

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

Análise do Comportamento de Aerogeradores Frente a Afundamentos Momentâneos de Tensão

Manoel Cândido de Lima Ramos

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 : Prof. Selênio Rocha Silva

Belo Horizonte, 3 de Abril de 2009.

*Aos meus pais e
à minha namorada.*

“Perseverança é o trabalho duro que você faz depois de ficar cansado pelo trabalho duro que já foi feito.”

Newt Gingrich

Agradecimentos

Minha especial gratidão

à Deus;

aos meus pais, Luiz e Laura, pelo apoio, carinho e dedicação;

à Gabriella, pelo amor, paciência e companheirismo;

à minha avó Lídia pelas inúmeras orações;

ao professor Selênio Rocha Silva, pela confiança, dedicação, desprendimento e por compartilhar comigo sua experiência e conhecimento;

ao professor Hélder de Paula, pela motivação;

aos professores e funcionários da Universidade Federal de Minas Gerais;

aos colegas e funcionários do PPGEE;

ao Mozelli pelas dicas de Latex;

aos colegas de trabalho da Eletrobrás que me deram força na reta final;

e também a todos aqueles que contribuíram para esta conquista.

Resumo

O crescimento rápido de parques geradores eólicos em todo mundo tem estimulado a realização de estudos do comportamento dinâmico destas centrais e da sua interação com o sistema elétrico. Neste contexto, este trabalho trata da análise da sensibilidade de três tecnologias de turbinas eólicas, atualmente comercializadas, frente a afundamentos momentâneos de tensão (AMT's) equilibrados e desequilibrados.

Neste trabalho, a tecnologia de aerogerador com máquina síncrona similar ao comercializado pela empresa alemã Enercon foi modelada. O objetivo foi realizar um estudo comparativo desta tecnologia com a de outros aerogeradores anteriormente elaborados, sendo um deles composto de um gerador síncrono com conversores plenos (GSINC) e o outro formado por um gerador de indução duplamente alimentado (DFIG). Os modelos foram desenvolvidos em ambiente *Matlab/Simulink* e os resultados obtidos são capazes de demonstrar o comportamento destas tecnologias frente aos AMT's.

Além disso, os esquemas de proteção que compõem as usinas eólicas são comentados, ressaltando as suas principais características. É desenvolvida uma investigação da suportabilidade destes aerogeradores frente aos distúrbios na rede elétrica, enfatizando a capacidade de cada uma em manter a sua conexão com a rede.

Abstract

The continuing growth of grid connected wind turbine generation systems worldwide has led to many research efforts towards the understanding of their dynamic behavior. Within this context, this thesis presents the analysis of three different technologies of wind turbines during balanced and unbalanced voltage sags in the power systems. These are the types that are more commercialized today.

In this study an approximated model of a windgenerator with synchronous machine was developed and made available in the market by the German company Enercon. The aim is to compare the performance of this technology with two others models that had been previously developed. One of them is the doubly-fed induction generator (DFIG) and the other is the synchronous generator (SG). These dynamic models were built in a Matlab/Simulink environment and the consequent results are capable of demonstrating the behavior and the difference of each technology under faults.

Beyond this, the main protection system required in these technologies were discussed and an analysis about the wind turbines ride-through capability has been performed, with emphasis on the ability of each technology to maintain its connection in a grid.

Sumário

Resumo	ix
Abstract	xi
Lista de Tabelas	xvii
Lista de Figuras	xxiv
Lista de Símbolos	xxviii
Lista de Abreviações	xxix
1 Introdução Geral	1
1.1 Introdução	1
1.2 Definição de Afundamento de Tensão	5
1.3 Proteção de Aerogeradores	8
1.4 Objetivos do Trabalho	9
1.5 Estruturação do Trabalho	10
2 Tecnologias de Aerogeradores	11
2.1 Introdução	11
2.2 Gerador de Indução em Gaiola (IG)	14

2.3	Gerador Síncrono com Conversores PWM (GSINC)	15
2.4	Gerador Síncrono com Retificador a Diodos	16
2.5	Gerador de Indução Duplamente Alimentado (DFIG)	18
2.6	Gerador de Indução com Resistores Chaveados no Rotor	20
2.7	Considerações Finais	21
3	Modelagem do Aeroogerador Síncrono com Retificador a Diodos	23
3.1	Introdução	23
3.2	Modelo do Aeroogerador	24
3.2.1	Modelo Dinâmico da Turbina Eólica	25
3.2.2	Gerador Síncrono	28
3.2.3	Modelo do Retificador Hexafásico	32
3.2.4	Modelo do Conversor <i>Boost</i>	33
3.2.5	Modelo do Inversor de Tensão	37
3.2.6	Modelo das Malhas de Controle	39
3.2.7	Projeto do Filtro LCL de saída	40
3.3	Implementação do Modelo do Aeroogerador no Simulink	44
3.4	Considerações Finais	47
4	Sensibilidade dos Aeroogeradores frente a AMT's	49
4.1	Introdução	49
4.2	Gerador Síncrono com Retificador a Diodos	50
4.3	Gerador Síncrono com Conversores PWM (GSINC)	61
4.4	Gerador Indução Duplamente Alimentado (DFIG)	71
4.5	Análise dos Resultados	80
4.5.1	Modelo com Gerador Síncrono com Retificador a Diodos	81
4.5.2	Modelo GSINC	83
4.5.3	Modelo DFIG	85
4.6	Sistemas de Proteção para os Aeroogeradores	87

4.6.1	Proteção de Sobretensão e Subtensão	87
4.6.2	Proteção de Sobrecorrente	88
4.6.3	Proteção de Sobrevelocidade	90
4.6.4	Proteção de Frequência	91
4.7	Limitações do Modelo	91
4.8	Considerações Finais	94
5	Conclusões e Propostas de Continuidade	95
5.1	Conclusões	95
5.2	Propostas de Continuidade	97
	Referências Bibliográficas	98
	Apêndices:	105
A	Modelo do Aerogerador com Gerador Síncrono com Conversores Plenos (GSINC)	105
B	Modelo do Aerogerador com Gerador de Indução Duplamente Alimentação (DFIG)	107
C	Parâmetros dos Aerogeradores com Máquina Síncrona	109
D	Parâmetros do Aerogerador com Máquina de Indução Duplamente Alimentada	111

Lista de Tabelas

1.1	Principais Usinas Eólicas do Brasil (ANEEL, 2009)	4
3.1	Parâmetros do Filtro LCL	44
4.1	Especificações dos Afundamentos de Tensão Recomendados pela Norma IEC 61400-21 para Testes de Sensibilidade em Aerogeradores (IEC, 2007)	49
4.2	Ajustes das Proteções de Sobrefrequência e Subfrequência . . .	91
C.1	Parâmetros da Turbina Eólica dos Aerogeradores com Gerador Síncrono	109
C.2	Parâmetros dos Aerogeradores com Gerador Síncrono	110
D.1	Parâmetros da Turbina Eólica do Aerogerador com Gerador de Indução Duplamente Alimentado (DFIG)	111
D.2	Parâmetros do Aerogerador com Gerador de Indução Dupla- mente Alimentado (DFIG)	112

Lista de Figuras

1.1	Evolução da Capacidade Instalada de Usinas Eólicas no Mundo de 1994 até 2008 e a Previsão para os Próximos Dois Anos (Fonte: World Wind Energy Association-WWEA, 2009)	2
1.2	Distribuição da Potência Eólica Instalada nos Estados Brasileiros (Fonte: ANEEL, 2009)	3
1.3	Curva de Suportabilidade para Aeroogeradores Proposta pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)	5
1.4	Exemplo de Afundamento de Tensão para 50% da Tensão Nominal e com Duração de Três Ciclos	6
1.5	Afundamento de Tensão Retangular Idealizado	7
1.6	Afundamento de Tensão Não-Retangular Retratando a Variação da Amplitude das Três Fases ao Longo da Duração do AMT	7
2.1	Curvas Características de Potência Ativa Versus Velocidade do Gerador para Tecnologias que Operam a Velocidade Constante	12
2.2	Curvas Características de Potência Ativa Versus Velocidade do Gerador para Tecnologias que Operam a Velocidade Variável	13
2.3	Topologia do Aeroogerador com Gerador de Indução com Rotor em Gaiola	14
2.4	Configuração do Gerador Síncrono com Conversores PWM	16

2.5	Configuração de um Aerogerador Utilizando a Tecnologia Similar à Comercializada pela Enercon	17
2.6	Sistema de um Aerogerador a Velocidade Variável Utilizando Gerador de Indução Duplamente Alimentado	19
2.7	Esquema do Aerogerador com Gerador de Indução com Resistores Chaveados no Rotor	20
3.1	Configuração do Modelo do Aerogerador Similar ao Comercializado pela Empresa Enercon	24
3.2	Forças de Arrasto e de Sustentação em uma Turbina Eólica	25
3.3	Curvas que Relacionam o Coeficiente de Potência (C_p) em Função da Relação de Velocidade (λ) e do Ângulo de Passo (β)	26
3.4	Turbina Eólica Equipada com Mecanismo de Controle do Ângulo de Passo.	27
3.5	Diagrama de Blocos do Controle do Ângulo de Passo com Realimentação de Potência Mecânica da Turbina	28
3.6	Gerador Síncrono com Pólos Salientes e Excitação de Campo (Fonte: Guedes, 2002)	29
3.7	Circuitos Equivalentes Dinâmicos da Máquina Síncrona	29
3.8	Tensões no Gerador Síncrono e Tensões Após os Transformadores YY e $Y\Delta$	31
3.9	Correntes Hexafásicas após os Transformadores YY e $Y\Delta$	32
3.10	Sistema de Conversores do Modelo Enercon	32
3.11	Circuito do Conversor Elevador de Tensão (<i>Boost</i>)	34
3.12	Formas de Onda no Modo de Condução Contínua Sobre os Elementos do Circuito do <i>Boost</i>	35
3.13	Formas de Onda das Tensões de Entrada (V_i) e de Saída (V_o) do Conversor <i>Boost</i> em Regime Permanente de Operação do Aerogerador	36

3.14	Forma de Onda da Corrente no Indutor do Conversor <i>Boost</i> em Regime Permanente de Operação do Aeroerador	36
3.15	Comparação do Sinal de Controle (Modulante) com uma Onda Periódica (Portadora) para Gerar os Sinais de Saída Instantâneo e Médio	37
3.16	Configurações das Malhas de Controle do Conversor <i>Boost</i> e do Inversor PWM Implementadas para o Modelo Enercon . . .	40
3.17	Circuito Equivalente Monofásico do Filtro LCL para o Harmônico de Ordem h	41
3.18	Modelo no <i>Matlab/Simulink</i> do Sistema Externo, que é Comum aos Modelos Simulados e ao Implementado neste Trabalho	45
3.19	Modelo do Aeroerador Similar ao Enercon Desenvolvido no <i>Matlab/Simulink</i>	46
3.20	Telas de Comandos e Alterações dos Parâmetros do Sistema que Representa a Usina Eólica	47
4.1	Valores RMS das Correntes e Tensões no Primário do Transformador da Usina sob um AMT 3ϕ (Enercon)	51
4.2	Valores RMS das Correntes e Tensões no Primário do Transformador da Usina sob um AMT 2ϕ (Enercon)	52
4.3	Valores RMS das Correntes e Tensões no Primário do Transformador da Usina sob um AMT 1ϕ (Enercon)	53
4.4	Grandezas Temporais do Aeroerador no Secundário do Transformador da Usina para um Afundamento 3ϕ (Enercon)	54
4.5	Grandezas Temporais do Aeroerador no Secundário do Transformador da Usina para um Afundamento 2ϕ (Enercon)	55
4.6	Grandezas Temporais do Aeroerador no Secundário do Transformador da Usina para um Afundamento 1ϕ (Enercon)	56
4.7	Comportamento da Tensão de Entrada (V_i) e de Saída (V_o) do Conversor <i>Boost</i> Durante os AMT's	57

4.8	Evolução das Potências Ativa e Reativa no Tempo, Afundamento 3ϕ (Enercon)	58
4.9	Evolução das Potências Ativa e Reativa no Tempo, Afundamento 2ϕ (Enercon)	59
4.10	Evolução das Potências Ativa e Reativa no Tempo, Afundamento 1ϕ (Enercon)	60
4.11	Evolução das Velocidades do Vento e da Turbina para um Afundamento 2ϕ (Enercon)	61
4.12	Valores RMS das Correntes e Tensões no Primario do Transformador da Usina sob Afundamento 3ϕ (GSINC)	62
4.13	Valores RMS das Correntes e Tensões no Primario do Transformador da Usina sob Afundamento 2ϕ (GSINC)	63
4.14	Valores RMS das Correntes e Tensões no Primario do Transformador da Usina sob Afundamento 1ϕ (GSINC)	64
4.15	Evolução das Potências no Tempo, Afundamento 3ϕ (GSINC)	65
4.16	Evolução das Potências no Tempo, Afundamento 2ϕ (GSINC)	66
4.17	Evolução das Potências no Tempo, Afundamento 1ϕ (GSINC)	67
4.18	Grandezas Temporais do Aerogerador no Secundário do Transformador da Usina para um Afundamento 3ϕ (GSINC)	68
4.19	Grandezas Temporais do Aerogerador no Secundário do Transformador da Usina para um Afundamento 2ϕ (GSINC)	69
4.20	Grandezas Temporais do Aerogerador no Secundário do Transformador da Usina para um Afundamento 1ϕ (GSINC)	70
4.21	Evolução das Velocidades do Vento e da Turbina sob Afundamento 3ϕ (GSINC)	71
4.22	Valores RMS das Correntes e Tensões no Primario do Transformador do Aerogerador Sujeito a um Afundamento 3ϕ (DFIG)	72
4.23	Valores RMS das Correntes e Tensões no Primario do Transformador do Aerogerador Sujeito a um Afundamento 2ϕ (DFIG)	73

4.24	Valores RMS das Correntes e Tensões no Primário do Transformador do Aerogerador Sujeito a um Afundamento 1ϕ (DFIG)	74
4.25	Comportamento das Grandezas do Rotor em um Afundamento 3ϕ (DFIG)	75
4.26	Correntes e Tensões no Secundário do Transformador e as Correntes no Rotor e de Estator sob Afundamento 3ϕ (DFIG)	76
4.27	Correntes e Tensões no Secundário do Transformador e as Correntes no Rotor e de Estator sob Afundamento 2ϕ (DFIG)	77
4.28	Correntes e Tensões no Secundário do Transformador e as Correntes no Rotor e de Estator sob Afundamento 1ϕ (DFIG)	78
4.29	Potências Ativa e Reativa sob Afundamento 3ϕ (DFIG)	79
4.30	Velocidades do Gerador e da Turbina sob Afundamento 3ϕ (DFIG)	80
4.31	Correntes no Secundário do Transformador e a Tensão no Barramento CC no Afundamento 1ϕ (Enercon)	81
4.32	Correntes no Secundário do Transformador e a Tensão no Barramento CC no Afundamento 2ϕ (Enercon)	82
4.33	Correntes no Secundário do Transformador e a Tensão no Barramento CC no Afundamento 3ϕ (Enercon)	83
4.34	Correntes no Primário e Correntes no Secundário do Transformador no Afundamento 2ϕ (GSINC)	84
4.35	Correntes no Primário e Correntes no Secundário do Transformador no Afundamento 1ϕ (GSINC)	84
4.36	Correntes no Primário e Correntes no Secundário do Transformador no Afundamento 3ϕ (GSINC)	85
4.37	Correntes no Primário e Correntes no Secundário do Transformador no Afundamento 1ϕ (DFIG)	86
4.38	Correntes no Primário e Correntes no Secundário do Transformador no Afundamento 2ϕ (DFIG)	86

4.39	Correntes no Primário e Correntes no Secundário do Transformador no Afundamento 3ϕ (DFIG)	87
4.40	Valores Máximos de Correntes de Acordo com a Variação da Amplitude do Afundamento para uma Duração Fixa de 0,2s	89
4.41	Atuação da Proteção de Sobrecorrente Instantânea do Modelo Enercon para um AMT 3ϕ para 20 % e Duração de 0,5 s	90
4.42	Oscilações da Potência Ativa Gerada em Regime Permanente e sob um AMT 3ϕ para 20 % e Duração de 0,2 s	92
4.43	Variação do Ângulo de Referência do Modelo GSINC Durante AMT 2ϕ , Para 50 % e Duração de 0,2 s	93
A.1	Modelo do Aerogerador com Gerador Síncrono com Conversores PWM Implementado no <i>Matlab/Simulink</i>	106
B.1	Modelo do Aerogerador com Gerador de Indução Duplamente Alimentado Desenvolvido no <i>Matlab/Simulink</i>	108

Lista de Símbolos

C_p - Coeficiente de potência;

β - Ângulo de passo (Graus);

λ - Relação de velocidades;

ω - Velocidade rotacional da turbina em (rad/s);

R - Raio das pás em metros (m);

V - Velocidade do vento incidente na turbina (m/s);

P_A - Potência mecânica da turbina (W);

I_o - Corrente CC de saída do conversor *boost* (A);

I_i - Corrente CC de entrada do conversor *boost* (A);

D - Ciclo de trabalho do conversor *boost*;

E - Tensão de entrada do conversor *boost* (V);

V_o - Tensão de saída do conversor *boost* (V);

C_1 - Capacitor do lado do gerador (F);

C_2 - Capacitor do lado da rede (F);

L_b - Indutor do conversor *boost* (H);

V_L - Tensão RMS sobre o indutor do conversor (V);

T_s - Período (s);

T_{on} - Tempo em que a chave T do conversor *boost* está ligada (s);

T_{off} - Tempo em que a chave T do conversor *boost* está desligada (s);

ΔI_i - Variação da corrente de entrada do conversor *boost* (A);

ΔI_o - Variação da corrente de saída do conversor *boost* (A);

v_{ds}, v_{qs} - Tensões de eixo direto e em quadratura de estator (V);

v'_{fd} - Tensão da bobina de campo, referida ao estator (V);

v'_{kd} - Tensão do enrolamento amortecedor de eixo direto, referida ao estator (V);

v'_{kq} - Tensão do enrolamento amortecedor de eixo quadratura, referida ao estator (V);

i_{ds}, i_{qs} - Correntes de eixo direto e em quadratura de estator (A);

i'_{fd} - Corrente da bobina de campo referida ao estator (A);

i'_{kd} - Corrente do enrolamento amortecedor de eixo direto, referida ao estator (A);

i'_{kq} - Corrente do enrolamento amortecedor de eixo quadratura, referida ao estator (A);

$\lambda_{ds}, \lambda_{qs}$ - Enlaces de fluxo de eixo direto e em quadratura de estator (V/rad/s);

λ'_{fd} - Enlace de fluxo da bobina de campo referida ao estator (V/rad/s);

λ'_{kd} - Enlace de fluxo do enrolamento amortecedor de eixo direto, referida ao estator (V/rad/s);

λ'_{kq} - Enlace de fluxo do enrolamento amortecedor de eixo em quadratura, referido ao estator (V/rad/s);

T_e - Conjugado eletromagnético (N·m);

T_t - Módulo do conjugado mecânico produzido pela turbina eólica (N·m);

ω_e - Rotação do referencial síncrono (rad/s);

ω_r - Rotação do rotor em (rad/s);

r_s - Resistência do enrolamento de estator (Ω);

r'_{fd} - Resistência da bobina de campo referida ao estator (Ω);

r'_{kd} - Resistência do enrolamento amortecedor de eixo direto, referida ao estator (Ω);

r'_{kq} - Resistência do enrolamento amortecedor de eixo em quadratura, referida ao estator (Ω);

$L_{\ell s}$ - Indutância de dispersão do enrolamento de estator (H);

L_{md} - Indutância de magnetização de eixo em quadratura do enrolamento de estator (H);

L_{mq} - Indutância de magnetização de eixo em quadratura do enrolamento de estator (H);

$L_{ds} = L_{\ell s} + L_{md}$ - Indutância síncrona de eixo direto do enrolamento de estator (H);

$L_{qs} = L_{\ell s} + L_{mq}$ - Indutância síncrona de eixo em quadratura do enrolamento de estator (H);

$L'_{\ell fd}$ - Indutância de dispersão da bobina de campo referida ao estator (H);

$L'_{\ell kd}$ - Indutância de dispersão do enrolamento amortecedor de eixo direto, referida ao estator (H);

$L'_{\ell kq}$ - Indutância de dispersão do enrolamento amortecedor de eixo em quadratura, referida ao estator (H);

$J = J_g + J_t$ - Constante de inércia total do gerador por eixo da turbina (kgm^2);

e_{abc} - Tensão nos terminais do inversor (V);

v_{abc} - Tensão da rede elétrica (V);

i_{abc} - Corrente na entrada do inversor (V);

R_f - Resistência do filtro (Ω);

L_f - Indutância do filtro do lado da rede (H);

L - Indutância do filtro do lado do gerador (H);

C_f - Capacitor do filtro LCL (F);

f_n - Frequência do sistema (Hz);

V_g - Tensão fase neutro da rede (V);

Lista de Abreviações

DFIG	Gerador de Indução de Dupla Alimentação e (do inglês, <i>Doubly-Fed Induction Generator</i>);
GSINC	Gerador Síncrono com Retificador PWM e (do inglês, <i>Synchronous Generator with PWM Rectifier</i>);
IG	Gerador de Indução em Gaiola e (do inglês, <i>Squirrel Cage Induction Generator</i>);
PWM	Modulação por Largura de Pulso e (do inglês, <i>Pulse Width Modulation</i>);
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia;
SIN	Sistema Interligado Nacional;
PCH's	Pequenas Centrais Hidrelétricas;
VTCD	Variação de Tensão de Curta Duração;
ATT	Afundamentos Temporários de Tensão;
AMT's	Afundamentos Momentâneos de Tensão;
RCC	Razão de Curto Circuito;

Introdução Geral

1.1 Introdução

O conhecimento e a pesquisa de fontes alternativas de energia vêm ganhando cada vez mais espaço no cenário mundial. O crescimento dos preços e dos danos ambientais causados por combustíveis fósseis são os grandes motivadores para o desenvolvimento de pesquisas em produção de energia elétrica mais limpa e renovável, tal como é o caso da energia eólica. O grande desafio destas tecnologias encontra-se hoje na otimização de seus projetos em razão da susceptibilidade de tais usinas a distúrbios transitórios ocorridos na rede elétrica (capacidade de *ride-through*), os quais podem até mesmo provocar o desligamento temporário das usinas. Atualmente, em alguns países, já é exigido que os aerogeradores sejam mantidos em operação durante e após falhas, com o objetivo de manter a regulação de tensão e frequência e o controle de fornecimento de ativos e reativos durante a falta (Medeiros et al., 2005).

A capacidade instalada de usinas eólicas tem evoluído consideravelmente nos últimos anos. A opção por esta forma de energia está relacionada à queda nos custos de geração, aumento da potência dos aerogeradores e principalmente ao apelo ambiental. A produção de energia elétrica através da energia cinética dos ventos está se aproximando das formas convencionais de produção de energia elétrica, uma vez que as turbinas modernas têm melhorado em eficiência e confiabilidade. Quando é analisado o cenário mundial, observa-se que a capacidade instalada das usinas eólicas tem expandido consideravelmente nos últimos dez anos, como ilustra a Figura 1.1.

Sabe-se que países como a Alemanha e a Dinamarca, em razão de suas

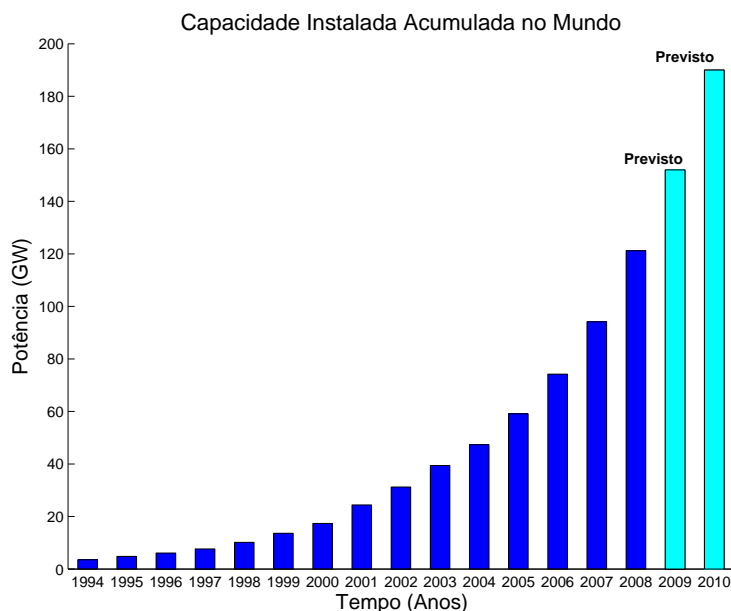


Figura 1.1: Evolução da Capacidade Instalada de Usinas Eólicas no Mundo de 1994 até 2008 e a Previsão para os Próximos Dois Anos (Fonte: World Wind Energy Association-WWEA, 2009)

condições internas e do favorecimento governamental, sobressairam-se sobre os demais, alcançando um desenvolvimento tecnológico e uma consciência ambiental que proporcionaram uma condição de destaque no desenvolvimento de turbinas eólicas de grande porte. Já os Estados Unidos da América especializaram-se nas turbinas de pequeno porte e são hoje referências mundiais na área, tendo surpreendentemente ultrapassado os alemães em potência instalada de usinas eólicas de grande porte, pela primeira vez nos últimos dez anos (WWEA, 2009), (Pinheiro, 2004).

No Brasil, o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), criado em 26 de abril de 2002, incentivou a instalação de 3.300 MW de capacidade, dentre os quais 1.100 MW serão provenientes de fontes eólicas, 1.100 MW de pequenas centrais hidrelétricas (PCHs) e 1.100 MW de projetos de biomassa. O objetivo era a diversificação da matriz energética brasileira, agregando ao Sistema Elétrico Integrado Nacional (SIN) um maior número de instalações com estas fontes alternativas de energia elétrica. A energia produzida pelas unidades geradoras selecionadas neste programa foi adquirida pela Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (Eletrobrás),

com contratos que terão duração de 20 anos (Ferreira, 2007). Segundo a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL, 2009), a capacidade instalada total de energia eólica no Brasil, em fevereiro de 2009, era de 405 MW, de um potencial estimado de 143.000 MW em todo o país. As principais instalações eólicas de grande porte estão localizadas nos estados do Rio Grande do Sul, Ceará, Rio Grande do Norte e Paraíba. A Figura 1.2 ilustra a distribuição por estado da capacidade de geração eólica instalada no Brasil. A Tabela 1.1 apresenta as principais usinas eólicas do Brasil, ressaltando a sua potência, localização e o tipo de tecnologia de seus aerogeradores. Nota-se que 85,8 % da potência total instalada, o que corresponde às 13 maiores usinas no Brasil, advém de aerogeradores comercializados pelas empresas Enercon e Suzlon.

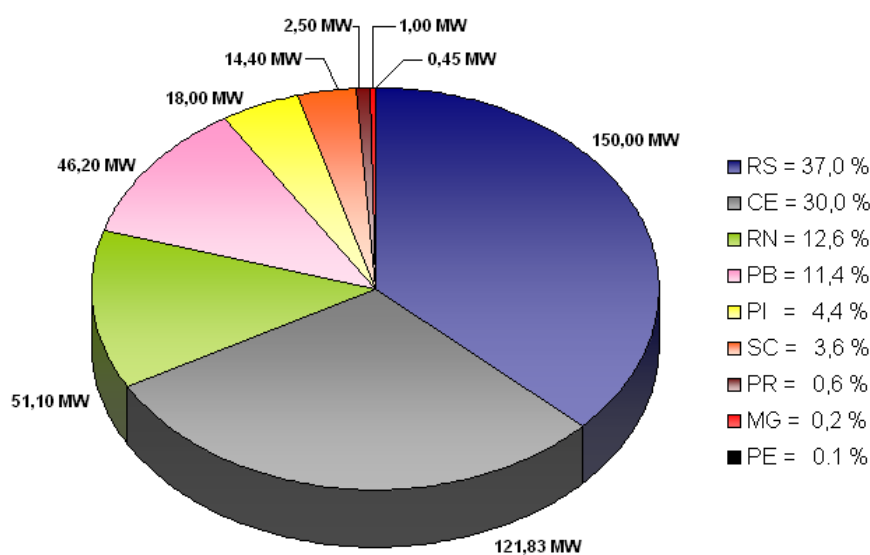


Figura 1.2: Distribuição da Potência Eólica Instalada nos Estados Brasileiros (Fonte: ANEEL, 2009)

A integração de turbinas eólicas ou parques geradores ligadas à rede elétrica é tema recorrente em muitos trabalhos da literatura técnica. Alguns trabalhos dedicaram-se ao desenvolvimento de modelos computacionais das diversas tecnologias existentes, buscando avaliar o seu comportamento dinâmico e as soluções para melhorar a suportabilidade do sistema (Muljadi et al., 2007), (Ottersten et al., 2004), (Conroy and Watson, 2007). Outros trabalhos trataram das interações de usinas eólicas com o sistema elétrico (Silva et al., 2003), (Mullane et al., 2005). No texto de Coughlan et al.

(2007), é feita, do ponto de vista do operador nacional do sistema elétrico da Irlanda, uma comparação entre os modelos de aerogeradores utilizados indicando suas validades e falhas, além de apresentar informações importantes para a realização de simulações computacionais.

No Brasil, como em outros países, um requisito de suportabilidade frente a AMT's foi proposto pelo Operador Nacional do Sistema (ONS). Segundo o submódulo 3.6 dos Procedimentos de Rede, caso haja um afundamento de tensão em uma ou mais fases no ponto de conexão com a Rede Básica, a central deve continuar operando se a tensão nos seus terminais permanecer acima da curva indicada na Figura 1.3, buscando garantias para a manutenção da integridade do sistema elétrico e do fornecimento de eletricidade (ONS, 2008).

Tabela 1.1: Principais Usinas Eólicas do Brasil (ANEEL, 2009)

Usina	Localização	Potência (MW)	Tecnologia
Parque Eólico de Osório	RS	50.000	Enercon
Parque Eólico Sangradouro	RS	50.000	Enercon
Parque Eólico dos Índios	RS	50.000	Enercon
RN 15 Rio do Fogo	RN	49.300	Enercon
Parque Eólico de Beberibe	CE	25.600	Enercon
Foz do Rio Choró	CE	25.200	Suzlon
Eólica Paracuru	CE	23.400	Suzlon
Pedra do Sal	PI	18.000	Enercon
Taíba Albatroz	CE	16.500	Suzlon
Eólica Canoa Quebrada	CE	10.500	Suzlon
Millennium	PB	10.200	Enercon
Eólica de Prainha	CE	10.000	Enercon
Eólica Água Doce	SC	9.000	Enercon

Segundo Ferreira et al.,(2008), a poucos anos atrás era aceitável que uma turbina eólica se desconectasse do sistema quando a tensão em seus terminais caísse abaixo de 80 %, devido à pouca representatividade destas centrais. Porém, com o crescimento da geração eólica, surgem novas preocupações com a estabilidade e a suportabilidade das usinas frente a faltas, exigindo-se destas usinas características similares às de usinas convencionais, como suporte de tensão e frequência.

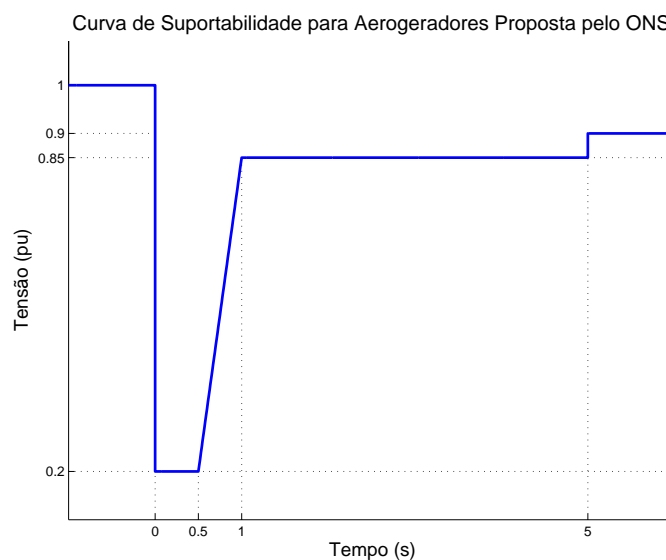


Figura 1.3: Curva de Suportabilidade para Aerogeradores Proposta pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)

1.2 Definição de Afundamento de Tensão

Um afundamento de tensão é uma Variação de Tensão de Curta Duração (VTCD), que é definida como um desvio significativo da amplitude da tensão por curto intervalo de tempo. As VTCD's incluem também interrupções e elevações de tensão (ONS, 2008). De acordo com o ONS (2008), a duração da VTCD é definida pelo intervalo de tempo decorrido entre o instante em que o valor eficaz da tensão em relação à tensão nominal do sistema ultrapassa determinado limite e o instante em que a mesma variável volta a cruzar este limite. Uma VTCD momentânea compreende os eventos com duração inferior ou igual a três segundos, enquanto uma VTCD temporária compreende os eventos com duração superior a três segundos e inferior ou igual a um minuto. Por conseguinte, os afundamentos de tensão podem ser denominados Afundamentos Momentâneos de Tensão (AMT) ou Afundamentos Temporários de Tensão (ATT), de acordo com a sua duração. O evento é considerado um afundamento de tensão quando o valor eficaz da tensão é superior ou igual a 0,1 pu e inferior a 0,9 pu da tensão nominal. Na Figura 1.4 é ilustrado um exemplo de afundamento de tensão para 50% durante um determinado intervalo de tempo.

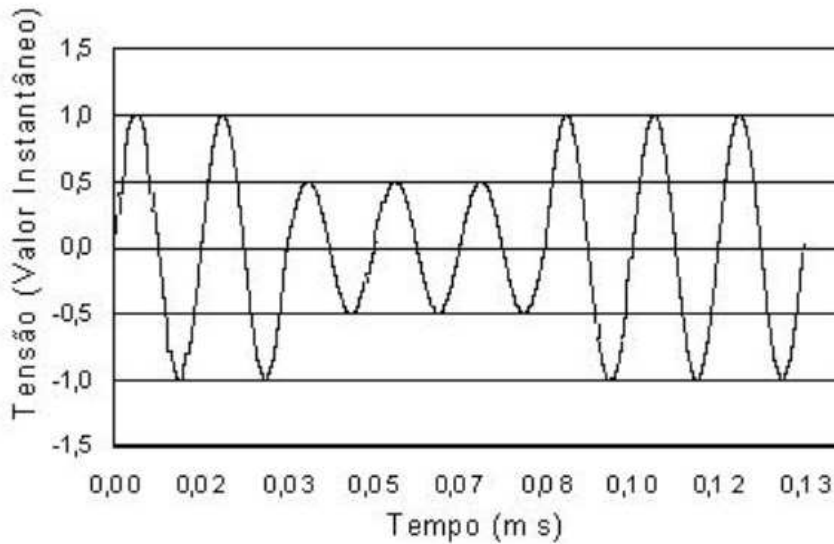


Figura 1.4: Exemplo de Afundamento de Tensão para 50% da Tensão Nominal e com Duração de Três Ciclos

Na Figura 1.5 é apresentada uma idealização da tensão RMS para um afundamento de tensão de característica retangular para 50% e com duração de 3 ciclos (IEEE-Task-Force-P1564, 2001; GQEE-EFEI, 2001). Pode-se dizer, porém, que a maioria dos AMT's não tem amplitude constante durante o seu período de duração (IEEE-Task-Force-P1564, 2001; GQEE-EFEI, 2001). Como exemplo temos a Figura 1.6, que mostra o comportamento do valor eficaz das tensões para um afundamento de tensão em que a amplitude das três fases varia ao longo do seu tempo de duração (IEEE-Task-Force-P1564, 2001; GQEE-EFEI, 2001).

Os afundamentos de tensão podem ser caracterizados por dois parâmetros básicos: a sua amplitude e duração. A amplitude do AMT pode ser definida pelo valor extremo eficaz (média quadrática) da tensão em relação à tensão nominal do sistema no ponto considerado, enquanto perdurar o evento.

As principais causas dos afundamentos de tensão são as faltas nas redes elétricas que normalmente se iniciam após uma descarga atmosférica direta ou lateral em uma linha de transmissão ou distribuição de energia elétrica. Em aerogeradores tanto a velocidade fixa como a velocidade variável, o comporta-

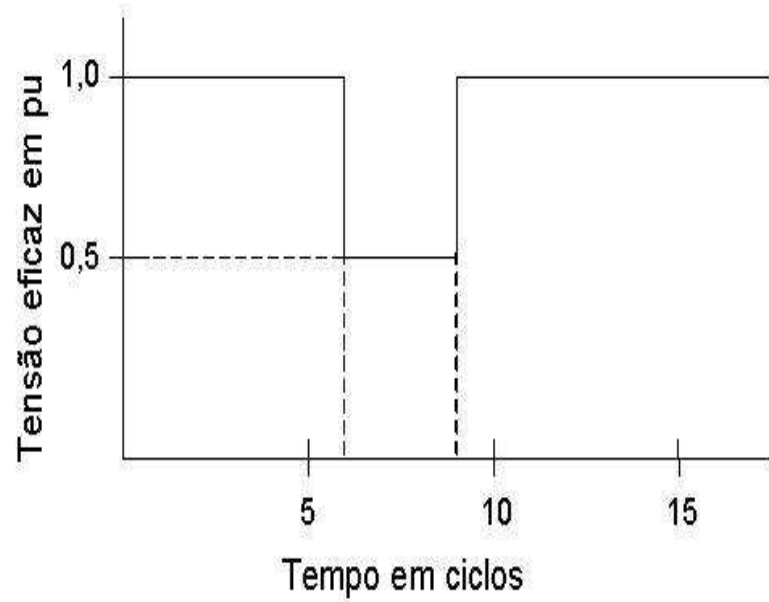


Figura 1.5: Afundamento de Tensão Retangular Idealizado

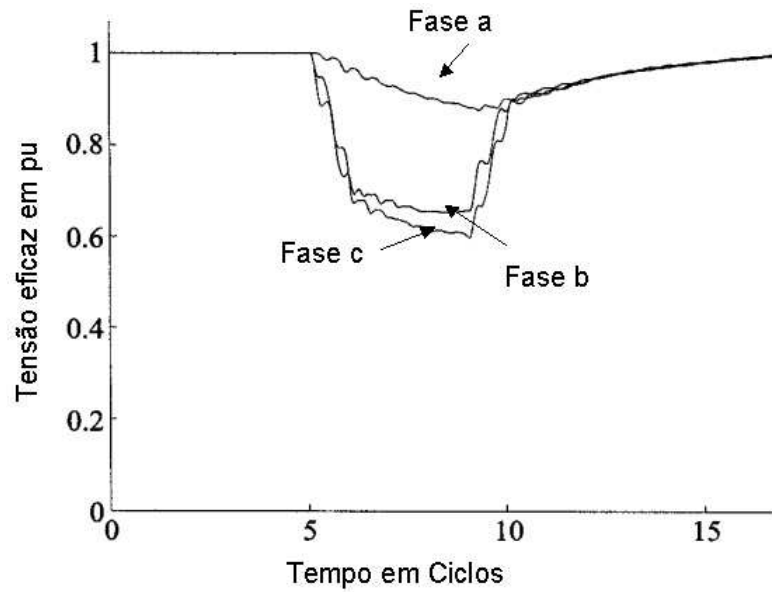


Figura 1.6: Afundamento de Tensão Não-Retangular Retratando a Variação da Amplitude das Três Fases ao Longo da Duração do AMT

mento dinâmico durante faltas no sistema externo é particularmente rico em diversidade, já que estes equipamentos apresentam suportabilidade muito dependente dos ajustes de proteção, da capacidade de armazenamento de energia armazenada intrinsecamente ao equipamento e dos limites de ajustes definidos em suas malhas de controle, que particularmente possuem rápida resposta transitória, delimitando o fluxo de energia internamente ao equipamento.

