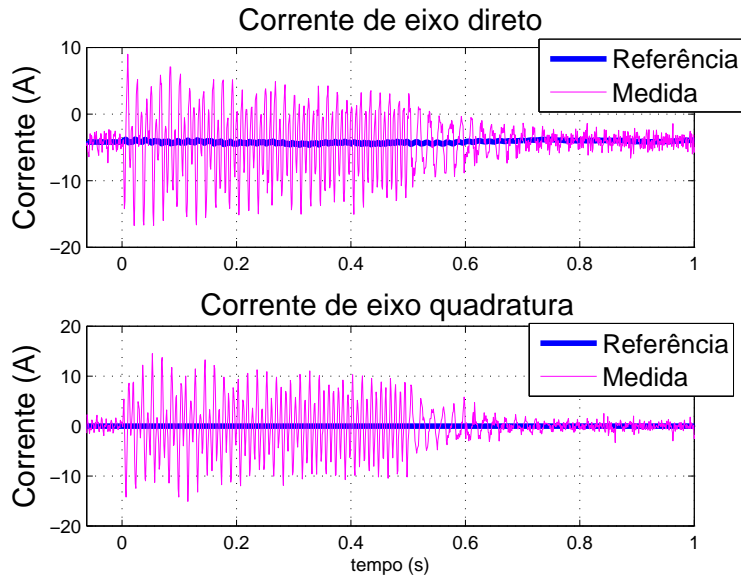


Figura 4.21: Correntes d e q do rotor em referencial síncrono no afundamento fase-fase para 85%, carga 5 N.m, velocidade inicial de 2100 RPM, $\varphi = 0^0$

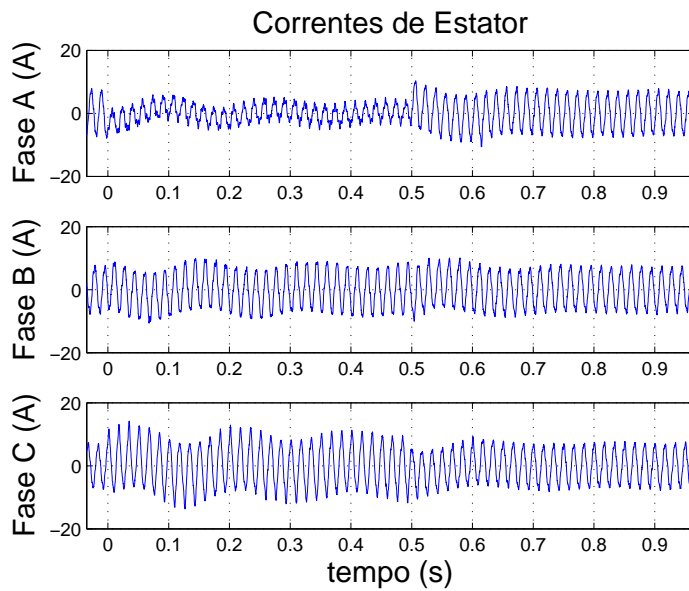


Figura 4.22: Corrente na fase A do estator no afundamento fase-fase para 85%, carga 5 N.m, velocidade inicial de 2100 RPM, $\varphi = 0^0$.

utiliza um controle lento de potência.

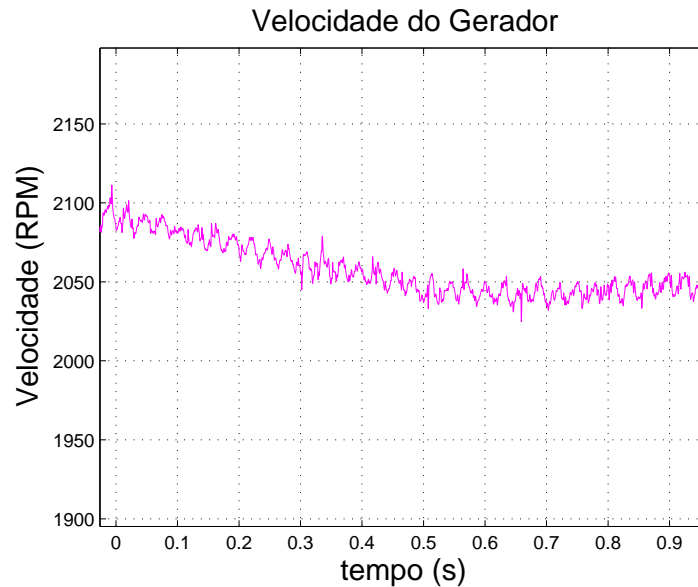


Figura 4.23: Velocidade no afundamento fase-fase para 85%, carga 5 N.m, velocidade inicial de 2100 RPM, $\varphi = 0^0$.

A oscilação natural das correntes se reflete no torque e na potência como uma pulsação de 53 Hz, dada pela frequência da rede menos a frequência do fluxo natural. Já a oscilação devido à sequência negativa gera uma pulsação no dobro da frequência da rede, provocando grande estresse mecânico, devido ao torque, e degradação da qualidade da energia, devido à potência gerada. Essas variáveis são mostradas nas Figuras 4.24 e 4.25.

Por fim mostra-se na Figura 4.26 a tensão no barramento CC. Quando ocorre o afundamento acontece uma elevação momentânea em seu valor devido às altas corrente que fluem pelo rotor. Como no teste realizado o sistema opera apenas a 35% da sua capacidade nominal, o inversor GSC consegue controlar essa variação na tensão. Percebe-se também nessa tensão uma pequena oscilação devido à componente de sequência negativa.

4.4.2.2 TESTE 2

Para condições próximas a do ensaio anterior, modificando-se apenas a fase de ocorrência do afundamento para 90^0 , a Figura 4.27 mostra a corrente

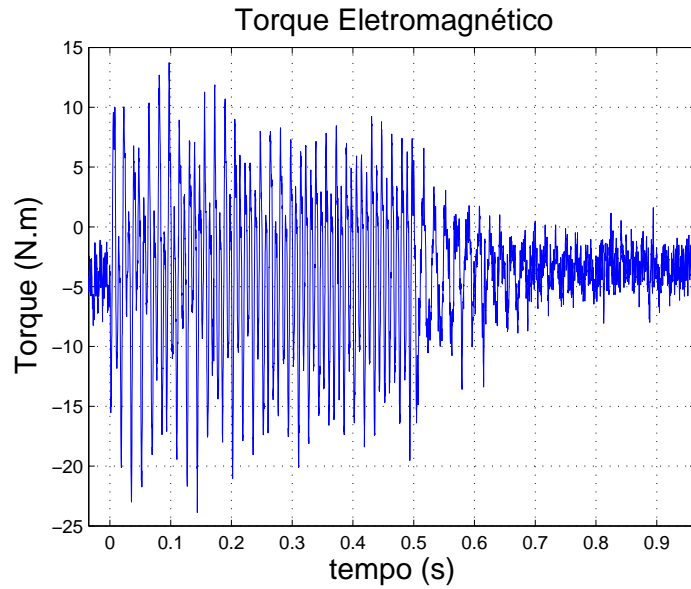


Figura 4.24: Torque eletromagnético estimado no afundamento fase-fase para 85%, carga 5 N.m, velocidade inicial de 2100 RPM, $\varphi = 0^0$.

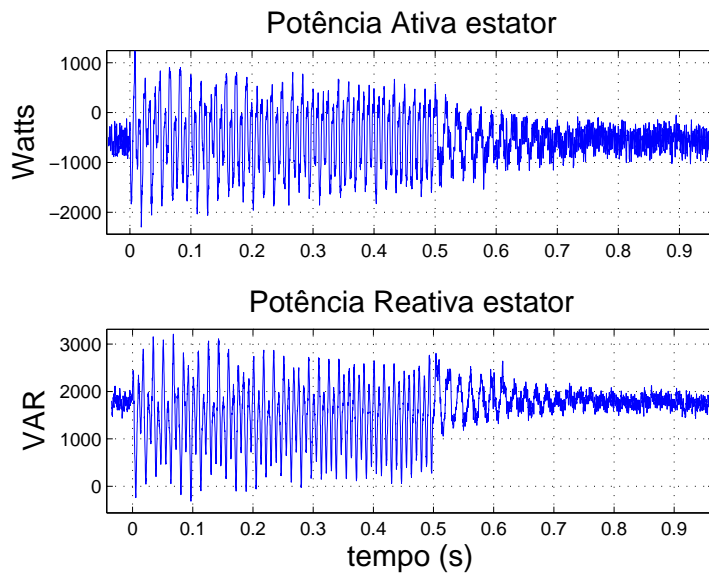


Figura 4.25: Potência estimada no estator no afundamento fase-fase para 85%, carga 5 N.m, velocidade inicial de 2100 RPM, $\varphi = 0^0$.

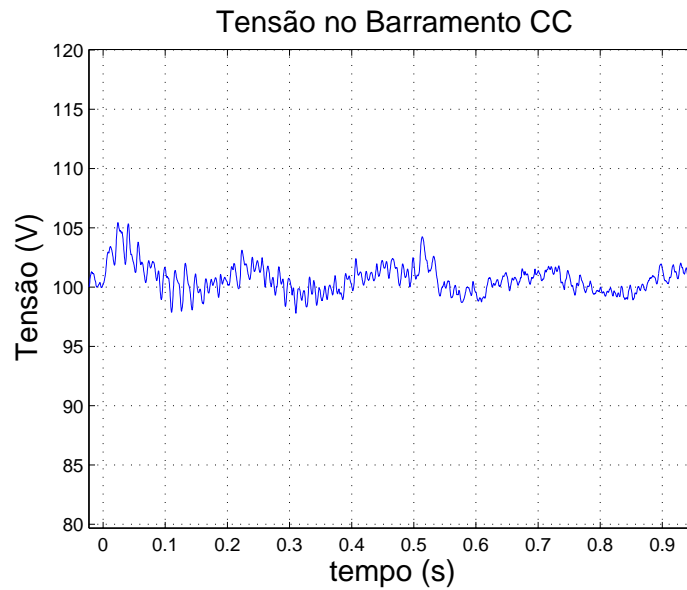


Figura 4.26: Tensão no barramento CC no afundamento fase-fase para 85%, carga 5 N.m, velocidade inicial de 2100 RPM, $\varphi = 0^0$.

na fase A do rotor. Observe que nesse caso não há componente natural, como já havia sido previsto na teoria.

