

MARCUS VINICIUS ALVES NUNES

**AVALIAÇÃO DO COMPORTAMENTO DE AEROGERADORES
DE VELOCIDADE FIXA E VARIÁVEL INTEGRADOS EM
REDES ELÉTRICAS FRACAS**

**FLORIANÓPOLIS
2003**

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA

**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
ENGENHARIA ELÉTRICA**

**AVALIAÇÃO DO COMPORTAMENTO DE
AEROGERADORES DE VELOCIDADE FIXA E
VARIÁVEL INTEGRADOS EM REDES
ELÉTRICAS FRACAS**

Tese submetida à
Universidade Federal de Santa Catarina
como parte dos requisitos para a
obtenção do grau de Doutor em Engenharia Elétrica.

MARCUS VINICIUS ALVES NUNES

Florianópolis, Dezembro de 2003.

AVALIAÇÃO DO COMPORTAMENTO DE AEROGERADORES DE VELOCIDADE FIXA E VARIÁVEL INTEGRADOS EM REDES ELÉTRICAS FRACAS

MARCUS VINICIUS ALVES NUNES

‘Esta Tese foi julgada adequada para obtenção do Título de Doutor em Engenharia Elétrica, na Área de Sistemas de Potência, e aprovada em sua forma final pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Catarina.’

Prof. Hans Helmut Zürn, Ph.D. (UFSC)
Orientador

Prof. Jefferson Luiz Brum Marques, Ph.D. (UFSC)
Coordenador do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

Banca Examinadora:

Prof. Hans Helmut Zürn, Ph.D. (UFSC)
Presidente

Prof. Ubiratan Holanda Bezerra, D.Sc. (UFPA)
Co-Orientador

Prof. Selênio Rocha Silva, Dr. (UFMG)

Prof. Glauco Nery Taranto, Ph.D. (COPPE-UFRJ)

Prof. Patrick Kuo-Peng, Dr. (UFSC)

Prof. Antonio J. A. Simões Costa, Ph.D. (UFSC)

Prof. Aguinaldo Silveira e Silva, Ph.D. (UFSC)

In memoriam

*Dedico esta Tese a meu pai, pela sua
grandeza de espírito e por todos os
ensinamentos que me repassou ao longo
de sua vida.*

AGRADECIMENTOS

Acima de tudo agradeço a Deus por ter me dado força e coragem nas horas em que mais precisei e por estar comigo em todos os momentos de minha vida.

Ao meu orientador Professor Dr. Hans Helmut Zürn, por suas valiosas orientações e apoio, imprescindíveis para execução deste trabalho.

Ao meu co-orientador Professor Dr. Ubiratan Holanda Bezerra que teve participação ativa em toda minha formação acadêmica.

A minha esposa que me deu forças e auxiliou em todos os momentos do desenvolvimento desta Tese e aos meus pais por terem me dado à vida.

Aos Professores Dr. João Abel Peças Lopes pela orientação no Doutorado Sandwich e os Professores Dr. Selênio Rocha Silva, Dr. Simões e Dra. Jackeline Rolim pelas importantes considerações durante meu Exame de Qualificação.

A CAPES e Universidade Federal do Pará que me proporcionaram o suporte financeiro necessário para o desenvolvimento desta Tese.

Ao Laboratório de Sistemas de Potência (LABSPOT) representando a UFSC pela infraestrutura cedida para realização deste trabalho.

Aos Professores e colegas do LABSPOT, com os quais fui solidificando a amizade ao longo dos anos de convivência e troca de experiências.

Ao Instituto de Engenharia e Sistemas de Computadores (INESC) da cidade do Porto em Portugal por ter disponibilizado as condições necessárias à realização de meu doutorado sandwich.

Ao Núcleo de Energia, Sistemas e Comunicação (NESC) e ao Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Pará pela infra-estrutura disponibilizada.

Aos Amigos e colegas de trabalho Raimundo Rosemiro Pamplona e Ghendy Cardoso pelo apoio fornecido durante o desenvolvimento da tese.

Resumo da Tese apresentada à UFSC como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Doutor em Engenharia Elétrica.

AVALIAÇÃO DO COMPORTAMENTO DE AEROGERADORES DE VELOCIDADE FIXA E VARIÁVEL INTEGRADOS EM REDES ELÉTRICAS FRACAS

MARCUS VINICIUS ALVES NUNES

Dezembro / 2003

Orientador: Professor Hans Helmut Zürn, Ph.D.
Co-orientador: Ubiratan Holanda Bezerra, D.Sc.
Área de Concentração: Sistemas de Energia Elétrica
Número de Páginas: 202.

RESUMO: Esta tese apresenta propostas para o aumento da margem de estabilidade transitória pós-falta de sistemas elétricos com grande integração de parques eólicos, que incluem o uso do controle do ângulo de passo nos sistemas eólicos de velocidade fixa, e dos geradores assíncronos duplamente excitados com conversores estáticos bidirecionais conectados ao enrolamento do rotor (DFIG) nos esquemas eólicos de velocidade variável. O modelo físico dos parques eólicos, consistindo de um grande número de turbinas eólicas, foi implementado através de uma ferramenta de simulação dinâmica original, desenvolvida no ambiente computacional MATLABTM. O primeiro estágio no processo de simulação foi modelar os componentes individuais do sistema com um grau apropriado de complexidade. Para validação dos modelos desenvolvidos e do software foram realizadas simulações computacionais utilizando uma rede elétrica de distribuição do IEEE, em duas configurações distintas. A partir dos resultados obtidos, foi demonstrado que a estabilidade pós-falta dos aerogeradores pode ser aumentada pela redução temporária da potência mecânica das turbinas nos sistemas eólicos de velocidade fixa. Através do uso do controle do ângulo de passo, o balanço entre os torques mecânico e elétrico é mantido, o que resulta no aumento da estabilidade transitória dos geradores eólicos. Para redes elétricas com grande integração de parques eólicos, é demonstrada a diferença significativa existente entre os comportamentos transitórios dos sistemas eólicos de velocidade variável que adotam o DFIG, em relação aos sistemas eólicos de velocidade fixa com geradores de indução em gaiola. Esta diferença de comportamento se deve à capacidade dos dois reguladores de corrente do rotor do DFIG em controlar o torque elétrico e a potência reativa da máquina eólica. Tal aspecto é claramente observado após a ocorrência de faltas severas na rede, como curto-circuito. É também considerada a influência dos geradores eólicos de velocidade fixa e variável, na margem de estabilidade transitória dos geradores síncronos conectados à rede elétrica. Os resultados apresentados confirmam a eficácia das estratégias de controle adotadas.

Palavras Chaves: Geração distribuída, parques eólicos, dinâmica de aerogeradores, aerogeradores de velocidade fixa e variável, modelo de duas massas, geradores de indução convencionais e duplamente excitados (DFIG), margem de estabilidade transitória, controle de passo das pás.

Abstract of Thesis presented to UFSC as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Doctor in Electrical Engineering.

Evaluation of the Behavior of Fixed and Variable Speed Wind Generators connected to Weak Grids

MARCUS VINICIUS ALVES NUNES

December / 2003

Advisor: Hans Helmut Zürn, Ph.D.

Coadvisor: Ubiratan Holanda Bezerra, D.Sc.

Area of Concentration: Electrical Energy Systems

Number of Pages: 202.

ABSTRACT: This thesis presents proposals to improve the post-fault transient stability margin of electrical power systems with large integration of wind farms, that include the use of blade angle control of fixed speed wind systems and doubly fed induction generators (DFIG) with a four quadrant ac-to-ac converters connected to the rotor windings in variable speed wind systems. A physical model of a large wind farm consisting of a large number of wind turbines was implemented with an original dynamic simulation tool, developed in MATLABTM. The first stage in the simulation process was to model individual system components with an appropriate degree of complexity. The validation of these models and the software developed was executed by performing computational simulations with two distinct configurations of an IEEE electrical distribution system. From the results obtained, it was demonstrated that the short-term post-fault stability of the wind generators may be improved by a temporary reduction of the wind turbine mechanical power. By use of the blade angle control, the balance between the electrical and mechanical torques is maintained which improves the transient stability of the wind generators. For networks with large scale integration of wind farms it was verified that there is a significant difference between the transient behaviors of variable speed wind systems that adopt the DFIG, and fixed speed wind systems, where the conventional cage induction generators are used. This difference is due to the ability of the two dedicated rotor current regulators of the DFIG to control the electrical torque and reactive power quickly and accurately. This point is clearly observed after a severe fault (short circuit) occurrence. Influence of the variable speed wind generators in the transient stability margin of the conventional synchronous generators connected to the grid was also considered. The results presented confirm the usefulness and efficacy of the adopted control strategies.

Keywords: Distributed generation, wind farms, wind generator dynamics, fixed and variable speed wind generators, two masses model, conventional and doubly fed induction generators (DFIG), transient stability margin, blade angle control.

SUMÁRIO

1. Introdução.....	1
1.1- Introdução.....	1
1.2- Integração de Sistemas Eólicos na Rede Elétrica – Novos desafios.....	4
1.3- Revisão Bibliográfica.....	6
1.3.1- Sistemas Eólicos de Velocidade Fixa.....	6
1.3.2- Sistemas Eólicos de Velocidade Variável.....	8
1.4- Objetivo Geral.....	11
1.5- Objetos Específicos – Contribuições do Trabalho.....	11
1.6- Prioridade do Tema Abordo.....	12
1.7- Metodologia.....	12
1.8- Estrutura do Trabalho.....	14
2. Sistemas Eólicos de Velocidade Fixa e Variável-.....	16
2.1- Introdução.....	16
2.2- Principais Componentes do Sistema Eólico.....	16
2.2.1- Rotores Eólicos.....	17
2.2.2- Caixa de Engrenagens.....	20
2.2.3- Mecanismos de Controle.....	20
2.2.3.1- Controle Estol.....	21
2.2.3.2- Controle de Passo.....	22
2.2.4- Geradores.....	23
2.2.4.1- Gerador a Ímã Permanente (PM).....	24
2.2.4.2- Gerador Síncrono de Rotor Bobinado.....	25
2.2.4.3- Gerador Assíncrono de Rotor em Gaiola.....	26
2.2.4.4- Geradores de Indução Duplamente Excitados.....	28
2.3- Esquemas Eólicos de Velocidade Fixa (VF).....	32
2.4- Esquemas Eólicos de Velocidade Variável (VV).....	34
2.5- Conversores de Potência para os Sistemas de Velocidade Variável (VV).....	35
2.5.1- Conversores de Potência com Modulação PWM.....	36
2.6- Conversores com Comutação pela Linha e de Comutação Forçada.....	37
2.7- Conclusões.....	39

3. Comportamento dos Geradores Síncronos e Assíncronos Integrados aos Sistemas de Energia Elétrica.....	40
3.1- Introdução.....	40
3.2- Operação do gerador síncrono interligado ao sistema elétrico.....	41
3.2.1- Gerador Síncrono Durante Distúrbios no Sistema Elétrico - Influência dos reguladores e Contribuição para a Corrente de Falta.....	44
3.3- Gerador de Indução.....	46
3.3.1- Conexão do Gerador Assíncrono na Rede Elétrica.....	47
3.3.2- Operação em Regime Permanente e Gráfico das Potências do Gerador Assíncrono em Gaiola	48
3.3.3- Auto-excitação da máquina assíncrona.....	54
3.3.4- Operação durante Distúrbios na Rede Elétrica Desbalanceada e contribuição da Máquina Assíncrona para a Corrente de Falta.....	54
3.3.4.1- Operação Desbalanceada.....	55
3.3.4.2- Contribuição do Gerador de Indução para a Corrente de Falta	55
3.4- Conclusões.....	57
4. Modelos Dinâmicos com a Incorporação dos Sistemas Eólicos de Velocidade Fixa e Variável.....	59
4.1- Introdução.....	59
4.2- Máquina Primária e Regulador de Velocidade.....	60
4.3- Descrição do Modelo Dinâmico utilizado para Representação da Máquina Síncrona.....	62
4.4- Sistemas de Excitação.....	64
4.5- Linhas de Transmissão e Modelo da Carga na Rede Elétrica.....	64
4.6- Grau de Detalhamento nos Modelos dos Sistemas Eólicos.....	65
4.6.1- Modelos Baseados nas Curvas de Potência da Turbina Eólica.....	66
4.6.2- Modelo Subtransitório.....	66
4.6.3- Modelo Transitório – Conversores Modelados como Fonte de Tensão.....	68
4.6.4- Modelo Transitório – Conversores Modelados como Fontes de Corrente.....	69
4.7- Modelagem da Turbina Eólica.....	70
4.7.1- Controle do Ângulo de Passo.....	74
4.8- Modelo do Gerador Assíncrono – Esquema de Velocidade Fixa.....	76

4.9-	Modelo de Ordem Reduzida para Representação do Gerador Assíncrono – Tensão atrás da Reatância Transitória.....	78
4.10-	Compensação Capacitiva.....	80
4.11-	Modelos Aerodinâmicos de Rotores Eólicos de Eixo Horizontal.....	81
4.11.1-	Modelo do Disco Atuador.....	81
4.11.2-	Modelo de Glauert.....	84
4.12-	Característica da Potência X Velocidade da Turbina (rpm).....	87
4.13-	Modelagem Dinâmica do Gerador de Indução Duplamente Excitado – DFIG....	88
4.14-	Controle Vetorial do DFIG – Conversores Modelados como Fontes de Tensão..	92
4.14.1-	Controle do Torque Eletromagnético/Velocidade do Gerador- Conversores como Fontes de Tensão.....	94
4.14.2-	Controle da Tensão Terminal do DFIG. Conversores simulados como Fontes de Tensão.....	95
4.15-	Conversores Simulados como Fontes de Corrente no DFIG.....	97
4.16-	Conclusões.....	101
5.	Estrutura da Simulação.....	102
5.1-	Introdução.....	102
5.2-	Modelo Multi-Máquinas para a Representação do Sistema Elétrico.....	102
5.2.1-	Ordenação da Matriz de Admitância da Rede e Sistema p.u. Comum.....	107
5.3-	Representação do Sistema Elétrico no Espaço de Estados.....	108
5.4-	Cálculo da Frequência nas Barras da Rede Elétrica.....	110
5.5-	Condições Iniciais.....	111
5.5.1-	Condições Iniciais dos Geradores Síncronos.....	112
5.5.2-	Condições Iniciais Para os Geradores de Indução com Rotor em Gaiola e Geradores Duplamente Excitados – DFIG.....	113
5.6-	Modelagem das Perturbações no Sistema Elétrico.....	114
5.7-	Algoritmo de Simulação.....	114
5.8-	Método de Integração Numérica.....	116
5.9-	Solução das Equações Algébricas e Diferenciais do Programa de Simulação.....	118
5.10-	Programa de Simulação.....	122
5.11-	Conclusões.....	123

6. Resultados.....	124
6.1- Introdução.....	124
6.2- Rede Elétrica e Esquema de Conversão Eólico Investigados.....	126
6.3- Modelo de Massa Única ou Global para o Sistema de Velocidade Fixa com o Gerador Assíncrono de Rotor em Gaiola – Perda de Geração.....	128
6.3.1- Sem Regulação Secundária.....	130
6.3.2- Nova Perturbação – Curto-Circuito não Sustentado.....	132
6.4- Transitório do Eixo.....	135
6.4.1- Modelo de Duas Massas.....	136
6.4.1.1- Novo Exemplo de Perturbação na Rede Elétrica.....	141
6.5- Controle do Ângulo de Passo para Melhoria da Estabilidade Transitória.....	142
6.5.1- Simulação com Desconexão Temporária do Parque Eólico.....	144
6.5.2- Nova Simulação sem o Desligamento Temporário.....	148
6.6- Proteção dos Conversores do DFIG.....	151
6.7- Margem de estabilidade Proporcionada pelos Geradores Assíncronos em Gaiola e pelos Geradores DFIG.....	152
6.7.1- Falta próxima ao Gerador Síncrono Convencional.....	154
6.7.2- Falta próxima ao Sistema Eólico.....	159
6.8- Conclusões.....	163
7- Conclusões.....	166
7.1- Conclusões.....	166
7.2- Futuras Pesquisas.....	169
Anexo 1-.....	170
Diagrama de Blocos do Sistema Diesel e Regulador de Velocidade.....	170
Anexo 2-.....	173
Parâmetros do Sistema Elétrico e do Parque Eólico.....	173
Anexo 3-.....	178
Fluxo de Carga com o Cálculo das Condições Iniciais da Rede Elétrica, necessárias para a Inicialização do Programa de Estabilidade Transitória.....	178
Programa de Fluxo de Carga – ANAREDE – CEPTEL.....	178

Anexo 4-.....	183
Opções Principais presentes na Interface Gráfica do Programa Computacional	
Desenvolvido.....	183
Referências Bibliográficas.....	189

Lista de Figuras

2- Sistemas Eólicos de Velocidade Fixa e Variável.....	16
Figura 2.1- Componentes de um aerogerador no interior da nacela.....	17
Figura 2.2- Forças atuando no perfil da pá e triângulo de velocidades.....	18
Figura 2.3- Fluxo separado (Estol) em volta do perfil.....	21
Figura 2.4- Fluxo Aderente ao Perfil.....	22
Figura 2.5- Sistema Eólico com Gerador a Imã Permanente – Acoplamento Direto.....	24
Figura 2.6- Gerador Síncrono de Rotor Bobinado com Realimentação de Campo.....	26
Figura 2.7- Rotor do Gerador Síncrono para Aplicação em Sistemas Eólicos (HANSEN <i>et al.</i> , 2001).....	26
Figura 2.8a- Sistema Eólico com Gerador Assíncrono de Rotor em Gaiola Interligado à Rede Elétrica através de um Conversor Estático.....	28
Figura 2.8b- Sistema Eólico Convencional com Gerador Assíncrono de Rotor em Gaiola e ligação direta à rede. Concepção Dinamarquesa.....	28
Figura 2.9- Gerador de indução duplamente alimentado. Acionamento Kramer Estático.....	29
Figura 2.10- Gerador de indução duplamente alimentado com acionamento Scherbius Estático, baseados em cicloconversores.....	30
Figura 2.11- Esquema Simplificado do Gerador de Indução Duplamente Alimentado com Acionamento Scherbius Estático - Sistema Anti-Paralelo PWM.....	31
Figura 2.12- Conversor a 4 quadrantes funcionando como conversor de potência de turbinas eólicas.....	36
3- Comportamento dos Geradores Síncronos e Assíncronos Integrados aos Sistemas de Energia elétrica.....	40
Figura 3.1- Gerador Síncrono Interligado ao Barramento Infinito.....	41
Figura 3.2- Diagramas Fasoriais do Gerador Síncrono conectado ao Barramento Infinito.	42
Figura 3.3- Diagrama de Operação do gerador Síncrono conectado ao Barramento Infinito (Curva de Capabilidade).....	44
Figura 3.4- Circuito Equivalente Balanceado de Seqüência Positiva para um Gerador de Indução.....	48
Figura 3.5- Curva do Torque-Escorregamento para o Gerador Assíncrono de 1 MW.....	49

Figura 3.6- Gráfico de Operação do Gerador Assíncrono.....	50
Figura 3.7- Parte do Diagrama Circular do Gerador de Indução de 1 MW.....	51
Figura 3.8- Parte do Diagrama Circular do Gerador de 1 MW com Adição do Banco de Capacitores.....	51
Figura 3.9- Circuito Equivalente do Gerador de Indução com Compensação via Banco de Capacitores, conectado à rede através de uma Impedância.....	52
Figura 3.10- Curva do Torque-Escorregamento para o Gerador Assíncrono Equivalente de 10 MW.....	53
Figura 3.11- Variação da Potência Reativa proveniente da Rede com o Escorregamento..	53
Figura 3.12- Circuito Equivale por Fase em Regime Permanente de Seqüência Negativa da Máquina de Indução.....	55
Figura 3.13- Corrente de Falta no Gerador de Indução de 1 MW.....	56
4- Modelos Dinâmicos com a Incorporação dos Esquemas Eólicos de Velocidade Fixa e Variável.....	59
Figura 4.1- Classificação dos fenômenos dinâmicos.....	59
Figura 4.2- Curva aerodinâmica de $C_p \times \lambda$	72
Figura 4.3- Potências do vento e da turbina eólica.....	72
Figura 4.4- Característica aerodinâmica de $C_p \times \lambda$ para vários valores do ângulo de passo.....	75
Figura 4.5- Regulação do ângulo de passo.....	75
Figura 4.6- Transformação de eixos abc da máquina para o eixo d-q.....	77
Figura 4.7- Escoamento sobre o disco atuador.....	81
Figura 4.8- Variação da pressão através do disco atuador.....	83
Figura 4.9- Geometria do tubo de corrente.....	84
Figura 4.10- Gráfico da rotação em rpm x potência gerada em watts para a turbina de 1 MW em um intervalo de velocidades de vento entre 12 e 20 m/s.....	87
Figura 4.11- Diagrama vetorial do DFIG.....	93
Figura 4.12a- Regulador de velocidade do DFIG – Conversores como fonte de tensão.....	96
Figura 4.12b- Regulador da tensão terminal no DFIG – Conversores como fonte de tensão.....	96
Figura 4.13a- Circuito equivalente do gerador assíncrono considerando o controle vetorial ao longo do eixo d.....	99

Figura 4.13b- Circuito equivalente do gerador assíncrono considerando o controle vetorial ao longo do eixo q.....	99
Figura 4.14- Controle vetorial do DFIG e conversores simulados como fontes de corrente.....	100
5- Estrutura da Simulação.....	102
Figura 5.1- Transformação do eixo de referência síncrono para o eixo de referência da máquina.....	106
Figura 5.2- Equivalente Norton para representação das máquinas na rede.....	107
Figura 5.3- Fluxograma do algoritmo de simulação.....	115
Figura 5.4- Fluxograma das inter-relações entre as equações algébricas e diferenciais.....	121
6- Resultados.....	124
Figura 6.1- Diagrama esquemático da rede considerada.....	127
Figura 6.2- Sistema eólico de Velocidade Fixa com inclusão do modelo de duas massas e controle por estol ou ângulo de passo.....	127
Figura 6.3- Comportamento da potência ativa dos sistemas diesel e eólico mediante a redução da geração.....	128
Figura 6.4- Potência reativa do gerador assíncrono durante a redução da geração.....	129
Figura 6.5- Tensão na barra de geração eólica com a retirada da geração síncrona na barra 3.....	129
Figura 6.6- Potência reativa do gerador síncrono na Barra 1.....	130
Figura 6.7- Variação da Freqüência do Gerador Síncrono.....	130
Figura 6.8- Comportamento da potência ativa dos geradores eólicos.....	131
Figura 6.9- Comportamento da tensão nas barras da rede elétrica.....	131
Figura 6.10- Comportamento da Potência Reativa dos Geradores Síncrono e Assíncrono durante o Curto-Circuito na Rede.....	133
Figura 6.11- Torque elétrico do gerador assíncrono durante o curto-circuito.....	133
Figura 6.12- Comportamento da tensão durante a falta na rede.....	134
Figura 6.13- Velocidade Angular do Gerador Assíncrono.....	134
Figura 6.14- Ângulo Interno do Gerador Síncrono durante a Falta.....	135
Figura 6.15- Comportamento dinâmico da torção no eixo.....	137
Figura 6.16- Torque elétrico do gerador de indução.....	138

Figura 6.17- Comportamento do escorregamento durante o período de falta.....	138
Figura 6.18- Velocidade angular do modelo duas massas e modelo convencional durante a falta.....	139
Figura 6.19- Visão ampliada da figura 6.15 com o comportamento dinâmico da torção no eixo.....	140
Figura 6.20- Velocidades da turbina e do gerador referidas ao lado do gerador (após a caixa de engrenagens) durante a falta.....	140
Figura 6.21- Comportamento da velocidade do gerador assíncrono com rotor em gaiola (modelo de duas massas x modelo convencional) para uma falta na barra 2 de geração eólica.....	141
Figura 6.22- Melhoria da estabilidade transitória a partir da redução do torque mecânico da turbina eólica.....	143
Figura 6.23- Comportamento da Velocidade com e sem o Controle do Ângulo de Passo..	145
Figura 6.24- Ângulo de Passo da turbina eólica durante a Falta na Rede Elétrica.....	145
Figura 6.25- Torque mecânico durante o curto-circuito na rede com a atuação do controle do ângulo de passo.....	146
Figura 6.26- Tensão no gerador de indução para as condições com e sem controle do ângulo de passo.....	146
Figura 6.27- Comportamento da torção no eixo para as situações com e sem o controle do ângulo de passo.....	147
Figura 6.28- Potência reativa do gerador de indução com e sem o controle do ângulo de passo com religamento da linha em falta.....	147
Figura 6.29- Tensão no gerador de indução para as condições com e sem controle do ângulo de passo.....	149
Figura 6.30- Comportamento da Torção no eixo que interliga o Gerador à Turbina.....	150
Figura 6.31- Potência reativa do gerador de indução com e sem o controle do ângulo de passo.....	150
Figura 6.32- Esquema simplificado do DFIG com a proteção do rotor.....	152
Figura 6.33- Diagrama esquemático da rede considerada.....	153
Figura 6.34- Ângulo do Rotor do Gerador Síncrono.....	155
Figura 6.35- Velocidade Angular do Rotor do Gerador Síncrono.....	155
Figura 6.36- Comportamento Transitório da Corrente do rotor do DFIG proveniente dos modelos de fonte de tensão e corrente.....	156

Figura 6.37- Comportamento Transitório da Velocidade do Rotor dos Geradores Assíncronos.....	157
Figura 6.38- Comportamento Transitório do ângulo do Rotor do Gerador Síncrono.....	158
Figura 6.39- Comportamento Transitório da Velocidade do Rotor do Gerador Síncrono...	158
Figura 6.40- Comportamento Transitório da Velocidade do Rotor do DFIG - Modelo de Fonte de Tensão e Corrente.....	158
Figura 6.41- Comportamento Transitório da Velocidade do Rotor do Gerador Assíncrono.....	160
Figura 6.42- Comportamento da tensão no DFIG e gerador em gaiola com e sem controle de passo	161
Figura 6.43- Corrente Equivalente no Rotor do DFIG.....	161
Figura 6.44- Comportamento transitório da potência reativa dos geradores assíncronos....	162
Figura 6.45- Comportamento transitório da potência reativa dos geradores síncronos.....	163
Anexo 1-	170
Figura A1.1- Sistema Diesel e Regulador de Velocidade.....	171
Figura A1.2- Regulador de Tensão (IEEE tipo 1) do gerador síncrono.....	172
Anexo 2	173
Figura A2.1- Gráfico da Frequência x Máxima Potência Gerada para o Gerador de 1 MW.....	175
Figura A2.2- Gráfico da Frequência x Máxima Potência Gerada para o Gerador de 660 kW.....	176
Anexo 4-	183
Figura A4.1- Tela inicial do programa de simulação.....	184
Figura A4.2- Menu de alterações dos parâmetros das unidades geradoras.....	185
Figura A4.3- Opções de alteração nos parâmetros do sistema síncrono nº 1 da rede elétrica exemplo.....	185
Figura A4.4- Opções de alteração nos parâmetros do Parque Eólico.....	186
Figura A4.5- Opções de simulação.....	186
Figura A4.6- Definição dos intervalos de simulação para a ocorrência de um curto-circuito simétrico na rede elétrica.....	187

Figura A4.7- Opções de saída do programa de simulação.....	187
Figura A4.8- Menu de escolha para geração de gráficos.....	188

Lista de Símbolos

- φ = ângulo do escoamento (graus)
- Φ = ângulo de montagem (graus)
- ρ = massa específica de ar (kg. m^3)
- R = raio do rotor da turbina eólica (m)
- U_w = velocidade média do vento (m/s)
- $C_p(\lambda)$ = coeficiente de potência
- (λ) = razão entre a velocidade da ponta da pá da turbina eólica e a velocidade do vento
- X_s = reatância síncrona (p.u.)
- \bar{E}_{fd} = tensão interna ou de campo do gerador síncrono (p.u.)
- $\sqrt{3}V$ = tensão da rede elétrica (p.u.)
- T'_d = constante de tempo transitória de curto-circuito do eixo direto (s)
- T''_d = constante de tempo sub-transitória de curto circuito de eixo direto (s)
- T_a = constante de tempo da armadura (s)
- ν = ângulo de fase no instante $t = 0$ (graus)
- ω_s = frequência angular síncrona (rad/s)
- X_e = reatância externa à falta (p.u.)
- R_e = resistência externa (p.u.)
- R_a = resistência da armadura (p.u.)
- ω_s = velocidade angular síncrona (rad/s)
- V_d, V_q = tensões respectivamente nos eixos d e q para o gerador síncrono (p.u.)
- I_d, I_q = correntes do gerador síncrono respectivamente nos eixos d e q (p.u.)
- X_d, X_q = reatâncias (p.u.) do gerador síncrono, associadas aos eixos direto e em quadratura
- X'_d, X'_q = reatâncias transitórias do gerador síncrono, associadas aos eixos direto e em quadratura (p.u.)
- X''_d, X''_q = reatâncias subtransitórias do gerador síncrono, associadas aos eixos direto e em quadratura;
- r_s = resistência de estator do gerador síncrono (p.u.)
- V''_d, V''_q = componentes de tensão atrás das reatâncias subtransitórias da máquina síncrona
- V'_d = tensão atrás da reatância transitória X'_d da máquina síncrona (p.u.)
- T'_{do} = constante de tempo transitória de circuito aberto para o eixo direto (s)

T_{qo}'' = constante de tempo subtransitória de circuito aberto da máquina síncrona no eixo em quadratura (s)
 u = componente axial da velocidade relativa
 u_1 = velocidade de escoamento no plano da esteira
 a, b = Fatores de interferência axial
 a' = Fator de interferência tangencial
 V_o = velocidade a montante do plano do rotor (m/s)
 $r\Omega$ = velocidade tangencial do rotor
 W = velocidade relativa do escoamento
 W_r = componente rotacional da velocidade relativa do escoamento
 B = N° de Pás da Turbina Eólica
 L = força de Sustentação
 D = força de arrasto
 C_L = coeficiente de sustentação do perfil
 C_D = coeficiente de arrasto do perfil
 r_v = razão de velocidade local da pá da turbina eólica
 R_v = razão de velocidade da extremidade da pá da turbina eólica
 T_{AE} = torque eletromagnético do gerador assíncrono com rotor em gaiola (p.u.)
 T_{Am} = torque mecânico desenvolvido pela turbina eólica (p.u.)
 ω_{ar} = velocidade angular do rotor da máquina assíncrona com rotor em gaiola (rad. ele/s);
 H_A = constante de inércia incluindo a máquina primária e o gerador de indução - Modelo de Massa Global (s)
 A_r = área do rotor da turbina eólica (m²)
 $V_{das}, V_{qas}, V_{dar}, V_{qar}$ = tensões respectivamente nos eixos d e q do estator e rotor para o gerador assíncrono com rotor em gaiola (p.u.)
 $\Psi_{das}, \Psi_{qas}, \Psi_{dar}, \Psi_{qar}$ = fluxos magnéticos respectivamente nos eixos d e q do estator e rotor para o gerador assíncrono (p.u.)
 $i_{das}, i_{qas}, i_{dar}, i_{qar}$ = correntes do estator e rotor da máquina assíncrona com rotor em gaiola respectivamente nos eixos d e q (p.u.)
 r_{as}, r_{ar} = resistência do estator e rotor do gerador assíncrono (p.u.)
 L_s, L_r, L_m = Indutâncias concatenadas com o estator e rotor e indutância mutua respectivamente (p.u.)

s = escorregamento da máquina assíncrona
 X_s, X_r, X_m = reatâncias do estator, rotor e mutua respectivamente (p.u.)
 X_a = reatância de circuito aberto da máquina de indução em regime permanente (p.u.)
 X'_a = reatância transitória de circuito aberto da máquina de indução (p.u.)
 V'_{da}, V'_{qa} = componentes da tensão atrás da reatância transitória X'_{ao} (p.u.)
 T'_o = constante de tempo transitória de circuito aberto da máquina de indução (s)
 P = potência ativa fornecida pelo DFIG (p.u.)
 Q = potência reativa fornecida ou absorvida pelo DFIG (p.u.)
 \bar{I}_{ng} = vetor de injeção de correntes nas barras de geração (p.u.)
 \bar{V}_{ng} = vetor das tensões nas barras de geração (p.u.)
 δ_i^k = ângulo da i -ésima máquina conectada à k -ésima barra de geração (graus)
 $\text{rot}(\delta)$ = operador ortogonal
 f = função não linear que define as equações diferenciais ordinárias
 g = função não-linear que define as equações algébricas
 X = vetor das variáveis de estado (p.u.)
 t = tempo, variável independente (s)
 γ = torção do eixo mecânico que interliga a turbina eólica ao gerador assíncrono (graus)
 ω_i = velocidade angular de cada subsistema: $i = ra$, rotor; $i = t$, turbina, Valores iniciais ($i = ra$) e ($i = to$), para o modelo de duas massas, (rad/s)
 H_t, H_g = constantes de inércia em segundos da turbina e gerador eólico respectivamente
 K = coeficiente de rigidez torcional (pu torque/rad.ele)
 T_t = torque da turbina eólica (modelo duas massas) (p.u.)
 K_1 = fator de amplificação do regulador (p.u.kW/p.u.Hz);
 K_2 = constante de ganho do atuador de combustível;
 R_p = parâmetro de regulação primária do regulador de velocidade (p.u.Hz/p.u.kW);
 τ_2 = constante de tempo do regulador de velocidade (s)
 τ_1 = constante de tempo relacionada com a taxa de consumo de combustível do sistema diesel (s)
 $\Delta\omega_{rs}$ = diferença entre a velocidade angular do rotor da máquina síncrona e a velocidade de referência (ω_{ref}).
 H = constante de inércia da turbina interligada à máquina síncrona (s);

T_E = torque eletromagnético do gerador síncrono (*p.u.*);
 T_M = torque mecânico da máquina primária interligada ao gerador síncrono (*p.u.*);
 $C_{1,2}$ = constantes de proporcionalidade
 \dot{m}_B = taxa de consumo de combustível da máquina primária (kg/s).
 p_i = pressão média efetiva da máquina do sistema diesel (bar)
 p_f = pressão média das perdas mecânicas do sistema diesel (bar)
 p_k = valor efetivo real da pressão do sistema diesel (bar)
 D = coeficiente de amortecimento da carga (*p.u.kW / p.u.Hz*)
 T_R = constante de tempo do retificador do regulador automático de tensão do gerador síncrono (s)
 $K_{Amp.}$ = ganho do amplificador do regulador automático de tensão
 $T_{Amp.}$ = constante de tempo do amplificador do regulador automático de tensão (s)
 T_{ke} = (Constante de tempo da excitatriz)/(ganho da excitatriz), do regulador automático de tensão (s)
 K_E = (ganho da excitatriz)⁻¹ do regulador automático de tensão
 K_S = ganho do estabilizador do regulador automático de tensão
 T_S = constante de tempo do estabilizador do regulador automático de tensão (s)
 V_{min} = limite inferior do amplificador do regulador automático de tensão (p.u.)
 V_{max} = limite superior do amplificador do regulador automático de tensão (p.u.)
 A_{ex} e B_{ex} = parâmetros do fator de saturação $S_E = A_{ex} \cdot e^{(B_{ex} \cdot E_{fd})}$ do regulador de tensão

1. Introdução

1.1-Introdução

A incapacidade de investimentos do Governo, levou o Setor Elétrico Brasileiro, a se deparar nos últimos anos, com elevados riscos de déficit de energia e de capacidade de geração, bem como crescentes restrições na transmissão. Este processo deu início em 1995 à abertura do setor de energia elétrica, ou em outras palavras, à desregulamentação do mercado de energia, através da promulgação da lei 8987 de 13/02/95, na qual as concessões e permissões de serviços públicos passaram a ser outorgadas através de licitação pública. A lei 9074 de 07/07/95 estabeleceu normas para a outorga e prorrogações destas concessões, tratando em seu capítulo 02 dos serviços de energia elétrica (PAULON & NETO, 1999).

A abertura de mercado citada no parágrafo anterior, junto com a elevada taxa de crescimento no consumo de energia elétrica no Brasil, verificada nos últimos anos, e o problema dos custos envolvidos com a construção ou aumento na capacidade das linhas de transmissão, têm resultado no surgimento de um considerável número de pequenas unidades geradoras conectadas à rede local, seja ela de distribuição, subtransmissão ou mesmo transmissão em EAT. Este desenvolvimento aproxima a carga dos sistemas produtores de energia elétrica, reduzindo os efeitos negativos na dependência da geração centralizada e os custos e perdas elétricas na transmissão, além dos problemas sociais e ambientais ligados à construção de grandes centrais. Esta nova abordagem que contempla o uso de geradores menores, próximos aos centros de carga, assim como, dispositivos de armazenamento de energia, representa um novo conceito de operação que tem sido denominada geração distribuída, (GOMES *et al.*, 1999a). Outras estratégias, como o gerenciamento da demanda (UTURBEY & SIMÕES COSTA, 2002), são também adotadas dentro desta nova configuração de desregulamentação do mercado de energia elétrica.

A geração distribuída ou dispersa contribui para o reforço e redução das perdas em redes longas e fracas, que não são servidas por grandes linhas de transmissão ou subestações. O comportamento dos geradores integrados a estes alimentadores longos é similar ao dos sistemas de geração isolada em redes fracas, e estão sujeitos aos mesmos fenômenos de limitação na capacidade da potência a ser transmitida e variação de tensão e frequência, diante das alterações nas condições da geração e da carga a ser atendida (BARKER & DE MELLO, 2000).

Esta nova configuração do sistema elétrico criou a figura de outros agentes como os co-geradores, produtores independentes de energia (SILVEIRA *et al.*, 1999, GOMES *et al.*, 1999b) e os operadores independentes, e propiciou a possibilidade do aproveitamento de fontes primárias renováveis, para fins de geração de energia integrada à rede, favorecendo o uso de novas tecnologias, como os geradores assíncronos (SOUZA *et al.*, 2001) e os conversores estáticos no suprimento da potência ativa ao sistema elétrico, (NUNES, *et al.* 2003a e 2003b).

No caso específico do Brasil, os aproveitamentos das pequenas centrais hidrelétricas, gás natural e da energia eólica (GOMES *et al.*, 1999b, PAULON & NETO, 1999), vêm mostrando boa viabilidade técnica e econômica, para fins de geração integrada à rede elétrica em sistemas de geração distribuída, ou independentes da rede em sistemas isolados, (NUNES & BEZERRA, 1999). A possibilidade de utilização dos sistemas eólicos pode ser justificada em parte pelo grande potencial de vento existente na nossa extensa região costeira (SCHULTZ *et al.*, 2001), e também devido à solidificação tecnológica deste tipo de aproveitamento. Além disso, o aspecto ambiental corresponde a um fator importante que norteia atualmente a integração das fontes eólicas à rede elétrica.

É possível ainda tirar proveito dos aspectos relacionados à sazonalidade, para integração dos sistemas eólicos, como complementação da geração hídrica, pois em várias localidades, o maior aproveitamento da energia eólica ocorre exatamente no período em que os recursos hídricos diminuem (inverno), e a maior afluência dos rios se dá exatamente na primavera, verão e outono (Gjengedal T., 2001). Vários trabalhos como o de ROCHA *et al.* (1999) demonstraram a partir de dados existentes a complementaridade entre os regimes naturais, eólico e hídrico em várias regiões do Brasil, (SCHULTZ *et al.*, 2001).

A geração de energia elétrica a partir da força do vento é um desenvolvimento relativamente recente, do século XX, que ganhou importante impulso a partir da década de 1970, com o advento da crise mundial do petróleo, que fez os governos repensarem suas políticas energéticas. Como consequência, esses governos começaram a investir mais em pesquisas e no desenvolvimento tecnológico de fontes renováveis de energia, onde a energia eólica (SILVA, 1988) demonstrou ser uma das mais promissoras. Mais recentemente, questões ecológicas resultaram em um novo impulso na utilização das chamadas fontes energéticas limpas, não poluidoras, como é o caso da energia eólica.

Além de ser considerada uma fonte energética renovável e, portanto praticamente inesgotável, a energia eólica apresenta também como vantagens associadas a sua utilização

menores custos operacionais e de manutenção quando comparada com as fontes convencionais de conversão de energia elétrica, e ainda menor impacto ambiental, pois não exigem a queima de combustíveis, nem a formação de grandes reservatórios de água. A principal desvantagem associada à utilização dessa fonte renovável está relacionada com as características de intermitência da mesma, pois a energia eólica depende do regime de velocidade do vento, que representa um fenômeno natural que se modifica continuamente.

Atualmente, a utilização dos chamados aerogeradores para a obtenção da energia elétrica a partir da energia do vento vem ganhando destaque. Nas últimas décadas, vem crescendo o interesse na utilização dos aerogeradores, muitas vezes formando conjuntos denominados fazendas eólicas “*wind farms*” ou parques eólicos, interligados às redes elétricas convencionais de grande porte, operando em conjunto com fontes convencionais de energia. Exemplos desse tipo de arranjo podem ser encontrados em várias partes do mundo, principalmente nos Estados Unidos e na Europa.

Enquanto a parcela de geração eólica é pequena em relação à carga total, as dificuldades operacionais são administradas sem grandes preocupações. Por outro lado, diversos problemas são vislumbrados quando esta fonte de energia vai aumentando em relação ao total da geração no suprimento a uma dada área. Se considerarmos também que as fontes eólicas correspondem a sistemas não despacháveis, os problemas relacionados com o aumento deste tipo de geração na rede tornam-se ainda mais críticos.

A interligação dos parques eólicos à rede elétrica das concessionárias de energia reporta, assim, à necessidade de diversos estudos específicos, tais como:

- 1- Estudos Econômicos: Observando critérios como crédito de energia, crédito de capacidade, redução de custos;
- 2- Qualidade de energia: Avaliando a possibilidade da ocorrência de cintilação (*flicker*), distorções harmônicas, ressonâncias, e outros fenômenos prejudiciais à operação das cargas e dos equipamentos do sistema elétrico, (SILVA *et al.*, 1999);
- 3- Confiabilidade: Relacionada aos índices de segurança e a necessidade de aumento da reserva girante das unidades de geração convencionais do sistema;
- 4- Estabilidade transitória: Análise do tipo de tecnologia de geração a ser adotada, baseada em critérios relacionados com a margem de estabilidade transitória, e a controlabilidade, proporcionada pelas várias configurações de sistemas eólicos existentes, para integração nas redes elétricas, (NUNES *et al.*, 2002b e 2003b).

Tais estudos servem de subsídios para o estabelecimento de procedimentos operacionais adequados à proteção dos parques eólicos integrados nas redes elétricas. Estes estudos são fundamentais à avaliação dos impactos que a integração eólica pode causar no sistema elétrico, tanto na operação em regime permanente, quanto em situações de distúrbios transitórios severos na rede elétrica.

A presente tese aborda os aspectos relacionados com a estabilidade transitória pós-falta dos aerogeradores, quando interligados aos sistemas elétricos com geração convencional. Neste estudo, são consideradas as duas configurações de sistemas eólicos existentes, ou seja, velocidade fixa e variável. Junto a estas, são acoplados geradores assíncronos, os quais têm hoje despontado como bastante promissores para aplicações em sistemas eólicos.

1.2- Integração de Sistemas Eólicos na Rede Elétrica – Novos desafios

Antes de prosseguir com o estudo, é importante definir os conceitos gerais de sistemas eólicos de velocidade fixa e variável, os quais serão referidos no texto a seguir. Entende-se por sistemas eólicos de velocidade fixa, aqueles, onde a rotação do rotor do gerador é mantida pela rede elétrica. Neste caso, o gerador é diretamente interligado à rede. Normalmente são adotados em tais esquemas geradores assíncronos de rotor em gaiola. Nos sistemas de velocidade variável, por outro lado, a rotação do rotor do gerador é desacoplada da frequência da rede elétrica, a partir do uso de conversores estáticos, podendo ser adotadas máquinas síncronas ou assíncronas nesta configuração. O funcionamento e as características próprias de cada um destes sistemas serão descritos detalhadamente no Capítulo 2.

Com o objetivo de ilustrar uma parcela do espectro dos novos desafios que surgem com o advento dos sistemas eólicos integrados na rede elétrica, são apresentados a seguir alguns aspectos importantes relacionados com esta geração, principalmente quando inserida em redes fracas ou isoladas, ou opcionalmente, em redes mais fortes quando uma parte relevante da geração for eólica:

- 1- Quanto maior a participação eólica no sistema elétrico (penetração eólica), maiores são as dificuldades no estabelecimento do pré-despacho e do despacho das usinas convencionais, em virtude das flutuações da potência fornecida. Esse problema depende do regime de ventos, existindo assim, a necessidade de uma reserva operativa nas

demais unidades que compense as súbitas quedas na geração proveniente das turbinas eólicas, as quais podem durar até alguns segundos.

- 2- A falta de regulação dos geradores assíncronos convencionais com rotor em gaiola, utilizados nos sistemas eólicos fixos, gera problemas no perfil de tensão no entorno desta geração, exigindo normalmente o uso de esquemas de compensação reativa adicionais. Mesmo que os aerogeradores assíncronos sejam compensados individualmente, estes absorvem potência reativa da rede para sua operação, como será mostrado. Este consumo adicional de reativos certamente altera o comportamento transitório do sistema elétrico, durante o período de falta.
- 3- Dependendo do grau de penetração da geração eólica na rede, pode-se verificar variações substanciais na frequência. Diante de perturbações elétricas, se os sistemas não forem suficientemente fortes, os geradores assíncronos de rotor em gaiola, podem apresentar redução na excitação durante o período transitório, perdendo a estabilidade e exigindo a presença de sistemas de proteção ajustados para tais situações. Os aspectos deste item e do anterior abrem discussões para o uso dos esquemas eólicos de velocidade variável.
- 4- É possível, em função da inércia das máquinas convencionais em operação e de suas características de velocidade, verificar o aparecimento de grandes variações de frequência que comprometam a operação do sistema, ocasionando desligamentos da carga e dos aerogeradores, a partir da proteção contra sobrefrequências.
- 5- A integração de parques eólicos em esquemas de geração distribuída, normalmente caracterizados por redes de distribuição ou subtransmissão, requer cuidados relativos ao novo perfil da corrente de falta, para que a estabilidade transitória do sistema não seja comprometida.

A implementação de novas tecnologias, envolvendo controles adicionais junto aos sistemas eólicos de velocidade fixa ou a adoção de esquemas eólicos de velocidade variável, apresentam-se como soluções viáveis para grande parte dos problemas expostos.

Entre os aspectos positivos que podem decorrer da implantação adequada da geração eólica, enumeram-se os seguintes: redução no carregamento do sistema elétrico e conseqüentemente maior flexibilidade operativa, redução nas perdas elétricas e dependendo da localização das turbinas eólicas, melhorias no perfil de tensão da rede e na estabilidade do parque eólico.

1.3- Revisão Bibliográfica.

Com o objetivo de tratar de forma detalhada a dinâmica relacionada à inserção dos aerogeradores no sistema elétrico, considerando vários aspectos como: a implementação de controles junto às turbinas eólicas, o desenvolvimento de modelos mais complexos para representação física destas, além da adoção de novas tecnologias que abrangem o uso dos sistemas eólicos de velocidade variável, destacam-se nos subitens a seguir, alguns trabalhos anteriores a esta tese, que refletem o estado da arte da análise transitória dos esquemas eólicos nas configurações de velocidade fixa e variável.

1.3.1- Sistemas Eólicos de Velocidade Fixa

Vários autores vêm se dedicando a análise do comportamento das turbinas eólicas de velocidade fixa integradas ao sistema elétrico. STAVRAKAKIS & KARINIOTAKIS (1995a), desenvolveram um algoritmo para simulação de um sistema eólico-Diesel isolado. Neste trabalho, o modelo adotado para avaliação do comportamento transitório das turbinas eólicas de velocidade fixa (acopladas a geradores de indução com rotor em gaiola) foi o de massa única ou global. Este modelo despreza a dinâmica do eixo que interliga a turbina ao gerador, o que resulta em um aumento da margem de estabilidade transitória da resposta, ou seja, respostas menos conservadoras, diante de perturbações na fonte eólica primária, ou faltas na rede elétrica, conforme será visto nos resultados das simulações realizadas na presente tese.

LOPES *et al.* (1999) desenvolveram um trabalho sobre o impacto da integração da Produção Eólica em Redes Elétricas. Neste artigo é descrita de forma sintética a metodologia adotada para a realização de um conjunto de estudos do comportamento em regime permanente e transitório, com o objetivo de avaliar os impactos decorrentes do aumento da capacidade de produção eólica em um sistema elétrico.

O trabalho de EDWARDS *et al.* (2000) avaliou a dinâmica das redes de distribuição quando geradores síncronos distribuídos interligados com turbinas a gás são inseridos nestas. Os resultados obtidos mostraram uma certa degradação na estabilidade transitória, explicada pelo baixo amortecimento proporcionado por estes geradores, os quais são normalmente caracterizados por baixa inércia, altas reatâncias e pequenas constantes de tempo. Do ponto de vista da rede de distribuição, as oscilações dos geradores resultarão em oscilações da potência, frequência e falsas atuações da proteção na rede, afetando conseqüentemente a qualidade no suprimento da energia aos consumidores. Este

artigo indicou que a situação pode tornar-se mais crítica se geradores de diversas potências (diferentes constantes de inércia) e tipos (geradores assíncronos) forem inseridos. A desconexão dos geradores, em conseqüência a situações de instabilidade devido à operação da proteção, poderá ter impactos sobre o controle da frequência elétrica e a parcela de reserva de potência (reserva operativa) necessária à manutenção da estabilidade da rede.

AKHMATOV *et al.* (2000) desenvolveram um modelo dinâmico de 5^o ordem para representação do gerador assíncrono eólico em gaiola, interligado à rede elétrica. Este modelo incluiu os transitórios do estator. É importante ressaltar, por outro lado, que levar em conta o transitório do estator da máquina, implica considerar também o transitório da rede, o que normalmente não é realizado nos estudos de estabilidade, tendo em vista que a taxa de decaimento deste transitório é muito rápida, quando comparada aos demais fenômenos em análise; o custo computacional não justifica a implementação do mesmo. Aspectos referentes aos procedimentos de proteção hoje adotados a nível mundial, como a retirada total dos parques eólicos logo após a ocorrência de faltas na rede elétrica foram também avaliados.

Outro trabalho que também trata dos aspectos de proteção citados é o de WIJK *et al.* (2000). Neste artigo foi analisada uma situação onde a integração eólica no sistema elétrico é bem maior, sendo proposto a retirada de somente uma parte do parque eólico, após a ocorrência das faltas (curto-circuito), de forma a não comprometer a estabilidade transitória da rede.

SOUZA *et al.* (2001b e 2001b) analisaram a estabilidade transitória de um sistema elétrico com geradores assíncronos de rotor em gaiola trabalhando em conjunto com geradores síncronos. Os geradores de indução são supridos com potência reativa local, através de bancos de capacitores, sendo acionados por turbinas que utilizam como energia primária os resíduos industriais da cana de açúcar oriundos do processo produtivo das usinas de álcool. O sistema de geração assíncrono trabalha em regime de co-geração com a rede de energia elétrica. Os resultados obtidos neste trabalho identificaram, ao contrário do previsto no artigo de EDWARDS *et al.* (2000), uma melhoria na estabilidade transitória do sistema elétrico, quando os pequenos geradores assíncronos foram incluídos neste, diante da perda de parte da geração síncrona. Este artigo não analisou aspectos relacionados com a integração dos geradores de indução a sistemas não despacháveis, como as turbinas eólicas, investigadas no presente trabalho. O modelo adotado na representação dos geradores assíncronos interligados à máquina primária foi o de massa única ou global

1.3.2- Sistemas Eólicos de Velocidade Variável.

A discussão sobre a implementação de sistemas eólicos de velocidade variável vem ganhando força nos últimos anos basicamente em função dos cinco principais motivos expostos a seguir:

- 1- Possibilidade de maximização na potência extraída da turbina.
- 2- Grandes esforços mecânicos observados nos sistemas de transmissão (caixa de engrenagens e eixo) dos esquemas eólicos de velocidade fixa.
- 3- Problemas relacionados ao desempenho dinâmico dos geradores assíncronos com rotor em gaiola, utilizados junto às turbinas de velocidade fixa, (NUNES *et al.* 2003a).
- 4- Avanços tecnológicos ocorridos nos dispositivos semicondutores estáticos e nos conversores eletrônicos de potência.
- 5- Problemas de qualidade de energia, (SILVA *et al.*, 1999).

CARLSON *et al.* (1994) realizaram comparações entre vários sistemas elétricos para operação em sistemas eólicos de velocidade variável. Geradores síncronos, assim como os de indução, foram avaliados. Conversores com comutação pela linha (conversores com tiristores) foram comparados aos conversores de comutação forçada a transistor (IGBT). As características dos sistemas foram analisadas em relação à qualidade de energia (injeção de harmônicas na rede), perdas elétricas e custo. A potência nominal dos sistemas investigados ficou na faixa de 400 kW para integração junto às redes elétricas. Neste trabalho ainda não foram considerados os geradores assíncronos duplamente excitados. As investigações mostraram que o aumento do custo na implementação de conversores com comutação forçada é compensada pela redução no nível de harmônicos injetados na rede por estes conversores, em relação aos sistemas com comutação pela linha, o que implica na utilização de filtros de menor potência, com conseqüente menor custo.

PENA *et al.* (1996) apresentaram um sistema eólico de velocidade variável com gerador de indução duplamente excitado interligado a dois conversores com modulação PWM conectados na forma anti-paralelo ao circuito do rotor da máquina. Este trabalho se caracterizou pela implementação experimental (em laboratório) de um protótipo com potência de 7.5 kW. Foram utilizados esquemas de controle vetorial junto aos conversores PWM. Os resultados obtidos mostraram uma baixa distorção harmônica nas correntes provenientes dos conversores, além da possibilidade de controle do fator de potência.

O trabalho de JONES (1997) mostrou que dentre os vários esquemas eólicos de velocidades variáveis existentes, o mais viável em termos econômicos corresponde ao que adota o gerador de indução duplamente excitado. Isto se deve em parte ao fato deste esquema propiciar a possibilidade de controle da potência em um intervalo limitado de variação da velocidade do eixo e também em função do conversor ligado ao rotor do gerador precisar ter apenas 25 a 30 % da potência nominal da máquina, o que implica conseqüentemente na redução das perdas totais na conversão da energia elétrica e dos custos associados. Estes aspectos serão tratados detalhadamente no Capítulo 2 da presente tese.

PAPADOPOULOS & PAPATHANASSIOU (1999) desenvolveram um artigo que se propôs a avaliar o desempenho dinâmico de várias configurações de sistemas eólicos fixos e variáveis diante de condições estocásticas da velocidade do vento, sem considerar faltas ou outras condições de operações extremas do sistema elétrico. A análise do comportamento dos esquemas, a partir de séries temporais típicas de velocidade do vento, mostrou que os sistemas eólicos de velocidade variável apresentam uma redução, em alguns casos consideráveis, na variabilidade do torque mecânico e da potência de saída das turbinas eólicas, o que implica na redução das perdas mecânicas e esforços do eixo. Este trabalho identificou também que os conversores estáticos de tensão com modulação por largura de pulso (PWM) mostram-se atualmente como os que apresentam melhor custo-benefício entre os vários esquemas de conversores apresentados, merecendo, portanto, uma avaliação criteriosa quanto ao seu desempenho dinâmico para aplicações na área de energia eólica integrada em redes elétricas.

Um exemplo típico da aplicação de sistemas eólicos de velocidade variável encontra-se no trabalho de SILVA *et al.* (1999), que desenvolveram um sistema isolado de bombeamento elétrico, baseado em um esquema de geração eólica de velocidade variável e frequência variável. Neste caso, foram utilizadas máquinas de indução, tanto na condição de motor para o bombeamento, quanto gerador integrado à turbina eólica. Adicionalmente, um compensador estático de reativos foi empregado para prover a corrente de magnetização de ambos o gerador e motor. Uma estratégia de controle vetorial indireta para o fluxo magnético do estator do gerador de indução foi adotada (LYRA *et al.*, 1995). A operação dinâmica e em regime permanente do sistema eólico foi estudada, baseado em resultados experimentais e de simulação.

SLOOTWEG *et al.* (2001a), apresentaram metodologias adequadas para o cálculo das condições iniciais dos modelos dinâmicos dos sistemas eólicos de velocidade fixa e variável, para fins de integração em softwares de simulação de transitórios eletromecânicos de sistemas elétricos de potência.

TAPIA *et al.* (2001a e 2001b), desenvolveram um artigo sobre a utilização dos geradores de indução duplamente excitados para o controle da potência reativa na saída de sistemas eólicos de velocidade variável. A primeira parte deste artigo avaliou aspectos relacionados ao limite da capacidade térmica do rotor devido às altas correntes provenientes do conversor, as quais aparecem quando tentamos controlar a potência reativa gerada ou absorvida pelo gerador duplamente excitado. Na segunda parte foram testados dois algoritmos, um que considera uma divisão proporcional da potência reativa entre as máquinas do parque eólico e outro baseado em um regulador proporcional integral. Este último mostrou-se mais robusto perante condições variáveis de velocidade do vento, apesar de alguns geradores terem atingido o limite de saturação magnética. Vale destacar, que na atualidade vem aumentando consideravelmente a parcela de geração eólica proveniente de sistemas de velocidade variável que utilizam geradores duplamente excitados nas redes elétricas da Espanha.