1.3 Proteção de Aerogeradores

Além dos estudos envolvendo afundamentos de tensão, faz parte também deste trabalho uma breve análise envolvendo os principais aspectos da proteção para aerogeradores. Eles necessitam ser protegidos não apenas de curto-circuitos, mas também de alguma operação anormal do sistema elétrico, como por exemplo, a variação da sua frequência. Para identificar tais situações adversas e proteger os equipamentos, foram utilizados modelos de relés de proteção que emitem o sinal para abertura dos disjuntores, assegurando a integridade dos elementos do sistema. Os esquemas de proteção mudaram bastante com o avanço dos microprocessadores, uma vez que as diversas funcionalidades dos relés analógicos foram incorporadas em uma única estrutura denominada de relé digital.

Este trabalho busca auxiliar no aprimoramento da qualidade dos equipamentos, tendo como foco a qualidade e o fornecimento da energia elétrica. O objetivo é observar a influência do comportamento das proteções durante os AMT's. Sabe-se que vários *blackouts* são causados por falhas de proteção e que a modelagem destes dispositivos é essencial para operação segura e confiável dos sistemas modernos de potência (Hor et al., 2003), como é o caso de parques eólicos. Modelos como estes permitem que se possa entender melhor os efeitos das proteções sobre o sistema durante os distúrbios, além de gerar dados úteis para a melhoria dos ajustes de proteção

1.4 Objetivos do Trabalho

O principal objetivo deste estudo foi o desenvolvimento de um modelo de aerogerador similar ao comercializado pela empresa Enercon para investigação do comportamento desta tecnologia frente aos distúrbios na rede elétrica, além de compará-la com mais dois outros tipos de aerogeradores. A elaboração deste modelo é um grande desafio por se tratar de uma tecnologia fechada, construída integralmente pelo seu fabricante, conseqüentemente existe uma escassez de informações desta tecnologia em artigos técnicos e científicos, na maioria da vezes protegidas por contratos de sigilo. Contudo, foram levados em conta aspectos da dinâmica eletromecânica, dos controles e dos sistemas de proteção e comando.

A outra meta deste trabalho é a análise do comportamento dinâmico, frente a Afundamentos Momentâneos de Tensão-AMT's, dessas três tecnologias de aerogeradores atualmente comercializadas, operando em condições nominais de vento. Os estudos realizados compreendem a análise de sensibilidade dos aerogeradores devido a AMT's monofásicos, bifásicos e trifásicos, de acordo com os índices estabelecidos pela norma IEC 61400-21 (IEC, 2007), tendo como foco avaliar a capacidade de uma usina eólica em continuar operando mesmo após faltas na rede elétrica (capacidade de *ride-through*) (Franco et al., 2005; Oliveira, 2004). O trabalho é uma continuidade dos projetos desenvolvidos pela equipe do Laboratório de Conversão e Controle da Energia (LCCE/DEE/UFGM), que no estágio atual possui modelos para aerogeradores com gerador de indução duplamente alimentado (DFIG) e gerador síncrono com conversores plenos (GSINC), implementados em uma plataforma amigável, desenvolvida em ambiente *Matlab-Simulink* (Pinheiro, 2004; Coughlan et al., 2007).

Neste contexto, este estudo abrange a simulação computacional destas três tecnologias de aerogeradores existentes no mercado, com potência típica das turbinas de 2 MW, duas delas utilizando geradores síncronos e uma com gerador de indução duplamente alimentado. Os modelos desenvolvidos pretendem reproduzir os fenômenos dominantes das dinâmicas elétricas, mecânicas e dos controles, além de representar com adequada exatidão os sistemas de proteção e as soluções *ride-through* existentes no mercado. Os testes foram realizados nos modelos através de simulações de afundamentos de tensão de acordo com a nova versão da norma IEC 61400-21 (IEC, 2007),

votada em 13/07/2007, onde os níveis de distúrbios são definidos. Os ensaios visam avaliar a suportabilidade das tecnologias frente aos requisitos mínimos para a conexão de acessantes à Rede Básica, constantes na revisão 4 do Sub-módulo 3.6 dos Procedimentos de Rede (ONS, 2008).

1.5 Estruturação do Trabalho

Esta dissertação foi dividida em cinco capítulos. O capítulo em questão aponta a motivação e a importância do tema, ao mesmo tempo que situa o leitor no contexto mundial e brasileiro da energia eólica. No capítulo 2 é apresentado um estado da arte sobre as tecnologias de aerogeradores existentes atualmente, ressaltando aquelas que motivaram este estudo. O capítulo 3 trata da modelagem equivalente do aerogerador com máquina síncrona com retificador a diodos, semelhante àquele comercializado pela Enercon e os seus principais componentes. No capítulo 4 são expostos os resultados obtidos a partir da simulação do modelo elaborado e uma comparação com mais dois outros modelos. Os casos simulados contemplam alguns cenários possíveis. Os resultados são discutidos no contexto da qualidade de energia eólica e avalia o desempenho do sistema de geração de eletricidade frente a perturbações no sistema. Este capítulo é finalizado com as considerações em relação às limitações do modelo proposto e desenvolvido neste trabalho. Finalmente, o capítulo 5 apresenta as conclusões e as propostas de continuidade desse trabalho, ressaltando as contribuições dos estudos realizados referentes a suportabilidade destas centrais eólicas frente à afundamentos de tensão.

Tecnologias de Aerogeradores

2.1 Introdução

Um aerogerador é composto de um sistema que converte a energia cinética dos ventos em energia mecânica (rotor eólico), uma unidade de transmissão mecânica, um gerador elétrico e um sistema de controle, podendo ainda estar associado ao mesmo um sistema de conversores de frequência e um transformador.

No que diz respeito à geração alternativa de energia, as centrais eólicas conectadas à rede são classificadas basicamente pela tecnologia das máquinas elétricas e pelos seus respectivos sistemas de acionamento, definindo a operação em velocidade constante ou variável. As centrais eólicas que operam a velocidade variável oferecem mais benefícios quando comparadas com centrais a velocidade constante, uma vez que uma potência maior pode ser extraída do vento. Além disso, existem outras vantagens como: menor estresse mecânico, ruídos de menor intensidade e a habilidade em fornecer potência reativa à rede elétrica (Li et al., 2006).

As curvas características de potência versus velocidade ilustram bem as diferenças em termos de otimização da potência para aerogeradores que operam a velocidade constante ou variável. Conforme ilustra a Figura 2.1, o gerador opera em uma velocidade constante que é determinada pela frequência da rede elétrica, pelo número de pólos e a relação de transmissão, independente da velocidade de vento incidente. Neste caso o gerador somente é capaz de atingir o ponto ótimo da curva quando a velocidade do vento é de 11 m/s, causando uma perda de potência para velocidades diferentes.

Quando a tecnologia é conectada ao sistema elétrico por meio de conversores de frequência, é possível realizar o controle de potência ativa e reativa. A turbina é capaz de atingir o ponto ótimo da curva para outras velocidades de vento, já que o gerador opera a frequência variável, resultando em maior eficiência energética, conforme mostra a Figura 2.2.

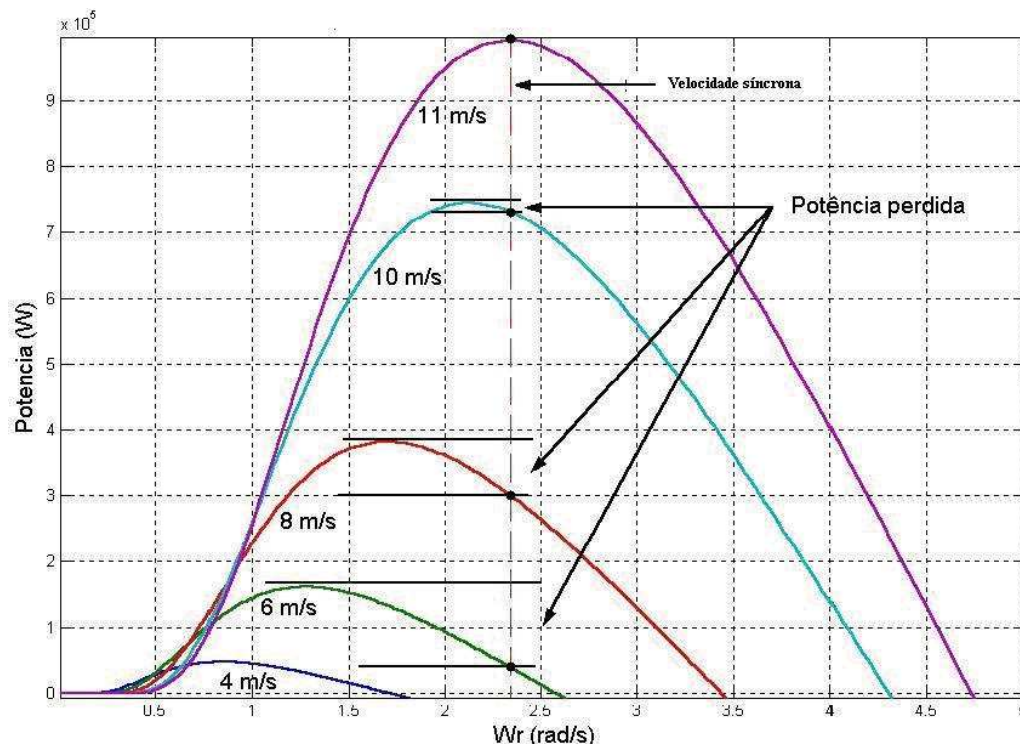


Figura 2.1: Curvas Características de Potência Ativa Versus Velocidade do Gerador para Tecnologias que Operam a Velocidade Constante

Para a produção de energia elétrica através dos aerogeradores, são utilizados dois tipos de máquinas elétricas: as síncronas e as assíncronas. Os geradores assíncronos, quando de indução em gaiola de esquilo, são empregados para aplicações em velocidade constante, enquanto que os geradores de indução com rotor bobinado e os síncronos são, geralmente, utilizados em aplicações com velocidade variável.

Neste trabalho serão apresentadas cinco tecnologias de aerogeradores, sendo uma operando em velocidade constante, máquina de indução (IG), e outras quatro operando em velocidade variável, compreendendo duas tecnologias com gerador síncrono, uma com gerador de indução duplamente

alimentado (DFIG) e uma com gerador de indução com rotor bobinado com chaveamento de resistores no rotor, semelhante ao modelo comercializado pela Suzlon. Nota-se, atualmente, uma tendência de maior utilização de aerogeradores em velocidade variável, posto que são mais comercializados (Medeiros et al., 2005).

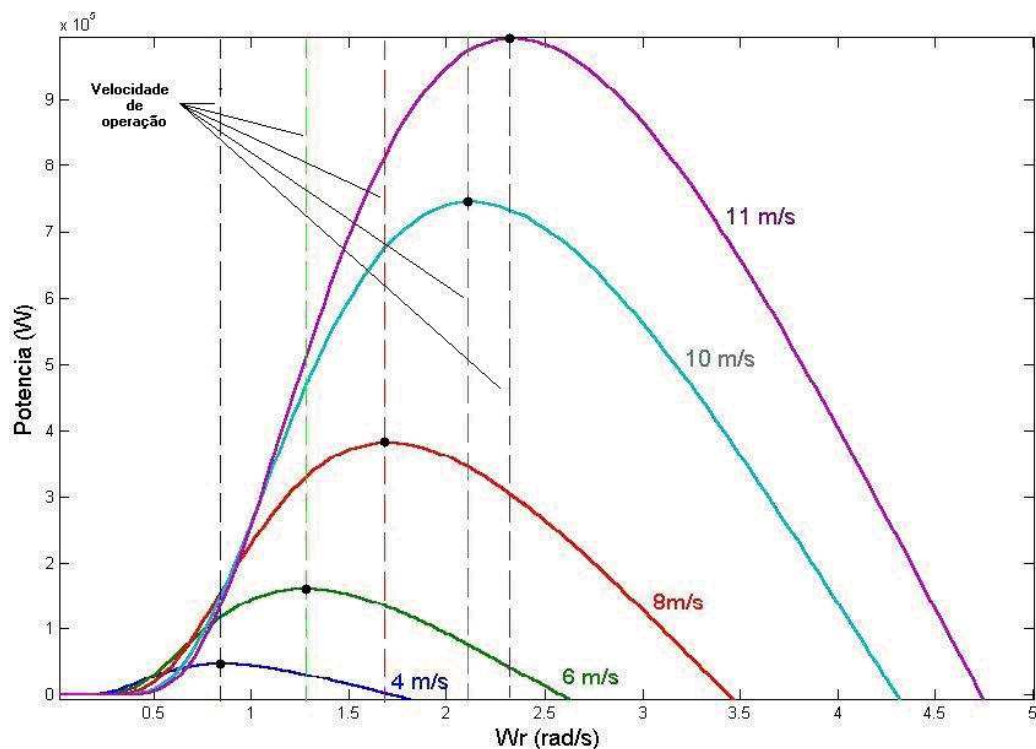


Figura 2.2: Curvas Características de Potência Ativa Versus Velocidade do Gerador para Tecnologias que Operam a Velocidade Variável

No desenvolvimento deste trabalho, foram levadas em conta as características elétricas e operacionais das tecnologias eólicas, estudadas sob o ponto de vista da qualidade de energia elétrica. A aplicação de cada um desses aerogeradores é função de uma série de fatores, que consideram normalmente: as características de amortecimento do gerador, a capacidade de consumo e/ou fornecimento de potência reativa, o nível de contribuição para curto-circuitos, a robustez de sua construção, a possibilidade de projeto e construção de equipamentos com alto número de pólos, os custos de aquisição e de operação e as dificuldades de sincronismo com a rede elétrica. As principais características de cada uma das tecnologias estudadas serão

apresentadas nos ítems subseqüentes.

2.2 Gerador de Indução em Gaiola (IG)

A tecnologia que emprega o gerador de indução em gaiola é um exemplo de aerogerador que opera a velocidade constante. A configuração construtiva mais empregada compõe-se de um gerador de indução com rotor em gaiola, conectado ao eixo da turbina por meio de uma caixa de transmissão mecânica. Os terminais elétricos do estator são conectados diretamente à rede elétrica, eliminando a necessidade de conversores eletrônicos de potência em operação nominal. É usual a existência de um conversor tipo *soft starter* para a redução da corrente transitória de magnetização do gerador de indução, bem como de um banco de capacitores para correção do fator de potência local. O esquema básico para esta tecnologia é ilustrado na Figura 2.3.

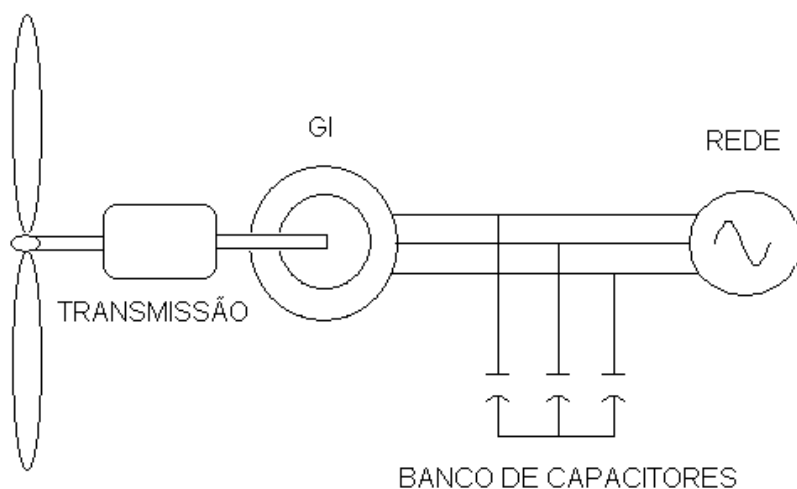


Figura 2.3: Topologia do Aerogerador com Gerador de Indução com Rotor em Gaiola

Esta tecnologia de aerogerador é bastante simples e não possui qualquer tipo de controle de potência, operando em velocidade constante, determinada pela frequência da rede elétrica à qual a mesma encontra-se conectada, independente da velocidade do vento.

O gerador de indução trabalha em uma faixa de operação de velocidade ligeiramente supersíncrona, estabelecendo um escorregamento negativo. A ausência de elementos armazenadores de energia em sua estrutura permite que todos os distúrbios inerentes na rede sejam diretamente transferidos à rede elétrica, ocasionando diversos problemas de qualidade de energia para o consumidor final. Estes problemas se agravam quando esta tecnologia de aerogerador é instalada em locais de baixa potência de curto-circuito (Mendes et al., 2008). Além destas desvantagens, esta configuração apresenta um custo final mais elevado em comparação com outros aerogeradores, proveniente, em grande parte, pela necessidade constante de manutenção de sua caixa de transmissão mecânica. Devido aos problemas mencionados essa tecnologia vem sendo gradualmente substituída. Entretanto ainda há uma considerável potência instalada de usinas eólicas utilizando geradores de indução em todo o mundo, razão pela qual, ainda hoje, diversos estudos ainda devem ser considerados (Silva et al., 2006).

2.3 Gerador Síncrono com Conversores PWM (GSINC)

A utilização de geradores síncronos na implementação de usinas que operam a velocidade variável surge atualmente no mercado como uma alternativa bastante atrativa para eliminação da caixa de transmissão mecânica. Conectadas à rede por meio de conversores de frequência, estas usinas podem operar em baixa velocidade rotacional graças a grande quantidade de pólos magnéticos de seu gerador (Silva et al., 2006). A configuração da tecnologia implementada consiste de um gerador síncrono com excitação independente de campo e de conversores de frequência PWM (*Pulse-Width Modulation*) em operação retificadora e inversora. O conversor do lado da rede promove o controle da tensão no barramento CC através da injeção de corrente na rede funcionando como um inversor. Ele tem a função de converter a energia elétrica gerada a frequência fixa do sistema elétrico. Já o conversor do lado do gerador controla a potência convertida da turbina, funcionando como um retificador controlado, convertendo a energia gerada a frequência variável em corrente contínua para o barramento CC intermediário. Os pulsos fornecidos aos conversores são provenientes de comandos PWM independentes.

No barramento CC, que conecta os conversores, um *chopper* de frenagem é utilizado para dissipar a energia excedente do capacitor durante transitórios. O *chopper* é acionado cada vez que a tensão no capacitor ultrapassa um determinado limite, equilibrando variações no fluxo de potência e, ao mesmo tempo, evitando um aumento excessivo na tensão do barramento. O *chopper* aumenta a suportabilidade do aerogerador frente às faltas e pode ser considerado como um importante dispositivo de *ride-through* (Conroy and Watson, 2007). Um filtro do tipo LC minimiza os harmônicos produzidos pelo chaveamento dos conversores. O diagrama simplificado dessa tecnologia está apresentado na Figura 2.4.

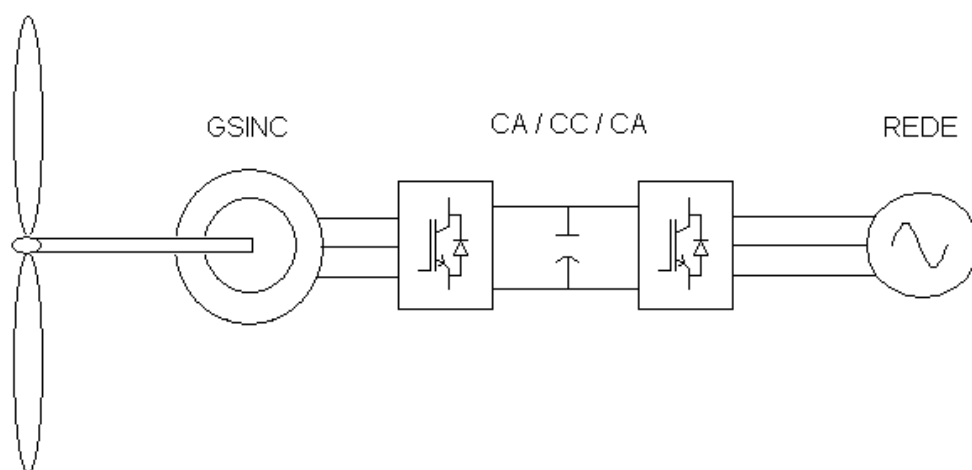


Figura 2.4: Configuração do Gerador Síncrono com Conversores PWM

2.4 Gerador Síncrono com Retificador a Diodos

A terceira tecnologia de aerogerador estudada também é constituída de um gerador síncrono tendo no estágio de retificação um retificador a diodos. Sendo bastante difundido em todo o mundo, o aerogerador fabricado pela empresa alemã Enercon caracteriza-se por apresentar geradores síncronos com excitação elétrica por bobina de campo, uma ponte retificadora a diodos, um

chopper elevador de tensão, barramento CC regulado e um conversor PWM conectado à rede elétrica. Esta tecnologia encontra-se até a potência nominal de 2,0 MW, sendo que um protótipo de 4,5 MW de potência nominal encontra-se em fase de testes na Alemanha (Silva et al., 2006).

Comparada com as outras tecnologias com gerador síncrono, esta alternativa apresenta duas características principais que as diferem: a presença de um gerador síncrono hexafásico e um conversor a comutação natural do lado do gerador para realizar a retificação CA-CC. A Figura 2.5 apresenta a estrutura básica desta tecnologia para aerogeradores síncronos, onde se destacam o conversor estático com retificador não controlado, conversor CC/CC *boost* (elevador de tensão), dois barramentos de corrente contínua e um conversor trifásico PWM.

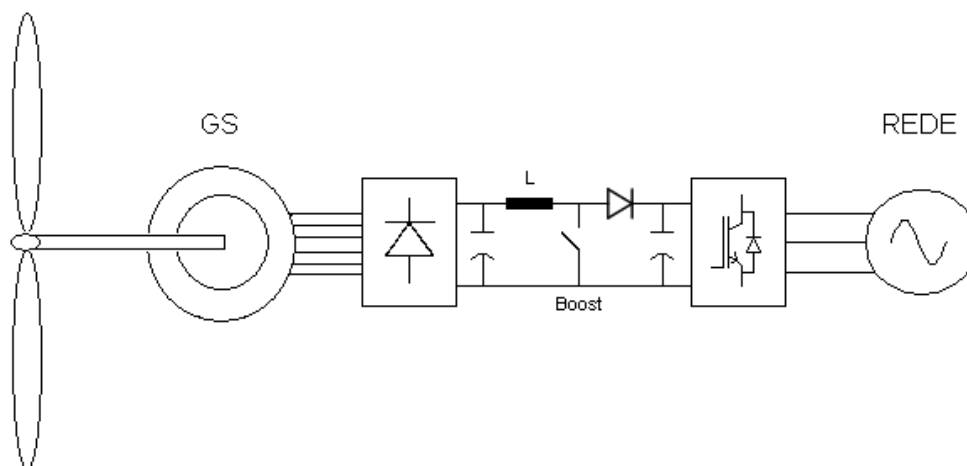


Figura 2.5: Configuração de um Aerogerador Utilizando a Tecnologia Similar à Comercializada pela Enercon

Os dois barramentos de corrente contínua são de características diferentes: o próximo do retificador opera a tensão CC variável, enquanto aquele próximo ao inversor opera com tensão CC regulada ou aproximadamente constante. Como esta tecnologia apresenta um retificador à comutação natural do lado do gerador elétrico existe a necessidade de gerar tensões sempre superiores que a tensão no primeiro barramento CC logo após o retificador. O conversor CC-CC *boost* cumpre a função de elevar e regular a tensão para

o segundo barramento CC em função da velocidade de rotação da turbina e, portanto, compatível com a potência a ser convertida.

Como as turbinas eólicas de alta potência operam em baixas velocidades rotacionais, os geradores elétricos convencionais requerem a utilização de caixas de transmissão, para adaptação das velocidades do gerador e da turbina. Todavia, as caixas de transmissão utilizadas em usinas eólicas são caras, sujeitas à vibração, ruído e fadiga, o que resulta em uma constante necessidade de lubrificação e manutenção, aumentando consideravelmente o custo dos aerogeradores. Nos últimos anos, a idéia de sistemas de geração eólica sem caixas de transmissão, como da tecnologia Enercon, (*direct drive*) tem, em virtude dos motivos expostos, ganhado considerável atenção e um grande número de conceitos alternativos têm sido propostos para a conexão do gerador elétrico à rede (Silva et al., 2006).

2.5 Gerador de Indução Duplamente Alimentado (DFIG)

O gerador de indução duplamente alimentado (DFIG) é uma das tecnologias mais competitivas para aerogeradores que operam a velocidade variável. Esta tecnologia é composta de uma máquina de indução com rotor bobinado e, portanto, com alimentação através de anéis deslizantes onde o estator está solidamente ligado à rede através do transformador. O circuito de rotor, por sua vez, é alimentado por um conversor CA/CC/CA construído por duas pontes conversoras trifásicas PWM e conectadas entre si através de um circuito intermediário em corrente contínua (barramento CC)(Mendes et al., 2008), como ilustra a Figura 2.6.

Essa configuração possibilita que o gerador de indução de dupla alimentação trabalhe variando a velocidade dentro dos limites de operação impostos pela turbina eólica, isto é, em rotação subsíncrona e supersíncrona. Essa tecnologia permite fornecer energia para a rede, com a máquina trabalhando abaixo, acima e, inclusive, na velocidade síncrona (Oliveira, 2004). O fluxo de potência pode se estabelecer tanto do rotor do gerador de indução para a rede elétrica como no sentido inverso. Para a transferência de potência elétrica do circuito de rotor para a fonte de alimentação, faz-se necessário

que os conversores operem respectivamente nos modos de retificação e inversão. Quando os conversores são invertidos em suas funções, o fluxo de potência também muda de sentido.

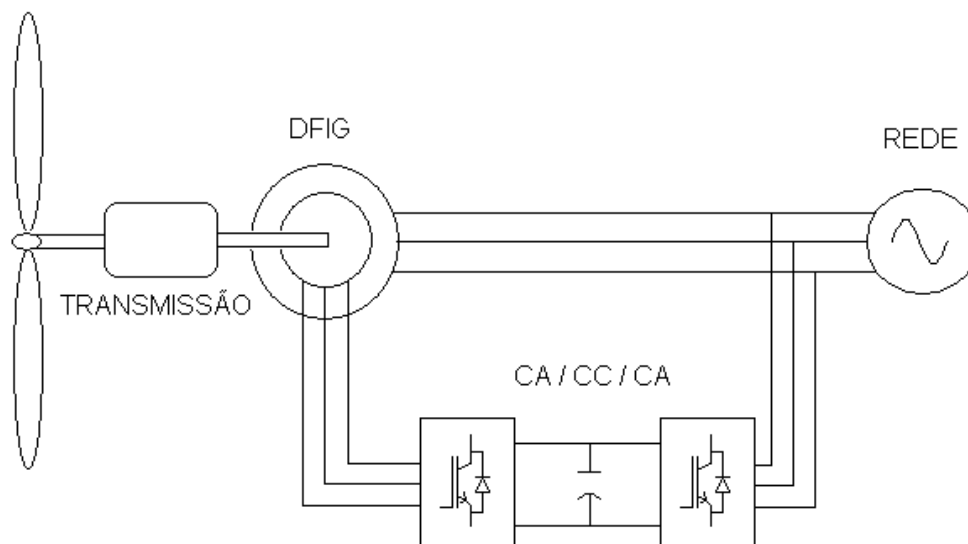


Figura 2.6: Sistema de um Aerogerador a Velocidade Variável Utilizando Gerador de Indução Duplamente Alimentado

Uma estratégia de controle vetorial é adotada para a realização do controle de injeção/consumo de potência pelo rotor, gerando pulsos PWM independentes para os IGBT's (*Insulated Gate Bipolar Transistor*). O conversor do lado da rede controla a tensão no barramento CC e a potência reativa do rotor. O conversor do lado do rotor controla a potência ativa do rotor e a potência reativa do estator, utilizando uma estratégia de orientação das grandezas segundo o fluxo de estator, garantindo um desacoplamento quase ideal entre os canais de controle de potência ativa e reativa.

A tecnologia com gerador de indução duplamente alimentado é atrativa por ser uma tecnologia a velocidade variável, possuir menor impacto nas redes elétricas que a tecnologia com gerador de indução em gaiola e apresentar conversores estáticos de apenas uma fração da potência nominal do aerogerador, em torno de 30 % da mesma. A caixa de transmissão que une o gerador à turbina representa um elo de fragilidade desses eixos, assim como no IG. Nesta tecnologia também é previsto um filtro LCL para minimizar os harmônicos de ordem elevada, um *chopper* de frenagem que limita a tensão do

capacitor do barramento CC e um banco de resistores (*crowbar*) para limitar as correntes de rotor.

2.6 Gerador de Indução com Resistores Chaveados no Rotor

Ainda existe no mercado mais uma tecnologia de aerogerador que opera a velocidade variável. A Figura 2.7 apresenta o esquema simplificado de um aerogerador similar ao comercializado pela Suzlon. Este aerogerador é constituído por uma máquina de indução de rotor bobinado, um conjunto de resistências ligadas no rotor, um retificador a comutação natural e um conjunto de chaves a IGBT's.

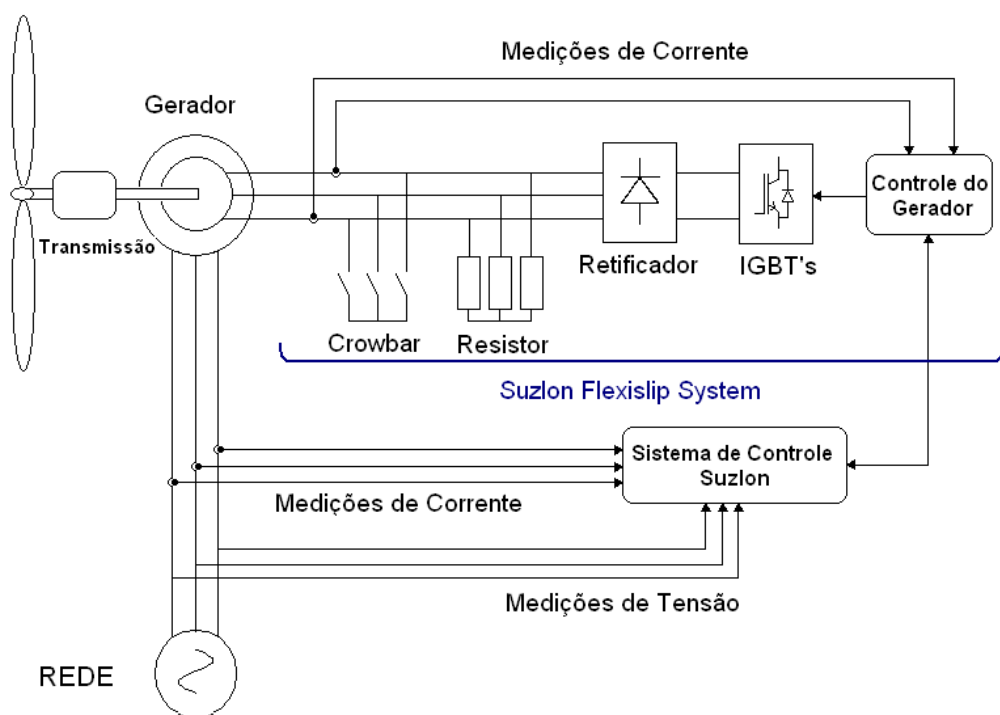


Figura 2.7: Esquema do Aerogerador com Gerador de Indução com Resistores Chaveados no Rotor

Um sistema de controle denominado *Suzlon Flexislip System* controla a

entrada ou saída do banco de resistores e, por conseqüência, a potência gerada pela turbina. Quando as chaves são desligadas, o valor total das resistências está conectado no circuito de rotor. Do contrário, as resistências externas são curto-circuitadas, restando apenas as resistências do enrolamento do rotor. O valor da resistência externa pode ser definido pelo controle através da medição da velocidade do gerador e da potência ativa de saída.

Quando as correntes de rotor excedem um valor pré-determinado, durante uma falta no sistema, a proteção do aerogerador atua através de uma estrutura denominada de *crowbar*, que instantâneamente substitui a resistência atual do rotor pela resistência do *crowbar*, dissipando com isso a energia excedente provocada pelo defeito.

2.7 Considerações Finais

Neste capítulo foram apresentadas as cinco tecnologias de aerogeradores mais comercializadas atualmente. Sendo uma composta de um gerador de indução em gaiola, duas que utilizam geradores de indução com rotor bobinado e duas com geradores síncronos com excitação de campo. Para este trabalho serão avaliados o comportamento de três destes aerogeradores frente a distúrbios na rede elétrica: o gerador de indução duplamente alimentado, o gerador síncrono com conversores plenos e o gerador síncrono hexafásico similar ao comercializado pela Enercon e que foi desenvolvido neste trabalho. O capítulo três trata da modelagem dessa tecnologia, ressaltando os pontos mais importantes para sua elaboração.

Modelagem do Aerogerador Síncrono com Retificador a Diodos

3.1 Introdução

Neste capítulo serão apresentados os modelos matemáticos equivalentes do aerogerador comercializado pela Enercon. A modelagem foi feita em ambiente *Matlab/Simulink* e dividida em quatro grandes blocos. O primeiro, que representa a turbina eólica, foi desenvolvido pela equipe do LCCE/UFMG. Este bloco tem a função de fazer a conversão da energia cinética do vento em energia cinética rotacional. O segundo bloco representa a máquina síncrona, conversora de energia cinética rotacional em energia elétrica. Neste caso, foi utilizada a modelagem existente no ambiente *Matlab/Simulink* evitando a criação de modelos específicos para as máquinas. O bloco que modela todo o conversor, e, conseqüentemente, o retificador a diodos, o conversor *boost*, o conversor PWM e os seus respectivos sistemas de controle foram desenvolvidos neste trabalho. O bloco final representa a rede elétrica a qual o aerogerador está conectado. Os modelos utilizados e/ou construídos para análise de suportabilidade frente a AMT's foram desenvolvidos a partir de algumas considerações de simplificação, levando-se em conta os objetivos e resultados almejados no estudo. Estas representações são semelhantes aos modelos propostos por Silva et al., (2003) e Dusnchet et al., (2007). No decorrer dos trabalhos da equipe do Laboratório de Conversão e Controle da Energia da UFMG estes sistemas foram aprimorados e testados.

3.2 Modelo do Aerogerador

A tecnologia de aerogerador da empresa alemã Enercon é composta de um gerador síncrono hexafásico com excitação de campo e sem caixa de transmissão (*gearless*). O diagrama completo do modelo utilizado para esta tecnologia de aerogerador é apresentado na Figura 3.1.

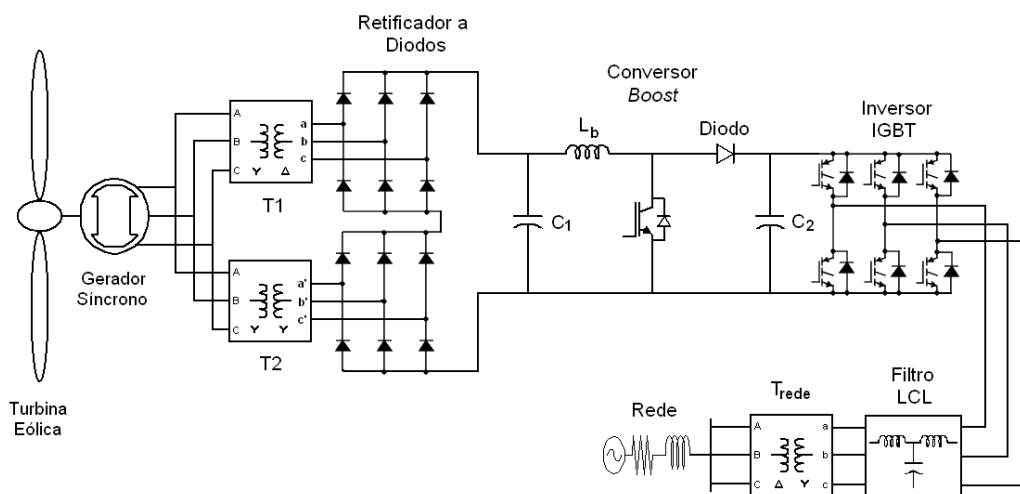


Figura 3.1: Configuração do Modelo do Aerogerador Similar ao Comercializado pela Empresa Enercon

Como o *software Matlab/Simulink* não apresenta uma máquina síncrona hexafásica, foi utilizada uma estratégia para simular essa característica, conforme foi feito em Carvalho (2006). A solução proposta origina-se de uma máquina síncrona trifásica em conjunto com dois transformadores ideais, sendo um deles na configuração $Y\Delta$ e um segundo na configuração YY . O resultado desse arranjo será um conjunto de três fases com a mesma defasagem do gerador síncrono trifásico e um outro conjunto de três fases defasadas de 30° do primeiro, emulando um sistema hexafásico. O conversor do lado da máquina é um retificador a diodos de doze pulsos enquanto que o conversor do lado do rede é representado por um inversor a IGBT's. Entre eles existe um conversor elevador de tensão (*boost*) com a função de regular a tensão no barramento CC.