As demais variáveis são bem parecidas com o caso anterior, excluída a componente natural. Sendo assim, esses resultados serão omitidos.

4.4.2.3 TESTE 3

Diminuindo o torque de carga, a Figura 4.28 mostra que a corrente de rotor atinge valores relativamente maiores quando comparados com a amplitude antes do afundamento. Analisando a Equação 4.8 verifica-se que a amplitude da tensão de sequência negativa no rotor depende apenas da amplitude do afundamento e do escorregamento, e é independente do torque. No entanto, quanto menor a carga do gerador menor é a tensão sintetizada em regime permanente pelo RSC e portanto quando ocorre o afundamento a variação percentual da tensão do rotor comparada à tensão em regime normal é maior quanto menor for a carga. Sendo assim, as correntes do rotor durante o afundamento variam mais quanto menor for a carga, apesar de um afundamento com uma carga pequena não é tão impactante para o DFIG,

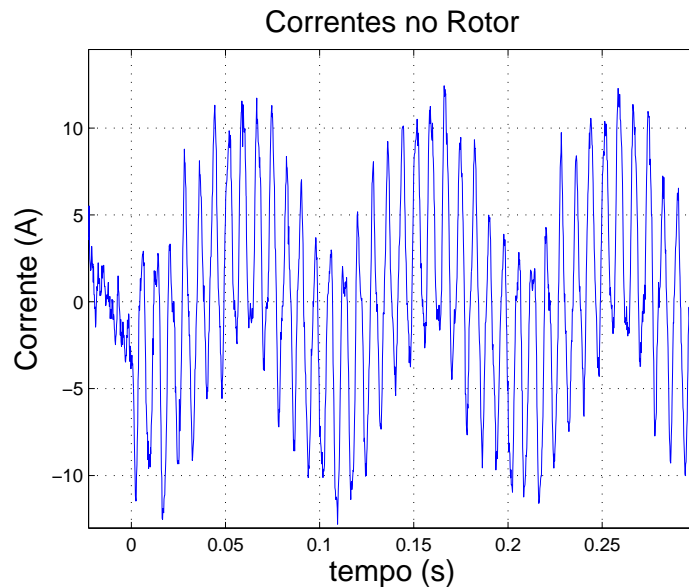


Figura 4.27: Corrente na fase A do rotor no afundamento fase-fase para 85%, carga 5 N.m, velocidade inicial de 2100 RPM, $\varphi = 90^0$.

pois o ponto de operação de tensões e correntes estão mais longes dos limites admissíveis pelo sistema. Esse comportamento também foi observado nos afundamentos trifásicos, porém naquele caso as altas correntes eram provocadas pela componente natural.

4.4.2.4 TESTE 4

Finalmente será analisado o efeito da velocidade nas correntes do rotor. Para uma velocidade de 1500 RPM e carga 3 N.m, as correntes de rotor apresentam valores menores quando comparados ao caso analisado no TESTE 3 (velocidade 2100 RPM, 3 N.m), como ilustra a Figura 4.29. Este resultado está de acordo com a Equação 4.8 que mostra a dependência da tensão de sequência negativa com a velocidade.

Observa-se também no gráfico da Figura 4.29 que a componente negativa tem uma frequência igual a aproximadamente 110 Hz (dobro da frequência da rede, 120 Hz menos 10 Hz do escorregamento) e a componente natural oscila a 43 Hz (50 Hz da velocidade elétrica do rotor menor 7 Hz da oscilação das correntes no estator). O decaimento da componente natural é mais rápido

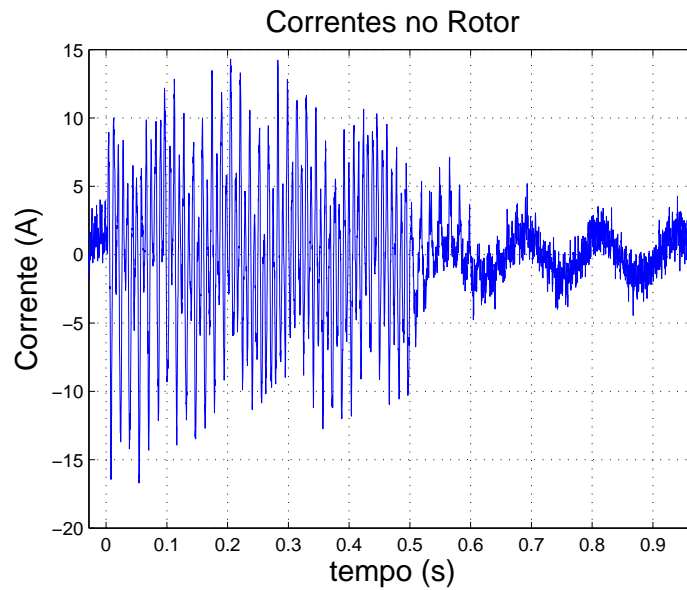


Figura 4.28: Corrente na fase A do rotor no afundamento fase-fase para 85%, carga 3 N.m, velocidade inicial de 2100 RPM, $\varphi = 0^0$.

que no caso supersíncrono como ilustra melhor a Figura 4.30, similar ao ocorrido no caso trifásico e demonstrado em Oliveira (2009).

4.4.2.5 Excursão das Variáveis

Os gráficos da excursão das correntes no rotor para diferentes cargas e velocidades também serão apresentados aqui, como realizado no capítulo 3.

A Figura 4.31 exhibe a variação da corrente no rotor durante o afundamento quando comparada a corrente na operação normal. Verifica-se que quanto maior a carga menor a variação da corrente, como já previsto anteriormente.

Observando a influência da velocidade na Figura 4.31, constata-se que quanto menor a velocidade menor é a variação da corrente. A tensão induzida de sequência negativa, como já mostrado, é a preponderante para o caso desequilibrado e além disso ela não sofre o efeito da ação do controle. Assim sendo, o efeito da velocidade na excursão das correntes de rotor é ditado por essa componente, estando o gráfico obtido de acordo com a Equação 4.8. No

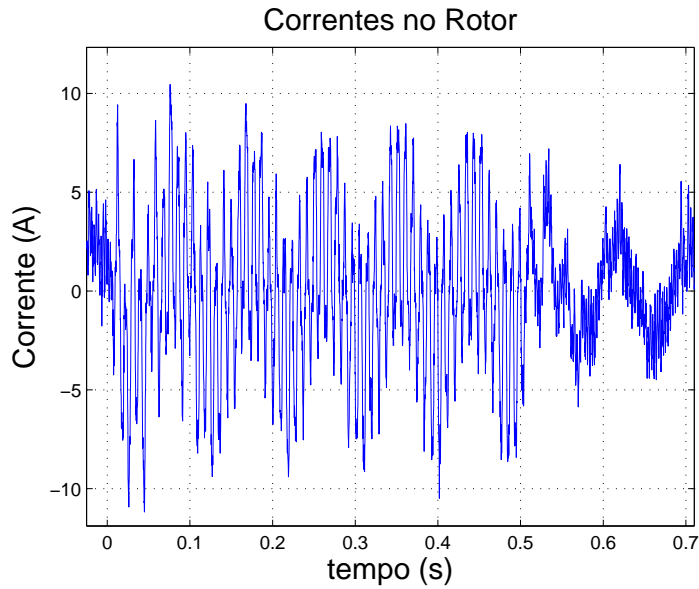


Figura 4.29: Corrente na fase A do rotor no afundamento fase-fase para 85%, carga 3 N.m, velocidade inicial de 1500 RPM, $\varphi = 0^0$.

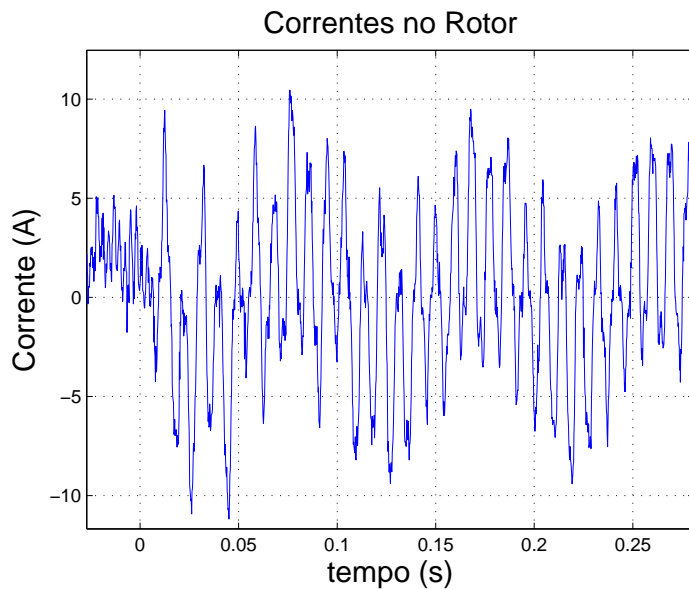


Figura 4.30: Zoom da corrente na fase A do rotor no afundamento fase-fase para 85%, carga 3 N.m, velocidade inicial de 1500 RPM, $\varphi = 0^0$.

caso desequilibrado o efeito da velocidade é mais significativo que no caso equilibrado.