SLOOTWEG *et al.* (2001c), apresentaram neste artigo o modelo dinâmico do gerador síncrono a ímã permanente com acoplamento direto à turbina eólica (sem caixa de engrenagens). Este modelo inclui os controladores da velocidade e tensão terminais da máquina. Tal modelagem foi desenvolvida para fins de integração de parques eólicos em sistemas elétricos de potência.

SACCOMANDO *et al.* (2002) trataram dos efeitos da queda de tensão na rede sobre os conversores dos sistemas eólicos de velocidade variável. Neste trabalho, foram levantados os aspectos referentes à grande sensibilidade dos conversores estáticos dos sistemas eólicos, diante de distúrbios relacionados com o afundamento de tensão na rede elétrica.

No Capítulo 2, será dado também destaque ao levantamento do estado da arte dos sistemas eólicos de velocidade fixa e variável. Neste, será complementada a revisão bibliográfica atual.

1.4- Objetivo Geral

Esta Tese apresenta soluções originais para o aumento da margem de estabilidade transitória e controlabilidade dos sistemas eólicos integrados às redes elétricas. Estas soluções envolvem a utilização dos geradores assíncronos duplamente excitados os “doubly fed induction generators”, DFIG, nos esquemas eólicos de velocidade variável, ou alternativamente, o controle do ângulo de passo para os sistemas eólicos de velocidade fixa. Modelos dinâmicos adequados à representação dos sistemas de velocidade variável, na concepção DFIG, integrados à rede elétrica, são também desenvolvidos e complementam a proposta da mesma.

1.5- Objetivos Específicos – Contribuições do Trabalho

- 1- Caracterizar o estado da arte dos sistemas eólicos de velocidade fixa e variável, para fins de integração junto aos sistemas elétricos de potência.
- 2- Analisar o comportamento físico das máquinas assíncronas em gaiola funcionando como geradores, integrados ao sistema elétrico, dando destaque ao consumo contínuo de potência reativa por parte deste gerador e à contribuição do mesmo para as faltas na rede elétrica.
- 3- Desenvolver modelos de aerogeradores com capacidade de reprodução de desempenho dinâmico, integrados aos sistemas elétricos.
- 4- Estabelecer modelos dinâmicos adequados para representação dos geradores duplamente excitados e de seus conversores estáticos nos estudos de estabilidade de sistemas de potência.
- 5- Apresentar dois modelos possíveis, de fonte de tensão e fonte de corrente, para representação dos conversores estáticos interligados ao gerador duplamente excitado, nos estudos de estabilidade transitória, (NUNES, *et al.*, 2003a).
- 6- Implementar o controle da velocidade angular do eixo do rotor das turbinas eólicas nos esquemas de velocidade variável, objetivando a maximização da potência extraída pela turbina e a melhoria da estabilidade transitória.
- 7- Implementar a malha de regulação de tensão do gerador duplamente excitado.
- 8- Desenvolver um ambiente computacional que permita avaliar globalmente o problema da estabilidade transitória com inclusão das máquinas eólicas, ora abordado.

- 9- Incluir o transitório do eixo que interliga a turbina eólica ao gerador de indução com rotor em gaiola, nos esquemas eólicos de velocidade fixa, com o objetivo de obtenção de uma margem de estabilidade transitória mais realista para o sistema elétrico.
- 10- Implementar o controle do ângulo de passo da pá da turbina eólica para o aumento da margem de estabilidade transitória pós-falta nos sistemas eólicos de velocidade fixa.
- 11- Desenvolver estudos dinâmicos que contemplem o religamento ou a manutenção dos aerogeradores na rede elétrica durante a ocorrência de faltas severas, como curto circuitos.
- 12- Demonstrar que os geradores duplamente excitados, nos sistemas eólicos de velocidade variável, podem ser utilizados para manutenção da estabilidade transitória do sistema eólico na seqüência de distúrbios na rede elétrica, contribuindo também para o aumento da controlabilidade do sistema elétrico.

1.6- Prioridade do Tema Abordado

A margem de estabilidade transitória proporcionada pelos sistemas eólicos na rede elétrica, objetivo principal da presente tese, e que gera a necessidade do desenvolvimento de modelos dinâmicos adequados que representem fielmente o comportamento transitório das variáveis dos aerogeradores integrados ao sistema elétrico, constitui-se em um assunto novo e prioritário na operação dos sistemas eólicos integrados às redes elétricas diante de situações de distúrbios na mesma. Este assunto toma ainda maiores proporções com o aumento da integração eólica nos sistemas de potência, pois nestes casos, tornam-se críticos os aspectos relacionados à reserva operativa e o impacto que a desconexão definitiva, o desligamento temporário ou a manutenção dos parques eólicos, pode trazer sobre a operação do sistema elétrico.

1.7- Metodologia

Em função dos objetivos específicos, previamente estabelecidos, a metodologia prevista para o desenvolvimento desta Tese de Doutorado consistiu nas etapas descritas a seguir, as quais foram realizadas em grande parte no Laboratório de Sistemas de Potência (LABSPOT) da Universidade Federal de Santa Catarina, sendo concluídas no Instituto de

Engenharia de Sistemas e Computadores (INESC) na cidade do Porto em Portugal. Os itens são apresentados na ordem cronológica em que os mesmos foram executados:

- i. Contextualização e revisão bibliográfica pertinente, com ênfase às áreas de estudo de sistemas eólicos integrados às redes elétricas, e elaboração de uma documentação técnica com base na bibliografia estudada;
- ii. Desenvolvimento de modelos dinâmicos para os componentes do sistema de geração convencional e para os sistemas eólicos de velocidade fixa;
- iii. Desenvolvimento de um ambiente computacional integrado, no software MATLABTM, para implementação dos modelos citados no item anterior; Este ambiente permitiu avaliar de forma global ou sistêmica o problema da estabilidade transitória com a inclusão dos parques eólicos;
- iv. Inclusão do transitório do eixo que interliga a turbina eólica ao gerador de indução com rotor em gaiola nos esquemas eólicos de velocidade fixa, com o objetivo de obtenção de uma margem de estabilidade transitória mais realista para o sistema eólico de velocidade fixa;
- v. Implementação de controles mecânicos junto às turbinas eólicas para melhoria da estabilidade transitória, (NUNES *et al.*, 2002b);
- vi. Redação e Defesa do Exame de Qualificação em julho de 2002;
- vii. Implementação dos modelos referentes às tecnologias recentes, envolvendo os sistemas eólicos de velocidade variável com geradores duplamente excitados na configuração DFIG, e avaliação da margem de estabilidade transitória proporcionada por tais esquemas no sistema elétrico de potência;
- viii. Realização de estágio de Doutorado no exterior. Este estágio contribuiu para a troca de experiências, junto ao INESC, na área de modelagem dinâmica dos sistemas eólicos de velocidade variável na concepção DFIG em estudos de estabilidade de sistemas de potência; permitindo ainda a elaboração conjunta de mais um artigo submetido e aceito na IEEE, (NUNES *et al.*, 2003b), na referida área de análise transitória da integração dos parques eólicos, nos esquemas de velocidade variável, às redes elétricas;
- ix. Foram desenvolvidos ainda no INESC estudos dinâmicos que contemplaram o desligamento temporário e a manutenção dos aerogeradores no sistema elétrico, durante a ocorrência de faltas na rede.
- x. Conclusão das Simulações computacionais e redação final da tese de doutorado.

1.8- Estrutura do Trabalho

Dentro dos objetivos propostos e considerando a metodologia utilizada, este trabalho foi estruturado de acordo com os tópicos a seguir:

O Capítulo 1 apresenta uma breve introdução sobre o tema, a escolha e a importância do assunto. Neste, se discutem aspectos relacionados com a integração de parques eólicos na rede elétrica, e os estudos específicos que devem nortear esta integração. É realizada uma breve revisão bibliográfica dos principais autores na área, sendo ainda estabelecidos os objetivos principais e a prioridade do tema ora abordado.

Na sequência da tese, o Capítulo 2 apresenta os componentes de um sistema eólico para fins de geração de energia elétrica, descrevendo os principais esquemas de controle das turbinas eólicas e geradores síncronos e assíncronos acoplados a estas. O objetivo deste capítulo é fornecer uma visão clara do estado da arte dos esquemas eólicos de velocidade fixa e variável, para fins de integração nas redes elétricas. Em particular, em relação aos esquemas de velocidade variável, é destacada a concepção que adota o gerador duplamente excitado no esquema Scherbius, com conversores bidirecionais interligados ao rotor e utilizada na presente tese, sendo dada ainda especial atenção aos conversores estáticos, principalmente no que se refere aos aspectos técnicos e econômicos.

O Capítulo 3 apresenta o comportamento dos geradores síncronos e assíncronos, quando integrados à rede elétrica. Neste, são realizadas comparações e estabelecidas as principais diferenças existentes entre as máquinas síncronas e as de indução, funcionando como geradores conectados aos sistemas de potência. É ainda apresentado o gráfico da potência ativa versus potência reativa do gerador assíncrono em gaiola, aspecto pouco tratado na literatura, sendo dado destaque às especificidades da máquina em gaiola no que se refere ao consumo de potência reativa, necessário para operação desta nas condições de motor e gerador, e as implicações deste consumo na estabilidade do sistema elétrico. Aspectos relacionados à contribuição da corrente de curto circuito das máquinas de indução na rede elétrica são também analisados.

O Capítulo 4 trata dos modelos dinâmicos dos componentes do sistema elétrico. Especial atenção é dada à modelagem das turbinas eólicas e dos geradores assíncronos interligados às mesmas, nas configurações fixa e variável. Destaca-se o uso de modelos aerodinâmicos mais refinados para avaliação do comportamento transitório dos rotores eólicos, e de controles adicionais, como a regulação da velocidade do eixo da turbina eólica, e da tensão junto ao gerador duplamente excitado. Os modelos de fonte de tensão e

corrente para representação dos conversores interligados ao rotor das máquinas duplamente excitadas são também tratados neste capítulo, (NUNES, *et al.*, 2003b). É descrita ainda a malha de controle do ângulo de passo, dentro de uma proposta original, que corresponde à atuação durante faltas na rede elétrica.

O Capítulo 5 apresenta o desenvolvimento de um software integrado que considera a rede de transmissão e um número qualquer de geradores síncronos e assíncronos, e permite avaliar globalmente o problema de análise transitória na rede elétrica, considerando a inserção dos sistemas eólicos. Nele é descrito o ambiente computacional dentro do modelo multimáquinas utilizado para tais simulações, sendo considerado também aspectos relacionados ao método de integração e a solução das equações algébrico-diferenciais adotadas.

No Capítulo 6 são apresentados os resultados das simulações baseadas nos modelos e ambiente computacionais originalmente desenvolvidos. Nestas simulações, é utilizada uma rede elétrica de distribuição do IEEE, que se enquadra bem nos objetivos propostos. São realizadas assim avaliações quanto à margem da estabilidade transitória do sistema elétrico, quando da utilização do modelo de massa única ou global x modelo do transitório do eixo tratado por SIMÕES COSTA *et al.*, (1989) para os sistemas de geração síncrona convencionais, e proposto nesta tese para os esquemas eólicos de velocidade fixa com geradores assíncronos (NUNES *et al.* 2002a). É avaliada a influência do controle do ângulo de passo na melhoria da estabilidade transitória dos sistemas eólicos de velocidade fixa com gerador assíncrono em gaiola, levando em conta o modelo da flexibilidade do eixo. É demonstrado ainda que a adoção dos esquemas eólicos de velocidade variável, baseados nos geradores duplamente excitados com conversores estáticos no esquema anti-paralelo, apresentados na presente tese, contribui para o aumento da controlabilidade do sistema elétrico garantindo que o mesmo possa se manter estável por um período de tempo maior, diante de distúrbios severos na rede elétrica de distribuição, tomada como base para os estudos desenvolvidos.

Finalmente, o Capítulo 7 apresenta as conclusões gerais da tese juntamente com as diretrizes que devem nortear a integração de parques eólicos nas redes elétricas fracas, ou opcionalmente, com grande parcela de geração eólica, estando estas diretrizes baseadas nos resultados obtidos. Em seqüência, são apresentados os anexos e as referências bibliográficas.

2. Sistemas Eólicos de Velocidade Fixa e Variável

2.1- Introdução

Neste capítulo, serão apresentados os principais componentes de um sistema eólico, sendo realizado um estudo dos esquemas existentes para fins de geração de energia elétrica integrada às redes convencionais. Nele, serão descritas as configurações e a operação dos sistemas de velocidade fixa e variável e estabelecidas as diferenças, aplicações e os benefícios técnicos e econômicos de ambos.

São abordados ainda, a topologia dos conversores eletrônicos de potência para fins de aplicação nas turbinas de velocidade variável, os arranjos das máquinas síncronas com enrolamento de campo, ou ímãs permanentes, e máquinas de indução nas configurações duplamente excitada e em gaiola de esquilo, esta última, padrão de uso nos sistemas com velocidade fixa.

2.2- Principais Componentes do Sistema Eólico

Um sistema eólico é constituído por vários componentes mecânicos e elétricos, que devem trabalhar em harmonia de forma a propiciar um maior rendimento final. Para efeito do estudo global da conversão eólica, devem ser considerados os seguintes componentes principais:

- 1- Rotor: Responsável por transformar a energia cinética do vento em energia rotacional no eixo da turbina.
- 2- Transmissão e Caixa Multiplicadora: Responsável por transmitir a energia mecânica entregue pelo eixo do rotor até a carga (gerador). Alguns geradores não utilizam este componente, e neste caso o eixo do rotor acopla diretamente a turbina ao gerador. Estes sistemas são conhecidos como de acoplamento direto.
- 3- Mecanismos de Controle: Os mecanismos de controle destinam-se à orientação do rotor, controle de velocidade e carga. Devido aos diversos tipos de controle, existe uma grande variedade de mecanismos que podem ser mecânicos, (para o controle de velocidade, ângulo de passo, freio), aerodinâmicos (para o posicionamento do rotor e o ângulo de passo) ou elétricos (para o controle do gerador).

4- Gerador Elétrico: Os geradores que mais despontam para aplicações em sistemas eólicos são as máquinas de indução com rotor em gaiola, em esquemas eólicos de velocidade fixa, as máquinas assíncronas duplamente excitadas e finalmente as síncronas, com enrolamento de campo e rotor bobinado, nos sistemas de velocidade variável. As máquinas síncronas de imã permanente são hoje também vistas como uma boa alternativa, pela eliminação da caixa de engrenagens. Os geradores a imã permanente, por outro lado, podem apresentar sérios problemas de regulação de tensão em situações de variação na velocidade da máquina primária ou da carga elétrica, pois os mesmos não possuem um controle da tensão de campo, como as máquinas síncronas bobinadas, (BAUER *et al.*, 2000).

Uma descrição mais detalhada dos componentes aqui expostos será realizada nas sub-seções seguintes. As diversas partes constituintes de um sistema eólico típico são mostradas na figura 2.1:

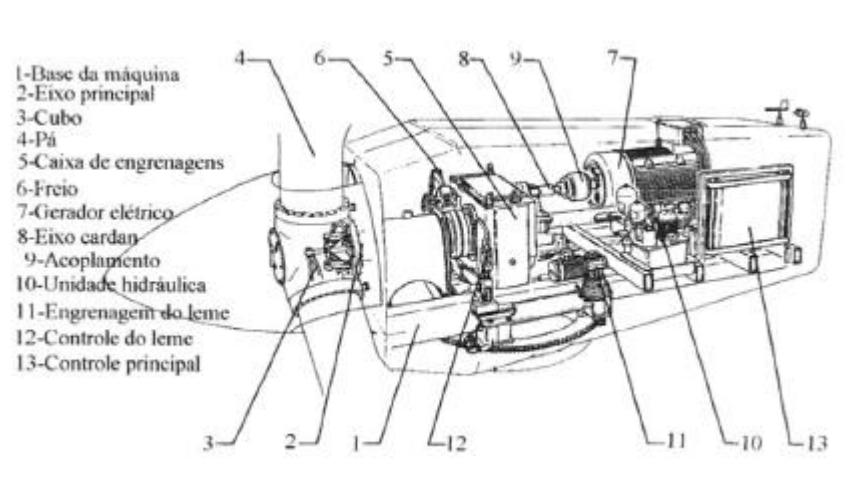


Figura 2.1- Componentes de um aerogerador no interior da nacela

2.2.1- Rotores Eólicos

Os rotores ou turbinas eólicas são os componentes principais de um sistema eólico e por este motivo a configuração dos mesmos influencia de forma direta no rendimento global do sistema. Estes podem ser classificados segundo vários critérios e o mais importante é o que utiliza a orientação do eixo. Assim, tem-se o rotor de eixo horizontal e eixo vertical.

Os rotores de eixo horizontal são movidos por forças aerodinâmicas chamadas de forças de sustentação (L) e de arrasto (D). A força de sustentação atua na direção tangencial à trajetória circular descrita por cada ponto superficial da pá e em favor do sentido de rotação desejado para o eixo principal. Já a componente de arrasto atua na direção tangencial ao perfil da pá sendo responsável pelas principais solicitações mecânicas impostas ao equipamento como um todo.

Um corpo que obstrui o movimento do vento sofre a ação de forças que atuam perpendicularmente ao escoamento (forças de sustentação) e de outras que atuam na direção do escoamento (forças de arrasto). Ambas são proporcionais ao quadrado da velocidade relativa do vento (W). Adicionalmente, as forças de sustentação dependem da geometria do corpo e do ângulo de ataque (ϵ), formado entre a velocidade relativa do vento e o eixo do corpo, como na Figura 2.2. Maiores detalhes deste modelo serão abordados no Capítulo 3.

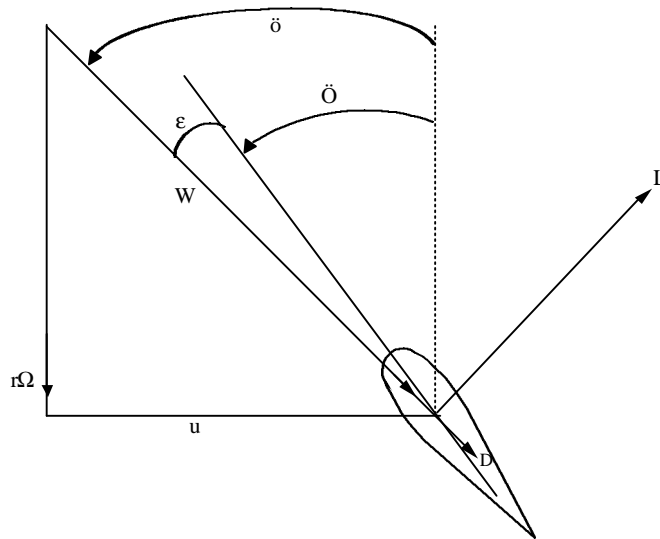


Figura 2.2- Forças atuando no perfil da pá e triângulo de velocidades

onde:

ϕ = ângulo do escoamento

Φ = ângulo de montagem

u = componente axial da velocidade relativa

$r\Omega$ = velocidade tangencial do rotor

Os rotores que giram predominantemente sob o efeito de forças de sustentação permitem liberar mais potência do que aqueles sob o efeito de forças de arrasto, para uma mesma velocidade de vento. Os rotores de eixo horizontal ao longo do vento

(aerogeradores convencionais), são predominantemente movidos por forças de sustentação e devem possuir mecanismos capazes de permitir que o disco varrido pelas pás esteja sempre em posição perpendicular ao vento. Nestes sistemas, o ângulo de ataque em qualquer ponto da pá é aproximadamente constante para uma dada velocidade do vento.

Construtivamente, as pás podem ter as mais variadas formas, empregando os mais diversos materiais. Em geral, utilizam-se pás rígidas de madeira / epóxi laminado, aço e fibra de vidro reforçada ou GRP “glass-reinforced polyester”. No que se refere ao número de pás, as turbinas podem ter uma, duas ou três pás. As de uma pá apresentam problemas sérios de fadiga na base do rotor devido a sua assimetria, e a potência gerada pelas de duas pás é inferior à obtida com as de três, além das turbinas de duas pás apresentarem aumento no nível de ruído devido à maior velocidade na ponta das pás do rotor. Por estas características, as turbinas de três pás são normalmente utilizadas, (REGUSE *et al.*, 1999).

Quanto à posição do rotor em relação à torre, o disco varrido pelas pás pode estar a jusante do vento “*downwind*” ou a montante “*upwind*”. No primeiro caso, a sombra da torre provoca vibrações nas pás. No segundo, a sombra das pás resulta em esforços vibratórios sobre a torre. Sistemas a montante do vento necessitam de mecanismos de orientação do rotor com o fluxo de vento, enquanto nos sistemas a jusante, a orientação realiza-se automaticamente. Por outro lado, estes últimos possuem a desvantagem de operarem sob condições de grande turbulência que o fluxo de ar apresenta após a passagem pela torre, além de proporcionarem um maior nível de ruído quando da passagem das pás pela torre, o que leva a configuração de frente para o vento, ou seja, a montante, ser adotada.

Em geral, os rotores de eixo vertical têm a vantagem de não necessitarem de mecanismos de acompanhamento para variações da direção do vento, o que reduz a complexidade do projeto e os esforços devidos às forças de Coriolis, (REGUSE *et al.*, 1999). Os rotores de eixo vertical também podem ser movidos por forças de sustentação “*lift*” e forças de arrasto “*drag*”. Os principais tipos de rotores de eixo vertical são *Darrieus*, *Savonius* e turbinas com torre de vórtices. Esses rotores, por outro lado, ainda apresentam problemas sérios relacionados com a eficiência da conversão de energia do vento em energia cinética, pelo fato do ângulo de ataque em qualquer ponto da pá variar com o tempo, o que resulta em potências e cargas instáveis. Em geral, este tipo de turbina tem vida útil relativamente curta apresentando elevada frequência de vibração e defeitos, (FRANCESCHETTI *et al.*, 1999).

2.2.2- Caixa de Engrenagens

A transmissão, que engloba a caixa multiplicadora, possui a finalidade de transmitir a energia mecânica, entregue pelo eixo do rotor até o gerador, multiplicando sua velocidade angular. Esta é composta por eixos, mancais, engrenagens de transmissão e acoplamentos. A Figura 2.1 apresenta a localização da caixa multiplicadora dentro do sistema de geração eólica.

A caixa de engrenagens acopla as velocidades ótimas da turbina com as do gerador, as quais se encontram em intervalos diferentes. A velocidade angular dos rotores geralmente varia na faixa de 20 a 150 rpm, devido às restrições de velocidade na ponta da pá, (JENKINS *et al.*, 2000). Entretanto, os geradores trabalham a rotações muito mais elevadas (em geral, entre 1200 a 1800 rpm), tornando necessária a instalação de um sistema de multiplicação entre os eixos.

Mais recentemente, alguns fabricantes desenvolveram aerogeradores sem a caixa multiplicadora, ou seja, com acoplamento direto entre a turbina e o gerador, abandonando a forma tradicional de construir turbinas eólicas, principalmente nos sistemas que adotam máquinas síncronas, (HANSEN *et al.*, 2001). Assim, ao invés de utilizar a caixa de engrenagens com alta relação de transmissão, necessária para alcançar a elevada rotação dos geradores, adotam-se geradores multipolos, de baixa velocidade e maior diâmetro, resultando em um menor comprimento axial de toda a parte móvel.

2.2.3- Mecanismos de Controle

As turbinas eólicas mais recentes utilizam dois princípios diferentes de controle aerodinâmico para limitar a extração de potência a um valor próximo à potência nominal do aerogerador. São chamados de controle estol “stall control” e controle de passo “pitch control”. No início, décadas de 80 e 90, a maioria dos aerogeradores usava o controle estol simples; atualmente, entretanto, com o aumento da potência das máquinas e da utilização de sistemas eólicos de velocidade variável os fabricantes estão optando pelo sistema de controle de passo que oferece maior flexibilidade na operação das turbinas eólicas. No workshop “Wind Energy 2002” dos fabricantes de sistemas eólicos, realizado em Hamburgo na Alemanha em 2002, o controle de passo foi estabelecido como a escolha principal para os sistemas eólicos de velocidade variável em turbinas com rotores de diâmetro igual ou superior a 62 metros, (DE VRIES, 2002). A seguir estes dois tipos de controle serão descritos.

2.2.3.1- Controle Estol

O controle estol é um sistema passivo que reage à velocidade do vento. As pás do rotor são fixas em seu ângulo de passo e não podem girar em torno de seu eixo longitudinal. O ângulo de passo é escolhido de forma que, para velocidades de vento superiores à nominal, o escoamento em torno do perfil da pá do rotor descola progressivamente da superfície da mesma (estol), reduzindo as forças de sustentação e aumentando as forças de arrasto. Os sistemas eólicos de velocidade fixa normalmente adotam este tipo de controle, (SØRENSEN *et al.*, 2001).

Sob todas as condições de ventos, superiores à velocidade nominal, o escoamento do fluxo de ar em torno dos perfis das pás do rotor é, pelo menos parcialmente, descolado da superfície produzindo menores forças de sustentação e elevadas forças de arrasto. Menores sustentações e maiores arrastos atuam contra um aumento da potência do rotor, (ALVES, 1997). Para evitar que o efeito estol ocorra em todas as posições radiais das pás ao mesmo tempo, o que reduziria significativamente a potência do rotor, as pás possuem uma certa torção longitudinal que as levam a um suave desenvolvimento deste efeito, (CONNOR & LEITHEAD, 1996). A Figura 2.3 visualiza o princípio do estol com o descolamento do fluxo de ar mostrado na região mais clara onde se percebe também uma zona de turbulência.



Figura 2.3- Fluxo separado (Estol) em volta do perfil

Turbinas com controle estol são mais simples do que as de controle de passo porque naturalmente elas não necessitam de um sistema de alteração de posição (passo) da pá. Em comparação com os aerogeradores com controle de passo, elas possuem, em princípio, as seguintes vantagens:

- Estrutura de cubo do rotor simples
- Menor manutenção devido a um número menor de peças móveis
- Maior confiabilidade do controle de potência

Nos últimos anos, foi desenvolvida uma combinação de controle por estol e de passo, o conhecido “estol ativo” adotado também por fabricantes de sistemas eólicos de velocidade fixa como a Bonus. Neste caso, o passo da pá do rotor é girado na direção do

estol e não na direção da posição de embandeiramento (menor sustentação), como é realizado nos sistemas de passo normais. As vantagens deste sistema estão no fato de que são necessárias pequenas mudanças no ângulo de passo da pá, possibilidade de controle da potência sob condições de operação em potência parcial (ventos baixos) e a proteção a partir da posição de embandeiramento das pás do rotor para cargas pequenas, em situação de ventos extremos.

2.2.3.2- Controle de Passo

O controle de passo, por sua vez, é um sistema ativo que normalmente necessita de uma informação vinda de um controlador, (MULJADI & BUTTERFIELD, 2001). Sempre que a potência nominal do gerador é ultrapassada, devido a um aumento da velocidade do vento, as pás do rotor são feitas girar em torno do seu eixo longitudinal; em outras palavras, as pás mudam o seu ângulo de passo para reduzir o ângulo de ataque. Esta redução do ângulo de ataque diminui as forças aerodinâmicas atuantes e, conseqüentemente, a extração de potência. Para todas as velocidades do vento superiores à nominal, o ângulo é escolhido de forma que a turbina produza apenas a potência nominal. Sob todas as condições de vento, o escoamento em torno dos perfis das pás do rotor é bastante aderente à superfície produzindo sustentação aerodinâmica e pequenas forças de arrasto como mostrado na Figura 2.4.



Figura 2.4- Fluxo Aderente ao Perfil

Turbinas com controle de passo, são naturalmente mais sofisticadas e complexas do que as de passo fixo, controladas por estol, pois necessitam de um sistema de variação de posição da pá. Por outro lado, elas possuem certas vantagens:

- 1- Permitem controle de potência ativa sob todas as condições de vento, também sob potências parciais;
- 2- Alcançam a potência nominal mesmo sob condições de baixa massa específica do ar (grandes altitudes dos sítios, altas temperaturas);
- 3- Maior produção de energia mecânica sob as mesmas condições de vento, em comparação ao controle por estol;

- 4- Partida simples do rotor pela mudança do ângulo de passo;
- 5- Frenagem menos forte para paradas de emergência do rotor;
- 6- Cargas das pás do rotor decrescentes com ventos aumentando acima da potência nominal;
- 7- Posição de embandeiramento das pás do rotor para cargas pequenas em ventos extremos;
- 8- Massas das pás do rotor menores resultando em massas menores dos aerogeradores;
- 9- Melhoria da estabilidade transitória do sistema eólico em resposta a perturbações na rede elétrica. Este aspecto foi desenvolvido nesta tese e será apresentado no Capítulo 6 de resultados, (NUNES *et al.*, 2002b).

2.2.4- Geradores

A escolha dos geradores a serem integrados aos sistemas de conversão eólica constitui-se em um problema tecnológico que depende do esquema adotado (velocidade fixa ou variável), envolvendo os seguintes aspectos relacionados à energia primária e à rede elétrica na qual o sistema eólico é inserido:

- Comportamento característico da velocidade do vento e conseqüentemente do torque mecânico de entrada na turbina no local onde se pretende implementar o sistema eólico, uma vez que alterações da energia eólica captada induzem variações da potência mecânica disponível no eixo do rotor do gerador;
- Exigência de frequência e tensão constantes na energia elétrica final produzida;
- Rede elétrica fraca, com limitações na transmissão da potência elétrica, ou sistema forte com reservas de potência reativa;
- Facilidade de instalação, operação e manutenção do gerador em situações de isolamento geográfico, sobretudo em casos de pequena escala de produção em redes elétricas isoladas.

Neste contexto, é importante destacar quatro tipos de geradores os quais são: as máquinas de indução de rotor em gaiola; os geradores assíncronos duplamente excitados; as máquinas síncronas a ímã permanente; e finalmente os geradores síncronos de rotor bobinado que são considerados hoje uma tecnologia adequada para aplicações junto a turbinas eólicas e que vêm despertando interesse da comunidade científica e dos

fabricantes. A seguir, descrevem-se as configurações eólicas existentes para estes geradores.

2.2.4.1- Gerador a Ímã Permanente (PM)

A aplicação dos geradores a ímã permanente nos sistemas eólicos é idêntica à da máquina síncrona padrão, com exceção da característica do campo magnético principal gerado por ímãs, o que dificulta o controle da tensão de campo e conseqüentemente do fator de potência na saída do gerador. Normalmente estes geradores apresentam problemas de regulação de tensão na presença de variações na velocidade do eixo do rotor ou na corrente da carga. Devido a estas características, esta máquina é menos adequada para integração em turbinas eólicas de velocidade fixa, sendo a configuração mais usual a que adota os conversores estáticos para interligação do estator à rede elétrica. Isto gera uma desvantagem adicional que corresponde à necessidade da utilização de um conversor estático que processe a potência nominal da máquina resultando em um aumento considerável do custo de implantação do sistema e da complexidade no controle do mesmo.

As máquinas a ímã permanente são caracterizadas por entreferros de maior espessura o que permite uma redução na concentração do fluxo magnético concatenado no interior desta, mesmo nos geradores de muitos pólos, (HANSEN *et al.* 2001). A consequência prática deste aspecto é a possibilidade de se construir geradores de baixa velocidade de rotação, ou seja, grande número de pólos, com dimensões relativamente pequenas em relação à potência nominal de saída. Neste caso, o gerador trabalha a baixas velocidades de rotação (gerador multipolos), diretamente acoplado ao rotor da turbina eólica, sem necessidade da caixa de engrenagens, conforme mostrado na Figura 2.5 a seguir. Nesta configuração toda a potência elétrica gerada pela máquina é processada pelo conversor de potência que funciona como a interface com a rede elétrica:

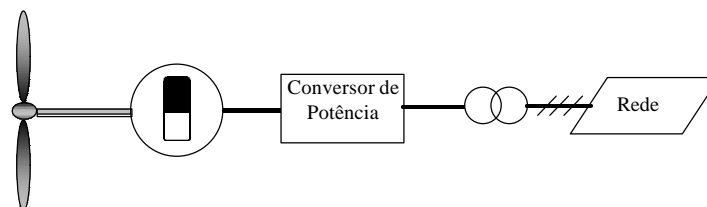


Figura 2.5-Sistema Eólico com Gerador a Imã Permanente – Acoplamento Direto

As máquinas síncronas a ímã permanente são, dependendo da potência e do ímã utilizado mais caras e tem maior eficiência devido à ausência das perdas nos enrolamentos do rotor. Por outro lado, é importante notar que esta eficiência é bastante dependente do torque mecânico e da velocidade aplicados. Nas condições de baixos torques ou velocidade, a eficiência pode cair drasticamente (SØRENSEN *et al.*, 2001). Estes tipos de geradores têm encontrado um grande campo de aplicação nas baixas potências (faixas de 1 a 20 kW) nos sistemas isolados, em substituição às máquinas de indução com rotor em gaiola de esquilo, auto-excitadas por banco de capacitores, que segundo NUNES (1996), e NUNES & BEZERRA (2000a e 2000b), normalmente apresentam problemas sérios com a regulação de tensão.

O protótipo de um gerador a ímã permanente com a potência nominal de 10 kW, acoplado a um conversor para integração à rede elétrica foi desenvolvido por WAN *et al.* (1999). Este trabalho evidencia aspectos importantes relacionados ao projeto destes geradores, como por exemplo, o peso associado ao tipo de ímã utilizado na máquina, o circuito magnético com análises das áreas de saturação, e o tipo de conversor estático para integração da máquina à rede elétrica. Estudos recentes têm sido realizados para avaliação do desempenho de geradores eólicos a ímã permanente com potências nominais na faixa de centenas de kW, como em HANSEN *et al.* (2001). Neste campo, merecem também destaque os trabalhos de LIPO *et al.* (1997) e SLOOTWEG *et al.* (2001c).

2.2.4.2- Gerador Síncrono de Rotor Bobinado

Os geradores síncronos de rotor bobinado para aplicações em sistemas eólicos normalmente apresentam a configuração de rotor de pólos salientes com grande número de pólos e baixa velocidade de rotação, o que propicia o acoplamento direto do gerador com a turbina eólica. A saliência do rotor resulta em um aumento no torque produzido pelo gerador, além de tornar a resposta da máquina mais estável diante das variações características na velocidade do vento, (JENKINS *et al.*, 2000). A máquina síncrona de rotor bobinado apresenta uma realimentação no enrolamento de campo do rotor a partir da rede elétrica com o uso de retificadores o que propicia a regulação da tensão. A Figura 2.6 apresenta esta concepção. Estes sistemas se caracterizam por rotores e estatores de grande diâmetro interligados à rede elétrica através de conversores estáticos em esquemas eólicos de velocidade variável.

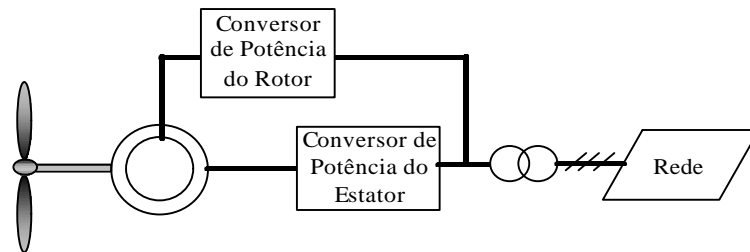


Figura 2.6- Gerador Síncrono de Rotor Bobinado com Realimentação de Campo

Um rotor típico de gerador síncrono multipolos utilizado em sistemas eólicos é mostrado na Figura 2.7. A Enercon como semi-monopolista e a Lagerwey são exemplos de fabricantes que produzem aerogeradores síncronos em larga escala com potências na faixa de centenas de kW (500 kW) até MW para integração nas redes elétricas.

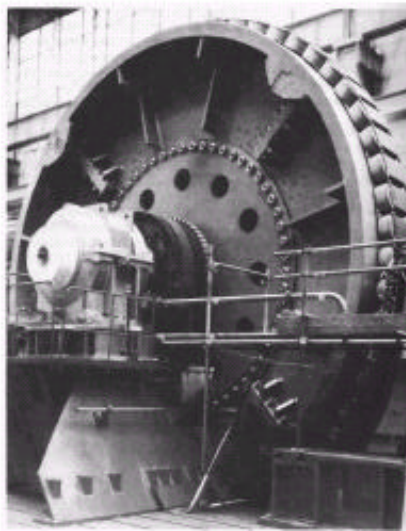


Figura 2.7- Rotor do Gerador Síncrono para Aplicação em Sistemas Eólicos (HANSEN *et al.*, 2001)

Assim como para as máquinas a ímã permanente, a desvantagem deste sistema encontra-se na necessidade de utilização de um conversor estático de potência idêntica a potência do gerador elétrico para processamento da energia proveniente do estator. Além deste aspecto, o elevado número de componentes e a grande dimensão dos mesmos, entre eles o rotor, estator e enrolamentos, torna este sistema uma solução de custo elevado.

2.2.4.3- Gerador Assíncrono de Rotor em Gaiola

Os geradores de indução com rotor em gaiola quando acoplados a sistemas eólicos podem ter os terminais do estator interligados à rede elétrica através de um conversor estático que propicia a operação em velocidade variável. Esta configuração traz os mesmos

problemas citados anteriormente em relação à necessidade da utilização de um conversor com potência nominal idêntica a da máquina. Adicionalmente, no caso específico do gerador assíncrono em gaiola existe a exigência no uso de chaves estáticas de comutação forçada que propiciem o controle do fator de potência junto à rede elétrica e o fornecimento de reativo ao gerador necessário a sua operação, o que eleva ainda mais o custo de implantação do sistema.

A outra concepção mais usual, e predominantemente adotada pelos fabricantes, considera a ligação direta do estator da máquina na rede elétrica ou de forma mais comum, a interligação do estator através de uma chave estática “soft-starter” (RODRIGUES *et al.*, 2001), que tem como objetivo propiciar a redução da corrente de “inrush” durante a conexão da máquina à rede (HAMMONS, 1994). Esta corrente é gerada pelo grande aumento na solicitação de reativo durante a partida do gerador assíncrono. Após a partida, é realizado um “by-pass” da chave e o gerador é finalmente sincronizado à rede, permanecendo diretamente ligado à mesma com uma frequência de rotação acima da nominal. A diferença entre a velocidade do rotor e a nominal corresponde ao escorregamento da máquina necessário a operação da mesma.

Além da chave estática, estes sistemas são compostos por bancos de capacitores que, em conjunto com o magnetismo residual do rotor da máquina, são responsáveis pela auto-excitação do gerador necessária para interligação do mesmo à rede elétrica (NUNES, 1996). A potência reativa proveniente dos capacitores é também requerida pelo gerador de indução para o estabelecimento do campo magnético rotativo da armadura (OUHROUCHE *et al.*, 1998). Estes bancos participam ainda na complementação do fornecimento de potência reativa proveniente dos geradores síncronos do sistema, contribuindo assim para manutenção da tensão nos terminais da máquina eólica em regime permanente. Os bancos de capacitores são fundamentais principalmente em redes fracas com alta impedância.

As máquinas de indução são interligadas às turbinas eólicas indiretamente através de caixas de engrenagens (multiplicadores de velocidade), pois as mesmas trabalham a altas velocidades com um pequeno número de pólos. Isto se deve ao fato de que devido à pequena espessura do entreferro, o fluxo magnético concatenado com o estator aumentaria para valores bastante elevados nas máquinas de muitos pólos, impossibilitando assim, o fluxo de corrente elétrica, necessário para geração do torque eletromagnético. Para evitar tal situação, as dimensões das máquinas de indução teriam de ser aumentadas o bastante para acomodar um número suficiente de ranhuras por pólo e por fase o que levaria

inevitavelmente a dimensões desproporcionais para o gerador em função do aumento da potência nominal de saída.

As duas concepções aqui citadas são mostradas na Figura 2.8 (a) e (b), a seguir. O comportamento transitório dos geradores assíncronos de rotor em gaiola quando inseridos em sistemas eólicos de velocidade fixa será investigado em detalhes ao longo da tese, sendo considerados os aspectos relacionados à margem de estabilidade transitória proporcionada por estas máquinas operando em redes elétricas fracas.

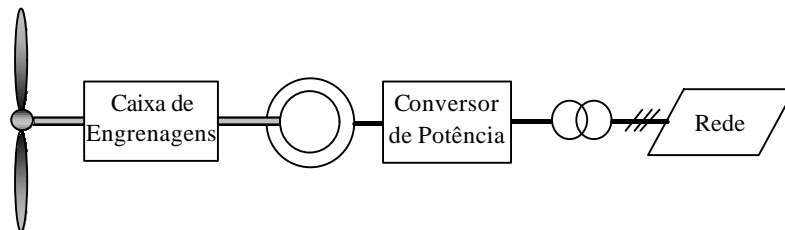


Figura 2.8a – Sistema Eólico com Gerador Assíncrono de Rotor em Gaiola Interligado à Rede Elétrica através de um Conversor Estático

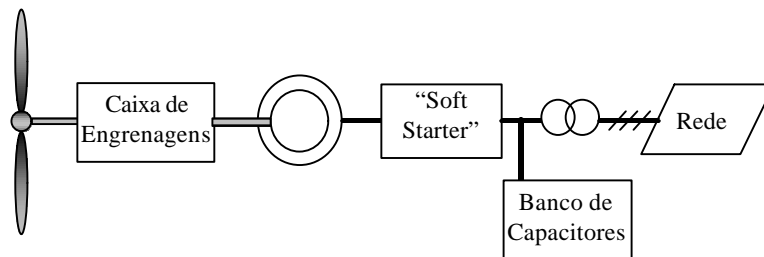


Figura 2.8b - Sistema Eólico Convencional com Gerador Assíncrono de Rotor em Gaiola e ligação direta à rede. Concepção Dinamarquesa

2.2.4.4- Geradores de Indução Duplamente Excitados

Existem várias concepções para interligação dos geradores duplamente excitados às turbinas eólicas. Uma das configurações adotadas para o gerador de indução bobinado consiste na ligação do mesmo através do rotor a um conversor em cascata, constituído de um retificador a diodo e um inversor a tiristor com comutação natural pela linha, como mostrado a seguir na Figura 2.9. Este esquema é conhecido como Kramer Estático, e nele a potência do escorregamento no circuito do rotor é entregue à rede pelo conversor trifásico. Do ponto de vista do conversor, o mesmo é relativamente simples, porém tem a limitação de operar somente nas velocidades sobre-síncronas, permitindo o fluxo da potência de escorregamento em um único sentido. Neste caso, é adotada uma estrutura de controle

convencional composta das malhas de corrente e velocidade (PAPATHANASSIOUS & PAPADOPOULOS, 1999).

A Substituição dos retificadores a diodo em ponte e dos inversores a tiristor, por conversores CA – CA no circuito do rotor tem-se tornado uma opção padrão para aplicações em altas potências, envolvendo um intervalo limitado de variação da velocidade da máquina. Este arranjo é conhecido como Scherbius Estático, (SUBRAHMANYAM, 1994). Tanto o acionamento Kramer, quanto o Scherbius, são indicados quando a faixa de controle de velocidade é limitada, como acontece nas turbinas eólicas, onde a velocidade varia em um intervalo entre a velocidade de partida “cut-in” até a velocidade nominal.

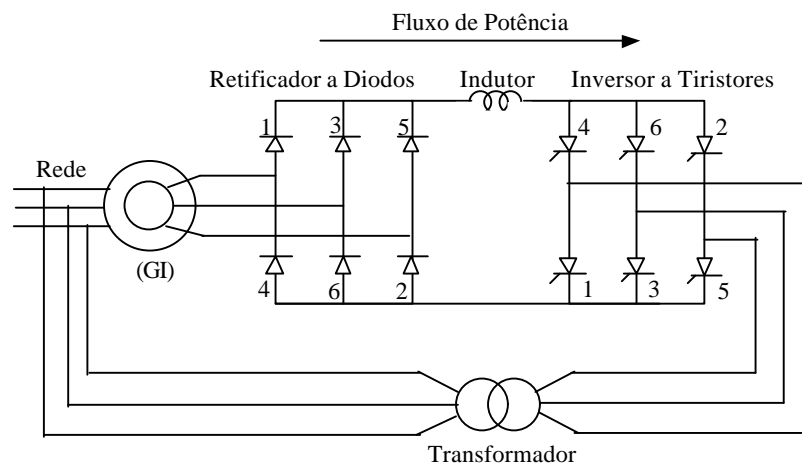


Figura 2.9- Gerador de indução duplamente alimentado. Acionamento Kramer Estático

Vários esquemas Scherbius apresentados na literatura empregam conversores controlados naturalmente pela corrente de linha, com ramos CC e cicloconversores ligados ao circuito do rotor, (JONES & JONES, 1993; PENA *et al.*, 1996). Uma das desvantagens no uso dos conversores com comutação natural é a necessidade de um circuito extra de comutação para operação na velocidade síncrona, o que resulta em uma degradação do desempenho global quando o escorregamento for baixo, (CARDICI & ERMIS, 1992). Adicionalmente, estes conversores fornecem formas de onda retangulares para as correntes, o que indica um alto conteúdo harmônico.

O problema na velocidade síncrona pode ser superado com o uso de um cicloconversor, como mostrado na Figura 2.10. Com este esquema é possível operar a máquina como motor e gerador nas velocidades sub-síncrona e sobre-síncrona. Uma análise detalhada do conteúdo harmônico das correntes geradas por estes dispositivos foi

apresentada por MITSUTOSHI & MOTOYOSHI (1991), o que ainda se mostra um problema nestes esquemas. Várias configurações são propostas na literatura para melhoria do desempenho destes sistemas, o que envolve normalmente um aumento na complexidade e no custo dos mesmos, (MACHMOUM *et al.*, 1992). Os cicloconversores apresentam ainda o problema adicional de trabalhar a um baixo fator de potência (KELBER, 2001).

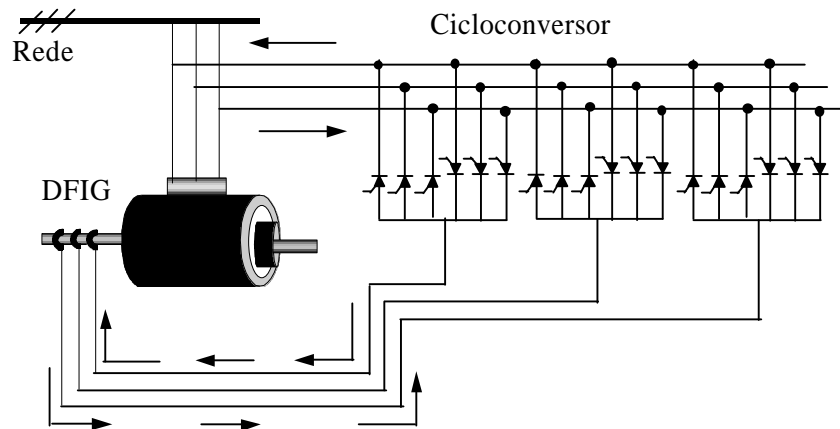


Figura 2.10- Gerador de indução duplamente alimentado com acionamento Scherbius Estático, baseados em cicloconversores

Os dois desenvolvimentos mais recentes em termos dos geradores de indução duplamente excitados correspondem ao esquema de acionamento Scherbius com uso de conversores PWM anti-paralelos bidirecionais interligados ao rotor da máquina de indução bobinada, e o sistema sem anéis e escovas, (BOGER & WALLACE, 1995; SUSTRONK, 1999).

A concepção do gerador duplamente excitado sem escovas é baseada na utilização de duas máquinas, que correspondem ao gerador principal e a máquina excitatriz. Neste sistema, as escovas e os anéis são substituídos por uma segunda máquina de indução de rotor bobinado, muito menor, conhecida como máquina excitatriz, ligada em cascata ao eixo do rotor da máquina principal, e esta última, por sua vez, interligada a partir do estator à rede elétrica.

O estator da máquina excitatriz é conectado à rede através de um conversor estático. Variando a frequência do estator da excitatriz, a partir do conversor, a velocidade do eixo do rotor do gerador principal pode ser controlada. O intervalo de velocidade depende da potência da excitatriz. Este esquema ainda está em fase experimental e encontra pouca aplicabilidade devido ao aumento da complexidade, custo para produção

em escala comercial e a redução global da eficiência devido à máquina adicional. Este sistema apresenta também problemas estruturais relacionados com o seu peso e tamanho para a nacelle. Existe um protótipo desta máquina na WEG Motores.

As desvantagens citadas anteriormente são superadas com a utilização de dois conversores com modulação PWM alimentados em tensão e regulados por corrente conectados na forma anti-paralela ao circuito do rotor e que proporcionam a operação da máquina em valores de velocidade do eixo do rotor acima e abaixo da velocidade síncrona, conforme mostrado na Figura 2.11. Uma das grandes vantagens desta configuração é a utilização de um conversor que processe somente a potência do rotor. A seguir, são descritas as principais características e vantagens deste esquema Scherbius, (NUNES *et al.*, 2003a)

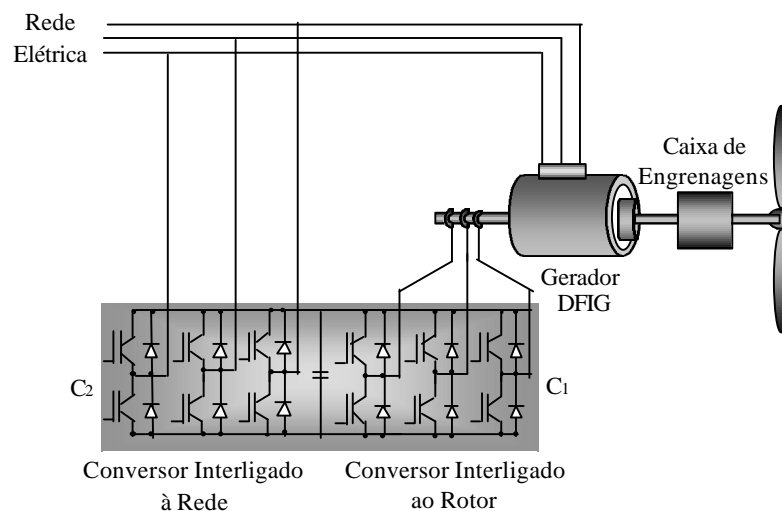


Figura 2.11- Esquema Simplificado do Gerador de Indução Duplamente Alimentado com Acionamento Scherbius Estático- Sistema Anti-Paralelo PWM

- 1- Operação abaixo, acima e na velocidade síncrona com o intervalo de velocidade limitado pela tensão nominal do rotor do gerador;
- 2- Operação na velocidade síncrona, com correntes CC injetadas no rotor e o inversor trabalhando no modo “Chopper”, ou seja, funcionando como uma fonte CC variável;
- 3- Baixa distorção harmônica na forma de onda das correntes;
- 4- Controle independente (vetorial) do torque do gerador e da excitação do rotor;
- 5- Possibilidade do controle do ângulo entre a tensão e a corrente no conversor ligado à rede e, portanto, do fator de potência do sistema;
- 6- Fluxo de potência bidirecional;

- 7- Conversores ligados ao rotor com potências na faixa de 25% a 30% da potência nominal do sistema;
- 8- Controle da potência em um intervalo limitado de variação da velocidade do eixo do rotor;
- 9- Melhor desempenho transitório nas condições pós-falta;
- 10- Possibilidade de recuperação da potência de escorregamento do rotor;
- 11- Perdas do conversor na faixa de 4% da energia injetada ou recuperada da rede e não da energia total do sistema;
- 12- Contribuição para o controle da potência reativa, quando a máquina é integrada à rede elétrica.

Neste sistema, a potência reativa pode ser fornecida pelo estator da máquina ou pelo conversor ligado à rede. Supondo que o conversor opere com fator de potência unitário, comum em redes fracas, toda potência reativa será direcionada pelo estator. A capacidade de controlar a corrente do rotor contribui substancialmente para a controlabilidade da turbina eólica, uma vez que, desconsiderando a resistência do estator e utilizando um sistema de coordenadas síncronas d-q apropriado, pode-se demonstrar que o torque eletromagnético e a potência reativa do estator são dependentes respectivamente das componentes em quadratura e direta da corrente do rotor. Durante as altas velocidades de vento, a sobrecarga nos geradores e conversores é evitada, a partir do controle do ângulo de passo. Maiores detalhes destes controles serão abordados no capítulo seguinte. Os aspectos relacionados com o comportamento dinâmico desta máquina quando integrada na rede elétrica serão exaustivamente tratados na presente tese.

2.3- Esquemas Eólicos de Velocidade Fixa (VF)

A designação de velocidade fixa advém do fato da rotação do eixo do rotor que interliga a turbina ao gerador ser mantida pela rede elétrica. Nestes sistemas, é comum o uso do gerador de indução com rotor em gaiola diretamente conectado à rede, (FEITOSA *et al.*, 1998). As pequenas variações na velocidade do gerador são devidas somente às alterações no valor do escorregamento e conseqüentemente da potência ativa fornecida. A opção por este gerador é resultado de sua grande eficiência para trabalhar em condições de carregamento variáveis, menor complexidade e custo de produção por kW gerado, (SOUZA *et al.*, 2001). Normalmente, são utilizadas máquinas de quatro e oito Pólos o que

corresponde a velocidades na faixa de 1800 / 900 rpm, acopladas através de uma caixa de engrenagens à turbina que trabalha a uma velocidade entre 20 e 50 rpm.

Os problemas relacionados com a limitação na extração da potência do vento nos esquemas fixos podem ser analisados a partir da equação da potência eólica que atravessa a área da turbina, a qual é expressa por:

$$P_v = 0.5 \rho \pi R^2 U_w^3 C_p(\lambda) \quad (2.1)$$

onde:

ρ = massa específica de ar (kg. m³)

R = raio do rotor (m)

U_w = velocidade média do vento (m/s)

$C_p(\lambda)$ = coeficiente de potência,

O coeficiente de potência, C_p , define a eficiência aerodinâmica do rotor da turbina eólica. O valor de C_p depende do ponto de operação da turbina, sendo o mesmo uma função da velocidade do eixo do rotor e da velocidade do vento. Normalmente é comum definir C_p como uma função direta da razão de velocidade λ , a qual, por sua vez, é definida como a razão entre a velocidade da ponta da pá da turbina e a velocidade do vento, dada por $\lambda = R\omega_t / U_w$, onde ω_t corresponde a velocidade de rotação do eixo da turbina eólica. Nos esquemas eólicos de velocidade fixa, onde a rotação do eixo é mantida pela rede elétrica, λ é função somente da velocidade do vento.

Partindo da equação 2.1 anterior, para obtenção da máxima potência que corresponde ao máximo C_p , em uma determinada velocidade de vento, abaixo da nominal, o rotor da turbina eólica deve ser controlado de modo a girar em uma velocidade angular que resulte na razão ótima de λ . Assim, percebe-se que a eficiência não pode ser maximizada nos esquemas de velocidade fixa, em função das alterações na velocidade do vento, pois como já exposto, a rotação do mesmo é mantida pela rede. Esta velocidade fixa ocasiona problemas sérios de vibração no eixo do rotor, o que é comentado em vários artigos como em PPATHANASSIOUS & PAPADOPOULOS (1999 e 2001). As perdas em tais sistemas dependem do projeto da turbina e das variações de vento locais. Algumas melhorias consistem no uso de turbinas de múltiplas velocidades fixas, geralmente duas, proporcionadas pela alteração no número de pólos do gerador de indução.

A potência eólica extraída precisa ser limitada nas altas velocidades, pois de outra forma, o gerador pode ser sobrecarregado ou o torque máximo ser excedido, o que leva a

uma condição de instabilidade dinâmica na velocidade do rotor. Esta limitação é realizada, nestes esquemas, normalmente utilizando o controle por estol ou estol ativo, como citado anteriormente. Quando a turbina eólica é controlada por estol, o sistema elétrico deve ser projetado para gerenciar a sobrecarga de potência, pois a máxima potência proveniente da turbina sofrerá variações naturais devidas à alteração no desempenho desta regulação durante a estolagem das pás, (CONNOR & LEITHEAD, 1996).

2.4- Esquemas Eólicos de Velocidade Variável (VV)

Nos sistemas eólicos de velocidade variável, a frequência elétrica da rede é desacoplada da frequência mecânica do rotor a partir da utilização dos conversores estáticos interligados ao estator e/ou ao rotor das máquinas. Tais conversores possibilitam a operação em velocidade variável do eixo do rotor da turbina eólica. Em função deste desacoplamento, surge a designação de aerogeradores de velocidade variável.

A capacidade de variar a velocidade do eixo aumenta a flexibilidade de operação da turbina e oferece algumas vantagens em relação às máquinas de velocidade fixa, (TAKAHASHI, *et al.*, 2002). Uma destas vantagens é proporcionar adaptação contínua da velocidade de rotação do eixo com a velocidade do vento, de tal forma a maximizar a potência produzida pela planta eólica, (MULLER *et al.*, 2002). Normalmente, este modo de operação é obtido em um intervalo de baixas a médias velocidades de vento, sendo o controle da velocidade do eixo, proporcionado pelo gerador e conversor elétricos, conforme será mostrado no Capítulo 4.

Segundo NUNES *et al.* (2003a), a operação em velocidade variável apresenta como características principais em relação aos esquemas fixos, entre outras:

- 1) A redução da fadiga e da carga em altas velocidades do vento no sistema de transmissão (eixo+caixa de engrenagens);
- 2) Aumento da energia eólica extraída;
- 3) Menor variabilidade do torque mecânico com conseqüente redução da tensão no eixo do rotor da turbina;
- 4) Diminuição do nível de ruído aerodinâmico;
- 5) Melhoria da qualidade de energia com a redução do efeito “flicker” característico dos sistemas de velocidade fixa.

Para que esta comparação tenha um valor técnico efetivo é necessário que seja realizada sob os mesmos regimes de ventos e para as mesmas condições de operação da rede elétrica.