Uma vez que o modelo não possui uma caixa de transmissão, a represen-

tação da equação mecânica foi feita em massa única. As seções subseqüentes tratarão das principais características da turbina eólica e do sistema de conversão, ressaltando a sua importância para o modelo.

3.2.1 Modelo Dinâmico da Turbina Eólica

Uma turbina eólica é constituída por um conjunto de pás que se movimentam em torno de um eixo quando submetidas à ação do vento, o qual provoca sobre as mesmas duas forças: a componente de arrasto na direção da velocidade de vento relativa e uma força de sustentação perpendicular a esta última, tal como é ilustrado a Figura 3.2.

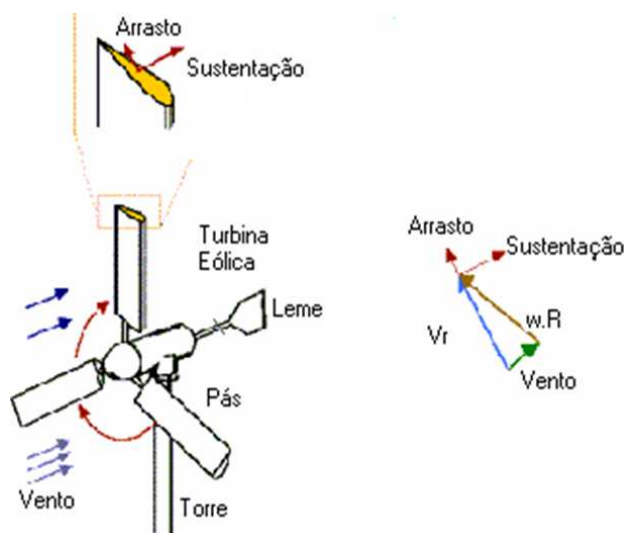


Figura 3.2: Forças de Arrasto e de Sustentação em uma Turbina Eólica

O conjugado produzido por uma turbina eólica depende principalmente do ângulo de passo (β) e da relação de velocidades (λ). Estes parâmetros definem o coeficiente de potência da turbina, que é essencial para a sua modelagem. Segundo Akhmatov (2003), o coeficiente de potência pode ser expresso por,

$$C_p(\lambda, \beta) = 0,22 \left(\frac{116}{\lambda_i} - 0,4\beta - 5 \right) e^{-\frac{12,5}{\lambda_i}} \quad (3.1)$$

onde os parâmetros λ e λ_i podem ser definidos respectivamente pelas equações 3.2 e 3.3.

$$\lambda = \frac{\omega \cdot R}{V} \quad (3.2)$$

$$\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + 0,08\beta} - \frac{0,035}{\beta^3 + 1} \quad (3.3)$$

sendo ω a velocidade rotacional da turbina em radianos por segundo (rad/s), R é o raio do círculo percorrido pela ponta da pá (m) e V é a velocidade do vento incidente na turbina na altura de seu eixo, em metros por segundo (m/s). As curvas de C_p em função de λ e β para a turbina estudada são apresentadas na Figura 3.3.

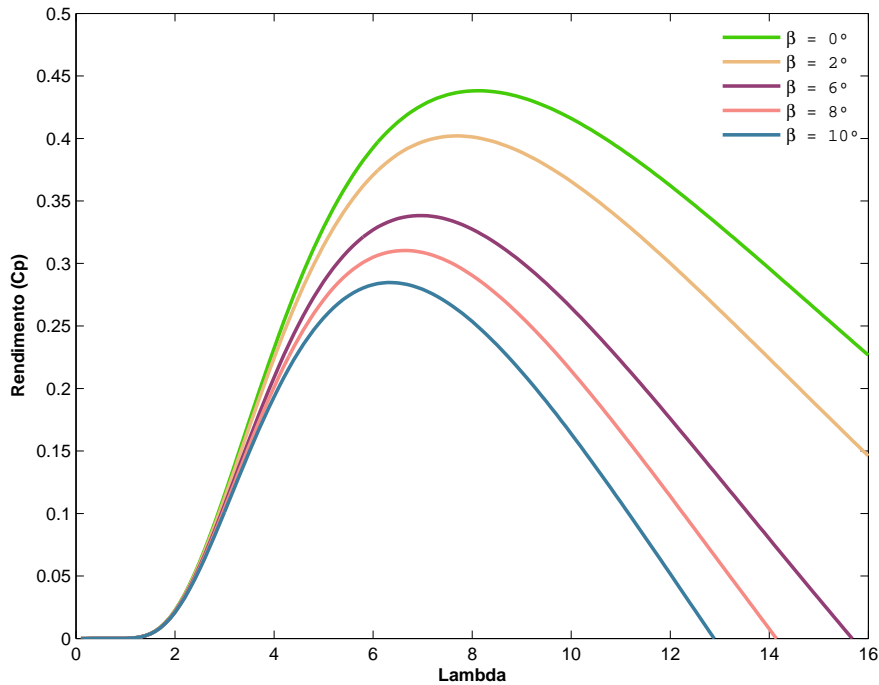


Figura 3.3: Curvas que Relacionam o Coeficiente de Potência (C_p) em Função da Relação de Velocidade (λ) e do Ângulo de Passo (β)

A modelagem desenvolvida representa apenas as características estáticas da conversão eólica e a dinâmica mecânica de uma única massa rotativa. Apesar da modelagem apresentar erros por aproximação, os mesmos não são relevantes para o escopo deste trabalho.

Com o objetivo de controlar a rotação da turbina e, conseqüentemente, a potência ativa gerada, as centrais eólicas modernas são equipadas com uma estrutura que permite a variação do ângulo de passo das pás, como retratado na Figura 3.4. Quando a turbina atinge rotações acima da nominal este mecanismo entra em operação limitando a potência gerada pela mesma. O controle de passo permite também que a potência gerada seja ajustada para níveis compatíveis com restrições ou contingências da rede elétrica. Variando-se a posição das pás, altera-se o ângulo de ataque do vento sobre o perfil aerodinâmico das mesmas. A idéia é diminuir as forças aerodinâmicas atuantes e, dessa forma, promover a regulação da extração de potência da turbina.

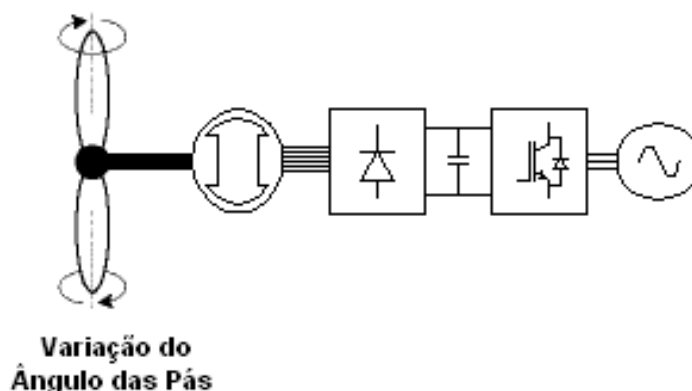


Figura 3.4: Turbina Eólica Equipada com Mecanismo de Controle do Ângulo de Passo.

A filosofia do controle do ângulo de passo implementada neste trabalho é apresentada na Figura 3.5 que utiliza como variável de controle a realimentação de potência mecânica da turbina (P_A). O sinal de erro é enviado a um controlador PI, que produz a referência do ângulo de passo β^* . Em termos dinâmicos, o mecanismo de controle do passo sofre ação de forças aerodinâmicas, forças de atrito e momentos inerciais, sendo representado por um atraso de primeira ordem com constante de tempo τ_s com uma série de

limitadores que restringem a excursão do ângulo de passo e sua taxa de variação. Para condições de operação normal, os deslocamentos do mecanismo de passo operam entre 5 e 10 graus/segundo. Segundo (Heier and Waddington, 2006), em situações de emergência, estas taxas podem dobrar.

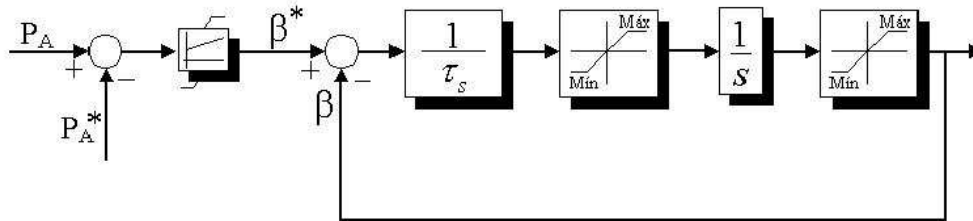


Figura 3.5: Diagrama de Blocos do Controle do Ângulo de Passo com Realimentação de Potência Mecânica da Turbina

3.2.2 Gerador Síncrono

O modelo dinâmico do gerador síncrono utilizado neste trabalho é aquele apresentado no *Power System Blockset do Matlab/Simulink*, que originalmente segue os modelos desenvolvidos na literatura (Krause et al., 1994). O modelo baseia-se em uma série de considerações simplificadoras, usuais nos estudos dinâmicos de máquinas elétricas, e utiliza uma transformação das variáveis de estator para eixos ortogonais (direto e em quadratura), fixos no referencial do rotor.

Assim, minimiza-se as assimetrias magnéticas e elétricas do rotor da máquina síncrona, produzindo um modelo de fácil utilização e ampla aceitação na comunidade técnica e científica.

As referências dos eixos coordenados utilizados neste modelo são apresentadas na Figura 3.6, onde as posições angulares são tomadas em relação ao eixo em quadratura e sentido de giro convencional anti-horário, produzindo uma transformação $dq0$ similar àquela desenvolvida por Park (1929). A máquina síncrona é modelada considerando a existência dos seguintes enrolamentos: enrolamento trifásico de estator; enrolamento de campo, cujo eixo magnético define a direção do eixo direto; dois enrolamentos amortecedores distintos, um em eixo direto e outro em eixo em quadratura.

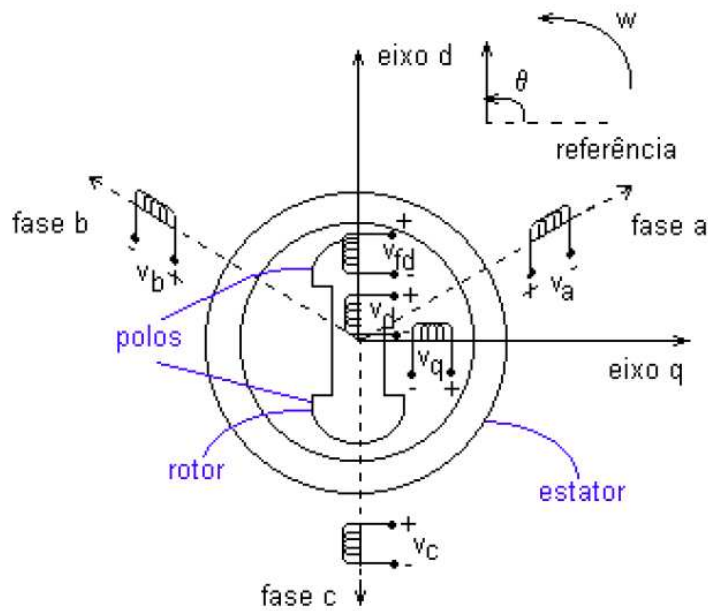


Figura 3.6: Gerador Síncrono com Pólos Salientes e Excitação de Campo (Fonte: Guedes, 2002)

Os circuitos equivalentes apresentados na Figura 3.7 pressupõem o seguinte conjunto de equações diferenciais

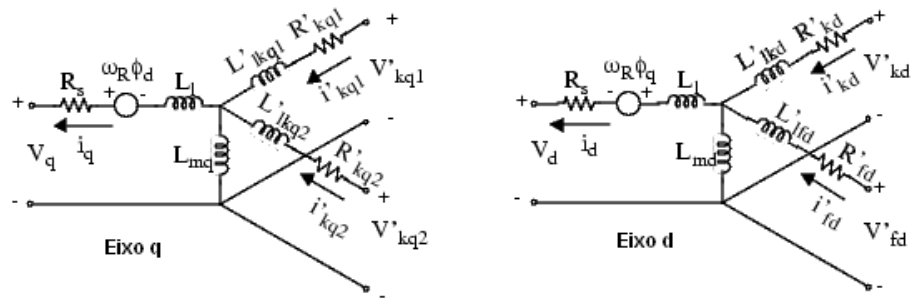


Figura 3.7: Circuitos Equivalentes Dinâmicos da Máquina Síncrona

$$v_{ds} = r_s \cdot i_{ds} + \frac{d}{dt} \lambda_{ds} - \omega_r \lambda_{qs} \quad (3.4)$$

$$v_{qs} = r_s \cdot i_{qs} + \frac{d}{dt} \lambda_{qs} + \omega_r \lambda_{ds} \quad (3.5)$$

$$v_{0s} = r_s \cdot i_{0s} + \frac{d}{dt} \lambda_{0s} \quad (3.6)$$

$$v'_{fd} = r'_{fd} \cdot i'_{fd} + \frac{d}{dt} \lambda'_{fd} \quad (3.7)$$

$$v'_{kd} = r'_{kd} \cdot i'_{kd} + \frac{d}{dt} \lambda'_{kd} = 0 \quad (3.8)$$

$$v'_{kq} = r'_{kq} \cdot i'_{kq} + \frac{d}{dt} \lambda'_{kq} = 0 \quad (3.9)$$

As equações que regem o acoplamento magnético entre estes vários circuitos são expressas por

$$\lambda_{ds} = L_{\ell s} \cdot i_{ds} + L_{md} (i_{ds} + i'_{fd} + i'_{kd}) \quad (3.10)$$

$$\lambda_{qs} = L_{\ell s} \cdot i_{qs} + L_{mq} (i_{qs} + i'_{kq}) \quad (3.11)$$

$$\lambda_{0s} = L_{\ell s} \cdot i_{0s} \quad (3.12)$$

$$\lambda'_{fd} = L_{md} (i_{ds} + i'_{fd} + i'_{kd}) + L'_{\ell fd} \cdot i'_{fd} \quad (3.13)$$

$$\lambda'_{kd} = L_{md} (i_{ds} + i'_{fd} + i'_{kd}) + L'_{\ell kd} \cdot i'_{kd} \quad (3.14)$$

$$\lambda'_{kq} = L_{mq} (i_{qs} + i'_{kq}) + L'_{\ell kq} \cdot i'_{kq} \quad (3.15)$$

Foi definido o índice linha (') para variáveis e/ou grandezas do rotor referidas aos enrolamentos de estator. A expressão do conjugado eletromagnético para o referencial adotado é dada por

$$T_e = \frac{3P}{2} \frac{1}{2} [\lambda_{ds} i_{qs} - \lambda_{qs} i_{ds}] \quad (3.16)$$

$$J \frac{2}{P} \frac{d\omega_r}{dt} = T_t - T_e \quad (3.17)$$

$$\frac{d\theta_r}{dt} = \omega_r \quad (3.18)$$

Onde P indica o número de pólos do gerador e J é a constante de inércia total do mesmo e também da turbina.

Este conjunto de equações diferenciais e algébricas compõe o modelo de 8ª ordem da máquina síncrona, de forma similar ao modelo da máquina de indução.

As formas de onda das tensões trifásicas e hexafásicas geradas por meio do modelo elaborado podem ser observadas na Figura 3.8. Estes gráficos mostram os valores instantâneos das tensões em regime permanente de operação da usina. Já a Figura 3.9 retrata o comportamento das correntes das seis fases após os transformadores YY e $Y\Delta$. É possível perceber que os valores elevados da indutância síncrona da máquina provoca um alisamento das correntes, a forma de onda retangular das mesmas são atribuídas aos harmônicos de quinta e sétima ordem.

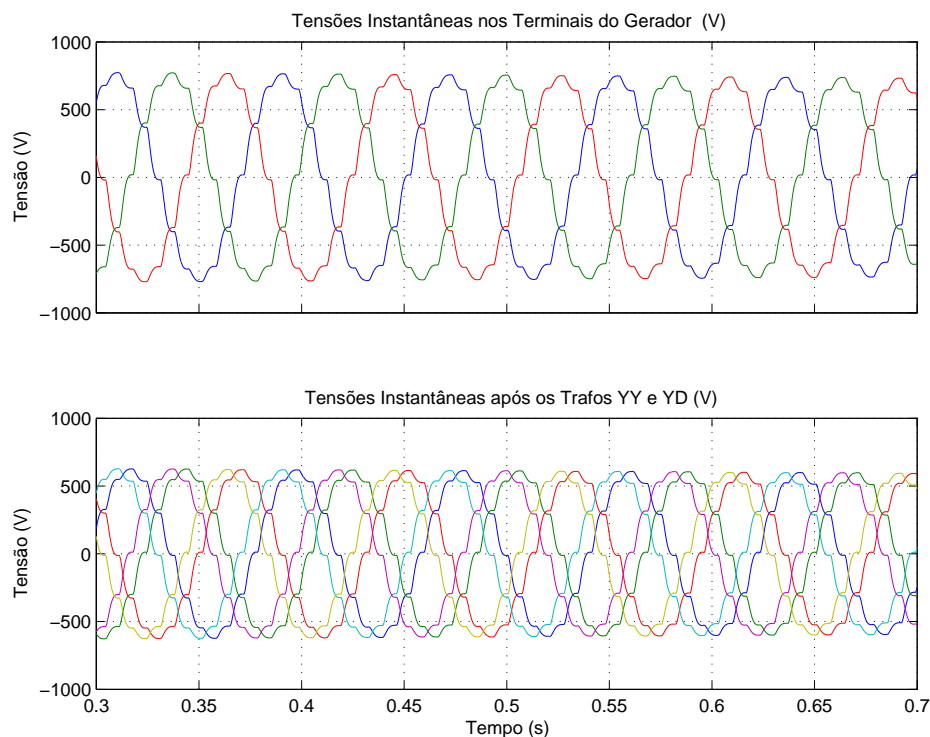


Figura 3.8: Tensões no Gerador Síncrono e Tensões Após os Transformadores YY e $Y\Delta$

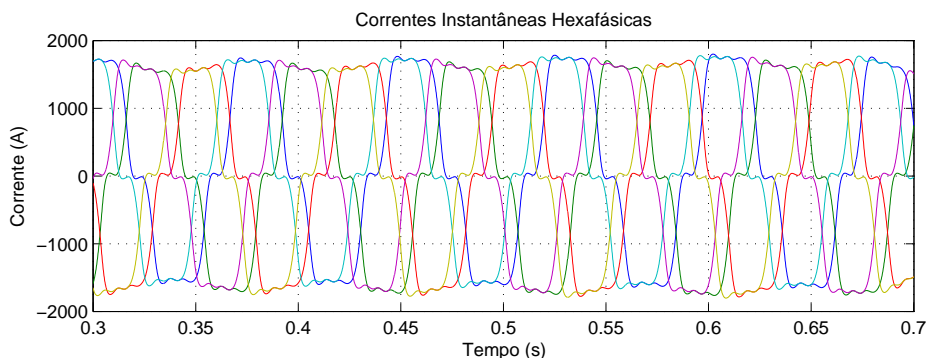


Figura 3.9: Correntes Hexafásicas após os Transformadores YY e $Y\Delta$

3.2.3 Modelo do Retificador Hexafásico

A eletrônica de potência que conecta a máquina síncrona do aerogerador Enercon à rede elétrica é composta de três estágios dispostos conforme o esquema da Figura 3.10. O primeiro deles é um retificador a diodos de doze pulsos (Conversor A); o segundo, um conversor *boost* que converte tensão contínua variável da saída do retificador para uma tensão de maior valor e regulada (Conversor B); já o último estágio é formado por um conversor que promove a conexão à rede elétrica e consiste de um inversor estático PWM utilizando IGBT's (Conversor C).

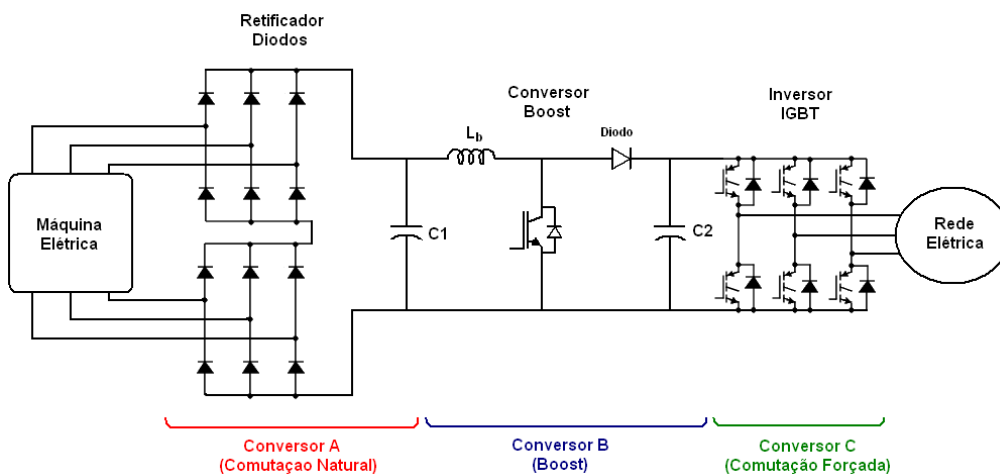


Figura 3.10: Sistema de Conversores do Modelo Enercon

A principal desvantagem desta configuração do barramento CC é que ela não permite o fornecimento de potência reativa necessária à excitação do gerador síncrono. O controle de excitação desta máquina é feito pela bobina do enrolamento de campo, garantindo a geração de potência ativa em ampla faixa de variação de velocidades. Já a grande vantagem desta tecnologia é sua rejeição a distúrbios elétricos, que será discutida no capítulo 4, constituindo a principal motivação para o seu estudo.

O conversor a comutação natural de doze pulsos pode ser modelado através de dois conversores de seis pulsos em série. Ele faz a retificação da tensão fornecida pela máquina gerando uma tensão contínua e pulsada em sua saída. A expressão para a tensão entregue ao capacitor C_1 da Figura 3.10, e portanto fornecida à entrada do conversor B, conversor *boost*, será determinada pela expressão

$$V_{do} = 2 \left(\frac{3\sqrt{2}}{\pi} V_{ac} \right) \quad (3.19)$$

3.2.4 Modelo do Conversor *Boost*

A Figura 3.11 mostra o diagrama de um conversor elevador de tensão, no qual a tensão de saída é sempre maior do que a entrada. Quando a chave está fechada, o diodo está reversamente polarizado, isolando o estágio de saída; nesta situação, a fonte de entrada fornece energia para o indutor. Quando a chave está aberta, a saída recebe energia tanto do indutor quanto da fonte de entrada (Mohan et al., 1995). A corrente de saída, I_o , é sempre pulsada, enquanto a corrente de entrada, I_i , pode ser contínua ou descontínua.

Para este trabalho considera-se que o conversor opera no modo de condução contínua, como exemplificado na Figura 3.12. Assim sendo, é possível escrever as equações 3.20 e 3.21, onde $D = t_{on}/T$ é o ciclo de trabalho e E e V_o são, respectivamente, as tensões de entrada e saída do conversor. Quando T conduz, $V_L = E$, durante t_{on} ; quando o diodo conduz; $V_L = -(V_o - E)$, durante $(T_s - t_{on})$. Assim, tem-se que

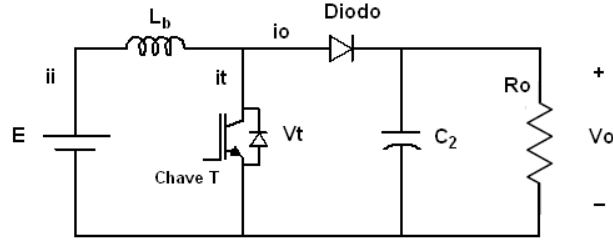


Figura 3.11: Circuito do Conversor Elevador de Tensão (*Boost*)

$$\Delta I_i = \frac{E \cdot t_{on}}{L_b} = \frac{(V_o - E) \cdot (T_s - t_{on})}{L_b} \quad (3.20)$$

$$V_o = \frac{E}{1 - D} \quad (3.21)$$

Sabe-se que quanto maior for a razão cíclica, maior será a tensão de saída. Porém, na prática, os elementos parasitas e não-ideais do circuito (como as resistências do indutor e da fonte) impedem o crescimento da tensão acima de um certo limite, no qual as perdas se tornam maiores do que a energia transferida pelo indutor para a saída (Pomilio, 2008). Neste trabalho, os componentes do circuito foram ajustados para que o ciclo de trabalho D ficasse em torno de 0,3 para condição de potência nominal.

O dimensionamento de L_b e C pode ser obtido através da condição limite entre o modo de condução contínua e o descontínuo ($\Delta I_o = 2 \cdot I_{omim}$). Como deseja-se operação sempre no modo de condução contínua, tem-se que

$$L_{bmim} = \frac{E \cdot (1 - D) \cdot T_s \cdot D}{2 \cdot I_{omim}} \quad (3.22)$$

$$I_{omim} = \frac{(E - V_o) \cdot T_s \cdot D}{2 \cdot L_b} \quad (3.23)$$

O capacitor de saída pode ser definido a partir da variação da tensão admitida, ressaltando que o capacitor é carregado sempre que a corrente no

indutor for maior do que a corrente de saída; do contrário, o capacitor se descarrega estabelecendo uma variação de tensão ΔV_o dada por

$$\Delta V_o = \frac{T_s^2 \cdot E \cdot D \cdot (1 - D)}{8 \cdot L_b \cdot C_2} \quad (3.24)$$

Assim,

$$C_2 = \frac{T_s^2 \cdot V_o \cdot (1 - D)}{8 \cdot L_b \cdot \Delta V_o} \quad (3.25)$$

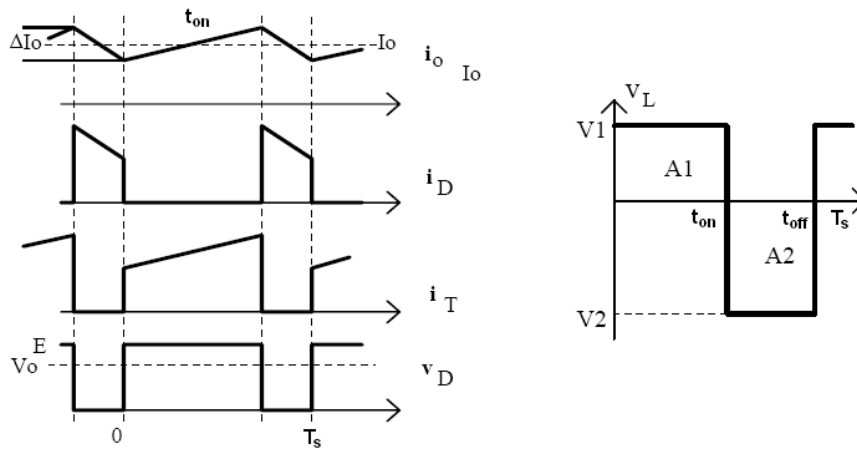


Figura 3.12: Formas de Onda no Modo de Condução Contínua Sobre os Elementos do Circuito do *Boost*

O valor do capacitor C_1 pode ser definido considerando o ripple de tensão desejado. Na prática, são utilizados vários conversores *boost* em paralelos para faixas altas de potência, como é o caso de usinas eólicas. Neste trabalho, para fins de simplificação, foi considerado um estágio único, como apresentado na Figura 3.10. A Figura 3.13 ilustra a tensão de entrada e de saída do conversor *boost* em regime permanente de operação do aeroogerador e com velocidade nominal de vento, enquanto que a corrente que passa pelo seu indutor, nessas condições, é apresentada na Figura 3.14.

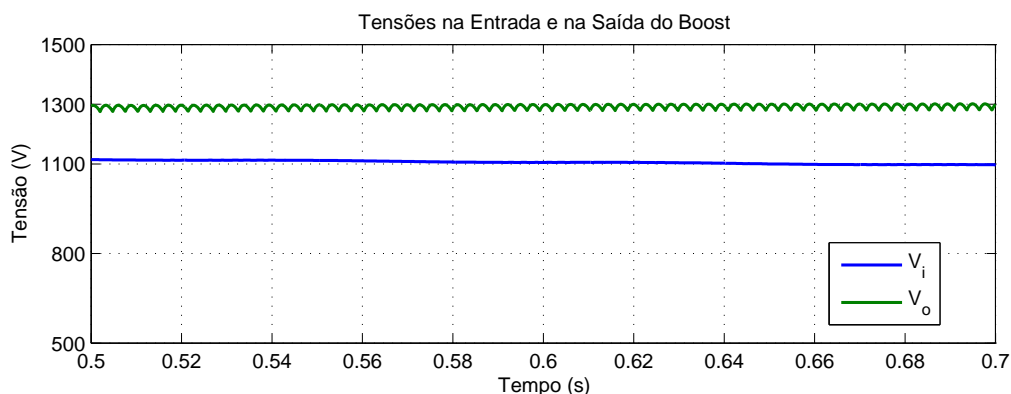


Figura 3.13: Formas de Onda das Tensões de Entrada (V_i) e de Saída (V_o) do Conversor *Boost* em Regime Permanente de Operação do Aerogerador

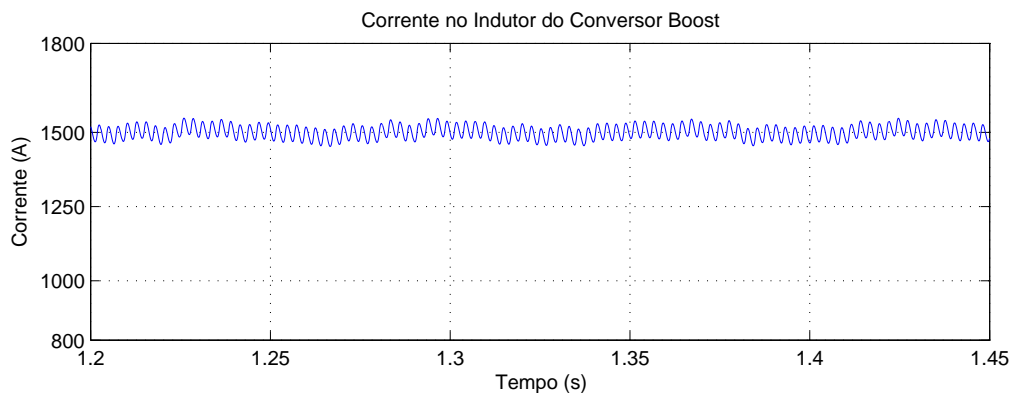


Figura 3.14: Forma de Onda da Corrente no Indutor do Conversor *Boost* em Regime Permanente de Operação do Aerogerador

O conversor *boost* deve ser controlado para que o valor médio da tensão de saída permaneça imune às variações da tensão de entrada e da carga do sistema. O valor desta tensão pode ser controlado através dos tempos de abertura (t_{on}) e de fechamento (t_{off}) da chave. Um dos métodos para realizar este controle, segundo Mohan et al. (1995), é ajustar a duração do tempo t_{on} para um período constante igual a $T_s = t_{on} + t_{off}$ mantendo por consequência uma determinada frequência constante. Este método é conhecido como modulação por largura de pulso (PWM - *Pulse-Width Modulation*), o qual permite variar o valor da relação cíclica D , dada pela relação entre a duração de t_{on} e o período de chaveamento T_s .

Uma das formas de se obter o sinal de comando é a comparação de um sinal de controle (modulante) com uma onda periódica (portadora) como, por exemplo, uma onda “dente-de-serra”. A figura 3.15 representa as formas de onda citadas, onde v_o é o valor instantâneo da saída e V_o aquele correspondente ao valor médio calculado em cada período de comutação, recuperando, sobre a carga, uma tensão contínua proporcional à tensão de controle v_c (Pomilio, 2008).

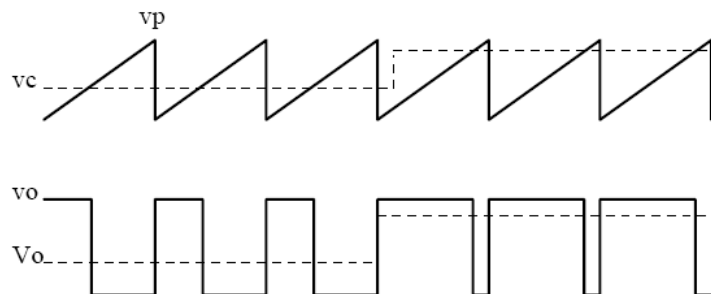


Figura 3.15: Comparação do Sinal de Controle (Modulante) com uma Onda Periódica (Portadora) para Gerar os Sinais de Saída Instantâneo e Médio

Em Higuchi et al. (2000) e Yamamura et al. (1999) é proposto um esquema de controle para aerogeradores com máquinas síncronas a ímãs permanentes. Segundo os autores, a razão cíclica é alterada constantemente e a potência gerada é comparada com valor anterior, com o objetivo de se alcançar o ponto ótimo e decidir em qual direção a razão cíclica deverá ser ajustada. Contudo, este método tem uma resposta lenta e apresenta altas flutuações de potência, sendo indicado apenas para potências menores (1-10 kW) do que as utilizadas neste trabalho (2 MW). Embora a estratégia de controle do *boost* seja aparentemente simples, é difícil adequar o controle às características do sistema como um todo, devido à sua grande sensibilidade em relação aos parâmetros do modelo.

3.2.5 Modelo do Inversor de Tensão

O conversor do lado da rede tem a função de controlar a potência ativa e reativa entregues à rede, visando o ajuste do fator de potência da usina, além de garantir que o aerogerador possa operar em uma ampla faixa de

velocidades de vento. O passo inicial para a orientação vetorial deste controle é escrever a equação para as tensões trifásicas nos terminais do conversor $[e_{abc}]$, que é função da tensão da rede elétrica $[\nu_{abc}]$, da corrente na entrada do conversor $[i_{abc}]$ e dos parâmetros do filtro LCL, modelado para a frequência fundamental. Neste trabalho, com o objetivo de simplificar a obtenção da equações dinâmicas para o cálculo dos ganhos dos controladores, o filtro LCL foi modelado como um circuito RL. Assim, tem-se que

$$[\nu_{abc}] = R_f \cdot [i_{abc}] + L_f \cdot \frac{d}{dt}[i_{abc}] + [e_{abc}] \quad (3.26)$$

Na equação 3.26, as variáveis R_f e L_f representam respectivamente, a resistência e a indutância do filtro LCL. Aplicando a transformação de Park nesta equação, tendo como referência o eixo dq alinhando ao vetor tensão da rede e girantes na velocidade angular das grandezas elétrica da rede ω_e obtém-se,

$$e_d = -R_f \cdot i_d - L_f \cdot \frac{d}{dt}i_d + V_s + \omega_e \cdot L_f \cdot i_q \quad (3.27)$$

$$e_q = -R_f \cdot i_q - L_f \cdot \frac{d}{dt}i_q + L_f \cdot i_d \quad (3.28)$$

Considerando as correntes e potências como sendo positivas, quando entram no sistema, a potência ativa P_{rede} e reativa Q_{rede} podem ser escritas como

$$P_{rede} = \frac{3}{2} \cdot (\nu_d \cdot i_d + \nu_q \cdot i_q) \quad (3.29)$$

$$Q_{rede} = \frac{3}{2} \cdot (\nu_q \cdot i_d - \nu_d \cdot i_q) \quad (3.30)$$

Como a componente da tensão de eixo em quadratura ν_q é nula, devido à orientação estabelecida, as expressões podem ser simplificadas para

$$P_{rede} = \frac{3}{2} \cdot V_s \cdot i_d \quad (3.31)$$

$$Q_{rede} = -\frac{3}{2} \cdot V_s \cdot i_q \quad (3.32)$$

Através das equações 3.31 e 3.32, é possível notar que o controle de potência ativa é feito pela corrente de eixo d , enquanto que o controle de potência reativa pode ser feito pela corrente de eixo q , de forma desacoplada. Os ganhos iniciais dos controladores podem ser determinados através das faixas de passagem das malhas de controle que dependem da frequência de chaveamento do conversor ($f_{chav}=10$ kHz, neste caso). Segundo Silva et. al (1999), faz-se necessário que o pólo da malha de corrente seja posicionado em uma frequência suficientemente inferior à frequência de chaveamento ($f_{chav}/5$), garantindo que o conversor tenha capacidade de imposição de corrente ao sistema. Para evitar que existam interações dinâmicas entre as diversas malhas de controle, produzindo pólos complexos com fraco amortecimento, opta-se por separar as frequências de passagem das malhas subseqüentes em décadas, partindo-se das malhas internas e mais rápidas, para as as externas e mais lentas.

3.2.6 Modelo das Malhas de Controle

A configuração do controle adotado para o inversor consiste basicamente de uma malha de corrente rápida que regula as correntes alternadas orientadas pelas correntes de eixo direto e em quadratura. Em uma malha mais externa são controladas as potências ativa e reativa. Já o controle do conversor *boost* possui uma malha de corrente interna, mais rápida, ajustada por uma malha de tensão, que tem como referência um valor de tensão desejado na saída do conversor. A Figura 3.16 ilustra as malhas de controle tanto do inversor como do conversor *boost*.