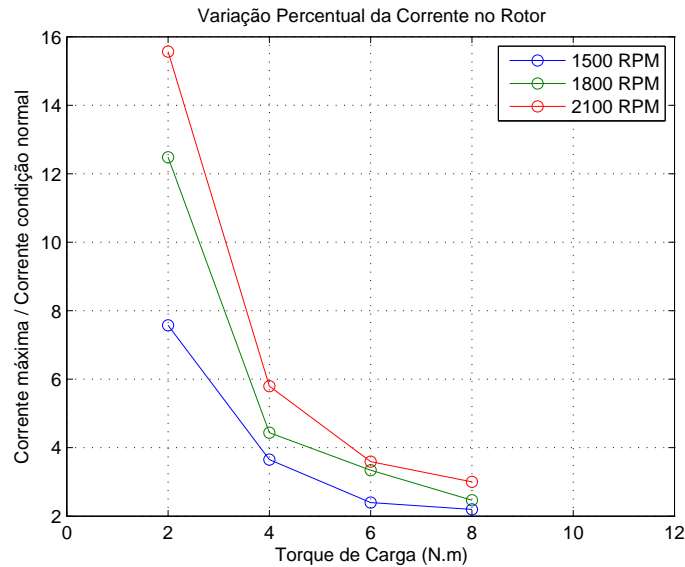


Figura 4.31: Máxima corrente no rotor no afundamento fase-fase para 85% dividida pela corrente imposta pelo conversor RSC durante a operação normal.

O gráfico da Figura 4.32 indica que quanto maior o torque maior é o pico de corrente atingido no rotor. Nos afundamentos desequilibrados a influência da velocidade é tal, que mesmo nesse gráfico onde uma menor velocidade indica uma maior corrente em regime normal, é possível observar que quanto maior a velocidade maior a corrente. No caso trifásico 3.31 o efeito contrário foi observado, pois a condição em regime permanente é o fato mais relevante na excursão das correntes no rotor.

4.5 Comentários Sobre os Testes

Os testes para afundamentos desequilibrados também foram realizados apenas para condições não muito severas para evitar a operação segura do equipamento. As equações desenvolvidas mais uma vez dão um indicativo de como as diversas variáveis influenciam o comportamento do DFIG durante

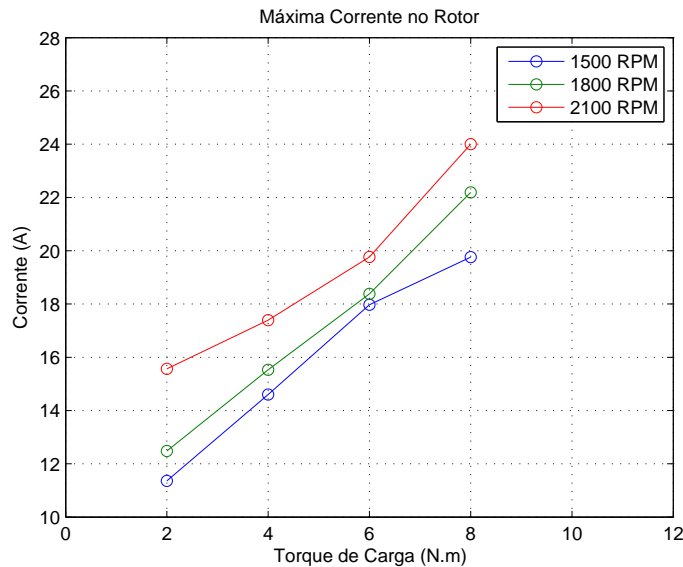


Figura 4.32: Máxima corrente no rotor no afundamento fase-fase para 85%.

o afundamento. Desse modo, assim como nos AMT's trifásicos, é possível inferir os resultados para os piores casos. Basicamente as mesmas afirmações feitas anteriormente são válidas para os afundamentos desequilibrados.

Em velocidades maiores, maiores cargas e maiores afundamentos, têm-se os seguintes efeitos sobre as variáveis:

- As correntes de rotor atingirão valores demasiadamente altos quanto maior for o afundamento, podendo ocasionar a queima do inversor se nenhuma proteção for utilizada;
- O efeito da velocidade é menor, pois a componente de sequência negativa é o maior causador das sobrecorrentes como previsto na Equação 4.8;
- O aumento da carga acentua o fenômeno, pois os controladores do RSC atingirão a saturação e assim não conseguirão atuar sobre as correntes;
- A tensão do barramento crescerá mais, pois a corrente que flui para o capacitor será maior e os controladores do GSC atingirão a saturação mais rapidamente, não conseguindo assim fornecer essa energia extra

para a rede. A tensão no barramento CC apresentará também uma oscilação maior, pois o controle tanto do GSC quanto do RSC, controlam apenas a sequência positiva e em ambos os inversores surgiram correntes de sequência negativa ;

- O torque e a potência terão oscilações com amplitude maiores, reflexo das oscilações correntes.

Dese modo, é necessário implementar algum tipo de proteção para o sistema e/ou um controle das componentes de sequência negativa.

A utilização de uma bancada com potência muito menor do que um WECS real também tem efeito sobre os resultados encontrados, no entanto esse efeito será menor que no caso trifásico, pois a componente de sequência negativa tem uma dependência preponderante da amplitude do desequilíbrio.

4.6 Considerações Finais

Nos afundamentos desequilibrados a componente de sequência negativa da tensão no rotor é a principal causa das sobrecorrentes excessivas no rotor. Diferentemente do caso trifásico, onde o impacto é causado somente pela componente natural, essas sobrecorrentes estão presentes durante todo o afundamento. No caso desequilibrado, o problema é ainda piorado quando há a presença da componente natural, no entanto percebe-se que a maior contribuição das sobrecorrentes vem da componente de sequência negativa.

Os resultados experimentais mostram que a sequência negativa além das sobrecorrentes, produz oscilações no torque e na potência gerada no dobro da frequência da rede, o que dependendo da amplitude é inaceitável. Sendo assim, observa-se a necessidade de implementar-se alguma estratégia de controle para a mitigação da sequência negativa durante o afundamento.

Estratégias para Melhoria da Suportabilidade do DFIG

5.1 Introdução

Os resultados apresentados nos capítulos anteriores mostram que a tecnologia DFIG é bastante sensível aos afundamentos de tensão equilibrados e desequilibrados. Durante os AMT's surgem sobrecorrentes no rotor que podem danificar o inversor, além de produzirem oscilações de torque e de potência. Desse modo, esse capítulo trata das estratégias para melhorar a suportabilidade do sistema durante os afundamentos.

Inicialmente será apresentado um dispositivo para proteção do inversor amplamente discutido na literatura (Morren and de Haan (2005); Lohde et al. (2007); Anaya-Lara et al. (2008); Ling et al. (2009)) e denominado "crowbar". Esse equipamento configura-se mais como um dispositivo de proteção, porém nesse trabalho ele será utilizado como uma solução de "ride-through" nos afundamentos equilibrados.

Posteriormente discute-se uma estratégia de controle da corrente de magnetização, que visa atenuar mais rapidamente a componente natural da tensão no rotor. Essa malha é o resultado de um esforço do Laboratório de Controle e Conversão de Energia da UFMG (LCCE) para melhorar a suportabilidade do DFIG, apresentada inicialmente em Oliveira (2009).

5.2 O dispositivo “Crowbar”

O dispositivo “crowbar” é um componente utilizado para proteger o conversor RSC das altas correntes que fluem pelo rotor do DFIG durante os afundamentos. Os trabalhos de Anaya-Lara et al. (2008) e Ling et al. (2009) sugerem que, quando uma sobrecorrente é detectada, o conversor RSC seja desconectado e que o rotor seja curto-circuitado através de resistências. Na prática, a desconexão desse conversor em tempo hábil não é uma tarefa simples e envolve uso de dispositivos como vários IGBT’s ou tiristores, por isso, esses trabalhos mostram apenas resultados de simulação. Já em Morren and de Haan (2005) e Lohde et al. (2007), o conversor RSC não é desconectado, portanto apresenta uma implementação mais simples. No presente estudo, uma topologia um pouco diferente da utilizada nesses trabalhos, mas que não exige a desconexão do conversor RSC, foi implementada na bancada experimental. O diagrama esquemático do dispositivo “crowbar” projetado e implementado para a bancada de testes é mostrado na Figura 5.1.



Figura 5.1: Diagrama esquemático do dispositivo “crowbar” implementado na bancada experimental.

O dispositivo “crowbar” implementado consiste em uma ponte retificadora trifásica em que o lado CA está conectada ao circuito de rotor do DFIG e o lado CC está conectada a uma resistência e um transistor do tipo IGBT (“Insulated Gate Bipolar Transistor”). Quando o dispositivo está ativo, o IGBT funciona como uma chave fechada e os pulsos do conversor são bloqueados, então a corrente do rotor flui preferencialmente pela resistência.

Normalmente o dispositivo “crowbar” é utilizado como um sistema de

proteção para o RSC. No entanto esse dispositivo também pode ser utilizado como uma solução para melhorar a suportabilidade do DFIG quando se tem um afundamento equilibrado ou quando a sequência negativa é pequena, pois nesses casos as altas correntes são provenientes principalmente da componente natural da tensão no rotor. Desse modo, a resistência pode ser usada para amortecer essa componente natural e após essa componente ser extinta o dispositivo pode ser desligado e o controle pode voltar a funcionar.

A atuação do dispositivo “crowbar” deve ser condicionada à ultrapassagem da corrente de rotor de certo limite, protegendo o conversor RSC das sobrecorrentes. Como as sobrecorrentes, devido a componente natural, surgem apenas no início e na recuperação do afundamento de tensão, nesse trabalho o dispositivo será acionado apenas nesses instantes, havendo assim um controle sobre o instante de atuação do equipamento. Sendo assim, é necessário detectar o instante que o afundamento acontece e quando ele termina para acionar o dispositivo “crowbar”. Nos afundamentos trifásicos essa detecção é feita através da medição da sequência positiva da tensão no estator da máquina que tem seu valor diminuído sempre que ocorre o AMT.