Junto à regulação de velocidade do rotor, deve ser adicionado um controle para limitar a potência nas altas velocidades, através do estol, ou de forma mais comum nestes sistemas, através do ângulo de passo. No controle de passo, a variação da velocidade é explorada acima do valor nominal de velocidade do vento, no sentido de minimizar os carregamentos transitórios sobre o sistema de transmissão do rotor. A variação do ângulo de passo da pá, que ocorre nas altas velocidades do vento, é realizada de modo a reduzir o valor de C_p , prevenindo que a velocidade do rotor se torne muito elevada, aliviando assim o carregamento sobre o gerador e conversor.

Os esquemas eólicos de velocidade variável possuem vantagens em relação aos esquemas fixos, tanto nas baixas quanto nas altas velocidades. Na região de baixa velocidade, o aumento no acoplamento dos sistemas variáveis obtido pelo próprio esquema de controle, que propicia com que a velocidade do rotor varie de acordo com a velocidade do vento, resulta em uma considerável redução na variação do torque. Na região de alta velocidade, as oscilações de baixas frequências, verificadas no esquema a velocidade fixa, são bastante minimizadas.

2.5- Conversores de Potência para os Sistemas de Velocidade Variável (VV)

Existem várias configurações possíveis para os sistemas VV, em função do tipo de gerador e conversor utilizados. A escolha de qual é a mais adequada depende de critérios que algumas vezes são conflitantes, como o custo dos componentes, aspectos de segurança e controle, manutenção, fator de potência de saída, eficiência, harmônicos e outros. Os fatores mais importantes a serem considerados são o custo e as propriedades dinâmicas de cada esquema, que determinam a fadiga dos componentes mecânicos, o comportamento transitório e a qualidade da potência produzida pela turbina eólica.

Os sistemas VV podem utilizar geradores síncronos ou de indução junto a conversores estáticos. O tipo de gerador estabelece também o conversor que deve ser acoplado ao mesmo. A opção pelos geradores síncronos, apesar de sua maior complexidade mecânica e elétrica, muitas vezes ocorre em virtude da possibilidade de interligação destes aos retificadores a diodos, tendo em vista que a máquina síncrona possui alimentação própria de reativo a partir do campo (CARLSON *et al.*, 1994).

O gerador de indução, por outro lado, precisa de suprimento externo de potência reativa, o que é realizado com o uso de conversores com comutação forçada. Neste sentido, várias configurações podem ser adotadas, como os conversores de tensão com controle escalar, onde as variáveis monitoradas são grandezas C.C. e somente suas amplitudes são controladas, ou controle vetorial, em que tanto as amplitudes como as fases das variáveis são controladas. Os conversores podem também ser de fontes de corrente com controle de frequência ou escorregamento como mostram PAPADOPOULOS & PAPATHANASSIOU (1999), ou ainda, os conversores de fonte de tensão interligados ao rotor dos geradores de indução duplamente excitados (DFIG) descritos na seção 2.2.4.4.

Dos sistemas industriais, sabe-se que o desempenho dinâmico dos controladores vetoriais (controle de campo) é bem superior aos escalares, (RASHID, 1999). Nos sistemas de geração eólica, por outro lado, não é exigida uma resposta tão rápida da malha de controle de velocidade, o que resulta em uma discussão quanto à superioridade do controle vetorial para este tipo de aplicação.

2.5.1- Conversores de Potência com Modulação PWM

O Sistema na Figura 2.12 a seguir mostra um exemplo típico de um conversor de tensão dual com modulação por largura de pulso (PWM) acoplado a um gerador de indução. Este conversor apresenta vantagens como a capacidade inerente do fluxo de potência bi-direcional, reduzidas injeções de harmônicos de ordem inferior na rede elétrica e regulação do fator de potência de saída (SVENSSON, 1998). O conversor dual opera nos quatro quadrantes, sendo composto por dois conversores de tensão em cascata.

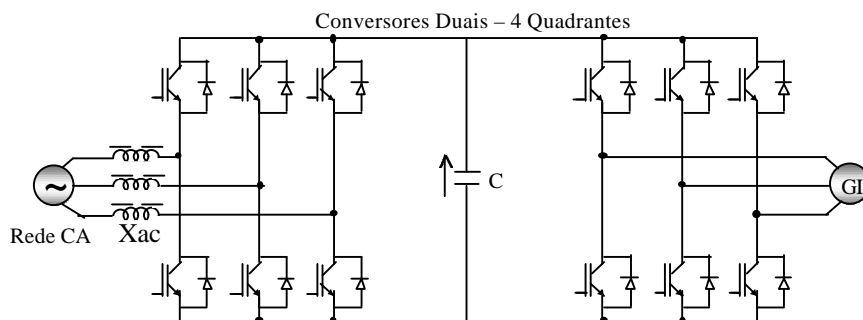


Figura 2.12- Conversor a 4 quadrantes funcionando como conversor de potência de turbinas eólicas

O conversor PWM é hoje considerado adequado para aplicações nos níveis de potência das turbinas eólicas comerciais que estão na faixa de centenas de kW

(normalmente 500 kW) até MW. O transistor IGBT (Bipolar Transistor) já tem superado em desempenho os conversores tiristorizados com comutação pela linha, previamente empregados junto aos aerogeradores, nos esquemas eólicos de velocidade variável (MULLER *et al.*, 2000). O uso das chaves IGBT, que podem ser forçadas a comutar em altas frequências (kHz), resulta em uma corrente senoidal mais pura, ou seja, com menor conteúdo harmônico, para alimentação da rede elétrica.

A potência proveniente do gerador de indução é armazenada no ramo CC a partir do controle apropriado das chaves no lado da máquina, as quais também são responsáveis pelo suprimento da corrente de magnetização necessária ao funcionamento do gerador assíncrono. Um filtro passa baixa, representado através de indutores conectados entre as chaves e a rede elétrica é incorporado para redução do “ripple” de corrente a níveis aceitáveis. No sentido de atenuar os distúrbios de tensão provenientes dos chaveamentos, que se traduzem na geração de harmônicos, outros filtros podem ser incorporados a este sistema, principalmente em redes muito fracas.

Esquemas de velocidade variável com características similares às descritas tem uma estrutura relativamente simples, porém apresentam duas grandes desvantagens que devem ser ressaltadas:

- A potência total da turbina eólica é processada pelos conversores eletrônicos, com perdas de aproximadamente 4% desta potência;
- O custo de um inversor com as características técnicas descritas e com a potência nominal de 1 MW ainda não é atrativo para o uso com turbinas eólicas, que deve ter em parte sua existência justificada pelo capital investido.

2.6- Conversores com Comutação pela Linha e de Comutação Forçada

Os inversores com comutação pela linha, ou inversores tiristorizados precisam da conexão à rede para operar. A corrente no lado da rede é proporcional à corrente na entrada do inversor, e o fator de potência varia com a tensão no lado CC. Para um conversor com comutação natural, o fator de potência é igual ou menor a 0.9. Isto significa que o inversor consome potência reativa para operar.

Os inversores a tiristor já são bastante conhecidos e produzidos em escala comercial, o que mantém estável o custo dos mesmos. Já existem inversores comutados pela linha acima da faixa de 5 MW. As chaves tiristorizadas podem trabalhar dentro de

determinados limites de sobrecarga sem danos, porém faz-se necessário um esquema adicional para proteção das mesmas diante de quedas abruptas da tensão na rede elétrica.

Estes inversores apresentam como principal desvantagem a geração de harmônicos de corrente em baixa frequência, que implicam em maiores perdas para o sistema elétrico, estabelecendo a necessidade do uso de filtros de alta potência e custo (RASHID, 1999). Frequentemente, os filtros para sistemas eólicos que utilizam inversores com comutação pela linha devem ser projetados para eliminar harmônicos na faixa de quinta e sétima ordens. Quando ligados à rede, os filtros produzem potência reativa que alimenta os conversores, melhorando o fator de potência dos mesmos.

Na comutação forçada, por outro lado, os próprios conversores controlam o seu período de condução. Isto significa que o inversor pode gerar sua própria tensão trifásica de saída e se o mesmo for conectado à rede, este define livremente em qual fator de potência trabalhar e em que direção a potência irá fluir. Em algumas situações, como em redes fracas ou com grande parcela de geração eólica, o fator de potência é estabelecido como unitário.

Utilizando a técnica de modulação por largura de pulso (PWM), os harmônicos de baixa ordem são eliminados e os primeiros harmônicos ocorrem próximos às frequências de chaveamento do inversor, as quais estão na faixa de 1 a 2 kHz quando os transistores bipolares de porta isolada (IGBT) são usados nos acionamentos de alta potência, ou seja acima de 1 MW; e mais do que 20 kHz em potências nominais menores ou iguais a 30 kW, (JAHNS & BLASKO, 2001). Normalmente os geradores DFIG adotam estas chaves nos conversores interligados ao rotor.

Para componentes mais antigos, como os tiristores com desligamento pelo gatilho (GTOs), a máxima frequência de chaveamento ocorre em torno de 1 kHz. O nível de potência e a capacidade de bloqueio da tensão do GTO são maiores que do IGBT, porém o circuito de controle das chaves GTO, que envolve os pulsos de disparo e desligamento, é mais complexo. No atual estado da arte, estas chaves já são encontradas na faixa de MW. Os harmônicos gerados por estes dispositivos são de alta ordem o que reduz a potência do filtro ligado à rede, diminuindo os custos globais do sistema, porém, devido à alta frequência de chaveamento, existem perdas resistivas consideráveis o que aumenta a necessidade de dissipadores (MOHAN *et al.*, 1995).

2.7- Conclusões

Para interligação com a rede, as máquinas de indução de poucos pólos têm-se mostrado bastante promissora tanto em aplicações de velocidade fixa (rotor em gaiola), quanto variável (duplamente excitada), tendo ainda as vantagens sobre as síncronas de um custo menor, produção em escala comercial e robustez para operação em condições variáveis de torque e velocidade, além de outras que podem ser evidenciadas pela disseminação destas máquinas em várias aplicações em sistemas de potência e industriais, (JAHNS & BLASKO, 2001).

A viabilidade econômica no uso das chaves com comutação forçada, mais especificamente os GTO's e IGBT's, aumenta bastante nos esquemas de velocidade variável com geradores de indução duplamente alimentados (DFIG), pois neste caso, os conversores ligados ao rotor da máquina têm potências na faixa de 25 a 30% da potência nominal da mesma, o que, por exemplo, implica que se a potência da máquina for de 1 MW, a potência do conversor deve estar na faixa de 300 kW.

O esquema Scherbius anti-paralelo associa as vantagens do esquema eólico de velocidade variável, com as propiciadas pelo uso das chaves IGBT com comutação forçada em conjunto com a modulação PWM, o que implica em um sistema com maior aproveitamento da energia eólica, possibilidade de controle no fator de potência, redução de harmônicos e fluxo de energia bidirecional a partir do rotor.

No próximo capítulo, serão estabelecidas as características de desempenho dos geradores assíncronos de rotor em gaiola, quando integrados às redes elétricas. Neste sentido, os aspectos ligados ao comportamento da potência reativa nesta máquina serão evidenciados em detalhes. Nele, será dado destaque ainda à contribuição da máquina assíncrona diante de faltas no sistema elétrico e a possibilidade de auto-excitação da mesma.

3. Comportamento dos Geradores Síncronos e Assíncronos Integrados aos Sistemas de Energia Elétrica

3.1- Introdução

As grandes centrais geradoras, e muitos esquemas de geração isolados adotam os geradores síncronos em função de sua eficiência e por propiciarem o controle independente das potências ativa e reativa geradas. Por outro lado, devido à simplicidade construtiva, robustez e grande eficiência das máquinas assíncronas para trabalhar em carregamento variável, estas têm alcançado uma fatia considerável do mercado de energia eólica, demonstrando viabilidade técnica e econômica para integração junto a turbinas que operam até a faixa de MW, interligadas ao sistema elétrico, (RABELO & HOFMANN, 2001).

Comparado ao caso dos geradores trabalhando isoladamente, ou ainda, em relação às grandes centrais geradoras, que adotam máquinas primárias convencionais, existem diferenças significativas na forma como operam e são controladas as unidades eólicas incorporadas às redes fracas, as quais geralmente caracterizam as redes de distribuição (JENKINS *et al.*, 2000). Em particular, a presença das máquinas rotativas na rede de distribuição pode alterar significativamente o fluxo das correntes de falta, comprometendo em alguns casos, a estabilidade transitória do sistema elétrico.

Adicionalmente, devido às características de intermitência da fonte primária de energia, na inserção de parques eólicos em um sistema elétrico, existe a necessidade da realização de estudos de avaliação de impactos dessas centrais eólicas no desempenho global da rede, de forma a garantir a confiabilidade e a qualidade no atendimento das demandas dos consumidores do sistema.

A integração de geração eólica a uma rede elétrica convencional pode ocorrer através de pequenos conjuntos de unidades eólicas interligadas geralmente à rede de distribuição, ou a partir de parques eólicos, com um número considerável de aerogeradores conectados na subtransmissão ou distribuição. As plantas de geração eólica, normalmente, fazem a interface com a rede elétrica através das máquinas elétricas síncronas e assíncronas e/ou dos conversores eletrônicos de potência, conforme exposto no Capítulo 2.

A utilização de parques eólicos interligados à rede, fornecendo quantidades relativamente pequenas de potência, normalmente não apresenta maiores problemas em relação à operação do sistema elétrico. No entanto, à medida que o parque eólico começa a

fornecer maiores parcelas de energia, ou seja, à medida que a penetração da geração eólica cresce, problemas operacionais importantes podem surgir, tornando-se mais críticos ainda se a rede elétrica for fraca ou o sistema for isolado.

Para a avaliação dos impactos que a conexão dos sistemas eólicos podem provocar em uma rede elétrica, é necessária a análise das variações de tensão e frequência, assim como das instabilidades, que podem ser provocadas a partir da operação dos aerogeradores, tanto em situações de regime permanente, como durante a ocorrência de distúrbios no sistema elétrico, tais como: conexão ou desconexão repentina do parque eólico ou de parte dele; perda da geração convencional; curto-circuito, etc. Muitas dessas análises podem ser realizadas através da implementação de estudos de estabilidade transitória, como os propostos na presente tese de doutorado.

Neste capítulo, serão consideradas as características físicas intrínsecas do gerador de indução em gaiola, quando interligado ao sistema elétrico. Aspectos relacionados com a contribuição das máquinas assíncronas diante de distúrbios na rede elétrica e a auto-excitação dos geradores de indução nas condições de ilhamento serão também analisados. Para melhor fundamentar esta análise, a avaliação da máquina assíncrona será realizada a partir de comparações com o comportamento dos geradores síncronos.

3.2- Operação do gerador síncrono interligado ao sistema elétrico

Para identificar as diferenças na operação das máquinas síncronas em relação às assíncronas interligadas na rede elétrica será considerado inicialmente o esquema da Figura 3.1, composto de uma máquina síncrona conectada a um barramento infinito.

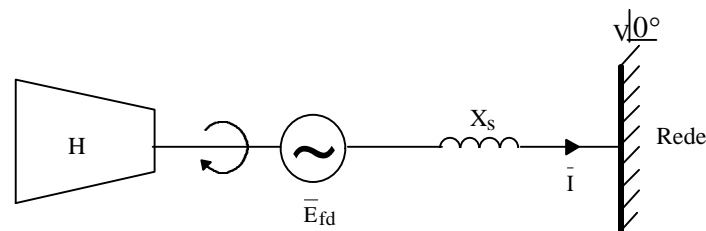


Figura 3.1- Gerador Síncrono Interligado ao Barramento Infinito

onde,

H = Inércia da Turbina

X_s = Reatância Síncrona

\bar{E}_{fd} = Tensão Interna ou de Campo

V_{L0} = Tensão da Rede Elétrica

Quando o gerador é conectado ao barramento infinito, a tensão nos terminais do mesmo é mantida pela rede elétrica. Baseado neste fato, o seguinte diagrama fasorial, mostrado na Figura 3.2, pode ser utilizado para ilustrar a operação da máquina síncrona. Neste diagrama, o fator de potência (FP) do gerador é o cosseno do ângulo ϕ , enquanto o ângulo do rotor da máquina é representado por δ_s .

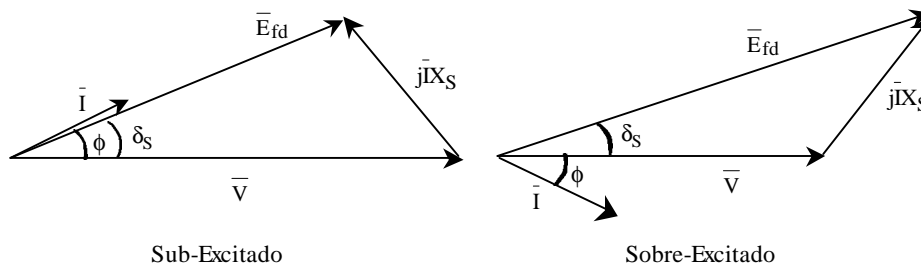


Figura 3.2 – Diagramas Fasoriais do Gerador Síncrono conectado ao Barramento Infinito

A partir da Figura 3.1 e considerando os diagramas fasoriais anteriores, obtém-se as seguintes equações para as potências ativa e reativa geradas por fase, (KUNDUR, 1994).

$$P_s = \left(\frac{\bar{E}_{fd} \|\bar{V}\|}{X_s} \right) \sin \delta_s \quad (3.1)$$

$$Q_s = \left(\frac{\bar{E}_{fd} \|\bar{V}\|}{X_s} \right) \cos \delta_s - \frac{\|\bar{V}\|^2}{X_s} \quad (3.2)$$

Durante a operação normal, em regime permanente, o ângulo do rotor, δ_s , encontra-se dentro de um intervalo pequeno geralmente com valores menores que 30° , o que resulta no termo em cosseno praticamente constante na equação 3.2, (SAADAT, 1999). O crescimento do torque no eixo do rotor resulta em um aumento do ângulo do rotor e conseqüentemente mais potência ativa a ser fornecida ao sistema elétrico. Por outro lado, o aumento na corrente de campo leva a um crescimento da potência reativa fornecida à rede. Os diagramas fasoriais mostram que para os mesmos valores de ângulo do rotor da máquina e potência reativa fornecida, existem dois diferentes cenários para excitação da máquina, os quais são descritos a seguir:

a) sub-excitação

$$\|\bar{E}_{fd}\| < \|\bar{V}\|$$

Resulta em um fator de potência em avanço (de acordo com as convenções do gerador e da corrente elétrica mostrada nos diagramas fasoriais). Efetivamente o gerador absorve potência reativa, Q_s , da rede elétrica.

b) sobre-excitação

$$\left| \bar{E}_{fd} \right| > \left| \bar{V} \right|$$

Resulta em um fator de potência em atraso e neste caso o gerador produz potência reativa, Q_s , para a rede.

É importante notar que se a direção definida para a corrente elétrica, I , na saída do gerador for invertida, ou seja, a máquina for considerada como motor, a condição de sub-excitação deste resulta em um fator de potência em atraso e a sobre-excitação do motor em um fator de potência em avanço, ao contrário do que foi estabelecido inicialmente. Obviamente, se o torque for aplicado ao eixo do rotor, a potência ativa P_s será injetada na rede e se a excitação de campo for maior que a tensão terminal, Q_s ainda permanecerá sendo injetado no sistema elétrico, independente da máquina estar funcionando como motor ou gerador. Neste sentido, para evitar confusões, a operação como motor ou gerador será definida pela absorção ou produção de P_s , e não pelo fator de potência.

O gráfico da operação do gerador síncrono é formado a partir dos diagramas fasoriais da Figura 3.2. O mesmo é obtido considerando a relação \bar{V}/X_s constante o que resulta no gráfico da potência complexa, mostrado na Figura 3.3 a seguir. A região de operação da máquina neste caso é limitada pelas seguintes fronteiras:

- 1- O limite máximo de P_s imposto pela potência nominal da máquina primária;
- 2- O limite máximo de MVA imposto pela corrente de armadura;
- 3- A excitação máxima imposta pelo valor máximo de corrente permissível no rotor;
- 4- O limite de estabilidade máximo teórico na região de sub-excitação, onde não é permitido que o ângulo de carga ultrapasse 90° ;
- 5- Limite de Sub-excitação – Aquecimento nos terminais das bobinas.

Na prática, existem fronteiras adicionais que incluem a potência mínima necessária para operação e o efeito da reatância do transformador do gerador. O gráfico de operação da máquina ilustra que o gerador síncrono conectado ao barramento infinito pode operar livremente sobre um grande intervalo com um controle independente das potências ativa e reativa. Por exemplo, no ponto x, ambos, P_s e Q_s são fornecidos para o sistema elétrico. No ponto y, a potência ativa está sendo exportada a um fator de potência unitário, enquanto em z (região de subexcitação) P_s é fornecido e Q_s é absorvido da rede elétrica. Na Seção 3.3, será mostrado que a operação da máquina de indução de rotor em gaiola difere bastante do

comportamento previamente estabelecido no diagrama da máquina síncrona, principalmente devido ao gerador assíncrono em gaiola não disponibilizar este controle independente das potências, consumindo assim, potência reativa em qualquer condição de operação, o que reduz o limite de estabilidade do mesmo quando integrado na rede elétrica, como será identificado nos resultados obtidos na tese.

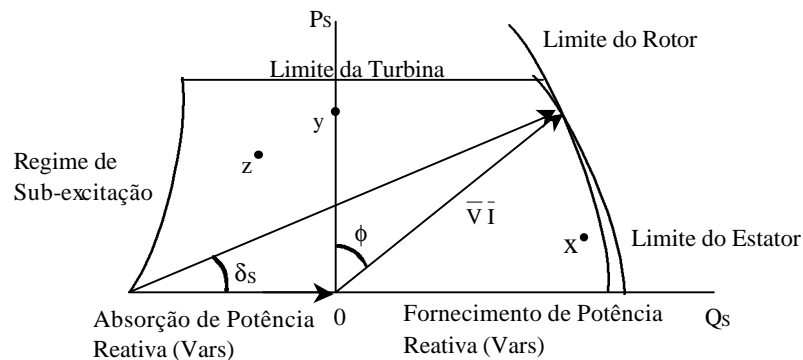


Figura 3.3- Diagrama de Operação do gerador Síncrono conectado ao Barramento Infinito
(Curva de Capabilidade)

3.2.1-Gerador Síncrono Durante Distúrbios no Sistema Elétrico - Influência dos Reguladores e Contribuição para a Corrente de Falta

Os reguladores das grandes unidades de geração síncronas convencionais são utilizados para manutenção da frequência e regulação da tensão terminal da máquina, desempenhando um papel significativo na operação dos geradores e durante os distúrbios nos sistemas elétricos.

O sistema de excitação, composto da excitatriz e do regulador automático de tensão, tem um papel importante na manutenção da estabilidade transitória do gerador síncrono. A adoção de um sistema de excitação rápido pode contribuir bastante para a manutenção da capacidade de transferência de potência da máquina, ainda durante as quedas de tensão, devido às faltas na rede, fazendo com que o gerador se mantenha estável por um período de falta mais longo.

Por outro lado, a ação rápida do sistema de excitação tem o efeito de reduzir o torque de amortecimento, (KUNDUR, 1994), e em algumas circunstâncias, pode levar a uma resposta oscilatória instável, que não ocasiona maiores problemas em configurações com pequenos geradores, conectados em pontos da rede com alto nível de curto circuito, mas que pode tornar-se crítica quando grandes parcelas de geração síncrona são integradas

em pontos fracos do sistema elétrico. Entende-se aqui o nível de curto circuito, como o inverso da impedância equivalente de Thévenin até o ponto de ocorrência do curto circuito, como descrito em JENKINS *et al.*, (2000).

A utilização de estabilizadores de sistemas de potência é uma opção previamente estabelecida na literatura (SIMÕES COSTA *et al.*, 1997) para melhorar o comportamento oscilatório devido aos reguladores de tensão dos geradores síncronos, porém tal solução está fora da abordagem desta tese.

As convenções descritas até o momento para os reguladores das máquinas síncronas, por outro lado, não se aplicam a pequenos geradores conectados próximos aos sistemas de distribuição, em esquemas de geração distribuída, onde ambas, a frequência e a tensão terminais são fixadas pela própria rede elétrica. Um pequeno gerador conectado ao sistema de distribuição tem pouca influência sobre a regulação de tensão e nenhuma sobre a frequência. Nestes casos, o regulador de velocidade só atua na regulação primária.

A capacidade do gerador síncrono em se manter estável durante as faltas no sistema elétrico é descrita em várias bibliografias e não será detalhada neste texto. A contribuição deste gerador para uma falta trifásica é expressa pela equação a seguir:

$$I = |\bar{E}_{fd}| \left[\frac{1}{X_d} + \left(\frac{1}{X'_d} - \frac{1}{X_d} \right) e^{-t/T'_d} + \left(\frac{1}{X''_d} - \frac{1}{X'_d} \right) e^{-t/T''_d} \right] \cos(\omega_s t + \delta) - |\bar{E}_{fd}| \left(\frac{1}{X''_d} \right) e^{-t/T_a} \cos \delta \quad (3.3)$$

onde,

X_d = reatância síncrona de eixo direto

X'_d = reatância transitória de eixo direto

X''_d = reatância subtransitória de eixo direto

T'_d = constante de tempo transitória de curto-circuito do eixo direto

T''_d = constante de tempo sub-transitória de curto circuito de eixo direto

T_a = constante de tempo da armadura

ν = ângulo de fase no instante $t = 0$

ω_s = frequência angular síncrona (rad/s)

A equação 3.3 é baseada na teoria de Park da transformação de eixos d-q (MACHOWSKI *et al.*, 1997). Para uma máquina de rotor liso, a reatância de eixo direto (eixo do enrolamento de campo) é idêntica à do eixo em quadratura. As reatâncias

subtransitória, transitória e síncrona são utilizadas para representar o comportamento da máquina nos três diferentes instantes após a falta, definidos pelas correspondentes constantes de tempo.

O último termo da equação 3.3 descreve o comportamento da componente C.C. da armadura, a qual depende do instante de ocorrência da falta. Os demais descrevem o comportamento da componente de frequência fundamental C. A. Em particular, a constante de tempo, T_a , pode ser expressa por:

$$T_a = \frac{(X_d'' + X_e)}{\dot{u}_s (R_a + R_e)} \quad (3.4)$$

onde

X_e = reatância externa à falta,

R_e = resistência externa,

R_a = resistência da armadura.

A razão entre a reatância e a resistência do gerador síncrono é normalmente muito maior que a dos circuitos de distribuição, o que aumenta a constante de tempo da armadura, ocasionando um efeito mais prolongado da componente C.C. da máquina síncrona nestes sistemas. Este ponto ressalta um aspecto novo que deve ser levado em conta na integração dos sistemas de geração síncrona próximos às redes de distribuição. Os geradores síncronos têm ainda uma parcela de contribuição considerável para a corrente de falta, sendo os valores destas correntes utilizados na atuação da proteção, ao contrário, dos geradores assíncronos em gaiola, que apresentam níveis de correntes transitórias de menor intensidade, com menores constantes de tempo.

3.3- Gerador de Indução

Um gerador de indução corresponde essencialmente a um motor de indução com um torque mecânico aplicado ao seu eixo, embora existam pequenas alterações construtivas da máquina para otimização de seu desempenho na operação como gerador. As correntes no rotor são estabelecidas através do fenômeno da indução magnética. Por essa razão, estas são também denominadas como máquinas de indução, sendo seu princípio de funcionamento similar aos dos transformadores. A diferença é que, além de haver transformação de tensão, há também transformação na frequência.

No funcionamento como motor sem carregamento, o escorregamento é desprezível. Se uma carga mecânica for aplicada, o escorregamento aumenta e, portanto, a velocidade

do rotor diminui, tal que as tensões e correntes induzidas no rotor produzam o torque requerido pela carga. Se o rotor for acionado por uma fonte primária, por exemplo, uma turbina eólica, a uma velocidade maior que a do campo do estator, o escorregamento torna-se negativo; a polaridade das tensões induzidas é invertida, resultando em um torque eletromagnético no sentido oposto ao de rotação; a máquina opera, então, como um gerador de indução.

Os rotores associados às máquinas de indução podem ser basicamente de dois tipos: os rotores do tipo gaiola de esquilo que são formados por um conjunto de barras isoladas colocadas em ranhuras e curto-circuitadas através de anéis nas suas extremidades, e os rotores do tipo bobinado, no qual os enrolamentos são ligados a anéis colocados sobre o eixo do rotor, e que por sua vez podem estar ligados a um circuito externo.

Mais recentemente, as máquinas duplamente excitadas que tinham pouca difusão na operação como motores começaram a ter um destaque muito grande na aplicação como geradores junto aos sistemas eólicos em esquemas de velocidade variável. A máquina de indução tem a vantagem adicional sobre a síncrona de não requerer sincronização na interligação à rede, além de introduzir amortecimento ao conjunto gerador.

3.3.1- Conexão do Gerador Assíncrono na Rede Elétrica

O gerador síncrono é conectado à rede aplicando-se um torque mecânico sobre o mesmo que o faça girar à velocidade síncrona, excitando o rotor com uma tensão de campo e cuidadosamente sincronizando a magnitude e fase da tensão de saída do gerador com a rede elétrica. O gerador de indução, ao contrário da máquina síncrona, não pode gerar tensão terminal isoladamente, uma vez que o mesmo não possui uma fonte própria de potência reativa para geração do campo eletromagnético. Portanto, quando o gerador assíncrono é conectado à rede, existe um transitório magnético inicial propiciado pela corrente de “inrush”, similar ao que ocorre quando um transformador é energizado, seguido por uma transferência de potência ativa e reativa com a rede, (CIDRAS *et al.*, 2002). Geralmente, no caso de geradores assíncronos com potências menores ou iguais a 500 kVA, a ligação deve efetuar-se depois de alcançado 90 % da velocidade síncrona. Para potências superiores a 500 kVA, a ligação deve realizar-se depois de alcançado 95 % da velocidade síncrona.

Para grandes geradores assíncronos de potências correspondentes a centenas de kW ou MW, as tensões transitórias causadas pela interligação direta da máquina se tornariam

inaceitáveis, portanto para o controle tanto da corrente de “inrush” quanto do subsequente fluxo de potência reativa transitório é comum a adoção de um circuito de partida livre “soft-start” baseado em chaves estáticas. Estes sistemas consistem de um par de tiristores montados na forma anti-paralelo colocados em cada fase de conexão dos geradores à rede. Tal circuito é operado pelo controle do ângulo de disparo das chaves as quais, por sua vez, controlam o fluxo magnético do gerador assíncrono, limitando a corrente requerida durante a aceleração da máquina. Com o uso destas chaves é possível limitar as correntes durante a conexão para valores semelhantes aos obtidos na condição de operação à plena carga.

3.3.2- Operação em Regime Permanente e Gráfico das Potências do Gerador Assíncrono em Gaiola

O comportamento em regime permanente do gerador assíncrono pode ser entendido partindo do circuito equivalente da máquina de indução (circuito de Steinmetz), mostrado na Figura 3.4 a seguir e baseado na representação de um transformador, (VAS, 1996).

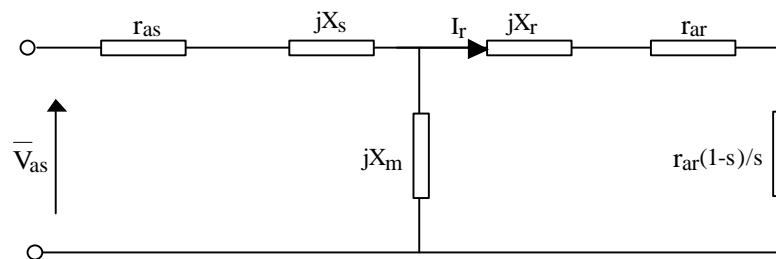


Figura 3.4- Circuito Equivalente Balanceado de Seqüência Positiva para um Gerador de Indução

O escorregamento da máquina é dado pela seguinte equação:

$$s = (\hat{u}_s - \hat{u}_{ar}) / \hat{u}_s \quad (3.5)$$

onde,

ω_s = velocidade angular síncrona (rad/s)

ω_{ar} = velocidade angular do rotor da máquina assíncrona (rad/s)

Trabalhando em valores por unidade a potência mecânica do rotor é dada por:

$$P_{mec} = i_{ar}^2 r_{ar} (1 - s) / s \quad (3.6)$$

Enquanto as perdas no cobre são escritas como:

$$P_{cobre} = i_{ar}^2 r_{ar} \quad (3.7)$$

A análise usual deste circuito pode ser feita movendo-se o ramo magnético para os terminais do estator ou utilizando um equivalente de Thévenin para a eliminação do ramo

shunt, (ONG, 1998). Desta forma, considerando o circuito equivalente aproximado, a corrente que fluirá no circuito do rotor corresponde a seguinte equação:

$$i_{ar} = V / (r_{as} + r_{ar}/s + j(X_s + X_r)) \quad (3.8)$$

A potência total suprida ao rotor é o resultado da soma das perdas no cobre com a potência mecânica desenvolvida:

$$P_{rotor} = i_{ar}^2 r_{ar}/s = \{V / (r_{as} + r_{ar}/s + j(X_s + X_r))\}^2 r_{ar}/s \quad (3.9)$$

Esta equação fornece a curva do torque-escorregamento mostrada na Figura 3.5, para o gerador de 1 MW utilizado nas simulações desta tese e que tem suas características físicas descritas no anexo deste trabalho. Pode-se identificar por esta curva que, para o gerador utilizado, o máximo torque desenvolvido em ambas as condições de operação correspondem a 2 p.u. A operação nominal do gerador ocorre em um valor acima de 1 p.u. a um escorregamento que corresponde aproximadamente a -0.7 % ou -0.007 p.u.

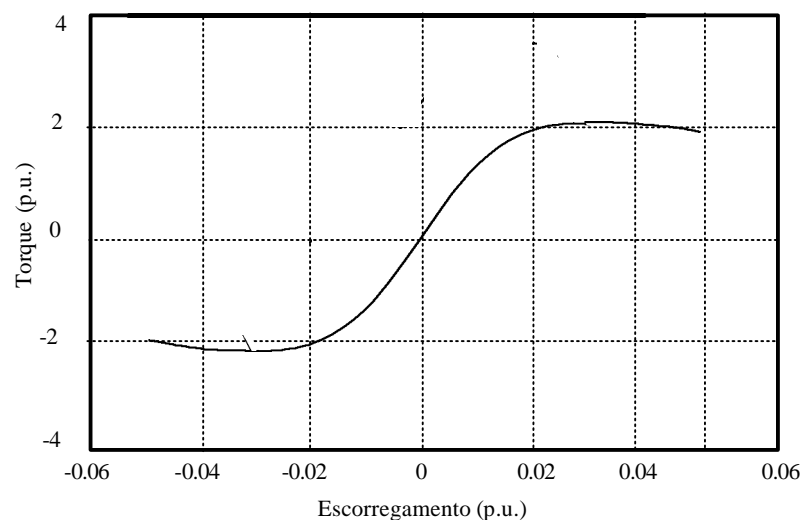


Figura 3.5 –Curva do Torque-Escorregamento para o Gerador Assíncrono de 1 MW

A operação de uma máquina de indução pode também ser descrita em termos das potências ativa e reativa, de forma similar ao gerador síncrono, como mostra a Figura 3.6. Neste diagrama, é apresentada a curva de potência reativa demandada da rede pelo gerador assíncrono em gaiola, em função da potência ativa gerada pelo mesmo. Comparativamente à máquina síncrona, a maior diferença reside no fato de que o gráfico da potência complexa, ou gráfico de operação do gerador de indução em gaiola é circular o que significa que existe sempre uma relação delimitada entre as potências ativa e reativa. Portanto, ao contrário do que foi apresentado para o gerador síncrono e do que ocorre com

as máquinas duplamente excitadas no esquema DFIG, o controle independente do fator de potência na saída de um gerador de indução em gaiola não é possível.

Em qualquer ponto de operação, o gerador de indução em gaiola estará sempre consumindo potência reativa. Por exemplo, pode-se identificar, a partir da Figura 3.6, que no ponto B de operação, o gerador em gaiola está gerando potência ativa e consumindo potência reativa, enquanto no ponto A nenhuma potência ativa é gerada, porém existe um consumo de potência reativa em vazio para a máquina.

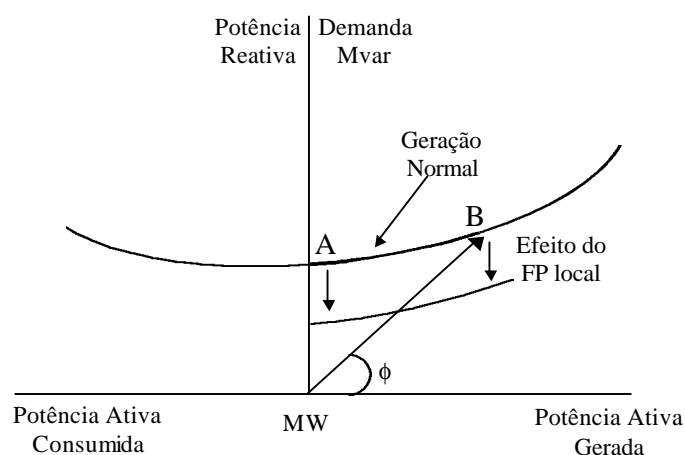


Figura 3.6 – Gráfico de Operação do Gerador Assíncrono em Gaiola

A Figura 3.7 mostra parte do diagrama circular do gráfico apresentado na Figura 3.6, simulado para a máquina de 1 MW, e indica que na condição sem carga o gerador consome em torno de 300 kvar provenientes do sistema elétrico, sendo que este valor cresce para um pouco acima de 500 kvar na condição nominal de operação. A perda de potência ativa sem carga não está representada no circuito equivalente utilizado para o desenvolvimento do diagrama desta figura.

Para melhorar o fator de potência da máquina é comum utilizar-se correções via banco de capacitores junto aos terminais do gerador. Estes bancos têm o efeito de alterar a posição do diagrama circular da máquina assíncrona, visto pela rede elétrica, deslocando a curva para baixo ao longo do eixo y, indicando assim, uma redução na demanda de potência reativa proveniente da rede. É convencional utilizar estes capacitores para compensação de toda ou parte da demanda de potência reativa na condição de operação do gerador sem carga. Na medida em que o gerador começa a injetar potência ativa na rede,

existirá uma demanda adicional de potência reativa para máquina a qual deverá ser suprida pelos geradores síncronos da própria rede.

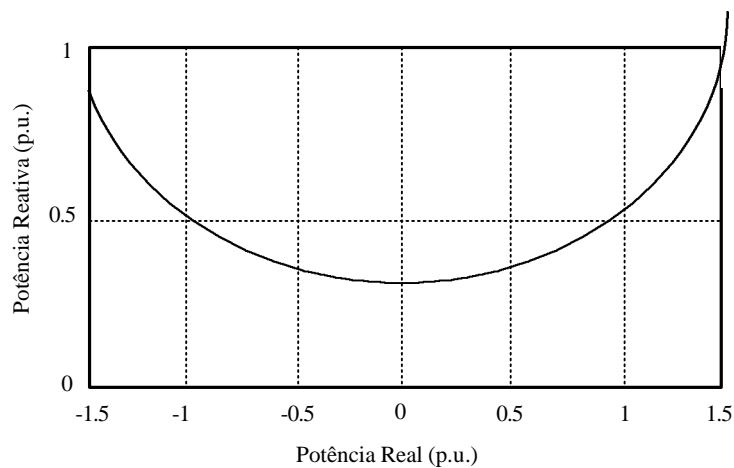


Figura 3.7 – Parte do Diagrama Circular do Gerador de Indução de 1 MW

A adição do banco de capacitores ao gerador assíncrono de 1 MW utilizado, se traduz em um deslocamento do diagrama circular da máquina na direção da origem, como mostra a simulação computacional apresentada na Figura 3.8, o que significa uma redução no consumo do reativo proveniente da rede para condições de menores carregamentos; porém é importante perceber, o aumento na demanda de potência reativa quando a máquina estiver gerando potência ativa acima de 1 p.u., em relação ao caso anterior.

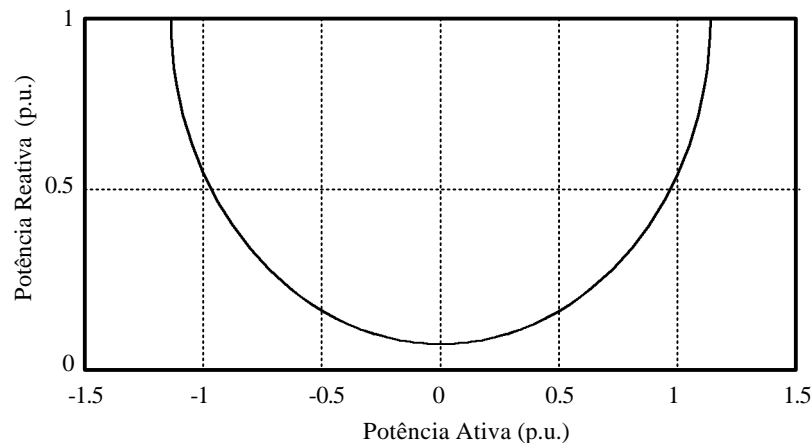


Figura 3.8 - Parte do Diagrama Circular do Gerador de 1 MW com Adição do banco de Capacitores

Se, um gerador de indução de alta potência, ou um grande número de pequenos geradores formando um parque eólico, são conectados a uma rede com um baixo nível de curto circuito, a impedância da fonte que inclui também o efeito dos transformadores dos

geradores pode tornar-se significativa. Com isto, o circuito equivalente da máquina é estendido para representação mostrada na Figura 3.9, que inclui a impedância da fonte no estator (Z_s).

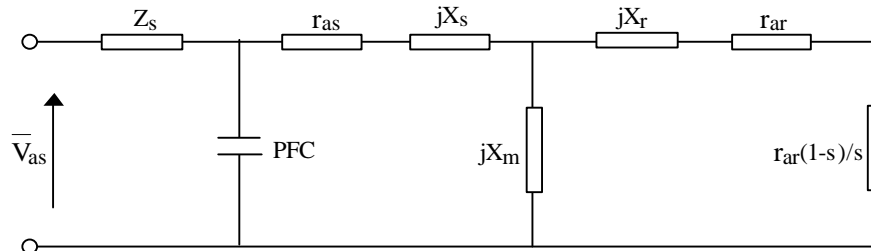


Figura 3.9 – Circuito Equivalente do Gerador de Indução com Compensação via Banco de Capacitores, conectado à rede através de uma Impedância

No intuito de identificar os impactos ocasionados pela integração de um parque eólico na rede, será considerado aqui um exemplo com um grupo de dez turbinas eólicas de 1 MW. Cada gerador é compensado com um banco de capacitores de 200 kvar para correção do fator de potência. A reatância do transformador para conexão da máquina equivalente à rede é de 6 % com um nível de curto circuito de 100 MVA, o qual é representado pela impedância da fonte conectada a um barramento infinito. O grupo de dez geradores é então considerado como um gerador equivalente de 10 MW. No sistema p.u., esta transformação é obtida de forma conveniente, mantendo constantes todas as impedâncias em p.u. dos geradores, capacitores e transformadores, alterando somente a base de cálculo em MVA. Tal transformação tem o efeito de aumentar a impedância efetiva da conexão dos geradores ao barramento infinito.

A Figura 3.10 mostra a curva do torque-escorregamento para o gerador equivalente de 10 MW. Pode-se observar que o torque máximo foi consideravelmente reduzido para um valor próximo de 1 p.u., tanto na região de gerador, com escorregamento negativo, quanto na região de motor, com escorregamento positivo. Esta redução deve-se basicamente à impedância adicional da fonte. Apesar da queda no torque máximo ser assimétrica, o escorregamento no qual o mesmo ocorreu não sofreu mudanças. O crescimento do número de turbinas do parque eólico efetivamente aumenta o impacto da impedância da fonte, podendo conduzir a uma condição de instabilidade, quando o gerador não for capaz de transmitir ao sistema elétrico o torque aplicado pela máquina primária, neste caso a turbina eólica.

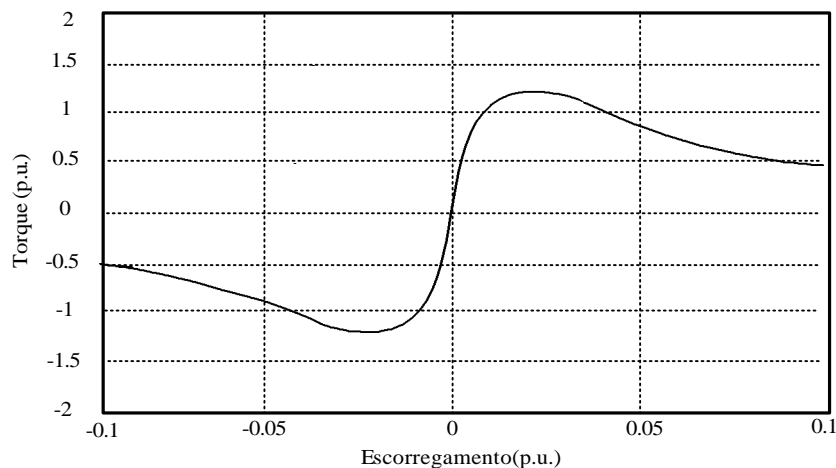


Figura 3.10 - Curva do Torque-Escorregamento para o Gerador Assíncrono Equivalente de 10 MW

A Figura 3.11 mostra uma nova simulação que corresponde à variação da potência reativa proveniente da rede elétrica para o consumo do parque eólico, em função do escorregamento. Para este caso exemplo, se todas as turbinas do parque eólico forem aceleradas para valores acima do torque máximo, permanecendo conectadas à rede, por exemplo, no caso de um curto circuito, então 250 Mvar (2.5 p.u. na base de 100 MVA) serão demandados do sistema elétrico, o que levará inevitavelmente o mesmo a um colapso de tensão, embora em termos práticos, os geradores sejam desconectados pela atuação da proteção por sobre-velocidade ou subtensão.

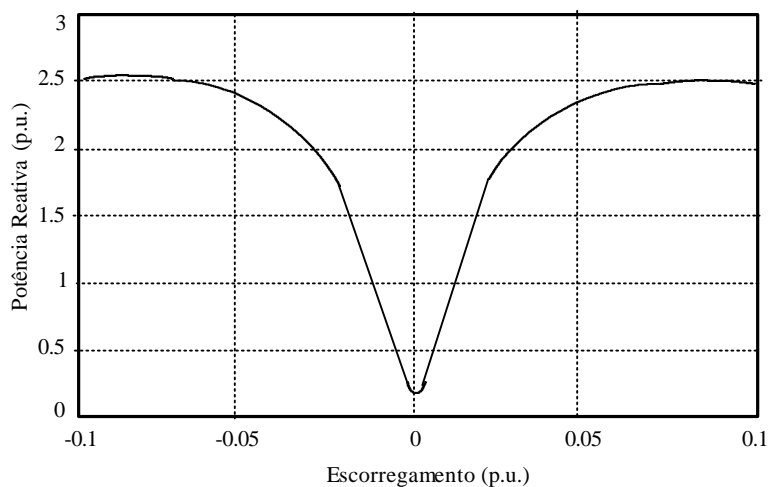


Figura 3.11 – Variação da Potência Reativa proveniente da Rede com o Escorregamento

O limite de estabilidade em regime permanente do gerador de indução pode ser obtido de forma análoga ao do gerador síncrono, descrito pela equação 3.1. No caso do

gerador assíncrono, quando o torque máximo é ultrapassado, a demanda de potência reativa solicitada da rede cresce bastante, o que pode levar a uma condição de colapso para a tensão. Para parques eólicos que adotam os sistemas de velocidade fixa com geradores assíncronos em gaiola integrados em redes elétricas fracas, esta forma de instabilidade torna-se crítica. Este aspecto é um dos enfoques centrais da presente tese e será tratado no capítulo de resultados. Com este objetivo, foi desenvolvido um programa de estabilidade transitória que inclui os modelos dinâmicos completos das máquinas de indução com rotor em gaiola e duplamente excitada.

3.3.3- Auto-excitação da máquina assíncrona

Os capacitores utilizados para correção do fator de potência e a reatância equivalente dos geradores assíncronos podem formar um circuito ressonante que leve a máquina a uma condição de auto-excitação, o que propicia a continuidade na operação do gerador, ainda depois deste ter sido desconectado da rede elétrica, durante situações de distúrbios na mesma. Como a velocidade e conseqüentemente a frequência do gerador isolado tendem a aumentar, sobre-tensões e tensões distorcidas podem ser geradas pela máquina no ponto de isolamento. Este fenômeno é conhecido como auto-excitação e inevitavelmente pode vir a provocar danos a eventuais cargas que estejam conectadas a esta parcela da rede isolada e ao próprio gerador(OUHROUCHE *et al.*, 1998).

A auto-excitação pode ser evitada restringindo-se a capacidade do banco de capacitores utilizado para correção do fator de potência a um valor menor que o requerido para criação do circuito ressonante dentro do intervalo de operação da velocidade (frequência) do gerador, enquanto seu efeito pode ser controlado pela aplicação na máquina de uma proteção contra sobre-tensão que atue rapidamente na condição do isolamento do gerador.

3.3.4- Operação durante Distúrbios na Rede Elétrica Desbalanceada e Contribuição da Máquina Assíncrona para Corrente de Falta

Os geradores assíncronos são normalmente conectados a redes elétricas isoladas ou em esquemas de geração distribuída, estes últimos muitas vezes caracterizados pela conexão das máquinas a alimentadores longos ou junto a subestações próximas às redes de distribuição urbanas. Nesta seção serão tratados inicialmente alguns aspectos relacionados à conexão das máquinas assíncronas em sistemas isolados desbalanceados. Em seguida,

será dado destaque à resposta das máquinas assíncronas diante de distúrbios severos na rede elétrica como curto-circuito, notadamente no que se refere ao comportamento da corrente de curto circuito devido a este tipo de gerador.

3.3.4.1- Operação Desbalanceada

Os geradores de indução apresentam uma baixa impedância diante de tensões desbalanceadas, gerando em consequência elevadas correntes. Este aspecto pode ser claramente visualizado a partir do circuito equivalente de seqüência negativa por fase da máquina de indução mostrado na Figura 3.12 (ANDERSON & FOUAD, 1995). Em operação próxima à condição nominal o escorregamento tende a zero e a resistência efetiva do rotor é reduzida para $r_{ar}/2$ o que eleva o nível de corrente no rotor da máquina. Este fenômeno é mais comum em redes de distribuição rurais, principalmente por dois motivos que correspondem à interligação direta da máquina na rede e à conexão de cargas monofásicas. O efeito das correntes desbalanceadas é aumentar o aquecimento no gerador e impor um torque ondulante (“ripple torque”) ao eixo do gerador.

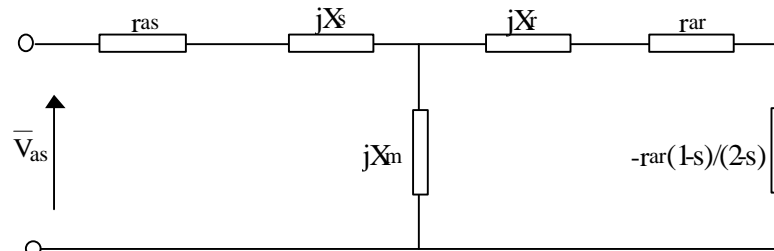


Figura 3.12- Circuito Equivalente por Fase em Regime Permanente de Seqüência Negativa da Máquina de Indução

3.3.4.2- Contribuição do Gerador de Indução para a Corrente de Falta

Nos sistemas de distribuição urbanos o efeito anterior é consideravelmente reduzido, pois a máquina é conectada nas subestações junto aos transformadores de alta tensão e o desbalanceo da carga é menos pronunciado. Nestes casos, o comportamento do gerador de indução em condições de falta na rede é bem diferente do gerador síncrono. A falta mais severa, que corresponde à trifásica, interrompe totalmente o suprimento de potência reativa necessária para manutenção da excitação do gerador, não havendo em consequência nenhuma contribuição do mesmo para a corrente de falta simétrica.

A Figura 3.13 mostra o comportamento por fase da corrente de um gerador assíncrono de 1 MW, 3.3 kV na ocorrência de uma falta, um curto circuito trifásico. Pode-se observar que a corrente de falta decai consideravelmente em um período de 100 a 200 ms, o que significa que a contribuição do gerador assíncrono para o curto é pequena.

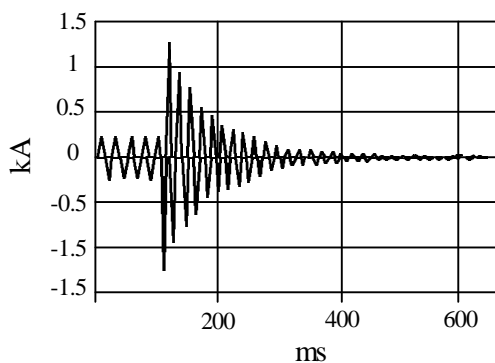


Figura 3.13- Corrente de Falta no Gerador de Indução de 1 MW

Uma expressão similar à equação 3.4 do gerador síncrono, porém com os termos em $1/X_d$ omitidos pode ser utilizada para descrever a contribuição da corrente de falta da máquina assíncrona, considerando um curto circuito trifásico nos seus terminais. Por outro lado, normalmente devido as dificuldades na obtenção dos dados necessários para composição da referida equação, opta-se pela utilização da seguinte equação simplificada que retrata bem o comportamento do gerador durante estes instantes, (JENKINS, *et al.*, 2000):

$$I = E / X'_a \left(\cos(\hat{u}_s t + \tilde{\delta}) e^{-t/T''} + \cos(\tilde{\delta}) e^{-t/T_a} \right) \quad (3.10)$$

onde,

$$T'' = X'_a / \hat{u}_s r_{arbl}$$

$$X'_a = X_s + ((X_{rbl} X_m) / (X_{rbl} + X_m))$$

Na equação 3.10, E corresponde a tensão de rede e o sub-índice “bl” indica condição de rotor bloqueado. Assim como para o gerador síncrono, neste caso pode-se também adicionar à impedância do estator alguma impedância externa devida, por exemplo, ao transformador.

O valor da corrente de falta proveniente do gerador assíncrono é limitado dependendo do nível de excitação da máquina e tem um decaimento muito rápido, não atingindo geralmente o valor necessário para ativar a operação dos sistemas de proteção.

Portanto, quando a falta ocorre no sistema de distribuição conectado a este tipo de gerador, a corrente utilizada para operação da proteção por sobrecorrente deve vir das fontes de geração síncrona da rede. Tal operação deve isolar o gerador assíncrono do restante do sistema elétrico e então os relés de sobre-freqüência, subtensão ou sobre-velocidade são ativados para retirada definitiva da máquina de indução da rede. A operação sequencial da proteção por subtensão, sobre-freqüência ou sobre-velocidade é necessária, uma vez que o gerador assíncrono não tem capacidade de alimentar a corrente de falta.

Se a coordenação da proteção não atuar adequadamente e a máquina de indução de rotor em gaiola for mantida na rede durante um transitório elétrico como, por exemplo, um curto circuito, o consumo de potência reativa pode atingir valores excessivos devido ao crescimento do escorregamento. Esta potência reativa será fornecida pela rede o que pode resultar em uma considerável queda de tensão no sistema de distribuição conduzindo o mesmo a uma situação de colapso de tensão como será identificado no capítulo 6.

A utilização de geradores duplamente excitados com excitação via conversores estáticos apresenta-se como uma solução técnica economicamente viável para este problema e pode melhorar bastante a resposta dinâmica do sistema eólico, fornecendo uma maior controlabilidade à máquina tanto em relação à potência reativa quanto à ativa diante de distúrbios transitórios na rede elétrica, evitando assim que o sistema seja conduzido à situação de colapso ressaltada. A possibilidade de controle da potência reativa a partir das correntes injetadas no rotor da máquina pelos conversores possibilita ao gerador a redução na demanda de reativos provenientes da rede, contribuindo assim para a estabilidade global do sistema elétrico (NUNES *et al.*,2003a).

3.4- Conclusões

Neste capítulo foram tratados os aspectos relacionados com a interligação dos geradores assíncronos nos sistemas de geração distribuídos, estes últimos normalmente caracterizados por fontes geradores conectadas às redes de distribuição. O comportamento de variáveis como a potência reativa, torque e escorregamento da máquina de indução foram considerados, tomando-se como base o gráfico de operação do gerador assíncrono e o gráfico do torque-escorregamento da máquina. As análises foram realizadas levando em conta um comparativo com os geradores síncronos.

Das avaliações realizadas, pode-se concluir que o gerador assíncrono de rotor em gaiola apresenta limitações consideráveis quando de sua integração no sistema elétrico.

Estas limitações estão diretamente relacionadas com sua característica de consumo contínuo de potência reativa e seu problema de desexcitação, que pode tornar-se crítico em condições de faltas severas, como um curto-circuito trifásico no sistema elétrico. Estas análises abrem caminho para a opção por novas alternativas tecnológicas, que incluem a utilização de sistemas eólicos de velocidade fixa com geradores assíncronos em gaiola e controle do ângulo de passo das pás ou a adoção dos geradores duplamente excitados nos esquemas DFIG, os quais têm a capacidade de promover um controle autônomo da potência ativa e reativa da máquina nos esquemas de velocidade variável. Este é um fator de controlabilidade importante que pode auxiliar na manutenção da estabilidade do gerador em condições de transitórios no sistema elétrico, como será evidenciado nos resultados apresentados no Capítulo 6 (NUNES *et al.*, 2003b).