A referência de potência ativa (P_{tref}) é dada pela potência mecânica da turbina, que é definida pela relação entre a velocidade do vento (v) e a velocidade mecânica do gerador eólico (ω), quando a turbina opera com relação de velocidades ótima (λ_o) e, portanto, com coeficiente de potência

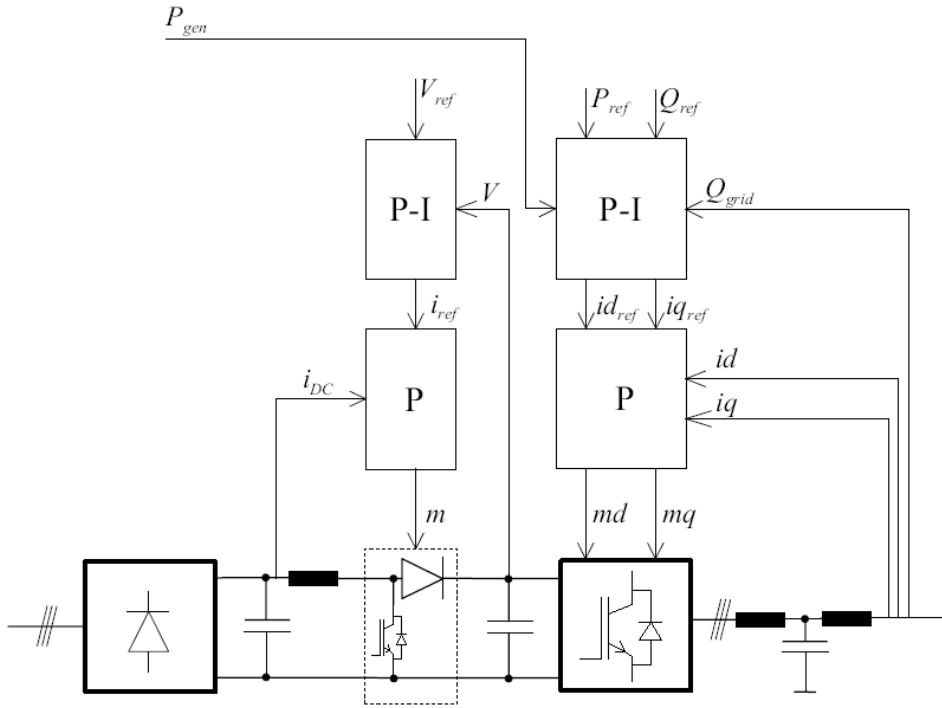


Figura 3.16: Configurações das Malhas de Controle do Conversor *Boost* e do Inversor PWM Implementadas para o Modelo Enercon

máximo (C_{pmax}). A equação subsequente mostra expressão para a potência de referência, onde ρ é a densidade do ar (Achilles and Poller, 2003).

$$P_{tref} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot \pi \cdot C_{pmax} \cdot R^5 \cdot \frac{\omega^3}{\lambda_o^3} \quad (3.33)$$

3.2.7 Projeto do Filtro LCL de saída

Sabe-se que os retificadores de potência (VSR- *Voltage Source Active Rectifiers*) apresentam uma distorção harmônica da corrente de entrada menor do que 5% (Lang et al., 2005). Contudo, os equipamentos baseados em eletrônica de potência geram harmônicos de ordens elevadas, posto que eles operam com uma frequência de chaveamento de 2 kHz até 15 kHz. Para reduzir a corrente harmônica em torno da frequência de chaveamento, usual-

mente utiliza-se um indutor em série com um resistor (filtro RL) (Neto, 2005). Porém, para aplicações envolvendo uma potência acima de alguns kW, uma solução com menor custo, mais atrativa, é o uso dos filtros LCL (Liserre et al., 2005), (Liserre et al., 2001) e (Bernet et al., 2002). Comparado aos filtros que utilizam apenas indutores, os filtros LCL podem produzir uma atenuação dos harmônicos usando indutâncias menores.

Tendo em vista estas considerações, foi projetado para o modelo em estudo um filtro do tipo LCL, embora o desenvolvimento de filtros que satisfaçam todos os requerimentos do padrão IEEE-519-1992 (IEEE, 1992) seja um grande desafio (Pradeep et al., 2004). O projeto do filtro LCL no presente trabalho será baseado nos passos relatados em (Liserre et al., 2005), (Bernet et al., 2002), que contemplam os aspectos elétricos, referentes à injeção mínima de harmônicos e redução das perdas no filtro, como também aspectos práticos, decorrentes da preocupação com o tamanho, peso e custo do filtro (Neto, 2005). Para o projeto do filtro é preciso considerar variáveis tais como: o *ripple* da corrente que passa pelos indutores, a impedância total do filtro, a atenuação dos harmônicos devido ao chaveamento, o fenômeno da ressonância e ainda a potência reativa absorvida pelos capacitores do filtro (Lang et al., 2005). O filtro LCL é um circuito composto de dois indutores em série e um capacitor em derivação posicionado entre eles, como ilustra a Figura 3.17.

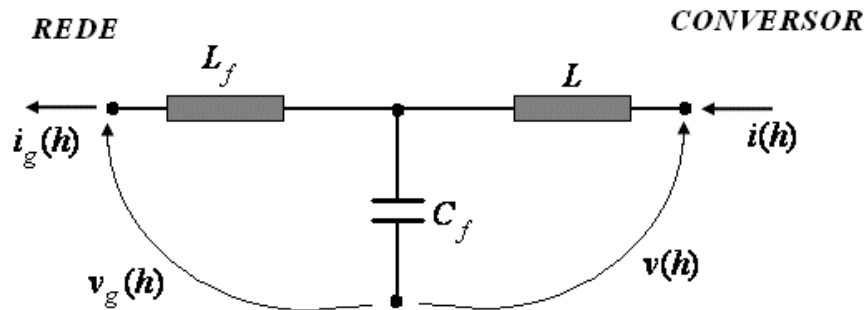


Figura 3.17: Circuito Equivalente Monofásico do Filtro LCL para o Harmônico de Ordem h

Este filtro é projetado para atenuar os harmônicos múltiplos da frequência de chaveamento do conversor, que neste trabalho corresponde 10 KHz. A escolha dos parâmetros do filtro é dependente da potência do conversor (P_n), da tensão nominal eficaz do filtro (V_f), da frequência angular da rede

(ω_n) e da frequência de chaveamento do conversor (f_s) (de Souza, 2007). Os procedimentos utilizados para o cálculo dos parâmetros do filtro LCL são descritos a seguir.

1) Calcula-se o valor da indutância do lado do conversor, através da equação

$$L = \frac{V_g}{2\sqrt{6}f_s i_{ripple,peak}} \quad (3.34)$$

onde V_g é a tensão fase-neutro da rede e f_s é a frequência de chaveamento do conversor. Segundo a norma IEEE-519-1992 (IEEE, 1992), o valor de pico do *ripple* da corrente não deve exceder 0,15% da corrente nominal do conversor.

2) O próximo passo é calcular o valor máximo do capacitor do filtro LCL através da equação 3.35, definido para fornecer no máximo 5 % da potência reativa em relação potência nominal do conversor.

$$C_f = \frac{P_n}{120\pi f_n V_g^2} \quad (3.35)$$

Onde P_n é potência trifásica nominal do sistema e f_n é frequência do sistema.

3) Posteriormente define-se o percentual do valor da capacitância máxima, calculada no item anterior, e que será usada no filtro ($C = 5\%C_b$).

4) Definindo-se o parâmetro r como sendo a relação entre a indutância L_f e a indutância L , e ainda o parâmetro x como a relação entre a capacitância escolhida e a capacitância máxima, é possível obter as equações

$$L_f = rL \quad (3.36)$$

$$C_f = xC_b \quad (3.37)$$

$$\frac{i_g(h_s)}{i(h_s)} = \frac{1}{|1 + r(1 - ax)|} \quad (3.38)$$

Onde $a = LC_b\omega_s^2$, que é uma constante. Da equação 3.38 impõe-se uma determinada atenuação e , através desta escolha, determina-se r . Os valores do filtro serão normalizados em relação aos seguintes valores base: $Z_b = e^2/P_n$ e $C_b = 1/\omega_n Z_b$ (Liserre et al., 2001).

5) Da equação 3.36, é encontrado o valor da indutância do lado da rede para uma dada atenuação, por exemplo 20 % do gráfico gerado pela equação 3.38.

6) Verifica-se se a frequência de ressonância, determinada pela equação 3.39, atende aos limites estabelecidos, onde a frequência de ressonância do filtro (ω_{res}) deve ser maior do que dez vezes a frequência da rede (f_n) e menor do que a frequência de chaveamento do conversor (f_{chav}) dividida por dois.

$$\omega_{res} = \sqrt{\frac{L + L_f}{LL_f C_f}} \quad (3.39)$$

7) Introduce-se o amortecimento e verifica-se o desempenho do filtro. Se o resultado não for satisfatório, a etapa 3 deve ser repetida considerando uma diminuição na ação de filtragem. Se não for suficiente, a etapa 2 deve ser repetida aceitando-se uma potência reativa maior. No presente trabalho, foi utilizado o valor do resistor de amortecimento como sendo igual à impedância do filtro capacitivo na frequência de ressonância.

8) Verifica-se a atenuação do filtro em outras condições de carga e com outras frequências de chaveamento.

Observando os procedimentos listados nesta seção foram encontrados os valores do filtro apresentados na Tabela 3.1, para uma atenuação de 20% do valor do gráfico de $i_g(h_s)/i(h_s)$ resultando em um $r = 0.0841$.

Tabela 3.1: Parâmetros do Filtro LCL

Componentes	Filtro LCL
$L(mH)$	0,3873
$L_f(mH)$	0,0336
$C_s(\mu F)$	557
$R_s(\Omega)$	0,4712

3.3 Implementação do Modelo do Aerogerador no Simulink

Tanto o modelo elaborado neste trabalho como aqueles previamente desenvolvidos possuem a mesma estrutura básica, construídos através de modelos matemáticos em ambiente *Matlab/Simulink*. O arranjo comum adotado para os sistemas simuladas pode ser observado na Figura 3.18. Neste diagrama está representada a rede elétrica, o transformador de conexão da usina, o simulador de faltas e a usina eólica propriamente dita, que varia conforme a tecnologia de cada aerogerador. A impedância de curto-circuito é caracterizada por uma razão de curto-circuito e pela sua relação X/R no ponto de acoplamento comum, onde a usina está conectada. Já o transformador da usina tem a função de ajustar a tensão da usina à da barra de conexão, e possui a sua potência ajustada em 130% da potência nominal do aerogerador. A usina eólica é composta dos principais componentes que caracterizam cada tecnologia, sendo eles conversores estáticos, filtros passivos, sistemas de proteção, sistemas de controle, máquinas elétricas e as turbinas eólicas.

A Figura 3.19 retrata o conteúdo do bloco usina para a configuração utilizando máquina síncrona desenvolvida neste trabalho. Estão representados neste diagrama a máquina síncrona em seu modelo de ordem completa com excitação de campo, a estrutura utilizada para simulação de um sistema hexafásico, o retificador a diodos, o conversor *boost* e seu respectivo sistema de controle, o inversor estático a IGBT's e o sistema de proteção da usina, que engloba o disjuntor trifásico.

A Figura 3.20 apresenta a estrutura geral da janela de alterações dos parâmetros elaborada pela equipe do LCCE/DEE/UFMG. Esta estrutura foi utilizada também na elaboração deste trabalho, com o objetivo de manter

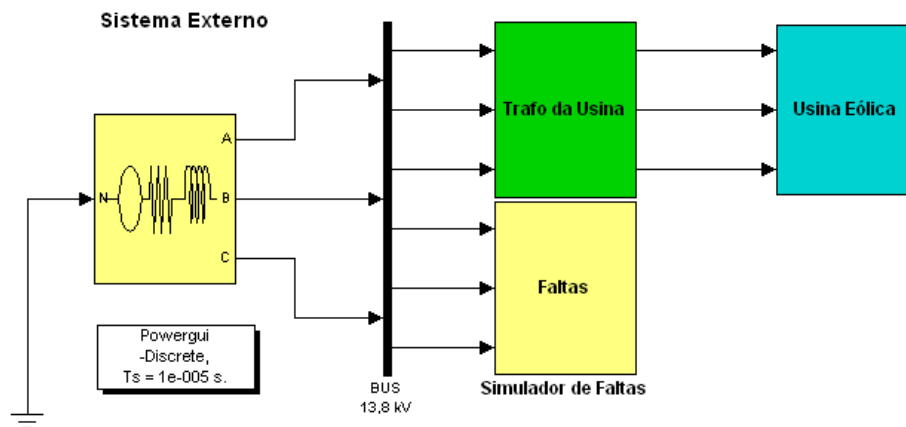


Figura 3.18: Modelo no *Matlab/Simulink* do Sistema Externo, que é Comum aos Modelos Simulados e ao Implementado neste Trabalho

um padrão com os modelos já desenvolvidos. Através desta tela, é possível observar e alterar os diversos parâmetros que compõem o modelo, como os dados da turbina eólica, controles, proteções, parâmetros da rede, entre outros. A escolha do *Matlab/Simulink* como ferramenta computacional se justifica por várias razões, dentre elas:

- Disponibilidade de modelos e/ou exemplos de simulações fornecidas pelo próprio *software* ajudando na elaboração e entendimento das estruturas do *Power Systems Blockset*.
- Boa adequação a estudos dinâmicos em sistemas elétricos, desde que limitado a um pequeno número de máquinas.
- O grande número de trabalhos científicos que fazem uso deste *software* como ferramenta de estudo.
- Facilidades na construção e visualização das simulações, através da composição dos modelos na forma de blocos.

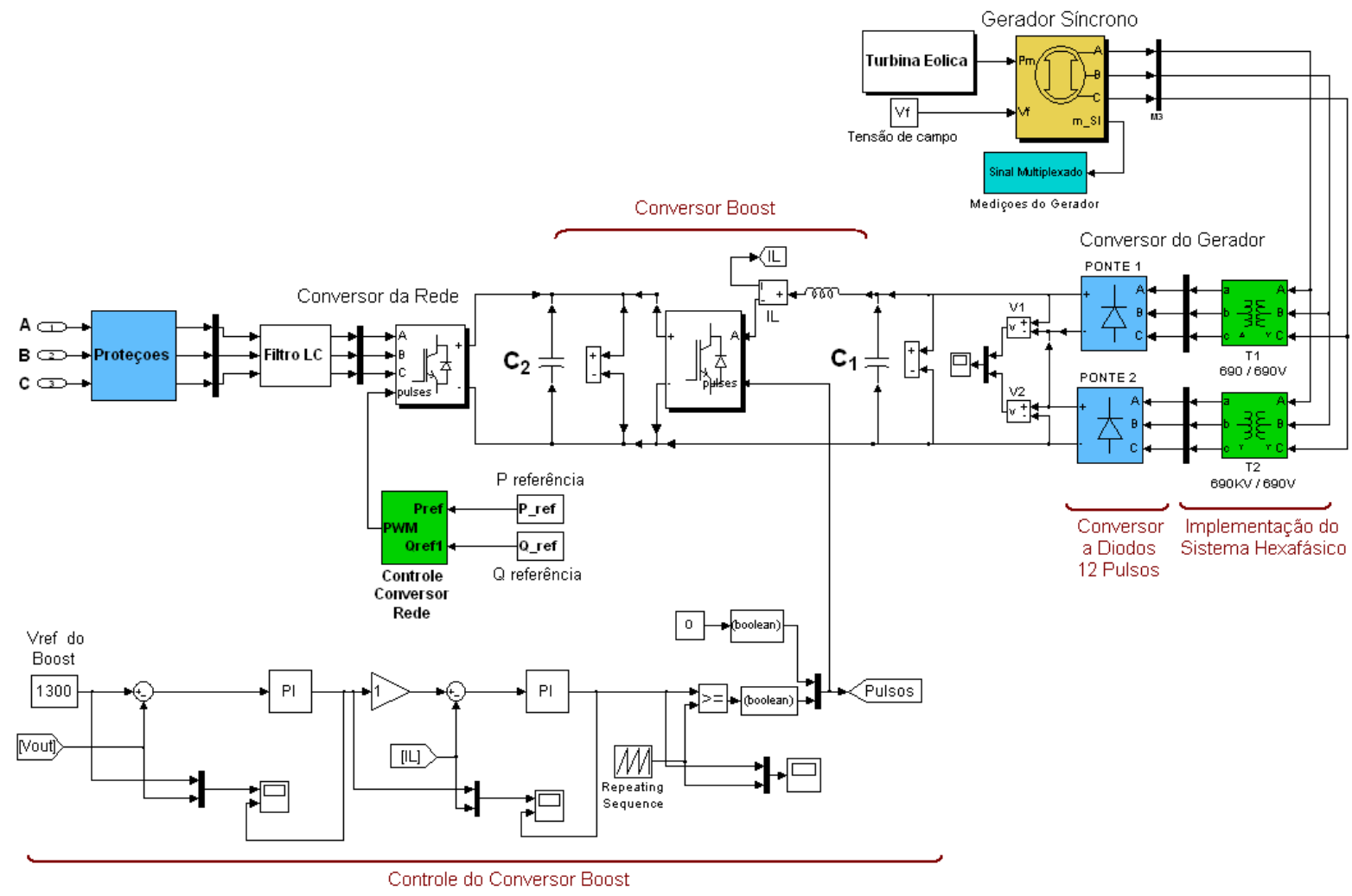


Figura 3.19: Modelo do Aerogerador Similar ao Enercon Desenvolvido no *Matlab/Simulink*



Figura 3.20: Telas de Comandos e Alterações dos Parâmetros do Sistema que Representa a Usina Eólica

3.4 Considerações Finais

O aerogerador desenvolvido e os simulados foram modelados no contexto de um sistema elétrico que contempla a representação de uma rede elétrica, constituída de uma fonte de tensão ideal e sua impedância de curto-circuito, um transformador delta/estrela, um simulador de faltas e a usina eólica que é caracterizada por cada uma de suas tecnologias. Um modelo matemático simula a conversão aerodinâmica realizada pela turbina, apresentando como

saída o torque entregue à caixa de transmissão (DFIG) ou ao gerador (SG, Enercon). A modelagem da dinâmica de usinas eólicas precisa ser bastante minuciosa e deve representar a maioria dos efeitos relevantes ao período de tempo de estudo, na maioria das vezes alguns segundos após o estabelecimento de uma falta. Espera-se que os modelos simulados e construído possam identificar as oscilações típicas de sistemas de potência bem como demonstrar a habilidade da usina eólica em manter a tensão em seu ponto de conexão a rede elétrica, quando submetidos a distúrbios equilibrados e desequilibrados.

Sensibilidade dos Aerogeradores frente a AMT's

4.1 Introdução

Neste capítulo será discutido o comportamento de três tecnologias de aerogeradores a velocidade variável frente a AMT's equilibrados e desequilibrados, segundo a norma IEC 61400-21 (IEC, 2007), apresentada na Tabela 4.1. Embora a norma sugira testes apenas para afundamentos trifásicos e bifásicos, diferentemente da norma de testes em equipamentos (IEC, 2004), as simulações serão extrapoladas para afundamentos monofásicos e também para outros valores de duração e amplitude dos afundamentos de tensão.

Tabela 4.1: Especificações dos Afundamentos de Tensão Recomendados pela Norma IEC 61400-21 para Testes de Sensibilidade em Aerogeradores (IEC, 2007)

AMT	Magnitude do Afundamento	Magnitude da Tensão	Duração da Falta (s)	Formato do AMT
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

Dentre os aerogeradores apresentados no capítulo 2, serão analisados: a tecnologia com máquina síncrona com conversores PWM (GSINC), a configu-

ração com máquina síncrona com retificador a diodos similar ao da empresa alemã Enercon e a tecnologia com gerador de indução duplamente excitado (DFIG).

Para analisar os aerogeradores frente aos diversos cenários, as proteções de sobrecorrente e sobretensão foram desabilitadas. O objetivo é mostrar o comportamento das grandezas dos aerogeradores na sua plenitude, observando os pontos críticos das variáveis e as condições de suportabilidade de cada uma das tecnologias. Os resultados foram obtidos utilizando uma estratégia que possibilita ilustrar os comportamentos dinâmicos das principais grandezas por meio de duas formas: uma através de oscilogramas temporais e outra apresentando os valores críticos das variáveis em relação à duração e a amplitude do afundamento. Ao final deste capítulo, é ressaltada a importância das proteções e a funcionalidade de cada uma delas, bem como as limitações do modelo desenvolvido neste trabalho.

4.2 Gerador Síncrono com Retificador a Diodos

O comportamento temporal das variáveis, é muito semelhante para um mesmo tipo de falta, amplitude e duração do afundamento. O que muda de um caso para outro é a amplitude das grandezas envolvidas. Assim, para observar a evolução temporal das variáveis, foram apresentados os gráficos dos afundamentos de tensão para 20% da tensão nominal e com duração de 200 ms para os três tipos de distúrbios, sendo eles um afundamento de tensão retangular monofásico, bifásico e trifásico. A razão de curto-circuito (RCC) foi ajustada para $X/R = 20$, além disso, as simulações foram realizadas com a usina operando em sua velocidade nominal de vento.

As Figuras 4.1, 4.2 e 4.3 apresentam o perfil dos afundamentos de tensão aplicados no primário da usina e o comportamento das correntes no mesmo ponto frente a esses distúrbios. Vale ressaltar o comportamento das correntes frente às faltas trifásicas e bifásicas. A elevação das correntes acontece para garantir o fluxo de potência gerada, limitado pelas saturações das malhas de controle de corrente do conversor do lado da rede. O gráfico da Figura 4.1 apresenta um pico de corrente no instante do restabelecimento da tensão de

mais de 50 % do valor nominal. Um comportamento semelhante pode ser observado no secundário da usina, como ilustrado na Figura 4.4. Já no AMT bifásico o pico de corrente é bem menor, não chegando a 40 %. Todavia o comportamento das correntes durante o curto é mais caótico, fruto do forte desequilíbrio, causando impacto no circuito de sincronismo, devido às componentes de seqüência negativa do distúrbio.

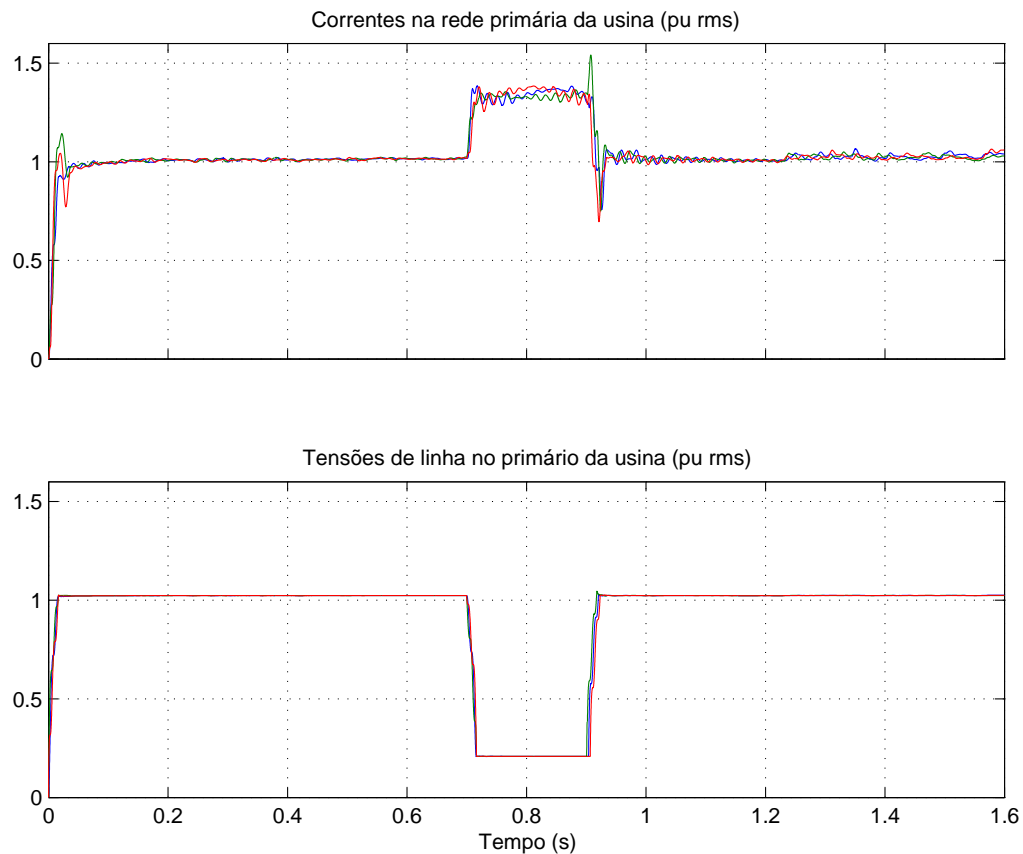


Figura 4.1: Valores RMS das Correntes e Tensões no Primário do Transformador da Usina sob um AMT 3ϕ (Enercon)

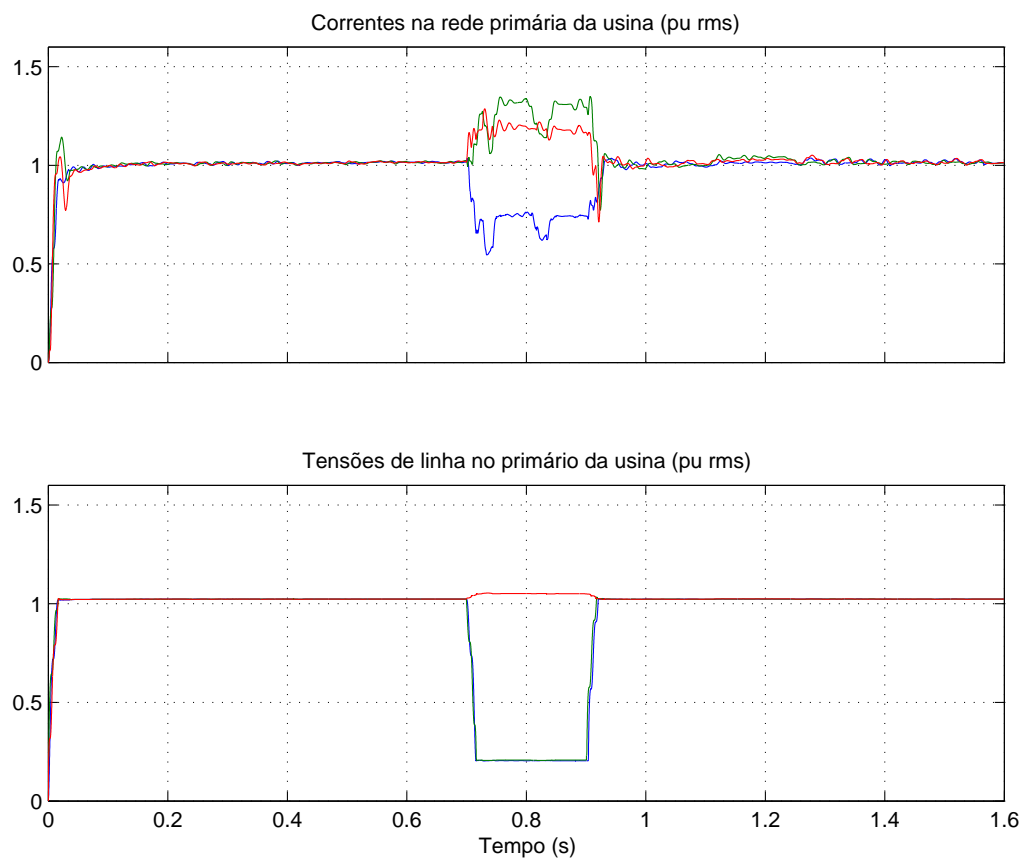


Figura 4.2: Valores RMS das Correntes e Tensões no Primário do Transformador da Usina sob um AMT 2ϕ (Enercon)

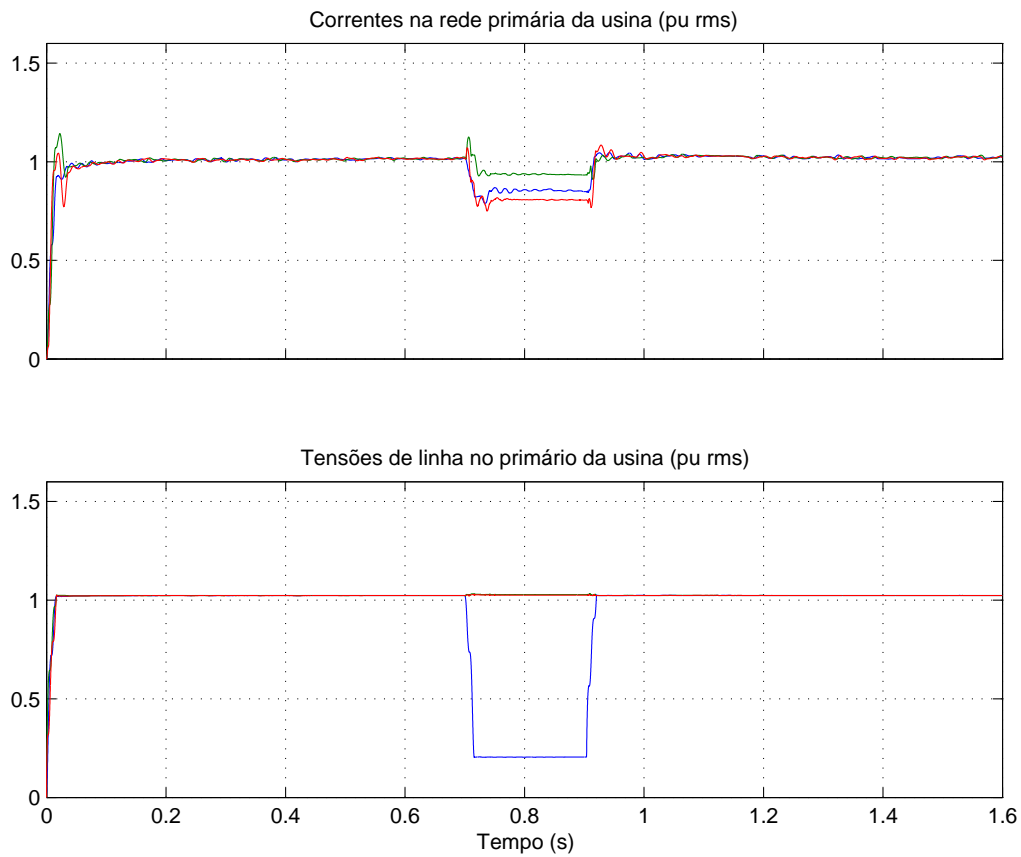


Figura 4.3: Valores RMS das Correntes e Tensões no Primário do Transformador da Usina sob um AMT 1ϕ (Enercon)

As Figuras 4.4, 4.5 e 4.6 apresentam oscilogramas temporais de algumas grandezas medidas no secundário da usina, quando da ocorrência das faltas. A análise dos efeitos dos AMT's no secundário da usina, é uma ferramenta importante para a definição dos ajustes das proteções, merecendo portanto, uma atenção especial. Os gráficos mostram o comportamento das tensões e correntes instantâneas na saída do inversor, as tensões e correntes RMS no secundário do transformador da usina e a tensão no barramento CC na saída do conversor elevador de tensão.

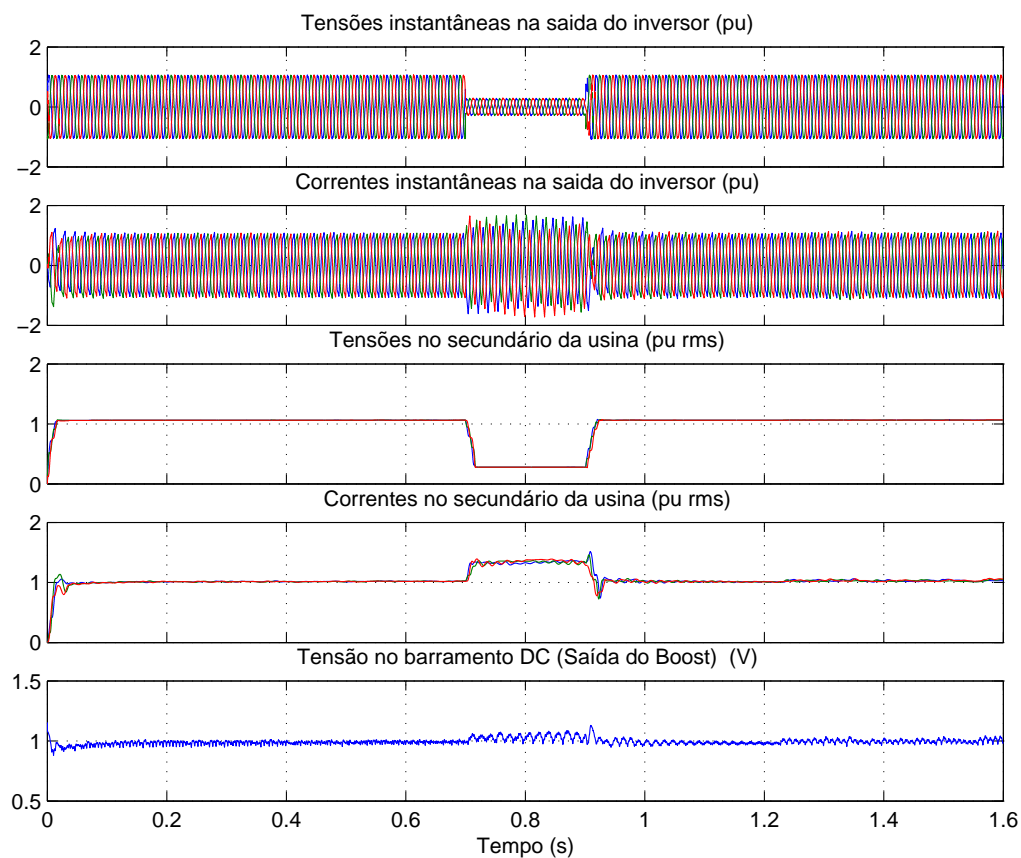


Figura 4.4: Grandezas Temporais do Aerogerador no Secundário do Transformador da Usina para um Afundamento 3ϕ (Enercon)

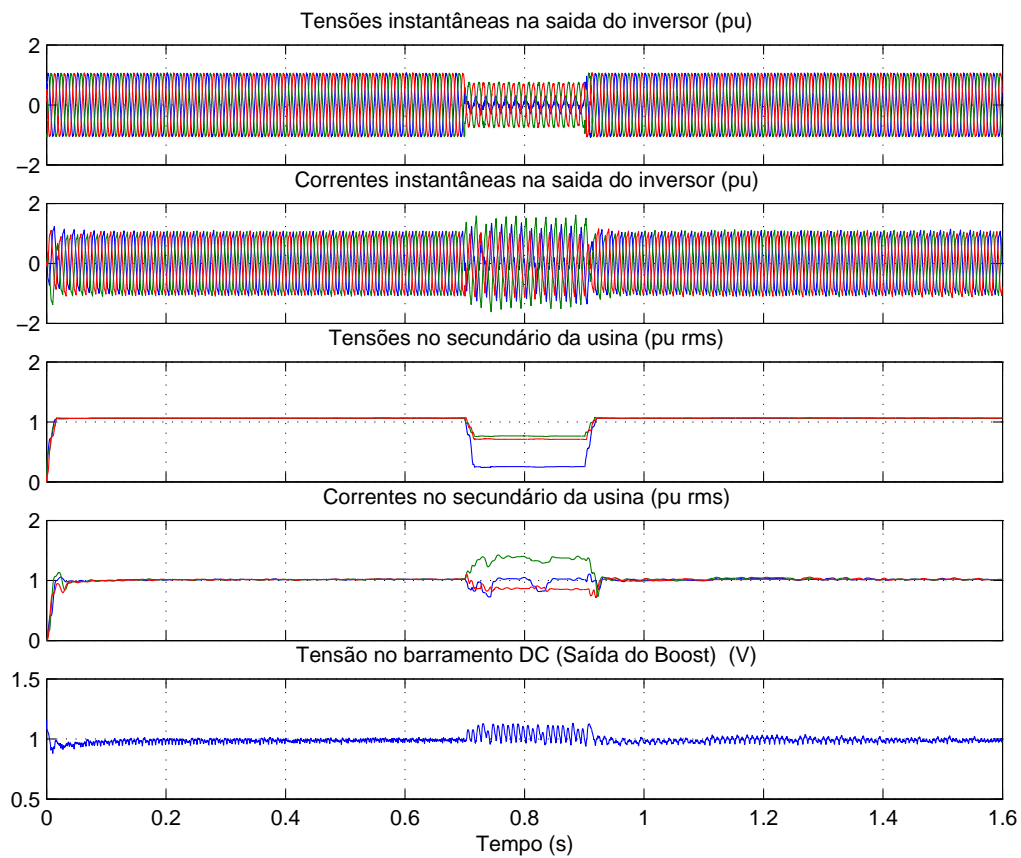


Figura 4.5: Grandezas Temporais do Aerogerador no Secundário do Transformador da Usina para um Afundamento 2ϕ (Enercon)

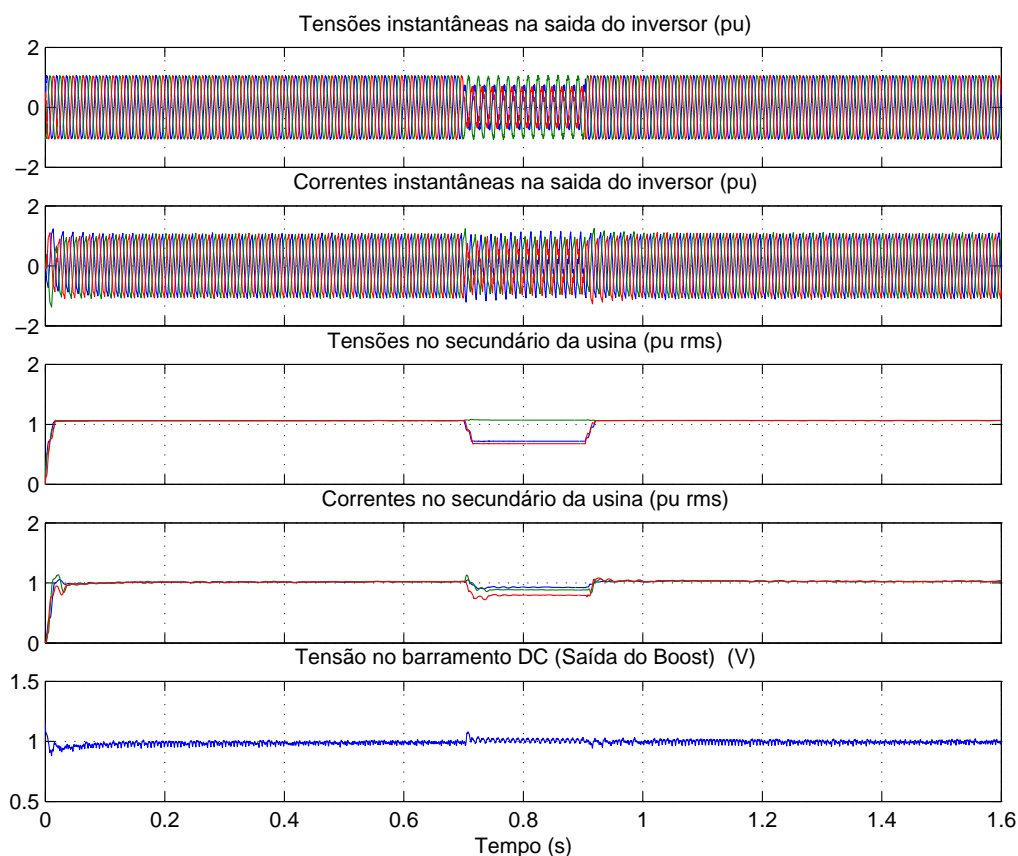


Figura 4.6: Grandezas Temporais do Aerogerador no Secundário do Transformador da Usina para um Afundamento 1ϕ (Enercon)

Através do gráfico da tensão CC na saída do *boost* é possível perceber que a tensão no barramento não atinge valores acima de 10% da tensão nominal e mantém-se oscilando em torno da referência por ação do controle deste conversor. Tal comportamento confere a essa tecnologia uma maior suportabilidade as faltas. Contudo, é possível perceber que o afundamento bifásico provoca variações maiores na tensão do barramento CC devido ao maior desequilíbrio entre as fases, configurando assim o pior tipo de afundamento para essa simulação. As oscilações provocadas pela falta fase-terra no barramento CC são inexpressivas, assim como é retratado na Figura 4.6.