Já que o objetivo é proteger o sistema da componente natural que ocorre durante os transitórios, os pulsos do conversor devem ser bloqueados e então a componente natural segue basicamente a dinâmica ditada pela constante de tempo estatórica. Desse modo, é suficiente manter o dispositivo “crowbar” acionado apenas durante uma ou duas constantes de tempo do estator. Nesse estudo será usada uma atuação durante 100 ms (cerca de duas constantes de tempo estatórica) tanto no início quanto na recuperação do afundamento.

Durante a atuação do dispositivo “crowbar” ao bloquear os pulsos do conversor RSC e então o controle não deve funcionar. Desse modo, para evitar transitórios bruscos de corrente devido à ação do controle quando o dispositivo for desligado, é necessária a implementação de alguma estratégia nas malhas de controle. Assim, durante a atuação do dispositivo, as referências de corrente e os integradores dos controladores de corrente de rotor são zerados e no momento de religamento desse controle, é utilizada uma rampa nos controladores, para que haja uma transição suave até que se atinjam novamente os valores de referência.

A resistência do dispositivo “crowbar” deve ser dimensionada de forma que a queda de tensão sobre essa não ultrapasse a tensão no barramento CC

e assim as correntes não fluam pelos diodos do RSC e sim, preferencialmente, pelo dispositivo. A Figura 5.2 mostra o circuito equivalente entre duas fases do rotor, quando o dispositivo “crowbar” está ativo.

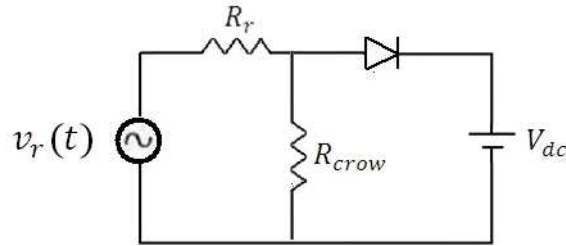


Figura 5.2: Circuito equivalente entre duas fases do rotor quando o dispositivo “crowbar” está ativo.

Analisando o circuito da Figura 5.2 observa-se que para que não fluam correntes para o RSC deve-se ter:

$$R_{crow} < \frac{V_{dc}R_r}{V_{rotor} - V_{dc}}, \quad (5.1)$$

onde R_{crow} é a resistência do crowbar, V_{rotor} é a tensão entre fases no rotor e V_{dc} é a tensão no barramento CC. Devido a disponibilidade de resistências no laboratório utilizou-se uma resistência no dispositivo “crowbar” igual a 11Ω , que portanto será efetiva até uma tensão no rotor próxima de 120V.

A Figura 5.4 mostra as correntes no RSC para o afundamento mostrado na Figura 5.3, considerando uma velocidade inicial de 2100 RPM e um torque de carga de 5 N.m. Observa-se que o pico inicial de corrente não é evitado, por causa do tempo de atuação do dispositivo “crowbar”, que demora cerca de 5 ms para extinguir as correntes iniciais. Esse atraso na atuação em menor parte se deve ao tempo necessário para a detecção do afundamento e a maior parte se deve ao atraso de atuação do conjunto DSP, “gate-driver” e IGBT. Durante os 100 ms no início e na recuperação do afundamento em que o dispositivo permanece ligado, não fluem correntes pelo RSC. Desse modo, caso o inversor seja capaz de suportar a sobrecorrente rápida que acontece no início, o inversor estará protegido.

A Figura 5.5 mostra a atuação do controle durante o afundamento. Du-

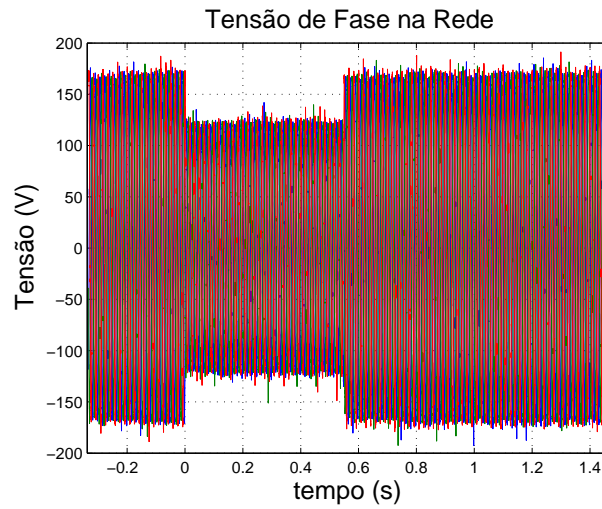


Figura 5.3: Tensões trifásicas no estator para um afundamento para 70%.

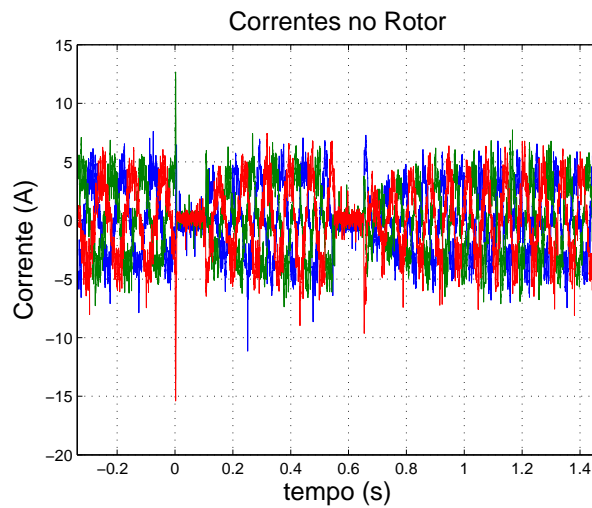


Figura 5.4: Correntes no RSC em um afundamento trifásico para 70%, velocidade inicial 2100 RPM, torque de carga 5 N.m, considerando a atuação do dispositivo “crowbar” com resistência igual a 11Ω durante 100 ms no início e a recuperação do AMT.

rante a atuação do dispositivo “crowbar” as referências são zeradas e ao desligá-lo elas são variadas inicialmente com um pequeno degrau para acelerar a resposta e depois a transição é realizada em rampa, permitindo assim um controle suave de potência mesmo durante o afundamento, como mostrado na Figura 5.6. Mesmo com a rampa implementada, quando o dispositivo “crowbar” é desligado após o afundamento ainda assim acontece um transitório nas correntes, já que no religamento do controle há uma tensão no rotor da máquina porém o inversor sintetiza uma tensão nula.

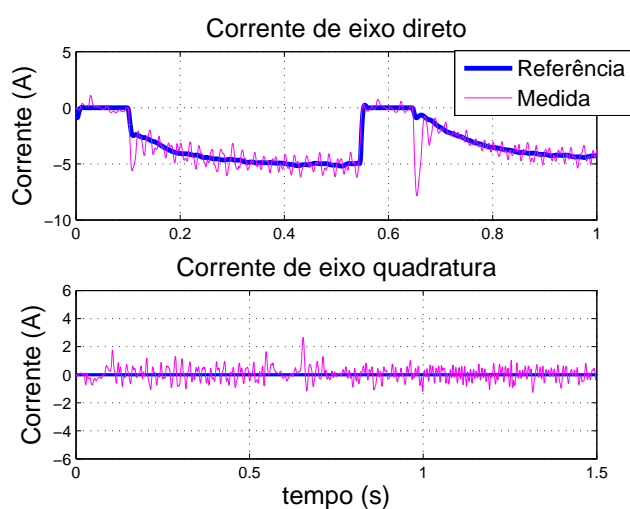


Figura 5.5: Correntes dq em um afundamento trifásico para 70%, velocidade inicial 2100 RPM, torque de carga 5 N.m, considerando a atuação do dispositivo “crowbar” com resistência igual a 11Ω durante 100 ms no início e a recuperação do AMT.

Ao curto-circuitar o rotor através do dispositivo “crowbar” o torque eletromagnético da máquina cai e assim esta passa a funcionar como uma máquina de rotor em gaiola. Desse modo, a velocidade aumenta como pode observado visto na Figura 5.7.

Como não flui correntes pelo RSC, a tensão do barramento CC é suprida totalmente pelo GSC. Devido a queda da tensão do lado do GSC, ocorre uma queda momentânea da tensão do barramento CC que é novamente controlada caso o afundamento não seja muito severo e os controladores não estejam saturados, como ilustra a Figura 5.8.

A Figura 5.9 mostra a corrente que flui em uma fase do rotor durante

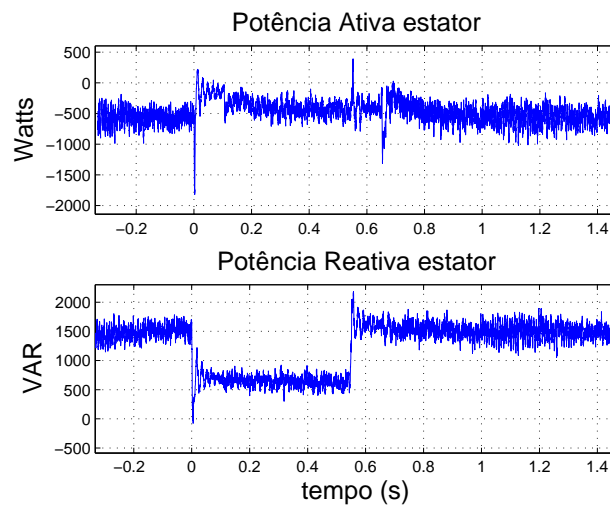


Figura 5.6: Potência estimada no estator em um afundamento trifásico para 70%, velocidade inicial 2100 RPM, torque de carga 5 N.m, considerando a atuação do dispositivo “crowbar” com resistência igual a 11Ω durante 100 ms no início e a recuperação do AMT.