4. Modelos Dinâmicos com a Incorporação dos Esquemas Eólicos de Velocidade Fixa e Variável

4.1 – Introdução

A classificação dos fenômenos dinâmicos a partir de seus intervalos naturais de tempo de resposta é importante por gerar um impacto direto na modelagem dos componentes do sistema elétrico. Neste contexto, dependendo da natureza do distúrbio, parcelas do sistema de potência podem ser consideradas em um regime quase estático.

É intuitivo, por exemplo, que não existe a necessidade de resolver as complexas equações de propagação de ondas nas linhas de transmissão, para investigar o impacto de alterações nos pontos de operação dos reguladores das caldeiras das usinas térmicas, pois os dois fenômenos estão associados a constantes de tempo e frequências naturais bastante diferentes. Uma divisão típica, baseada no tempo de duração em segundos de tais fenômenos, é mostrada na Figura 4.1 a seguir.

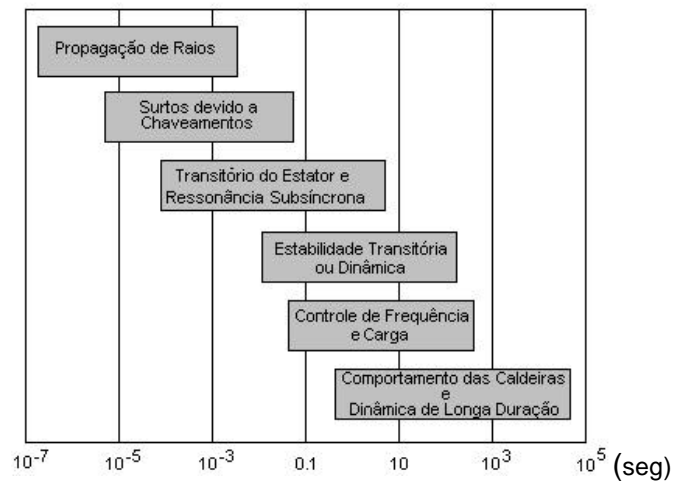


Figura 4.1- Classificação dos fenômenos dinâmicos

Os transitórios eletromagnéticos ultra-rápidos, que aparecem no topo da lista da Figura 4.1, estão associados com a propagação de raios, e surtos devidos a chaveamentos elétricos. Tais transitórios estabelecem a necessidade do uso de modelos detalhados de ordem elevada dos componentes do sistema e principalmente das linhas de transmissão, que se constituem no principal elo de conexão para formação dos modelos mais complexos da rede elétrica durante tais estudos. Vários programas como SIMULINK - MATLAB e EMTP-ATP fazem este tipo de avaliação, (GREENWOOD, 1991).

A preocupação do trabalho, ora em desenvolvimento, é com uma escala de tempo maior, associada aos fenômenos de estabilidade transitória do sistema elétrico. Estes estudos podem ser desenvolvidos em vários estágios, desde o planejamento até a operação do sistema de potência e visam avaliar a capacidade do mesmo em manter o sincronismo, quando sujeito a distúrbios transitórios severos, como uma falta na linha de transmissão, perda de geração ou de uma grande parcela da carga. A resposta do sistema elétrico a estes distúrbios envolve normalmente grandes variações no ângulo do rotor dos geradores síncronos, na velocidade das máquinas síncronas e assíncronas, nas tensões e frequências das barras elétricas do sistema e nos fluxos de potência.

A integração de fontes eólicas, como é proposto nesta tese, pode reduzir ainda mais a fronteira de estabilidade do sistema elétrico, exigindo assim, um estudo criterioso do comportamento do mesmo nas situações pós-falta. Para a realização deste estudo, é necessário o desenvolvimento de modelos matemáticos dinâmicos para todos os componentes que formam o sistema elétrico, de maneira que os mesmos possam estimar, de forma precisa, o comportamento das variáveis de estado.

Nos próximos itens deste capítulo serão definidos os modelos dinâmicos adotados para o sistema de geração convencional representado por usinas térmicas a Diesel junto a geradores síncronos, e de alguns componentes da rede elétrica. Será estabelecida em seguida, detalhadamente, a modelagem dinâmica dos sistemas eólicos, nas configurações fixa e variável.

4.2 – Máquina Primária e Regulador de Velocidade

O sistema Diesel pode ser descrito em regime permanente, com boa aproximação, por um modelo de 1º ordem relacionando o consumo de combustível com a potência mecânica na saída da máquina, (HUNTER & ELLIOT, 1994). Quando esta é submetida a uma perturbação de carga, a correção de sua potência se dá através de um processo que envolve atrasos relacionados com as constantes de tempo de atuação da válvula de controle do fluxo de combustível e com a queima de combustível, além da inércia da massa girante e das perdas por fricção, entre outros fatores que ocorrerão ao longo do processo. Um diagrama de blocos que representa um sistema Diesel típico com a inclusão do regulador de velocidade, é apresentado no Anexo 1 deste trabalho.

Modelos dinâmicos detalhados deste sistema envolvem normalmente o conhecimento de muitos parâmetros que nem sempre estão disponíveis na literatura. Em

tais situações, um modelo simplificado de primeira ordem, com um ganho e uma constante de tempo de atraso, pode ser utilizado sem grandes perdas na precisão dos estudos realizados para efeito de integração da máquina primária (sistema Diesel) com o gerador síncrono no sistema elétrico de potência, (KARINIOTAKIS & STAVRAKAKIS, 1995a).

Os reguladores de velocidade, por sua vez, possuem efeitos mais destacados nos estudos de longa duração. Por esta razão, os simuladores para este tipo de estudo devem possuir modelos suficientemente detalhados para representar estes elementos. Os modelos propostos para representação dos reguladores são basicamente compostos por um sensor de velocidade, um mecanismo de amplificação e controle, que pode ser mecânico ou elétrico, e um servomotor hidráulico, (ARRILLAGA *et al.*, 1984; MANZONI, 1996). O tipo de mecanismo dos elementos de amplificação/controle e do servomotor definem o controle do regulador, se mecânico-hidráulico ou eletro-hidráulico. No sistema Diesel esta regulação é realizada a partir do controle na injeção do fluxo de combustível.

Para a operação estável entre as unidades Diesel operando em paralelo, os reguladores destas são providos de uma característica de queda de velocidade, de acordo com o aumento da carga, como pode ser identificado no modelo apresentado na Figura A1.1 do Anexo 1. Quando a máquina síncrona e o seu regulador de velocidade sofrem um impacto de carga, ocorre uma variação de frequência em regime transitório. Após cessarem os transitórios, a frequência se estabiliza em um valor diferente do original, apresentando um erro. Esse novo valor estável é atingido devido à ação da regulação primária da máquina, que no diagrama da Figura A1.1 do Anexo 1 é representada pelo parâmetro R_p ($p.u.Hz/p.u.kW$).

Para restaurar a frequência ao seu valor nominal existe a necessidade da ação de um controle suplementar o qual atua a partir da integração do sinal do erro de frequência. Este controle secundário é o objetivo principal do Controle Automático da Geração (CAG), o qual regula a frequência para o valor nominal e mantém o intercâmbio de potência no caso de várias áreas de controle, (KUNDUR, 1994; SAADAT, 1999). Foi adotado neste estudo para representação do regulador de velocidade, o modelo da IEEE, com queda de velocidade, definido pelo IEEE COMMITTEE REPORT, (1973) e ressaltado por DE MELLO *et al.* (1991) e SAADAT (1999).

4.3– Descrição do Modelo Dinâmico utilizado para Representação da Máquina Síncrona

A máquina síncrona caracteriza-se por operar à velocidade constante síncrona na situação de regime permanente, sendo esta velocidade proporcional à frequência das correntes que circulam pelos enrolamentos da armadura. Os rotores associados às máquinas síncronas podem ser do tipo cilíndrico ou de pólos salientes. Os rotores cilíndricos são mais utilizados nas máquinas que operam com altas velocidades de rotação, como no caso das máquinas térmicas; os de pólos salientes, por outro lado, são utilizados com máquinas de baixas velocidades, como as hidráulicas, eólicas, etc.

Além dos enrolamentos de campo e armadura, a máquina síncrona pode apresentar enrolamentos de amortecimento no rotor, com o propósito de atuarem durante a ocorrência de distúrbios sobre a mesma, atenuando fortemente os efeitos transitórios resultantes, (CHAPMAN, 1999; SAADAT, 1999).

As equações do gerador síncrono são obtidas partindo das transformações de Park, (KIMBARK, 1956; PAVELLA & MURTHY, 1994), depois de considerar algumas simplificações que não comprometam o comportamento físico da máquina, quando integrada na análise dinâmica em sistemas de potência. Uma destas simplificações está relacionada à desconsideração da variação do fluxo magnético concatenado com o estator do gerador (componentes CC), que possui uma taxa de decremento muito rápida (pequena constante de tempo), em comparação com a dinâmica do rotor, associada às constantes de tempo mecânicas mais lentas.

Além do aspecto anterior, a consideração apenas do transitório do rotor é necessária para a integração do gerador à rede, esta última representada por uma admitância equivalente dentro do modelo multimáquinas. Ignorar os efeitos do transitório estatístico ainda tem a vantagem de introduzir no sistema um certo grau de conservadorismo, o que resulta em um aumento da margem de segurança nas análises de estabilidade, (MACHOWSKI, 1998).

Será adotada para representação da máquina síncrona o modelo 5 (ARRILLAGA *et al.*, 1984), que considera os efeitos subtransitórios dos eixos d e q da máquina e requer o uso de três equações diferenciais para tensão, além das equações diferenciais de velocidade e ângulo. No modelo apresentado, estão sendo considerados três enrolamentos relacionados ao circuito do rotor; sendo um enrolamento de campo e um enrolamento amortecedor associado ao eixo direto (eixo d), de modo a considerar os efeitos transitórios

e subtransitórios, respectivamente, sobre esse eixo. Em relação ao eixo em quadratura (eixo q) no rotor é considerado um enrolamento amortecedor representando os fenômenos subtransitórios sobre esse eixo. As equações algébricas, em p. u., associadas ao estator do gerador síncrono podem ser escritas como:

$$V_d = V_d'' - r_s I_d + X_q'' I_q \quad (4.1)$$

$$V_q = V_q'' - r_s I_q - X_d'' I_d \quad (4.2)$$

As equações diferenciais em p.u., representando a dinâmica do rotor, são dadas por:

$$\frac{dV_d''}{dt} = -\frac{1}{T_{qo}''} \left[V_d'' - (X_q'' - X_q') I_q \right] \quad (4.3)$$

$$\frac{dV_q'}{dt} = -\frac{1}{T_{do}'} \left[E_{fd} - \frac{X_d'' - X_d'}{X_d' - X_d''} V_q' + \frac{X_d' - X_d''}{X_d' - X_d''} V_q'' \right] \quad (4.4)$$

$$\frac{dV_q''}{dt} = -\frac{1}{T_{do}''} \left[V_q'' - V_q' + (X_d' - X_d'') I_d \right] \quad (4.5)$$

Equação em p. u. do torque eletromagnético produzido pelo gerador síncrono:

$$T_E = V_d'' I_d + V_q'' I_q - (X_d'' - X_q'') I_d I_q \quad (4.6)$$

sendo:

V_d, V_q – tensões respectivamente nos eixos d e q para o gerador síncrono (p.u.);

I_d, I_q – correntes da máquina respectivamente nos eixos d e q (p.u.);

X_d, X_q – reatâncias (p.u.) do gerador síncrono, associadas aos eixos direto e em quadratura;

X_d', X_q' – reatâncias transitórias do gerador síncrono, associadas aos eixos direto e em quadratura;

X_d'', X_q'' – reatâncias subtransitórias (p.u.) do gerador síncrono, associadas aos eixos direto e em quadratura; r_s – resistência de estator do gerador síncrono (p.u.);

\bar{E}_{fd} – tensão de campo do gerador síncrono (p.u.);

V_d'', V_q'' – componentes de tensão atrás das reatâncias subtransitórias da máquina síncrona.

V_d' – tensão atrás da reatância transitória X_d' da máquina síncrona (p.u.);

T_{do}' – constante de tempo transitória de circuito aberto para o eixo direto (s);

T_{qo}'' – constante de tempo subtransitória de circuito aberto da máquina síncrona no eixo em quadratura (s).

4.4 – Sistemas de Excitação

O objetivo básico do sistema de excitação é fornecer corrente contínua para o enrolamento de campo das máquinas síncronas. Regulando a corrente de campo, estes sistemas desempenham funções de controle e proteção essenciais ao desempenho dinâmico satisfatório da rede elétrica.

A importância de tais esquemas cresce ainda mais nas redes com grande parcela de geração eólica de velocidade fixa, onde normalmente são utilizados geradores assíncronos com rotor em gaiola. Nestas situações, grande parte do reativo consumido nos geradores eólicos é proveniente dos sistemas de excitação síncronos, como será observado nas simulações realizadas no Capítulo 6. Tais sistemas têm evoluído bastante nos últimos anos e dependendo da excitatriz podem ser classificados em sistemas CC, CA ou mais recentemente os sistemas que utilizam excitatrizes estáticas, (KUNDUR, 1994; PAVELLA & MURTHY, 1994).

Nos estudos de estabilidade dinâmica do sistema elétrico são adotados, por simplicidade e praticidade, modelos reduzidos associados ao sistema de excitação da máquina síncrona, pois um modelo que represente com grande precisão a dinâmica do arranjo da excitação é extenso e complexo.

Foram desenvolvidos vários modelos matemáticos associados à regulação de tensão da máquina síncrona, os quais podem ser encontrados em ANDERSON & FOUAD (1977), IEEE COMMITTEE REPORT (1981), ARRILLAGA *et al.* (1984) e SAADAT (1999), com diversos graus de precisão e para diversas aplicações de simulação. Neste trabalho, será adotado, para representação do sistema de excitação, o modelo Tipo 1 proposto pelo IEEE, (ANDERSON & FOUAD, 1995).

4.5 – Linhas de Transmissão e Modelo da Carga na Rede Elétrica

Em uma rede elétrica a potência requerida pela carga é transferida a partir das unidades geradoras através de linhas de transmissão. Os transitórios associados a estas linhas apresentam um decaimento muito rápido, sendo, portanto uma prática usual desprezá-los no modelo matemático da rede nos estudos de estabilidade transitória (ANDERSON, 1977; STAGG & EL-ABIAD, 1979; KUNDUR, 1994). De modo a deixar o modelo completo do sistema consistente, os transitórios associados com os circuitos do estator das máquinas elétricas também são desprezados, como exposto em itens anteriores.

Os modelos das linhas de transmissão para uso nas análises da rede elétrica são divididos em categorias que dependem do comprimento da linha, ou seja, longa, média ou curta. No presente trabalho utiliza-se o modelo p equivalente, considerado adequado para os estudos aqui desenvolvidos. A linha é modelada utilizando uma resistência e uma indutância em série e uma capacitância em paralelo. Este modelo a parâmetros concentrados é obtido a partir do modelo a parâmetros distribuídos, introduzindo para isto algumas simplificações encontradas em GRAINGER & STEVENSON (1994).

Vários são os modelos que podem ser adotados para representação de cargas no sistema elétrico de potência, sendo este ainda um campo aberto a pesquisas. No presente trabalho, a carga elétrica do sistema é modelada como uma impedância constante equivalente, inserida nas equações da rede junto com a impedância das linhas de transmissão. Este modelo considera que uma variação da tensão é refletida nas potências ativa e reativa da carga. Assumindo a ocorrência de uma falta, como um curto-circuito na rede elétrica, esta representação prevê uma redução considerável da potência ativa, uma vez que a mesma é proporcional ao quadrado da tensão, como ocorre nos sistemas elétricos de potência. Modelos estáticos de carga têm sido utilizados na representação tanto de cargas estáticas como resistivas e de iluminação quanto cargas dinâmicas, como por exemplo, motores, (PRICE *et al.*, 1993).

Pode-se também introduzir na análise modelos dinâmicos dos motores de indução, os quais são cargas bastante comuns nos sistemas elétricos. Estes motores podem ser agregados em grupos, dependendo da potência dos mesmos. Cada grupo é modelado por um equivalente a partir das equações diferenciais da máquina de indução descritas em NUNES *et al.* (2002a e 2002b).

4.6 – Grau de Detalhamento nos Modelos dos Sistemas Eólicos

Em função do grau de detalhamento, os modelos dos sistemas eólicos podem ser divididos em transitórios, aplicados aos estudos de estabilidade transitória; subtransitórios, adequados somente quando o gerador eólico, nos esquemas de velocidade fixa ou variável, for estudado isoladamente; e os baseados nas curvas de potência da turbina eólica (SLOOTWEG *et al.*, 2001b). A seguir são expostas as características principais de cada um destes sistemas, sendo importante ressaltar que esta divisão é referente à parcela elétrica.

4.6.1 – Modelos Baseados nas Curvas de Potência da Turbina Eólica

Estes modelos são aplicados principalmente para a estimativa da energia produzida pelas turbinas eólicas em uma determinada localidade. Nele, a potência é função basicamente da área do rotor da turbina e da velocidade do vento. Os valores de potência obtidos podem ser utilizados apenas para análises de custo. Normalmente, são usadas nestes cálculos seqüências de médias horárias de velocidade do vento durante longos períodos, meses ou anos.

Modelos deste tipo não são adequados para as simulações dinâmicas do sistema de potência, pois os mesmos não incluem nenhuma equação diferencial que descreva o comportamento transitório do sistema eólico na sua integração com a rede elétrica. Além disso, não levam em conta nos esquemas de velocidade variável, que a potência gerada para uma certa velocidade de vento seja função do valor da velocidade angular no eixo do rotor, assim como do ângulo de passo da pá da turbina, nos esquemas com controle de passo.

A única maneira de integrar este modelo nas simulações dinâmicas é considerando a turbina eólica como um sinal de velocidade de vento associado a uma fonte de potência controlada (gerador). A curva de potência da turbina eólica poderá então ser utilizada para o cálculo da parcela de energia gerada em uma determinada velocidade do vento. Estes cálculos certamente irão incorrer em erros no caso de sistemas de velocidade variável.

Esta modelagem não se aplica às simulações de faltas nas redes elétricas, tanto para o caso de turbinas de velocidade fixa, onde o gerador de indução com o rotor em gaiola reage rapidamente às variações de tensão e freqüência, quanto para as de velocidade variável, pois nestas situações os conversores eletrônicos de potência atuam quase instantaneamente mediante as variações de freqüência e tensão devendo, portanto, seus efeitos ser incluídos na modelagem dinâmica.

4.6.2 – Modelo Subtransitório

Nesta abordagem, para os esquemas de velocidade fixa, o gerador de indução em gaiola é representado por um modelo de quinta ordem em coordenadas d-q, o qual trabalha com os transitórios dos fluxos magnéticos concatenados com o rotor, estator e a velocidade mecânica do eixo (AKHMATOV *et al.*, 2000). Assim, a dinâmica do gerador é representada por cinco variáveis de estado. A menor constante de tempo está na faixa de 10 ms, em função da potência da máquina. Dependendo do algoritmo de integração numérica,

se for adotado um passo de tempo constante para as simulações, este deve corresponder em média a pelo menos um décimo da menor constante de tempo do sistema, o que equivale a 1 ms.

Nos esquemas de velocidade variável são adotados modelos de 5^o e 7^o ordens para a representação dos geradores de indução duplamente excitados (DFIG) e os geradores síncronos respectivamente, nestes últimos, incluídos os enrolamentos amortecedores. São necessários também modelos detalhados dos conversores de potência para considerar a atuação das chaves semicondutoras. Tanto as malhas de controle de corrente, nos conversores, quanto, em um nível mais externo, as malhas de controle do torque eletromagnético e das potências ativa e reativa injetadas na rede elétrica devem ser incluídas.

A frequência de chaveamento dos conversores de potência utilizados com as turbinas eólicas, varia na faixa de 1 kHz nas turbinas de alta potência, até 10 kHz para turbinas de pequeno porte. Esta alta frequência de chaveamento diminui muito o valor da menor constante de tempo do sistema, o que pode implicar, dependendo do método de integração numérica utilizado (com passo fixo) e da potência da turbina eólica, no uso de passos de integração no intervalo de 0.1 a 0.01 ms. O uso de métodos de integração rígidos com passos de integração variáveis pode minimizar este problema, reduzindo a instabilidade numérica e o tempo de processamento (DE MELLO *et al.*, 1992). Por outro lado, mesmo com este procedimento, dependendo do tamanho da rede (número de barras), o tempo total de processamento pode tornar-se bastante elevado.

Os seguintes aspectos devem ser considerados na integração dos modelos subtransitórios, aqui detalhados, no software de simulação do sistema de potência.

- Estes modelos são particularmente complexos no caso de turbinas eólicas de velocidade variável, onde é necessário um conhecimento avançado da teoria do conversor de potência e do comportamento dinâmico da turbina e da rede elétrica;
- A modelagem detalhada dos conversores eletrônicos de potência e seus reguladores, assim como, dos transitórios dos estatores das máquinas, é inapropriada para implementação nas simulações dinâmicas de grandes sistemas elétricos de potência, com muitas turbinas eólicas e conseqüentemente está fora do escopo deste trabalho;

- O número de parâmetros requeridos para a especificação completa destes modelos é muito alto, sendo que a influência de alguns destes parâmetros nos aspectos relevantes do comportamento dinâmico das turbinas eólicas é pequeno, e não vale o grande aumento do esforço computacional despendido.

Além dos aspectos citados anteriormente, estes modelos não se adequam a uma importante característica da simulação dinâmica dos sistemas de potência, que corresponde à modelagem da rede utilizando uma matriz de admitância ou impedância constante. Tal representação da rede implica que somente as componentes fundamentais sejam levadas em conta. Assim, para consistência do modelo global, incluindo os sistemas eólicos, estes últimos devem incorporar somente a componente de frequência fundamental.

4.6.3 – Modelo Transitório – Conversores Modelados como Fonte de Tensão

Partindo do modelo subtransitório, a modelagem transitória pode ser desenvolvida da seguinte forma:

- Nos modelos dos geradores eólicos de velocidade fixa (gerador assíncrono de rotor em gaiola) e nos esquemas de velocidade variável, como o gerador de indução duplamente excitado (DFIG), a variação do fluxo magnético nas equações de tensão do estator deve ser desprezada;
- Nos esquemas eólicos de velocidade variável, o conversor no lado da rede deve ser modelado como uma fonte de tensão.

Estas medidas resolvem as inconsistências entre as variáveis subtransitórias do modelo anterior e a modelagem da rede. Por outro lado, os três outros problemas relacionados aos esquemas variáveis, isto é, a complexidade dos modelos, o pequeno passo de integração e o grande número de parâmetros requeridos não são ainda solucionados. Portanto as seguintes simplificações adicionais são propostas nesta tese:

- Nos esquemas de velocidades variáveis, o conversor no lado do rotor, no caso do DFIG, e do estator, no caso do gerador síncrono, ambos, devem ser modelados como uma fonte de tensão controlada por corrente;
- As chaves estáticas dos conversores de potência devem ser consideradas ideais, ou seja, não existe a necessidade da utilização de circuitos elétricos para representação da operação dinâmica de cada uma das chaves dos conversores eletrônicos, o que é mais adequado aos estudos de sistemas de potência.

Nesta modelagem as malhas internas de controle de corrente e externas de controle do torque e potência ativa e reativa são mantidas e os conversores são considerados como fontes de tensão controladas por corrente. Devido à presença da malha interna de controle da corrente, a qual trabalha com constantes de tempo menores, da ordem de 10 ms, é importante utilizar um método de integração com passo variável para redução do tempo computacional. Problemas típicos que são tratados com este modelo correspondem aos estudos de estabilidade transitória que incluem severos distúrbios na rede elétrica como curtos-circuitos, perda de geração, entrada de cargas, etc.

A principal diferença entre as simulações baseadas no modelo transitório com os conversores modelados como fonte de tensão e as do sub-transitório é que as primeiras consideram somente a componente fundamental harmônica de tensão e corrente. Esta aproximação propicia a representação da rede por uma impedância ou admitância equivalente, o que reduz o número de equações diferenciais do sistema elétrico, permitindo o uso de passos de integração maiores e conduzindo a uma redução no tempo computacional.

Esta representação dos esquemas eólicos de velocidade fixa e variável deve ser combinada com um modelo adequado do rotor da turbina eólica, o qual inclui o controle da velocidade do eixo e o controle de passo, além da regulação da tensão terminal no caso de utilização do gerador de indução duplamente excitado, este último, a partir do conversor eletrônico interligado ao rotor da máquina.

4.6.4 – Modelo Transitório – Conversores Modelados como Fontes de Corrente

Um quarto modelo pode ser estabelecido para caracterização do comportamento dos sistemas eólicos integrados às redes elétricas, (NUNES *et al.*, 2003a). Este modelo é também adequado nos estudos de estabilidade transitória. As seguintes considerações adicionais devem ser levadas em conta nesta representação:

- Nos esquemas de velocidade variável o termo $d\psi/dt$ da variação do fluxo magnético deve ser desconsiderado nas equações do estator e rotor;
- Os conversores de potência devem ser modelados como fontes de corrente controlada e não fonte de tensão controlada. Adotando esta modelagem pode-se omitir os termos $d\psi/dt$ nas equações da tensão no rotor, pela razão de que as variações instantâneas de corrente não levam a elevadas sobre-tensões, como nos casos em que estes termos estão presentes;

O resultado destas simplificações é a obtenção de equações algébricas relacionando o torque no gerador com a corrente no rotor para os esquemas DFIG e com as correntes no estator nos sistemas com gerador síncrono. Esta simplificação possibilita o controle direto do torque eletromagnético a partir da injeção de correntes no rotor ou estator das máquinas, como será visto na seção 4.11 deste capítulo. Desta forma, o gerador pode ser considerado como uma fonte de torque controlada por corrente.

Uma importante vantagem desta representação é que ela abre a possibilidade de modelar ambos os esquemas de velocidade variável (com geradores síncronos ou de indução) por um único modelo universal sem perder as características físicas destes sistemas. As diferenças no comportamento dos dois tipos de geradores são compensadas pelos conversores de potência e reguladores e os resultados são bastante similares em relação à interação com o sistema de energia elétrica.

Este modelo considera uma resposta instantânea para a tensão após a ocorrência de uma falta, uma vez que as tensões no rotor são calculadas por equações algébricas. O modelo de fonte de corrente leva em conta assim, a atuação instantânea dos conversores de potência diante dos distúrbios de tensão ou corrente na rede elétrica. A dinâmica da velocidade do eixo do rotor é, contudo, considerada através da equação de balanço. Com isto, obtém-se um comportamento transitório similar ao proveniente do modelo de fonte de tensão, para variáveis como torque eletromagnético, potências ativa e reativa e escorregamento do gerador assíncrono, diante de faltas severas no sistema elétrico, como será mostrado no capítulo de resultados.

O modelo de fonte de corrente é assim adequado para a representação da máquina quando o interesse for a avaliação da resposta dinâmica e transitória do sistema elétrico. Neste último caso, inclusive, diante de faltas como curto circuito na rede, fornecendo respostas similares ao modelo de fonte de tensão para as variáveis do sistema elétrico, com um custo computacional bem menor, proporcionado pela redução no número de equações diferenciais. Este aspecto torna-se fundamental em sistemas de maior porte com grande integração eólica.

4.7 – Modelagem da Turbina Eólica

O torque da turbina eólica é a razão da potência da mesma em relação à velocidade do eixo (ω_i) e pode ser expresso por:

$$T_{Am} = 0.5 \tilde{n} \frac{C_p}{\tilde{e}} \delta R^3 U_w^2 \quad (4.7)$$

sendo:

R - raio do rotor da turbina eólica,

U_w - velocidade média do vento (m/s),

ρ - massa específica do ar (kg m^3).

Para esquemas de velocidade fixa com controle por estol, C_p é função somente de λ . T_{Am} é uma função não linear das variáveis U_w e ω_t e sua linearização em torno de um ponto de operação é dada por:

$$\ddot{T}_{Am} = \frac{\partial T_{Am}}{\partial U_w} \ddot{U}_w + \frac{\partial T_{Am}}{\partial \omega_t} \ddot{\omega}_t \quad (4.8)$$

Uma análise detalhada desta equação mostra que a operação estável da turbina eólica corresponde à região onde $\frac{\partial(C_p/\tilde{e})}{\partial \tilde{e}} < 0$, quando um aumento da velocidade do vento resulta em um crescimento do torque aerodinâmico. Já a região de instabilidade

(operação do estol) é representada por $\frac{\partial(C_p/\tilde{e})}{\partial \tilde{e}} > 0$, (NOVAK *et al.*, 1995).

Uma relação não linear entre C_p e λ pode ser obtida experimentalmente para qualquer turbina eólica. O coeficiente de potência, C_p , associado ao rendimento da turbina pode ser calculado analiticamente através de um polinômio de terceiro grau, ou por expressões mais complexas como a apresentada a seguir (POWER, 1980; PAOR, 1982):

$$C_p = \frac{16}{27} \frac{\tilde{e}}{\tilde{e} + \frac{1.32 + [(\tilde{e} - 8)/20]^2}{B}} - 0.57 \frac{\tilde{e}^2}{\frac{L}{D} \left(\tilde{e} + \frac{1}{2B} \right)} \quad (4.9)$$

onde:

B = N° de Pás da Turbina,

L= Força de Sustentação,

D= Força de Arrasto.

É importante salientar que a relação (4.9) é válida somente para B = 1, 2 ou 3; $4 \leq \tilde{e} \leq 20$; e $L/D \geq 25$.

A dependência do coeficiente de potência em relação a λ define a característica aerodinâmica ou a eficiência mecânica da turbina eólica, caracteriza seu comportamento

em períodos de falta e estabelece a realimentação no modelo físico da mesma, através da velocidade angular do eixo.

A curva adimensional de $C_p-\lambda$ de uma das turbinas eólicas utilizada nas simulações dinâmicas deste trabalho, obtida experimentalmente a partir de medições realizadas pelo fabricante, é mostrada na Figura 4.2. A potência nominal da turbina corresponde a 1 MW. A forma desta curva tem uma influência significativa na energia absorvida.

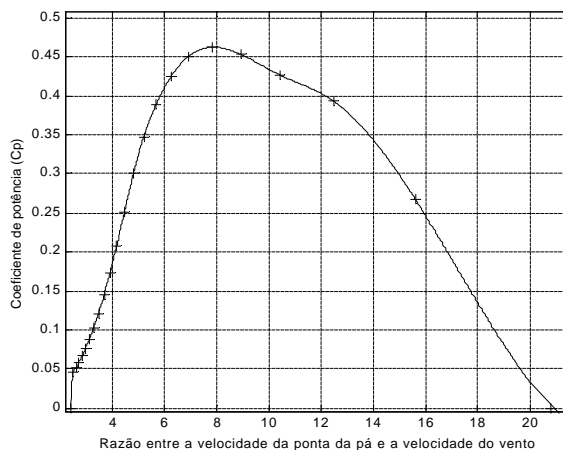


Fig. 4.2- Curva aerodinâmica de $C_p \times \lambda$

Neste caso específico, como a característica da curva aerodinâmica da turbina é mais aberta, esta não é tão sensível à variação de λ , sendo apropriada para esquemas eólicos de velocidade variável com controle de passo, (NUNES *et al.*, 2002a).

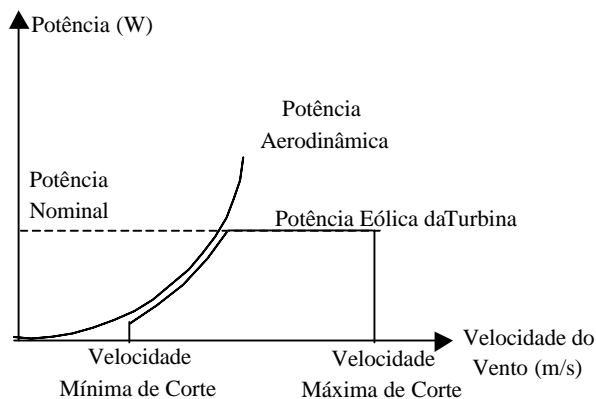


Fig. 4.3- Potências do vento e da turbina eólica

Os métodos utilizados para reduzir a potência quando esta exceder o valor nominal, ou seja, estol e ângulo de passo, foram expostos no Capítulo 2. Quando a velocidade do

vento alcança o valor máximo de corte “cut-out”, a turbina é parada devida aos problemas relacionados com os esforços mecânicos. Para turbinas na faixa de MW, a velocidade “cut-out” é aproximadamente de 25 m/s. Na figura 4.3 são mostradas as curvas típicas das potências do vento e da turbina eólica como função da velocidade do vento:

Nas baixas velocidades de vento, a potência do gerador e conseqüentemente o torque produzido são muito baixos para serem aproveitados. Assim, a turbina só parte quando a velocidade do vento excede um valor mínimo conhecido como “cut-in”.

A função densidade de probabilidade do vento é normalmente descrita por uma distribuição de Weibull como exposto em JOHNSON (2001) e não será detalhada neste trabalho. Ainda que a turbina eólica produza potência nominal na velocidade “cut-out” a energia absorvida é pequena porque o período (horas) de vento forte por ano é baixo.

Desconsiderando a dinâmica das partes mecânicas da turbina, ou seja, adotando o modelo tradicional de massa única ou massa global girante, obtém-se a seguinte equação de balanço entre a turbina eólica e o gerador. Neste caso, foi adotada a nomenclatura do gerador assíncrono em gaiola.

$$\frac{d\dot{u}_{ar}}{dt} = \frac{\dot{u}_s}{2H_A} \left(T_{Am} - T_{AE} - \frac{D}{\dot{u}_s} \dot{u}_{ar} \right) \quad (4.10)$$

onde:

T_{AE} – torque eletromagnético do gerador assíncrono com rotor em gaiola (*p.u.*);

T_{Am} – torque mecânico desenvolvido pela turbina eólica (*p.u.*);

ω_{ar} – velocidade angular do rotor da máquina assíncrona com rotor em gaiola (rad. ele/s);

H_A – constante de inércia incluindo a máquina primária e o gerador de indução - Modelo de Massa Global (s);

ω_s – Velocidade angular síncrona (rad/s).

A velocidade angular mecânica (rad. mec/s) no eixo do rotor da máquina de indução é dada pela relação $\omega_{ma} = (2/np) \omega_{ar}$, sendo np o número de pólos. Na Equação (4.10), a unidade da velocidade angular é rad/s, enquanto todas as demais variáveis devem estar em valores p.u. na base da potência nominal da máquina.

No Capítulo 6 será mostrado que este modelo simplificado, normalmente adotado na literatura nos estudos de estabilidade transitória pode levar a conclusões errôneas quanto à margem de estabilidade transitória de tensão do sistema elétrico com inclusão das turbinas eólicas de velocidade fixa. Este fato se deve à elasticidade mecânica no eixo que interliga a turbina ao gerador, resultado da interface com a caixa de engrenagens e que

deve ser considerada na modelagem das equações de balanço para a máquina. Nos esquemas de velocidade variável, este efeito é mal refletido devido à presença dos conversores estáticos na interligação da máquina com a rede, que funcionam como um filtro, desacoplando a frequência da rede elétrica da frequência do gerador.

4.7.1 – Controle do Ângulo de Passo

Os motivos para incorporação do controle do ângulo de passo nos esquemas de velocidade variável já foram expostos no Capítulo 2. Como visto, este controle normalmente atua nas velocidades acima da nominal para restringir o valor da potência mecânica. Em tais circunstâncias, a velocidade do rotor não pode ser controlada pelo aumento do torque eletromagnético, pois isto levaria a condições de sobrecarga no gerador e conversor.

Nesta situação, o coeficiente de potência é função de λ e do ângulo de passo, β . A avaliação do desempenho de C_p requer o uso da teoria do elemento de pá/momentum, a qual será apresentada neste trabalho para as pás com perfil aerodinâmico fixo. Este desenvolvimento requer um conhecimento de aerodinâmica, sendo os cálculos bastante complexos e baseados em aproximações numéricas, como será exposto na seção 4.11.

Assim, para evitar tais cálculos neste caso específico de mudança no ângulo de passo, foram utilizadas as funções descritas a seguir, encontradas em SLOOTWEG *et al.* (2001a), que aproximam bastante as relações entre C_p , λ e β :

$$C_p(\ddot{e}, \hat{a}) = 0.22 \left(\frac{116}{\ddot{e}_i} - 0.4\hat{a} - 5 \right) e^{\frac{-12.5}{\ddot{e}_i}} \quad (4.11)$$

Com o valor de λ_i obtido da seguinte equação:

$$\frac{1}{\ddot{e}_i} = \frac{1}{\ddot{e} + 0.08\hat{a}} - \frac{0.035}{\hat{a}^3 + 1} \quad (4.12)$$

A partir destas equações, pode-se concluir que o ângulo de passo precisa ser aumentado para redução de C_p . A característica aerodinâmica de $C_p \times \lambda$ de uma das turbinas de 1 MW utilizadas neste trabalho para vários valores de β , é mostrada na figura 4.4 a seguir.

A potência mecânica extraída do vento pode ser calculada pela equação (4.13), utilizando os valores atualizados da velocidade do vento e do eixo do rotor, que determinam λ , e o ângulo de passo:

$$P_v = \frac{\tilde{n}}{2} C_p(\hat{\alpha}, \tilde{\epsilon}) A_r U_v^3 \quad (4.13)$$

onde:

A_r = Área do rotor da Turbina (m^2),

U_v = Velocidade média do vento (m/s).

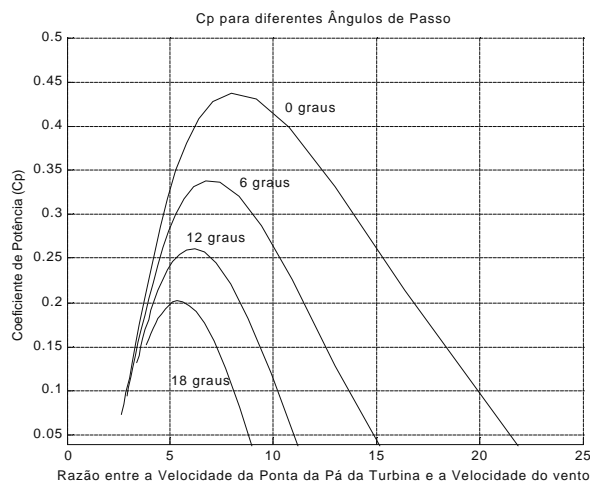


Figura 4.4- Característica aerodinâmica de $C_p \times \lambda$ para vários valores do ângulo de passo

O uso destas equações não determina completamente o sistema, pois nesta concepção a velocidade angular do eixo não é fixa, o que leva a uma indeterminação no valor de λ . Para interligar λ nas equações (4.11) a (4.13) deve-se utilizar a característica de controle da potência x velocidade em rpm, exposta anteriormente.

A seguir, estão as equações e o esquema de controle adotado para o ângulo de passo neste trabalho:

$$\hat{\alpha}_{ref} = K_g \frac{\dot{u}_{ar} - \dot{u}_{ref}}{\dot{u}_{ref} T_w} \quad (4.14)$$

$$\frac{d\hat{\alpha}}{dt} = \frac{-\hat{\alpha} + \hat{\alpha}_{ref}}{T_w} \quad (4.15)$$

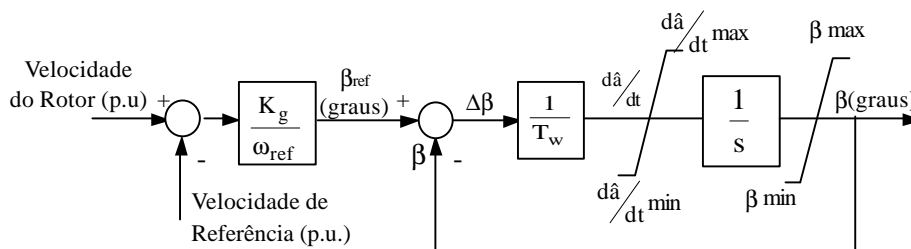


Figura 4.5- Regulação do ângulo de passo

Sendo ω_{ref} a velocidade de referência.

O ângulo de passo é modificado dentro de uma determinada taxa de variação que depende da potência da turbina e do equipamento utilizado para abertura do ângulo da pá (sistema de controle, servomotor, etc..). Valores típicos encontram-se na faixa de 3 a 5 graus/s. Esta metodologia de controle será aplicada no capítulo 6 para uma proposição original, que corresponde a atuação logo após a ocorrência de faltas na rede elétrica com o objetivo de aumentar a margem de estabilidade transitória dos sistemas eólicos de velocidade fixa.

4.8 – Modelo do Gerador Assíncrono – Esquema de Velocidade Fixa

A operação em regime transitório do gerador assíncrono de rotor em gaiola no esquema eólico de velocidade fixa, o qual é designado também por FSIG “Fixed Speed Induction Generator”, pode ser descrita utilizando-se a teoria de campos eletromagnéticos girantes. O modelo a ser desenvolvido serve para aplicações com as turbinas eólicas e a convenção utilizada será a de gerador. Isto significa que o sentido positivo das correntes e da potência ativa será na direção da máquina para rede elétrica.

Para a modelagem do gerador de indução, foi utilizada ainda a transformação d-q de Park com base em um eixo de referência girando à velocidade síncrona, (VAZ, 1992 e 1998). A escolha do eixo de referência síncrono é particularmente conveniente quando se deseja incorporar as características desta máquina em um programa utilizado para estudos de estabilidade transitória em Sistemas Elétricos de Potência, (KRAUSE *et al.*, 1994). Para o gerador síncrono, por outro lado, é adotado o eixo de referência no rotor, (PAVELLA & MURTHY, 1999).

A operação da máquina assíncrona é determinada a partir dos sinais do torque eletromagnético e escorregamento, os quais são negativos para operação gerador e positivo como motor. Opcionalmente pode-se desenvolver as equações da máquina de indução no modo de operação motor, e alterar os sentidos das correntes para considerar a máquina fornecendo potência ativa à rede, procedimento adotado neste trabalho. É importante ressaltar que tanto na condição de motor, quanto gerador, a máquina de indução com rotor em gaiola, consome potência reativa da rede elétrica, que em parte é suprida por bancos de capacitores junto aos barramentos com geradores assíncronos.

As equações que descrevem a máquina de indução por fase são derivadas com todas as variáveis referidas ao estator. Estas equações são então transformadas de um eixo a_s c_s b_s das fases do estator da máquina para um eixo de referência d-q (direto –

quadratura), o qual rotaciona à velocidade síncrona na direção de rotação do rotor com o eixo q adiantado 90° em relação ao eixo d, como mostra a figura 4.6 a seguir. Nesta figura, os índices s e r estão associados às componentes abc do estator e rotor respectivamente:

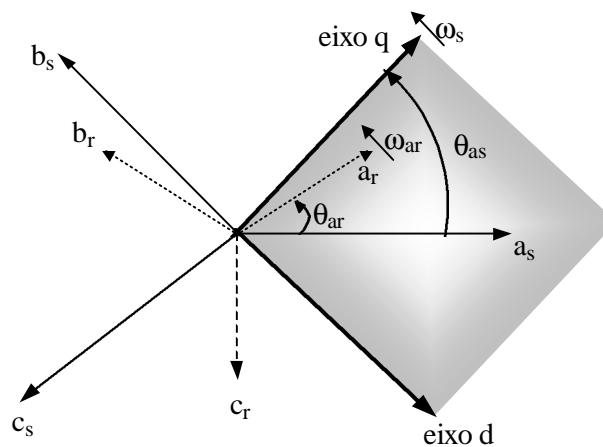


Fig. 4.6 Transformação de eixos abc da máquina para o eixo d-q

A seguir, é apresentado o modelo de quarta ordem, com as equações diferenciais que descrevem o comportamento do estator e rotor do gerador de indução em função das variações do fluxo magnético concatenado. Todas estas equações estão em p.u. na base nominal da máquina assíncrona. :

$$V_{das} = -r_{as}i_{das} - \dot{\theta}_s \phi_{qas} + \frac{d\phi_{das}}{dt} \quad (4.16)$$

$$V_{qas} = -r_{as}i_{qas} + \dot{\theta}_s \phi_{das} + \frac{d\phi_{qas}}{dt} \quad (4.17)$$

As equações representando a dinâmica do rotor em função do fluxo magnético correspondem a:

$$V_{dar} = r_{ar}i_{dar} - s\dot{\theta}_s \phi_{qar} + \frac{d\phi_{dar}}{dt} \quad (4.18)$$

$$V_{qar} = r_{ar}i_{qar} + s\dot{\theta}_s \phi_{dar} + \frac{d\phi_{qar}}{dt} \quad (4.19)$$

Os fluxos magnéticos concatenados em função das indutâncias e correntes do rotor e estator em p.u. são descritos como:

$$\phi_{das} = -L_{ss}i_{das} + L_m i_{dar} \quad (4.20)$$

$$\phi_{qas} = -L_{ss}i_{qas} + L_m i_{qar} \quad (4.21)$$

$$\phi_{dar} = L_{rr}i_{dar} - L_m i_{das} \quad (4.22)$$

$$\phi_{qar} = L_{rr}i_{qar} - L_m i_{qas} \quad (4.23)$$

$$\text{onde } L_{ss} = L_s + L_m \quad \text{e} \quad L_{rr} = L_r + L_m,$$

sendo:

V_{das} , V_{qas} , V_{dar} , V_{qar} – tensões respectivamente nos eixos d e q do estator e rotor para o gerador assíncrono com rotor em gaiola ($p.u.$);

Ψ_{das} , Ψ_{qas} , Ψ_{dar} , Ψ_{qar} – fluxos magnéticos respectivamente nos eixos d e q do estator e rotor para o gerador assíncrono ($p.u.$);

i_{das} , i_{qas} , i_{dar} , i_{qar} – correntes do estator e rotor da máquina assíncrona com rotor em gaiola respectivamente nos eixos d e q ($p.u.$);

r_{as} , r_{ar} – resistência do estator e rotor do gerador assíncrono ($p.u.$);

L_s , L_r , L_m – Indutâncias concatenadas com o estator e rotor e indutância mútua respectivamente (pu); s – escorregamento da máquina assíncrona.

4.9 – Modelo de Ordem Reduzida para Representação do Gerador Assíncrono – Tensão atrás da Reatância Transitória

Para representação do gerador assíncrono nos estudos de estabilidade transitória em sistemas elétricos de potência, é uma prática usual a redução das equações diferenciais do modelo dinâmico de quarta ordem, com o fluxo magnético, para um modelo de segunda ordem, baseado na tensão atrás de uma reatância transitória. Neste caso são desprezados os transitórios do estator, o que corresponde a ignorar a componente C.C. da corrente transitória do gerador apresentada no Capítulo 3, a qual possui um decaimento muito rápido quando comparada às componentes C.A. Este procedimento é essencial também para compatibilizar a modelagem do gerador com a da rede elétrica.

Nesta representação, as correntes do rotor são escritas em função das correntes de eixo direto e em quadratura do estator e dos fluxos magnéticos concatenados com o rotor. A relação entre a corrente e tensão do estator é assim expressa em termos de uma tensão atrás de uma reatância transitória. Desta forma, chega-se às seguintes relações para o estator:

$$V_{das} = V'_{da} - r_{as}i_{das} + X'_a i_{qas} \quad (4.24)$$

$$V_{qas} = V'_{qa} - r_{as}i_{qas} - X'_a i_{das} \quad (4.25)$$

A seguir, são apresentadas as equações diferenciais que descrevem a dinâmica dos enrolamentos do rotor da máquina assíncrona em p.u, em função de uma tensão atrás de uma reatância transitória:

$$\frac{dV'_{da}}{dt} = \frac{1}{T'_o} \cdot [-V'_{da} + (X_a - X'_a)i_{qas}] + s\dot{u}_s V'_{qa} \quad (4.26)$$

$$\frac{dV'_{qa}}{dt} = \frac{1}{T'_o} \cdot [-V'_{qa} - (X_a - X'_a)i_{das}] - s\dot{u}_s V'_{da} \quad (4.27)$$

As componentes da tensão interna atrás da reatância transitória são definidas em função do fluxo magnético do rotor do gerador como:

$$V'_{da} = -\frac{\dot{u}_s L_m}{L_{rr}} \phi_{qar} \quad (4.28)$$

$$V'_{qa} = \frac{\dot{u}_s L_m}{L_{rr}} \phi_{dar} \quad (4.29)$$

As novas reatâncias e a constante de tempo de circuito aberto são dadas por:

$$X'_a = \dot{u}_s \left[L_{ss} - \frac{L_m^2}{L_{rr}} \right] = X_a + \frac{X_r X_m}{X_r + X_m} \quad (4.30)$$

$$X_a = \dot{u}_s L_{ss} = X_s + X_m \quad (4.31)$$

$$T'_o = \frac{L_{rr}}{R_r} = \frac{L_r + L_m}{R_r} \quad (4.32)$$

onde:

X_s, X_r, X_m – Reatâncias do estator, rotor e mutua respectivamente (pu);

X_a – reatância de circuito aberto da máquina de indução em regime permanente (p.u.);

X'_a – reatância transitória de circuito aberto da máquina de indução (p.u.);

V'_{da}, V'_{qa} – componentes da tensão atrás da reatância transitória X'_{ao} (p.u.);

T'_o – constante de tempo transitória de circuito aberto da máquina de indução (s).

O torque eletromagnético em p.u. é dado por:

$$T_{AE} = V'_{da} i_{das} + V'_{qa} i_{qas} \quad (4.33)$$

As potências ativa e reativa, tensão e corrente são dadas pelas seguintes equações, onde * corresponde a designação de complexo conjugado:

$$P_A = \text{Re}\{V_t i_a^*\} \quad (4.34)$$

$$Q_A = \text{Im}\{V_t i_a^*\} \quad (4.35)$$

$$|\bar{V}_a| = \sqrt{V_{das}^2 + V_{qas}^2} \quad (4.36)$$

$$|\bar{i}_a| = \sqrt{i_{das}^2 + i_{qas}^2} \quad (4.37)$$

onde \bar{V}_a corresponde ao Vetor tensão terminal da máquina assíncrona, e \bar{i}_a é o Vetor corrente no estator da máquina assíncrona.

O número de equações pode tornar-se elevado nos estudos relacionados com a dinâmica de parques eólicos constituídos por muitas turbinas e geradores assíncronos. Nestes casos, é indicado representar um grupo de aerogeradores com as mesmas características técnicas e submetidos a uma mesma condição de velocidade de vento por um gerador equivalente, reduzindo assim a complexidade e o número de equações diferenciais associadas ao sistema eólico, (CHEDID *et al.*, 1994; SLOOTWEG, *et al.*, 2002). Os parâmetros do gerador eólico equivalente em relação a um grupo de n máquinas são dados pelas seguintes relações, sendo H_A a inércia equivalente de cada conjunto (turbina + gerador):

$$H_{An} = n \cdot H_A, \quad T'_{0n} = T'_0, \quad r_{asn} = \frac{r_{as}}{n}, \quad X_{an} = \frac{X_{a0}}{n}, \quad X'_{an} = \frac{X'_{a0}}{n} \quad (4.38)$$

A utilização da máquina equivalente tem a vantagem adicional de proporcionar resultados mais conservadores, o que resulta em uma redução na margem da estabilidade transitória prevista para o sistema eólico. Isto ocorre em virtude desta abordagem desconsiderar os amortecimentos sobre as flutuações de tensão e potência elétrica que certamente ocorrem entre os geradores assíncronos eólicos da rede, (NUNES *et al.*, 2002b).

4.10 – Compensação Capacitiva

Os bancos de capacitores (BCs) desempenham uma importante função quando conectados aos barramentos dos geradores assíncronos com rotor em gaiola, principalmente nos sistemas de energia elétrica com grande parcela de geração eólica em esquemas de velocidade fixa. As máquinas de indução absorvem potência reativa para sua excitação, aumentando assim a carga reativa do sistema de potência. A compensação capacitiva contribui para a manutenção da potência reativa proveniente dos geradores síncronos em níveis aceitáveis e para regulação do fator de potência próximo aos geradores eólicos, conforme exposto no capítulo anterior.

Nas simulações dinâmicas, os bancos de capacitores podem ser expressos como susceptâncias capacitivas. Os transitórios provenientes da interconexão dos bancos à rede

são desprezados por serem considerados muito rápidos em comparação à escala de tempo do fenômeno de estabilidade dinâmica examinado (KARINIOTAKIS & STAVRAKAKIS, 1995a).

4.11 – Modelos Aerodinâmicos de Rotores Eólicos de Eixo Horizontal

Um sistema eólico ao extrair energia do vento lhe reduz em consequência a velocidade, ou seja, a velocidade resultante do vento a jusante do rotor é menor do que a montante do mesmo. Este fenômeno é utilizado em qualquer modelo aerodinâmico de turbinas eólicas. A seguir são detalhados os modelos do disco atuador e o modelo de Glauert utilizado nesta tese.

4.11.1 – Modelo do Disco Atuador

O modelo do disco atuador foi proposto por Rankine W. e R. E. Froude (ALVES, 1997), sendo este o modelo mais simples para análise aerodinâmica de rotores eólicos de eixo horizontal. O rotor é considerado como um disco homogêneo que retira energia do vento, sendo que a máxima eficiência que pode ser extraída de uma turbina eólica está em torno de 60% da energia incidente, (NUNES *et al.*, 2002a). Neste modelo, o escoamento através do rotor é suposto como na figura 4.7, onde a velocidade não perturbada incidente V_0 é reduzida pelo disco atuador (absorção da energia cinética).

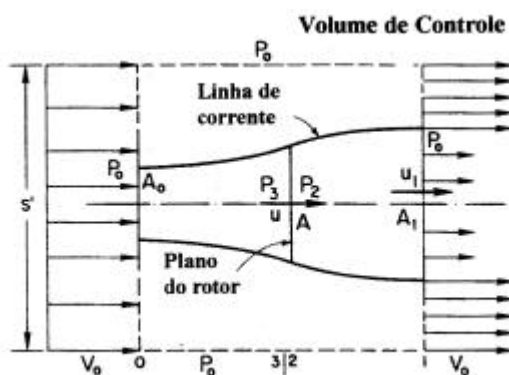


Figura 4.7- Escoamento sobre o disco atuador

O modelo do disco atuador fornece informações a respeito do escoamento, mostrando que a velocidade, tanto no plano rotor quanto após, é diferente da incidente. Sua principal limitação é a impossibilidade de estabelecer uma relação entre a geometria do rotor e seu desempenho. O desenvolvimento do mesmo é mostrado a seguir:

As hipóteses base são:

- 1- O escoamento é unidimensional, incompressível e em regime permanente.
- 2- O escoamento é livre (sem obstruções) a montante e a jusante do plano do rotor.
- 3- O rotor não induz nenhuma rotação no escoamento.
- 4- O campo de velocidade na entrada do volume de controle (estação 0, figura 4.7) é uniforme e de valor V_0 , sendo a pressão estática igual à pressão atmosférica, P_0 .

A transformação da energia do rotor é tal que a velocidade decresce causando uma expansão das linhas de corrente. Definindo v e v_1 respectivamente como o decréscimo de velocidade induzido no plano do rotor e da esteira, pode-se determinar a velocidade do escoamento nestes planos como:

$$u = V_0 - v \quad (4.39)$$

$$u_1 = V_0 - v_1 \quad (4.40)$$

Juntamente com o balanço de massa, obtêm-se duas expressões para o empuxo axial: da conservação do momentum, (WILSON & LISSAMAN; 1974, ALVES, 1997), e da perda de pressão causada pelo disco:

$$E = \dot{m} A_1 u_1 (V_0 - u_1) = A (P_3 - P_2) = \frac{1}{2} \dot{m} A (V_0^2 - u_1^2) \quad (4.41)$$

Assim, da equação anterior, a velocidade no plano do rotor é:

$$u = \frac{1}{2} (V_0 + u_1) \quad (4.42)$$

ou seja, a velocidade do vento no plano do rotor é a média das velocidades inicial e final. A Figura 4.8 mostra o comportamento da velocidade do vento e da variação da pressão ao longo do disco atuador:

Definindo-se os fatores de retardamento axial, “a” e “b” respectivamente, como a fração de decréscimo de velocidade no plano do rotor e da esteira, tem-se:

$$\begin{cases} V_0 - u = v \equiv a V_0 \\ V_0 - u_1 = v_1 \equiv b V_0 \end{cases} \quad (4.43)$$

A partir da equação (4.42), resulta

$$b = 2 a \quad (4.44)$$

Portanto, a variação da velocidade final na esteira, $V_0 - u_1$, é o dobro da variação até o plano do rotor $V_0 - u$, Figura 4.7.

A potência absorvida pelo disco atuador pode ser obtida a partir da equação da energia, supondo-se escoamento isotérmico.

$$P_{da} = \dot{n}Au \left[\frac{V_0^2}{2} - \frac{u_1^2}{2} \right] = \frac{\dot{n}Au}{2} (V_0 + u_1)(V_0 - u_1) \quad (4.45)$$

Definindo o coeficiente de potência do rotor como:

$$C_P = \frac{P_{da}}{\frac{1}{2} \dot{n}AV_0^3} \quad (4.46)$$

Da equação (4.43):

$$C_p = 4a(1-a)^2 \quad (4.47)$$

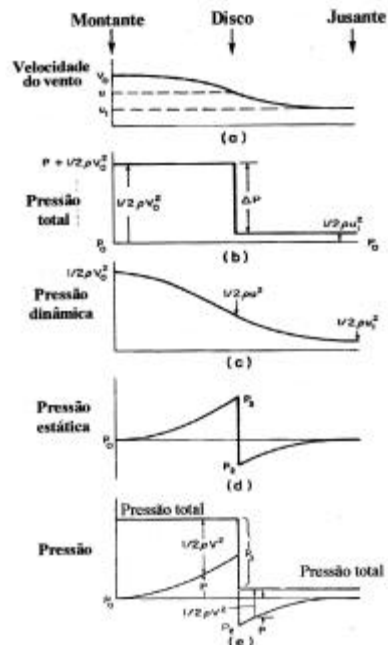


Figura 4.8- Variação da pressão através do disco atuador

Portanto, o coeficiente de potência máximo ocorre quando $a = 1/3$ de tal forma que $C_{Pm\acute{a}x} = 0.5926$. Assim, de acordo com as considerações deste modelo, nenhum rotor pode extrair mais do que 60 % da energia disponível no vento em uma área correspondente ao seu diâmetro, conforme exposto no início desta seção.