Em geral, as usinas eólicas que utilizam retificadores do tipo PWM, com o conversor do lado da máquina, são menos sensíveis às variações da tensão (Ottersten et al., 2004). No caso especial do aerogerador Enercon, a tensão no barramento não cresce indefinidamente devido à estrutura do seu controle. Na ocorrência do AMT, o conversor tende a fornecer potência nominal, que fica limitada pelas saturações impostas aos controladores de corrente, e, com isso, uma menor potência flui pelo sistema. Mesmo assim, a tensão no barramento CC não regulado tende a subir, mas a tensão de saída é mantida constante pela ação do controle do *boost*, como mostra a Figura 4.7.

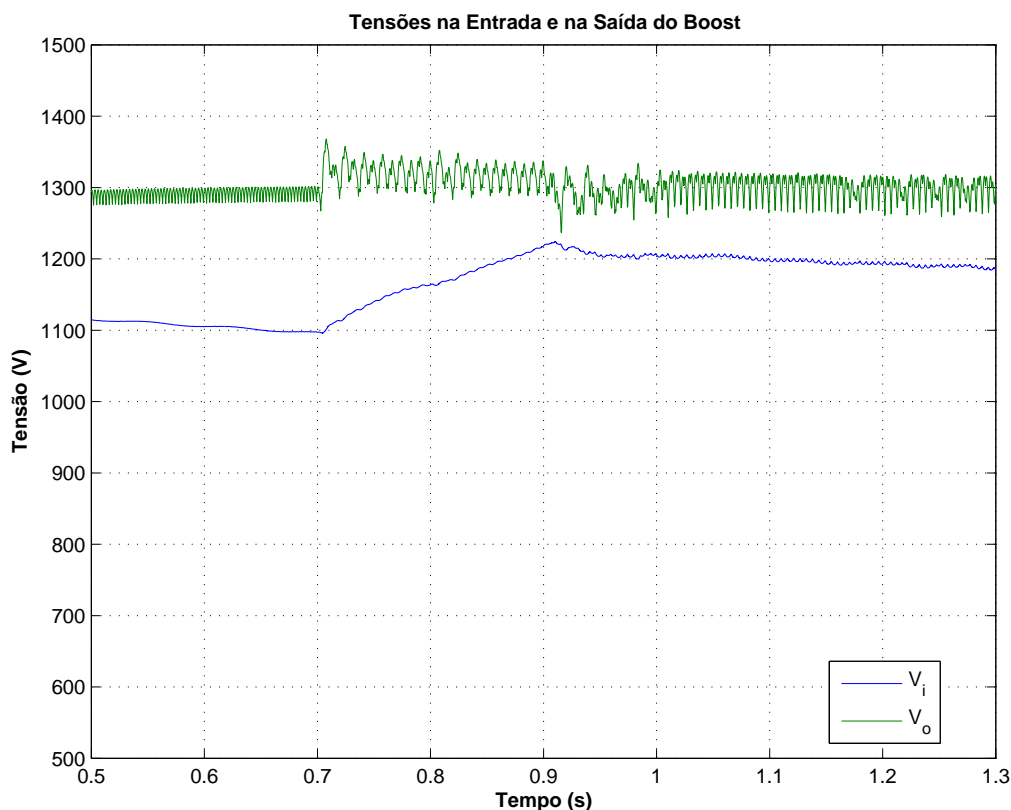


Figura 4.7: Comportamento da Tensão de Entrada (V_i) e de Saída (V_o) do Conversor *Boost* Durante os AMT's

Esse comportamento permite que em alguns aerogeradores não seja instalado o *chopper* de frenagem para grampear a tensão no barramento, limitando-a a um valor pré-estabelecido, normalmente 1.1 pu. O comportamento das

potências ativa e reativa durante as simulações podem ser observados nos gráficos da Figuras 4.8, 4.9 e 4.10. Imediatamente após a falta ser detectada, a potência ativa cai para um valor mínimo e permanece constante nele até que a falta seja eliminada. Durante a falta, a potência ativa gerada pela usina é muito menor do que a potência mecânica fornecida ao gerador pela turbina eólica. Essa diferença entre as potências é armazenada na forma de energia rotacional do rotor, que, além de provocar um aumento da velocidade, como é ilustrado na Figura 4.11, pode alterar também o ângulo de carga. Segundo a literatura, os valores mínimos de potência ativa durante a falta são indispensáveis para uma análise de estabilidade (Johnsen and Christiansen, 2006),(Johnsen et al., 2006).

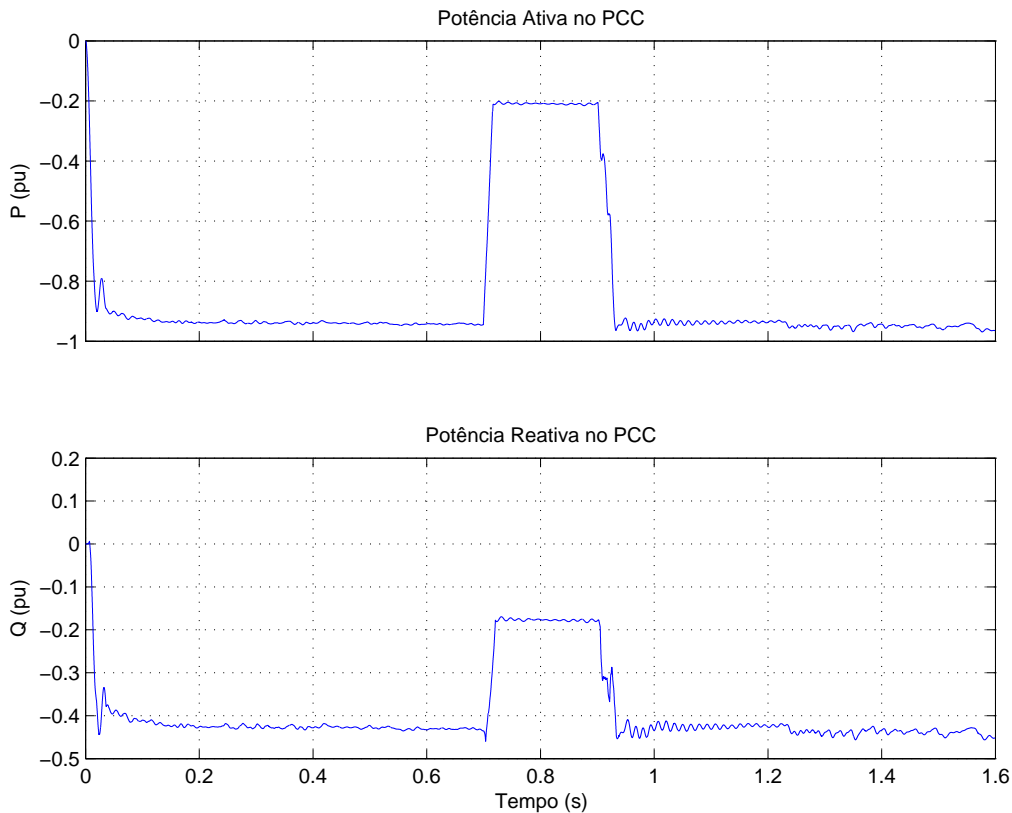


Figura 4.8: Evolução das Potências Ativa e Reativa no Tempo, Afundamento 3ϕ (Enercon)

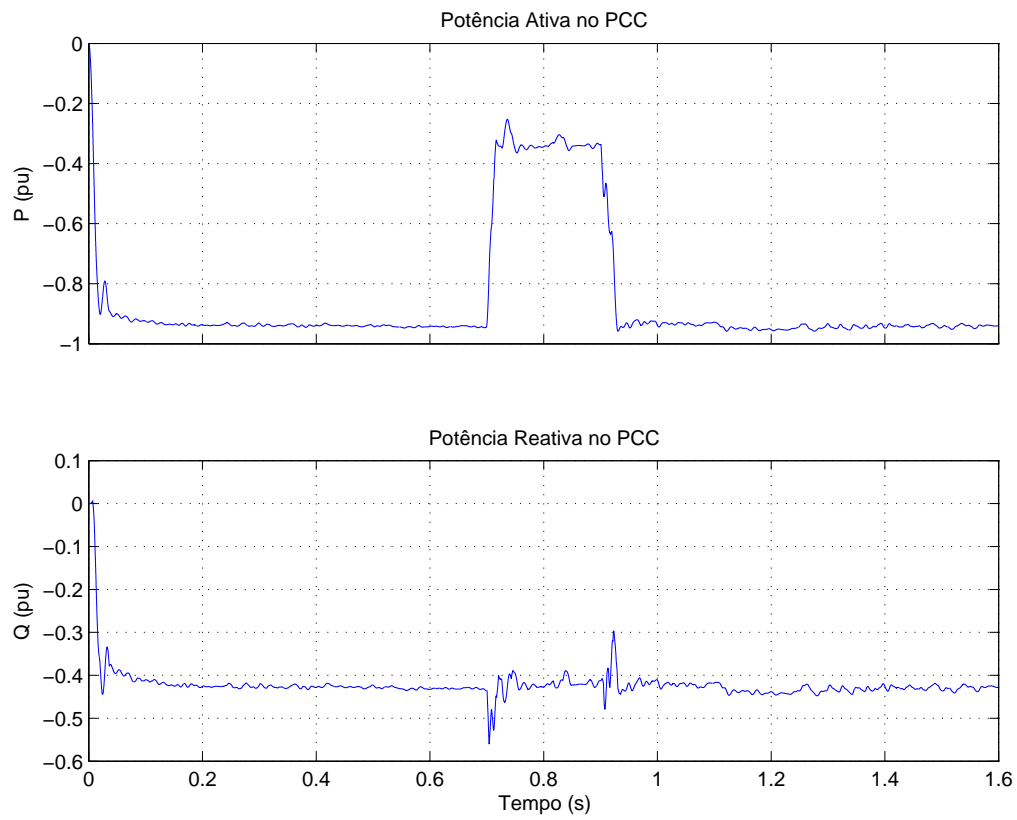


Figura 4.9: Evolução das Potências Ativa e Reativa no Tempo, Afundamento 2ϕ (Enercon)

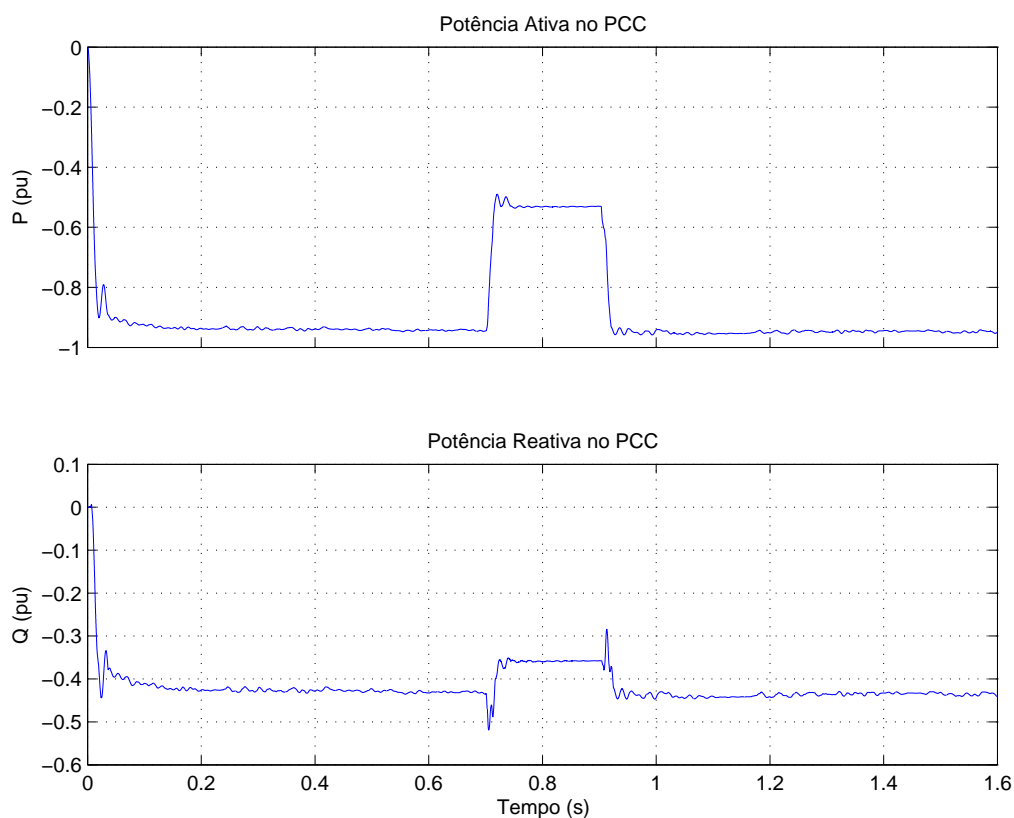


Figura 4.10: Evolução das Potências Ativa e Reativa no Tempo, Afundamento 1ϕ (Enercon)

Devido à ação dos conversores e limites dos controladores, a turbina não apresenta uma grande variação em sua velocidade, como pode ser observado na Figura 4.11. Assim, o sistema volta para sua operação normal quando a falta é eliminada, mantendo-se conectado à rede e evitando impactos negativos para a estabilidade do sistema elétrico associados a essa desconexão.

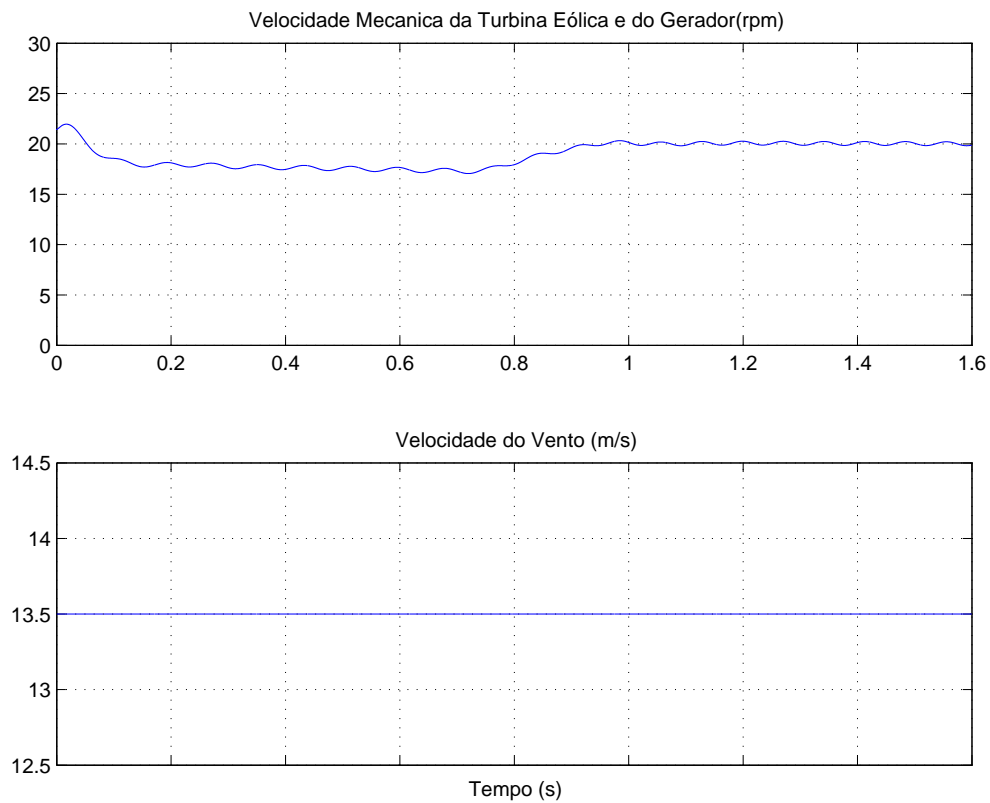


Figura 4.11: Evolução das Velocidades do Vento e da Turbina para um Afundamento 2ϕ (Enercon)

4.3 Gerador Síncrono com Conversores PWM (GSINC)

O comportamento desta tecnologia, cujo modelo é retratado no apêndice A, é semelhante ao do aerogerador com máquina síncrona a diodos. As correntes no primário do GSINC apresentaram valores absolutos maiores do que as do modelo Enercon, como é ilustrado nas Figuras 4.12, 4.13 e 4.14. Também no GSINC as correntes são limitadas pela malha de controle de corrente do lado da rede, que foram ajustadas para os mesmos limites nos dois modelos.

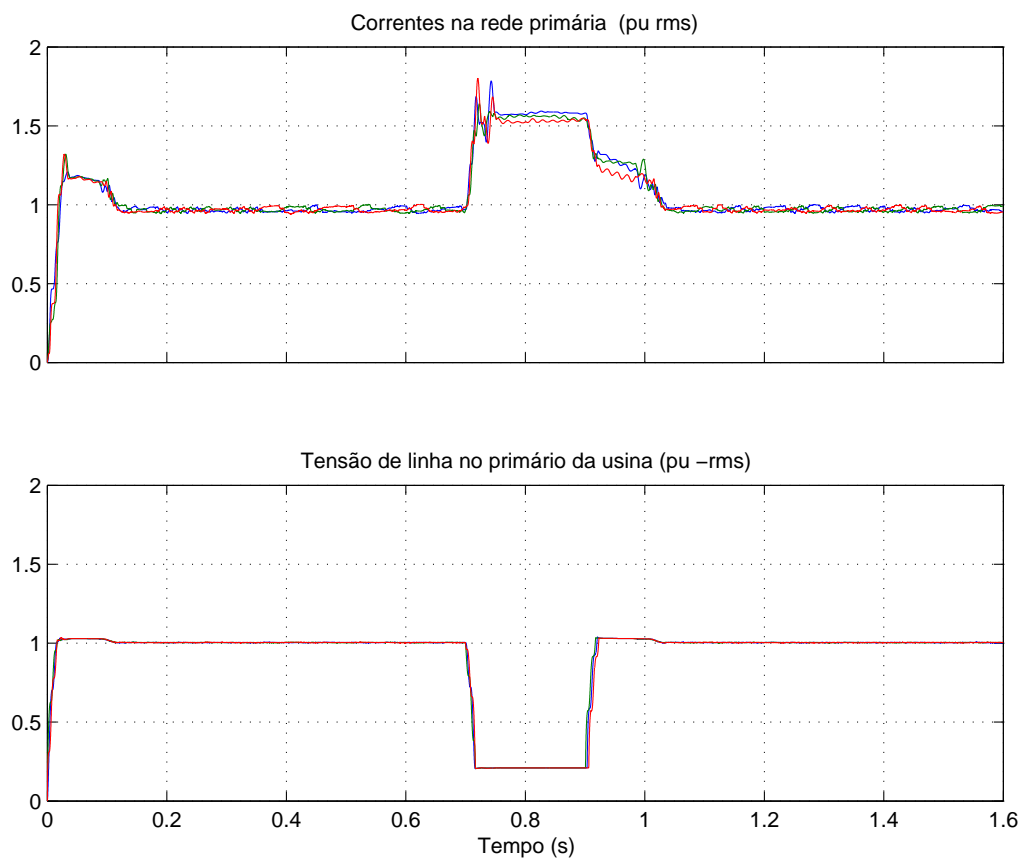


Figura 4.12: Valores RMS das Correntes e Tensões no Primário do Transformador da Usina sob Afundamento 3ϕ (GSINC)

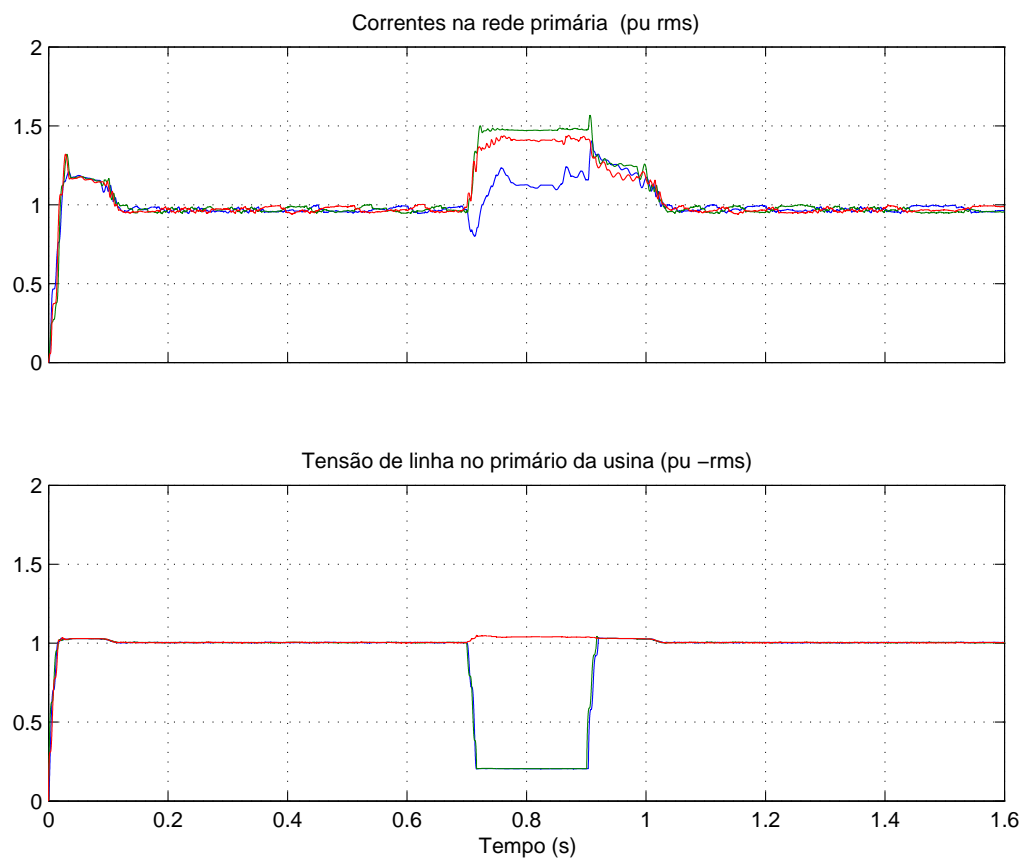


Figura 4.13: Valores RMS das Correntes e Tensões no Primário do Transformador da Usina sob Afundamento 2ϕ (GSINC)

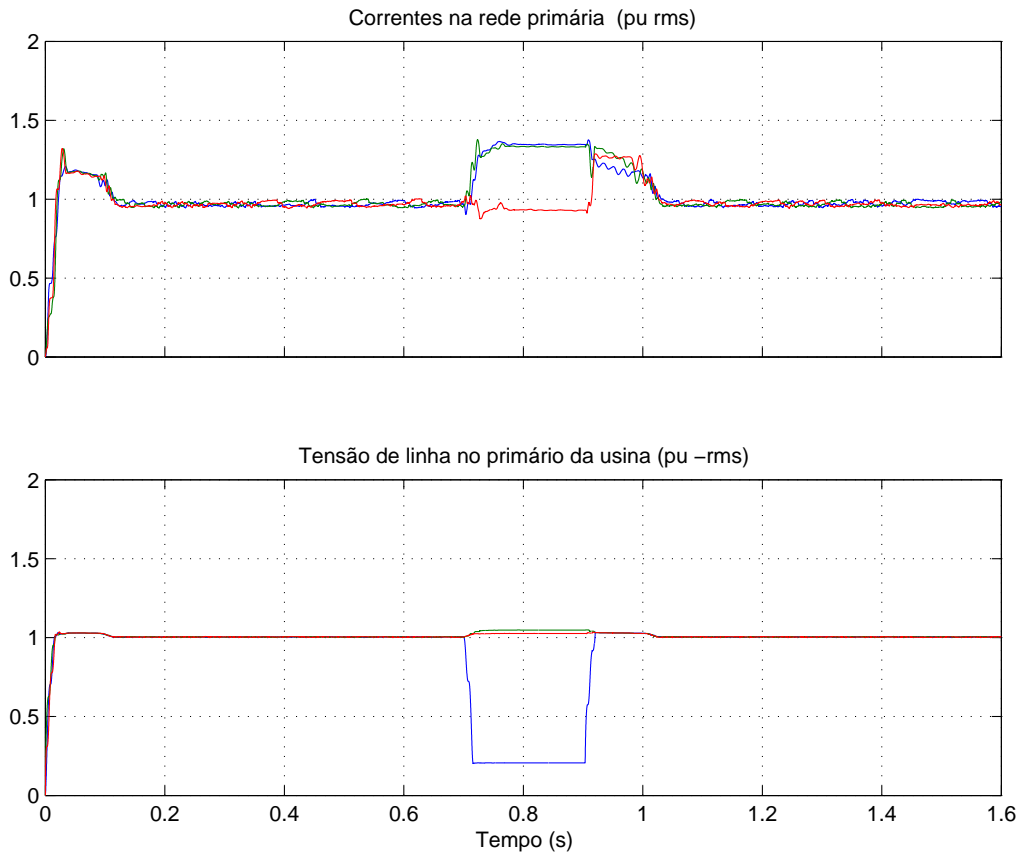


Figura 4.14: Valores RMS das Correntes e Tensões no Primário do Transformador da Usina sob Afundamento 1ϕ (GSINC)

O estabelecimento da falta reduz bastante a potência fornecida à rede, como é possível observar nas Figuras 4.15, 4.16 e 4.17, mas os limites de correntes impostos no conversor mantêm a usina em operação para os casos apresentados. A diferença entre a energia entregue à rede e a energia extraída do vento é transferida ao barramento CC, podendo causar uma elevação desordenada da tensão desse barramento. Para evitar que os valores de tensão atinjam valores muito elevados, essa energia excedente é dissipada em um resistor. O *chooper* de frenagem grampeia a tensão em 1.1 pu, evitando que a usina eólica saia de operação, constituindo, portanto, uma importante solução de *ride through* para esta tecnologia. Essa é uma das diferenças para o modelo anterior, onde o *chopper* de frenagem não foi implementando, deixando a limitação da tensão no barramento CC apenas pela ação dos sistemas de controle do conversor *boost*, embora existam algumas tecnologias

deste tipo que utilizam este equipamento. No caso dos afundamentos bifásicos e trifásicos, o pico de potência ativa chega a 1.5 pu do nominal.

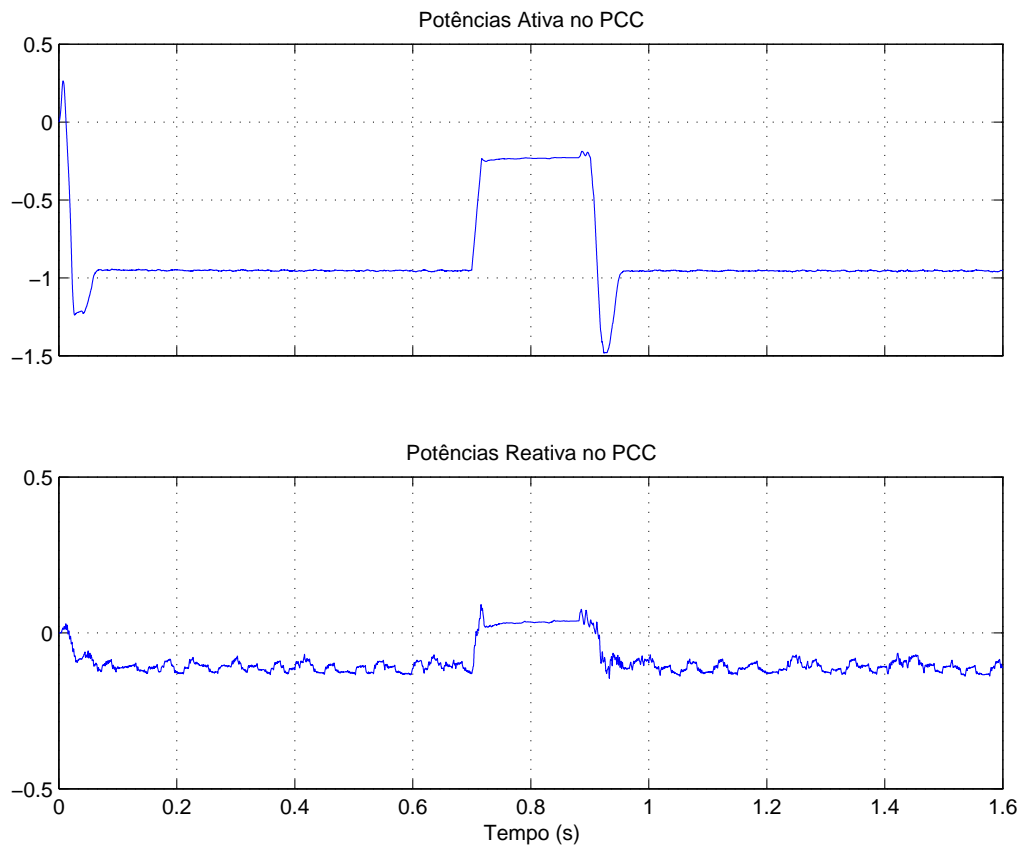


Figura 4.15: Evolução das Potências no Tempo, Afundamento 3ϕ (GSINC)

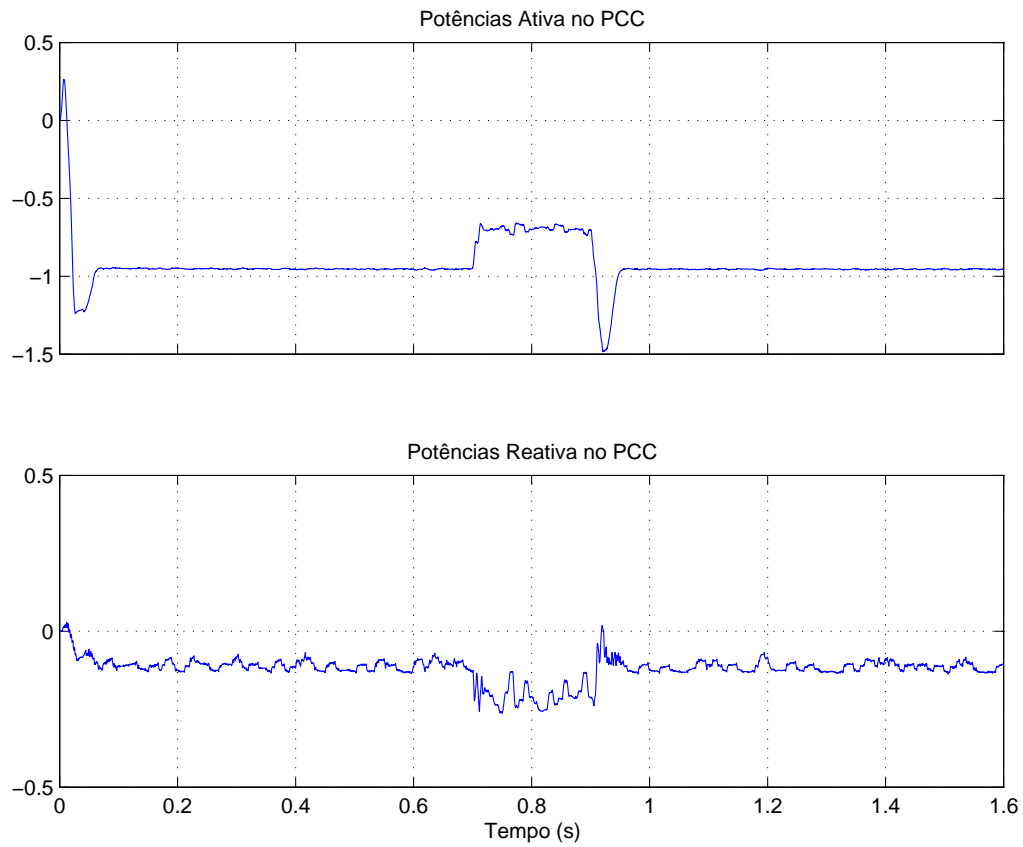


Figura 4.16: Evolução das Potências no Tempo, Afundamento 2ϕ (GSINC)

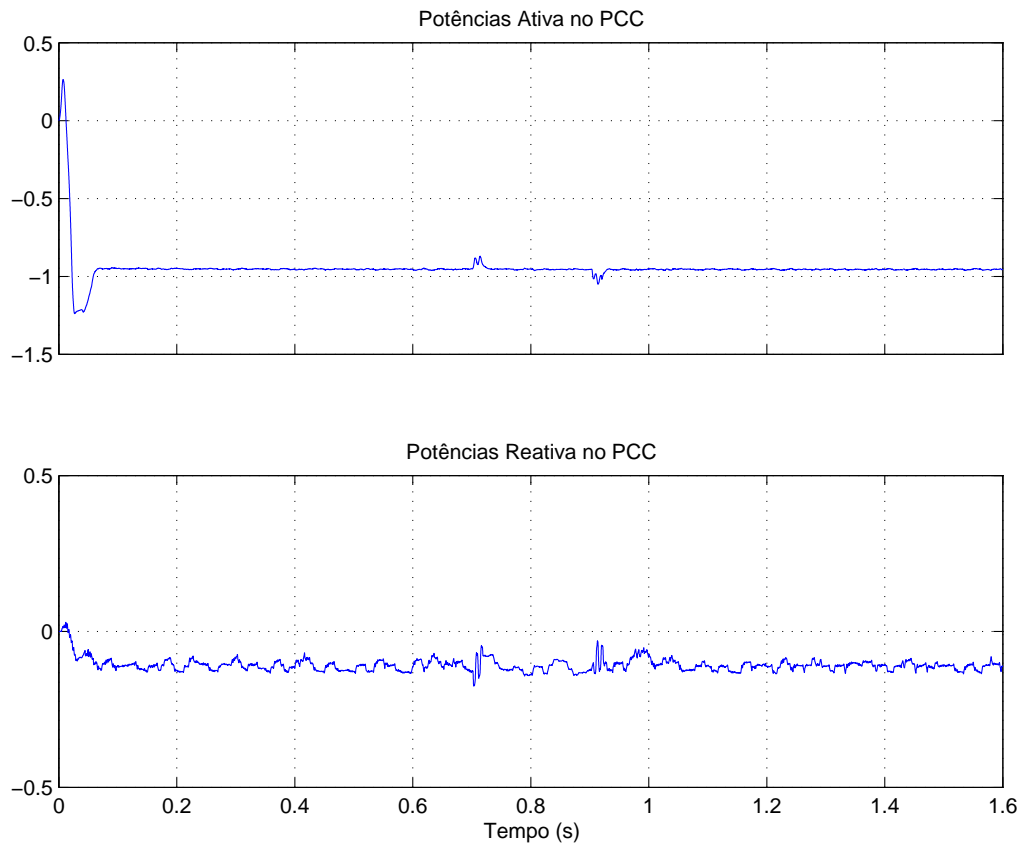


Figura 4.17: Evolução das Potências no Tempo, Afundamento 1ϕ (GSINC)

A limitação das correntes do primário evita que as correntes no secundário da usina aumentem desordenadamente, comportamento apresentado nas Figuras 4.18, 4.19 e 4.20. Após a remoção da falta, as correntes reduzem-se a valores bem próximos daqueles de pré-falta, em um tempo muito pequeno, não produzindo grandes transitórios.

Assim como no modelo anterior, no intervalo de tempo em que ocorre a queda da tensão, a capacidade de transferir potência ativa do conversor do lado da rede torna-se bem limitada, pois quanto menor a tensão, menor a potência que pode ser transferida à rede. A consequência disso é que, durante o afundamento, pode ser que a usina não tenha condições de fornecer toda a potência ativa requerida pelo sistema.