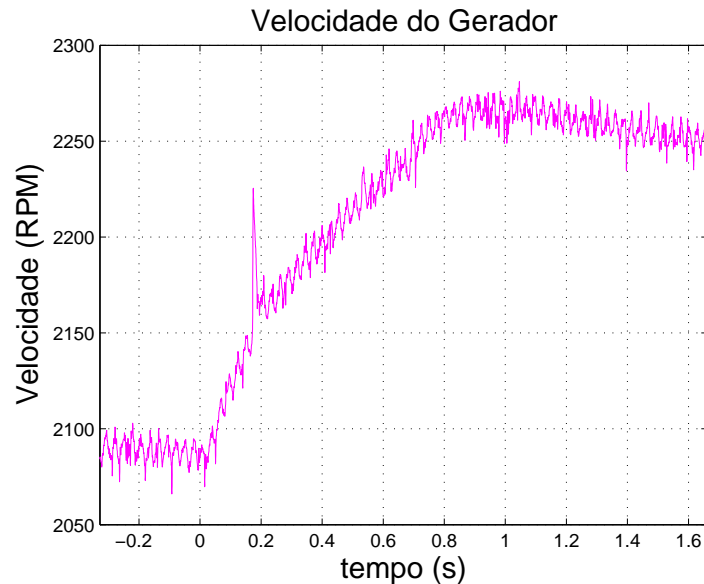


Figura 5.7: Velocidade em um afundamento trifásico para 70%, velocidade inicial 2100 RPM, torque de carga 5 N.m, considerando a atuação do dispositivo “crowbar” com resistência igual a 11Ω durante 100 ms no início e a recuperação do AMT.

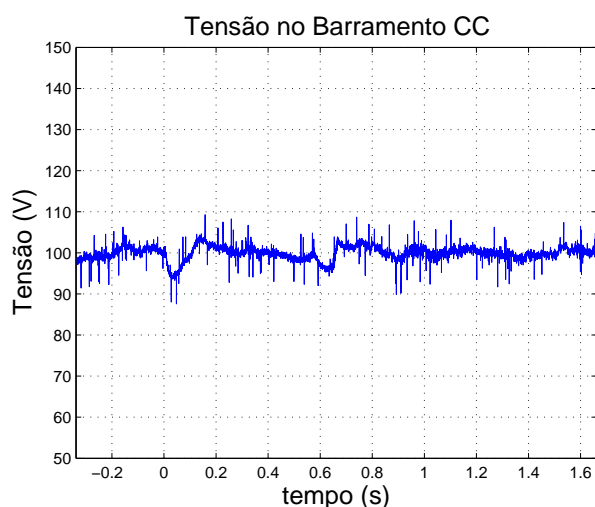


Figura 5.8: tensão no barramento CC em um afundamento trifásico para 70%, velocidade inicial 2100 RPM, torque de carga 5 N.m, considerando a atuação do dispositivo “crowbar” com resistência igual a 11Ω durante 100 ms no início e a recuperação do AMT.

a atuação do crowbar. Observa-se que em 100 ms as correntes praticamente se extinguem, justificando assim o uso desse tempo na atuação do dispositivo “crowbar” e mostrando que o amortecimento que a resistência do dispositivo confere a essas correntes.

Os códigos de rede mais modernos contemplam, além da necessidade das turbinas não serem desconectadas da rede durante o afundamento, a necessidade de fornecimento de potência reativa para regulação da tensão. Da mesma forma que foi realizado o controle de potência ativa durante o afundamento, após a extinção da componente natural pelo uso do dispositivo “crowbar”, é possível realizar o controle da potência reativa. A Figura 5.10 mostra o controle das correntes para regulação da potência ativa e reativa, mostradas na Figura 5.11. Observa-se a variação em rampa da potência reativa, fazendo com que após certo tempo o DFIG passe a fornecer reativos à rede.

Nessa estratégia de controle de potência reativa, o ideal é que o sistema opere durante a condição normal com um fator de potência unitário e que durante o afundamento o sistema passe a fornecer potência ativa em detrimento da potência reativa. No entanto, essa operação demanda uma corrente alta do

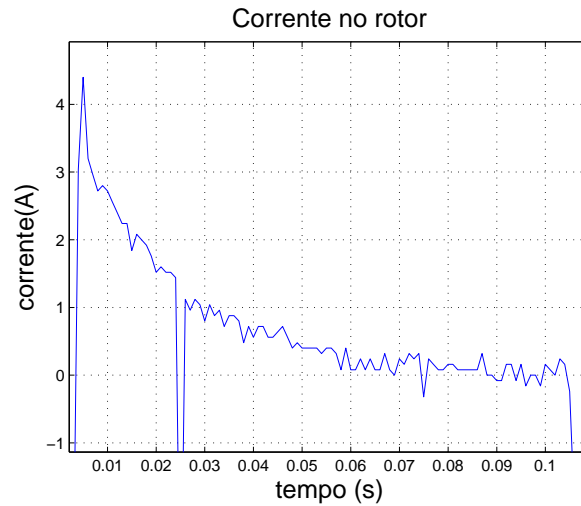


Figura 5.9: Corrente na fase A do rotor em um afundamento trifásico para 70%, velocidade inicial 2100 RPM, torque de carga 5 N.m, considerando a atuação do dispositivo “crowbar” com resistência igual a 11Ω durante 100 ms no início e a recuperação do AMT.

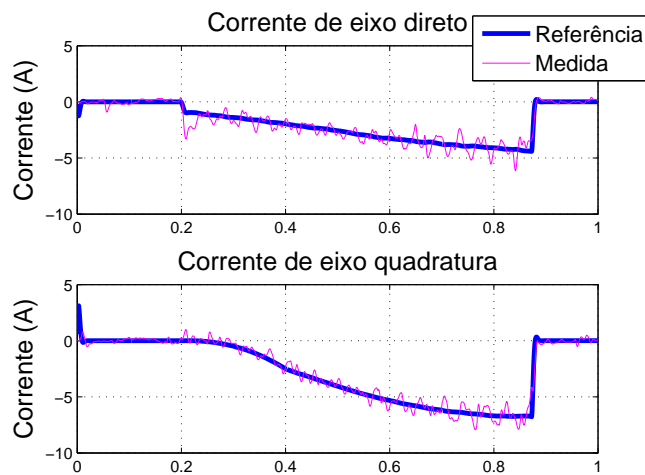


Figura 5.10: Correntes dq em um afundamento trifásico para 70%, velocidade inicial 2100 RPM, torque de carga 5 N.m, considerando a atuação do dispositivo “crowbar” com resistência igual a 11Ω durante 100 ms no início e a recuperação do AMT, além do controle de potência reativa.

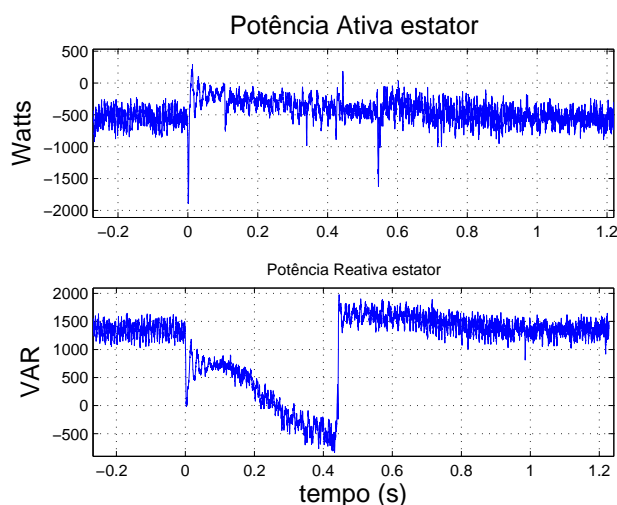


Figura 5.11: Potência estimada no estator em um afundamento trifásico para 70%, velocidade inicial 2100 RPM, torque de carga 5 N.m, considerando a atuação do dispositivo “crowbar” com resistência igual a 11Ω durante 100 ms no início e a recuperação do AMT, além do controle de potência reativa.

conversor RSC e portanto, visando a proteção do sistema, essa estratégia não foi implementada. Através do resultado mostrado na Figura 5.11 pretende-se mostrar apenas que o controle de potência reativa é possível mesmo durante o afundamento.

5.3 Malha de Controle da Corrente de Magnetização

Na seção anterior mostrou-se um dispositivo passivo para melhorar a suportabilidade do DFIG durante os afundamentos trifásicos de tensão. Esse dispositivo apresentou bons resultados, no entanto a implementação de tal equipamento envolve uma modificação no sistema e consquentemente um aumento no custo do sistema. Sendo assim, é preferível a utilização de estratégias de controle na melhoria da suportabilidade do DFIG.

No capítulo 3 mostrou-se que o maior impacto causado durante o afundamento trifásico é proveniente da componente natural do fluxo estático

que induz altas tensões no rotor. As Equações 3.21 e 3.22 mostram que para transitórios na tensão de estator, a dinâmica do fluxo de estator é regida por dois pólos complexos pouco amortecidos. Oliveira (2009) demonstra que a utilização de uma malha de controle da corrente de magnetização confere um maior amortecimento ao fluxo. Sendo assim, é possível através dessa estratégia de controle atenuar mais rápido a componente natural do fluxo durante o afundamento.

Utilizando a orientação na tensão da rede, tem-se que a corrente de magnetização é calculada através da Equação 5.2, mostrando ser dependente das componentes em eixo quadratura das correntes do estator e do rotor. Assim, a corrente de magnetização pode ser controlada através da corrente quadratura de rotor e a sua dinâmica é dada pela Equação 5.3.

$$i_m = i_{s_q} + i_{r_q}, \quad (5.2)$$

$$G_{i_m}(s) = \frac{i_m(s)}{i_{r_q}(s)} = \frac{1}{\tau_s s + 1}. \quad (5.3)$$

A malha de controle da corrente de magnetização é implementada em paralelo com a malha de controle da potência reativa do estator. Toda vez que detecta-se um afundamento, muda-se da estratégia de controle de potência reativa para o controle da corrente de magnetização. A Figura 5.12 mostra o diagrama de blocos dessa malha de controle.