O coeficiente de retardamento axial, a , é uma medida da influência do rotor no escoamento. No caso em que o rotor não retarda o escoamento, tem-se $a = 0$, e para o

máximo retardo na velocidade do vento, condição na qual a velocidade final na esteira seria nula, obtém-se $a = 0.5$.

4.11.2 – Modelo de Glauert

Neste modelo, o desempenho do rotor é estudado como o resultado das forças desenvolvidas pela pá (ou por uma seção desta) decorrentes da interação com o escoamento. Esta abordagem foi inicialmente proposta por Froude e Drzewiecki, sendo seu posterior desenvolvimento devido a Glauert (1935a e 1935b). Entretanto este método só se popularizou após a obtenção das características dos perfis aerodinâmicos utilizados na indústria aeronáutica.

Designando V_0 como sendo a velocidade a montante do plano do rotor na Figura 4.9, o modelo de Glauert, de maneira análoga à teoria do disco atuador, estabelece que o decréscimo de velocidade a jusante do rotor ($V_0 - v_1$) será duas vezes maior do que aquele encontrado no plano do rotor ($V_0 - v$):

$$u_1 = 2u. \quad (4.48)$$

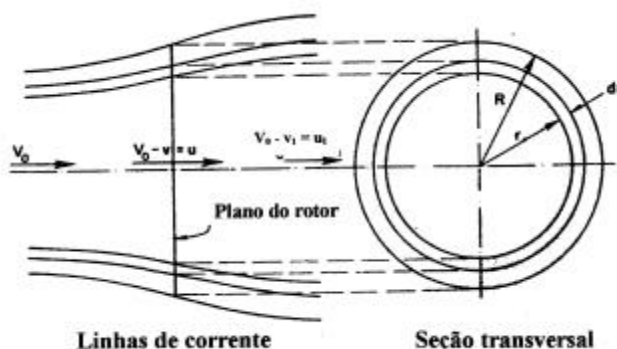


Figura 4.9- Geometria do tubo de corrente

Neste modelo, diferentemente do modelo do disco atuador, são introduzidos os efeitos das perdas viscosas utilizando-se dados experimentais de perfis aerodinâmicos bidimensionais. A rotação do escoamento também é levada em consideração, embora a periodicidade do mesmo causada por um rotor com número finito de pás não seja considerada, de tal forma que as pás podem ser analisadas independentemente umas das outras.

Apesar da hipótese da independência do escoamento em cada seção radial ser verdadeira apenas para um rotor com número infinito de pás, pode-se aplicar correções a este modelo, baseadas nos trabalhos de Prandtl ou Goldstein, (NUNES, 1996), estendendo

a validade para o caso de rotores com número finito de pás, quando a teoria do momentum (WILSON & LISSAMAN, 1974; VITERNA & CORRIGAN, 1981), passa a representar os efeitos médios ao longo de uma seção anular.

O método do Elemento de Pá/Momentum assume que a pá seja analisada como um somatório de elementos independentes “strips” ao longo do raio do rotor. A velocidade induzida em cada elemento é determinada realizando-se um balanço da quantidade de movimento para um volume de controle anular (ver Figura 4.9). As forças aerodinâmicas atuando no elemento são calculadas através dos coeficientes de sustentação e arrasto do perfil aerodinâmico que forma o elemento de pá para o ângulo de ataque relativo ao vetor velocidade local (NUNES, 1996).

A partir do Modelo de Glauert, utilizando-se as equações da continuidade e conservação da quantidade de movimento e ainda os valores dos coeficientes de sustentação e arrasto dos perfis bidimensionais, é possível estabelecer equações gerais para o projeto aerodinâmico da turbina e, conseqüentemente, o coeficiente de potência (C_p) que estabelece a eficiência no aproveitamento da energia eólica.

A Figura 2.2 no Capítulo 2 ilustra um corte radial em uma pá de um rotor eólico, onde é possível observar o triângulo de velocidades e as forças desenvolvidas pelo perfil da pá, considerando o escoamento bidimensional.

As componentes rotacional, W_r , e axial, u , do vetor velocidade relativa do escoamento, W , são expressas por

$$W_r = \Omega r + w = \Omega r(1 + a') \quad (4.49)$$

$$u = V_o - v = V_o(1 - a) \quad (4.50)$$

onde, neste caso, Ωr corresponde à velocidade tangencial do rotor, a e a' são respectivamente os coeficientes de retardamento (fatores de interferência) axial e tangencial, os quais são definidos por

$$a = v/V_o \quad (4.51)$$

$$a' = w/\dot{U} \quad (4.52)$$

A variável w corresponde à componente tangencial do escoamento induzido no plano do rotor.

Se for aplicado o balanço de forças na pá da Figura 2.2, projetando L e D nas direções axial e tangencial, é possível encontrar as expressões para dE (empuxo) e dT (torque) produzidas em uma seção radial de espessura dr de um rotor com N pás, expressas por :

$$dE = 1/2\rho W^2(C_L \cos\phi + C_D \sin\phi)Nc dr \quad (4.53)$$

$$dT = 1/2\rho W^2(C_L \sin\phi - C_D \cos\phi)Nc dr \quad (4.54)$$

onde $C_L = L/(1/2\rho W^2 S)$ e $C_D = D/(1/2\rho W^2 S)$ são os coeficientes de sustentação e arrasto do perfil, S é a área do perfil sendo escrita como o produto de c , corda, por l que corresponde à espessura do perfil. Partindo de C_D e C_L , pode-se escolher o melhor ângulo de ataque que corresponda à faixa de perda mínima do perfil e, conseqüentemente, determinar a relação C_L/C_D a ser utilizada.

É possível, também, deduzir expressões para o empuxo e o torque desenvolvidos em uma seção anular no plano do rotor, como aquela vista na Figura 4.9, aplicando-se as equações de conservação da quantidade de movimento, sendo necessário neste caso, especificar uma relação entre as velocidades axial e tangencial na esteira e no plano do rotor. Nesta situação, o modelo de Glauert assume que a redução na velocidade axial na esteira é duas vezes maior que aquela até o plano do rotor, ou seja, comportamento idêntico ao modelo do disco atuador, onde a rotação da esteira é desprezada.

Partindo das hipóteses do parágrafo anterior e considerando um volume de controle formado por cada tubo de corrente infinitesimal da Figura 4.9, o fluxo de massa será expresso por

$$dm = \rho(V_o - v)2\pi r dr \quad (4.55)$$

Aplicando o princípio da conservação da quantidade de movimento e do momento da quantidade de movimento (ALVES, 1997), para este volume de controle, obtém-se a variação do empuxo (E) e do torque, T :

$$dE = 2v dm = 4(V_o - v)\rho v \pi r dr \quad (4.56)$$

$$dT = 2r w dm = 4w (V_o - v)\rho \pi r^2 dr \quad (4.57)$$

Partindo das equações anteriores é possível definir relações entre os fatores de interferência e os parâmetros geométricos e aerodinâmicos dos perfis das pás do rotor como:

$$a/(1-a) = \sigma_r / 4 [(C_L \cos\phi + C_D \sin\phi) / \sin^2\phi] \quad (4.58)$$

$$a'/(1+a') = \sigma_r / 4 [(C_L \sin\phi - C_D \cos\phi) / \sin\phi \cos\phi] \quad (4.59)$$

$$\text{tg}\delta = \frac{(1-a)}{(1+a')} \frac{1}{r_v} = (R/rR_v) [(1-a)/(1+a')] \quad (4.60)$$

onde $r_v = \Omega r/v_o$, e $R_v = \Omega R/v_o$ são as razões de velocidade local e da extremidade da pá, sendo R o raio de cada pá e $\sigma_r = Nc/2\pi r$.

Portanto, a partir dos valores de a e a' , pode-se determinar o triângulo de velocidades da Figura 2.2, e conhecendo as características (C_D e C_L) do perfil da pá é possível encontrar o torque, empuxo e potência desenvolvidos por uma seção infinitesimal da pá do rotor. O comportamento do rotor como um todo é obtido por integração ao longo do raio dos valores calculados em cada seção da pá.

4.12 – Característica da Potência X Velocidade da Turbina em rpm

Baseado na modelagem exposta na seção anterior, foi implementado um programa de integração numérica que calcula e plota as curvas referentes à potência máxima desenvolvida por um determinado aerogerador para um intervalo de velocidades de vento, em diferentes rotações do eixo do rotor do gerador eólico, considerando um dado perfil de escoamento aerodinâmico nas pás da turbina, (NUNES *et al.*, 2002b).

Neste programa, calcula-se a e a' para cada seção radial ao longo da pá, iniciando pela seção mais externa. Foram introduzidas também correções adicionais que levam em conta os efeitos de Prandtl e Goldstein, conforme descrito em NUNES (1996). A seguir são mostrados os resultados obtidos a partir do programa desenvolvido, para a turbina utilizada nas simulações desta tese (Turbina de 1 MW). Após a plotagem das curvas, são calculados os pontos máximos correspondentes a cada curva de velocidade de vento:

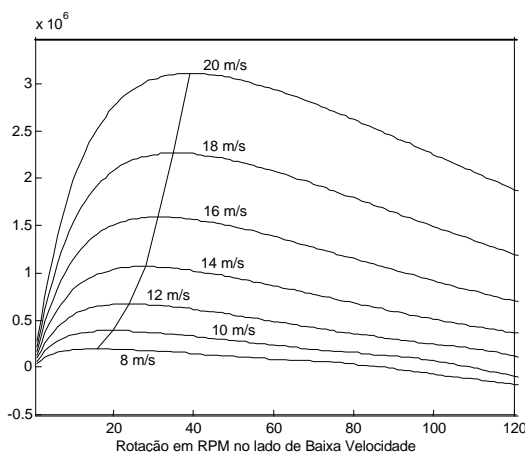


Figura 4.10- Gráfico da rotação em rpm x potência gerada em Watts para a turbina de 1 MW em um intervalo de velocidades de vento entre 12 e 20 m/s

Procedimentos alternativos para o levantamento das curvas de potência máxima são baseados no conhecimento da aerodinâmica específica da turbina eólica (curva $C_p \times \lambda$) com a qual se está trabalhando, (ZHANG, 1997; HANSEN *et al.*, 2001). Normalmente

estes dados de $C_p \times \lambda$ são obtidos experimentalmente pelos fabricantes, sendo importante ressaltar, por outro lado, que os resultados provenientes desta metodologia são apenas aproximados, pois os mesmos não levam em conta o grau de detalhamento na análise da torção do perfil aerodinâmico da pá da turbina, proporcionado pelo modelo de Glauert e desenvolvido no presente trabalho.

Também é importante considerar que a curva de máxima potência proveniente da metodologia proposta não é calculada em cada passo de integração, o que comprometeria o tempo computacional de execução do programa. A proposta é armazenar em um arquivo, os dados provenientes da curva de máxima potência, obtida do modelo de Glauert, os quais são lidos durante a execução do programa de estabilidade transitória, desenvolvido na presente tese. Para valores quaisquer de velocidade (valores não inteiros), passa-se por um processo de interpolação para obtenção das máximas potências.

A partir do cálculo da potência máxima, obtém-se a característica de controle da velocidade, a qual é utilizada como base para o cálculo da corrente elétrica, a ser fornecida pelo conversor estático, e necessária à geração do torque eletromagnético máximo no Gerador de Indução Duplamente Excitado (DFIG), nos esquemas eólicos de velocidade variável, Seção 2.6.3. A curva ótima de torque-velocidade na Figura 4.10 serve então como referência dinâmica para a malha de controle de velocidade do DFIG, a ser apresentada na próxima seção. Desta forma, acopla-se a característica de extração da máxima potência eólica com as variáveis elétricas da máquina, princípio este que deve caracterizar os sistemas de velocidade variável, aumentando sua eficiência energética em relação aos esquemas fixos. A modelagem do gerador assíncrono duplamente excitado, DFIG, com as suas respectivas malhas de controle será descrita a seguir.

4.13 – Modelagem Dinâmica do Gerador de Indução Duplamente Excitado - DFIG

No presente trabalho será adotado o gerador de indução duplamente excitado na concepção Scherbius com conversores estáticos bidirecionais C.A. – C. A. interligados ao rotor, designado como DFIG, que hoje, mostra ser a alternativa mais adequada para aplicações nos sistemas eólicos de velocidade variável interligados à rede elétrica. Neste sistema, o conversor interligado ao gerador controla a tensão do rotor, e, portanto, o torque eletromagnético da máquina e a potência reativa que o estator troca com a rede.

Normalmente, adota-se somente o conversor interligado ao rotor no controle da potência reativa do DFIG. Este procedimento se deve em grande parte à possibilidade de

redução na capacidade (potência nominal) do inversor, uma vez que, se o conversor interligado à rede fosse utilizado para o controle do fator de potência, a potência reativa injetada no circuito do rotor seria efetivamente amplificada por um fator de $1/s$ ou $1/(\text{escorregamento})$, o que iria ocasionar um aumento das perdas nos conversores e conseqüentemente na potência dos mesmos (JENKINS *et al.*, 2000).

O conversor no lado da rede é responsável somente pela manutenção da tensão no “link” C.C. e do fluxo de potência ativa de escorregamento que o rotor do gerador troca com a rede elétrica, não participando do controle da potência reativa e conseqüentemente operando com fator de potência unitário. Por este motivo o seu modelo não será desenvolvido na presente tese.

Como mostrado pelas equações anteriores (4.28) e (4.29), V'_{da} e V'_{qa} dependem diretamente do fluxo magnético do rotor, o qual pode ser expresso na referência d-q da máquina, (LEONHARD, 1997), pelas equações a seguir, em função das correntes rotóricas. A nomenclatura adotada nas equações do gerador duplamente excitado é semelhante às utilizadas para a máquina assíncrona de rotor em gaiola:

$$\phi_{dar} = -L_m \left(-\frac{\phi_{das}}{L_{ss}} + \frac{L_m}{L_{ss}} i_{dar} \right) + L_{rr} i_{dar} \quad (4.61)$$

$$\phi_{qar} = -L_m \left(-\frac{\phi_{qas}}{L_{ss}} + \frac{L_m}{L_{ss}} i_{qar} \right) + L_{rr} i_{qar} \quad (4.62)$$

Por estas equações, qualquer alteração na corrente do rotor do gerador duplamente excitado, representada pelas componentes d-q, i_{dar} e i_{qar} , pode ser considerada como uma variação no valor das tensões atrás da reatância transitória das equações (4.28) e (4.29), e conseqüentemente nas tensões do rotor do gerador.

O modelo dinâmico do DFIG considera duas ou quatro equações de estado para o rotor, dependendo se a dinâmica das correntes for considerada, mais a equação de balanço. Os transitórios do estator são desprezados neste modelo. Desta forma, obtêm-se as equações diferenciais em p.u. a seguir, na base nominal do gerador, para as tensões atrás da reatância transitória da máquina duplamente excitada.

$$\frac{dV'_{da}}{dt} = \frac{1}{T_o'} \cdot \left[-V'_{da} + (X_a - X'_a) i_{qas} \right] + s \dot{u}_s V'_{qa} - \dot{u}_s \frac{X_m}{X_{rr}} V_{qar} \quad (4.63)$$

$$\frac{dV'_{qa}}{dt} = \frac{1}{T_o'} \cdot \left[-V'_{qa} - (X_a - X'_a) i_{das} \right] - s \dot{u}_s V'_{da} + \dot{u}_s \frac{X_m}{X_{rr}} V_{dar} \quad (4.64)$$

A única diferença entre as equações diferenciais das tensões dos modelos do DFIG em relação ao gerador de indução em gaiola corresponde à componente adicional da tensão no rotor. Esta componente é atualizada a cada passo de integração via implementação de uma estratégia de controle da velocidade e do fator de potência da máquina, as quais serão detalhadas mais à frente.

As correntes do estator da máquina assíncrona podem ser derivadas algebricamente, de forma simples, a partir das equações das tensões no estator:

$$\begin{cases} i_{das} = \frac{1}{(r_{as}^2 + X_{as}'^2)} \left((V'_{da} - V_{das}) r_{as} + (V'_{qa} - V_{qas}) X_{as}' \right) \\ i_{qas} = \frac{1}{(r_{as}^2 + X_{as}'^2)} \left((V'_{qa} - V_{qas}) r_{as} + (V'_{da} - V_{das}) X_{as}' \right) \end{cases} \quad (4.65)$$

A obtenção das tensões e correntes no rotor da máquina, necessárias ao controle do gerador, por outro lado, requer um maior esforço. Inicialmente, considerando-se as equações completas em p.u. para a representação das tensões no rotor do gerador tem-se:

$$\begin{cases} V_{dar} = r_{ar} i_{dar} - s \hat{u}_s \phi_{qar} + \frac{d\phi_{dar}}{dt} \\ V_{qar} = r_{ar} i_{qar} + s \hat{u}_s \phi_{dar} + \frac{d\phi_{qar}}{dt} \end{cases} \quad (4.66)$$

As correntes no estator podem ser derivadas a partir das equações de fluxo magnético como:

$$\begin{cases} i_{das} = \left(\frac{\phi_{das} - L_m i_{dar}}{-L_{ss}} \right) \\ i_{qas} = \left(\frac{\phi_{qas} - L_m i_{qar}}{-L_{ss}} \right) \end{cases} \quad (4.67)$$

Adotando o eixo de referência alinhado com o fluxo magnético do estator (controle vetorial desacoplado), tal que $\psi_{qas} = 0$ e $\phi_{das} = \frac{V_{qas}}{\hat{u}_s}$, e pela substituição das correntes do estator, definidas em (4.67), nas equações (4.22) e (4.23), obtêm-se as seguintes equações para o fluxo magnético no rotor, todas escritas em p.u. na base da máquina:

$$\phi_{dar} = \left(L_{rr} - \frac{L_m^2}{L_{ss}} \right) i_{dar} + \left(\frac{L_m}{L_{ss}} \right) \phi_{das} = \left(L_{rr} - \frac{L_m^2}{L_{ss}} \right) i_{dar} + \left(\frac{L_m}{L_{ss}} \right) \left(\frac{V_{qas}}{\hat{u}_s} \right) \quad (4.68)$$

$$\phi_{qar} = \left(L_{rr} - \frac{L_m^2}{L_{ss}} \right) i_{qar} + \left(\frac{L_m}{L_{ss}} \right) \phi_{qas} = \left(L_{rr} - \frac{L_m^2}{L_{ss}} \right) i_{qar} \quad (4.69)$$

Substituindo o fluxo magnético do rotor em função das correntes nos eixos d-q, na equação (4.66) das tensões do rotor e desconsiderando o transitório do estator, obtém-se:

$$\begin{cases} V_{dar} = r_{ar} i_{dar} - s \dot{u}_s \left(L_{rr} - \frac{L_m^2}{L_{ss}} \right) i_{qar} + \left(L_{rr} - \frac{L_m^2}{L_{ss}} \right) \frac{di_{dar}}{dt} \\ V_{qar} = r_{ar} i_{qar} + s \dot{u}_s \left(L_{rr} - \frac{L_m^2}{L_{ss}} \right) i_{dar} + s \dot{u}_s \left(\frac{L_m}{L_{ss}} \frac{V_{qas}}{\dot{u}_s} \right) + \left(L_{rr} - \frac{L_m^2}{L_{ss}} \right) \frac{di_{qar}}{dt} \end{cases} \quad (4.70)$$

As correntes do rotor na forma de variáveis de estado podem ser obtidas diretamente destas equações e são mostradas a seguir:

$$\frac{di_{dar}}{dt} = \frac{1}{\left(L_{rr} - \frac{L_m^2}{L_{ss}} \right)} \left(V_{dar} - r_{ar} i_{dar} + s \dot{u}_s \left(L_{rr} - \frac{L_m^2}{L_{ss}} \right) i_{qar} \right) \quad (4.71)$$

$$\frac{di_{qar}}{dt} = \frac{1}{\left(L_{rr} - \frac{L_m^2}{L_{ss}} \right)} \left(V_{qar} - r_{ar} i_{qar} - s \dot{u}_s \left(\left(L_{rr} - \frac{L_m^2}{L_{ss}} \right) i_{dar} + \left(\frac{L_m}{L_{ss}} \frac{V_{qas}}{\dot{u}_s} \right) \right) \right) \quad (4.72)$$

A partir das equações do fluxo magnético concatenado com o estator, obtém-se as seguintes expressões algébricas para as correntes no rotor:

$$i_{dar} = \left(\frac{\phi_{das} + L_{ss} i_{das}}{L_m} \right) = \frac{V_{qas}}{\dot{u}_s L_m} + \frac{L_{ss}}{L_m} i_{das} \quad (4.73)$$

$$i_{qar} = \left(\frac{\phi_{qas} + L_{ss} i_{qas}}{L_m} \right) = \frac{L_{ss}}{L_m} i_{qas} \quad (4.74)$$

Expandindo a equação (4.71) da corrente para o eixo direto obtém-se:

$$\frac{di_{dar}}{dt} = \frac{1}{\left(L_{rr} - \frac{L_m^2}{L_{ss}} \right)} \left(V_{dar} - r_{ar} i_{dar} + s \dot{u}_s L_{rr} i_{qar} - s \dot{u}_s \frac{L_m^2}{L_{ss}} i_{qar} \right) \quad (4.75)$$

Substituindo (4.74) em (4.75) pode-se escrever a equação da corrente no rotor ao longo do eixo direto finalmente como:

$$\frac{di_{dar}}{dt} = \frac{1}{(\acute{o}L_{rr})} \left(V_{dar} - r_{ar} i_{dar} + s \dot{u}_s L_{rr} \frac{L_{ss}}{L_m} i_{qas} - s \dot{u}_s \frac{L_m^2}{L_{ss}} \frac{L_{ss}}{L_m} i_{qas} \right) \quad (4.76)$$

$$\text{onde } \acute{o} = \left(1 - \frac{L_m^2}{L_{rr}L_{ss}} \right).$$

De forma similar, expandindo a equação (4.72) e substituindo a corrente no eixo d do rotor proveniente de (4.73) obtém-se a seguinte expressão final para a corrente ao longo do eixo q do rotor:

$$\frac{di_{qar}}{dt} = \frac{1}{(\sigma L_{rr})} (V_{qar} - r_{ar} i_{qar} - s \dot{\psi}_s (L_{rr} i_{dar} - L_m i_{das})) \quad (4.77)$$

Desta forma, são obtidas duas novas equações diferenciais para o rotor, em função das correntes, para representação da máquina duplamente excitada nos estudos de estabilidade transitória em sistemas elétricos de potência.

Um gerador assíncrono duplamente excitado, ao contrário dos geradores de indução com rotor em gaiola, pode gerar potência reativa, sendo esta fornecida pelo estator ou rotor conforme a equação a seguir. A equação da potência ativa do estator e rotor (potência de escorregamento) é também estabelecida:

$$P = P_s + P_r = V_{das} i_{das} + V_{qas} i_{qas} + V_{dar} i_{dar} + V_{qar} i_{qar} \quad (4.78)$$

$$Q = V_{qas} i_{das} - V_{das} i_{qas} + V_{qar} i_{dar} - V_{dar} i_{qar} \quad (4.79)$$

onde:

P = Potência ativa fornecida pelo DFIG

Q = Potência Reativa fornecida ou absorvida pelo DFIG .

Admitindo, que o conversor ligado à rede opere com fator de potência unitário, comum nas redes fracas, a potência reativa será fornecida somente pelo estator da máquina.

O torque eletromagnético desenvolvido pelo DFIG pode ser escrito em função dos fluxos magnéticos do rotor como:

$$T_e = \psi_{qar} i_{dar} - \psi_{dar} i_{qar} \quad (\text{p.u.}) \quad (4.80)$$

4.14 – Controle Vetorial do DFIG – Conversores Modelados como Fontes de Tensão

A velocidade do eixo do rotor do gerador DFIG depende da frequência da corrente no mesmo e pode variar para operar em um ponto ótimo ou para absorção de flutuações da potência eólica, conforme exposto para os esquemas de velocidade variável. Técnicas de controle vetorial, proporcionam o controle independente do torque e da excitação do rotor pelo conversor no lado da máquina, conforme será exposto.

Se a dinâmica do rotor do DFIG for considerada, o sistema de controle da excitação da máquina será estabelecido em dois níveis: controle da corrente do rotor em um nível

interno e controle da velocidade e tensão em um nível mais externo. Neste caso, a fase e a magnitude da tensão interna da máquina podem ser controladas dentro de um intervalo específico de variação da velocidade do rotor interligado à turbina eólica, alterando-se para isto, as componentes ao longo dos eixos d-q do vetor corrente no rotor.

O diagrama fasorial das tensões, fluxo magnético, e correntes expressas em coordenadas d-q para o gerador duplamente excitado é mostrado na Figura 4.11. Nesta, $\bar{V}'_a = V'_{da} + jV'_{qa}$, representando a tensão interna resultante, está ϑ graus adiantada em fase em relação à tensão terminal, \bar{V}_a , indicando a operação geradora para máquina assíncrona. O vetor fluxo magnético concatenado no rotor, $\bar{\phi}_{ar}$, está atrasado 90° em relação ao vetor tensão interna. O vetor $\bar{\phi}_{ar}$ pode ser alterado pela variação da corrente do rotor, como indicado pelas equações dos fluxos magnéticos apresentadas anteriormente (equações 4.22 e 4.23).

Considerando que o ângulo de fase ϑ é relativamente pequeno, a magnitude do vetor da corrente no circuito do rotor é efetivamente alterada pela variação da componente do eixo d, i_{dar} , do circuito do rotor, (NUNES *et al.*, 2003b). De forma similar, variando a componente q do eixo do rotor, i_{qar} , pode-se alterar a fase da corrente no mesmo.

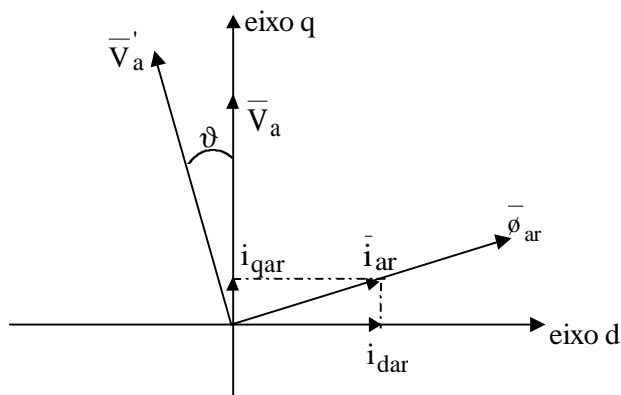


Figura 4.11 - Diagrama vetorial do DFIG

Desta análise, conclui-se que o controle da tensão (ou potência reativa) é realizado pela componente do eixo d da corrente do circuito do rotor, enquanto a componente do eixo q da corrente é responsável pelo controle da velocidade ou torque eletromagnético da máquina. Este constitui o princípio do controle vetorial do gerador duplamente excitado proposto na presente tese de doutorado. O controle da corrente do rotor usa assim, um eixo

de referência orientado ao longo da posição do vetor fluxo magnético do estator, obtida a partir da corrente e tensão neste.

Um dos objetivos principais do controle na máquina DFIG é otimizar a eficiência no aproveitamento da energia eólica para um grande intervalo de velocidade de vento, mantendo a potência da máquina constante e igual a um valor ótimo pré-definido. Um critério possível constitui-se em medir a potência de saída do DFIG e definir a velocidade ótima de rotação dentro de um intervalo que vai desde velocidades sub-síncronas até velocidades super-síncronas, tomando por base a curva de máxima potência x velocidade, proveniente do modelo de Glauert, exposto anteriormente.

Cabe ressaltar, inclusive, que uma das grandes vantagens do gerador DFIG é a possibilidade de operar com velocidades abaixo da velocidade síncrona, aproveitando em tais situações a potência ativa ou de escorregamento, proveniente da rede elétrica para o controle da velocidade da máquina. Neste caso, o conversor no lado da rede opera como um retificador enquanto o conversor no lado do rotor funciona como um inversor.

Um outro objetivo do controle aqui exposto e que será exaustivamente avaliado na presente tese, é o de melhorar a resposta transitória do sistema eólico, fornecendo maior controlabilidade ao aerogerador, diante de distúrbios críticos na rede, contribuindo assim para melhoria global da estabilidade do sistema elétrico.

No princípio de controle estabelecido, o conversor C_1 controla a tensão injetada nos terminais do rotor com os seguintes objetivos: Regular a magnitude da tensão rotórica, e conseqüentemente controlar o torque eletromagnético, o qual deve seguir a referência de velocidade proporcionada pelo sistema de controle, e prover o controle da potência reativa necessária para a magnetização da máquina e regulação da tensão terminal. Esta modelagem que considera a dinâmica do rotor, assume o conversor como sendo uma fonte de tensão controlada por corrente de acordo com o modelo transitório da seção 4.6.3. Nas sub-seções que seguem estes dois controles serão apresentados.

4.14.1 - Controle do Torque Eletromagnético/Velocidade do Gerador – Conversores como Fontes de Tensão

A proposta do controlador de velocidade é modificar o torque eletromagnético do gerador de acordo com as variações na velocidade do rotor. Isto pode ser obtido, estabelecendo uma referência de velocidade, a qual o sistema deva seguir. O erro entre a velocidade de referência e a velocidade medida no rotor em p.u. determina a referência de

corrente ao longo do eixo q (controle vetorial) a ser injetada no rotor, $i_{qar-ref}$, através de um controlador PID.

A tensão do rotor no eixo q, V_{qar} , necessária à operação da máquina na velocidade de referência é obtida a partir de uma outra malha de controle PID, alimentada pelo erro entre a referência de corrente do rotor ao longo do eixo q, e a corrente proveniente da equação de estado (4.77). Finalmente, a tensão do rotor é realimentada na equação de estado (4.63) para o cálculo da tensão atrás da reatância transitória, ao longo do eixo d. O diagrama esquemático representativo deste controle é apresentado na Figura 4.12 (a), a seguir.

4.14.2 - Controle da Tensão Terminal do DFIG. Conversores simulados como Fontes de Tensão

Com o aumento da integração de turbinas eólicas de velocidade variável nos sistemas elétricos de potência, torna-se importante que os geradores interligados aos sistemas eólicos auxiliem na função de regulação da tensão, que antes eram realizadas somente pelos geradores síncronos dos sistemas convencionais.

Desprezando a resistência do estator, a potência reativa gerada será uma função direta de i_{dar} , (NUNES *et al.*, 2003b). Isto pode ser observado partindo da equação (4.79), considerando apenas a parcela da potência reativa fornecida pelo estator, ou seja, o conversor interligado à rede funciona com fator de potência unitário, controlando somente o fluxo da potência ativa de escorregamento, como normalmente ocorre na integração de parques eólicos nas redes elétricas fracas. Neste caso, Q é expresso por:

$$Q = V_{qas}i_{das} - V_{das}i_{qas} \quad (4.81)$$

Partindo das equações do fluxo e considerando a posição do eixo d coincidente com o fluxo magnético resultante do estator ($V_{das} = 0$) no novo eixo de referência (controle vetorial), a potência reativa pode ser escrita como:

$$Q = -V_{qas} \frac{(\phi_{das} + L_m i_{dar})}{L_{ss}} \quad (4.82)$$

Ou de forma alternativa, fazendo as devidas substituições, ou seja, aplicando o controle vetorial e considerando assim o fluxo magnético resultante sobre o eixo d:

$$Q = -\frac{V_{qas} L_m (i_{dar,mag} + i_{dar,ge})}{L_s + L_m} - \frac{V_{qas}^2}{\dot{u}_s (L_s + L_m)} \quad (4.83)$$

Na equação (4.83), a componente direta da corrente no rotor está dividida em uma parcela responsável pela magnetização da máquina e outra, $i_{dar,ge}$, que determina o intercâmbio da potência reativa líquida com a rede elétrica. O valor da componente direta da corrente do rotor, necessária para sua magnetização, $i_{dar,mag}$, é obtido a partir da seguinte equação:

$$i_{dar,mag} = -\frac{V_{qas}}{\hat{u}_s L_m} \tag{4.84}$$

Quanto mais potência reativa for entregue à rede, maior será a tensão terminal. A equação (4.83) mostra que, para aumentar o valor da potência reativa gerada, o valor de $i_{dar,ge}$ deve ser reduzido, portanto o regulador de tensão deve satisfazer as seguintes exigências:

- 1- A potência reativa consumida pelo DFIG deve ser compensada pela corrente necessária à magnetização da máquina;
- 2- A corrente, $i_{dar,ge}$, deve ser assim ajustada pelo controle, de forma apropriada, se a tensão terminal for maior ou menor que um determinado valor de referência.

A implementação dos dois esquemas de controle propostos, para o torque eletromagnético e a potência reativa é mostrada a seguir.

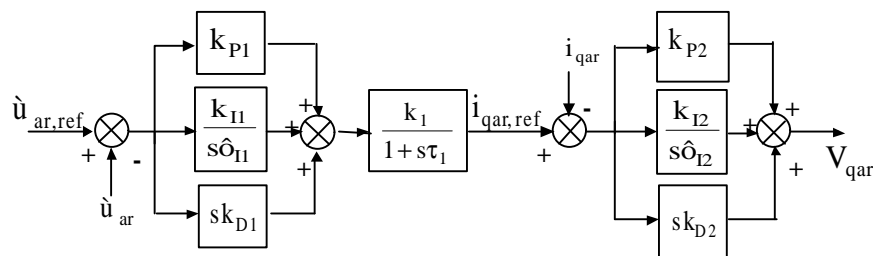


Figura 4.12a- Regulador de velocidade do DFIG – Conversores como fonte de tensão

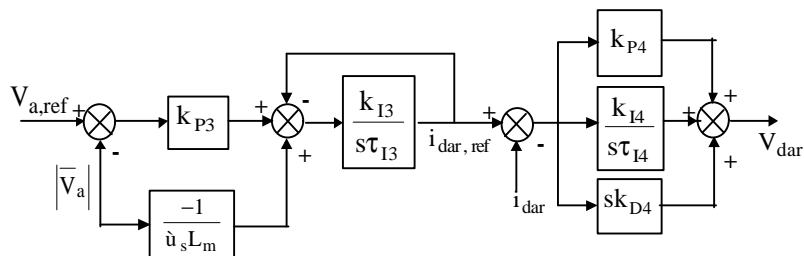


Figura 4.12b- Regulador da tensão terminal no DFIG – Conversores como fonte de tensão

Neste caso, o erro de velocidade passa por um estágio de controle inicial PID e um bloco de primeira ordem composto de uma constante de tempo, τ_1 , e um ganho k_1 . Em seguida, o erro entre a corrente de referência ao longo do eixo q, $i_{qr,ref}$, proveniente do controlador, e a corrente efetivamente calculada ou medida no rotor, passa por uma malha de controle PID, para gerar o sinal de tensão do rotor, ao longo do eixo q, o qual é realimentado para a equação diferencial (4.63), representativa do comportamento dinâmico do rotor do DFIG. De forma similar, o erro da tensão terminal da máquina passa por um controlador que gera a corrente de referência ao longo do eixo d, $i_{dar,ref}$, a qual é comparada com a corrente do rotor do gerador, i_{dar} , medida ou calculada, sendo o erro entre as duas, realimentado para um controlador de corrente PID. Finalmente, a saída deste controlador corresponde à tensão no rotor ao longo do eixo d, a qual é realimentada na equação diferencial (4.64) do gerador assíncrono duplamente excitado.

Os ganhos associados aos termos derivativos nas Figuras 4.12a e 4.12b podem opcionalmente ser anulados e os controladores serem ajustados de acordo com os casos de implementação específica, podendo-se chegar a estruturas do tipo PI ou mesmo P. Nestas malhas são considerados também os limitadores de corrente e tensão, (NUNES *et al.*, 2003a e 2003b).

A metodologia utilizada para o cálculo dos ganhos e constantes de tempo foi baseada no método de posicionamento de pólos, descrita em ASTRÖM & HÄGGLUND (1995), considerando o desacoplamento, ou seja, as malhas de controle de velocidade e tensão atuando independentes.

4.15 – Conversores Simulados como Fontes de Corrente no DFIG

O controle da corrente no gerador duplamente excitado é muito rápido, em ambos os conversores, com uma frequência natural em malha fechada de cerca de 125 Hz, (PENA *et al.*, 1996), o que representa aproximadamente o dobro da dinâmica eletromagnética da rede (50 ou 60 Hz), podendo assim, ser desprezado em alguns estudos de estabilidade transitória para fins de integração da máquina no sistema elétrico de potência.

Desta forma, é possível omitir as malhas internas de controle das correntes devido a estes controladores possuírem constantes de tempo de atuação muito menores do que as malhas externas de controle da velocidade e potência reativa da máquina. Portanto, os conversores podem ser modelados como fontes de corrente. Este procedimento é equivalente ao controle direto do fluxo magnético do rotor, uma vez que existe uma

relação algébrica entre os fluxos e as correntes no rotor. As tensões do estator neste modelo são escritas a seguir:

$$V_{das} = -r_{as}i_{das} + X_a i_{qas} + X_m i_{qar} \quad (4.85)$$

$$V_{qas} = -r_{ss}i_{qas} - X_a i_{das} - X_m i_{dar} \quad (4.86)$$

Por este modelo, as variações das correntes são consideradas instantâneas e conseqüentemente o conversor é capaz de controlar as correntes do rotor para seguir os valores de referência a cada passo de integração. Assim, assume-se que $i_{dar}=i_{dar,ref}$ e $i_{qar}=i_{qar,ref}$. Para proporcionar o desacoplamento do controle das potências ativa e reativa no rotor, o DFIG é também controlado neste processo em um eixo de referência d-q que rotaciona à velocidade síncrona com o eixo d orientado ao longo da posição do vetor fluxo magnético resultante do estator. Isto implica que o fluxo magnético concatenado com o estator no eixo q seja igual a zero, o que leva à seguinte equação entre as correntes do estator e rotor da máquina ao longo deste eixo:

$$i_{qas} = -(L_m/L_s)i_{qar} \quad (4.87)$$

A condição de que o eixo d seja alinhado com o fluxo magnético do estator também resulta em que $d\vartheta_{qas}/dt = 0$. Circuitos equivalentes identificando este aspecto são apresentados nas Figuras 4.13a e 4.13b, a seguir. Neste caso, são mostrados os circuitos ao longo dos eixos d-q da máquina assíncrona funcionando como gerador, considerando o alinhamento do fluxo magnético resultante ao longo do eixo d, conforme estabelecido no controle vetorial. A diferença deste circuito em relação ao apresentado por KRAUSE *et al.* (1994) é justamente o sentido da corrente no estator que caracteriza a operação geradora da máquina e a escolha do novo eixo de referência, que conduz a derivada ao longo do eixo q ser igual a zero, conforme a Figura 4.13b, propiciando assim o desacoplamento das malhas de controle no gerador DFIG.

Partindo da equação (4.80) do torque eletromagnético, fazendo as devidas substituições nesta, proveniente das equações (4.20) a (4.23), desprezando a resistência do estator (adequado às máquinas de grande porte) e considerando adicionalmente a nova referência da máquina, onde o eixo d coincide com o fluxo magnético do estator, obtém-se o seguinte equacionamento para o torque como uma função direta da corrente em quadratura do rotor:

$$T_e = -\frac{L_m \vartheta_{das}}{L_s + L_m} i_{qar} \quad (4.88)$$

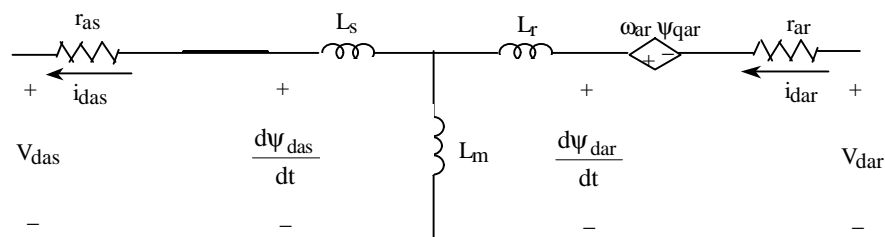


Figura 4.13a – Circuito equivalente do gerador assíncrono considerando o controle vetorial ao longo do eixo d

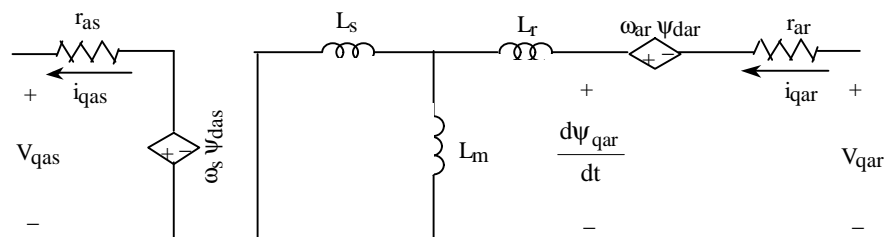


Figura 4.13b – Circuito equivalente do gerador assíncrono considerando o controle vetorial ao longo do eixo q

O controle do torque eletromagnético consiste de uma malha de controle de velocidade, de forma similar ao modelo de fonte de tensão. A diferença está no fato de que a malha de corrente é desprezada neste caso e o valor da corrente i_{qar} calculado é diretamente substituído no torque eletromagnético. O objetivo da malha de velocidade é modificar o valor do torque eletromagnético do gerador de acordo com as variações de velocidade em relação a uma referência. Esta estratégia é realizada pelo conversor C_1 ligado ao rotor (ver Capítulo 2). O erro de velocidade determina então a corrente de referência ao longo do eixo q através de um regulador PID. A implementação deste esquema de controle é mostrada na Figura 4.14 que apresenta a malha de controle do conversor interligado ao rotor.

Partindo da equação da potência reativa e considerando o fluxo magnético concatenado com o eixo d do estator, a seguinte expressão pode ser obtida para a potência reativa total que a máquina troca com a rede através do estator, em função da corrente no rotor ao longo do eixo d e da tensão terminal ao longo do eixo q:

$$Q = -V_{qas} \left(\frac{V_{qas} + \dot{u}_s L_m i_{dar}}{\dot{u}_s (L_m + L_s)} \right) \quad (4.89)$$

Finalmente, para determinar a corrente i_{das} do estator e a corrente do rotor, i_{dar} , deve-se estabelecer as seguintes considerações:

- 1) A corrente de magnetização do estator e o fluxo magnético concatenado podem ser considerados constantes quando a máquina é conectada à rede elétrica;

2) Adicionalmente, a influência da resistência do estator é considerada pequena.

Com isso, quando ocorre uma variação na corrente do eixo d do rotor, a corrente do estator também varia. Devido ao fluxo magnético concatenado ser considerado constante, a corrente no eixo d do estator torna-se então dependente somente da corrente do rotor e das indutâncias L_s e L_m , conforme a equação a seguir:

$$i_{das} = \frac{\phi_{das} - i_{dar}L_m}{-L_{ss}} \quad (4.90)$$

A malha de controle da potência reativa compara o valor da potência no estator com um valor de referência, antes de enviar um sinal de erro para o sistema de controle. O sinal de saída do controle PID neste caso é a corrente ao longo do eixo d do rotor, i_{dar} , como mostra a Figura 4.14. As correntes ao longo dos eixos d e q do rotor são então finalmente transformadas para um sistema de coordenadas trifásicas de referência da máquina antes de serem aplicadas ao rotor do gerador. Foi aplicado também o posicionamento de pólos para o cálculo dos ganhos e constantes de tempo neste modelo

Aplicando as considerações relativas aos ganhos das malhas de controle provenientes do modelo de fonte de tensão para o modelo de fonte de corrente, pode-se adotar controladores PI tanto para a malha de velocidade quanto para a de potência reativa. Assim os ganhos associados aos termos derivativos podem ser anulados para evitar problemas de amplificação de ruídos (ASTRÖM & HÄGGLUND, 1995):

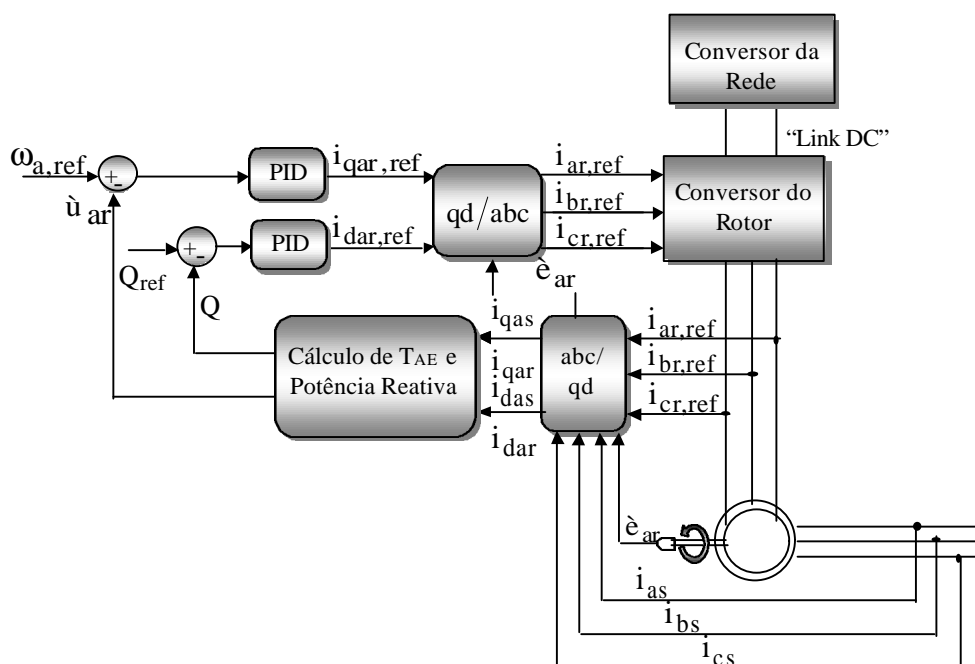


Figura 4.14– Malha de controle vetorial do DFIG e conversores simulados como fontes de corrente

4.16 –Conclusões

Neste capítulo, foram descritos os modelos dinâmicos dos componentes principais do sistema elétrico, incluídos no programa de análise transitória desenvolvido nesta tese. A estrutura do programa será detalhada no próximo capítulo. Foi dada ênfase aos sistemas eólicos associados aos geradores de indução com rotor em gaiola e duplamente excitado nas concepções fixa e variável, respectivamente.

Em especial, foram desenvolvidos detalhadamente os modelos aerodinâmicos dos rotores eólicos de eixo horizontal e do gerador assíncrono duplamente excitado, DFIG, e estabelecida a característica da potência gerada em watts x velocidade angular da turbina eólica, em rpm, para um dado intervalo de velocidades de vento, sendo ainda descritos os modelos associados à regulação da tensão terminal e ao controle do torque eletromagnético no gerador DFIG. As duas formas de modelar os conversores integrados ao rotor do DFIG para estudos de estabilidade transitória, como fonte de tensão e corrente, foram também apresentadas. Finalmente foi desenvolvida a modelagem do controle do ângulo de passo das turbinas eólicas nos esquemas de velocidade fixa.

5. Estrutura da Simulação

5.1- Introdução

Neste capítulo será realizado um estudo do sistema de potência, envolvendo a rede de transmissão e um número arbitrário de geradores síncronos e assíncronos, conectados às barras do sistema elétrico. Nas análises que se seguem será deduzida uma relação única dentro do modelo multi-máquinas, onde a determinação das correntes internas dos geradores (correntes atrás da impedância do estator), será realizada a partir de uma única inversão matricial. Neste procedimento, o esforço computacional é consideravelmente reduzido pela eliminação de parte dos cálculos.

Serão estabelecidas as diretrizes para a incorporação dos vários modelos dinâmicos dos componentes do sistema elétrico (incluindo os sistemas eólicos), a representação do sistema elétrico no espaço de estados e o cálculo da frequência nas barras da rede elétrica. As condições iniciais da rede, assim como dos geradores síncronos e assíncronos serão descritas juntamente com o método de integração numérica utilizado para a solução das equações diferenciais do sistema elétrico. Finalmente, será descrito o processo geral adotado para a solução das equações algébricas-diferenciais no programa de estabilidade transitória originalmente desenvolvido nesta tese.

5.2- Modelo Multi-Máquinas para a Representação do Sistema Elétrico

A representação da rede elétrica será feita por meio da matriz de admitâncias nodais, Y_n , a qual inclui os modelos para os diversos elementos do sistema elétrico, como linhas de transmissão, transformadores, reatores, banco de capacitores, etc. As cargas também são representadas através de suas admitâncias equivalentes, propiciando a inclusão das mesmas na matriz de admitâncias nodais. As regras para formação dessa matriz são estabelecidas em várias referências, como em MACHOWSKI *et al.* (1998); BERGEN & VITTAL (2000) e não serão descritas neste trabalho.

Nos estudos aqui realizados, desconsideram-se os efeitos de saturação e os transitórios eletromagnéticos da rede, e pela aplicação da transformação de Kron, reduz-se a representação da rede a somente as barras geradoras. Desta forma, obtém-se uma nova matriz, Y_{ng} , de dimensão $(2n_g \times 2n_g)$, sendo n_g a ordem do sistema reduzido. A redução da rede só pode ser aplicada àqueles nós que têm injeção de corrente nula. Se as cargas

não forem tratadas como impedâncias constantes, as identidades das barras de carga devem ser preservadas.

As equações da rede podem ser expressas por um balanço de potência ou de corrente, (SAUER & PAI, 1998). Nesta tese, será adotado o último. A rede será assim representada através de uma matriz de admitâncias nodais na formulação de injeções de corrente, conforme a expressão a seguir, escrita em um eixo de referência síncrono D-Q:

$$\bar{I}_{ng} = Y_{ng} \bar{V}_{ng} \quad (5.1)$$

onde:

\bar{I}_{ng} - vetor de injeção de correntes nas barras de geração,

\bar{V}_{ng} - vetor das tensões nas barras de geração.

Os componentes da matriz de admitâncias nodais da equação (5.1) são representados por uma matriz bloco, conforme segue:

$$\begin{bmatrix} B_{ij} & G_{ij} \\ G_{ij} & -B_{ij} \end{bmatrix} \quad (5.2)$$

onde B_{ij} e G_{ij} correspondem respectivamente à susceptância e condutância de cada um dos componentes da matriz de admitâncias nodais.

O vetor das correntes injetadas nas barras de geração é $\bar{I}_{ng} = [\bar{I}^1, \bar{I}^2, \dots, \bar{I}^{ng}]^t$;

onde:

$$\bar{I}^k = \sum_{i=1}^{D_k} M_i^k \bar{I}_i^k \quad (5.3)$$

sendo D_k ($k=1, \dots, ng$), o número de máquinas conectadas à k -ésima barra de geração.

A matriz M_i^k é introduzida com o objetivo de considerar os sinais apropriados da corrente \bar{I}_i^k da i -ésima máquina conectada à k -ésima barra de geração.

$$M_i^k = \begin{cases} J & \text{para um gerador síncrono (J corresponde a matriz identidade } 2 \times 2) \\ -J & \text{para uma máquina assíncrona} \end{cases}$$

O número total, G , de máquinas no sistema de potência é a soma das máquinas

conectadas em cada barra de geração, ou seja, $G = \sum_{k=1}^{ng} D_k$.

A equação de \bar{I}^k expressa que a corrente total injetada na k -ésima barra de geração corresponde à soma algébrica das correntes injetadas ou absorvidas pelos D_k geradores ou motores, que estão conectados a esta barra.

As equações do estator desenvolvidas no capítulo 4, para ambas as máquinas síncronas e assíncronas, podem ser expressas pela seguinte equação matricial global:

$$\bar{V}_i^k = \bar{V}_i^{\prime k} - \bar{Z}_i^k M_i^k \bar{I}_i^k \quad (5.4)$$

onde o índice i denota a máquina conectada à barra de geração k . Nesta equação, \bar{V}_i^k e \bar{I}_i^k são os vetores das coordenadas da tensão e corrente terminais de cada máquina, representados em coordenadas d-q por, $\bar{V}_i^k = [V_d, V_q]^t$ e $\bar{I}_i^k = [I_d, I_q]^t$ respectivamente.

$\bar{V}_i^{\prime k}$ corresponde à tensão atrás da reatância transitória (máquina de indução) ou sub-transitória (máquina síncrona) para cada máquina conectada à rede.

Partindo das equações algébricas (4.1) e (4.2), da máquina síncrona, desenvolvidas no capítulo anterior, obtém-se a equação matricial (5.5) a seguir, sendo os índices da mesma, definidos no Capítulo 4 de modelos:

$$\begin{bmatrix} V_d'' \\ V_q'' \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} V_d \\ V_q \end{bmatrix} = Z_i^k \begin{bmatrix} I_d \\ I_q \end{bmatrix} \quad (5.5)$$

$$\text{onde } Z_i^k = \begin{bmatrix} r_s & -X_q'' \\ X_d'' & r_s \end{bmatrix}.$$

Para as máquinas de indução com rotor em gaiola ou duplamente excitada Z_i^k é expresso por $\begin{bmatrix} r_{as} & -X_a' \\ X_a' & r_{as} \end{bmatrix}$.

No sentido de escrever as equações do estator de um sistema multi-máquinas geral em uma forma matricial compacta, as seguintes definições são necessárias:

$$\bar{V}_{dq}^{\ddot{A}} = [\overbrace{\bar{V}_1^1, \dots, \bar{V}_{D_1}^1}^{1^\circ \text{ máquina}}, \overbrace{\bar{V}_1^2, \dots, \bar{V}_{D_2}^2}^{2^\circ \text{ máquina}}, \dots, \overbrace{\bar{V}_1^n, \dots, \bar{V}_{D_n}^n}^{n\text{-ésima máquina}}]^T \quad (5.6)$$

$$\bar{V}_{dq}^{\prime \ddot{A}} = [\bar{V}_1^{\prime 1}, \dots, \bar{V}_{D_1}^{\prime 1}, \bar{V}_1^{\prime 2}, \dots, \bar{V}_{D_2}^{\prime 2}, \dots, \bar{V}_1^{\prime n}, \dots, \bar{V}_{D_n}^{\prime n}]^T \quad (5.7)$$

$$\bar{Z}_m^{\ddot{A}} = \text{diag}[\bar{Z}_1^1, \dots, \bar{Z}_{D_1}^1, \bar{Z}_1^2, \dots, \bar{Z}_{D_2}^2, \dots, \bar{Z}_1^n, \dots, \bar{Z}_{D_n}^n] \quad (5.8)$$

$$M_m^{\ddot{A}} = \text{diag}[M_1^1, \dots, M_{D_1}^1, M_1^2, \dots, M_{D_2}^2, \dots, M_1^n, \dots, M_{D_n}^n] \quad (5.9)$$

$$\bar{I}_{dq}^{\ddot{A}} = [\bar{I}_1^1, \dots, \bar{I}_{D_1}^1, \bar{I}_1^2, \dots, \bar{I}_{D_2}^2, \dots, \bar{I}_1^n, \dots, \bar{I}_{D_n}^n]^T \quad (5.10)$$

Cada elemento dos vetores e matrizes anteriores refere-se a uma máquina específica. Elementos com o mesmo índice são relacionados através da equação (5.4), portanto a seguinte equação geral pode ser escrita para um sistema multi-máquinas:

$$\bar{V}_{dq} = \bar{V}'_{dq} - \bar{Z}_m M_m \bar{I}_{dq} \quad (5.11)$$

As parcelas na equação (5.11) estão expressas nos eixos de referência d-q de cada máquina. A transformação de Park para o modelo geral da máquina síncrona baseia-se na adoção de um sistema de coordenadas que gira na mesma velocidade do rotor da máquina, enquanto para as máquinas de indução este eixo gira à velocidade síncrona. A principal vantagem deste sistema de referência é que os coeficientes das equações desenvolvidas não são dependentes do tempo (PAVELLA & MURTHY, 1999).

A utilização de um eixo de referência para cada máquina dificulta a transformação de grandezas das máquinas para a rede elétrica, tornando necessária a adoção de um sistema padrão de referência para a rede. A escolha mais adequada é um sistema de referência que gire à velocidade síncrona, correspondente à frequência em regime permanente da rede elétrica.