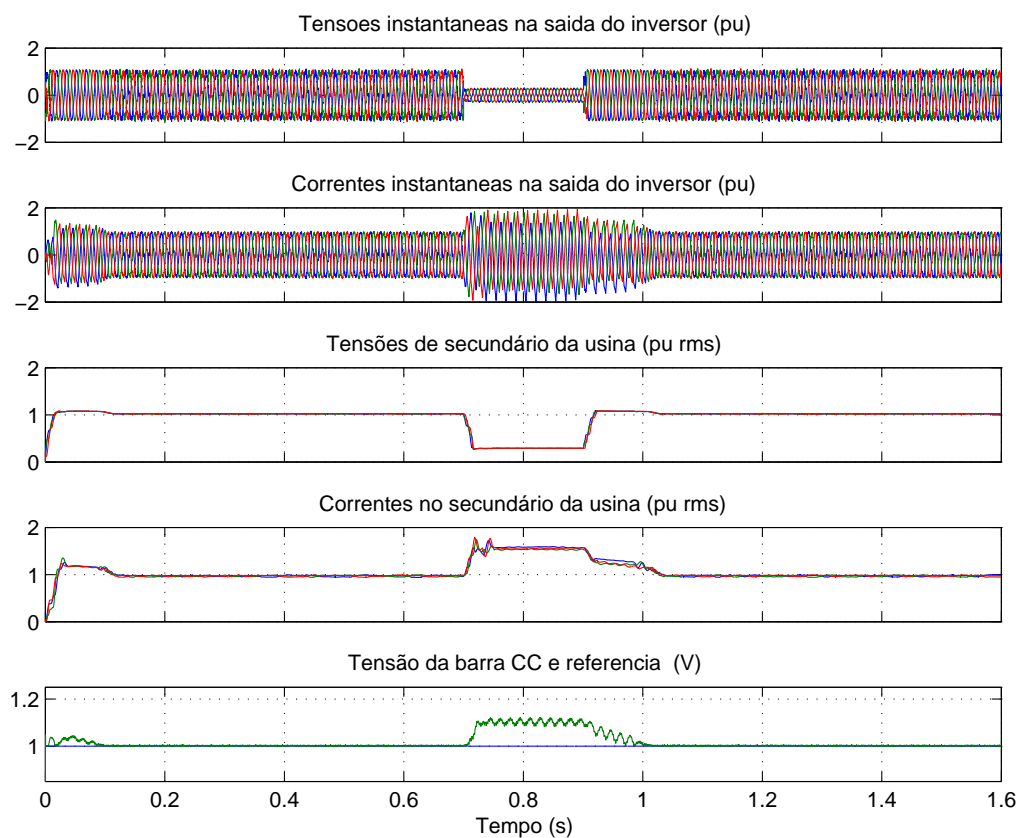


Figura 4.18: Grandezas Temporais do Aerogerador no Secundário do Transformador da Usina para um Afundamento 3ϕ (GSINC)

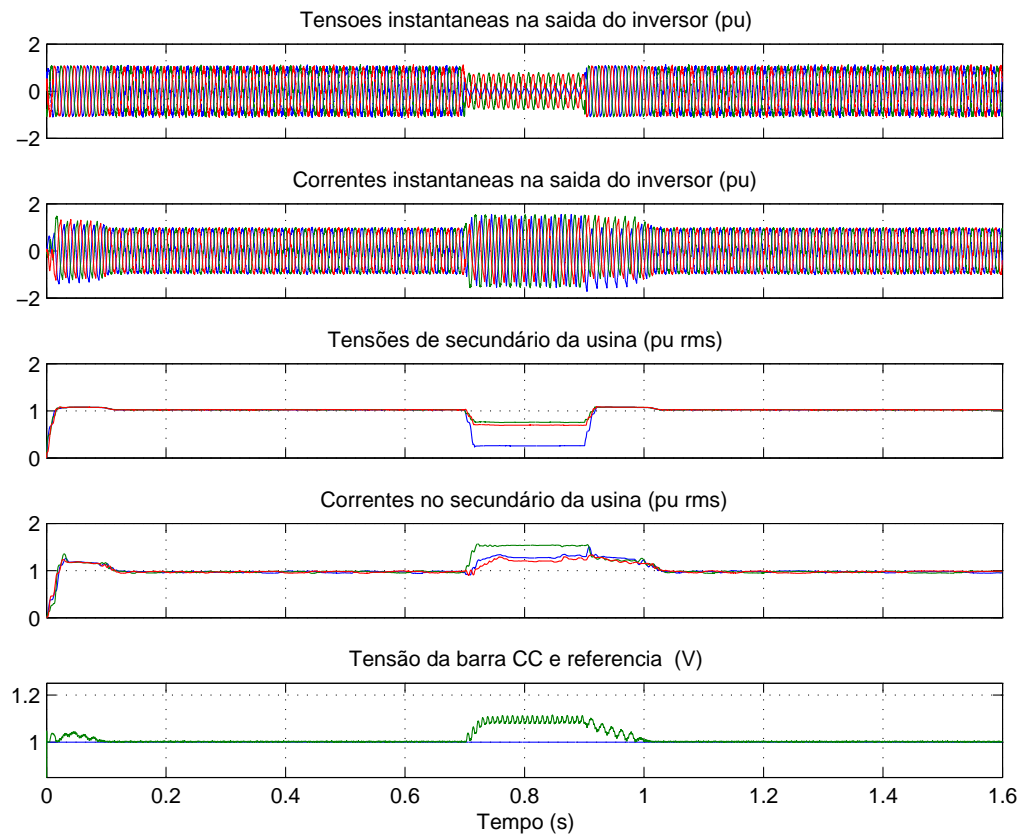


Figura 4.19: Grandezas Temporais do Aerogerador no Secundário do Transformador da Usina para um Afundamento 2ϕ (GSINC)

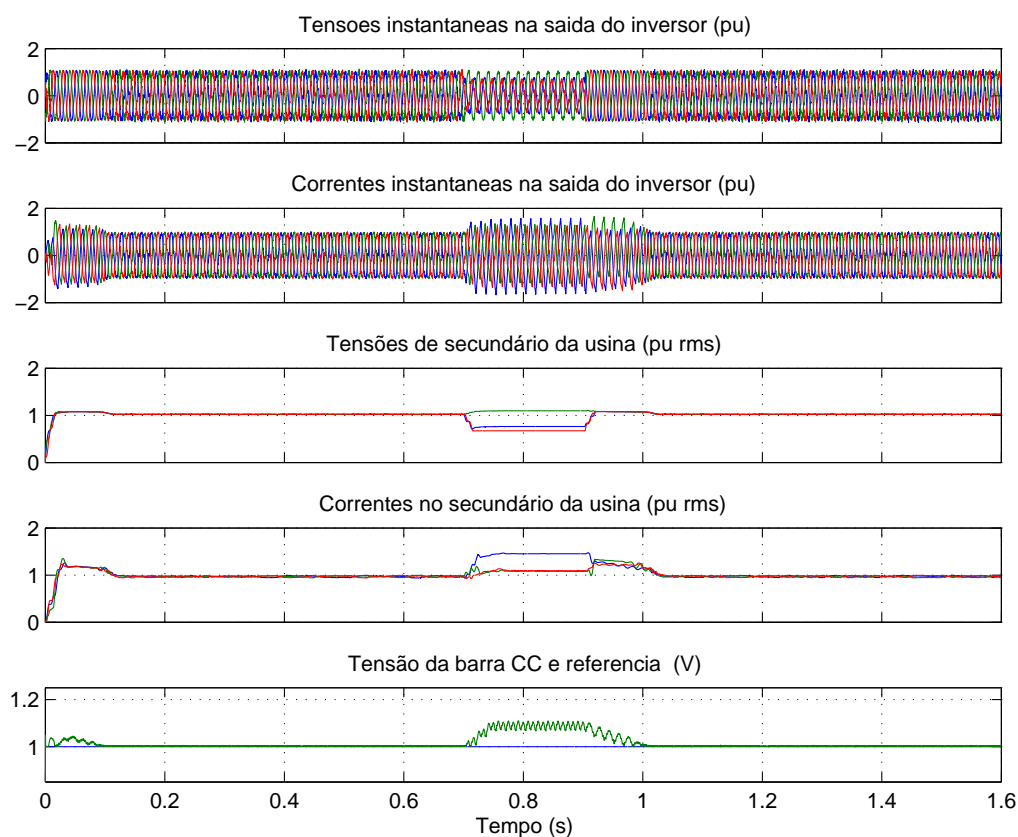


Figura 4.20: Grandezas Temporais do Aerogerador no Secundário do Transformador da Usina para um Afundamento 1ϕ (GSINC)

Tal como retratado pela Figura 4.21 a velocidade permanece constante durante os AMT's. Neste caso, a mesma somente variaria se houvesse diferença entre as potências gerada e mecânica. Como no GSINC qualquer diferença de potência é dissipada no *chopper* de frenagem, então a velocidade não se altera. Comportamento semelhante pode ser observado no modelo com gerador de indução duplamente alimentado (DFIG) discutido na próxima seção.

Devido à sua razoável rejeição as faltas e as vantagens em relação aos custos, este tipo de usina tem aparecido cada vez mais no mercado, assim como o aerogerador Enercon. Através das simulações realizadas, chegou-se à conclusão de que esta tecnologia reagiu bem aos distúrbios na rede, mesmo os mais severos, permanecendo o aerogerador conectado ao sistema e evitando os impactos negativos para a estabilidade do sistema associados à

sua desconexão.

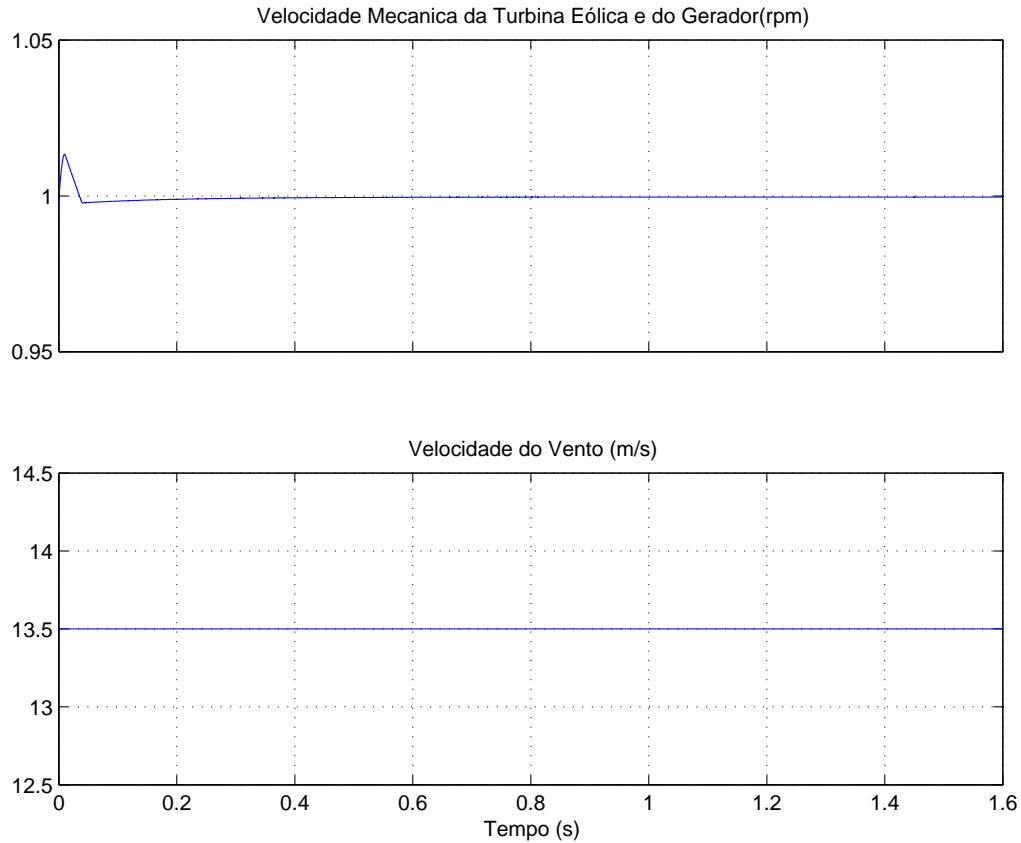


Figura 4.21: Evolução das Velocidades do Vento e da Turbina sob Afundamento 3ϕ (GSINC)

4.4 Gerador Indução Duplamente Alimentado (DFIG)

Da mesma forma que nas tecnologias utilizando geradores síncronos, o gerador de indução duplamente excitado, o qual o modelo está apresentado no apêndice B, também foi submetido aos mesmos tipos de afundamentos de tensão. As figuras 4.22, 4.23 e 4.24 apresentam as evoluções das tensões e correntes no primário da usina. Assim como na partida, durante o AMT os valores de corrente apresentam valores elevados, passando de 2 pu e chegando

a 3 pu para a falta bifásica, conforme observado nos oscilogramas da Figura 4.23.

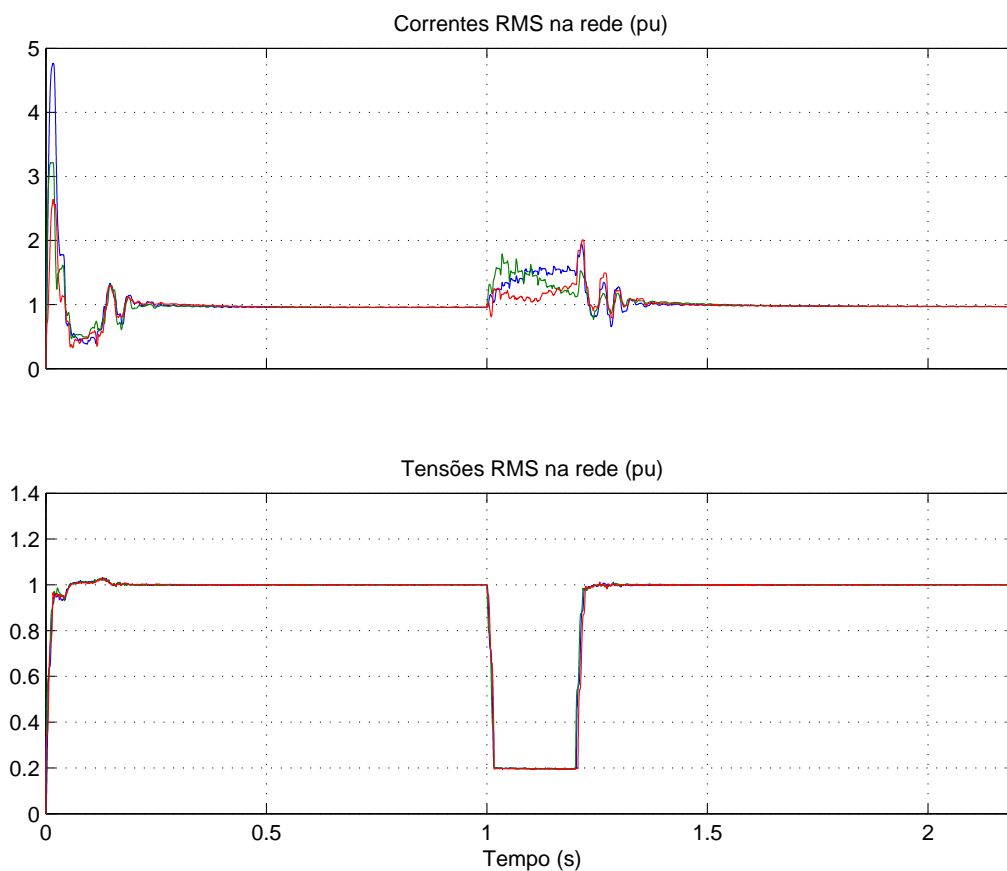


Figura 4.22: Valores RMS das Correntes e Tensões no Primario do Transformador do Aerogerador Sujeito a um Afundamento 3ϕ (DFIG)

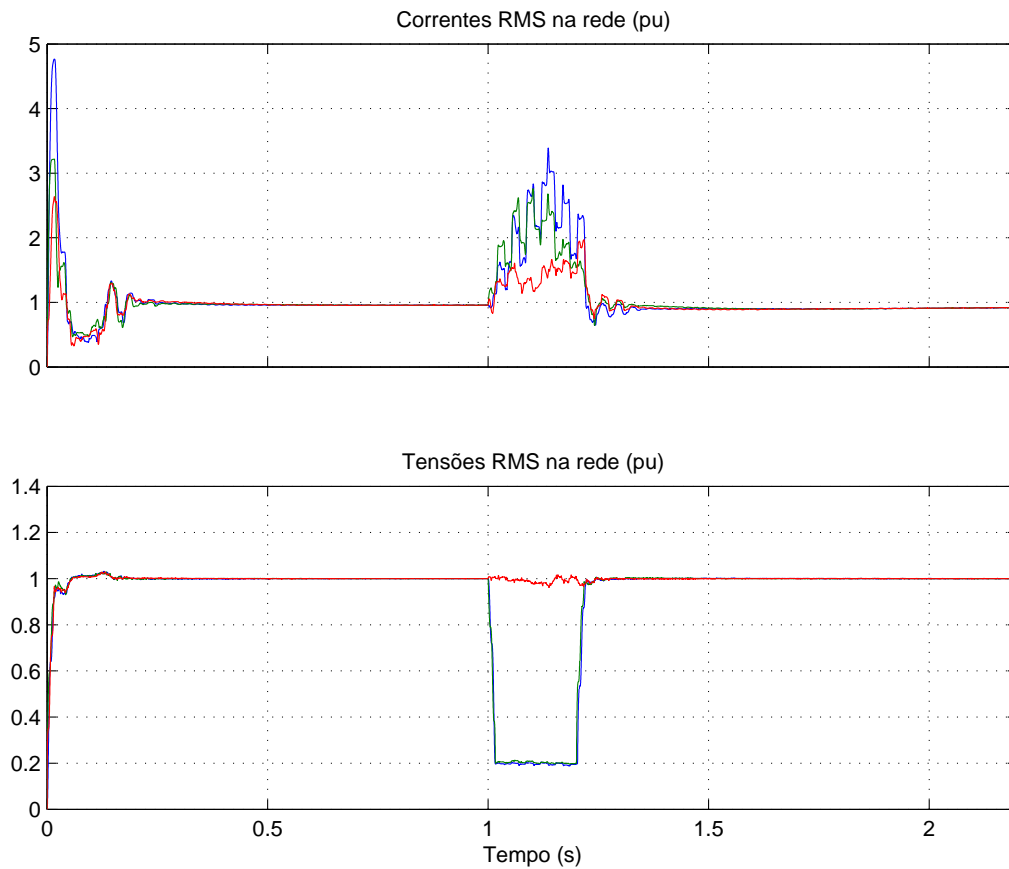


Figura 4.23: Valores RMS das Correntes e Tensões no Primário do Transformador do Aerogerador Sujeito a um Afundamento 2ϕ (DFIG)

Devido à súbita queda de tensão, as correntes de estator passam a apresentar uma componente em corrente contínua, como é ilustrado nas Figuras 4.26, 4.27 e 4.28. Já no lado do rotor, tais correntes aparecem como alternadas, superpondo às correntes injetadas pelo conversor, que têm o seu estado estacionário muito mais lento, como mostra a Figura 4.25. Além disso, a perda da magnetização pelo circuito do estator tenderá a ser compensada através do circuito de rotor, ocasionando um crescimento nas correntes até que se atinja o limite de corrente do conversor. O resultado na rede é a soma dessas duas correntes e combinação dos seus efeitos. O aumento das correntes de rotor (Figura 4.25) provoca uma elevação da tensão no barramento de corrente contínua. Para que a tensão não atinja valores proibitivos, um *chooper* de frenagem também é utilizado nesta tecnologia para limitar o valor da ten-

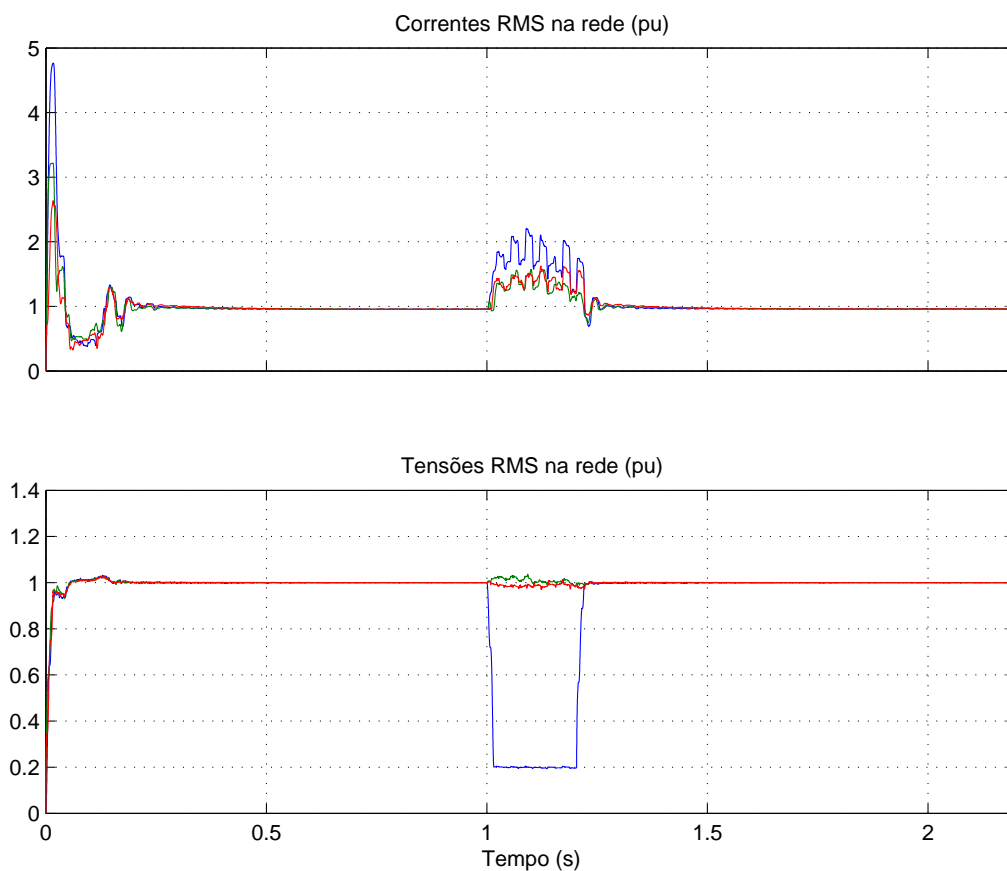


Figura 4.24: Valores RMS das Correntes e Tensões no Primario do Transformador do Aerogerador Sujeito a um Afundamento 1ϕ (DFIG)

são. Quando a falta é eliminada do sistema, a energia extra armazenada no capacitor do barramento CC é descarregada. A consequência disso é refletida nas oscilações da potência ativa apresentadas na Figura 4.29, além de um decaimento mais lento das correntes de rotor da máquina, ilustradas na Figura 4.25. Este comportamento é semelhante para todos os tipos de faltas. Durante o afundamento de tensão, o conjugado eletromagnético do gerador é reduzido, apesar da turbina eólica continuar fornecendo conjugado através da caixa de transmissão. A diferença entre os torques provoca um pequeno aumento da velocidade da turbina, como é observado na Figura 4.30.

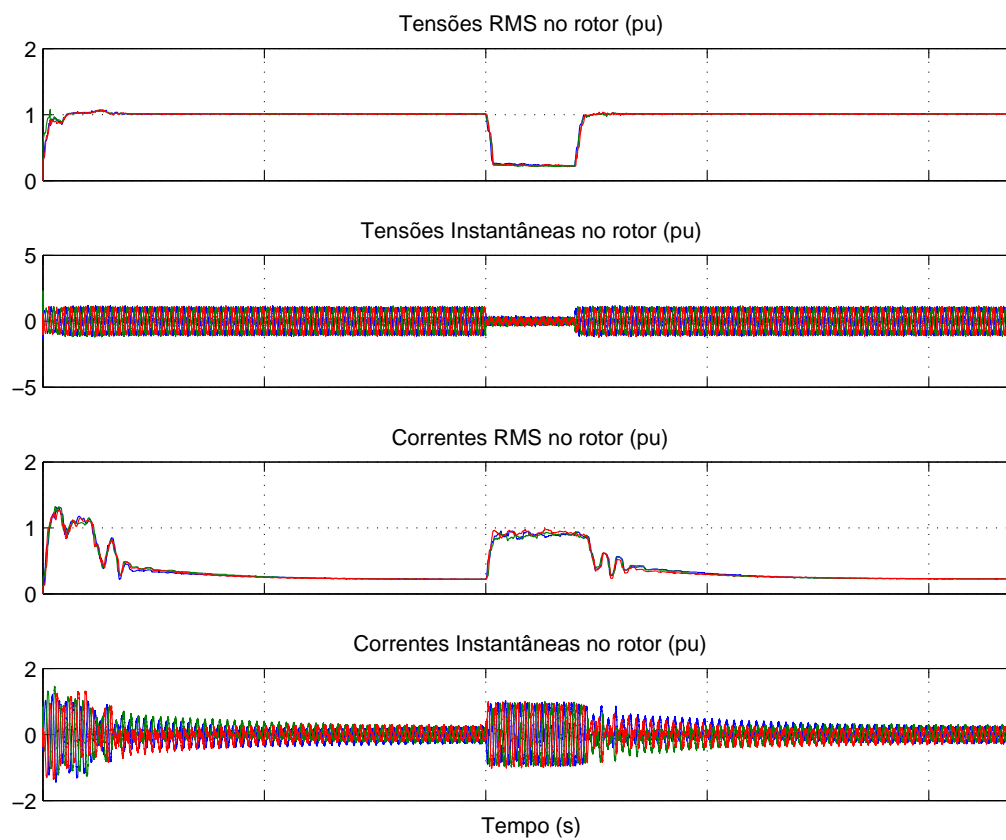


Figura 4.25: Comportamento das Grandezas do Rotor em um Afundamento 3ϕ (DFIG)

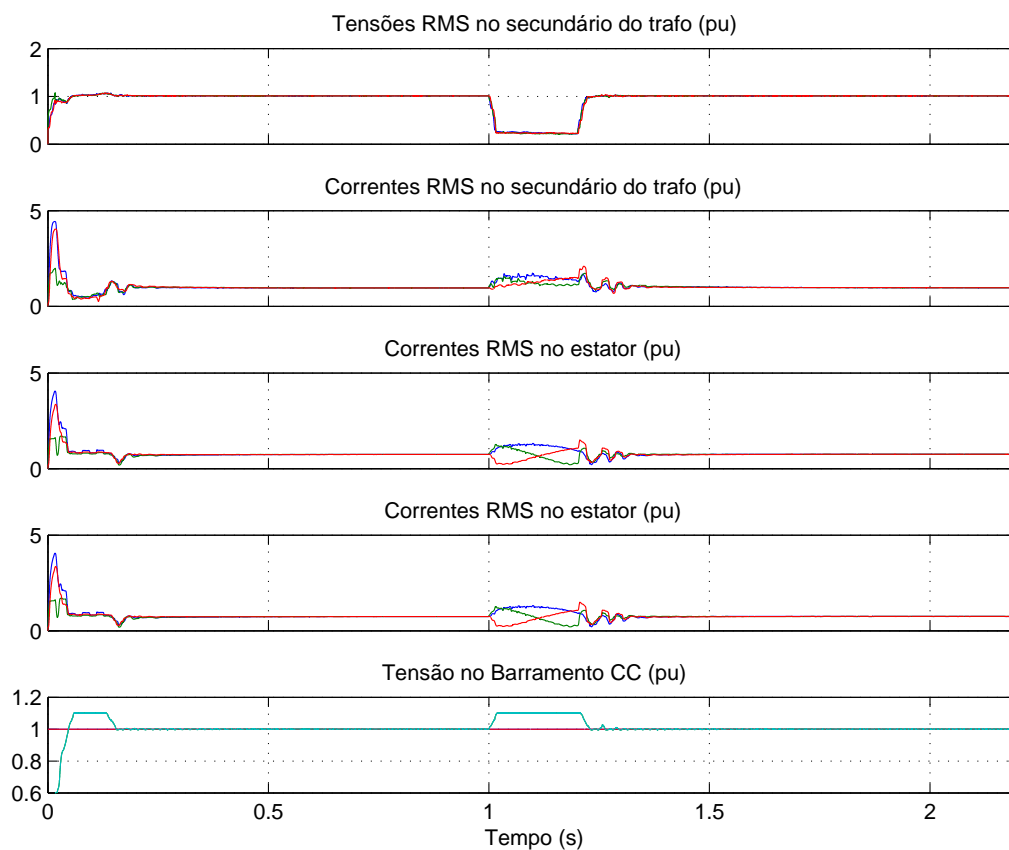


Figura 4.26: Correntes e Tensões no Secundário do Transformador e as Correntes no Rotor e de Estator sob Afundamento 3ϕ (DFIG)

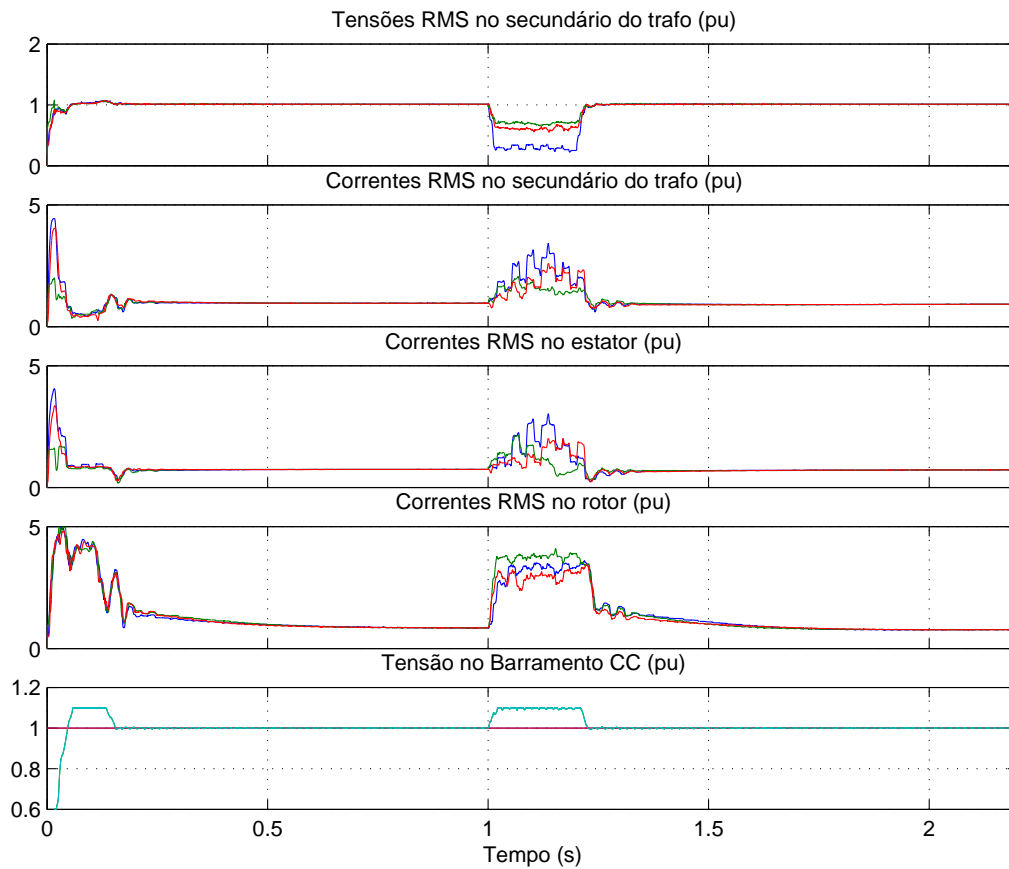


Figura 4.27: Correntes e Tensões no Secundário do Transformador e as Correntes no Rotor e de Estator sob Afundamento 2ϕ (DFIG)

Sabe-se que correntes elevadas podem provocar danos irreversíveis ao conversor, se nada for feito para limitá-las. Em um afundamento trifásico para 20 % da tensão de regime permanente, as correntes no rotor atingiram mais de três vezes o valor nominal da corrente dessa estrutura, sendo previsto para esta situação a atuação da proteção de sobrecorrente do rotor retirando a usina do sistema. Dentre as soluções *ride-through* possíveis, está a instalação de um banco de resistores controlados por tiristores, denominado de *crowbar* (Morren and de Haan, 2005). Este equipamento limita as correntes rotóricas, promovendo um caminho de baixa impedância para as mesmas, evitando que elas sigam pelo conversor.

As oscilações das correntes pós-falta são atribuídas ao amortecimento fraco dos pólos dos controladores. Em (Pettersson, 2005) técnicas de con-

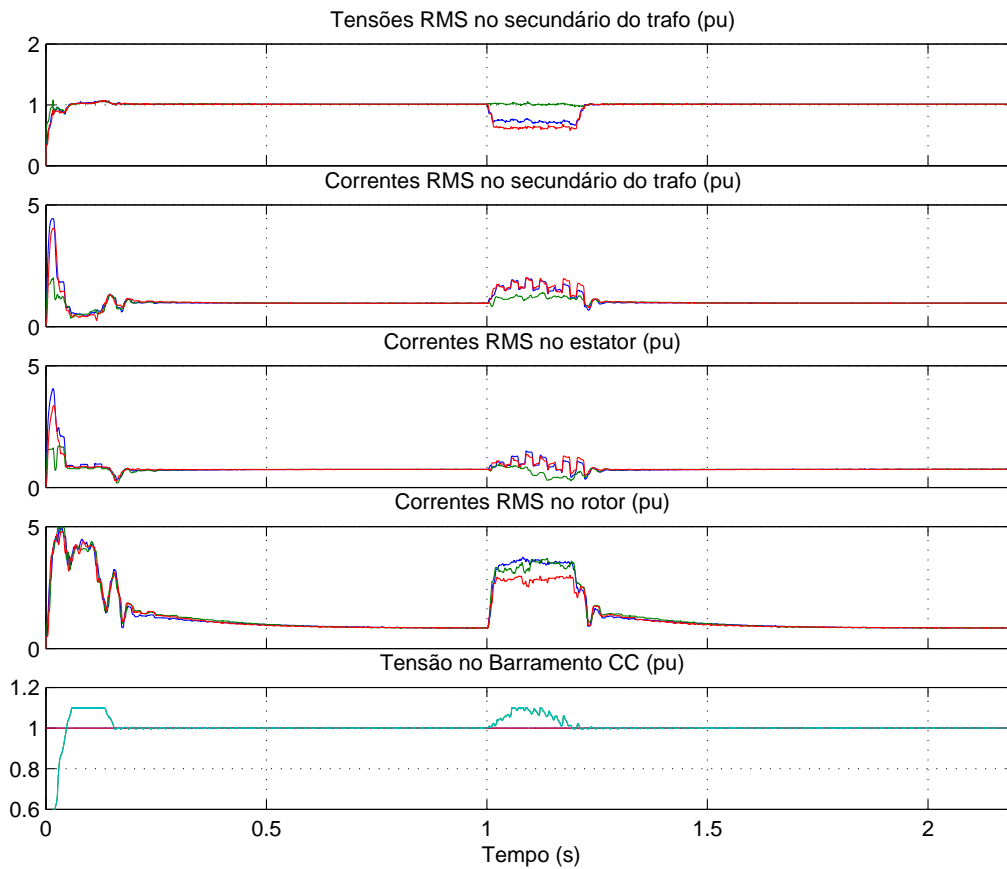
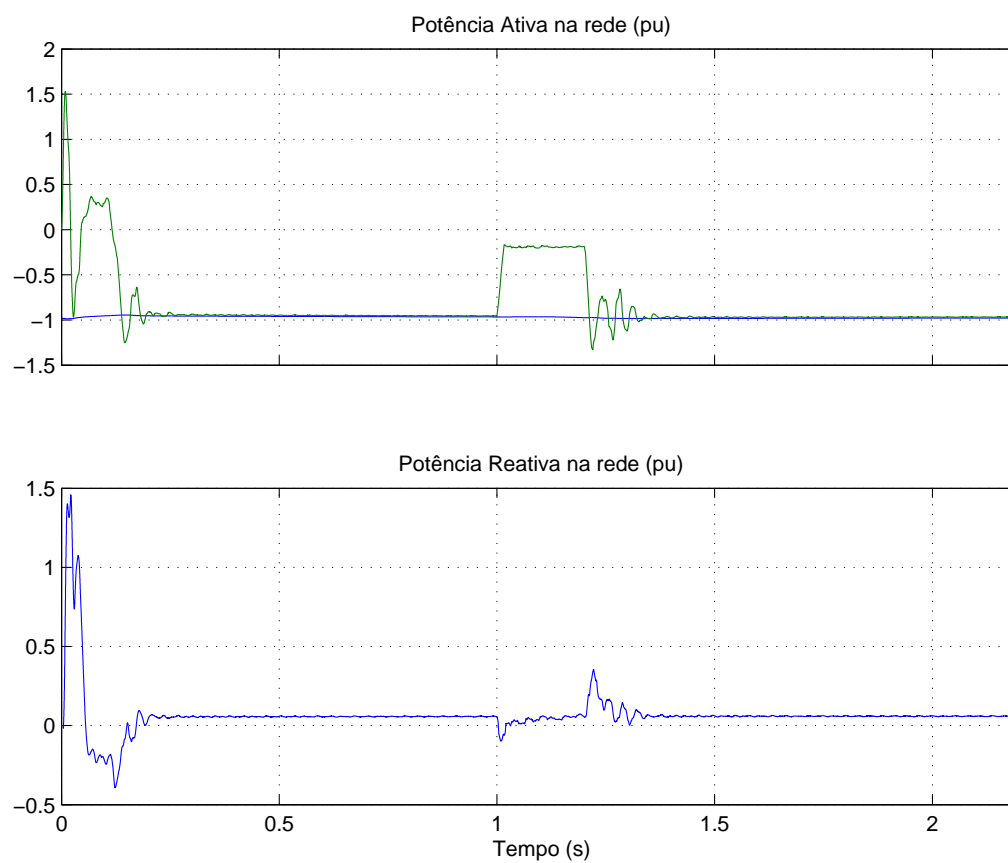


Figura 4.28: Correntes e Tensões no Secundário do Transformador e as Correntes no Rotor e de Estator sob Afundamento 1ϕ (DFIG)

troles são adotadas para evitar tais oscilações e, com isso, evitar o uso dos resistores para afundamentos menos severos; porém os mesmos são ainda necessários. Essas oscilações também são percebidas na potência para os três tipos de falta, apresentando um comportamento muito semelhante. Portanto, optou-se por apresentar na Figura 4.29 apenas o comportamento temporal da potência ativa e reativa para um AMT trifásico.