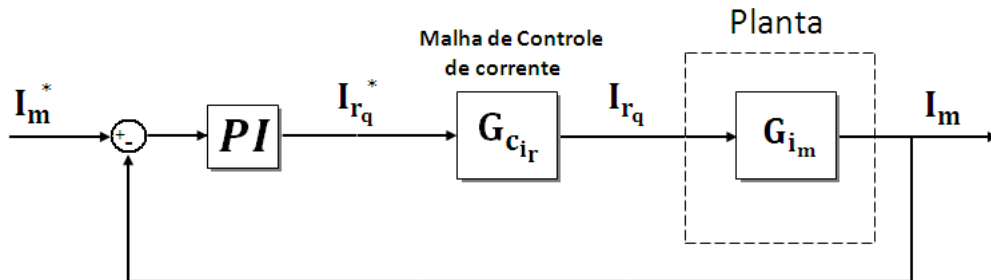


Figura 5.12: Diagrama de blocos da malha de controle da corrente de magnetização.

A referência da corrente de magnetização é dada pela Equação 5.4. Essa referência depende da amplitude da tensão no estator e portanto deve ser reajustada durante o afundamento de tensão.

$$i_m^* = \frac{|\psi_s|}{L_m} = \frac{v_{sd}}{L_m \omega_s}. \quad (5.4)$$

Para ajustar os ganhos do controlador é utilizada a função de transferência dada na Equação 5.3. Visando o funcionamento adequado do controle da corrente de magnetização, essa malha, que é mais externa a malha de corrente, deve ser ajustada de tal modo a ter uma frequência de corte maior que a frequência da rede (60 Hz), pois a componente natural da corrente no referencial síncrono dq a ser controlada oscila nessa frequência. Desse modo, há a necessidade de que a malha interna de corrente no rotor tenha uma frequência de corte bem maior que a malha externa.

O ajuste dos controladores de corrente do conversor RSC utilizado nas seções anteriores, dado pela técnica MO, confere uma frequência de corte de apenas 55 Hz, insuficiente para o funcionamento da malha de magnetização. Assim sendo, aumenta-se a faixa de frequência do controladores de corrente de 10 vezes, resultando em um frequência de corte de 550 Hz, frequência cerca de 9 vezes menor que a frequência de chaveamento (5 kHz), portanto passível de ser utilizada. Os ganhos da malha de magnetização são dados pelas Equações 5.5 e 5.6 (Oliveira, 2009):

$$K_{p_{i_m}} = (\omega_1 + \omega_2)\tau_s - 1, \quad (5.5)$$

$$K_{i_{i_m}} = (\omega_1 \omega_2)\tau_s, \quad (5.6)$$

onde ω_1 e ω_2 são as frequências de passagem da malha de corrente de magnetização, definidas em 100 Hz e 50 Hz, respectivamente.

Para testar o controle da corrente de magnetização é utilizado a simulação computacional implementada utilizando a ferramenta MATLAB/Simulink, mostrada na Figura 5.13. Essa simulação representa as dinâmicas relevantes da bancada experimental, incluindo atrasos e efeito da discretização, utili-

zando os parâmetros da própria bancada listados no Apêndice A.

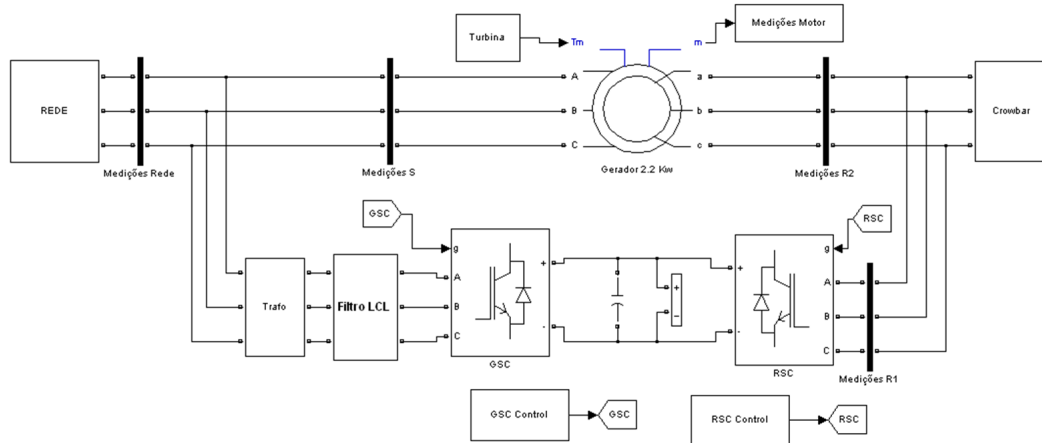


Figura 5.13: Diagrama de simulação da bancada experimental implementado na plataforma MATLAB/Simulink.

A Figura 5.14 mostra o fluxo de estator de eixo direto durante um afundamento trifásico para 50%, com o sistema operando na condição nominal (fornecendo 2,2 kW), em duas situações: não utilizando o controle de corrente de magnetização e utilizando esse controle. Observa-se que com o uso da estratégia de controle a oscilação no fluxo decai mais rapidamente e portanto a componente natural da tensão no rotor se extinguirá mais rápido.

Com o amortecimento do fluxo mais rápido a componente natural de tensão e de corrente no rotor se extinguem mais rapidamente, conseqüentemente o torque eletromagnético e a potência fornecida pelo sistema, mostrados na Figura 5.15, se tornam menos oscilatórios, diminuindo os estresses mecânicos no sistema e melhorando a qualidade da energia gerada.

Na tentativa de implementar a malha de corrente de magnetização na bancada experimental, não foi possível ajustar os controladores de corrente no rotor de forma a obter uma faixa de passagem grande como utilizada na simulação. A máxima frequência de corte conseguida para um controle estável ficou em torno de 110 Hz, o que é insuficiente para um ajuste do controlador da corrente de magnetização suficientemente rápido para responder às oscilações devido a componente natural. Não havendo a priori características físicas no sistema que justificasse essa restrição, fez-se a análise espectral

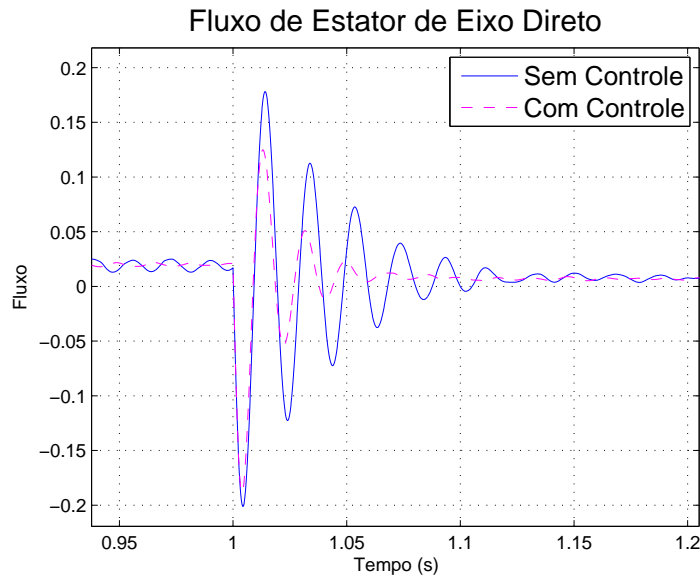


Figura 5.14: Resultado de simulação do fluxo de estator de eixo direto para uma afundamento trifásico para 50%, com o sistema operando na condição nominal.

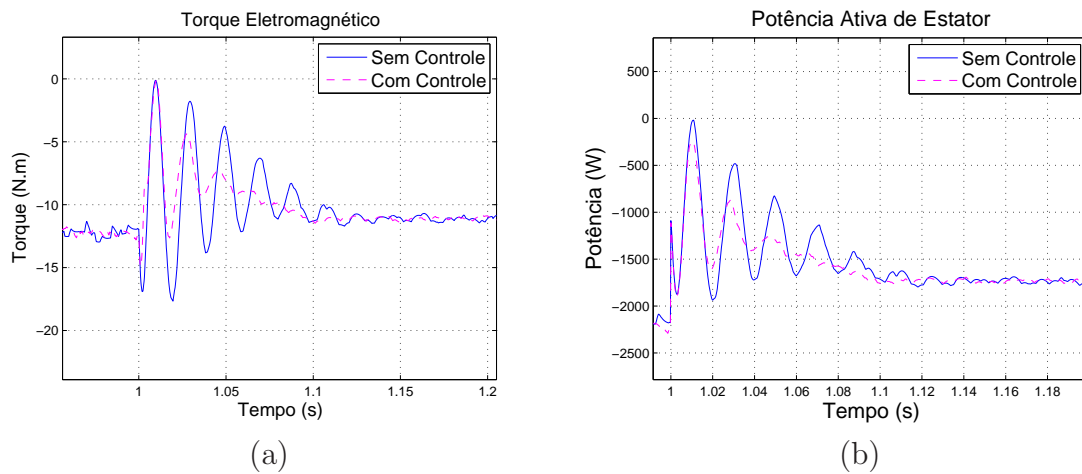


Figura 5.15: Resultado de simulação para uma afundamento trifásico para 50%, com o sistema operando na condição nominal.
 (a) - Torque eletromagnético ;
 (b) - Potência ativa no estator.

das correntes no rotor com a bancada operando em regime permanente com ajuste padrão dos controladores (frequência de corte 55 Hz), mostrada na Figura 5.16.

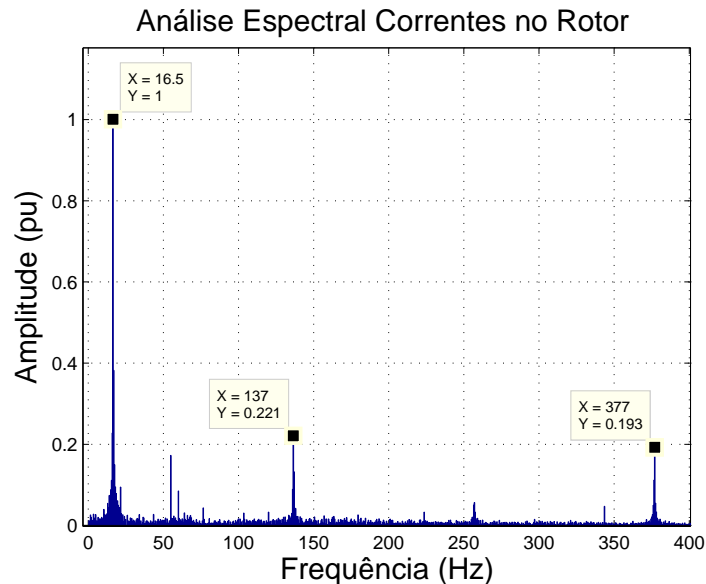


Figura 5.16: Análise espectral das correntes trifásicas do rotor.