Para expressar todos os elementos da equação (5.11) em um eixo de referência comum síncrono, as seguintes transformações devem ser utilizadas.

$$\bar{I}_{DQ} = T \bar{I}_{dq} \quad (5.12)$$

$$\bar{E}_{DQ} = T \bar{E}_{dq} \quad (5.13)$$

$$\bar{V}_{DQ} = T \bar{V}_{dq} \quad (5.14)$$

T corresponde a uma matriz de transformação dos eixos de referência d-q de cada máquina para o eixo D-Q síncrono do sistema:

$$T = \text{diag}[\text{rot}(\delta_1^1), \dots, \text{rot}(\delta_{D_1}^1), \text{rot}(\delta_1^2), \dots, \text{rot}(\delta_{D_2}^2), \dots, \text{rot}(\delta_1^N), \dots, \text{rot}(\delta_{D_N}^N)] \quad (5.15)$$

sendo δ_i^k o ângulo da i-ésima máquina conectada à k-ésima barra de geração, e $\text{rot}(\delta)$ representa um operador ortogonal definido abaixo:

$$\begin{bmatrix} \cos(\delta) & -\text{sen}(\delta) \\ \text{sen}(\delta) & \cos(\delta) \end{bmatrix} \quad (5.16)$$

A Figura 5.1 ilustra a representação de uma grandeza qualquer (X) nos dois sistemas de coordenadas, onde δ_i é a defasagem angular entre estes sistemas:

Pode-se introduzir uma matriz, L_m , que leve em conta a topologia das máquinas na rede. A dimensão de L_m é $2ng \times 2G$. Esta matriz é composta por sub-matrizes 2×2 , onde

cada sub-matriz caracteriza a topologia de somente uma das máquinas. As sub-matrizes correspondem a uma matriz identidade (J) 2x2 para as D_k máquinas que estão conectadas à k -ésima barra, ou à matriz nula para as outras máquinas que não estão conectadas a esta barra. O algoritmo para criação da matriz L_m é dado a seguir:

$$L_m(i, j) = \begin{cases} J & \text{se } \sum_{k=1}^i D_k < j < G = \sum_{k=i+1}^n D_k \\ 0 & \text{para outros valores} \end{cases} \quad (5.17)$$

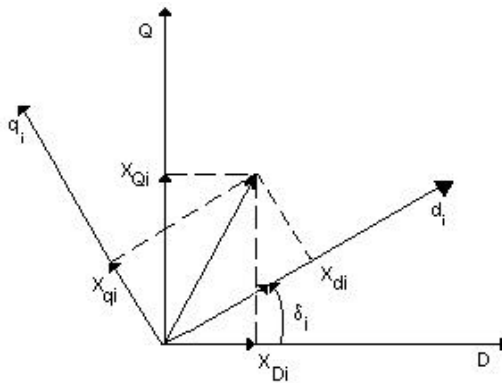


Figura 5.1- Transformação do eixo de referência síncrono para o eixo de referência da máquina

É verificado facilmente que :

$$\bar{I}_{ng} = L_m M_m \bar{I}_{DQ} \quad (5.18)$$

e

$$L_m^t \bar{V}_{ng} = \bar{V}_{DQ} \quad (5.19)$$

A partir das equações (5.1), (5.18) e (5.19) é obtida a seguinte relação no eixo de referência síncrono comum do sistema:

$$\bar{I}_{DQ} = [L_m^t Z_{ng} L_m M_m]^{-1} \bar{V}_{DQ} \quad (5.20)$$

onde $Z_{ng} = Y_{ng}^{-1}$.

Partindo das equações (5.11) a (5.14) e (5.20), a relação que dá a corrente interna da máquina no eixo de referência de cada máquina corresponde a:

$$\bar{I}_{dq} = [T^{-1} Z'_{ng} T + Z'_m]^{-1} \bar{V}'_{dq} \quad (5.21)$$

sendo $Z'_{ng} = L_m^t Z_n L_m M_m$ e $Z'_m = Z_m M_m$.

A relação (5.21) dá as coordenadas da corrente de cada máquina (síncrona ou assíncrona, gerador ou motor) conectada à rede, no eixo de referência individual das

máquinas. Para um sistema de G máquinas ela gera $2G$ equações algébricas, que são resolvidas em conjunto com as equações diferenciais dos vários componentes.

A equação (5.21) que tem a mesma forma da equação (5.1), incorpora ambas as equações da rede e as equações do estator da máquina. Sua resolução requer um esforço de cálculo mínimo, uma vez que uma única inversão é realizada. Deve ser lembrado que $\text{rot}(\delta)^{-1} = \text{rot}(\delta)^t$ (transformação ortogonal). As matrizes Z'_m e Z'_{ng} são calculadas somente uma vez no início do processo de integração numérica.

As equações apresentadas no Capítulo 4 para representação das máquinas síncronas e assíncronas, com rotor em gaiola e duplamente excitada, foram definidas na forma de equivalentes Thévenin (tensões atrás de reatâncias). Para conexão com a rede elétrica é mais conveniente transformar esta representação para uma injeção de corrente em paralelo com uma admitância, na forma de um equivalente Norton, conforme as equações (5.20) e (5.21). Desta forma, o efeito do comportamento das máquinas na rede elétrica pode ser representado por uma injeção de corrente na barra (I_{DQ}) e por uma admitância em derivação equivalente ($Y_{eq} = [L_m^t Z_{ng} L_m M_m]^{-1}$), conforme ilustra a Figura 5.2 a seguir:

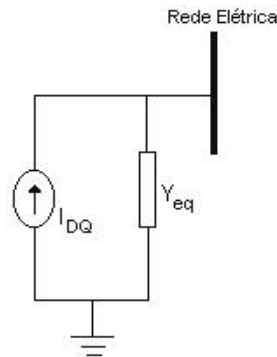


Figura 5.2- Equivalente Norton para representação das máquinas na rede elétrica

5.2.1- Ordenação da Matriz de Admitância da Rede e Sistema p.u. Comum.

Nesta seção serão apresentadas de forma concisa as diretrizes gerais para a ordenação da matriz de admitância de rede, desenvolvida anteriormente, e o estabelecimento de um sistema p.u. comum para representação de todas as máquinas no software desenvolvido para as simulações de estabilidade transitória.

Inicialmente, para construir a matriz de admitância de rede, é conveniente numerar as várias barras de geração seguindo uma ordenação específica que depende do tipo de

componentes que estão conectados nestas barras. É recomendado numerar primeiro as barras onde os geradores síncronos estão conectados, enquanto as barras com geradores de indução, motores e cargas estáticas são numeradas em seguida. Se esta ordem for obedecida será mais fácil formular as matrizes do sistema multi-máquinas descritas anteriormente.

As equações escritas em um sistema p.u. individual de cada máquina devem ser interligadas. Para isto um sistema p.u. comum é escolhido, (NUNES *et al.*, 2002a; GRAINGER & STEVENSON, 1994). Todos os parâmetros, que têm suas definições em p.u. relacionadas às potências nominais individuais das máquinas devem ser transformados para este sistema p.u. comum. Tais parâmetros correspondem à constante de tempo de inércia das máquinas síncronas e assíncronas (H), os parâmetros do regulador de velocidade do sistema Diesel e dos reguladores de tensão dos geradores síncronos (vide Anexo 1), parâmetros dos controladores de velocidade e tensão ou potência reativa das máquinas assíncronas duplamente excitadas, parâmetros de amortecimento da carga elétrica, etc. A integração das equações diferenciais relacionadas com os componentes do sistema elétrico em uma base p.u. comum, previamente estabelecida, fornece assim as respostas temporais das variáveis de estado do sistema de potência e das turbinas eólicas.

5.3- Representação do Sistema Elétrico no Espaço de Estados

Durante a análise da estabilidade transitória de um sistema de potência, as equações diferenciais associadas aos diversos componentes que formam este sistema devem ser solucionadas, para o intervalo de simulação considerado, através de métodos numéricos. Para um conjunto de máquinas de indução e síncronas com regulação de tensão e velocidade, operando no sistema elétrico, estas equações diferenciais de primeira ordem, as quais são funções das variáveis de estado, X , do tempo, t , e das entradas, U , podem ser escritas na forma matricial, seguindo a representação em espaço de estados, conforme a equação (5.22), a seguir:

$$\dot{X} = A_s X + B_s U \quad (5.22)$$

Supondo um sistema elétrico com n_s máquinas síncronas, os vetores de estado, X , e de entrada, U , são definidos como nas equações (5.23) e (5.24), a seguir. Neste caso, as variáveis de estado correspondem ao torque, potência mecânica e o fluxo de combustível no sistema Diesel; velocidade e ângulo do rotor na máquina síncrona, tensões do sistema

de excitação e as tensões atrás das reatâncias transitórias e subtransitórias da máquina síncrona. As entradas correspondem ao torque eletromagnético, as tensões terminais, a tensão de referência, V_{ref} , do regulador automático de tensão (RAT) e as correntes ao longo dos eixos d-q:

$$X = [T_{Dmsl} \quad P_{cl} \quad \dot{m}_{BI} \quad \dot{u}_{rsl} \quad \ddot{a}_l \quad V_{cl} \quad E_{fdl} \quad V_{Fl} \quad V_{Al} \quad V_{dl}'' \quad V_{ql}' \quad V_{ql}'' \quad \dots \quad T_{Dmsns} \quad \dots \quad V_{qns}''] \quad (5.23)$$

$$U = [T_{EI} \quad V_{tl} \quad V_{refl} \quad I_{ql} \quad I_{dl} \quad \dots \quad T_{Ens} \quad \dots \quad I_{dns}]^T \quad (5.24)$$

Para as máquinas assíncronas com rotor em gaiola, estes mesmos vetores correspondem às equações (5.25) e (5.26). As variáveis de estado são estabelecidas como a velocidade angular do rotor, e as tensões atrás das reatâncias transitórias dos eixos direto e em quadratura. As entradas correspondem aos torques eletromagnético e mecânico, as correntes e tensões ao longo dos eixos d-q:

$$X = [\dot{u}_{ra1} \quad V_{da1}' \quad V_{qa1}' \quad \dots \quad \dot{u}_{arna} \quad \dots \quad V_{qana}']^T \quad (5.25)$$

$$U = [T_{AE1} \quad i_{qas1} \quad T_{Am1} \quad i_{das1} \quad V_{das} \quad V_{qas} \quad \dots \quad T_{AEna} \quad \dots \quad V_{qasna}]^T \quad (5.26)$$

No caso específico do sistema eólico de velocidade fixa, em que é adotado o controle adicional de passo para a turbina eólica junto à máquina assíncrona de rotor em gaiola, uma variável de estado adicional, referente ao ângulo de passo da pá da turbina, β , deve ser incluída no vetor X da equação (5.25).

Para nd máquinas assíncronas duplamente excitadas, se os conversores forem modelados como fontes de corrente controladas, e os transitórios do estator e rotor forem desprezados, conforme proposto no item 4.15 do Capítulo 4, existirão quatro variáveis de estado, sendo que três correspondem à malha de controle de velocidade e uma se refere à malha de controle da potência reativa.

A primeira variável de estado da malha de controle de velocidade é proveniente da própria equação de balanço e corresponde à velocidade do rotor, a segunda variável corresponde ao erro de velocidade e a terceira à corrente i ao longo do eixo q do rotor, i_{qar} . A variável da malha de controle de potência reativa corresponde ao erro entre a potência de referência e a potência gerada, ΔQ . As entradas são as mesmas do gerador assíncrono em gaiola, incluindo a corrente do rotor ao longo do eixo d , i_{dar} :

$$X = [\dot{u}_{ar1} \quad \ddot{u}_{ar1} \quad i_{qar1} \quad \ddot{A}Q_1 \quad \dots \quad \dot{u}_{arn1} \quad \dots \quad \ddot{A}Q_{nd}]^T \quad (5.27)$$

Caso os conversores sejam simulados como fontes de tensão, o número de variáveis de estado cresce para oito por máquina. Para a malha externa de controle de velocidade, estas variáveis correspondem à própria velocidade do rotor, \dot{u}_r , e o erro de velocidade, $\ddot{A}\dot{u}_r$. Em relação à malha interna do regulador de velocidade, as variáveis de estado correspondem, à corrente do eixo q de referência, $i_{qar-ref}$, e a integral do erro entre as correntes do eixo q, medida ou calculada, e a corrente de referência ao longo do eixo q, sendo esta integral designada como i_{qmod} .

Para a malha interna de controle de tensão, as variáveis de estado correspondem à corrente do eixo d de referência, $i_{dar-ref}$, e a integral do erro entre as correntes do eixo d, efetivamente medida ou calculada, e a corrente de referência ao longo do eixo d. Esta integral do erro é designada como i_{dmod} .

Complementam as variáveis de estado, as tensões atrás da reatância transitória, ao longo dos eixos d e q, as quais são realimentadas pelas tensões terminais do rotor, calculadas a cada passo de integração. Neste caso, as entradas correspondem ao torque eletromagnético, as correntes do estator ao longo dos eixos d-q, o torque mecânico, e finalmente as correntes e tensões do rotor ao longo dos eixos d-q:

$$X = [\dot{u}_{ar1} \quad \ddot{A}\dot{u}_{ar1} \quad i_{qar1-ref} \quad i_{qmod} \quad i_{dar1-ref} \quad i_{dmod} \quad V'_{da} \quad V'_{qa} \quad \dots \quad \dot{u}_{arnd} \quad \dots \quad V'_{qand}]^T \quad (5.28)$$

$$U = [T_{AE1} \quad i_{qas1} \quad i_{das1} \quad T_{Am1} \quad i_{qar1} \quad i_{dar1} \quad V_{qar1} \quad V_{dar1} \quad \dots \quad T_{AEnd} \quad \dots \quad V_{darnd}]^T \quad (5.29)$$

Em relação ao conjunto de equações algébricas associadas com as tensões dos estatores das máquinas rotativas e com os circuitos elétricos da rede, as mesmas são representadas de forma conjunta através do modelo multi-máquinas do sistema elétrico, como já comentado na seção 5.2.

5.4 – Cálculo da Freqüência nas Barras da Rede Elétrica

Em regime permanente a relação entre as correntes e tensões nas cargas depende diretamente da freqüência. Para cargas indutivas, a reatância aumenta com a freqüência, e para os motores de indução a velocidade nominal aumenta com a freqüência. Durante transitórios é possível definir uma parcela, designada de freqüência dinâmica, que reflita o conceito de freqüência e seja semelhante à do regime permanente senoidal. Isto pode ser feito considerando as variáveis V_D e V_Q correspondentes aos eixos de referência síncronos, nas suas formas retangular e polar como na equação (5.30):

$$V_{Di} + jV_{Qi} = V_i e^{j\alpha_i} \quad i=1, \dots, n \quad (5.30)$$

Aplicando a transformação inversa, as tensões a,b,c no tempo correspondem a:

$$V_{ai} = \sqrt{2}V_i \cos(\omega_s t + \alpha_i) \quad i=1, \dots, n \quad (5.31)$$

$$V_{bi} = \sqrt{2}V_i \cos\left(\omega_s t + \alpha_i - \frac{2\delta}{3}\right) \quad i=1, \dots, n \quad (5.32)$$

$$V_{ci} = \sqrt{2}V_i \cos\left(\omega_s t + \alpha_i + \frac{2\delta}{3}\right) \quad i=1, \dots, n \quad (5.33)$$

onde α_i representa o ângulo entre o fasor tensão e os eixos de referência síncrono D-Q.

É importante enfatizar que as equações anteriores valem para ambas as análises, em regime permanente e transitório. Em geral, V_i e α_i irão sofrer mudanças durante o transitório. Uma definição apropriada para frequência dinâmica é mostrada na equação (5.34), a seguir, sendo a mesma o resultado de um somatório da variação do ângulo α_i com a velocidade angular em regime permanente, ω_s :

$$\dot{\omega}_{di} \equiv \dot{\omega}_s + \frac{d\alpha_i}{dt} \quad i=1, \dots, n \quad (5.34)$$

Se o sistema multi-máquinas estiver em sincronismo, com todas as máquinas trabalhando a uma velocidade constante, a frequência do mesmo será igual à frequência síncrona. Durante os transitórios, a dinâmica da frequência de cada barra da rede será determinada por $\frac{d\alpha_i}{dt}$ e ambas a magnitude e o ângulo das tensões irão variar com o tempo.

Da equação (5.34), se o vetor tensão no instante t for designado por $\vec{V}_i(t)$ e depois de um tempo Δt tornar-se $\vec{V}_i(t + \Delta t)$, a frequência f_i (da barra i do sistema) será determinada a partir da equação (5.35), para cada passo de tempo, Δt , da integração numérica por:

$$f_i = \frac{1}{2\delta} \lim_{\Delta t \rightarrow 0} \frac{\alpha_i(t + \Delta t) - \alpha_i(t)}{\Delta t} + \frac{\omega_s}{2\delta} \quad (5.35)$$

5.5 – Condições Iniciais.

Para determinação das condições iniciais da rede elétrica, que envolvem o cálculo das tensões terminais (magnitude e ângulo) e potências ativas e reativas injetadas nas barras do sistema, é necessário rodar um fluxo de potência. Devido as suas boas propriedades de convergência, pode-se aplicar o método de Newton-Raphson na solução

destes fluxos. Se os sistemas analisados forem de distribuição, outros métodos, como o somatório de potências, podem ser utilizados. Normalmente nestes estudos de fluxo de carga, os geradores assíncronos eólicos são considerados como cargas negativas ou opcionalmente como barras de geração PV.

Para encontrar as condições iniciais nos terminais das máquinas e da rede elétrica, pode-se opcionalmente deixar que o programa desenvolvido, composto pelas equações algébricas e diferenciais das máquinas e dos componentes do sistema elétrico, fique rodando um determinado período antes da falta até que o ponto de equilíbrio, regime permanente, seja alcançado. A partir deste ponto, simula-se a condição de falta desejada na rede elétrica, (NUNES *et al.*, 2002a e 2002b).

5.5.1 – Condições Iniciais dos Geradores Síncronos

Para o cálculo dos valores iniciais das variáveis de estado dos geradores síncronos é necessário determinar o torque eletromagnético e as correntes do estator no eixo de referência do gerador. Este cálculo é realizado a partir dos seguintes passos:

- 1- A potência de saída de cada gerador (S_g) é calculada como um percentual da potência total produzida em cada barra de geração, a qual é obtida do fluxo de potência rodado inicialmente. A contribuição de cada gerador para a potência total produzida é determinada a partir da política de despacho para as unidades geradoras despacháveis e da disponibilidade de energia primária para as não despacháveis.
- 2- A corrente do gerador é calculada a partir de $\bar{I}_a = (\bar{S}_g / \bar{V}_t)$, onde \bar{V}_t corresponde à tensão terminal da barra, a qual é conhecida do fluxo de potência. Esta corrente deve ser escrita nos eixos de referência comum, D-Q, do sistema.
- 3- Para o cálculo das variáveis de estado do gerador, a corrente encontrada no passo 2 deve ser transformada para os eixos de referência do mesmo. No sentido de calcular o ângulo do gerador que forneça esta transformação, uma FEM fictícia é determinada como $\bar{E}_{qa} = \bar{V}_t + (r_s + jX_q)\bar{I}_a$, onde \bar{I}_a corresponde à corrente na fase a da máquina. É comprovado em ANDERSON & FOUAD (1995) que o ângulo de \bar{E}_{qa} em relação ao eixo de referência síncrono coincide com o ângulo de carga do gerador (δ_s). Portanto este ângulo é suficiente para determinar a localização da posição inicial ($\delta_s(t_0)$) do eixo de referência da máquina em relação ao eixo de referência síncrono.

- 4- A corrente da máquina e a tensão terminal são transformadas do eixo de referência síncrono para o eixo de referência do gerador. Com as tensões e correntes calculados, o torque eletromagnético é determinado.

5.5.2 – Condições Iniciais Para os Geradores de Indução com Rotor em Gaiola e Geradores Duplamente Excitados - DFIG

Considera-se inicialmente que a contribuição da geração eólica para o atendimento das cargas é conhecida da análise do fluxo de potência. Neste caso, pode-se fazer uma suposição de que todos os geradores eólicos iguais de um mesmo sítio fornecem a mesma potência ao sistema elétrico.

É estabelecido pela literatura, (KARINIOTAKIS & STAVRAKAKIS, 1995b), que no momento da conexão à rede, os geradores assíncronos estejam operando em um modo de sincronização, implicando potência ativa praticamente nula. A sincronização é um modo comum de operação para interligação na rede das turbinas eólicas com geradores assíncronos, (CIDRÁS *et al.*, 2002). O gerador eólico rotaciona até o momento em que uma velocidade próxima da velocidade síncrona seja alcançada. Neste instante, a conexão é realizada. Durante a sincronização o gerador de indução está consumindo um valor elevado de potência reativa para sua excitação. O escorregamento é praticamente nulo e a corrente interna é dada por $\bar{I}_{ga} = \bar{V}_t / \bar{Z}_{ga}$, onde \bar{V}_t é a tensão terminal e \bar{Z}_{ga} corresponde à impedância do estator.

Se a potência ativa for maior que 5 ou 10% da potência nominal da máquina, então esta é considerada na operação de geração. O escorregamento e a FEM são calculados a partir da solução das equações algébricas do estator ((4.24) e (4.25)) e das equações diferenciais do rotor ((4.26) e (4.27)). Com a obtenção dos valores iniciais destas variáveis, calcula-se a seguir o torque eletromagnético. É importante notar também que as variáveis dos geradores assíncronos estão no eixo de referência síncrono. Tratamento similar a este, deve ser realizado para o caso dos motores assíncronos, levando-se em conta as alterações nos sinais do torque eletromagnético e do escorregamento.

Para o gerador duplamente excitado, deve-se considerar, adicionalmente ao gerador de rotor em gaiola, as tensões e correntes iniciais aplicadas ao rotor da máquina DFIG. As tensões iniciais são calculadas pelo conjunto das equações (4.18) e (4.19) do capítulo 4. Nestas condições, os termos em derivada devem ser desprezados. As equações (4.73) e (4.74) foram utilizadas para o cálculo das correntes iniciais. Além disso, deve-se

entrar com os valores iniciais de referência da velocidade e da tensão ou potência reativa das malhas de controle apresentadas no Capítulo 4, para os modelos de fonte de corrente ou fonte de tensão.

5.6 – Modelagem das Perturbações no Sistema Elétrico

Os principais distúrbios que ocorrem no sistema de potência são causados por súbitas mudanças na rede elétrica, no modo de operação das unidades geradoras e na composição das cargas. Na primeira categoria estão os curto-circuitos e as alterações na topologia da rede. Em ambos os casos, os distúrbios são simulados como mudanças na matriz de admitância. O segundo tipo refere-se às conexões e desconexões (chaveamentos) das máquinas na rede e alterações nas condições de operação das mesmas. São incluídas também nesta situação perturbações causadas pelas turbinas eólicas devidas às variações do vento e turbulências.

As alterações na carga correspondem a uma importante fonte de distúrbio com conseqüências sobre a frequência e tensão, especialmente nas redes fracas e sistemas isolados. Na presente tese será dado destaque a distúrbios severos na rede, como curto circuito trifásico, para avaliação da margem de estabilidade transitória proporcionada pelos sistemas eólicos nas suas configurações de velocidade fixa com geradores assíncronos em gaiola, e variáveis com os DFIG. Para efeito dos distúrbios no sistema elétrico, a velocidade média do vento será considerada constante. Esta suposição se justifica plenamente devido à grande inércia das turbinas eólicas integradas à rede, o que implica em uma constante de tempo de resposta relativamente lenta, quando comparadas às constantes de tempo da rede.

5.7 – Algoritmo de Simulação

Objetivando desenvolver um algoritmo de simulação capaz de desempenhar de forma precisa a análise da estabilidade transitória do sistema de potência, com a integração dos parques eólicos, os modelos dos componentes dos sistemas com geração eólica e geração convencional foram descritos detalhadamente no Capítulo 4. Adicionalmente, um novo modelo geral multi-máquinas foi desenvolvido para a representação de qualquer sistema de potência, sendo o mesmo flexível à incorporação de novos componentes como, por exemplo, compensadores de reativos, estáticos ou dinâmicos, e as máquinas de indução de rotor bobinado, que são integradas à rede a partir de conversores de potência.

O algoritmo aqui desenvolvido caracteriza-se por ser geral e simular o comportamento do sistema elétrico para várias condições de perturbação na rede ou nas turbinas eólicas, fornecendo a possibilidade de analisar a estabilidade transitória do sistema no domínio do tempo, nos mais complexos níveis de configurações da rede elétrica. A seguir é apresentado um fluxograma simplificado deste algoritmo de simulação:

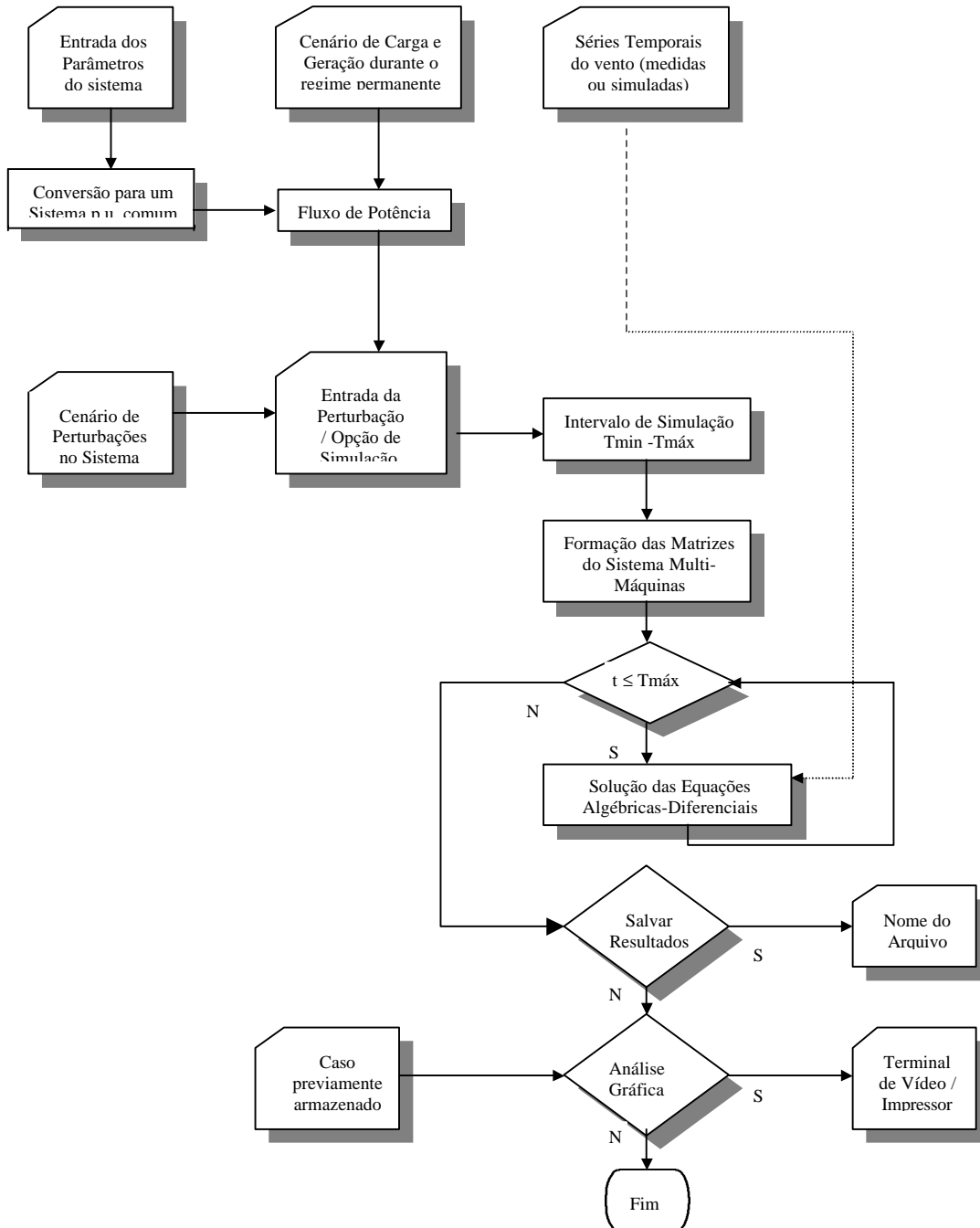


Figura 5.3- Fluxograma do algoritmo de simulação

Assim, é possível considerar parques eólicos de qualquer tamanho e levar em conta vários modelos de carga. Como pode ser identificado no fluxograma, o programa desenvolvido dispõe também de recursos gráficos que possibilitam mostrar as variações no tempo de todas as variáveis examinadas.

Este algoritmo foi baseado em parte nos estudos apresentados nas referências NUNES *et al.* (2002a e 2002b) e permite que sejam feitas chamadas para arquivos previamente armazenados no computador, com dados referentes aos parâmetros de um determinado sistema sob análise e referentes ao cálculo das condições iniciais para os elementos da rede. Os dados relacionados às condições iniciais da rede elétrica podem ser obtidos a partir de estudos de fluxo de carga previamente realizados no sistema, ou pode-se opcionalmente deixar com que as soluções das equações algébricas e diferenciais flua naturalmente até que um ponto de equilíbrio seja alcançado.

As rotinas computacionais implementadas permitem que os parâmetros das máquinas rotativas do sistema elétrico, depois de carregadas na memória do computador, possam ser alterados pelo usuário dentro da própria estrutura do programa de simulação. Efetuadas as simulações, os resultados podem ser armazenados através de arquivos de saída, para posterior recuperação, ou ser apresentados graficamente a partir do próprio algoritmo.

5.8 – Método de Integração Numérica

Os métodos para integração numérica de equações diferenciais são classificados como explícitos e implícitos. Em relação aos implícitos pode-se destacar o método trapezoidal, (PRESS *et al.*, 1990 e 1992), e as fórmulas de diferenciação inversas “Backward Differentiation Formulas” como o método de Euler invertido, (MOHAN *et al.*, 1995), utilizados quando as equações diferenciais forem rígidas, ou seja, envolverem constantes de tempo bem diferentes (auto-valores bem distintos na matriz característica do sistema de potência), como nas situações em que se adota o modelo subtransitório (seção 4.6.2) para a representação da máquina e conversor interligados nos esquemas eólicos variáveis. Outros métodos implícitos que merecem destaque, como o método de Runge-Kutta implícito, são encontrados em HARRIER *et al.* (1987) e HARRIER & WANNER (1991).

É importante salientar que apesar da adequação do método trapezoidal na solução de equações diferenciais rígidas e da possibilidade de trabalhar com passos de integração

maiores, o mesmo apresenta alguns problemas de oscilações numéricas nas situações de chaveamento dos circuitos elétricos, ressaltados em MOHAN *et al.* (1994). Estes problemas são resolvidos fisicamente a partir de pequenas alterações no circuito que não comprometam o comportamento deste, ou numericamente com o auxílio de outros métodos mais rígidos, como o de “Backward Euler” (DOMMEL & COGO, 1990), somente durante o processo do chaveamento. MARTI & LIN (1989) assim como MAGUIRE & GOLE (1991), também discutem soluções para estes problemas de oscilações devido ao método de integração trapezoidal.

Neste trabalho, os modelos adotados para representação do gerador elétrico agregado à rede desprezam a dinâmica do estator e da rede e consideram os conversores como fontes de tensão e corrente respectivamente, conforme exposto nos itens 4.6.3 e 4.6.4. Neste caso, métodos de integração explícitos não rígidos, como o de Runge-Kutta (CUNHA, 1993; ONG, 1998), demonstram uma boa estabilidade numérica, como será verificado nos resultados das simulações.

Os métodos de integração explícita de Runge-Kutta são chamados de passo único, pois usam apenas as informações de um ponto anterior para calcular o próximo. Estes métodos são considerados de fácil implementação para a solução de sistemas de equações de estado complexos. Uma limitação importante destes está relacionada com o fato de que o intervalo de tempo de integração, Δt , não deve ser maior do que a menor constante de tempo do sistema.

Especificamente nesta tese, foi adotado o método de Runge-Kutta-Fehlberg, que corresponde a um método de Runge-Kutta de quinta ordem com seis funções e implementa procedimentos para verificar se o passo de integração, h , é adequado. Este método se caracteriza por controlar o passo de integração. Em cada iteração, são obtidas duas aproximações para a solução do sistema. Se as duas respostas satisfazem a uma precisão pré-estabelecida, a aproximação é aceita. Caso contrário, o tamanho do passo de integração é reduzido e uma nova iteração é realizada. Se as duas respostas possuem mais dígitos significativos do que o requerido, o valor do passo de integração é aumentado e uma nova iteração é realizada.

Cada iteração requer o cálculo dos seguintes fatores (PRESS *et al.*, 1990):

$$f_1 = hf(x_k, y_k) \quad (5.36)$$

$$f_2 = hf\left(x_k + \frac{1}{4}h, y_k + \frac{1}{4}f_1\right) \quad (5.37)$$

$$f_3 = hf \left(x_k + \frac{3}{8}h, y_k + \frac{3}{32}f_1 + \frac{9}{32}f_2 \right) \quad (5.38)$$

$$f_4 = hf \left(x_k + \frac{12}{13}h, y_k + \frac{1932}{2197}f_1 - \frac{7200}{2197}f_2 + \frac{7296}{2197}f_3 \right) \quad (5.39)$$

$$f_5 = hf \left(x_k + h, y_k + \frac{439}{216}f_1 - 8f_2 + \frac{3680}{513}f_3 - \frac{845}{4104}f_4 \right) \quad (5.40)$$

$$f_6 = hf \left(x_k + \frac{1}{2}h, y_k - \frac{8}{27}f_1 + 2f_2 - \frac{3544}{2565}f_3 + \frac{1859}{4104}f_4 - \frac{11}{40}f_5 \right) \quad (5.41)$$

Uma aproximação para a solução $y(x)$ é obtida pela equação:

$$y_{k+1} = y_k + \frac{25}{216}f_1 + \frac{1408}{2565}f_3 + \frac{2197}{4104}f_4 - \frac{1}{5}f_5 \quad (5.42)$$

A outra aproximação, melhor que a anterior, é obtida através da utilização da equação (5.43):

$$z_{k+1} = y_k + \frac{16}{135}f_1 + \frac{6656}{12825}f_3 + \frac{28561}{56430}f_4 - \frac{9}{5}f_5 + \frac{2}{55}f_6 \quad (5.43)$$

O passo de integração ótimo é determinado multiplicando-se o valor de h pelo fator q a seguir:

$$q = \left(\frac{\hat{\imath} h}{2|z_{k+1} - y_{k+1}|} \right)^{1/4} \quad (5.44)$$

onde $\hat{\imath}$ é a precisão desejada. O valor do passo de integração obedece a relação $h_{\min} \leq h \leq h_{\max}$. Nesta relação h_{\min} e h_{\max} são os limites mínimo e máximo permitidos para a integração.

O método de Runge-Kutta-Fehlberg tem a vantagem adicional sobre outros métodos não rígidos, como por exemplo, o preditor-corretor de Adams-Bashforth-Moulton, o fato de ser auto-inicializável e de passo único.

5.9 – Solução das Equações Algébricas e Diferenciais do Programa de Simulação.

O problema da simulação dinâmica de sistemas de energia elétrica resume-se basicamente na solução de um conjunto de equações diferenciais e algébricas que descrevem a trajetória ao longo do tempo das variáveis determinantes do estado deste sistema. Tradicionalmente, utiliza-se a simulação passo a passo para resolver este problema. A técnica utilizada consiste em, dada a solução (valores das variáveis do circuito) no instante de tempo atual (t_n), obter uma solução para o próximo instante de

tempo (t_{n+1}), podendo este ser fixo ou variável. O conjunto de equações diferenciais é então resolvido conjuntamente com as equações algébricas, passo a passo, ao longo do intervalo de tempo desejado. Os requisitos necessários à solução numérica do sistema de equações algébrico-diferencial podem ser salientados:

- 1- Exatidão da solução: O esquema adotado para solucionar o conjunto de equações deve fornecer resultados suficientemente exatos, de maneira que a resposta obtida da simulação seja a mais próxima possível do comportamento real da rede.
- 2- Flexibilidade: Esta característica refere-se à possibilidade da inclusão de novos modelos ou sofisticação dos antigos sem que esforços excessivos sejam necessários
- 3- Robustez do método: O método utilizado para solucionar o conjunto de equações deve ser robusto, permitindo que qualquer distúrbio ou fenômeno real do sistema elétrico possa ser reproduzido sem que isto acarrete problemas de estabilidade numérica ou exatidão dos resultados fornecidos.

Os conjuntos de equações diferenciais ordinárias não lineares (EDO's) e equações algébricas não lineares (EA's) podem ser escritos na seguinte forma:

$$\dot{X} = f(X, t) \quad (5.45)$$

$$0 = g(X, t) \quad (5.46)$$

onde:

f- função não linear que define as equações diferenciais ordinárias

g- função não-linear que define as equações algébricas

X - vetor das variáveis de estado

t- tempo, variável independente

O conjunto das equações (5.45) é constituído pelas equações diferenciais que descrevem o comportamento dinâmico dos elementos do sistema elétrico, tais como máquinas síncronas e assíncronas, conversores estáticos, reguladores de tensão, sistemas Diesel, turbinas eólicas, etc. O conjunto das equações (5.46) representa as equações que definem o comportamento da rede elétrica e parcelas dos elementos dinâmicos como o estator dos geradores, que podem ser formulados algebricamente. A solução das equações diferenciais, como exposto, é realizada através da aplicação do método de Runge-Kutta-Fehlberg.

Estabelecidas as condições iniciais, associadas aos elementos do sistema elétrico e, portanto, os valores iniciais das variáveis de estado, as equações diferenciais podem ser resolvidas, resultando na obtenção dos valores das tensões transitórias ou subtransitórias das máquinas rotativas. Esses valores de tensão são então posteriormente utilizados no processo de solução das equações algébricas da rede. Da solução do conjunto de equações algébricas, são obtidos novos valores associados às correntes das máquinas elétricas, que são, então, utilizados junto com os valores das tensões transitórias e/ou subtransitórias na determinação dos torques eletromagnéticos dos geradores elétricos. Com os novos valores de correntes e torques eletromagnéticos obtidos, as equações diferenciais são resolvidas novamente, alimentando o processo iterativo de solução alternada do sistema.

Os distúrbios são introduzidos no algoritmo de simulação entre o processo de solução das equações diferenciais e a solução das relações algébricas. Quando os novos valores de corrente e torque eletromagnéticos, obtidos das equações algébricas, são substituídos, na solução das equações diferenciais, o sistema sofre oscilações até que um novo estado de equilíbrio seja alcançado.

Em relação ao sistema eólico, as correntes do estator são passadas às equações diferenciais do gerador de indução, que envolvem duas equações para o gerador assíncrono em gaiola no esquema eólico de velocidade fixa e três equações, envolvendo as malhas de controle de velocidade e potência reativa, para os geradores de indução duplamente excitados, no esquema eólico variável, com os conversores simulados como fontes de corrente, e sete equações diferenciais, envolvendo as malhas externas de controle de velocidade e tensão e as malhas internas de controle de corrente, quando os conversores são simulados como fontes de tensão. Além destas, em todos os casos adiciona-se uma outra equação diferencial do torque eletromagnético, torque este que, por sua vez, é aplicado à equação de balanço do conjunto eólico.

A saída da equação de balanço é a velocidade angular do rotor do gerador de indução, que é aplicada, juntamente com o escorregamento de velocidade, determinado a partir da velocidade angular, às equações diferenciais do gerador de indução. Além do torque eletromagnético, a equação de balanço tem como entrada o torque mecânico obtido da equação do modelo da turbina eólica, que por sua vez, tem como entradas, a velocidade do vento e o coeficiente de potência da turbina. O coeficiente de potência é determinado a partir da velocidade do vento e da velocidade angular do rotor.

As inter-relações entre as equações diferenciais e algébricas na solução da resposta transitória de um sistema elétrico com unidades de geração convencionais (geradores síncronos) e eólicas podem ser observadas de forma concisa, a partir do diagrama da figura 5.4 a seguir.

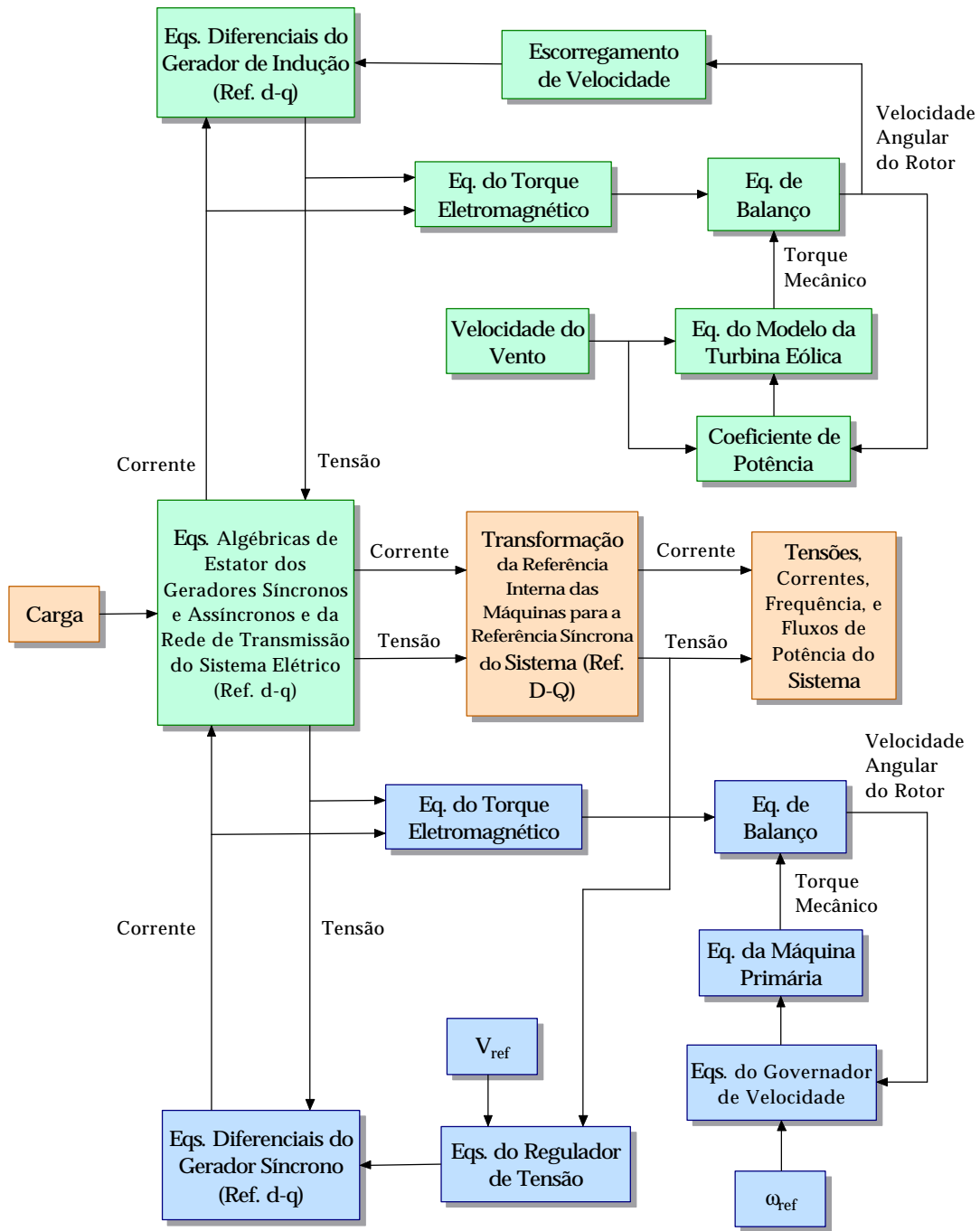


Figura 5.4 – Fluxograma das inter-relações entre as equações algébricas e diferenciais

Neste diagrama, para o sistema síncrono, as correntes determinadas na solução das equações algébricas são utilizadas no cálculo das equações diferenciais associadas aos geradores síncronos, e na determinação dos torques eletromagnéticos dessas máquinas. O torque eletromagnético e o torque mecânico, disponibilizado a partir da máquina primária, são aplicados na equação de balanço da máquina síncrona. A saída da equação de balanço representa a velocidade angular do rotor do gerador síncrono, sendo posteriormente aplicado nas equações do regulador de velocidade da máquina síncrona, que atua na regulação do torque mecânico disponibilizado pela máquina primária ao gerador.

Posteriormente, os valores de tensões e de correntes obtidos da solução do conjunto de equações algébricas são então transformados do sistema de referência interna das máquinas para o sistema de referência síncrono do sistema, obtendo-se assim, as tensões de barra, os fluxos de potência e as variações de frequências da rede elétrica.

5.10 Programa de Simulação.

Nas seções anteriores foram comentados os aspectos relacionados com o algoritmo de simulação transitória desenvolvido na tese para avaliação de redes elétricas com conexão de parques eólicos. Em termos computacionais esse algoritmo foi implementado através de sub-rotinas desenvolvidas no ambiente de simulação matemática MATLABTM, na sua versão 6.0 para o sistema operacional Windows 95/98/Me.

No desenvolvimento do programa de simulação foram utilizadas funções especiais do MATLABTM que permitiram a incorporação de uma interface gráfica ao algoritmo de simulação, facilitando a utilização do programa pelo usuário. O Programa aqui utilizado foi generalizado para qualquer sistema elétrico. A estrutura de simulação desenvolvida permite que através da interface com o usuário sejam definidos os arquivos de entrada de dados relacionados com os parâmetros do sistema elétrico, e com o cálculo das condições iniciais da rede e dos componentes desta. O programa permite que a operação da rede seja avaliada para diversos tipos de perturbações.

Também é possível através da interface gráfica do programa, que os parâmetros das máquinas rotativas dos sistemas elétricos possam ser modificados depois de carregados na memória do computador. Os resultados das simulações realizadas podem ser armazenados em disco para posterior recuperação pelo programa, ou então podem ser gerados resultados gráficos relativos às variáveis do sistema elétrico no terminal de vídeo, a partir da interface do programa, podendo também ser impressos a partir da janela do

gráfico. No Anexo 4, são apresentadas as principais opções presentes na interface gráfica do programa desenvolvido com a introdução dos parques eólicos.

5.11- Conclusões

Aspectos relacionados com a incorporação dos modelos dos componentes da rede elétrica, no programa desenvolvido para simulação transitória de sistemas de potência com inclusão de parques eólicos, foram tratados neste capítulo. Partindo de um eixo de referência comum síncrono o modelo multi-máquinas serviu de base para solução compacta das equações do sistema, o que contribuiu para a redução do tempo de processamento, principalmente nas redes de maior porte (muitas barras).

No próximo capítulo serão estudadas as interações eletromecânicas entre as turbinas e os geradores eólicos assíncronos, sendo considerada também a estabilidade de redes elétricas com grande participação de geração eólica. Serão investigados aspectos relacionados ao modelo do transitório do eixo e introdução do controle do ângulo de passo nos esquemas eólicos fixos, e a influência de tais metodologias propostas nas respostas transitórias do sistema elétrico. Será realizada ainda a análise do limite da estabilidade transitória, proporcionada pelos geradores com rotor em gaiola em comparação aos geradores assíncronos duplamente excitados.

6. Resultados

6.1-Introdução

Este capítulo se propõe a avaliar detalhadamente o comportamento transitório dos parques eólicos, com geradores assíncronos em gaiola e duplamente excitados, nas concepções de velocidade fixa e variável respectivamente, integrados em uma rede elétrica de distribuição. Os resultados provenientes das simulações mostram que, dependendo da tecnologia adotada, podem ocorrer sérios problemas relacionados com a estabilidade transitória na seqüência de faltas no sistema elétrico, principalmente em redes fracas e quando grande parcela da geração for baseada em sistemas eólicos de velocidade fixa.

Uma seqüência de pequenas contingências, assim como uma falta mais severa, por exemplo, um curto-circuito trifásico, pode conduzir a rede para um ponto de operação instável, ou dependendo dos procedimentos adotados pela proteção, há uma perda considerável da geração, devido à desconexão de um grande número de turbinas eólicas, comprometendo assim o atendimento da carga. Tais situações apontam para a necessidade de encontrar soluções adequadas à melhoria da estabilidade transitória, podendo estas envolver combinações de procedimentos que levem em conta avanços diretamente relacionados com a tecnologia do sistema eólico, como controles adicionais integrados ao rotor da turbina e a adoção de esquemas eólicos de velocidade variável.

Juntamente com as soluções descritas no parágrafo anterior, existe a necessidade do desenvolvimento de modelos que representem de maneira adequada o comportamento dinâmico do sistema eólico quando integrado à rede elétrica, mostrando de forma realista, a interação eletromecânica entre as turbinas eólicas e os geradores assíncronos. Neste contexto, serão considerados os seguintes modelos nos estudos de simulação, cujos resultados serão apresentados neste capítulo:

- 1- Modelo de 3^a ordem para representação do gerador assíncrono com rotor em gaiola, desenvolvido no Capítulo 4;
- 2- Inclusão do transitório do eixo (modelo de duas massas) para os sistemas eólicos de velocidade fixa;
- 3- Modelo de 5^a ordem para representação do gerador assíncrono duplamente excitado, DFIG, com os conversores simulados como fontes de tensão;

- 4- Inclusão das malhas externas de controle de velocidade e tensão e das malhas internas de controle de correntes nos modelos com os conversores simulados como fontes de tensão;
- 5- Modelo de 1^a ordem para representação do gerador assíncrono duplamente excitado, DFIG, com os conversores simulados como fontes de corrente;
- 6- Inclusão das malhas de controle de velocidade e potência reativa nos modelos de fonte de corrente;
- 7- Modelagem da aerodinâmica do rotor da turbina eólica;
- 8- Modelagem do controle do ângulo de passo para melhoria da estabilidade transitória.

Os principais objetivos deste capítulo são:

- ✓ Introduzir o modelo de duas massas no sistema eólico de velocidade fixa e o esquema de proteção contra subtensão nos conversores de potência do DFIG, para representação dinâmica adequada de tais sistemas eólicos, quando integrados na rede elétrica (NUNES *et al.*, 2002a e 2003a);
- ✓ Demonstrar que o controle mecânico do ângulo de passo da pá da turbina, no sistema eólico de velocidade fixa, contribui para manutenção da estabilidade transitória deste esquema (NUNES *et al.*, 2002b);
- ✓ Mostrar que a adoção do sistema eólico de concepção variável, DFIG, adotado nesta tese, aumenta a margem da estabilidade transitória dos aerogeradores e do próprio sistema elétrico (NUNES *et al.*, 2003a e 2003b);
- ✓ Avaliação do comportamento da potência reativa dos geradores assíncronos nos sistemas eólicos de velocidade fixa e variável e análise da contribuição da mesma para o colapso da tensão (NUNES *et al.*, 2003b);
- ✓ Estabelecimento de metodologias adequadas para operação dos sistemas eólicos diante de faltas nas redes.

Neste capítulo, são apresentados os resultados de simulações transitórias de redes elétricas, com inclusão de sistemas eólicos de velocidade fixa e variável, estando o mesmo dividido nas seguintes seções: Na seção 6.2 é feita a descrição da rede e do esquema eólico a serem investigados. No item 6.3, são avaliados os aspectos peculiares da resposta transitória do sistema elétrico com a presença de fontes eólicas e o comportamento dos geradores assíncronos durante estes transitórios, envolvendo a redução da geração e curto-

circuito. Neste caso, será adotado o modelo de massa única ou global para representação do sistema eólico. Na Seção 6.4 é introduzida a flexibilidade do eixo. Neste item, serão realizados testes comparativos entre a resposta dinâmica obtida com o modelo de massa única, adotado na literatura, e o modelo físico do eixo, proposto nesta tese. Na Seção 6.5 é adotado o controle do ângulo de passo para o aumento da margem de estabilidade transitória do sistema eólico na configuração de velocidade fixa. A seguir, no item 6.6, é realizado um extenso comparativo entre o comportamento transitório dos geradores de rotor em gaiola, com os das máquinas duplamente excitadas na concepção DFIG, quando integrados na rede elétrica, sendo demonstrado claramente o grande potencial de controlabilidade introduzido pelos geradores DFIG.

6.2-Rede Elétrica e Esquema de Conversão Eólico Investigados

A rede elétrica utilizada para as investigações é proveniente da IEEE, sendo similar à encontrada em ANDERSON (1973 e 1995). De modo a se obter as informações da operação deste sistema elétrico em regime permanente, foi realizado um estudo de fluxo de carga, com os resultados completos apresentados no Anexo 3 da presente tese.

O sistema original da referência foi modificado para inclusão de um parque eólico composto de 25 turbinas de 1 MW cada, interligadas à barra 2 da Figura 6.1. O modelo dinâmico do parque eólico considera um equivalente, conforme exposto no Capítulo 4 de modelos; assim um gerador eólico equivalente de 25 MW em 690V é considerado. O parque eólico é ligado à rede de distribuição através de transformadores em 0.69/13.8 kV. Um banco de capacitores reforça a excitação dos aerogeradores quando a máquina assíncrona de rotor em gaiola é utilizada.

Além do gerador eólico, dois sistemas Diesel convencionais com geradores síncronos, atendem a carga elétrica da rede. Um sistema Diesel de 75 MVA é ligado à barra 1, G_{s1} , e outro de 35 MVA na barra 3, G_{s2} , conforme a Figura 6.1. As barras de carga correspondem a 5, 6 e 7 e estão indicadas com setas.

Os componentes principais do sistema eólico de velocidade fixa com gerador em gaiola adotado nesta tese são mostrados na Figura 6.2, onde são incluídos a aerodinâmica da turbina eólica (característica $C_p \times \lambda$), o controle que pode ser por estol para pás fixas ou do ângulo de passo da pá e a dinâmica do eixo do rotor do gerador assíncrono de rotor em gaiola (NUNES *et al.*, 2002a), que será descrita em detalhes na seção 6.4 onde é introduzido o modelo de duas massas.

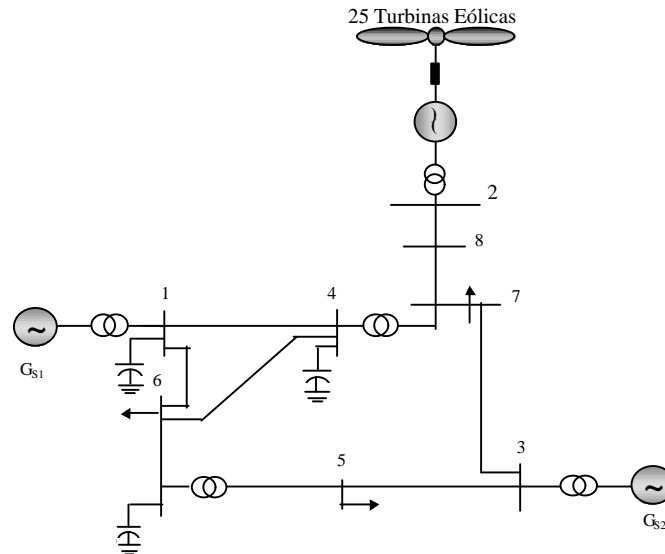


Figura 6.1- Diagrama esquemático da rede considerada.

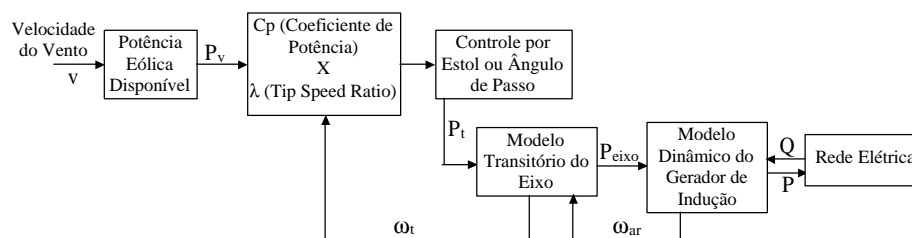


Figura 6.2- Sistema eólico de Velocidade Fixa com inclusão do modelo de duas massas e controle por estol ou ângulo de passo.

P_t = Potência proveniente do rotor eólico (watts).

Peixo = Potência do eixo que interliga a turbina ao gerador (watts).

P, Q= Fluxos de Potências ativa e reativa entre o sistema eólico e a rede elétrica.

Os valores em p.u. para os parâmetros do sistema de transmissão, da carga elétrica, dos geradores síncronos e dos reguladores de tensão e velocidade das fontes convencionais Diesel foram obtidos a partir de ANDERSON(1977), KUNDUR (1994), SAUER & PAI (1998), SAADAT (1999). Estes dados, juntamente com as características das turbinas eólicas e dos geradores assíncronos de rotor em gaiola e duplamente excitados e seus reguladores são descritos no Anexo 2.

Para integração na rede, as máquinas são representadas por uma injeção de corrente em paralelo com uma admitância, na forma de um equivalente Norton. A dinâmica do sistema é simulada a partir de um programa e ambiente, desenvolvido para estudos de estabilidade transitória, utilizando o software MATLABTM, versão 6.0 para Windows 98, 2000 e Me (BEZERRA & AMORA, 2001; NUNES *et al.*, 2002b).

6.3- Modelo de Massa Única ou Global para o Sistema de Velocidade Fixa com o Gerador Assíncrono de Rotor em Gaiola - Perda de Geração

Neste item serão realizados estudos baseados em simulações dinâmicas da operação do parque eólico interligado à rede, descrita na seção anterior. Será adotado nesta seção e sub-seções seguintes, o modelo de massa única ou global no esquema de velocidade fixa com gerador assíncrono de rotor em gaiola, proposto no Capítulo 4, para avaliação do comportamento diante de distúrbios transitórios severos, como uma falta na linha de transmissão e perda da geração. Este estudo visa em parte avaliar aspectos característicos da resposta transitória dos sistemas de geração convencionais quando fontes não despacháveis são integradas à rede elétrica, e a influência dos geradores eólicos assíncronos no comportamento dos geradores síncronos.

Inicialmente foi avaliada a resposta transitória do sistema elétrico, considerando perda da geração convencional (Sistema Diesel ligado à barra 3). Neste caso, toda a variação de carga é absorvida pelo sistema Diesel ligado à barra 1, que possui regulação secundária, como observado na Figura 6.3 a seguir. O sistema convencional desempenha assim a função de absorver qualquer variação de potência elétrica na rede, uma vez que o sistema eólico é não despachável.