Figura 4.29: Potências Ativa e Reativa sob Afundamento 3ϕ (DFIG)

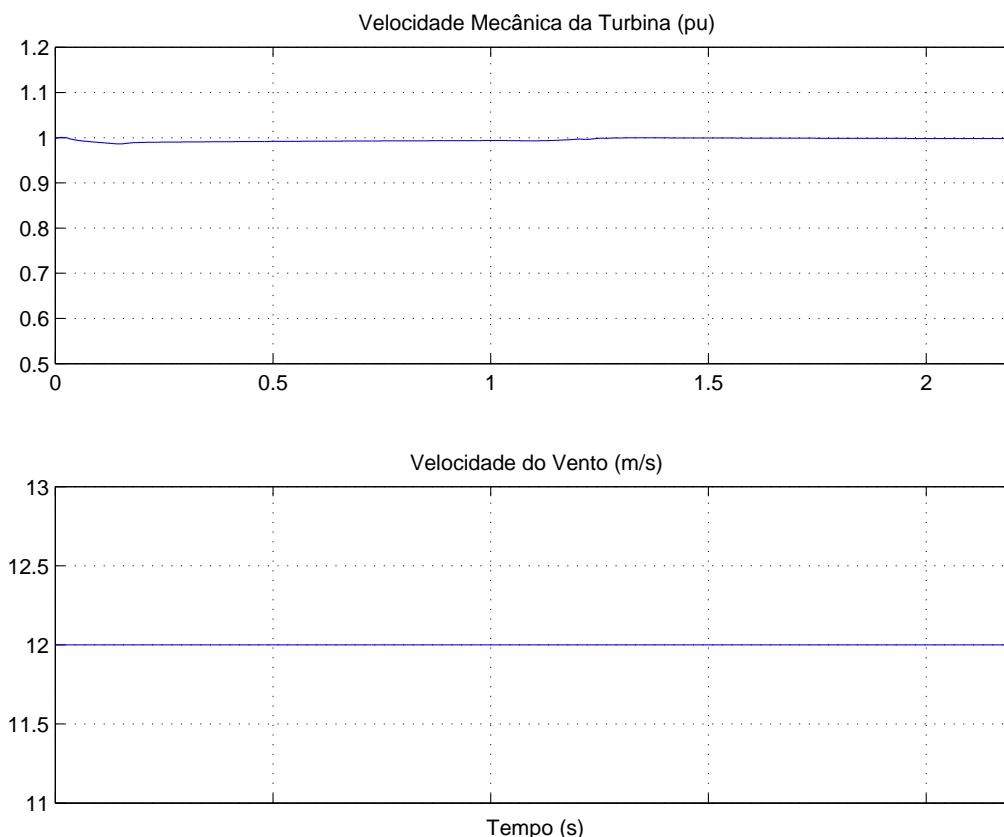


Figura 4.30: Velocidades do Gerador e da Turbina sob Afundamento 3ϕ (DFIG)

4.5 Análise dos Resultados

Para uma melhor visualização do comportamento dos aerogeradores durante os AMT's, foi realizada uma série de simulações e testes. Cada uma das tecnologias foi submetida aos três tipos de falta, onde, em cada uma delas, a amplitude do afundamento variou de 90 % para 20 % da tensão, com intervalos de 10 %. Além disso, variou-se também a duração do afundamento de 0,2 s até 0,5 s, com intervalos de 0,1 s. As simulações foram realizadas para a turbina operando com velocidade nominal de vento e com razão de curto-circuito ajustada para $X/R = 20$. Além da amplitude, duração e tipo de falta, é possível alterar também os valores de velocidade do vento e razão de curto circuito. Para cada aerogerador foram gerados 96 arquivos de

simulação, a partir dos quais o comportamento temporal das variáveis pôde ser analisado. As seções seguintes tratam do comportamento de algumas grandezas frente aos diversos cenários simulados.

4.5.1 Modelo com Gerador Síncrono com Retificador a Diodos

Uma das grandezas de maior interesse em ser avaliada no modelo Enercon é a tensão no barramento CC, o qual deve ser mantida constante por ação do *boost*, independentemente das variações da tensão de entrada. Outra variável que requer ser analisada com maior cuidado é a corrente instantânea no secundário da usina, que pode ser utilizada para ajuste das proteções de sobrecorrente instantânea e temporizada. Tendo isso em vista, a Figura 4.31 mostra os valores máximos de corrente atingidos no secundário e as máximas tensões no barramento CC para um afundamento monofásico. A Figura 4.31-(a) mostra os valores máximos alcançados pela corrente no secundário da usina durante a variação da amplitude e duração do afundamento com a corrente apresentando o valor máximo de 1,32 pu em relação ao seu valor nominal. A tensão CC, ilustrada pela Figura 4.31-(b), não apresenta valores críticos para os afundamentos estudados; no caso analisado, os valores de tensão não atingiram uma sobretensão superior a 10 % do valor nominal.

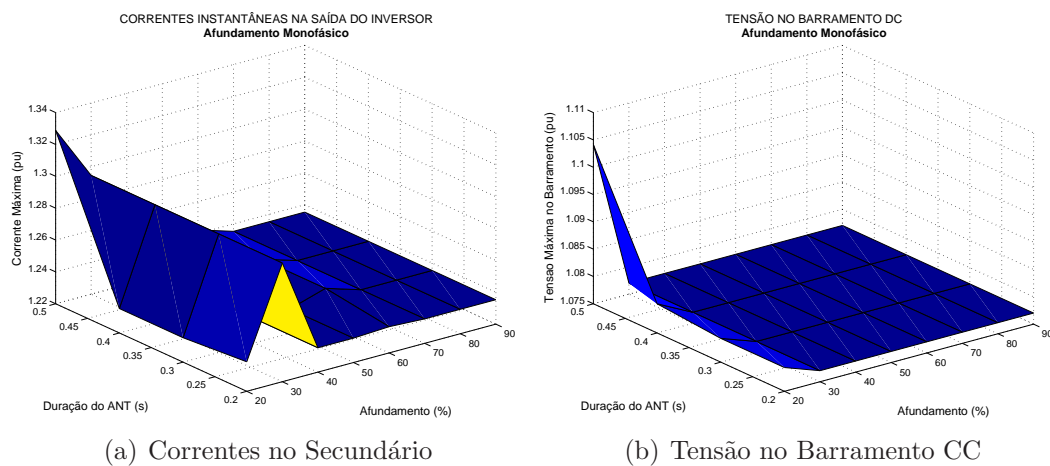


Figura 4.31: Correntes no Secundário do Transformador e a Tensão no Barramento CC no Afundamento 1ϕ (Enercon)

Os comportamentos da corrente e da tensão CC sob um afundamento bifásico estão representados na Figura 4.32. Neste caso, as curvas diminuem à medida que a severidade do afundamento de tensão é reduzida, como era esperado. O valor da tensão no barramento atinge um pico de 1.14 pu e a corrente no primário chega a 1.6 pu, conforme observado nas Figuras 4.32-(b) e (a) respectivamente.

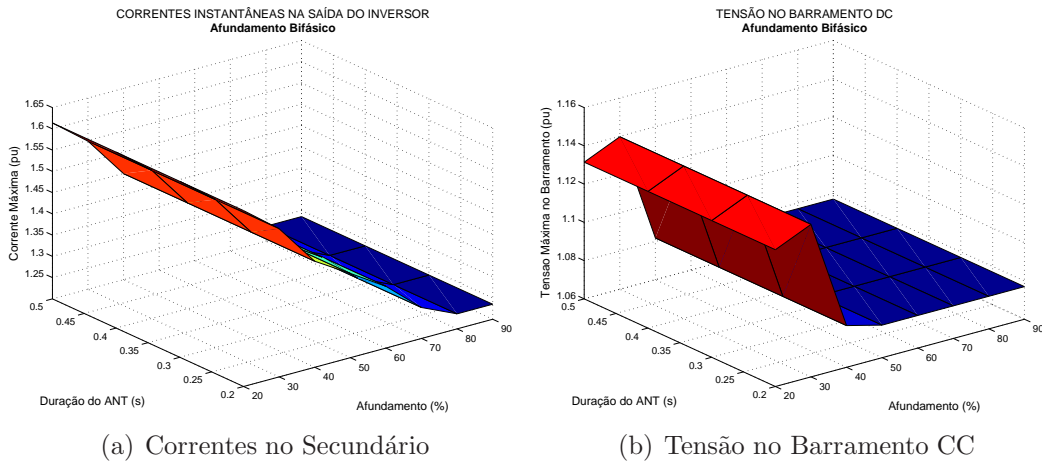


Figura 4.32: Correntes no Secundário do Transformador e a Tensão no Barramento CC no Afundamento 2ϕ (Enercon)

Nestas figuras, é possível perceber ainda que os valores de tensão e corrente variam muito pouco com a duração do afundamento, o que não acontece na falta trifásica, retratada na Figura 4.33. Os gráficos apresentados para o afundamento simétrico exibem o comportamento esperado para as variáveis em análise, ou seja, quanto menor a tensão e maior a duração do afundamento, mais críticos devem ser os resultados para a tensão e também para a corrente, tal como observado pela Figura 4.33. Neste caso, tanto as correntes instantâneas no secundário da usina quando a tensão no barramento CC atingem valores proibitivos. A corrente no secundário da usina chega a quase 2 pu, como ilustrado na Figura 4.33-(a), enquanto que a tensão na saída do *boost* chega a atingir mais de 30% de sobretensão, como é retratado na Figura 4.33-(b). Neste caso, uma solução de *ride-through* que poderia ser implementada é o uso de um *chopper* de frenagem, já utilizado na tecnologia com motor de indução duplamente excitado (DFIG) e também no aerogerador com gerador síncrono com conversores plenos (GSINC). O

chopper poderia atuar limitando os valores de tensão em 1.1 pu da tensão nominal, dissipando a energia excedente provocada pelo desbalanceamento das potências mecânica e gerada.

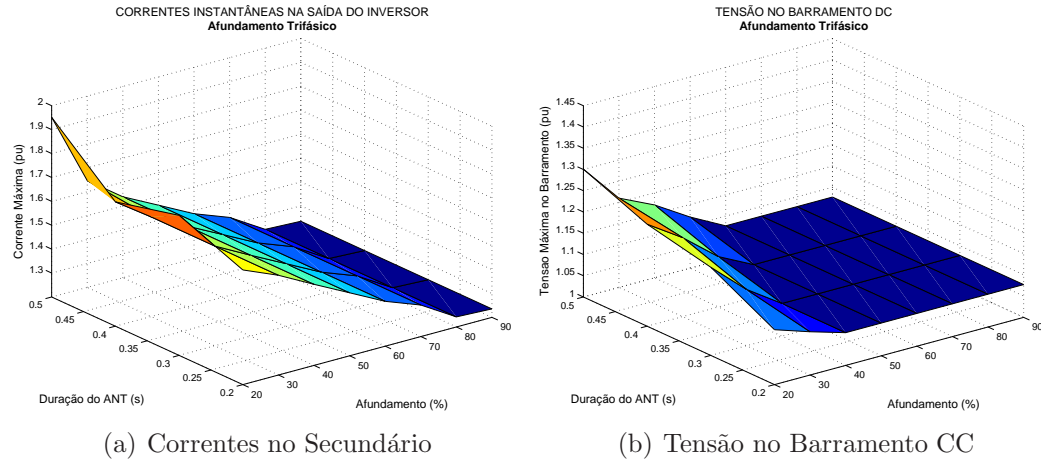


Figura 4.33: Correntes no Secundário do Transformador e a Tensão no Barramento CC no Afundamento 3ϕ (Enercon)

4.5.2 Modelo GSINC

Os gráficos das Figuras 4.34, 4.35 e 4.36 apresentam o comportamento das correntes no primário e no secundário do aerogerador GSINC para alguns valores, previamente determinados, de amplitude e duração dos afundamentos.

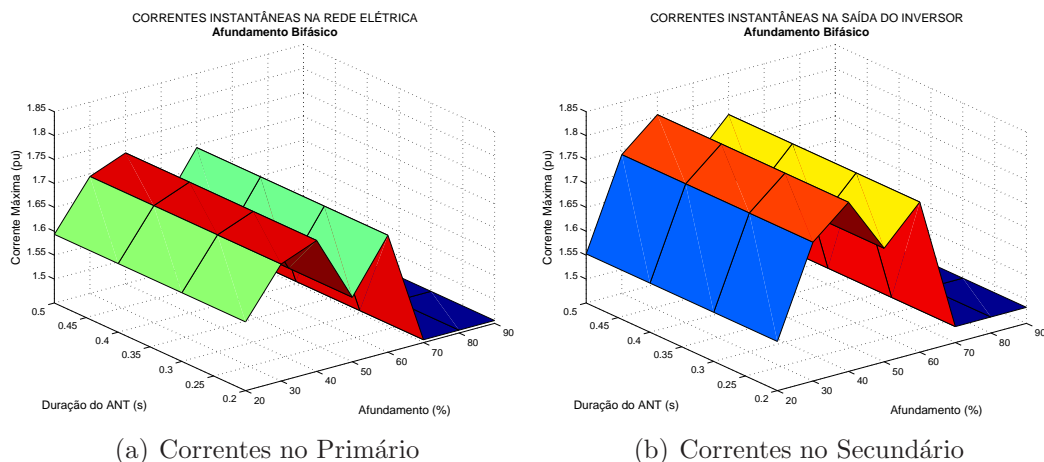


Figura 4.34: Correntes no Primário e Correntes no Secundário do Transformador no Afundamento 2ϕ (GSINC)

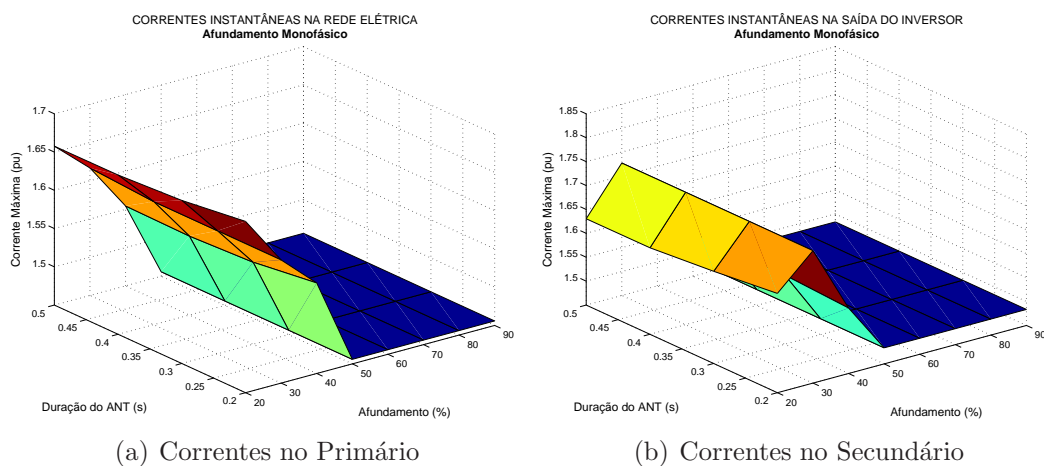


Figura 4.35: Correntes no Primário e Correntes no Secundário do Transformador no Afundamento 1ϕ (GSINC)

Para este aerogerador foram omitidos os gráficos relativos à tensão no barramento CC, uma vez que os valores de tensão são grampeados em 1.1 pu pelo resistor de frenagem. Observa-se que o GSINC apresentou máximos de correntes maiores do que o gerador Enercon, mesmo com a inclusão do resistor de frenagem em seu sistema. No entanto, a diferença entre os piores casos de uma tecnologia para outra não é tão expressiva. Vale ressaltar que o

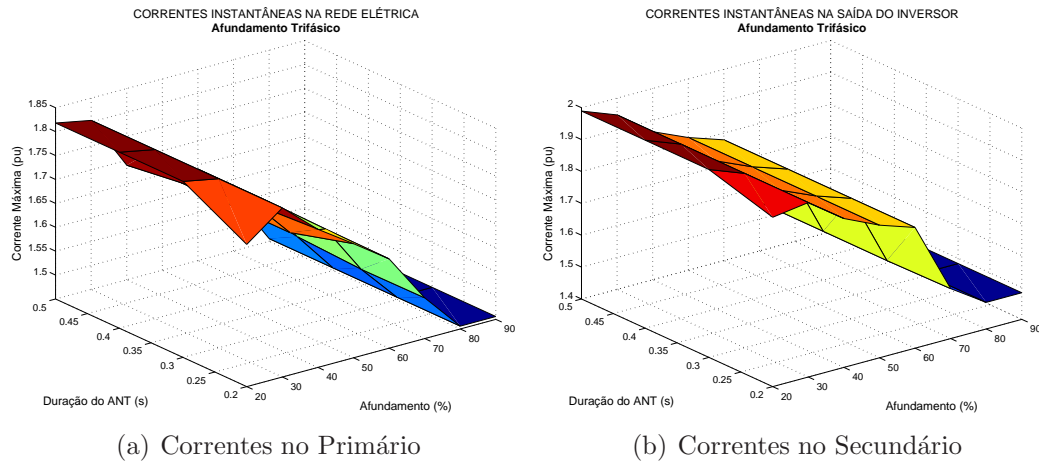


Figura 4.36: Correntes no Primário e Correntes no Secundário do Transformador no Afundamento 3ϕ (GSINC)

aerogerador similar ao comercializado pela Enercon somente começa a apresentar valores de sobrecorrente acima de 50% a partir de afundamentos com tensões menores do que 40% do valor nominal, enquanto o GSINC já começa a apresentar valores de sobrecorrentes mais expressivos para afundamentos para 60% da tensão nominal.

4.5.3 Modelo DFIG

Os gráficos retratados nas Figuras 4.37, 4.38 e 4.39 ilustram o comportamento do DFIG frente as perturbações analisadas. Dentre os aerogeradores estudadas, os resultados observados nesta configuração apresentam os maiores valores de corrente. Os gráficos mostram que os distúrbios podem levar o sistema a níveis consideráveis de sobrecorrentes e sobretensões, colocando todo o aerogerador sobre estresse. Resultados como estes já eram esperados para este modelo, uma vez que o circuito de rotor não está protegido através de um banco de resistores (*crowbar*) para dissipar a energia excedente no momento das faltas. Os limites impostos nos controladores não foram suficientes, por si so, para manter níveis aceitáveis para as correntes.

Assim como na tecnologia com gerador síncrono (GSINC), no momento do afundamento de tensão a potência não pôde ser liberada por completo para

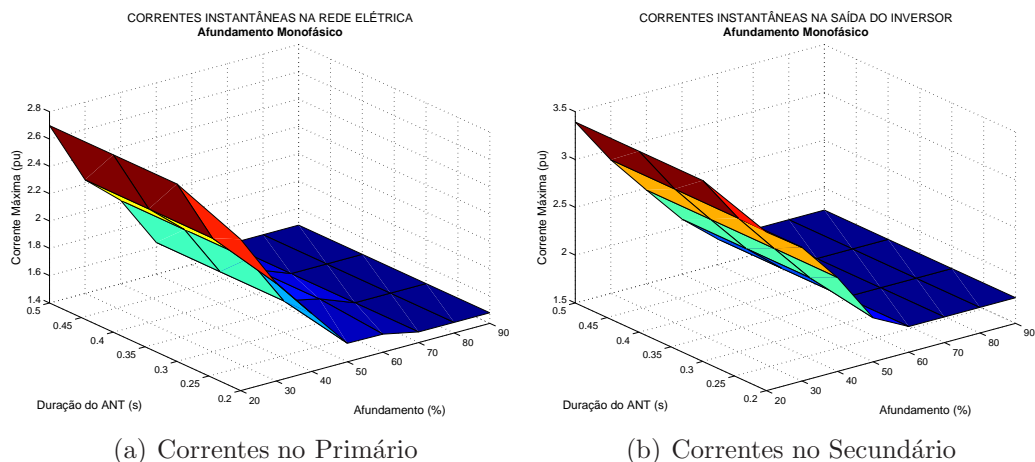


Figura 4.37: Correntes no Primário e Correntes no Secundário do Transformador no Afundamento 1ϕ (DFIG)

a rede elétrica, posto que a potência transferida ao sistema é proporcional à tensão residual no ponto de conexão da usina com a rede. Logo, a potência excedente é dissipada no *chopper* de frenagem, mantendo a tensão constante no barramento CC em 1.1 pu.

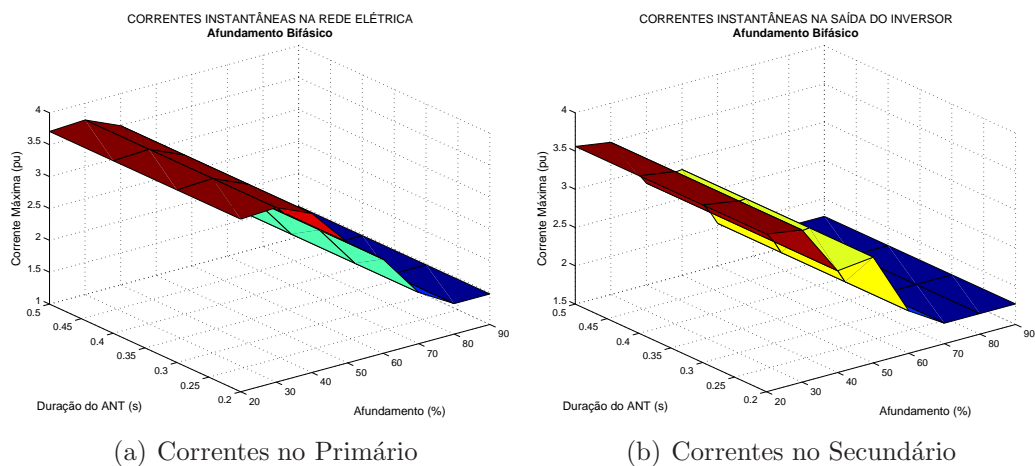


Figura 4.38: Correntes no Primário e Correntes no Secundário do Transformador no Afundamento 2ϕ (DFIG)

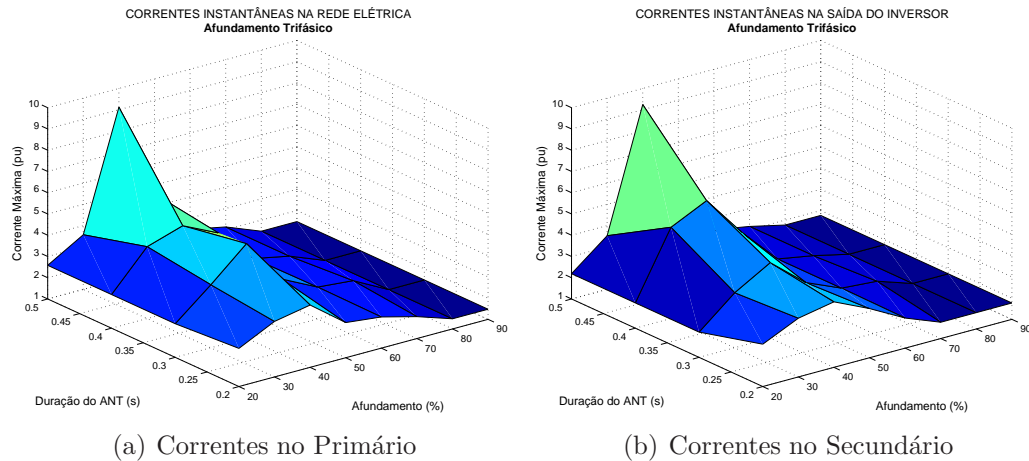


Figura 4.39: Correntes no Primário e Correntes no Secundário do Transformador no Afundamento 3ϕ (DFIG)

4.6 Sistemas de Proteção para os Aerogeradores

O propósito de garantir a qualidade da energia elétrica e a integridade dos equipamentos presentes em usinas eólicas motiva a utilização de um conjunto coerente de proteções, que na maioria dos casos, são implementadas através de relés digitais. Nesta seção, serão descritas as principais filosofias de proteções empregadas em aerogeradores. Sabe-se que um esquema adequado de proteção deve ser inserido na geração eólica para minimizar os efeitos de possíveis perturbações e anomalias, visando assegurar a continuidade da alimentação do sistema. Neste trabalho, os modelos de proteções possuem os seus ajustes individuais acessíveis ao usuário, por meio de uma interface gráfica.

4.6.1 Proteção de Sobretensão e Subtensão

A proteção de sobretensão é indicada para as tecnologias de aerogeradores sujeitas a variações de velocidades, que conseqüentemente levarão a variações na tensão da máquina. A proteção é freqüentemente garantida por um regulador de tensão; caso contrário, ela é provida por um relé de so-

bretensão temporizado. Segundo o Operador Nacional do Sistema Elétrico, há duas situações para a operação em regime de tensão não-nominal: (i) operação entre 0,90 e 1,10 pu da tensão nominal, onde não deve ser previsto nenhuma atuação dos relés de subtensão e sobretensão temporizados e (ii) para operação entre 0,85 e 0,90 pu da tensão nominal, onde pode ser previsto uma temporização da proteção por até cinco segundos (ONS, 2008). Esta proteção é acionada pela medição individual das tensões em cada fase no secundário do transformador para o Gerador de Indução e Gerador Síncrono (Enercon e GSINC), enquanto no DFIG as medições são feitas no rotor e no estator.

4.6.2 Proteção de Sobrecorrente

Um relé de sobrecorrente opera quando a magnitude da corrente atinge um determinado limite, denominado valor de *pick-up* (unidade instantânea) ou atinge um valor de corrente durante certo período de tempo (unidade temporizada), que pode ser definido também por uma curva de tempo inverso. Neste tipo de proteção, quanto maior o valor da corrente, menor o tempo com que a proteção deve atuar. Um critério usual para a determinação da curva de tempo inverso a ser utilizada consiste em tomar-se como base a corrente nominal do circuito, admitindo-se uma sobrecarga, o qual pode ser definida através de um fator de tolerância (CEMIG, 2003). Um relé de sobrecorrente não deve operar para correntes transitórias de inicialização. Esta exigência pode ser facilmente atendida com a inserção de um atraso no tempo de atuação do relé, que, no caso do relé com curva de tempo inverso, depende do valor da corrente. Se o atraso não é aceitável, o valor de *pick-up* deve ser suficientemente elevado de forma a não provocar a atuação indevida do equipamento (Hor et al., 2003). A proteção é acionada pela medição das correntes em cada fase individualmente e efetuada no ponto considerado de medição, em função do equipamento a ser protegido. As simulações dos modelos de aerogeradores construídos permitem extrair informações a respeito dos valores críticos das correntes e também de outras variáveis, como tensão e velocidade.

O estudo de curto circuito é uma ferramenta importante para os ajustes das proteções. A Figura 4.40 pode ser utilizada para auxiliar na determinação dos parâmetros da proteção de sobrecorrente instantânea. Este gráfico

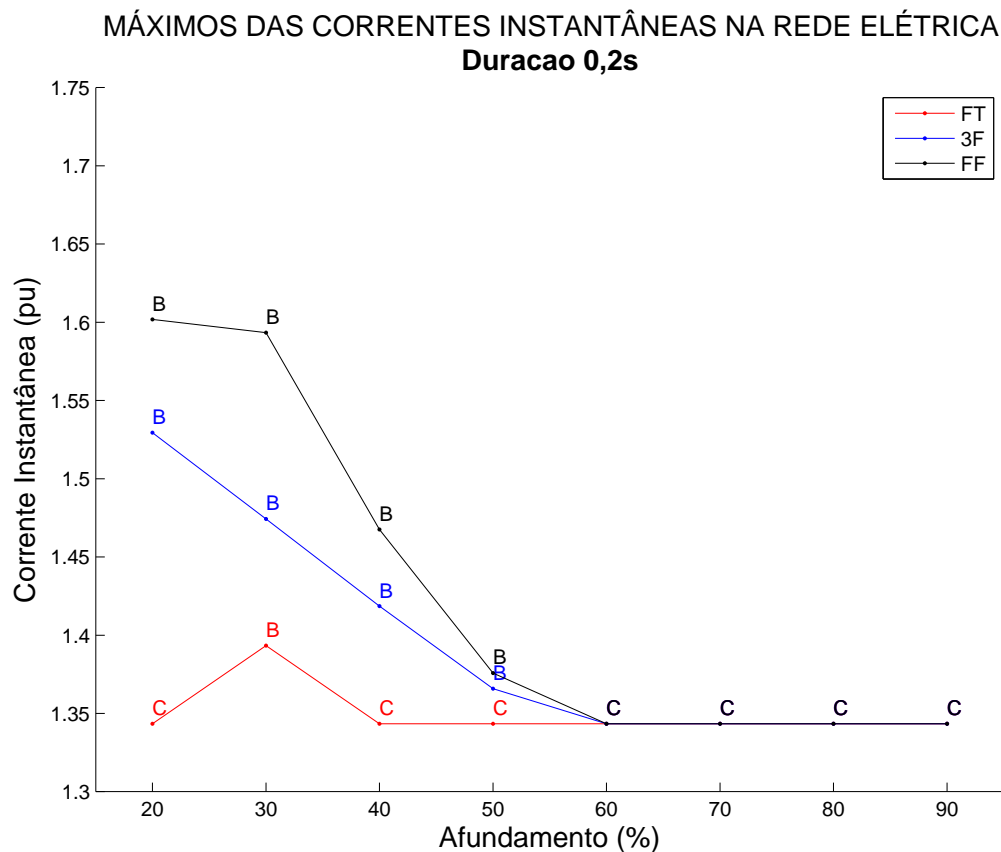


Figura 4.40: Valores Máximos de Correntes de Acordo com a Variação da Amplitude do Afundamento para uma Duração Fixa de 0,2s

além de apresentar os valores críticos das correntes para os três tipos de faltas estudados, indica a fase onde ocorre este valor. Embora a Figura 4.40 demonstre um afundamento com duração de 0,2 s, a mesma pode ser estendida para outros valores e outros tipos de tecnologias. Estes gráficos, em conjunto com as Figuras apresentadas na seção 4.5, podem ser uma ferramenta importante para otimizar o ajuste das proteções e evitar que a usina saia de operação em condições não-críticas. O objetivo das simulações não é determinar todos os parâmetros relacionados às configurações dos relés, mas proporcionar ao projetista uma boa idéia do comportamento das variáveis frente aos distúrbios equilibrados e desequilibrados.

O gráfico da Figura 4.41 retrata o comportamento temporal de algumas grandezas do gerador síncrono com conversor a diodos frente à atuação da

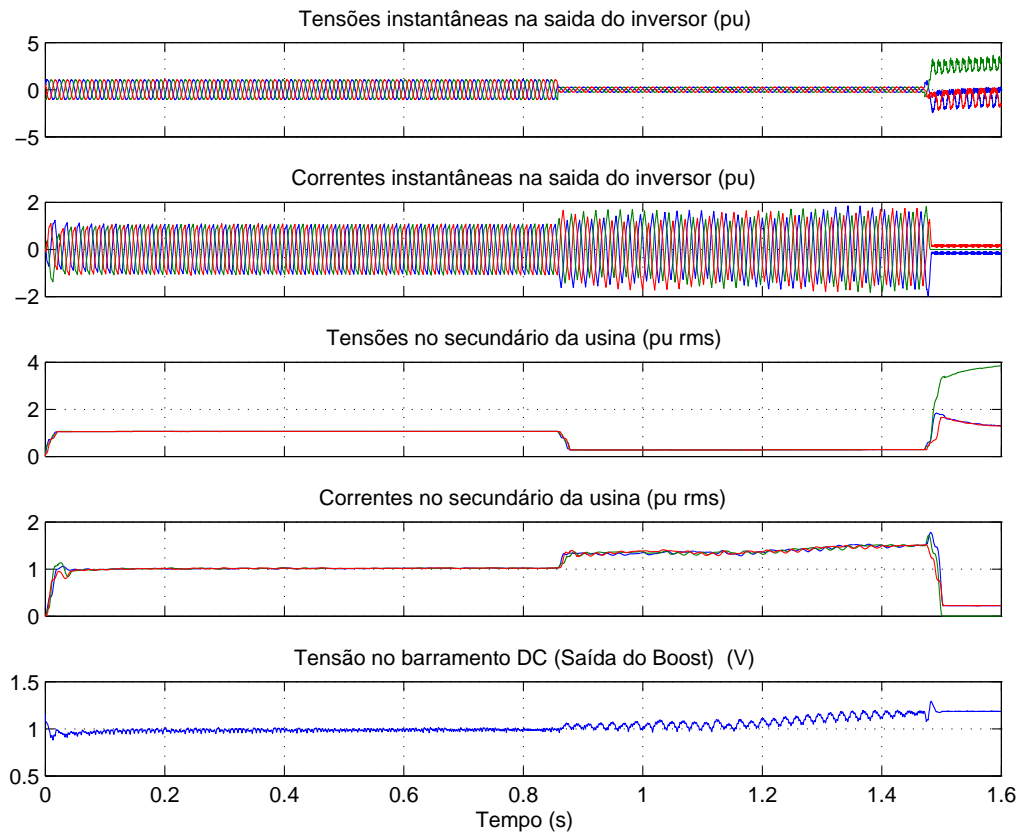


Figura 4.41: Atuação da Proteção de Sobrecorrente Instantânea do Modelo Enercon para um AMT 3ϕ para 20 % e Duração de 0,5 s

proteção de sobrecorrente instantânea, ajustada para operar quando a corrente no secundário da usina alcançar o limiar de 1.8 pu. Após este valor de *pick-up* instantâneo a usina é imediatamente desconectada do sistema. Nesta simulação, a proteção atuou na ocorrência de um AMT para 20% do valor nominal da tensão com duração de 0,5 s, que representa o ponto crítico do gráfico ilustrado na Figura 4.33-(a).

4.6.3 Proteção de Sobrevelocidade

Esta proteção é importante porque as variações na velocidade da máquina estão normalmente ligadas a uma diferença entre a potência elétrica gerada e potência mecânica fornecida pela turbina, podendo causar vibrações e até

mesmo a perda dos conversores. A proteção de sobrevelocidade é acionada pela medição da velocidade mecânica do gerador. Os ajustes das proteções indicam os pontos em que a turbina é desconectada da rede elétrica, afetando o desempenho da tecnologia. Para este trabalho, a proteção foi ajustada para operar quando a velocidade da usina atingir 20% de sobrevelocidade.

4.6.4 Proteção de Frequência

Sabe-se que no sistema elétrico a perda parcial de geração pode levar a uma diminuição da frequência, assim como a perda de carga pode provocar um aumento repentino da mesma. Como estas variações da frequência não podem ser toleradas por um longo tempo faz-se necessário o uso das proteções de sobrefrequência e subfrequência. O *IEEE Distributed Resources Interconnection Guide* recomenda que a geração distribuída não deve ser desconectada do sistema devido a variações pequenas de frequência (Vieira et al., 2006). Os valores típicos de ajustes para as proteções de subfrequência e sobrefrequência para aerogeradores são sugeridos no submódulo 3.6 dos Procedimentos de Rede do ONS (ONS, 2008) e também apresentadas por (Hornak and Chau, 2007) em seu relatório técnico. Seguindo os dados sugeridos pelo ONS, a Tabela 4.2 mostra os ajustes utilizados para estes tipos de proteção.

Tabela 4.2: Ajustes das Proteções de Sobrefrequência e Subfrequência

Operação	Subfrequência	Sobrefrequência
$56,5 \leq f \leq 63$	Instantânea Não Atua	Instantânea Não Atua
$f \leq 58,5$	Atua para $t \geq 10s$	Não Atua
$58,5 \leq f \leq 61,5$	Temporizada Não Atua	Temporizada Não Atua
$f \geq 58,5$	Não Atua	Atua para $t \geq 10s$

4.7 Limitações do Modelo

Durante o desenvolvimento do trabalho, foram identificadas algumas limitações do modelo Enercon, que estão relacionadas às simplificações realizadas no decorrer da sua construção. A primeira delas é que usina eólica

estudada é composta de um único aerogerador. A opção por não usar várias usinas em paralelo se justifica pela finalidade do trabalho em comparar as diferentes tecnologias. A simulação de dois ou mais aerogeradores é uma tarefa complexa e deve levar em conta a dinâmica do conjunto de turbinas, que depende da posição física destes equipamentos e das condições particulares de vento de cada ponto.

Sabe-se que durante um AMT, a tensão no barramento CC não-regulado se eleva, e, para evitar tal comportamento, a tecnologia com máquina síncrona com retificador a diodos é equipada com um controle do circuito de campo, que subexcita a máquina durante o distúrbio. Para o modelo desenvolvido, foi considerado uma excitação de campo constante, posto que o desenvolvimento desta estrutura não é essencial para estudos de suportabilidade.