A análise espectral da corrente de rotor mostrada na Figura 5.16 revelou três frequências relevantes:

- 16,5 Hz que é a frequência do escorregamento imposta pelo conversor, já que o gerador estava operando a 2300 RPM;
- 137 Hz dada pelo dobro da frequência da rede mais o escorregamento, representando assim uma corrente de sequência negativa. Identificou-se que essa frequência aparece devido a um desequilíbrio permanente nas tensões no ponto de conexão da bancada com a rede, mostrado na Figura 5.17;
- 377 Hz proveniente de um quinto harmônico de quase 5% presente na tensão da rede. Esse quinto harmônico representa uma tensão de sequência negativa que se reflete no rotor como os 300 Hz do harmônico mais o escorregamento ($\approx 17\text{Hz}$) acrescido ainda da frequência da rede, já que o vetor gira em sentido contrário ao giro do rotor.

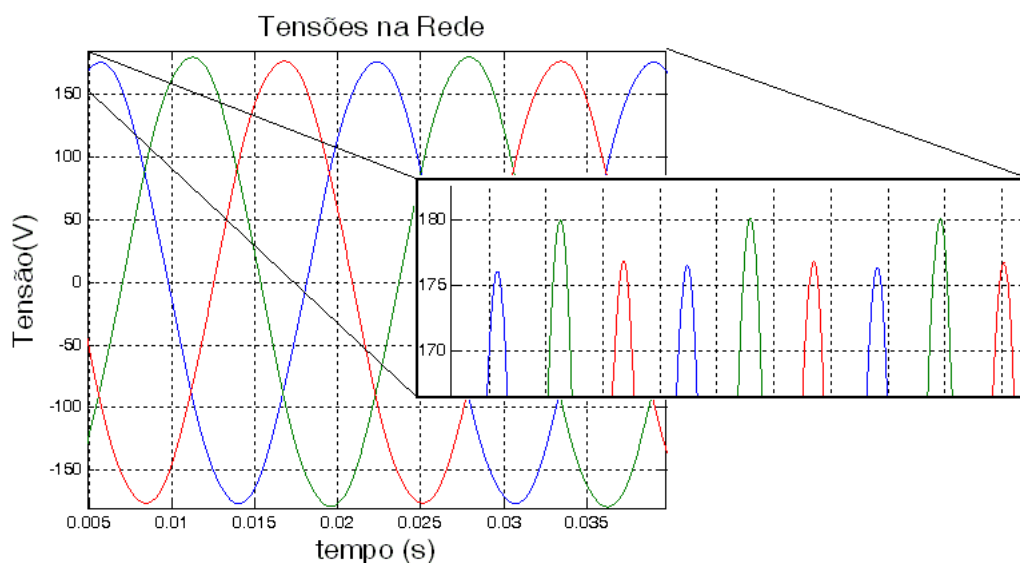


Figura 5.17: Tensões medidas na rede, mostrando no detalhe o desequilíbrio.

A frequência de 137 Hz nas correntes trifásicas do rotor que tem um valor significativo (22%), quando transformadas para o referencial síncrono dq surgem na frequência de 120 Hz para o controle, justificando o pòrque de não ser possível aumentar a frequência de corte dos controladores de corrente. Ao aumentar a faixa de passagem essa frequência que representa uma sequência negativa, portanto não controlada, passa a ser “percebida” pelo controle. Além disso ao aumentar o ganho, as frequências que aparecem entre os 16,5 Hz e os 137 Hz são aumentadas.

Por tudo isso, a implementação experimental da malha de controle da corrente de magnetização na atual configuração da bancada experimental não foi possível. Apesar disso, mostra-se através da simulação que esse controle é possível se forem realizadas melhorias no sistema.

A demonstração do funcionamento do controle na simulação apresentada nesse trabalho representa um avanço em relação ao trabalho anterior desenvolvido no laboratório (Oliveira, 2009), pois a simulação utilizada representa a bancada em estudo, contemplando várias restrições, enquanto o trabalho anterior apresenta um sistema de grande porte, onde algumas idealizações foram realizadas.

5.4 Considerações Finais

Esse capítulo demonstrou a utilização de duas estratégias para melhorar a suportabilidade do DFIG diante de afundamentos equilibrados. Os resultados experimentais para o dispositivo “crowbar” mostra que este pode servir tanto como uma proteção quanto como uma solução de “ride-through”. Já a malha de controle da corrente de magnetização mostra ser eficiente, no entanto resultados experimentais dessa estratégia não foram possíveis, sendo uma proposta de continuidade do presente trabalho.

Conclusões e Propostas de Continuidade

6.1 Conclusões

Este trabalho apresentou resultados experimentais do impacto que os afundamentos momentâneos de tensão equilibrados e desequilibrados causam em um sistema de geração de energia eólica que utiliza a tecnologia de gerador de indução duplamente excitado. Inicialmente descreveu-se a bancada experimental utilizada no estudo, detalhando as estratégias de controles e as técnicas de ajuste dos ganhos dos controladores. Tanto nos afundamentos equilibrados, quanto nos desequilibrados desenvolveu-se a modelagem matemática do sistema durante o afundamento a fim de prever o que ocorre com as diversas variáveis envolvidas, assim como observar por meio de equações o efeito dos parâmetros e dos pontos de operação da máquina no impacto que os afundamentos de tensão provocam. Os resultados experimentais foram apresentados e explicados a luz da modelagem realizada. Por fim, dois métodos para a melhoria da suportabilidade do DFIG durante afundamentos equilibrados foram discutidos e resultados experimentais e de simulação foram exibidos.

No caso dos afundamentos equilibrados as seguintes conclusões podem ser relatadas a respeito do comportamento do sistema:

- O maior impacto é causado pela componente natural do fluxo estático que induz altas tensões no rotor, que por sua vez pode originar sobrecorrentes elevadas no inversor RSC. O fluxo natural decai ao longo do

afundamento;

- As tensões induzidas no rotor são dependentes da amplitude do afundamento e do escorregamento em que o gerador opera;
- As correntes que surgem no rotor são maiores quanto maior for a amplitude do afundamento, maior for o escorregamento e maior for o torque imposto pela turbina eólica;
- A dinâmica do fluxo natural de estator pode ser influenciada pela ação do controle do conversor RSC. Caso a corrente imposta no rotor esteja em fase com o fluxo de estator o decaimento do fluxo de estator é atrasado e no caso de estar em anti-fase o decaimento é acelerado;
- A velocidade de operação do gerador também influencia o decaimento do fluxo estatórico, sendo mais rápido quanto menor for a velocidade;
- Durante o afundamento o torque eletromagnético médio decai, oscilando durante o transitório da componente natural com uma frequência próxima da frequência da rede. O decaimento e a oscilação também são verificados na potência ativa e reativa do estator. A velocidade do gerador aumenta durante a queda de tensão.

Já nos afundamentos desequilibrados lista-se os seguintes impactos no DFIG:

- O maior impacto é causado pela sequência negativa de tensão induzida no rotor que não sofre influência do controle, ocasionando altas correntes no rotor. Essa componente está presente durante todo o afundamento;
- Também há a influência da componente natural da tensão induzida no rotor, porém essa componente não é tão significativa como a sequência negativa. O comportamento dessa componente é similar ao observado no caso trifásico;
- As correntes que surgem no rotor são maiores quanto maior for a amplitude do desequilíbrio de tensão, maior for a velocidade do gerador e maior for o torque imposto pela turbina eólica;

- Durante todo o afundamento o torque eletromagnético médio decai oscilando com a amplitude maior no dobro da frequência da rede, assim como a potência ativa e reativa do estator. A velocidade do gerador decai durante a queda de tensão.

Quanto as estratégias para melhoria da suportabilidade do DFIG aos afundamentos equilibrados apresentadas, os resultados experimentais da utilização do dispositivo “crowbar” mostra ser eficaz, acelerando o decaimento do fluxo de estator e protegendo o conversor RSC das sobrecorrentes. A simulação da implementação da estratégia de controle da corrente de magnetização também mostra que o fluxo de estator pode ser atenuado mais rapidamente, diminuindo mais rapidamente as sobrecorrente, as oscilações de torque e da potência fornecida pelo sistema.

Esse trabalho representa um avanço na compreensão do efeito dos afundamentos de tensão na tecnologia DFIG, já que aborda tanto os aspectos matemáticos quanto resultados experimentais. Muitos trabalhos na literatura tem abordado esse tema, porém uma compreensão maior sobre os diversos aspectos, como influência do pontos de operação e a influência do controle no desempenho do DFIG durante o afundamento eram necessários, papel desempenhado por esse estudo.

6.2 Propostas de Continuidade

O estudo desenvolvido contempla diversos aspectos do comportamento da tecnologia DFIG durante os afundamentos de tensão equilibrados e desequilibrados, porém esse tema é passível de muitas abordagens, assim como tem-se visto na literatura mais recente. As seguintes propostas de continuidade são consequências direta desse trabalho:

- Obtenção de resultados experimentais com a utilização da malha de corrente de magnetização e estudo de formas de melhorar esta estratégia de controle;
- Desenvolvimento de estratégias de controle para melhoria da suportabilidade diante de afundamentos desequilibrados. Essas estratégias vão

na direção da implementação de algum controle da sequência negativa das correntes no rotor;

- Avaliação do impacto dos afundamentos no DFIG quando utiliza-se outras estratégias de controle, como por exemplo o controle direto de potência (DPC - “Direct Power Control”);
- Utilização do sistema fornecendo reativos à rede de forma a compensar os afundamentos ou desequilíbrios de tensão na rede elétrica;

Ademais, como melhoria do trabalho atual seria importante realizar melhorias na bancada experimental atual que possui algumas deficiências, como por exemplo um sistema de condicionamento de sinais não muito bom. Também seria interessante a realização do mesmo estudo utilizando uma bancada experimental com uma potência maior.