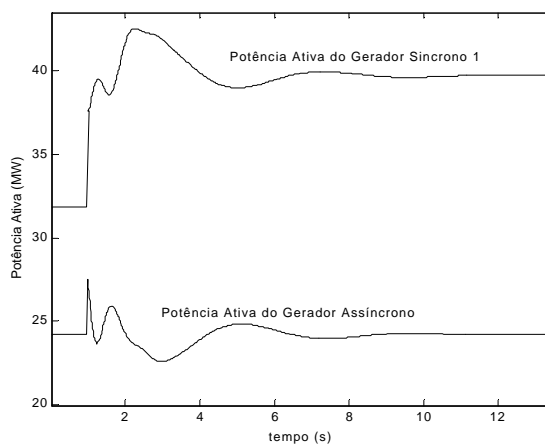


Figura 6.3- Comportamento da potência ativa dos sistemas Diesel e eólico mediante a redução da geração

Os geradores assíncronos com rotor em gaiola diretamente conectados à rede nos esquemas eólicos de velocidade fixa, consomem potência reativa para gerar potência ativa ao sistema elétrico. Este aspecto é evidenciado pelo sinal negativo da potência reativa, obtido na simulação mostrada na Figura 6.4. Logo após a redução da geração síncrona,

ocorre uma diminuição momentânea, transitória, no consumo de potência reativa por parte dos geradores assíncronos. Isto se explica pelo fato de grande parte do reativo consumido pelas máquinas assíncronas ser suprido pelos geradores síncronos ligados à barra 3 que foi retirada. Esta situação pode ocasionar uma desexcitação momentânea dos geradores assíncronos em gaiola, exigindo sua desconexão da rede, no sentido de evitar um comprometimento no perfil de tensão do sistema elétrico.

Passados os transitórios devidos à redução da geração, observa-se que o consumo de potência reativa por parte dos geradores assíncronos se estabiliza em um novo valor, menor que o anterior à falta; aspecto este que ocorre devido à queda de tensão na barra de geração eólica, observada na Figura 6.5, o que propicia uma pequena redução no fornecimento de potência reativa a partir dos bancos de capacitores interligados aos geradores eólicos.

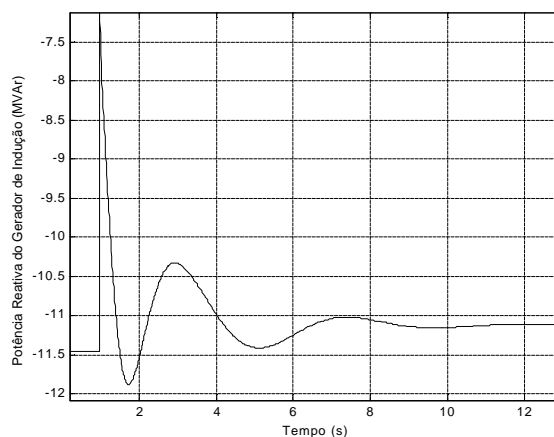


Figura 6.4- Potência reativa do gerador assíncrono durante a redução da geração

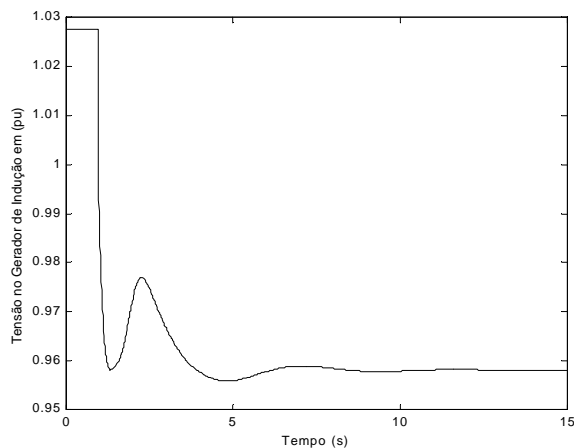


Figura 6.5- Tensão na barra de geração eólica com a retirada da geração síncrona na barra 3

Grande parte do fornecimento da potência reativa para os geradores assíncronos eólicos é realizada pelo gerador síncrono. Na Figura 6.6 é possível observar o aumento na geração de reativos provenientes do sistema síncrono 1, para a compensação da potência reativa perdida com a saída do gerador síncrono interligado à barra 3 e garantia do atendimento das máquinas de indução integradas à rede.

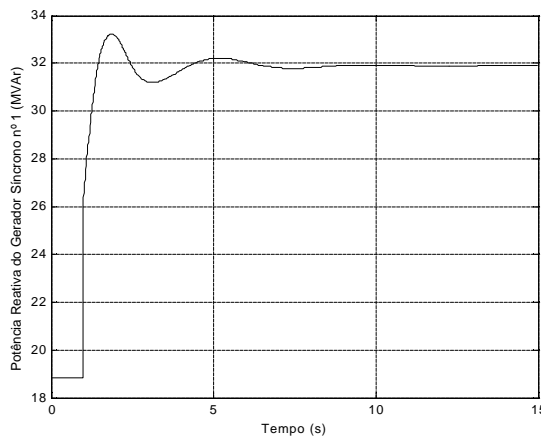


Figura 6.6- Potência reativa do gerador síncrono na Barra 1

6.3.1- Sem Regulação Secundária

A simulação de redução da geração convencional síncrona na barra 3 do sistema elétrico apresentado na Figura 6.1, foi repetida considerando que o sistema Diesel interligado à barra 1 não possui regulação secundária. Nesta situação, a resposta da variação de frequência do gerador síncrono 1 apresenta um erro em regime permanente, conforme mostra a Figura 6.7, e todo o sistema passa a operar nesta nova frequência mais baixa, com um erro aproximado de 0.275 Hz

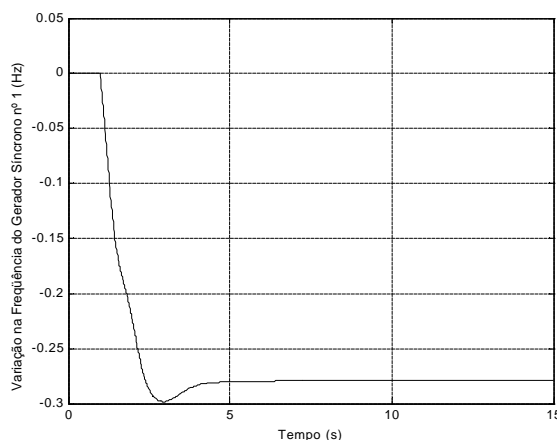


Figura 6.7- Variação da Frequência do Gerador Síncrono

Para os geradores assíncronos interligados ao sistema eólico percebe-se, a partir da Figura 6.8 a seguir, uma pequena redução da potência ativa, ocasionada pela queda de frequência e tensão nas barras do sistema elétrico, com a saída da geração Diesel interligada à barra 3. O comportamento da tensão está evidenciado para as barras 2 (do gerador eólico), 4 e 8 na Figura 6.9.

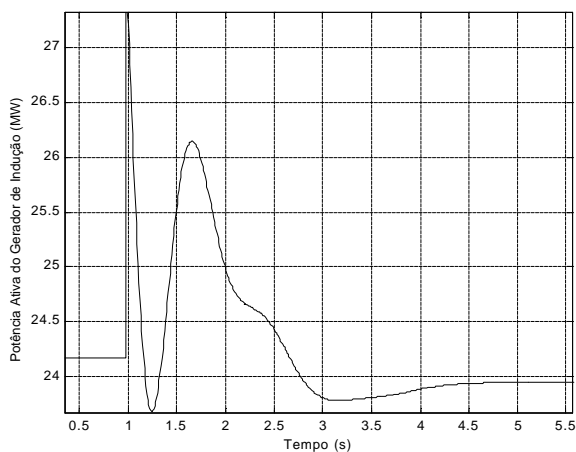


Figura 6.8- Comportamento da potência ativa dos geradores eólicos

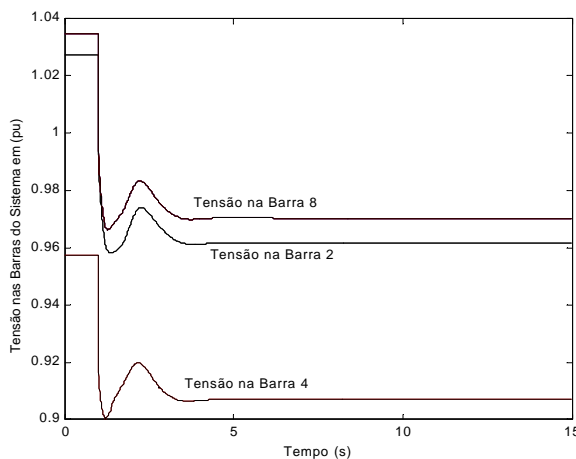


Figura 6.9- Comportamento da tensão nas barras da rede elétrica

Duas principais conclusões podem ser tiradas destas simulações: A primeira refere-se à necessidade do controle automático da geração (CAG) para manter a frequência no valor nominal e para a redistribuição das cargas pelas fontes convencionais quando da ocorrência de uma falta na rede elétrica com integração de parques eólicos, ou mesmo, diante de uma redução na geração proveniente das fontes eólicas. Estas últimas, além de

não contribuam com a realocação de cargas, podem até mesmo reduzir sua potência ativa, dependendo dos geradores adotados, conforme verificado na Figura 6.8. Este aspecto estabelece a necessidade de reavaliação da reserva operativa do sistema elétrico quando a geração eólica é introduzida no mesmo, e tem sido objeto de importantes investigações atuais, (GJENGEDAL, 2001).

O segundo ponto a ser destacado está relacionado ao consumo de potência reativa dos geradores assíncronos com rotor em gaiola, que certamente reduz a margem de estabilidade transitória de tensão na rede, pois compromete parte da geração de reativos proveniente dos geradores síncronos, fazendo com que os mesmos trabalhem mais próximos de seus limites operativos. Neste sentido, torna-se fundamental avaliar a possibilidade do uso de outras metodologias para aumentar a margem de segurança do sistema elétrico. Estas envolvem os controles adicionais para os sistemas fixos e a aplicação de novas tecnologias como o gerador de indução duplamente excitado, sendo estas as propostas do presente trabalho a serem contempladas nas seções subsequentes..

6.3.2- Nova Perturbação – Curto-Circuito não Sustentado

Os aspectos referentes à interação entre os sistemas eólicos e o restante da rede podem ser também evidenciados a partir de uma outra simulação que considera um curto-circuito trifásico com duração de 100 ms ocorrido no instante $t = 1$ s, próximo à barra 7 do sistema elétrico. É adotado novamente o modelo de massa única. Considera-se que o sistema eólico seja mantido na rede durante o curto circuito.

Nesta simulação, é relevante considerar o comportamento da potência reativa dos geradores assíncronos em gaiola, mostrado na Figura 6.10. A inversão do reativo (negativo para positivo) nestas máquinas durante a falta evidencia o redirecionamento deste para alimentação do curto, o que significa em outras palavras, que as máquinas síncronas e os bancos de capacitores deixam de alimentar as máquinas de indução em gaiola e passam a suprir a falta.

Como a contribuição da máquina assíncrona para a falta é pequena, conforme apresentado no Capítulo 3, sendo dependente do estado de excitação das máquinas assíncronas e apresentando uma constante de tempo normalmente muito pequena; quando o curto é extinto 100 ms depois, há uma mudança quase instantânea (representada novamente pela alteração de sinal) no sentido da potência reativa do gerador de indução que volta a ser direcionada para o consumo do mesmo, como na Figura 6.10.

Os aspectos citados no parágrafo anterior evidenciam o fato ressaltado na literatura de que as máquinas assíncronas têm a vantagem adicional de contribuírem pouco para o curto-circuito, ao contrário dos geradores síncronos, cuja contribuição para a corrente de falta é função dos valores das reatâncias subtransitória, transitória e de regime. Caso o gerador síncrono possua regulador de tensão, como na presente situação, a contribuição para a falta ainda alcançará valores maiores, como mostra a Figura 6.10.

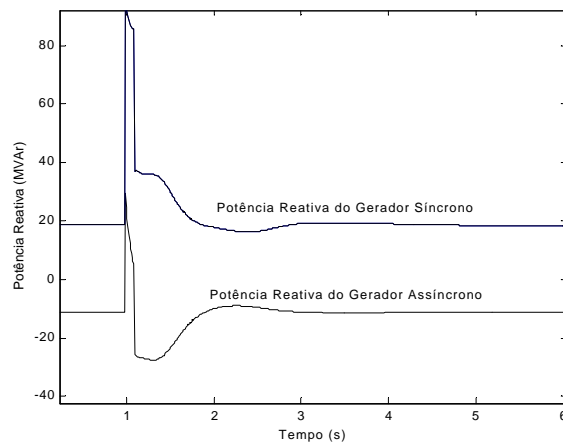


Figura 6.10- Comportamento da potência reativa dos geradores síncrono e assíncrono durante o curto-circuito na rede

A relação existente entre o torque eletromagnético e a tensão nos terminais do gerador assíncrono pode ser verificada nas Figuras 6.11 e 6.12 que mostram uma redução considerável no valor dos mesmos para a falta considerada. Este aspecto evidencia a influência da tensão no comportamento do torque eletromagnético do gerador assíncrono.

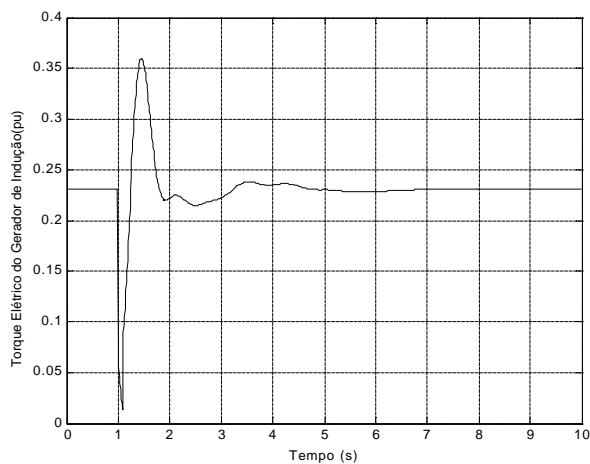


Figura 6.11- Torque elétrico do gerador assíncrono durante o curto-circuito

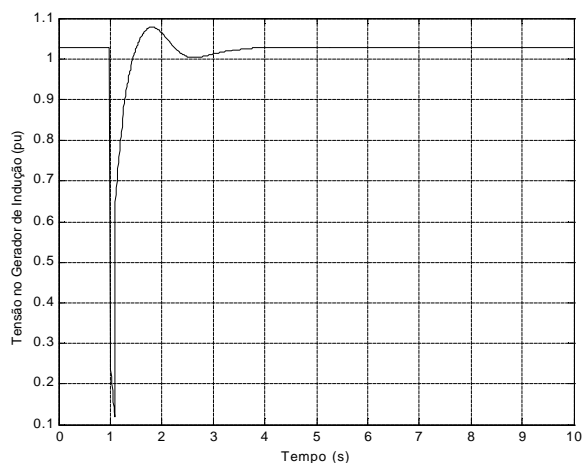


Fig. 6.12- Comportamento da tensão durante a falta na rede

As sobre-velocidades das máquinas de indução e síncronas, não levaram a uma perda de sincronismo, conforme mostram as figuras 6.13 e 6.14, correspondentes à velocidade angular do gerador assíncrono e ao ângulo do gerador síncrono, não sendo, portanto evidenciada situação de instabilidade transitória na rede elétrica com o uso do modelo de massa única para representação do sistema eólico de velocidade fixa, diante da presente falta.

Na próxima seção serão realizadas algumas simulações que visam comparar a margem de estabilidade transitória do sistema elétrico proporcionada pelo presente modelo de massa única em relação ao de duas massas que leva em conta a flexibilidade do eixo das turbinas eólicas nos esquemas de velocidade fixa.

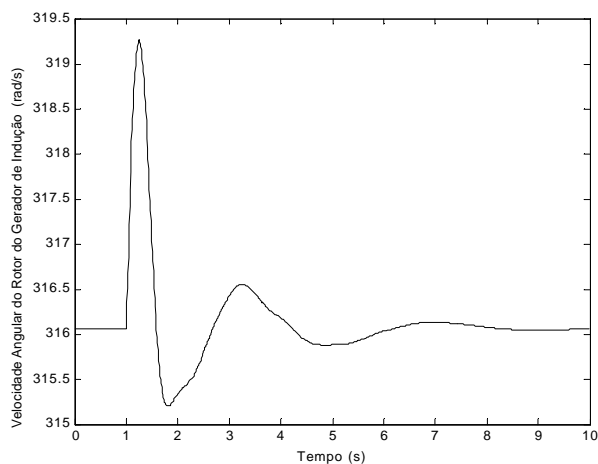


Figura 6.13- Velocidade angular do gerador assíncrono

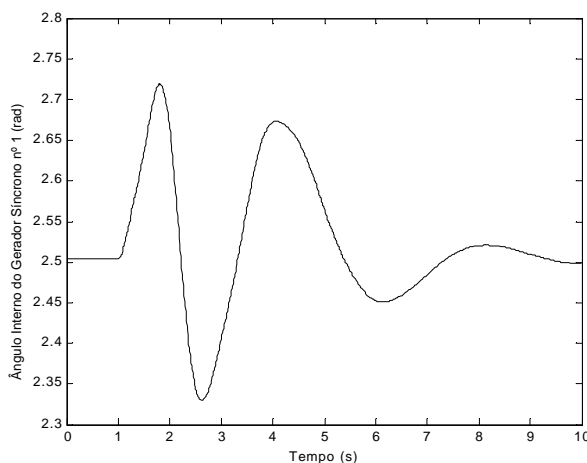


Figura 6.14- Ângulo interno do gerador síncrono durante a falta

6.4- Transitório do Eixo

Neste item, será analisado o fenômeno da interação eletromecânica entre as turbinas eólicas e os geradores de indução, com rotor em gaiola, em esquemas de velocidade fixa, conectados à rede elétrica de um sistema de potência. Nele, será discutida a utilização de modelos adequados para a representação dos geradores assíncronos em gaiola nos estudos de estabilidade transitória de ângulo e tensão, sendo este, um dos aspectos que fundamenta a avaliação global da margem de estabilidade proporcionada pelos esquemas eólicos, e proposta na presente tese de doutorado. O principal objetivo é mostrar que para os estudos da integração à rede dos geradores eólicos de velocidade fixa (Concepção Dinamarquesa), o modelo de massa única pode levar a conclusões errôneas quanto ao limite de estabilidade transitória do sistema elétrico.

O referido acoplamento será considerado a partir da inclusão do modelo do eixo, modelo de duas massas, que interliga a turbina ao gerador, através da caixa de engrenagens, no estudo da estabilidade transitória e poderá ser verificado nas oscilações de potência, escorregamento, velocidade e tensão na saída dos sistemas eólicos. A influência do modelo proposto será investigada em relação ao colapso x recuperação da tensão em sistemas elétricos com grande parcela de geração eólica. É mostrado também que o tempo crítico de falta, o qual define o limite da estabilidade, é menor quando o modelo de duas massas é incluído. Os resultados mostram que o modelo de massa global, adotado na literatura, é bastante otimista e pode levar a conclusões errôneas quanto à estabilidade transitória de tensão no sistema elétrico com fontes não despacháveis eólicas.

6.4.1- Modelo de Duas Massas

A elasticidade mecânica do eixo das turbinas, nos esquemas eólicos de velocidade fixa com geradores assíncronos de alta velocidade (pequeno número de pólos) diretamente acoplados à rede, é resultante em parte da interface com a caixa de engrenagens e proporciona uma certa liberdade de movimento das massas conectadas ao eixo, que certamente influencia no seu desempenho na situação de faltas mais agressivas no sistema elétrico, como um curto-circuito. Nesta seção será avaliada a influência de tal fator na estabilidade da tensão da rede elétrica.

O modelo de duas velocidades ou duas massas, referidas ao lado de alta velocidade ou lado do gerador, é considerado a partir das equações diferenciais a seguir como apresentado em NUNES *et al.* (2002a e 2002b). Nestas, são introduzidas as velocidades da turbina e do gerador assíncrono com rotor em gaiola:

$$2H_t \frac{d\dot{\theta}_t}{dt} = \dot{\theta}_s \left[T_t - K \int (\dot{\theta}_t - \dot{\theta}_{ra}) - D (\dot{\theta}_t - \dot{\theta}_{ra}) \right] \quad (6.1)$$

$$2H_G \frac{d\dot{\theta}_{ar}}{dt} = \dot{\theta}_s \left[K \int (\dot{\theta}_t - \dot{\theta}_{ra}) - T_{AE} + D (\dot{\theta}_t - \dot{\theta}_{ar}) \right] \quad (6.2)$$

$$\frac{d\tilde{\alpha}}{dt} = \dot{\theta}_t - \dot{\theta}_{ar} \quad (6.3)$$

onde:

γ = Torção do eixo mecânico (graus),

ω_i = Velocidade angular de cada subsistema: $i = ar$, rotor; $i = t$, turbina, Valores iniciais ($i = aro$) e ($i = to$), (rad/s),

H_t, G = Constantes de inércia em segundos da turbina e gerador respectivamente.

K = Coeficiente de rigidez torcional (pu torque/rad.ele.),

T_t = Torque da turbina eólica (p.u.).

Em condições de regime permanente, o torque mecânico é balanceado pelo torque elétrico do gerador mais as perdas no sistema mecânico de transmissão. Desconsiderando estas perdas, o conjunto formado pelo eixo do rotor do gerador e a turbina eólica gira com a velocidade $\dot{\theta}_t = \omega_{ar}$ a um ângulo de torção constante.

O torque de acoplamento entre a turbina e o gerador atua no eixo, de tal forma que exista um valor inicial em regime da torção dado por $\tilde{\alpha}_0 = \frac{T_t}{K}$, (NUNES *et al.*, 2002a). Este aspecto pode ser claramente visualizado na Figura 6.15, referente a uma condição de curto-circuito no sistema elétrico, que será descrita detalhadamente a seguir.

Uma vez que o eixo não é completamente rígido, este valor inicial não pode ser negligenciado, existindo assim uma parcela de energia potencial acumulada no eixo do rotor do sistema eólico. Esta energia está representada pelo seguinte equacionamento:

$$E_{po} = \frac{1}{2} K \left(\int (\dot{\theta}_{to} - \dot{\theta}_{aro}) \right)^2 \quad (6.4)$$

Quando ocorrer uma falta elétrica, como um curto-circuito no sistema, haverá uma tendência natural de queda no valor da tensão, a qual será tanto mais acentuada nos terminais dos geradores eólicos, quanto mais próximo for o curto circuito destes. O torque elétrico do gerador de indução, o qual é proporcional ao quadrado da tensão, será assim significativamente reduzido. Este fenômeno fará com que o eixo, ainda acionado pelo torque mecânico, comece o processo de relaxamento, o que significa a redução do ângulo de torção durante a falta até próximo de zero. O valor inicial da torção no eixo e o processo de relaxamento são verificados na Figura 6.15.

Os aspectos citados podem ser claramente identificados no comportamento dinâmico da torção no eixo mecânico e torque elétrico do gerador de indução, mostrados, respectivamente, nas Figuras 6.15 e 6.16 para uma situação de curto-circuito trifásico com duração de 100 ms, na linha que interliga as barras 2 e 8, próximo à barra 2 de geração eólica. O valor de K calculado para este sistema eólico de 1MW é de aproximadamente 3.10^5 (Nm/rad) que em (pu torque/rad. ele.) corresponde a 0.5, (NUNES *et al.*, 2002a).

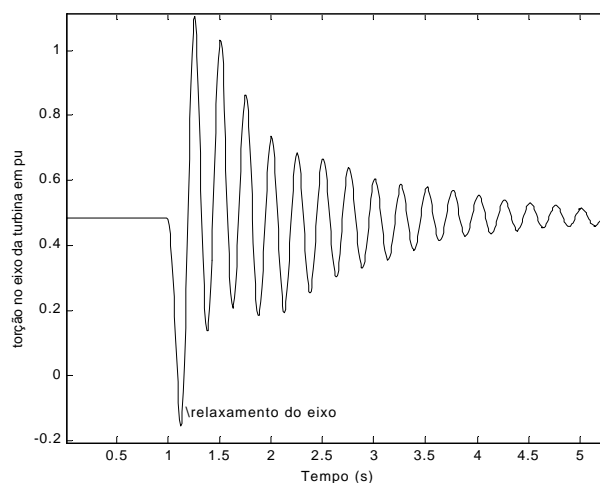


Figura 6.15. Comportamento dinâmico da torção no eixo

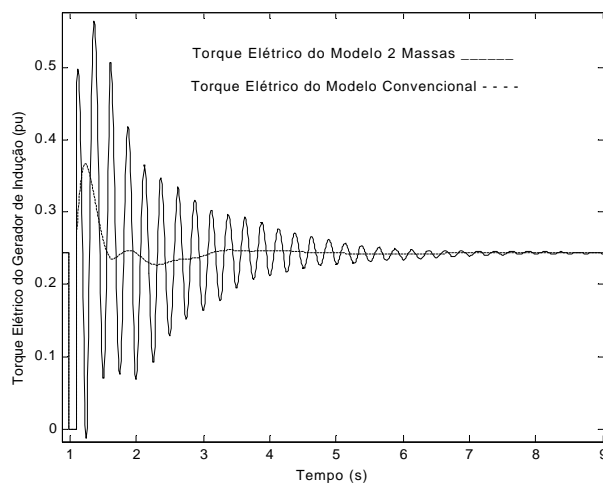


Figura 6.16. Torque elétrico do gerador de indução

Nestas condições de operação, existirão duas contribuições para a aceleração inicial do gerador assíncrono, que são o desbalanço entre os torques mecânico e elétrico e adicionalmente o relaxamento do eixo, o qual implica na diminuição da torção com conseqüente aumento na variação da velocidade do gerador, aspecto identificado nas Figuras 6.17 e 6.18 a seguir, que mostram a diferença no comportamento do escorregamento e da velocidade para os dois modelos utilizados e evidenciam a contribuição adicional proveniente do relaxamento do eixo, que se traduz nas oscilações das variáveis.

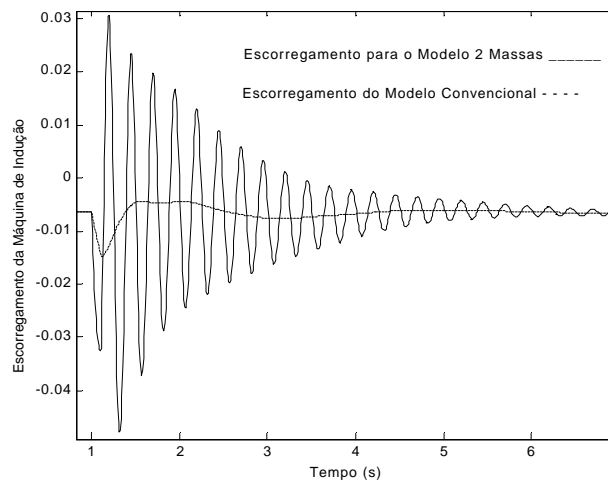


Figura 6.17. Comportamento do escorregamento durante o período de falta.

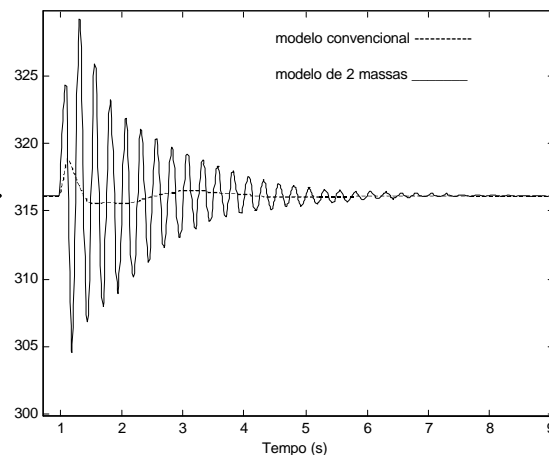


Figura 6.18. Velocidade angular do modelo duas massas e modelo convencional durante a falta

O movimento do eixo durante a falta (Figuras 6.15 e 6.19) está diretamente ligado com a parcela de energia potencial acumulada inicialmente no eixo que interliga a turbina ao gerador, sendo importante verificar que quanto menor for o coeficiente de rigidez torcional, ou seja, quanto maior a flexibilidade do eixo, maior será a contribuição desta parcela para a dinâmica pós-falta do gerador assíncrono.

As energias potencial e cinética para a situação antes da falta, são dadas respectivamente por:

$$E_{op} = \frac{1}{2} K \left(\int (\dot{\theta}_{to} - \dot{\theta}_{aro}) \right)^2 \quad (6.5)$$

$$E_{oc} = H_t \dot{\theta}_{to}^2 + H_G \dot{\theta}_{aro}^2 \quad (6.6)$$

Para o período de falta:

$$E_p = 0 \quad (6.7)$$

$$E_c = H_t \dot{\theta}_{to}^2 + H_G (\dot{\theta}_{Go} + \ddot{\theta}_G)^2 \quad (6.8)$$

Estas últimas equações podem ser justificadas supondo que exista um relaxamento completo do eixo, o que implica em um ângulo de torção praticamente nulo e conseqüentemente a energia potencial igual a zero, ocorrido neste caso, próximo a 100 ms ainda durante o período de falta, como pode ser visto na Figura 6.19, a qual corresponde a uma ampliação da figura 6.15. Adicionalmente, como a inércia da turbina é muito maior que a do gerador, principalmente nestes casos de parques eólicos integrados à rede elétrica, onde as turbinas são de alta potência (grandes dimensões) e o evento de falta (curto-circuito) é de curta duração, a variação na velocidade da turbina durante o período de falta pode ser desconsiderada, em relação à velocidade do gerador, como mostra a figura 6.20.

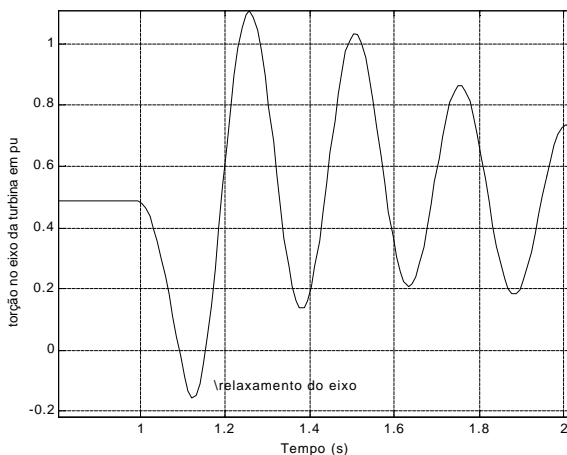


Figura 6.19- Visão ampliada da figura 6.15 com o comportamento dinâmico da torção no eixo

Finalmente, combinando as equações (6.5) a (6.8) encontra-se uma importante relação de proporcionalidade entre o ângulo inicial de torção no eixo, a variação na velocidade do gerador, o torque mecânico e a inércia do gerador, dada pela equação (6.9):

$$\tilde{\alpha}_o \propto \frac{H_G \ddot{\alpha}_G}{T_t} \tag{6.9}$$

Esta relação, comprova que, tanto a redução na constante de rigidez torcional (aumento de $\tilde{\alpha}_o$), quanto na inércia do gerador eólico, contribuem para o aumento da variação da velocidade da máquina de indução, durante as situações de curto no sistema elétrico, aspecto verificado nas simulações anteriores.

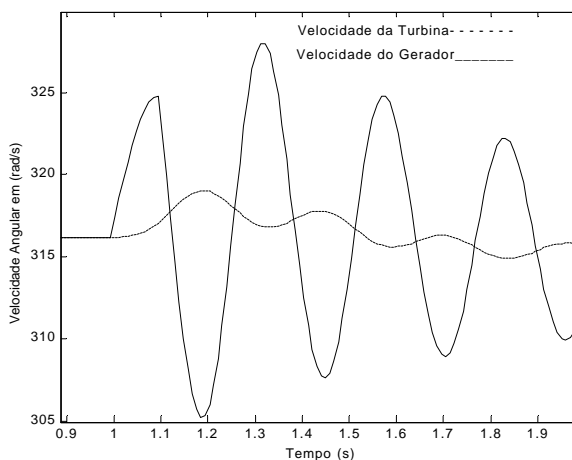


Figura 6.20- Velocidades da turbina e do gerador referidas ao lado do gerador (após a caixa de engrenagens) durante a falta.

6.4.1.1- Novo Exemplo de Perturbação na Rede Elétrica

A baixa rigidez mecânica contribui para uma aceleração extra da turbina, durante o curto-circuito no sistema. A não consideração desta contribuição, pode levar em algumas situações a uma análise errônea em relação ao ponto de instabilidade transitória do sistema elétrico, conforme exposto. Com o intuito de evidenciar estes aspectos e verificar o limite da estabilidade transitória da rede elétrica da Figura 6.1 em estudo, foi aumentado para 150 ms o tempo da falta próxima à barra 2, descrita anteriormente na seção 6.4.1.

A velocidade média do vento é novamente de 15 m/s, e com este valor, a potência média fornecida por cada turbina é da ordem de 0.95 MW. A Figura 6.21 mostra o comportamento da velocidade do rotor do gerador eólico. A falta na linha que interliga as barras 2 e 8 teve a duração de 150 ms até que esta linha fosse desconectada, sendo a mesma religada à rede elétrica 500 ms depois pela proteção.

O resultado da simulação na Figura 6.21, com a aproximação clássica ou modelo de massa única, prevê uma recuperação para a velocidade do rotor do gerador eólico. A simulação com o modelo de duas massas, por outro lado, mostra que, para um tempo de falta de 150 ms com posterior religamento, a barra de geração eólica é conduzida a uma situação de instabilidade transitória, sendo esta caracterizada pelas oscilações crescentes da velocidade no rotor do gerador assíncrono. Segundo o modelo clássico, para as mesmas condições de falta, o sistema só atinge o ponto de operação instável em um tempo de duração do curto de 230 ms, o que demonstra a não adequação de tal modelo nesta análise.

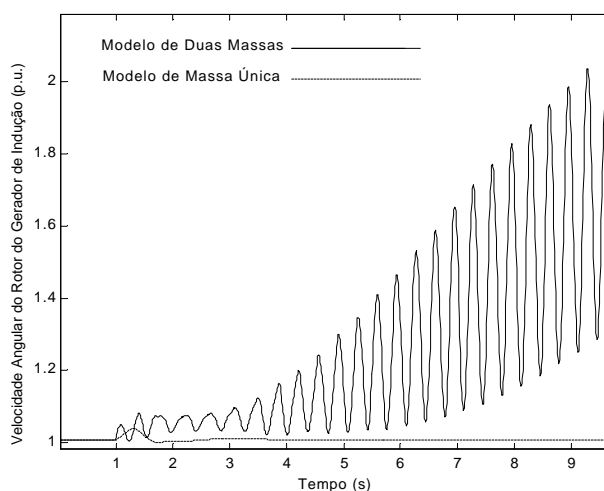


Figura 6.21. Comportamento da velocidade do gerador assíncrono com rotor em gaiola (modelo de duas massas x modelo convencional) para uma falta na barra 2 de geração eólica.

Adicionalmente ao limite da estabilidade transitória, a adoção do modelo de duas massas proporciona a observação dos modos de oscilação torcionais dos sistemas assíncronos eólicos que segundo NUNES *et al.* (2002a) encontram-se em uma frequência de 1.7 Hz (frequência natural do modo torcional de oscilação no eixo) Os modos naturais de oscilação da frequência intermáquinas e os modos locais de oscilação das plantas convencionais, que significam a oscilação de um gerador ou uma planta de geração em relação ao restante do sistema elétrico estão, segundo Kundur (1994), na faixa de 0.7 a 2 Hz; portanto existe um risco de excitação nas flutuações da potência ativa provenientes dos geradores síncronos, uma vez que as frequências próprias das turbinas eólicas e dos geradores síncronos do sistema elétrico se encontram próximas umas das outras.

6.5 – Controle do Ângulo de Passo para Melhoria da Estabilidade Transitória.

O controle de passo, conforme descrito nos Capítulos 2 e 4, pode ser utilizado para manutenção de uma potência ou torque constante na saída do gerador eólico. Este procedimento tem como objetivo principal evitar que a velocidade da turbina eólica aumente excessivamente, propiciando assim proteção para mesma.

Nesta seção, será apresentado o resultado proveniente da introdução do controle do ângulo de passo para uma nova finalidade que corresponde à melhoria da estabilidade transitória do sistema eólico, durante uma situação de falta severa do tipo, curto-circuito, na rede elétrica (NUNES *et al.*, 2002b). Este controle é baseado na relação entre C_p , λ e β , estabelecida no Capítulo 4 de modelos. Adicionalmente, está sendo considerada a inclusão do transitório do eixo, que conduz a resultados mais realistas, tendo em vista a redução na margem de estabilidade proporcionada por este modelo mais complexo, conforme verificado nas simulações anteriores.

A proposta geral deste controle baseia-se na redução temporária da potência mecânica da turbina eólica, a partir do instante de falta, com o objetivo de ampliar a margem de estabilidade transitória do sistema eólico pós-falta, o que é conseguido através do aumento no valor da velocidade angular crítica do rotor, ω_c ; a qual é definida como a velocidade onde o torque eletromagnético é igual ao torque mecânico ($T_{AE} = T_M$), como na Figura 6.22. É importante observar que ω_c está acima de ω_k , que define a fronteira da estabilidade estática do gerador assíncrono e corresponde a uma característica própria do mesmo.

O torque mecânico da turbina eólica intercepta a curva do torque eletromagnético do gerador assíncrono na Figura 6.22, em duas situações: A primeira T_{MI} (100 % -torque

mecânico nominal) sem controle do ângulo de passo e a segunda T_{M2} com controle de passo. Quando a turbina eólica opera na condição nominal, sem nenhum controle durante a falta, a sua velocidade crítica corresponde a ω_{c1} . Por outro lado, diante da redução da potência mecânica, o limite da estabilidade transitória é expandido para uma velocidade ω_{c2} . A diminuição do torque mecânico leva a uma redução na aceleração da turbina e atua como uma proteção contra a perda de sincronismo.

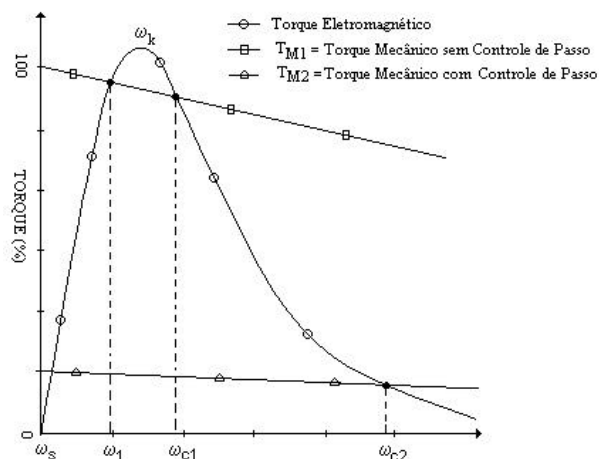


Figura 6.22- Melhoria da estabilidade transitória a partir da redução do torque mecânico da turbina eólica

Apesar da característica do torque eletromagnético \times velocidade do eixo do rotor de um gerador assíncrono ser estática, pois a mesma é derivada para uma condição de tensão terminal constante, ela guarda uma importante informação relacionada com a velocidade crítica, acima da qual há uma perda da estabilidade transitória do sistema eólico.

Atualmente, um procedimento operacional comum, adotado para a geração eólica, durante a ocorrência de faltas na rede elétrica, corresponde à retirada definitiva do parque eólico integrado à rede. Este procedimento, por outro lado, tem fomentado críticas por parte de vários autores que demonstram que tal metodologia de operação pode conduzir o sistema elétrico a uma condição de instabilidade transitória angular e de tensão, ocasionada pelo comprometimento da reserva operativa, principalmente em redes com grande integração de parques eólicos, (NUNES *et al.*, 2003b).

Esta situação tem fomentado no meio científico a necessidade da adoção de novos critérios que garantam a proteção dos parques eólicos, mas, que por outro lado, também preservem a estabilidade da rede elétrica. Neste sentido, serão realizadas nas subseções 6.5.1 e 6.5.2 a seguir, simulações com o controle do ângulo de passo, que consideram duas situações distintas:

- 1- Desligamento momentâneo da linha interligada ao parque eólico, na sequência da ocorrência da falta, com religamento posterior programado, após a extinção do curto circuito;
- 2- Manutenção contínua do parque eólico na rede elétrica, sem desconexão temporária.

Tais simulações visam avaliar a margem de estabilidade transitória dos sistemas eólicos, diante de novos procedimentos operacionais, os quais não consideram o desligamento definitivo destes sistemas.

6.5.1- Simulação com Desconexão Temporária do Parque Eólico

Na Figura 6.23 são comparados os resultados de uma simulação dinâmica, considerando pás fixas (controle por estol), em relação ao controle do ângulo de passo. Em ambas as situações, são adotados geradores eólicos assíncronos de rotor em gaiola, com potências de 1MW, descritos na seção 6.2. O sistema elétrico utilizado foi o mesmo apresentado na Figura 6.1, sendo mantidas as características das unidades Diesel interligadas à rede de distribuição.

Foram assim, utilizados geradores de 1 MW alternadamente, em duas situações, com turbinas eólicas que possuem controle de passo e em outro caso junto a turbinas com controle por estol. A falta corresponde a um curto circuito ocorrido próximo à barra 7, na linha que interliga as barras 7 e 8, no instante $t=1s$. Esta falta tem a duração de 150 ms, até que a linha seja desconectada. O processo de religamento à rede elétrica ocorre 350 ms depois pela proteção. O modelo de duas massas foi adotado nos dois casos, com e sem o controle do ângulo de passo, como apresentado em NUNES *et al.* (2002b). O curto-circuito resulta em uma condição de instabilidade transitória para o caso das turbinas com controle por estol, conforme identificado no comportamento da velocidade na Figura 6.23.

O fenômeno de instabilidade anterior pode ser explicado da seguinte forma: Como consequência da queda de tensão, ocorre uma redução da potência ativa gerada para a rede pelo sistema eólico. A potência mecânica proveniente do vento, por outro lado, se mantém praticamente a mesma, o que gera um desbalanço de potências. Este fato, juntamente com o relaxamento do eixo (modelo duas massas), conduz o rotor a uma aceleração que resulta em sobre-velocidades para as turbinas, conforme apresentado na Figura 6.23, de tal forma que a máquina eólica seja levada para um ponto de operação instável, ocasionando a degradação no comportamento da tensão mostrada na Figura 6.26.

Quando o sistema de controle do ângulo de passo atua, aumentando o valor deste a partir do início da falta, como na Figura 6.24, a potência mecânica da turbina eólica e a aceleração do gerador são reduzidas, resultando na recuperação da tensão mostrada na Figura 6.26, após o curto ter sido eliminado. Todos estes aspectos são identificados nas curvas da velocidade, ângulo de passo, torque mecânico e tensão nos terminais do gerador eólico, mostradas a seguir, nas Figuras 6.23, 6.24, 6.25 e 6.26 respectivamente.

As características de recuperação da velocidade para o caso com controle do ângulo de passo e de perda de estabilidade para a situação com controle estol são mostradas na Figura 6.26 e evidenciam os aspectos tratados anteriormente, relativos a aceleração do gerador na situação sem controle de passo. A oscilação da velocidade durante a perda da estabilidade no caso de pás fixas é devida ao modelo de duas massas.

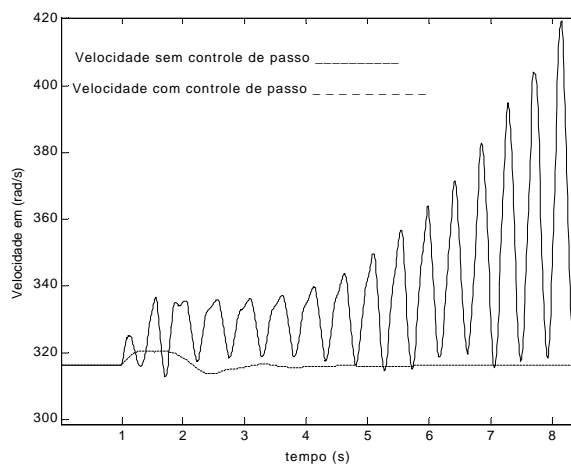


Figura 6.23- Comportamento da velocidade com e sem o controle do ângulo de passo

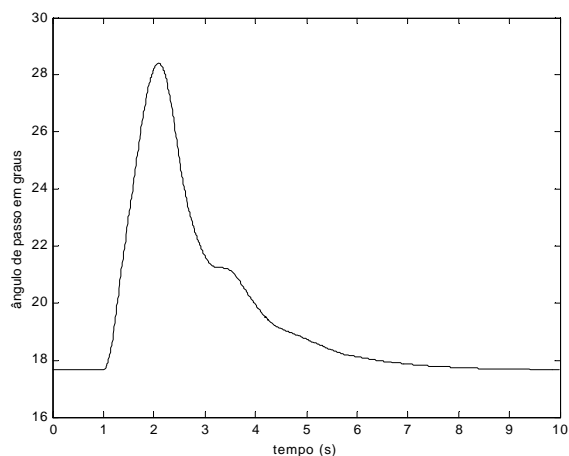


Figura 6.24- Ângulo de passo da turbina eólica durante a falta na rede elétrica

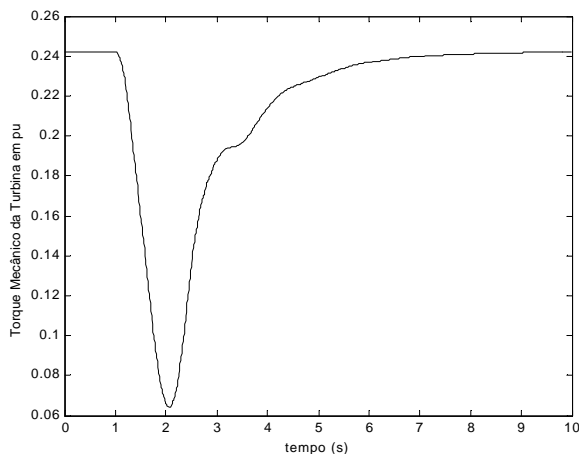


Figura 6.25- Torque mecânico durante o curto-circuito na rede com a atuação do controle do ângulo de passo

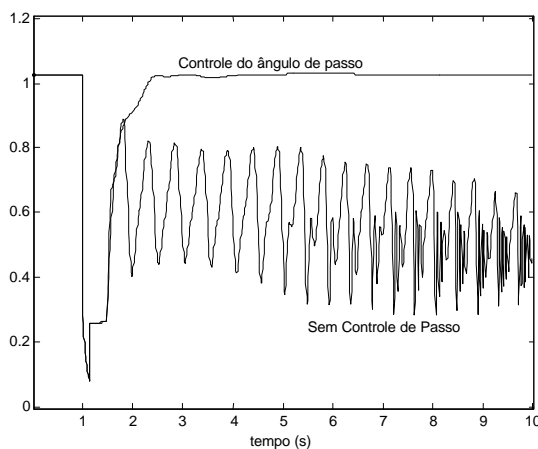


Figura 6.26- Tensão no gerador de indução para as condições com e sem controle do ângulo de passo

Quando o controle de passo é utilizado, o restabelecimento da tensão e conseqüentemente do torque eletromagnético, resulta em um aumento da torção no eixo logo após o período de falta e um pequeno “overshoot”, conforme mostra a linha pontilhada na Figura 6.27. O ângulo de torção oscila levemente tendendo logo após a um valor de regime. Sem controle do ângulo de passo, o desequilíbrio entre o torque mecânico e o torque eletromagnético em conjunto com o relaxamento do eixo previsto no modelo, realimentam o processo de aceleração da turbina, resultando em um aumento contínuo das oscilações torcionais do eixo, conforme pode ser identificado a seguir; propiciando assim a degradação da tensão, vista anteriormente na Figura 6.26.

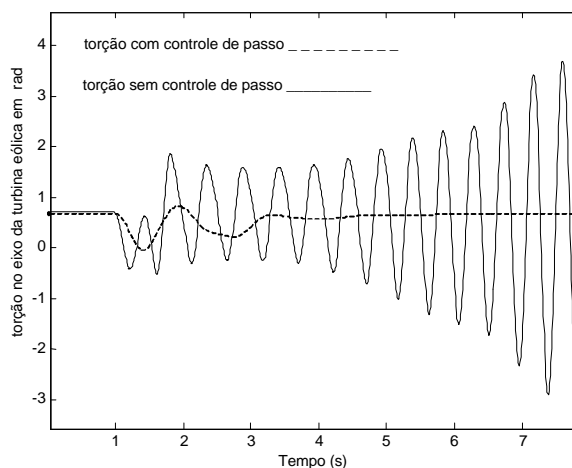


Figura 6.27-Comportamento da torção no eixo para as situações com e sem o controle do ângulo de passo

O controle do ângulo de passo (redução da potência mecânica da turbina eólica) propicia a recuperação no nível de consumo de potência reativa por parte dos geradores assíncronos, como pode ser observado na Figura 6.28. Isto ocorre em virtude do restabelecimento dos níveis de tensão e potência ativa da rede. Por outro lado, a utilização de pás fixas, aumenta a demanda por potência reativa, necessária à manutenção da estabilidade transitória do sistema eólico, uma vez que para gerar potência ativa o gerador de indução precisa consumir potência reativa do sistema elétrico. Este fato é claramente observado a partir do comportamento da potência reativa para o controle por estol na Figura 6.28.

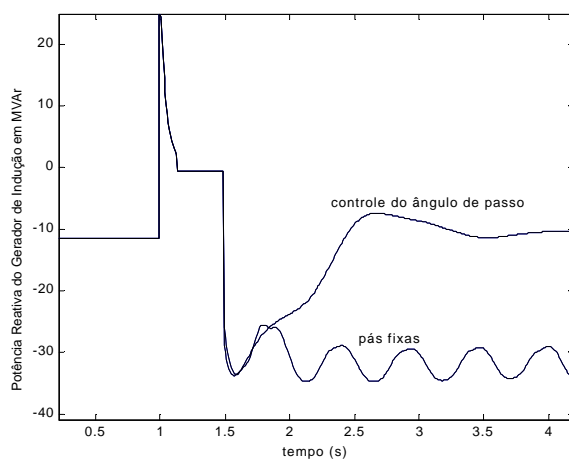


Figura 6.28- Potência reativa do gerador de indução com e sem o controle do ângulo de passo e com religamento da linha em falta

Desta forma, o aumento da potência mecânica deveria ser compensado, no caso de pás fixas e controle estol, por um suprimento adicional de reativo, após a ocorrência da falta para manutenção da estabilidade. Uma das soluções possíveis corresponde ao uso da compensação reativa dinâmica (SVC, ASVC, compensadores síncronos) próxima à geração eólica, porém esta alternativa é economicamente pouco viável, como citado em JENKINS *et al.* (2000). Outra solução constitui no uso dos esquemas eólicos de velocidade variável que será apresentado na seção 6.7 deste capítulo.

6.5.2- Nova Simulação sem o Desligamento Temporário

Uma outra simulação foi realizada com uma nova metodologia de operação para proteção do sistema eólico integrado à rede elétrica. Esta metodologia se baseia na manutenção da máquina eólica na rede durante a ocorrência da falta, sem o desligamento temporário. Adicionalmente, serão consideradas nesta simulação, condições operacionais mais críticas, que envolvem a aplicação do curto-circuito nos próprios terminais do parque eólico e a adoção de geradores assíncronos de menor potência e conseqüentemente menor inércia, os quais estão mais sujeitos às condições de instabilidade transitória, provenientes das faltas na rede. Como exposto anteriormente, a redução na inércia do gerador eólico ou na constante de rigidez torcional, contribui para o aumento da variação da velocidade angular da máquina assíncrona, aspecto este apresentado em NUNES *et al.* (2002a).

O objetivo desta nova simulação é, demonstrar que o controle do ângulo de passo é efetivo e vantajoso na manutenção da estabilidade da tensão do sistema eólico, independente da metodologia adotada para a proteção e das condições operacionais do sistema elétrico. O uso de qualquer um dos procedimentos aqui aplicados, com a manutenção da máquina eólica na rede, conforme será exposto na presente sub-seção, ou com o processo de desligamento temporário e subsequente religamento, como descrito na seção 6.5.1, certamente colabora para o aumento da margem de estabilidade transitória dos sistemas eólicos e conseqüentemente da rede elétrica.

Desta vez, foram utilizados geradores assíncronos na faixa de potência de 660 kW e tensão de 690 V, sendo levados em conta os transitórios do eixo. Foi considerado assim, um parque eólico composto de 38 turbinas interligadas na barra 2 do sistema elétrico apresentado na Figura 6.1, o que certamente alterou algumas variáveis em regime permanente, como por exemplo, a tensão na barra de geração eólica e demais barras da rede. As características destes novos geradores encontram-se no Anexo 2 da tese.

Os geradores de 660 kW foram alternadamente interligados à barra 2, em duas situações, com turbinas que possuem controle de passo e em outro caso com as turbinas com controle por estol (pás fixas). A falta corresponde a um curto-circuito, ocorrido na linha que interliga as barras 2 e 8, próximo à barra 2 de geração eólica, no instante $t=1$ s. Com o objetivo de observar a atuação do controle de passo na manutenção da estabilidade transitória do sistema eólico o curto foi mantido por 350 ms.

A linha conectada à barra 2 não foi desligada da rede, permanecendo os aerogeradores conectados ao sistema elétrico, o que é uma proposição original (NUNES *et al.*, 2003b). O curto-circuito resulta em uma oscilação decrescente da tensão a qual tende para um ponto inadequado de operação no caso das turbinas de pás fixas, conforme identificado na Figura 6.29. Por outro lado, a atuação do ângulo de passo atende ao balanço de potência, mantendo a estabilidade e propiciando a recuperação da tensão.

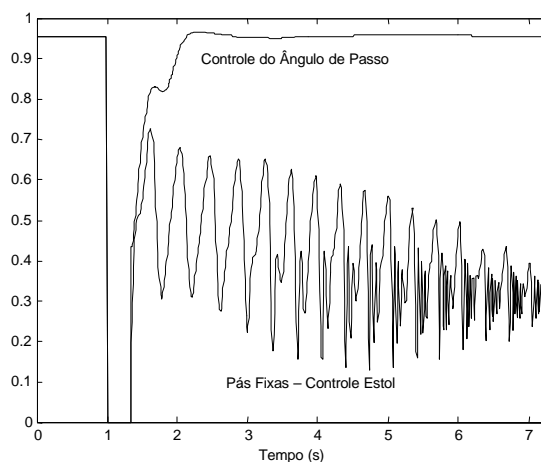


Figura 6.29- Tensão no gerador de indução para as condições com e sem controle do ângulo de passo

O comportamento da torção no eixo do rotor do gerador assíncrono nos dois casos, com e sem controle de passo, é mostrado na Figura 6.30 e evidencia claramente a perda da estabilidade transitória, para o caso em que são utilizadas pás fixas, com o aumento progressivo das oscilações.

A resposta da potência reativa pode ser observada na Figura 6.31. A mesma é novamente similar àquela obtida para a falta próxima à barra 7 na seção anterior, ou seja, há um aumento na demanda de reativo, no caso dos esquemas de pás fixas para manutenção da estabilidade transitória nos terminais do gerador assíncrono. Neste caso, observa-se para a máquina de indução em gaiola que, após as oscilações transitórias da

potência reativa, esta tende para um valor de aproximadamente 22.5 Mvar, bem superior ao obtido inicialmente, em regime, que corresponde a aproximadamente 11 Mvar. As oscilações observadas são ocasionadas pela adoção do modelo de duas massas e ampliadas pela proximidade da falta em relação ao parque eólico.

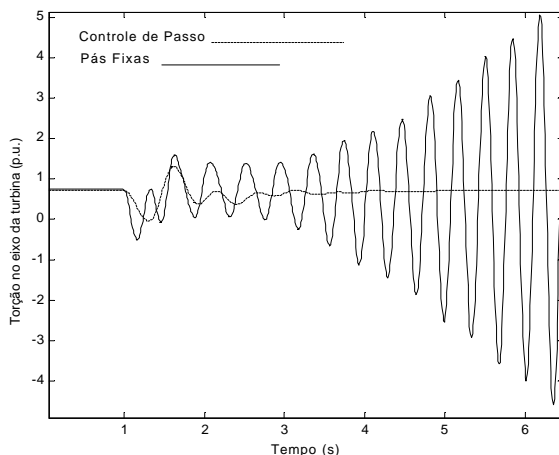


Figura 6.30 – Comportamento da torção no eixo que interliga o gerador à turbina

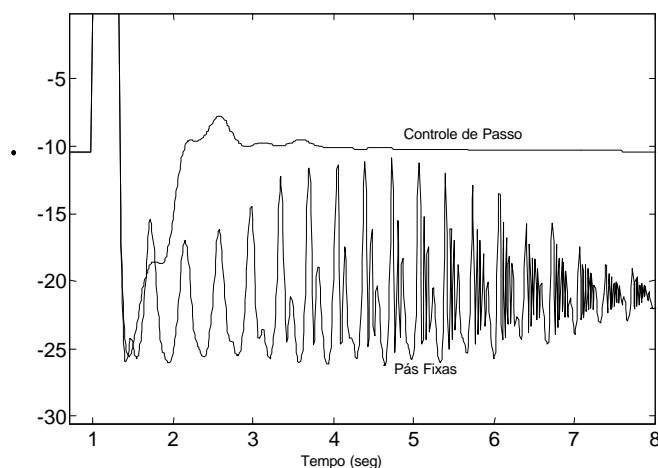


Figura 6.31- Potência reativa do gerador de indução com e sem o controle do ângulo de passo.

Estes aspectos estão de acordo com o comportamento físico das máquinas assíncronas de rotor em gaiola, exposto no Capítulo 3. Os resultados obtidos nesta seção estabelecem assim uma nova proposta tecnológica para o aumento da estabilidade transitória nos aerogeradores de velocidade fixa, a qual é baseada na adoção do controle do ângulo de passo em tais sistemas. Estes resultados foram publicados em NUNES *et al.* (2002b).