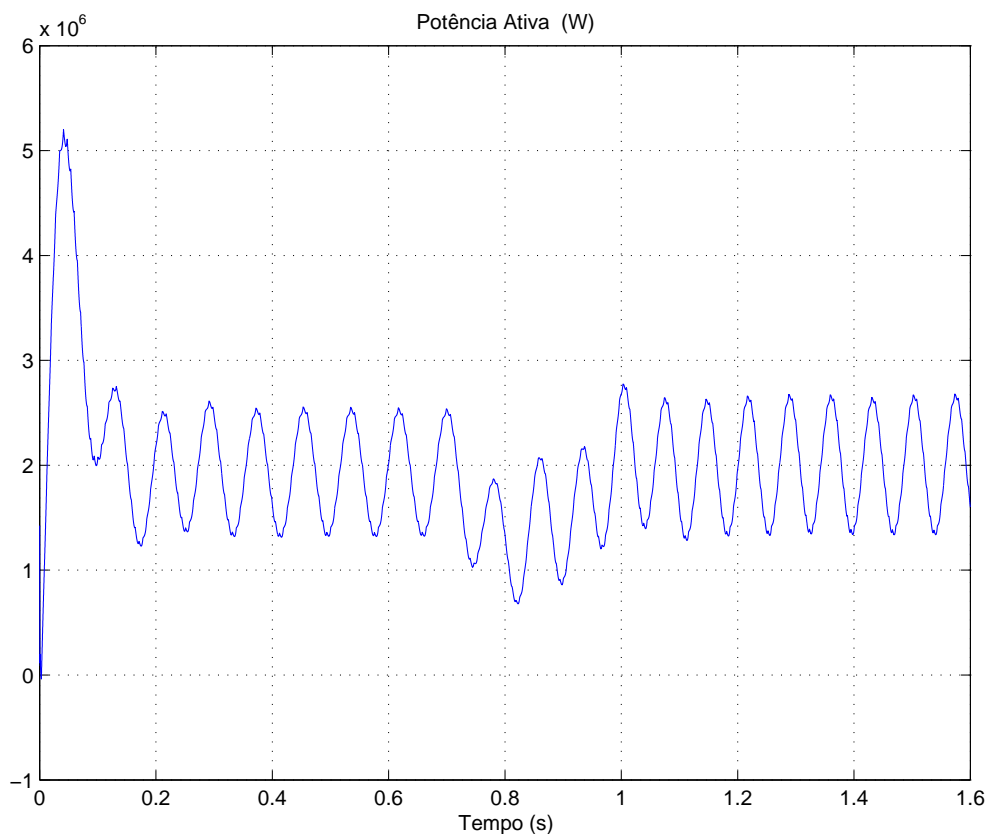


Figura 4.42: Oscilações da Potência Ativa Gerada em Regime Permanente e sob um AMT 3ϕ para 20 % e Duração de 0,2 s

Além disso, foi identificado no modelo uma oscilação expressiva da potência ativa, como é ilustrado na Figura 4.42. Este comportamento oscilatório não era esperado e pode estar relacionado à estrutura do controle de potência ativa e reativa escolhido. Observa-se também que o aerogerador está fornecendo mais potência reativa do que deveria, conforme foi apresentado nas Figuras 4.8, 4.9 e 4.10. O projeto dos controladores foi realizado para que o aerogerador com conversor a diodos operasse com fator de potência unitário, sendo a potência reativa fornecida somente aquela associada ao capacitor do filtro LCL, em torno de 5% da potência nominal.

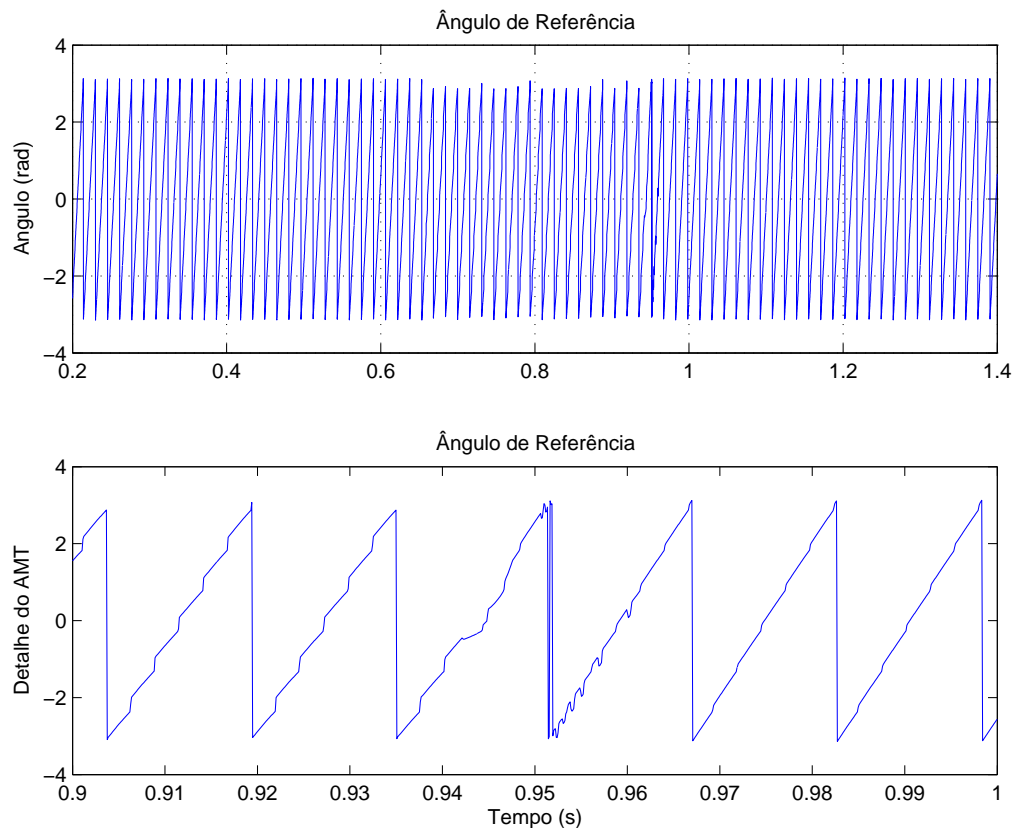


Figura 4.43: Variação do Ângulo de Referência do Modelo GSINC Durante AMT 2ϕ , Para 50 % e Duração de 0,2 s

Foi possível observar também que alguns dos gráficos em terceira dimensão, mostrados neste capítulo, apresentaram um comportamento fora do esperado. Os gráficos ilustrados pelas Figuras 4.35-(b) e 4.34 mostram uma descontinuidade da amplitude das grandezas com o aumento da severidade

do afundamento do GSINC. Comportamento semelhante a esse acontece no DFIG para o afundamento trifásico, como retrata a Figura 4.39. Estas alterações podem ser atribuídas a dois fatores. O primeiro é a variação do ângulo da tensão da rede, que orienta os controles dos conversores, no momento dos AMT's como é possível observar na Figura 4.43. A solução desse problema consiste na implementação de uma PLL (*Phase-Locked Loop*) para fazer o cálculo do ângulo de orientação do controle. O outro fator seria consequência do processamento de dados, devido à transitórios distintos, ora no início do AMT ora na recuperação deste.

Outras restrições são impostas à configuração do modelo e ao método de análise; contudo, os resultados apresentados demonstram os fenômenos mais significativos ao estudo proposto, agregando com isso conhecimento ao tema abordado.

4.8 Considerações Finais

Neste capítulo foi feita uma investigação do comportamento de três configurações de aerogeradores frente à afundamentos momentâneos de tensão. Através das simulações realizadas, foi possível concluir que o tipo de falta é o fator que mais influência nas variações das grandezas das usinas eólicas. Ao ser estabelecido o distúrbio, a corrente do conversor se eleva na tentativa de manter o fluxo de potência ativa para a rede, todavia as mesmas ficam limitadas as malhas de controle para as tecnologias estudadas. A utilização de dois barramentos de corrente contínua confere ao modelo Enercon maior suportabilidade aos AMT's, uma vez que o controle do *boost* mantém a tensão de saída do conversor constante, apesar das variações observadas no primeiro barramento CC. No caso do GSINC e do DFIG o controle realizado através do conversor da rede não é suficiente para manter a tensão inalterada durante o AMT, uma vez que a energia excedente, provocada pelo desbalanço entre as potências de entrada (vinda do gerador) e de saída (limitada pelo AMT), é transferida ao elo CC, promovendo uma elevação da tensão e, portanto, requerendo de um método para limitar tal sobretensão.

Conclusões e Propostas de Continuidade

5.1 Conclusões

Este trabalho apresentou um estudo sobre o comportamento de três modelos de aerogeradores frente a afundamentos momentâneos de tensão. Dentre eles, foi desenvolvido o modelo da tecnologia com máquina síncrona com conversor a diodos, similar ao comercializado pela empresa Enercon. Embora a construção do modelo aparente ser simples, trata-se de um sistema complexo, que deve levar em conta, uma grande parte dos componentes que compõe uma usina eólica. O modelo foi implementado considerando os itens mais relevantes desta tecnologia, como o gerador hexafásico, desenvolvido a partir uma máquina trifásica, o retificador a diodos de doze pulsos, o conversor elevador da tensão, o inversor PWM, as malhas de controle previstas e o filtro LCL na saída da usina. O modelo foi construído em uma estrutura elaborada pelos membros do LCCE/DEE/UFMG, que permite que o usuário tenha acesso a uma interface gráfica para alterações dos parâmetros da simulação, possibilitando maior facilidade na análise dos diversos cenários e também na aquisição dos dados.

As simulações realizadas permitiram conclusões importantes em relação aos aerogeradores estudados, a saber:

- O fato das tecnologias em análise utilizarem conversores de frequência,

confere a elas alterações quase inexpressivas nas grandezas do sistema mecânico, durante os distúrbios simulados. Essa rejeição aos distúrbios está relacionada aos limites impostos pelas malhas de controle de corrente do conversor do lado da rede e ao resistor de frenagem, importante medida de *ride-through*.

- O controle utilizado no conversor *boost* foi suficiente para evitar sobretensões proibitivas nesta estrutura. No entanto, para afundamentos trifásicos para 50 % da tensão nominal, em diante, um *chopper* de frenagem poderia ser previsto para aumentar a suportabilidade do sistema e evitar danos aos equipamentos, uma vez que a tensão no barramento de corrente contínua para estes casos supera a tensão nominal em 10 %.
- A tecnologia similar a comercializada pela Enercon apresentou uma maior rejeição aos distúrbios ocorridos na rede elétrica. A razão para este comportamento está na utilização de dois barramentos de corrente contínua. Nesta configuração o controle do conversor *boost* mantém a tensão de saída constante, barramento controlado, apesar de variações da tensão na entrada, barramento não controlado. Para o aerogerador GSINC e para o DFIG é necessário a utilização de um banco de resistores para dissipar a energia excedente provocada pelo desbalanço entre as potências gerada e aquela fornecida, pela turbina eólica, ao gerador. Nestas duas tecnologias somente o conversor da rede não é suficiente para manter a tensão constante durante os AMT's.
- Através das simulações realizadas, foi possível concluir que o tipo de distúrbio é um dos fatores que mais influência nos transitórios das correntes e das tensões, dos aerogeradores, durante os AMT's. Exceto na tecnologia com gerador de indução duplamente alimentado, o afundamento monofásico não provocou variações expressivas nas grandezas observadas. Todavia, faltas bifásicas e trifásicas devem ser investigadas com maior cautela, pois podem provocar sobrecorrentes e sobretensões proibitivas, dependendo da amplitude e da duração do AMT em questão.
- A modelagem representou a maioria dos efeitos relevantes ao período de tempo de estudo, demonstrando o comportamento dos aerogeradores estudados durante os distúrbios equilibrados e desequilibrados no ponto de conexão da usina com a rede elétrica. Neste contexto, foi

possível identificar as oscilações típicas dos sistemas de potência, bem como demonstrar as conseqüências para as usinas eólicas, ressaltando a capacidade das mesmas em continuarem conectadas ao sistema elétrico.

5.2 Propostas de Continuidade

A elaboração deste trabalho propiciou várias opções de continuidade para trabalhos futuros, dentre as quais pode-se destacar:

- A implementação de novas estratégias de controle para melhorar o funcionamento do sistema, bem como a otimização dos ganhos dos controladores, uma vez que os mesmos são fundamentais na capacidade de rejeição as perturbações.
- Inserção de uma PLL (*Phase Loop Control*) para fazer o cálculo do ângulo de orientação do controle, pois a configuração atual mede o ângulo formado entre os eixos d e q da transformação da tensão da rede.
- Construção de um modelo similar à tecnologia de aerogerador similar ao comercializado pela Suzlon, para realizar uma comparação entre as cinco tecnologias de aerogeradores apresentadas no capítulo 2.
- Fazer uma análise mais aprofundada do impactado dos ajustes das proteções na suportabilidade dos aerogeradores.
- Construção do modelo de um banco de resistores a ser instalado no rotor do DFIG (*crowbar*) para diminuir os níveis de corrente nesta estrutura.
- Implementação do modelo com gerador síncrono e retificador a diodos em uma plataforma computacional mais difundida entre as empresas do setor elétrico brasileiro, como o ATP, por exemplo.

Referências Bibliográficas

- Achilles, S. and Poller, M. (2003). Direct Drive Synchronous Machine Models for Stability Assessment of Wind Farms. In *Proceedings of the Fourth International Workshop on Large Scale Integration of Wind Power and Transmission Networks for Offshore Wind Farms*, pages 1–9, Billund, Denmark.
- Akhamatov, V. (2003). *Analysis of Dynamic Behaviour of Electric Power Systems with Large Amount of Wind Power*. PhD thesis, Technical University of Denmark, Denmark.
- ANEEL (2009). BIG - Banco de Informação de Geração. Technical report, ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica, Disponível em: <http://www.aneel.gov.br>, Acesso: 01 de Março de 2009.
- Bernet, S., Ponnaluri, S., and Teichmann, R. (2002). Design and Loss Comparison of Matrix Converters, and Voltage-Sourceconverters for Modern AC Drives. *Industrial Electronics, IEEE Transactions on*, 49(2):304–314.
- Carvalho, B. C. (2006). *Desenvolvimento de Modelo Computacional de Sistemas Eólicos Utilizando Gerador Síncrono para Estudos de Desempenho no Contexto da Qualidade da Energia Elétrica*. Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia-MG, Brasil.
- CEMIG (2003). Iniciação a Proteção. Technical Report 01000-RH/FA-212, Companhia Energética de Minas Gerais - Gerência do Centro de Formação e Aperfeiçoamento Profissional.
- Conroy, J. F. and Watson, R. (2007). Low-voltage Ride-through of a Full

- Converter Wind Turbine With Permanent Magnet Generator. *Renewable Power Generation IET*, 1(3):182–189.
- Coughlan, Y., Smith, P., Mullane, A., and O'Malley, M. (2007). Wind Turbine Modelling for Power System Stability Analysis - A System Operator Perspective. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 22(3):929–936.
- de Souza, C. V. (2007). Projeto de uma Bancada de Testes para Avaliação do Carregamento de Transformadores Trifásicos Utilizando Conversores Estáticos. Master's thesis, Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte-MG.
- Dusonchet, L., Massaro, F., and Telaretti, E. (2007). Transient Stability Simulation of a Fixed Speed Wind Turbine by Matlab/Simulink. In *Proceedings of Clean Electrical Power on International Conference*, pages 651–655.
- Ferreira, S. L. A. (2007). Análise da Operação de Sistemas Elétricos com Centrais Eólicas Durante Curto-Circuitos. Master's thesis, Universidade Federal de Pernambuco, Recife.
- Ferreira, S. L. A., Neto, A. S., Dias, R. F., Arruda, J. P., Rosas, P. A. C., Neves, F. A. S., Medeiros, F. C., Brasil, D. O. C., and Silva, S. R. (2008). Análise de Critérios de Suportabilidade da Centrais Eólicas Durante Afundamentos Momentâneos de Tensão. In *Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos - SBSE*, pages 1–6, Belo Horizonte-MG.
- Franco, J., Brito, J. A. S., Silva, S., E.L.R.Pinheiro, Oliveira, R., and Cardoso, E. (2005). Desenvolvimento de Modelos e Estratégias de Controle para Estudos de Integração de Sistemas Eólicos à Rede Elétrica. In *Anais do III CITENEL-Congresso de Inovação Tecnológica em Energia Elétrica.*, pages 1–9, Florianópolis,SC,Brasil.
- GQEE-EFEI (2001). Estado da Arte de Indicadores para Afundamento de Tensão. *ONS: Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS-2.1-022/2001)*.
- Guedes, K. B. (2002). *Simulação Eficiente do Sistema Elétrico de Potência Utilizando Filtragem Digital Multitaxa*. PhD thesis, PUC-RIO, Rio de Janeiro - Brasil.

- Heier, S. and Waddington, R. (2006). *Grid Integration of Wind Energy Conversion Systems*. Wiley, 2nd edition edition.
- Higuchi, Y., Yamamura, N., Ishida, M., and Hori, T. (2000). An Improvement of Performance for Small-scaled Wind Powergenerating System with Permanent Magnet Type Synchronous Generator. In Society, I. E., editor, *26th Annual Conference of the IEEE-IECON 2000*, volume 2, pages 1037–1043, Nagoya, Japan.
- Hor, C. L., Kangvansaichol, K., Crossley, P. A., and Shafiu, A. (2003). Relay Models for Protection Studies. In *IEEE Bologna Power Tech Conference*, pages 1–8, Bologna, Italy.
- Hornak, D. and Chau, N. H. J. (2007). Green Power - Wind Generated Protection and Control Considerations. Technical Report 1, Basler Electric Company and Florida Power & Light Company.
- IEC (2004). *IEC 61000-4-34: EMC - Electromagnetic Compatibility - Testing and Measuring Techniques - Voltage Dips, Short Interruptions and Voltage Variations Immunity Tests for Equipment with Input Current more than 16A per Phase*.
- IEC (2007). *IEC 61400-21: Wind Turbines - Parte 21: Measurement and Assessment of Power Quality Characteristics of Grid Connected Wind Turbines*. IEC-International Electrotechnical Commission, 2 edition.
- IEEE (1992). *IEEE Std 519-1992 Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems*. IEEE-Institute of Electrical and Electronics Engineers, 1 edition.
- IEEE-Task-Force-P1564 (2001). Voltage Sag Indices - Draft 2. *IEEE Power Engineering Society and Industrial Application Society*, <http://grouper.ieee.org/groups/sag>.
- Johnsen, D. T. and Christiansen, W. (2006). Optimisation of the Fault Ride Through Strategy of a Wind Farm. Master's thesis, Danmarks Tekniske Universitet, Elektrovej Bygning 325 2800 Kgs. Lyngby, Denmark.
- Johnsen, D. T., Christiansen, W., Nielsen, A. H., Jensen, K. H., Nielsen, J. N., and Sørensen, T. (2006). Optimisation of the Fault Ride Through Strategy of a Wind Farm. In *Proceedings of Sixth International Workshop*

- on Large-Scale Integration of Wind Power and Transmission Networks for Offshore Wind Farms*, pages 323–330.
- Krause, P., Waszynuk, O., and Sudhoff, S. D. (1994). *Analysis of Electric Machinery*. New York, IEEE Press.
- Lang, Y., Xu, D., S.R., H., and Ma, H. (2005). A Novel Design Method of LCL Type Utility Interface for Three-Phase Voltage Source Rectifier. In *Proceedings of Power Electronics Specialists Conference, 2005. PESC05. IEEE 36th*, pages 313–317, Recife, Pernambuco, Brasil.
- Li, W., Abbey, C., and Joos, G. (2006). Control and Performance of Wind Turbine Generators Based on Permanent Magnet Synchronous Machines Feeding a Diode Rectifier. In *Proceedings of Power Electronics Specialists Conference, 2006. PESC '06. 37th IEEE*, pages 1–6.
- Liserre, M., Blaabjerg, F., and Hansen, S. (2001). Design and Control of an LCL-Filter Based Three-Phase Active Rectifier. In *Proceedings of Industry Applications Conference, 2001. Thirty-Sixth IAS Annual Meeting. Conference Record of the 2001 IEEE*, volume 1, pages 299–307, Chicago, USA.
- Liserre, M., Blaabjerg, F., and Hansen, S. (2005). Design and Control of an LCL-Filter-Based Three-Phase Active Rectifier. *Industry Applications, IEEE Transactions on*, 41:1281–1291.
- Medeiros, F. C., Brasil, D. O. C., Ferreira, F., Rosas, P. A. C., and Ribeiro, P. (2005). Conceitos e Considerações Sobre o Impacto da Geração Eólica na Rede Básica. In *Anais do VI SBQEE Seminário Brasileiro sobre Qualidade de Energia Elétrica*, pages 829–834, Belém, Pará, Brasil.
- Mendes, V. F., Ramos, M. C. L., Miranda, M. S., Silva, S. R., Rosas, P. A. C., and Fábio C. Medeiros, D. O. C. B. (2008). Influence of Protection System Settings on Wind Farm Dynamic Behaviour During Power System Disturbances. In *Proceedings of European Wind Energy Conference - EWEC*, pages 1–10, Brussels - Belgic.
- Mohan, N., Undeland, T. M., and Robbins, W. P. (1995). *Power Electronics: Converters, Applications, and Design*. 2nd edition.

- Morren, J. and de Haan, S. W. H. (2005). Ride-through of Wind Turbines with Doubly-Fed Induction Generator During a Voltage Dip. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 2(2):435–441.
- Muljadi, E., Butterfield, C. P., Parsons, B., and Ellis, A. (2007). Characteristics of Variable Speed Wind Turbines Under Normal and Fault Conditions. In *Proceedings of Power Engineering Society General Meeting, 2007. IEEE*, pages 1–7, Tampa, FL, USA.
- Mullane, A., Lightbody, G., and Yacamini, R. (2005). Wind-Turbine Fault Ride-Through Enhancement. *IEEE Transactions on Power Systems*, 20(5):1929–1937.
- Neto, A. S. (2005). Análise do Controle de Máquina de Indução para Geração Eólica a Velocidade Variável Utilizando ATPDraw. Master’s thesis, UFPE-Universidade Federal de Pernambuco, Recife.
- Oliveira, R. G. (2004). Controle e Integração a Rede Elétrica de um Sistema Eólico com Gerador de Indução Duplamente Excitado. Master’s thesis, UFMG-Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte.
- ONS (2008). *Submódulo 3.6: Requisitos Técnicos Mínimos para a Conexão à Rede Básica*. ONS-Operador Nacional do Sistema.
- Ottersten, R., Petersson, A., and Pietiläinen, K. (2004). Voltage Sag Response of PWM Rectifiers for Variable-Speed Wind Turbines. In *Proceedings of Nordic Workshop on Power and Industrial Electronics*.
- Petersson, A. (2005). *Analysis, Modeling and Control of Doubly-Fed Induction Generators for Wind Turbines*. PhD thesis, Chalmers University of Technology, Goteborg, Sweden.
- Pinheiro, E. L. R. (2004). Análise do Comportamento Dinâmico de Usinas Eólicas a Velocidade Variável Utilizando ATPDraw. Master’s thesis, Universidade Federal de Minas Gerais-UFMG, Belo Horizonte.
- Pomilio, J. A. (2008). *Fontes Chaveadas*. Publicação FEEC 13/95, Faculdade de Engenharia Elétrica e Computação - UNICAMP.
- Pradeep, V., Amol, K., and Teichmann, R. (2004). Optimized Filter Design for IEEE 519 Compliant Grid Connected Inverters. In *Proceedings*

- of India International Conference on Power Electronics 2004*, pages 1–7, Mumbai, Maharashtra, India.
- Silva, S. R., Medeiros, N. A., Filho, B. J. C., Barbosa, A. L. B., and Costa, H. F. (1999). Qualidade da Energia Elétrica Gerada em Usinas Eólicas: Uma Avaliação. In *III Seminário Brasileiro sobre Qualidade da Energia Elétrica*, pages 422–427, Brasília.
- Silva, S. R., Parma, G. G., Bambirra, G. P., de Oliveira Camponês do Brasil, D., and da Costa Medeiros, F. (2006). Desenvolvimento e Caracterização Técnica das Tecnologias em Turbinas Eólicas e seus Modelos Dinâmicos. Technical Report 1, UFMG and ONS.
- Silva, S. R., Pinheiro, E. L., Cardoso, E. N., da Silva, K. F., Santana, E. C., Checcucci, G. S., Franco, J. J. J. P., and Brito, J. A. S. (2003). Análise da Integração de Usinas Eólicas na Rede Elétrica. In *Anais do V SBQEE Seminário Brasileiro sobre Qualidade da Energia Elétrica*, pages 1–6, Aracaju, Sergipe, Brasil.
- Slootweg, J. G. and Kling, W. L. (2004). Modelling Wind Turbines for Power System Dynamics Simulations: an Overview. *Wind Engineering*, 28(1):7–26.
- Vieira, J. C. M., Freitas, W., Xu, W., and Morelato, A. (2006). Performance of Frequency Relays for Distributed Generation Protection. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 21(3):1120–1127.
- WWEA (2009). World Wind Energy Report 2008. Technical report, World Wind Energy Association WWEA, WWEA Head Office, Charlesde-Gaulle, Str. 5, 53113, Bonn - Germany.
- Yamamura, N., Ishida, M., and Hori, T. (1999). A Simple Wind Power Generating System with Permanent Magnet Type Synchronous Generator. In Eletronics, P. and Systems, D., editors, *IEEE 1999 International Conference*, volume 2, pages 849–854.

Modelo do Aerogerador com Gerador Síncrono com Conversores Plenos (GSINC)

O modelo do GSINC, implementado pela equipe do LCCE/UFMG, consiste de um gerador síncrono com excitação independente de campo, que é representado por um modelo de ordem completa, ligado a rede através de conversores plenos de frequência com chaves a IGBT's. O conversor do lado da rede realiza o controle da tensão no barramento CC através da injeção de corrente na rede funcionando como um inversor, enquanto que aquele do lado do gerador controla a potência convertida da turbina, funcionando como um retificador controlado. Os pulsos fornecidos as chaves dos conversores são gerados através de modulação PWM com comandos independentes.

Um barramento de corrente contínua faz a junção dos dois conversores. É conectado ao mesmo um *chopper* de frenagem, que é previsto para dissipar a energia excedente do capacitor, proveniente de distúrbios na rede elétrica. Este equipamento é acionado cada vez que a tensão no capacitor ultrapassa um determinado valor, neste trabalho foi utilizado 110% da tensão nominal do barramento, equilibrando variações no torque e evitando um aumento excessivo da tensão no mesmo. Inclui-se também um filtro do tipo LC para minimizar os harmônicos de ordem elevada, produzidos pelo chaveamento dos conversores. A estrutura deste modelo está apresentada na Figura A.1.

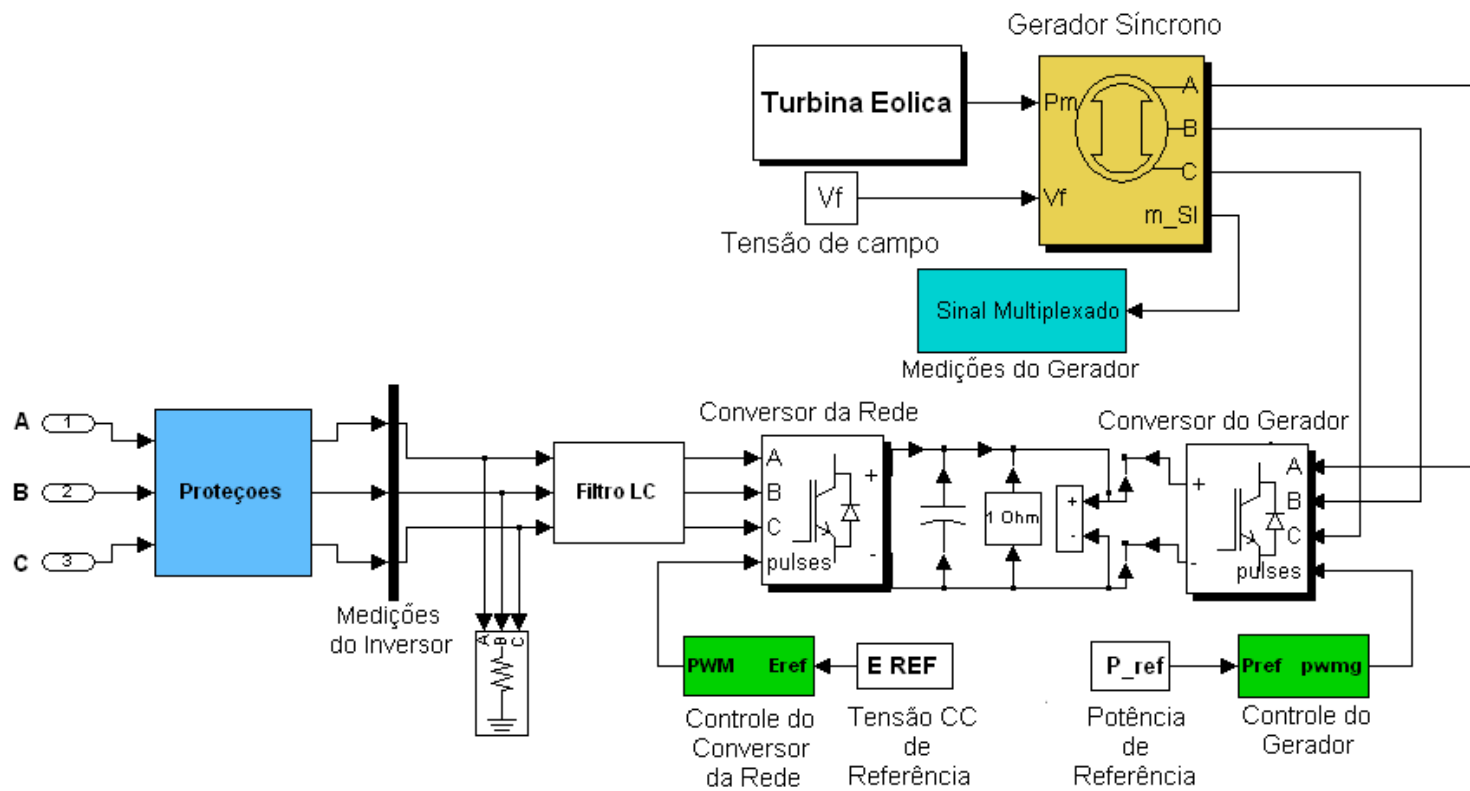


Figura A.1: Modelo do Aerogerador com Gerador Síncrono com Conversores PWM Implementado no *Matlab/Simulink*

Modelo do Aerogerador com Gerador de Indução Duplamente Alimentação (DFIG)

A configuração do modelo de aerogerador com máquina de indução de dupla alimentação é ilustrado na Figura B.1. Neste sistema, o estator da máquina é ligado diretamente à rede elétrica e o circuito de rotor é alimentado por dois conversores PWM e por um transformador responsável pela adequação do nível de tensão da usina para rede elétrica.

Para controlar a velocidade, o conjugado e as potências ativa e reativa, tanto no modo subsíncrono (abaixo da velocidade síncrona) quanto no supersíncrono (acima da velocidade síncrona), é usada uma cascata estática, constituída de dois conversores PWM completamente controlados, ou seja, com operação nos quatro quadrantes. O conversor conectado nos terminais dos anéis deslizantes é denominado de conversor do lado do rotor (*Rotor Side Converter* - RSC) e o outro de conversor do lado da rede (*Grid Side Converter* - GSD). O fluxo de potência entre o circuito de rotor e a fonte de alimentação pode ser controlado pela operação dos dois conversores. Este modelo também foi desenvolvido pela equipe do Laboratório de Conversão e Controle da Energia da UFMG.

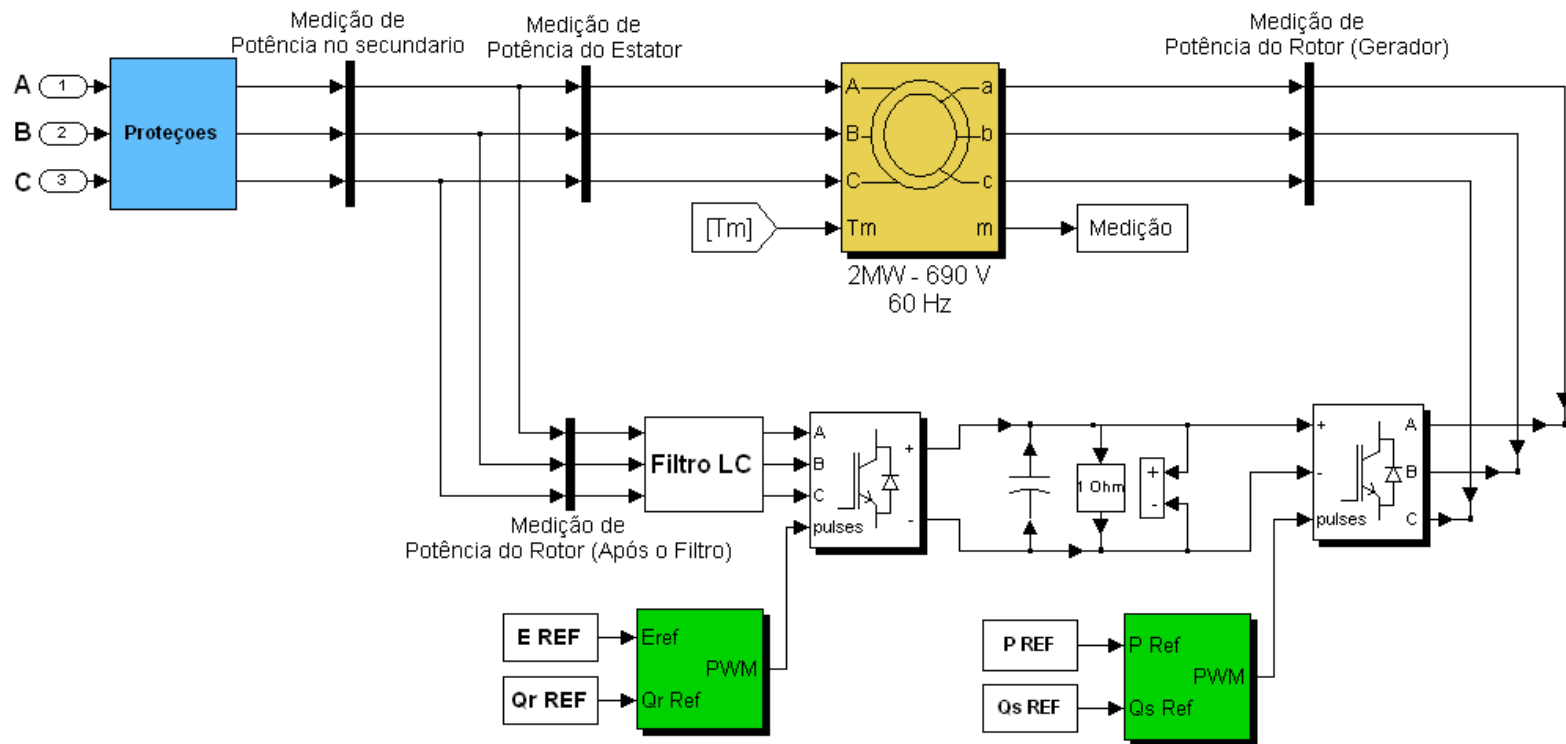


Figura B.1: Modelo do Aerogerador com Gerador de Indução Duplamente Alimentado Desenvolvido no *Matlab/Simulink*

Parâmetros dos Aerogeradores com Máquina Síncrona

Tabela C.1: Parâmetros da Turbina Eólica dos Aerogeradores com Gerador Síncrono

Parâmetros da Turbina		
Grandeza	Valor	Unidade
Raio das pás	35,5	<i>m</i>
Momento de Inércia ($H = 2,5s$)	$9,86 \cdot 10^5$	<i>kgm²</i>
Velocidade de vento nominal	13,5	<i>m/s</i>
Velocidade de <i>cut-in</i>	3,5	<i>m/s</i>
Velocidade de <i>cut-out</i>	28	<i>m/s</i>
Velocidade nominal	21,5	<i>rpm</i>

Tabela C.2: Parâmetros dos Aero geradores com Gerador Síncrono

Parâmetros dos Aero geradores com Gerador Síncrono		
Parâmetros da Máquina		
Grandeza	Valor	Unidade
Potência nominal	2	MW
Tensão de estator de linha nominal	690	V_{rms}
Tensão nominal no inversor	400	V_{rms}
Frequência nominal	15	Hz
Resistência do estator	0,00326	Ω
Indutância de dispersão do estator	0,326	mH
Indutância de magnetização de eixo direto	1,304	mH
Indutância de magnetização de eixo em quadratura	1.116	mH
Resistência de campo (referida a estator)	0,0015	Ω
Indutância de dispersão de campo (referida a estator)	0,6222	mH
Resistência de amortecedor de eixo d (referida a estator)	0,0174	Ω
Indutância de dispersão de amortecedor de eixo d (referida a estator)	0,92599	mH
Resistência de amortecedor de eixo q (referida a estator)	0,0032	Ω
Indutância de dispersão de amortecedor de eixo q (referida a estator)	0,88468	mH
Coefficiente de atrito	0	Nms
Número de pólos no gerador	84	-
Momento de inércia do gerador ($H=0,5s$)	$1,97 \cdot 10^5$	kgm^2
Constante de elasticidade de eixo (0,3pu)	$12,24 \cdot 10^6$	Nm/rad_{mec}
Constante de amortecimento	$162,3 \cdot 10^3$	$Nm/(rad/s)$

Parâmetros do Aerogerador com Máquina de Indução Duplamente Alimentada

Tabela D.1: Parâmetros da Turbina Eólica do Aerogerador com Gerador de Indução Duplamente Alimentado (DFIG)

Parâmetros da Turbina		
Grandeza	Valor	Unidade
Raio da pás	37,5	<i>m</i>
Momento de inércia (H=2.5s)	$540,9 \cdot 10^3$	<i>kgm²</i>
Velocidade de vento nominal	12	<i>m/s</i>
Velocidade de cut-in	6	<i>m/s</i>
Velocidade de cut-out	25	<i>m/s</i>
Velocidade nominal	1,69	<i>rad/s</i>

Tabela D.2: Parâmetros do Aerogerador com Gerador de Indução Duplamente Alimentado (DFIG)

Parâmetros do Aerogerador com Gerador de Indução com Rotor Bobinado		
Parâmetros da máquina		
Grandeza	Valor	Unidade
Potência nominal	2	<i>MW</i>
Tensão de linha nominal	690	<i>V</i>
Frequência nominal	60	<i>Hz</i>
Resistência do estator	0,002381	ω
Indutância de dispersão do estator	0,0632	<i>mH</i>
Resistência do rotor	0,002381	ω
Indutância de dispersão do rotor	0,0504	<i>mH</i>
Indutância de magnetização	1,8942	<i>mH</i>
Coefficiente de atrito	0	<i>Nms</i>
Número de pólos no gerador	4	–
Relação de transmissão	111,5	–
Momento de Inércia do gerador ($H=0,5$ s)	59,4	<i>Kgm²</i>
Constante de elasticidade do eixo (0,3 pu)	$12,24 \cdot 10^6$	<i>Nm/rad_{mec}</i>
Constante de amortecimento (15 pu)	$162,3 \cdot 10^3$	<i>Nm/(rad/s)</i>
Escorregamento nominal	-0,68	%