Referências Bibliográficas

- (2004). *Electromagnetic Compatibility (EMC)*. IEC61000434.
- (2007). *Wind turbine: Measurement and assessment of power quality characteristics of grid connected wind turbines*. IEC614002.
- (2008). *Procedimentos de Rede Submódulo 2.8: Gerenciamento dos indicadores de desempenho da rede básica e de seus componentes, Revisão 3*. ONS.
- (2008). World wind energy report 2008. Technical report, World Wind Energy Association - WWEA.
- Akhmatov, V. (2003). *Analysis of dynamic behaviour of electric power systems with large amount of wind power*. PhD thesis, Technical University of Denmark.
- Anaya-Lara, O., Zifa, L., Quinonez-Varela, G., and McDonald, J. R. (2008). Optimal dfig crowbar resistor design under different controllers during grid faults. *Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies*, page 2580–2585.
- ANEEL (2009). Banco de informações de geração. <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/operacaogera-caotipo.asp?tipo=7&ger=outro...>
- Bollen, M. (2000). *Understanding Power Quality Problems: Voltage Sags and Interruptions*. IEEE Press.

- da Silva, J. L. (2009). Estratégia de controle e supervisão de um gerador de indução duplamente excitado para turbinas eólicas. Master's thesis, UFMG.
- de Araújo Lima, F. K. (2009). *Aerogerador Baseado em Máquina de Indução Duplamente Alimentada - Suportabilidade para Afundamentos de Tensão*. PhD thesis, COPPE/UFRJ.
- Erlich, I. and Bachmann, U. (2005). Grid code requirements concerning connection and operation of wind turbines in germany. *Power Engineering Society General Meeting*, 2:1253– 1257.
- Erlich, I., Wrede, H., and Feltes, C. (2007). Dynamic behavior of dfig-based wind turbines during grid faults. *Power Conversion Conference Nagoya*, pages 1195–1200.
- Ferrari, S. M. (2006). *Identificação On-Line de Motores de Indução Através de Modelo Discreto para Sinais Senoidais*. PhD thesis, Joinville, Santa Catarina.
- Fortescue, C. L. (1918). Method of symmetrical coordinates applied to the solution of polyphase networks trans. *AIEE*, 37:1027–1140.
- F. Wagner, C. and Evans, R. D. (1933). *Symmetrical Components as Applied to the Analysis of Unbalanced Electrical Circuits*. McGraw-Hill.
- Heier, S. (2005). *Grid Integration of wind energy conversion system*. John Wiley & Sons.
- Hopfensperger, B., Atkinson, D. J., and Lakin, R. A. (2000). Stator-flux-oriented control of a doubly-fed induction machine with and without position encoder. *Electric Power Applications, IEE Proceedings*, 174:241–250.
- Kaura, V. and Blasko, V. (1997). Operation of phase locked loop system under distorted utility conditions. *IEEE Transaction on Industry Applications*, 33.
- Kovács, P. K. (1984). *Transient Phenomena in Eletrical Machines*. Elsevier Science Publishing Co.

- Ling, P., Francois, B., and Yongdong, L. (2009). Improved crowbar control strategy of dfig based wind turbines for grid fault ride-through. *Applied Power Electronics Conference and Exposition, APEC 2009*, page 1932–1938.
- Lohde, R., Jensen, S., Knop, A., and Fuchs, F. W. (2007). Analysis of three phase grid failure and doubly fed induction generator ride-through using crowbar. *Power Electronics and Applications, European Conference on*, pages 1–8.
- López, J., Gúbia, E., Sanchis, P., Roboam, X., and Marroyo, L. (2008a). Wind turbines based on doubly fed induction generator under asymmetrical voltage dips. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 23.
- López, J., Sanchis, P., Gúbia, E., Ursúa, A., Marroyo, L., and Roboam, X. (2008b). Control of doubly fed induction generator under symmetrical voltage dips. *ISIE 2008. IEEE International Symposium on*, pages 2456 – 2462.
- López, J., Sanchis, P., Roboam, X., and Marroyo, L. (2007). Dynamic behavior of the doubly fed induction generator during three-phase voltage dips. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 22.
- Mendes, V. F. (2008). Desenvolvimento de um simulador de turbinas eólicas usando um motor de indução controlado por dsp. Master’s thesis, UFMG.
- Mendes, V. F., Medeiros, F. C., Brasil, D. O. C., ROSAS, P. A. C., and SILVA, S. R. (2008). Sensibilidade de aerogeradores frente a amt s. *20. Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos*, 1:1–65.
- Mohamed, M. B., Jemli, M., Gossa, M., and K.Jemli (2004). Doubly fed induction generator (dfig) in wind turbine. modeling and power flow control. *Industrial Technology, 2004. IEEE ICIT '04. 2004 IEEE International Conference on*, 2:580– 584.
- Morren, J. and 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.
- Novotny, D. W. and Lipo, T. A. (2006). *Vector Control and Dynamics of AC Drives*. Oxford Science Publication,.

- Oliveira, R. G. (2004). Controle e integração a rede elétrica de um sistema eólico com gerador de indução duplamente excitado. Master's thesis, UFMG.
- Oliveira, R. G. (2009). *Contribuição ao Controle de um Sistema de Geração a Velocidade Variável Utilizando Gerador de Indução Duplamente Excitado*. PhD thesis, UFMG.
- Oliveira, R. G., Parma, G. G., and Silva, S. R. (2007). Development of a wind turbine simulator for wind energy conversion systems - experimental results. *Congresso Brasileiro de Eletrônica de Potência- COBEP, Blumenau*, 1:1–6.
- Pena, R., Clare, J. C., and Asher, G. M. (1996). Doubly fed induction generator using back-to-back pwm converters and its application to variable-speed wind-energy generation. *IEE Proceedings - Electric Power Applications*, 143:231–241.
- Petersson, A., Harnefors, L., and Thiringer, T. (2004). Comparison between stator-flux and grid-flux-oriented rotor current control of doubly-fed induction generators. *Power Electronics Specialists Conference, PESC*, 1:482–486.
- Pinheiro, E. L. (2004). Análise de comportamento dinâmico de usinas eólicas a velocidade variável utilizando atpdraw. Master's thesis, UFMG.
- Poller, M. A. (2003). Doubly-fed induction machine models for stability assessment of wind farms. *Power Tech Conference Proceedings, IEEE Bologna*, 3:6.
- Rabelo, B. (2009). *Optimal Reactive Power Sharing with the Doubly-Fed Induction Generators in Wind Turbines*. PhD thesis, Technische Universität Chemnitz.
- Ramos, M. C. L. (2009). Análise do comportamento de aerogeradores frente a afundamentos momentâneos de tensão. Master's thesis, UFMG.
- Rasmussen, M. and Jorgensen, H. K. (2005). Current technology for integrating wind farms. *Transmission and Distribution Conference and Exhibition, Asia and Pacific*, pages 1–4.

- Seman, S., Niiranen, J., Karneva, S., Arkkio, A., and Saitz, J. (2006). Performance study of a doubly fed wind power induction generator under network disturbances. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 21.
- Silva, S. R., Parma, G. G., and Bambirra, G. P. (2006). Desenvolvimento e caracterização técnica das tecnologias em turbinas eólicas e seus modelos dinâmicos. Technical report, UFMG.
- Suul, J. A., Molinas, M., Norum, L., and Undeland, T. (2008). Tuning of control loops for grid connected voltage source converters. *2nd IEEE International Conference on Power and Energy (PECon)*.
- Tang, Y. and Xu, L. (1992). Stator field oriented control of doubly-excited induction machine in wind power generating system. *Proceedings of 35th Midwest Symposium Circuits and Systems*, 2:1446–1449.
- Vítecková, M. and Vítecek, A. (2003). Modulus optimum for digital controllers. *Acta Montanistica Slovaca*, 8.
- Xiang, D., Ran, L., Tavner, P. J., and Yang, S. (2006). Control of doubly fed induction generator in a wind turbine during grid fault ride-through. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 21.

Parâmetros da Bancada Experimental

Parâmetros da Turbina Simulada:

<i>Variável</i>	<i>Valor</i>	<i>Unidade</i>
Potência	2,2	kW
Vento Nominal	12	m/s
Raio (R)	1,53	m
Relação de Transmissão (k)	4,9	-

Parâmetros do Gerador com Rotor Bobinado:

<i>Variável</i>	<i>Valor</i>	<i>Unidade</i>
Potência	2,2	kW
Velocidade Síncrona	1739	RPM
Tensão no Estator	220	V
Tensão no Rotor	110	V
Frequência (f_s)	60	Hz
Número de Pares de Pólos (p)	2	-
Indutância de Magnetização (L_m)	75,7	mH
Indutância Própria de Estator (L_s)	88,1	mH
Indutância Própria de Rotor (L_r)	88,1	mH
Resistência de Estator (R_s)	2,121	Ω
Resistência de Rotor (R_r)	1,5	Ω
Relação de transformação do rotor para o estator (k_{sr})	2	-
Inércia (J)	0,0774	Kg.m ²
Coefficiente de Atrito (B)	0,00338	N.m.s

Parâmetros do Filtro e do Auto-Transformador:

<i>Variável</i>	<i>Valor</i>	<i>Unidade</i>
Indutância do Filtro (L_f)	3,1	mH
Relação de Transformação do Auto-Trafo	220/40	V