6.6- Proteção dos Conversores do DFIG

Antes de apresentar as simulações relacionadas com a análise da margem de estabilidade transitória, proporcionada pelos geradores eólicos assíncronos duplamente excitados de velocidade variável, é importante descrever o sistema adotado na proteção do conversor do DFIG, contra sobrecorrentes.

A corrente no rotor do DFIG é controlada pelas tensões aplicadas ao rotor. A tensão nos terminais do rotor, por sua vez, é limitada pela razão entre o número de espiras do rotor em relação ao estator. Esta razão é obtida a partir do intervalo de velocidade variável da máquina, que normalmente encontra-se na faixa de ± 0.35 p.u. do valor nominal de velocidade do rotor. Neste sentido, a tensão no rotor encontra-se também dentro deste mesmo intervalo, o que torna difícil controlar a corrente desejada no rotor do gerador, em algumas situações operacionais críticas da rede elétrica como, por exemplo, no caso de subtensões devidas a alguma falta na rede.

Se os limites do controle de tensão no rotor forem ultrapassados, correntes elevadas podem ser geradas no mesmo, as quais irão causar danos tanto ao conversor, quanto ao próprio rotor da máquina. No sentido de evitar que tais situações ocorram, é adotada nas simulações seguintes, uma proteção para o rotor e os conversores da máquina duplamente excitada. Pela proteção empregada, os terminais do rotor do DFIG são curto-circuitados, caso os limites de tensão ou corrente sejam atingidos na eventualidade de quedas de tensão na rede elétrica, devidas, por exemplo, a um curto circuito. A Figura 6.32, a seguir, mostra um esquema simplificado do DFIG com os conversores e a proteção nos terminais do rotor.

Pelo procedimento operacional adotado, com o curto-circuito do rotor da máquina, a ação de controle dos conversores interligados ao rotor é bloqueada, o que implica em que as malhas de controle de velocidade e tensão apresentadas nas Figuras 4.10a e 4.10b do Capítulo 4 de modelos sejam desativadas, a partir do curto circuito dos terminais do rotor. Esta proteção atua mediante a detecção de um valor limite de corrente no rotor. O limite de corrente implementado neste modelo foi de 1.5 p.u. considerando o gerador de indução equivalente utilizado no programa, (NUNES *et al.*, 2003b). Desativando os conversores, os enrolamentos do rotor do DFIG são curto-circuitados, e a máquina passa a operar como um gerador de indução em gaiola (NUNES *et al.*, 2003a).

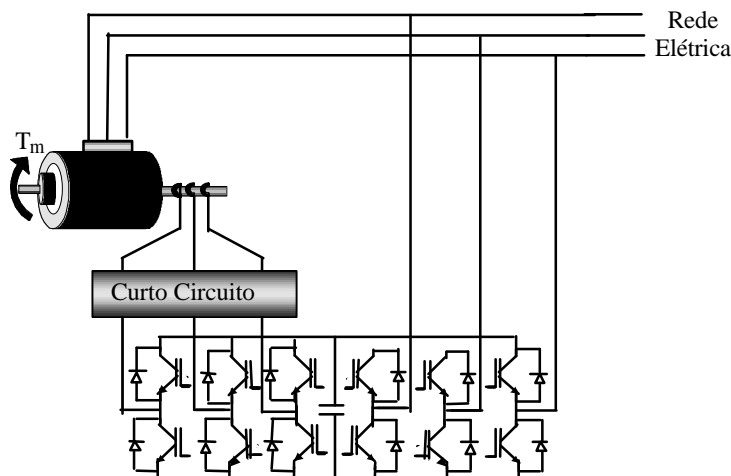


Figura 6.32 – Esquema simplificado do DFIG com a proteção do rotor

6.7- Margem de Estabilidade Proporcionada pelos Geradores Assíncronos em Gaiola e pelos Geradores DFIG

As simulações desenvolvidas nesta seção foram selecionadas no sentido de mostrar como o DFIG pode contribuir para o aumento da margem de estabilidade transitória global da rede elétrica, como apresentado em NUNES *et al.* (2003b). Com este objetivo, duas faltas críticas (curto circuito trifásico) foram consideradas na rede: Uma próxima ao sistema Diesel e outra próxima ao parque eólico. Assim, o comportamento transitório do gerador síncrono convencional interligado à barra 3 do sistema elétrico mostrado inicialmente, é avaliado quando, ambos, o DFIG e o gerador de indução de velocidade fixa são alternadamente conectados à barra 2.

O modelo de duas massas que considera a flexibilidade do eixo, proposto na tese, é utilizado na representação do sistema eólico de velocidade fixa. Os dois modelos adotados para representar os conversores interligados ao rotor do gerador DFIG, ou seja, modelos de fonte de tensão e corrente, são utilizados, e seus desempenhos são considerados comparativamente. A proteção contra sobrecorrentes, nos terminais dos conversores, é levada em conta através do curto-circuito dos terminais do rotor, (NUNES *et al.*, 2003a). Adicionalmente, para a falta próxima ao sistema eólico, a margem de estabilidade transitória do gerador assíncrono em gaiola é comparada com os dois sistemas propostos na tese, que correspondem à adoção do controle de passo, no sistema eólico de velocidade fixa, e alternativamente, o esquema eólico de velocidade variável com o DFIG.

6.7.1- Falta próxima ao Gerador Síncrono Convencional

Um indicador da margem de estabilidade transitória dos geradores síncronos é definido como o tempo crítico de falta ou “critical clearing time” (CCT), o qual é considerado como o tempo de duração máxima da falta que não conduz os geradores a uma perda de sincronismo. Para a rede elétrica apresentada, o máximo CCT das máquinas síncronas quando os geradores em gaiola são integrados na rede corresponde a 440 ms, enquanto no caso em que o DFIG é utilizado, este tempo aumenta para 500 ms. O crescimento progressivo na parcela da geração eólica, baseada na configuração de velocidade variável, pode elevar ainda mais o CCT dos geradores síncronos na rede, (NUNES, *et al.*, 2003b).

A Figura 6.34 mostra o ângulo de fase do rotor do gerador síncrono 2, G_{s2} , interligado à barra 3, em graus, quando um curto-circuito trifásico de duração igual a 450 ms ocorre no instante $t=1s$, próximo a esta barra. Pela resposta do ângulo de fase, o gerador síncrono perde o sincronismo no caso em que os geradores em gaiola são adotados. Por outro lado, quando o DFIG é utilizado, o gerador síncrono mantém a estabilidade, o que é evidenciado pelos dois modelos de fonte de tensão e corrente adotados na tese para representação dos conversores. A velocidade angular do rotor do gerador síncrono para a mesma falta é apresentada na Figura 6.35 e evidencia os aspectos de perda da estabilidade da máquina síncrona, no caso em que é adotado o sistema eólico de velocidade fixa com geradores assíncronos em gaiola, sem controle de passo da pá da turbina eólica.

As simulações são realizadas no sentido de encontrar o máximo tempo de falta crítico para as duas configurações das máquinas eólicas na rede. Após este limite, a velocidade da máquina síncrona irá aumentar rapidamente devido à perda de sincronismo. Este critério é utilizado como uma definição da margem de estabilidade. As simulações indicam que o DFIG traz um benefício para o sistema por aumentar a margem de estabilidade transitória dos geradores síncronos convencionais.

Possivelmente, dependendo dos critérios de proteção adotados, o parque eólico seria desconectado da rede elétrica pela atuação da proteção por sobre-velocidade, subtensão ou sobrecorrente, porém, é importante destacar que na presente simulação a atuação destas proteções não é representada, uma vez que o objetivo atual é avaliar a margem de estabilidade transitória proporcionada pelos diversos esquemas eólicos, e caso estas proteções fossem consideradas, estes aspectos não poderiam ser avaliados. Tal situação deve ser prevista em outros estudos posteriores relativos especificamente à proteção dos sistemas eólicos integrados na rede.

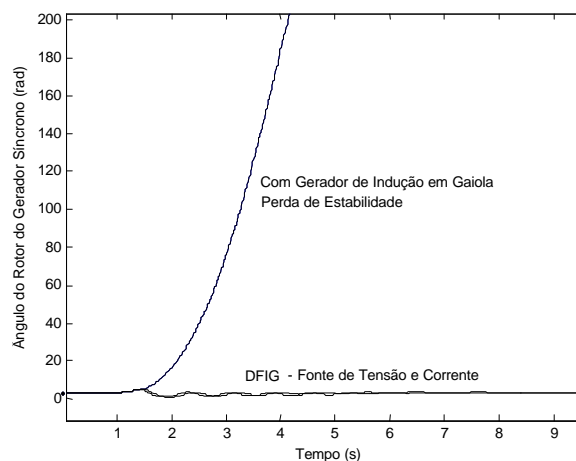


Figura 6.34- Ângulo do rotor do gerador síncrono

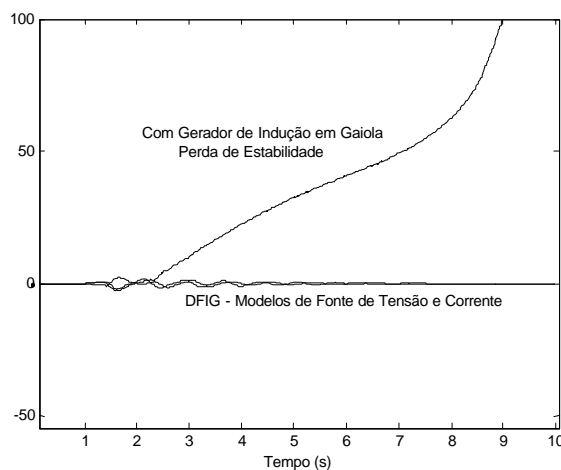


Figura 6.35- Velocidade angular do rotor do gerador síncrono

A Figura 6.36 mostra o comportamento da corrente no circuito do rotor da máquina DFIG, obtida dos modelos de fonte de corrente e tensão. Devido à corrente estar dentro dos limites estabelecidos pela proteção do rotor, os terminais do conversor e do rotor da máquina não são curto-circuitados, e os controladores do DFIG são assim mantidos na rede. Isto tem um efeito benéfico sobre a estabilidade transitória das outras máquinas, porque a malha de controle de velocidade causa um aumento na potência de saída do DFIG, o que reduz o desbalanço entre as potências geradas e consumidas no sistema, contribuindo para redução da aceleração do gerador síncrono durante a falta. Após a falta, pela ação dos reguladores e para se contrapor ao desvio de potência ativa, a corrente do rotor varia e finalmente segue para o valor prévio anterior ao curto.

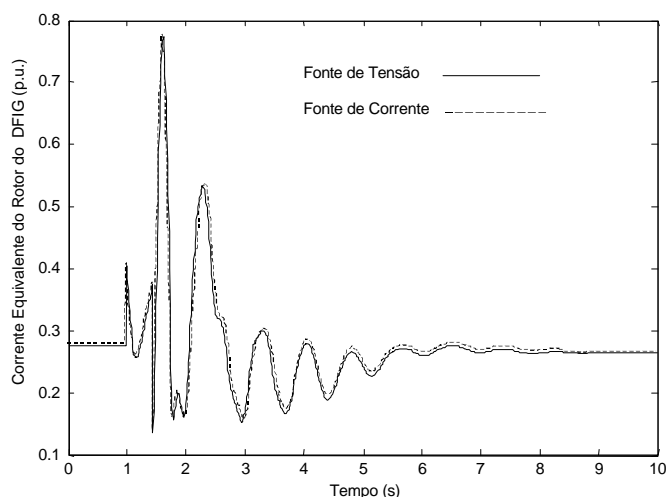


Figura 6.36. Comportamento transitório da corrente do rotor do DFIG proveniente dos modelos de fonte de tensão e corrente

A velocidade do rotor do gerador assíncrono para a mesma falta é mostrada na Figura 6.37. Para o gerador de rotor em gaiola, é observado que o desbalanço entre o torque mecânico e o eletromagnético junto com o relaxamento do eixo do rotor, proveniente do modelo de duas massas utilizado, alimenta o processo de aceleração da turbina, resultando em uma perda da estabilidade transitória para a máquina.

De outra forma, para o DFIG, o conversor ligado ao rotor controla a corrente do mesmo ao longo do eixo q , com o objetivo de produzir a potência ativa especificada (solicitada) para o sistema. Pela geração das correntes de compensação do rotor, a energia é extraída deste e forçada na rede, contribuindo assim para o balanço entre os torques mecânico e elétrico da máquina e conseqüentemente mantendo a estabilidade transitória nos seus terminais. Esta dinâmica claramente evidencia os aspectos de controlabilidade do DFIG, citados no início deste capítulo.

Nas simulações apresentadas, os modelos de fontes de tensão e corrente para o DFIG, desenvolvidos no capítulo 4 de modelos, previram resultados bastante similares em termos da margem de estabilidade transitória, tanto para o comportamento do ângulo do rotor do gerador síncrono interligado à barra 3, quanto da velocidade angular do eixo do rotor do gerador síncrono e dos geradores DFIG, como pode ser identificado nas Figuras 6.34, 6.35 e 6.37.

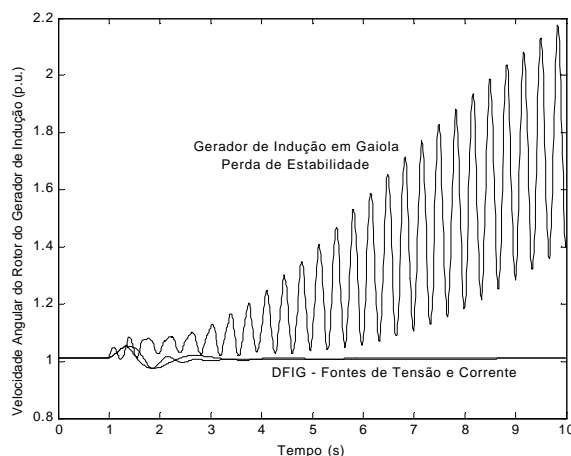


Figura 6.37. Comportamento transitório da velocidade do rotor dos geradores assíncronos

As Figuras 6.38 e 6.39, enfatizam o comportamento transitório do ângulo de fase e da velocidade do rotor da máquina síncrona apresentados anteriormente para o caso em que o DFIG é utilizado. As curvas das Figuras 6.38 e 6.39, correspondem a uma ampliação do comportamento do ângulo e da velocidade do rotor do gerador síncrono, proveniente das Figuras 6.34 e 6.35 respectivamente, em relação aos primeiros segundos pós-falta. Nas duas figuras, a linha contínua corresponde ao modelo de fonte de tensão, e a linha tracejada ao modelo de fonte de corrente.

Os resultados mostram que a diferença entre ambos os modelos é muito pequena em relação aos valores em regime permanente: o “overshoot” e o tempo necessário para alcançar o novo ponto de operação em regime. Estas mesmas condições são observadas para a velocidade angular do rotor do gerador DFIG, na Figura 6.40, a qual corresponde a uma ampliação da velocidade do DFIG, nos modelos de fonte de corrente e tensão, apresentados na Figura 6.37.

A partir destas simulações, pode-se concluir que ambos os modelos são capazes de fornecer resultados similares em termos do comportamento dinâmico e da margem de estabilidade transitória do sistema.

Uma vez que o modelo de fonte de corrente demanda um menor custo computacional, o mesmo pode ser adotado para a modelagem dinâmica do gerador DFIG nos estudos de estabilidade transitória nos sistemas de potência. De fato, a decisão de adotar tal modelagem simplifica a representação destes geradores, propiciando a utilização de passos de integração maiores, uma vez que, as constantes de tempo provenientes da dinâmica do rotor são eliminadas.

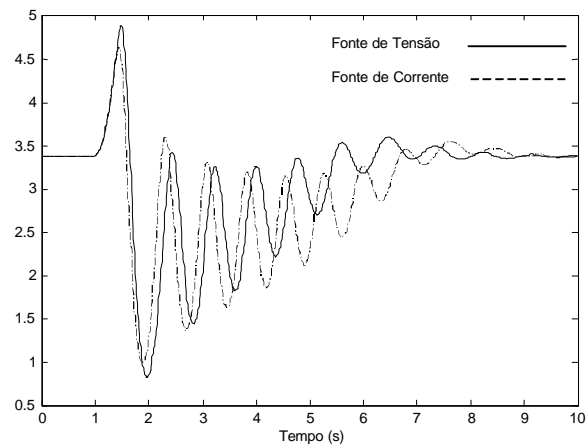


Figura 6.38. Comportamento transitório do ângulo do rotor do gerador síncrono

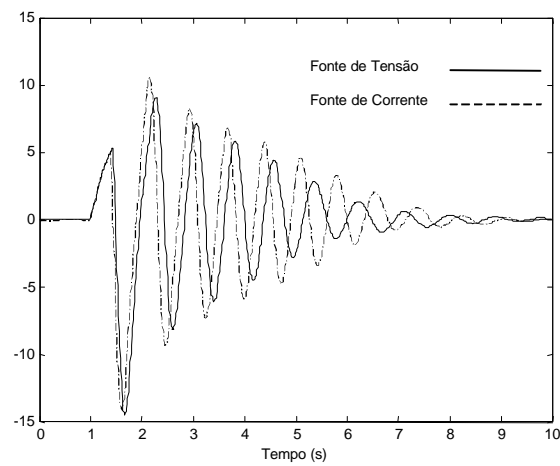


Figura 6.39. Comportamento transitório da velocidade do rotor do gerador síncrono

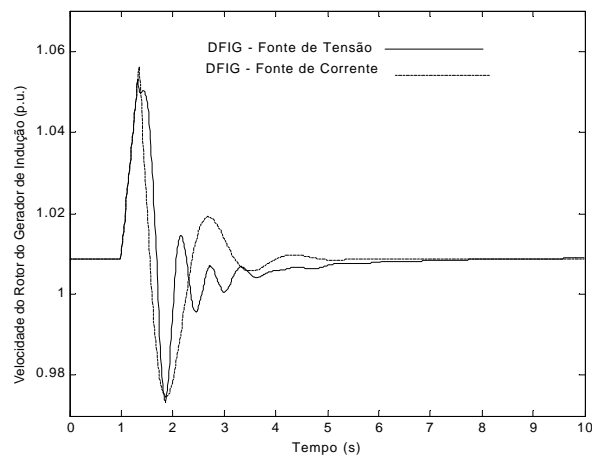


Figura 6.40. Comportamento transitório da velocidade do rotor do DFIG - modelo de fonte de tensão e corrente

6.7.2- Falta próxima ao Sistema Eólico

A influência dos geradores eólicos na margem de estabilidade transitória dos geradores síncronos convencionais foi também verificada para uma outra simulação de falta, na qual um curto circuito trifásico ocorre próximo à barra de geração eólica 2 (distante eletricamente dos geradores síncronos), em um instante $t=1s$, permanecendo por 350 ms, similar à falta aplicada na seção 6.5.1 com controle de passo.

O procedimento operacional adotado pela proteção nestas simulações é o de manutenção da máquina eólica na rede durante a falta. Neste caso, é comparado o comportamento do sistema eólico de velocidade fixa com rotor em gaiola sem controle de passo, em relação à atuação do sistema de velocidade variável DFIG e do esquema eólico de velocidade fixa com controle de passo. Somente o modelo de fonte de corrente é utilizado para representação dos conversores do DFIG, uma vez que, conforme as análises prévias, tal modelo é preciso o bastante para as simulações propostas.

A Figura 6.41 mostra o comportamento da velocidade do rotor dos geradores assíncronos, para as três situações sem controle de passo, com controle de passo, e o DFIG. Para melhor distinção das curvas dos três sistemas eólicos analisados, serão utilizados, nas próximas simulações, caracteres diferentes para representação de cada sistema.

Na Figura 6.41, é claramente observado que o limite da estabilidade transitória do gerador de indução em gaiola com pás fixas é excedido. Este fato pode ser explicado pela redução no valor da potência ativa nos terminais do sistema eólico, ocasionada pela queda de tensão devida ao curto-circuito. Como a potência mecânica da turbina eólica não varia, é estabelecido um desbalanço entre as potências que contribui para a aceleração do gerador eólico. O desbalanço entre as potências mecânica e elétrica alimenta o processo de aceleração da turbina, resultando em um aumento progressivo da velocidade do eixo do rotor do gerador em gaiola.

Na medida em que a velocidade do rotor aumenta, a potência ativa tende a crescer para valores maiores que antes da falta. Este processo, por outro lado, requer mais corrente, o que produz maiores quedas de tensão nas linhas e transformadores próximos ao parque eólico, impedindo assim, a recuperação da tensão nos terminais do gerador, conforme é apresentado na Figura 6.42 para o caso do sistema eólico de velocidade fixa. Esta se constitui, em uma das grandes desvantagens dos geradores assíncronos em gaiola, uma vez que existe grande possibilidade de desexcitação da máquina, após a ocorrência das faltas

na rede elétrica, conforme exposto no Capítulo 3. As oscilações da tensão no sistema eólico fixo são provenientes do modelo de duas massas.

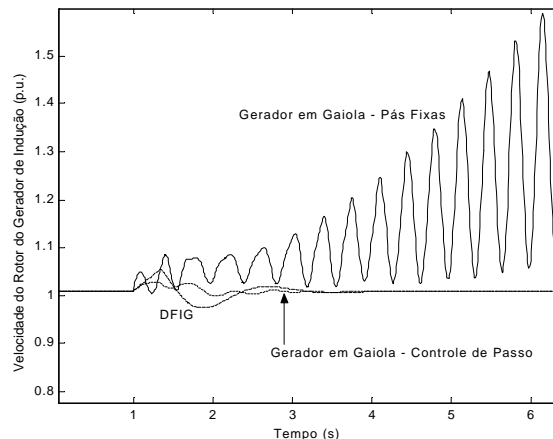


Figura 6.41. Comportamento transitório da velocidade do rotor do gerador assíncrono

A adoção do controle de passo, junto ao sistema eólico de velocidade fixa, proporciona a recuperação do nível de tensão, ocorrida aproximadamente no instante $t = 2$ segundos, como mostrado na Figura 6.42, contribuindo assim para o aumento da margem de estabilidade transitória do sistema. Esta recuperação deve-se à redução no torque mecânico da turbina, que contribui para o balanço dos torques no sistema eólico, reduzindo a aceleração do gerador.

Para o DFIG, a tensão se recupera quase instantaneamente, o que é obtido pela ação rápida dos reguladores, que voltam a atuar após o curto circuito. No gerador duplamente excitado, o conversor controla as correntes ao longo do eixo q de forma a produzir a potência elétrica especificada. A partir da injeção das correntes no rotor, a energia é extraída deste e introduzida na rede, contribuindo assim, para o balanço dos torques eletromagnético e mecânico e para manutenção da estabilidade transitória da máquina como mostrado em NUNES *et al.* (2003a).

A Figura 6.43 mostra a corrente resultante no circuito do rotor do DFIG. Devido à proximidade da falta em relação ao sistema eólico, o limite da corrente do rotor foi excedido, o que implica na atuação da proteção, curto circuitando os terminais do rotor do gerador durante a falta e bloqueando assim a ação dos conversores e conseqüentemente das malhas de controle.

Durante o curto-circuito no rotor do DFIG, a excitação no mesmo é removida, o que implica em que a corrente do rotor caia inicialmente a um valor abaixo daquele em regime

permanente, como mostrado na Figura 6.43. Após o curto circuito ser eliminado, a malha de controle volta a atuar para restabelecer a corrente ao seu valor prévio. A variação da corrente, após o curto, deve-se ao aumento de potência ativa requerida para se contrapor ao desvio de velocidade do gerador, sendo dependente também dos parâmetros (ganhos e constantes de tempo) das malhas de controle de tensão e velocidade do gerador de indução duplamente excitado, DFIG.

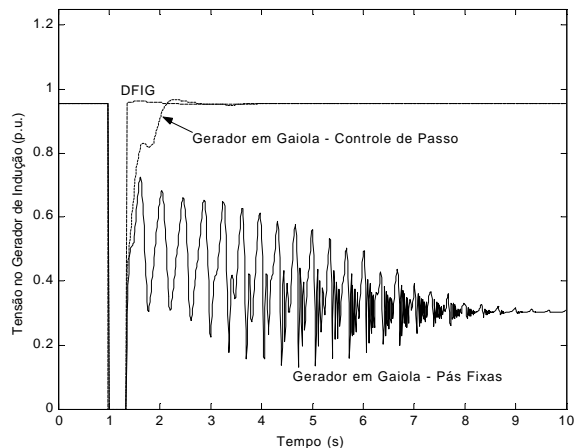


Figura 6.42- Comportamento da tensão no DFIG e gerador em gaiola com e sem controle de passo

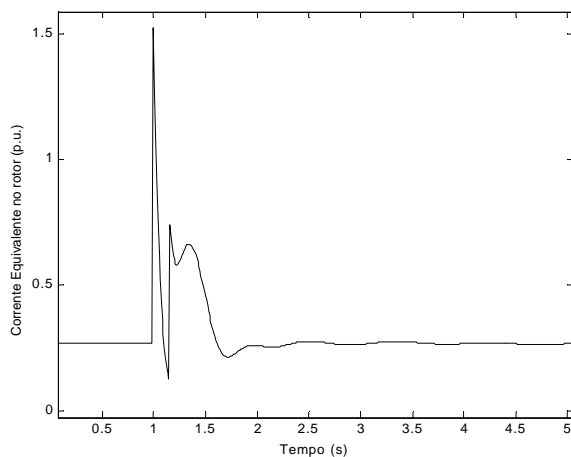


Figura 6.43 – Corrente equivalente no rotor do DFIG

O regulador da tensão terminal, baseado na corrente de excitação (i_{dr}), proporciona a recuperação da potência reativa consumida pelo DFIG após o curto circuito, como pode ser observado na Figura 6.44, onde se identifica também a recuperação da potência reativa da máquina para o caso com controle de passo, de forma similar ao processo descrito na seção 6.5. Nestas situações, não existirá a necessidade de compensação dinâmica ou estática de

reativos extra da rede elétrica, para manutenção da estabilidade transitória do gerador eólico.

A influência positiva, no comportamento da potência reativa do gerador síncrono, proveniente do controle do gerador DFIG, ou do controle de passo no esquema eólico fixo, é claramente observada após a falta, uma vez que a potência reativa do gerador síncrono retorna ao seu valor original, como mostrado na Figura 6.45, para estes dois casos.

Por outro lado, o uso de sistemas eólicos de velocidade fixa sem controle de passo, aumenta a demanda por potência reativa necessária para manutenção da estabilidade transitória da tensão nos terminais dos geradores eólicos. A demanda adicional de reativos advém da reserva de potência reativa dos geradores síncronos, como pode ser visto na Figura 6.45, que mostra o comportamento transitório da potência reativa nos geradores síncronos para esta falta, ocorrida próxima ao parque eólico.

O sistema de potência fica assim sujeito a um súbito aumento na transmissão de potência reativa que se segue à contingência. Este é um fator limitante das configurações dos sistemas eólicos de velocidade fixa com geradores de indução em gaiola e pás fixas, que contribui para redução na margem de estabilidade transitória global do sistema de potência, porque “estressa” a rede elétrica, devido ao aumento da perda de potência reativa nas linhas. Este aumento no carregamento da potência reativa na rede, pode levar a quedas de tensão inaceitáveis, em uma parcela significativa das barras do sistema elétrico, conduzindo o mesmo para uma situação de colapso da tensão, (NUNES *et al*, 2003b). Esta situação torna-se bastante crítica em redes fracas com alimentadores distantes e restrições na transmissão da potência.

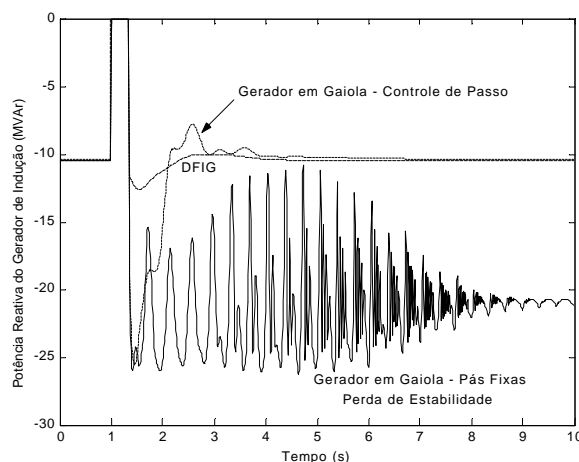


Figura 6.44- Comportamento transitório da potência reativa dos geradores assíncronos

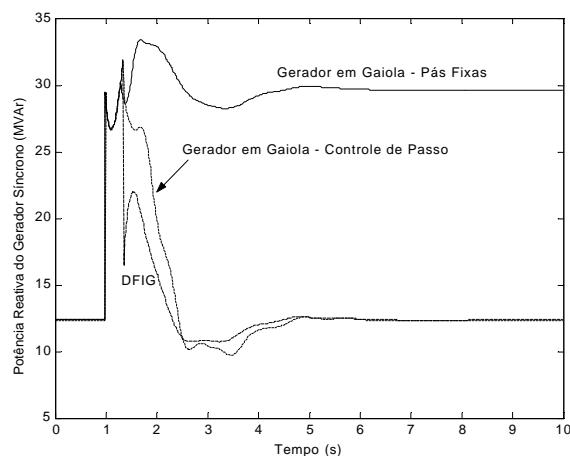


Figura 6.45 - Comportamento transitório da potência reativa dos geradores síncronos

6.8 – Conclusões

Neste capítulo foi apresentado um estudo comparativo criterioso em termos do limite da estabilidade transitória do sistema eólico inserido na rede elétrica, considerando as novas tecnologias de geração para os aerogeradores. Os pontos abordados estão relacionados também com aspectos relativos ao desenvolvimento de modelos adequados à avaliação da margem de estabilidade transitória do ângulo e da tensão na saída dos esquemas eólicos.

A excitação das oscilações torcionais nos eixos das turbinas eólicas nos sistemas de velocidade fixa diretamente acoplados à rede elétrica, identificadas nos resultados das simulações na Seção 6.4, são geradas por condições operacionais do sistema de potência, estabelecidas por faltas na rede elétrica, como, por exemplo, curto-circuito. Sendo assim, torna-se necessário o uso de um modelo eletromecânico mais complexo para representação do acoplamento existente entre a turbina e a máquina neste esquema. O modelo de duas massas é suficientemente preciso para considerar os efeitos que tal acoplamento tem sobre as variáveis elétricas, durante e após as situações de falta na rede. Estas considerações tornam-se ainda mais críticas em estudos de transitórios eletromecânicos em sistemas com grande integração de parques eólicos de velocidade fixa, que com frequência adotam geradores de indução com rotor em gaiola.

Os resultados das simulações confirmam a expectativa de que a estabilidade transitória dos geradores em gaiola nos esquemas com pás fixas é pobre. A situação torna-

se mais severa com o aumento destas máquinas em regiões eletricamente distantes dos geradores síncronos convencionais.

A implementação do controle do ângulo de passo, durante os transitórios do sistema elétrico, apresentada na Seção 6.5, corresponde a uma solução de engenharia inovadora (NUNES, 2002b), que pode resultar na redução ou mesmo eliminação da compensação reativa proveniente da rede, para fins de manutenção da estabilidade transitória. Outra possibilidade para o aumento da margem de estabilidade transitória do sistema eólico se constitui na utilização de tecnologia recente, baseada em esquemas eólicos de velocidade variável, que adotam geradores duplamente excitados, DFIG, descritos na presente tese (NUNES, *et al.*, 2003b).

O modelo representativo dos conversores interligados ao DFIG deve estar de acordo com os requisitos resultantes das simplificações realizadas no software desenvolvido para tal análise. Com esta filosofia, duas formas de modelar estes conversores foram investigadas, e a grande similaridade na margem de estabilidade transitória proveniente de ambas possibilitou a adoção do modelo mais simples, ou seja, modelo de fonte de corrente na representação do DFIG em tais estudos.

Do ponto de vista da rede, a desconexão definitiva das máquinas, metodologia hoje adotada, pode trazer sérios problemas relacionados ao controle da frequência do sistema elétrico: neste sentido, muitas simulações realizadas neste capítulo consideraram a permanência da máquina, após as contingências. As conseqüências desta operação são positivas na manutenção da estabilidade transitória angular e de tensão tanto para o parque eólico, quanto para o sistema elétrico, como demonstrado nos resultados das simulações (NUNES *et al.*, 2003b).

As máquinas duplamente excitadas são mais robustas que as de rotor em gaiola com controle adicional de passo na turbina, quando o item avaliado está relacionado com a velocidade de resposta das malhas de controle. As respostas transitórias das variáveis do DFIG são bem mais rápidas, como mostrado nas Figuras 6.42 e 6.44 para a tensão e potência reativa dos geradores assíncronos, respectivamente. Isto é propiciado pela atuação quase instantânea dos conversores interligados à máquina, o que permite uma maior controlabilidade da mesma.

Os esquemas eólicos de velocidade variável com DFIG apresentam também outras vantagens em relação aos sistemas fixos com controle de passo, que correspondem ao maior aproveitamento da energia do vento, a possibilidade de trabalhar em um intervalo de

velocidade maior, inclusive com velocidades abaixo da síncrona, aproveitando a potência de escorregamento do sistema elétrico no controle do gerador DFIG; além das vantagens relacionadas à utilização dos conversores e já citadas nos capítulos anteriores.

Por outro lado, pelos resultados obtidos, ficou demonstrado que tanto os sistemas eólicos de velocidade variável na configuração DFIG, quanto os esquemas de velocidade fixa com gerador em gaiola e controle de passo voltado para atuação durante transitórios na rede, contribuem para o aumento da margem de estabilidade transitória angular e de tensão do sistema elétrico. Neste sentido, recomenda-se a adoção de tais soluções tecnológicas no lugar dos esquemas eólicos de velocidade fixa com geradores em gaiola e controle estol para o aumento da controlabilidade do sistema elétrico, principalmente em redes fracas ou com grande parcela de geração eólica.

7. Conclusões

7.1- Conclusões

Nesta tese foram propostas novas soluções tecnológicas para o aumento da margem de estabilidade transitória de sistemas eólicos interligados às redes elétricas. Com este objetivo, realizou-se inicialmente, uma descrição detalhada de vários arranjos, incluindo os esquemas eólicos de velocidade fixa com geradores assíncronos de rotor em gaiola, e os de velocidade variável, que adotam os geradores de indução duplamente excitados, DFIG.

A modelagem dinâmica detalhada, dos componentes dos sistemas eólicos, foi estabelecida no Capítulo 4. Neste sentido, vale destacar os seguintes modelos desenvolvidos:

- 1- Modelo aerodinâmico de Glauert, para os rotores eólicos de eixo horizontal. Este modelo foi adotado com o objetivo de obter um levantamento mais preciso da característica da máxima potência produzida pela turbina eólica para um determinado intervalo de velocidade de vento e velocidade do eixo do rotor.
- 2- Modelos de fonte de tensão e corrente para representação dos geradores DFIG no software de estabilidade transitória dos sistemas elétricos de potência.
- 3- Malhas de controle de velocidade e tensão para o gerador DFIG.
- 4- Modelagem do controle do ângulo de passo da pá da turbina eólica.

A modelagem do controle do ângulo de passo serviu a uma proposição original, que corresponde à redução do torque mecânico da turbina eólica, para manutenção do balanço entre os torques eletromagnético e mecânico do conjunto turbina - gerador, durante os transitórios do sistema elétrico. Desta forma, foi possível aumentar a margem de estabilidade pós-falta do parque eólico, adotando-se o sistema de velocidade fixa. Os resultados apresentados no Capítulo 6 evidenciam estes aspectos.

O Modelo de Duas Massas, que considera o transitório ou a flexibilidade do eixo, foi desenvolvido no Capítulo 6 de resultados, para representação dos sistemas eólicos de velocidade fixa, com geradores assíncronos de rotor em gaiola, nos estudos de estabilidade transitória. Este modelo fornece resultados mais precisos em relação à resposta da máquina de indução em gaiola durante transitórios no sistema elétrico (NUNES *et al.*, 2002a). A flexibilidade do eixo não foi considerada no modelo do gerador de indução duplamente excitado, uma vez, que este efeito é mal refletido para a rede, nestas configurações. Tal

fato se deve à utilização dos conversores estáticos, que propiciam o desacoplamento da frequência mecânica do eixo do rotor em relação à frequência da rede elétrica (NUNES *et al.*, 2003a).

Para a realização das simulações foi desenvolvida uma plataforma computacional original que permite a análise transitória de sistemas elétricos com qualquer número de parques eólicos e barras de geração e carga. Esta plataforma, conforme exposto anteriormente no Capítulo 5, foi estabelecida dentro do ambiente computacional do MATLAB, versão 6.0 para Windows 98, 2000 e Me.

A rede elétrica da IEEE adotada nesta tese mostrou-se representativa para a análise em questão, correspondente à avaliação da margem de estabilidade transitória angular e de tensão de sistemas elétricos com grande integração de parques eólicos nas configurações de velocidade fixa e variável.

Em termos dos sistemas eólicos de velocidade fixa, as avaliações realizadas apontam para a necessidade da adoção de modelos dinâmicos detalhados que considerem a interação eletromecânica entre as turbinas eólicas e os geradores assíncronos de rotor em gaiola, junto com a implementação de controles mecânicos adicionais, como o controle do ângulo de passo, que proporciona a manutenção da máquina na rede, com conseqüente aumento na margem de estabilidade do sistema elétrico.

Na seqüência das análises, a margem de estabilidade transitória do sistema elétrico foi avaliada em relação à implementação de sistemas eólicos de velocidade variável com geradores DFIG. O uso dos conversores estáticos para integração da máquina com a rede proporcionou um amortecimento adicional para as oscilações de frequência pós-falta, auxiliando na melhoria da resposta transitória do sistema eólico de velocidade variável, no caso da ocorrência de faltas mais severas, como curto circuito.

Ficou demonstrado, a partir dos resultados de simulação, que a atuação das malhas de controle de velocidade e potência reativa do DFIG, durante ou logo após a ocorrência das faltas na rede elétrica, dependendo da atuação da proteção dos conversores, auxilia na controlabilidade global do sistema elétrico, influenciando inclusive na margem da estabilidade transitória de outras máquinas interligadas à rede, como ficou demonstrado em relação aos geradores síncronos no Capítulo 6.

Os resultados apresentados mostraram que os geradores DFIG nos sistemas eólicos de velocidade variável são mais robustos que os geradores de rotor em gaiola nos esquemas de velocidade fixa, nos eventos de faltas críticas, como curto-circuito. O DFIG

mantém o balanço entre os torques, garantindo assim, uma maior margem de estabilidade do sistema elétrico, o que se traduz em um menor desvio de velocidade e de ângulo das máquinas síncronas e de indução.

Foram ainda abordados os aspectos relacionados com a regulação de tensão na máquina de indução duplamente excitada, uma vez que o fenômeno de colapso de tensão depende em grande parte da evolução dos consumos / produções de potência reativa na rede. A adoção do gerador assíncrono duplamente excitado resultou na redução da necessidade de compensação reativa (dinâmica ou estática) adicional no sistema elétrico, hoje normalmente exigida, quando da introdução dos sistemas eólicos que adotam máquinas assíncronas em gerações localizadas compostas de redes fracas ou em gerações distribuídas, junto a alimentadores distantes.

A redução na demanda por potência reativa nos terminais do sistema eólico para manutenção da estabilidade transitória foi observada, tanto na situação em que o DFIG é adotado, quanto no caso em que o controle de passo é utilizado. Em ambas as situações, o consumo de potência reativa equivalente nos terminais do parque eólico voltou ao seu valor prévio, anterior à falta, o que ajudou a evitar problemas relacionados com a instabilidade transitória de tensão na rede (NUNES *et al.*, 2003b).

Por outro lado, a adoção de sistemas eólicos de velocidade fixa, com gerador em gaiola, sem nenhum controle auxiliar, pode ocasionar sérios problemas relacionadas com o aumento na demanda de potência reativa, necessária à manutenção da estabilidade transitória de tensão do sistema elétrico. Isto se deve em grande parte a desexcitação, que a máquina eólica com gerador de indução em gaiola fica sujeita, na seqüência da ocorrência de contingências relacionadas com o afundamento de tensão na rede elétrica.

Finalmente, a incorporação de modelos mais detalhados e estratégias recentes que envolvam controles adicionais, a partir do ângulo de passo e conversores estáticos, dentro do ambiente computacional desenvolvido na tese, permitiu uma análise minuciosa quanto ao comportamento transitório do sistema elétrico. Isto contribuiu para a avaliação dos fenômenos de colapso de tensão, estabelecendo diretrizes que podem servir de base para a escolha de qual configuração garantirá aumento na margem de estabilidade transitória da rede elétrica.

É importante ressaltar que tais estudos são fundamentais durante o período de planejamento da introdução dos parques eólicos ou a ampliação dos existentes nas redes convencionais. Por outro lado, os resultados aqui obtidos podem servir de base também

para o acoplamento dos geradores duplamente excitados a outras fontes primárias em esquemas de velocidade variável, que não as eólicas, fato este bastante importante, tendo em vista a desregulamentação do mercado de energia elétrica no Brasil, que envolve a introdução da geração distribuída e de produtores independentes, exigindo um estudo prévio sobre a viabilidade técnica da implementação de novas tecnologias de geração na rede elétrica.

Os modelos dinâmicos desenvolvidos para representação dos geradores eólicos, e já submetidos à aprovação da comunidade científica, a partir de artigos aceitos em congressos e inclusive periódicos internacionais como a IEEE, (NUNES *et al.*, 2003a e 2003b), poderão posteriormente ser incorporados em software comercial como o ANATEM, servindo de base para análises de estabilidade transitória futuras, relativas à integração de esquemas de geração eólica nas redes elétricas no Brasil.

7.2- Futuras Pesquisas

Futuros trabalhos que podem ser desenvolvidos, como subproduto do atual, envolvem principalmente as diretrizes a seguir:

- 1- Utilização de metodologias de controle inteligente para o cálculo dos ganhos ótimos das malhas de controle de velocidade e potência reativa ou tensão do DFIG, considerando as variações da energia eólica ou distúrbios na rede elétrica;
- 2- Análise do comportamento dos parques eólicos integrados no sistema elétrico, diante de transitórios eletromagnéticos rápidos na rede; neste caso existe a necessidade da modelagem dinâmica da rede elétrica e a consideração dos transitórios do estator das máquinas;
- 3- Desenvolvimento de esquemas de proteção apropriados aos sistemas eólicos dentro das várias configurações existentes.
- 4- Estudos que avaliem os modos de oscilação entre as plantas eólicas e os sistemas de geração convencionais.

Anexo 1

Diagrama de Blocos do Sistema Diesel e Regulador de Velocidade

Sistema Diesel

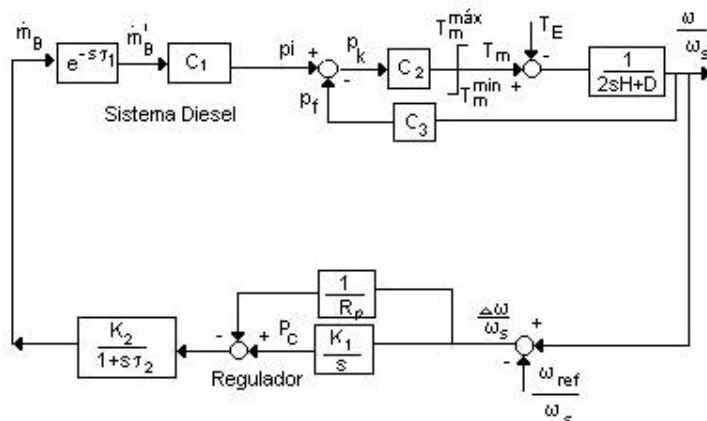


Figura A1.1 – Sistema Diesel e Regulador de Velocidade

K_1 – fator de amplificação do regulador ($p.u.kW/p.u.Hz$);

K_2 – constante de ganho do atuador de combustível;

R_p – parâmetro de regulação primária do regulador de velocidade ($p.u.Hz/p.u.kW$);

τ_2 – constante de tempo do regulador de velocidade (s)

τ_1 – constante de tempo relacionada à taxa de consumo de combustível do sistema diesel (s)

$\Delta\omega_{rs}$ - Diferença entre a velocidade angular do rotor da máquina síncrona e a velocidade de referência (ω_{ref}).

H – constante de inércia incluindo a máquina primária e o gerador - Modelo de Massa Global (s);

T_E – torque eletromagnético do gerador síncrono ($p.u.$);

T_M – Torque mecânico da máquina primária ($p.u.$);

$C_{1,2}$ = Constantes de proporcionalidade

\dot{m}_B = taxa de consumo de combustível da máquina primária (kg/s).

p_i = pressão média efetiva da máquina (bar)

p_f = pressão média das perdas mecânicas (bar)

p_k = valor efetivo real da pressão (bar)

D = coeficiente de amortecimento da carga ($p.u.kW / p.u.Hz$)

Regulador Automático de Tensão

Dispondo a máquina elétrica de regulador automático de tensão, deverão ser fornecidos os valores dos parâmetros desse sistema, de acordo com os modelos padrões do IEEE. O regulador de tensão utilizado corresponde ao modelo IEEE tipo 1 (ANDERSON & FOUAD, 1995), o qual é apresentado na Figura A1.2 a seguir:

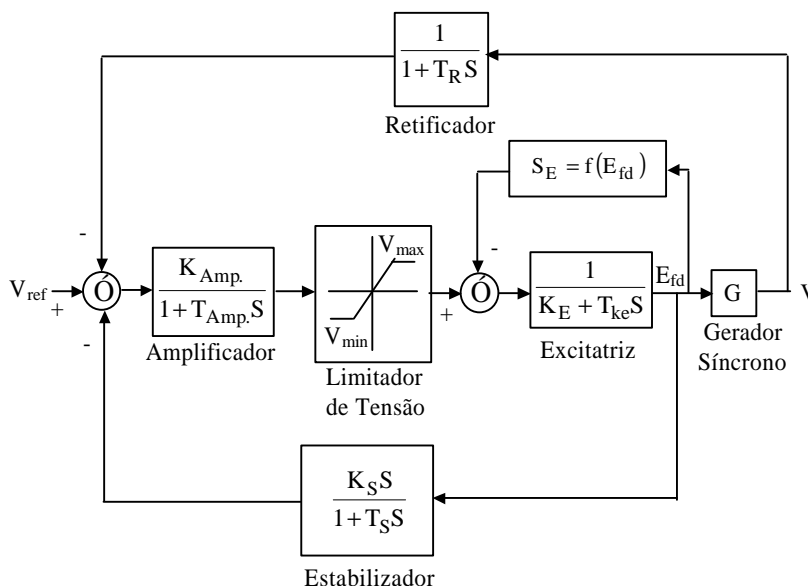


Figura.A1.2- Diagrama de blocos do regulador automático de tensão (IEEE tipo 1) do gerador síncrono

T_R - Constante de tempo do retificador	[s]
K_{Amp} - Ganho do amplificador	
T_{Amp} - Constante de tempo do amplificador	[s]
$K_E = (\text{ganho da excitatriz})^{-1}$	
$T_{ke} = (\text{Constante de tempo da excitatriz})/(\text{ganho da excitatriz})$	[s]
$K_S = \text{Ganho do estabilizador}$	
T_S - Constante de tempo do estabilizador	[s]
V_{min} - Limite inferior do amplificador	[p.u.]
V_{max} - Limite superior do amplificador	[p.u.]
$A_{ex} - \text{Parâmetro do sinal do fator de saturação } S_E = A_{ex} \cdot e^{(B_{ex} \cdot E_{fd})}$	
$B_{ex} - \text{Parâmetro do sinal do fator de saturação } S_E = A_{ex} \cdot e^{(B_{ex} \cdot E_{fd})}$	

Anexo 2

Parâmetros do Sistema Elétrico e do Parque Eólico

Sistema Síncrono n.º 1:

Parâmetros do gerador síncrono

S_n (MVA)	V_n (kV)	R_S (pu)	X_d (pu)	X_q (pu)	X'_d (pu)
75	13,8	0.0031	1.050	0.980	0.185
X''_d (pu)	X'_q (pu)	X''_q (pu)	T'_{d0} (s)	T''_{d0} (s)	T''_{q0} (s)
0.130	0.360	0.130	6.100	0.038	0.099

Parâmetros da máquina primária

T_D (s)	H (s)
0.1	6.187

Parâmetros do regulador de velocidade (Controle Primário e Secundário)

R_p (pu)	K_1	K_2	T_2 (s)
0.050	30	1	0.08

Parâmetros do regulador de tensão

K_R	T_R	K_A	T_A (s)	K_F
1	0.050	270	0.10	0.048
T_F (s)	K_E	T_E (s)	E_{Fmin} (pu)	E_{Fmax} (pu)
0.95	1	0.65	-4	7

Sistema Síncrono n.º 2:

Parâmetros do gerador síncrono

S_n (MVA)	V_n (kV)	R_S (pu)	X_d (pu)	X_q (pu)	X'_d (pu)
35.30	13.8	0.0014	1.400	1.372	0.231
X''_d (pu)	X'_q (pu)	X''_q (pu)	T'_{d0} (s)	T''_{d0} (s)	T''_{q0} (s)
0.118	0.800	0.118	5.500	0.050	0.190

Parâmetros da máquina primária

T_D (s)	H (s)
0.1	4.390

Parâmetros do regulador de velocidade (Controle Primário e Secundário)

R_p (pu)	K_1	K_2	T_2 (s)
0.050	30	1	0.08

Parâmetros do regulador de tensão

K_R	T_R	K_A	T_A (s)	K_F
1	0.050	270	0.10	0.048
T_F (s)	K_E	T_E (s)	E_{Fmin} (pu)	E_{Fmax} (pu)
0.95	1	0.65	-4	7

Parques Eólicos:

Parâmetros do gerador de indução de 1MW

P_n (kW)	V_n (V)	R_l (W)	X_l (W)	R_2 (W)
1000	690	0.0026	0.0443	0.0031
X_2 (W)	X_m (W)	w_r (rpm)	N.º de pólos	
0.0346	1.64	1.500	4	

Parâmetros da turbina eólica de 1 MW

N.º de pás	Diâmetro do Rotor (m)	Vel. de entrada (m/s)	Vel. de saída (m/s)
3	54.2	4	25
Densidade do ar (kp/m ³)	H_a	Relação de engrenagens	
1.225	6.3	69	

Valores para formação da Curva de Cp X λ “Tip Speed Ratio”, obtidas do Fabricante:

CP=[0; 0.04543; 0.051349; 0.058342; 0.066665; 0.076649; 0.088731; 0.103481; .121692; 0.144368; 0.172818; 0.208391; 0.251603; 0.300095; 0.347736; 0.389324; 0.424561; 0.450934; 0.462372; 0.453434; 0.427224; 0.39354; 0.267303; 0];

λ =[2.401305; 2.497357; 2.601413; 2.714518; 2.837905; 2.973044; 3.121696; 3.285996; 3.468551; 3.672583; 3.90212; 4.162261; 4.459566; 4.802609; 5.202827; 5.675811; 6.243392; 6.937102; 7.80424; 8.919131; 10.40565; 12.48678; 15.60848; 20.81131];

Gráfico da Rotação no Eixo em rpm versus Máxima Potência Gerada (Watts) do Gerador de Indução de 1 MW.

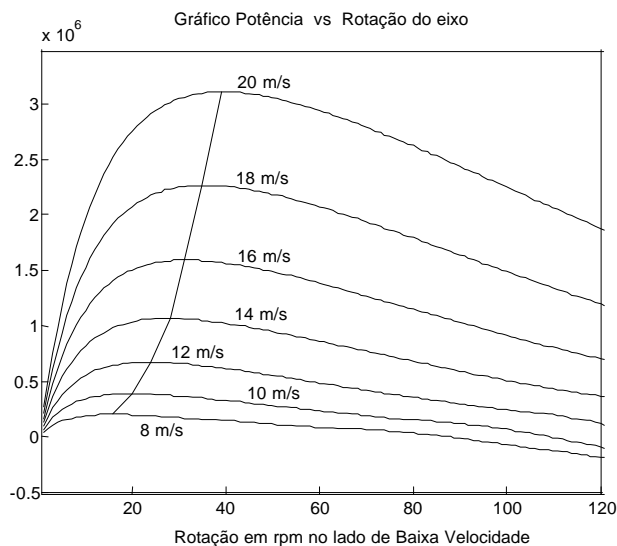


Figura A2.1- Gráfico da Rotação no eixo x Máxima Potência Gerada para o Gerador de 1 MW

Dados de potência da turbina Eólica de 1 MW

Vel. do vento (m/s)	Potência (W)	Vel. do vento (m/s)	Potência (W)
0	0	13	928800
1	0	14	972600
2	0	15	990800
3	0	16	997200
4	24100	17	999200
5	69300	18	999800
6	130000	19	999900
7	219100	20	1000000
8	333500	21	1000000
9	463100	22	1000000
10	598100	23	1000000
11	730000	24	1000000
12	846500	25	1000000

Parâmetros do gerador de indução de 660 kW

P_n (kW)	V_n (V)	R_l (W)	X_l (W)	R_2 (W)
660	690	0.0067	0.03	0.0058
X_2 (W)	X_m (W)	w_r (rpm)	N.º de pólos	
0.0506	2.3161	1500	4	

Parâmetros da turbina eólica de 660 kW

N.º de pás	Diâmetro do Rotor (m)	Vel. De entrada (m/s)	Vel. de saída (m/s)
3	44	4	25
Densidade do ar (kp/m ³)	H_a	Relação de engrenagens	
1.225	4	55	

Gráfico da Rotação do Eixo em rpm versus Máxima Potência Gerada (Watts) do Gerador Assíncrono de 660 kW.

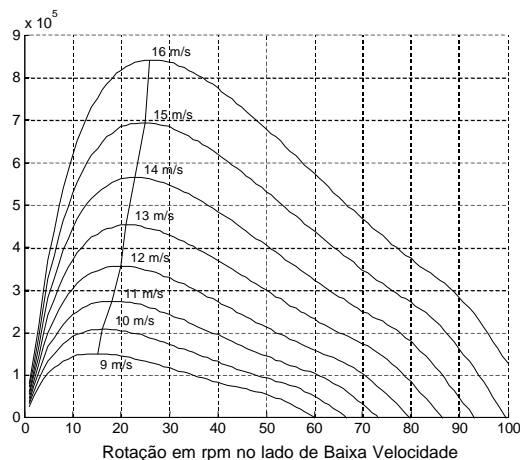


Figura A2.2- Gráfico da Rotação no eixo x Máxima Potência Gerada para o Gerador de 660 kW

Controle do ângulo de Passo

Quando o controle do ângulo de passo é aplicado, utiliza-se a relação $\lambda = R\omega_r/U_w$ definida no Capítulo 2 junto com as equações (4.11) e (412), em cada passo de integração, para a determinação de λ e C_p .

Dados do circuito do parque eólico

Transformador	
Potência	1050 kVA ou 660 kVA
Tensão	0.69/13.8 ou 0.69/33 kV
Linha de conexão	
$X (pu)$	0.0464
$R (pu)$	0.0665

Rede Elétrica:

Circuito N.º	Barra origem	Barra destino	$R (pu)$	$X (pu)$	Razão de TAP
1	1	6	0.246	1.036	
2	1	4	0.160	0.740	
3	4	6	0.194	0.814	
4	4	7	0.000	0.266	0.909
5	5	6	0.000	0.600	0.976
6	5	3	0.564	1.280	
7	3	7	1.446	2.200	
8	7	8	0.368	0.528	
9	8	2	0.000	0.125	
10	0	4	0.000	-68.200	
11	0	1	0.000	-59.000	
12	0	6	0.000	-57.000	

Obs. A Indicação de barras em relação à rede elétrica é descrita na Figura 6.1 (capítulo 6).

Gerador Assíncrono Duplamente Excitado de 660 kW

(Parâmetros das Malhas de Controle- Modelo de Fonte de Tensão)

Parâmetros do regulador de velocidade (Ganhos, K, e constantes de tempo, T)

K_i	K_p	K_D	$T_i (s)$
2.75	20	0.1	0.4

Parâmetros do regulador de tensão

K_{It}	K_{Pt}	K_{Dt}	$T_{it} (s)$
1.75	10	0.1	0.1

Parâmetros dos reguladores de corrente ao longo dos eixos d-q

K_{pid}	K_{piq}	K_{iid}	K_{iiq}	$T_{id} (s)$
5	5	1	3	0.5
$T_{iq} (s)$	K_{diq}	K_{diq}		
0.5	0	0		

Anexo 3

Fluxo de Carga com o Cálculo das Condições Iniciais da Rede Elétrica, necessárias para a Inicialização do Programa de Estabilidade Transitória.
Programa de Fluxo de Carga – ANAREDE - CEPEL

CEPEL - CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELETRICA - PROGRAMA DE ANALISE DE REDES - V3.0-02/93

PAG. 1

Sistema exemplo (Anderson) de 6 barras
CASO BASE

RELATORIO DE DADOS DE BARRA AC

BARRA		BARRA			TENSAO			GER MW		GER MVAR			CARGA		SHUNT	
NUM.	NOME	TP	AR	CONT	MOD	ANG	ESPEC	CNT	GT	ATUAL	MIN	ATUAL	MAX	MW	MVAR	MVAR
1	ONE	2	1	1	1.050	.0	1.050	LOC	1	47.5	-9999.0	21.7	9999.0	.0	.0	.0
2	TWO	1	1	2	1.100	-3.3	1.100	LOC	1	25.0	-12.5	9.2	12.5	.0	.0	.0
3	THREE	0	1	0	1.001	-12.8			1	.0	.0	.0	.0	27.5	6.5	.0
4	FOUR	0	1	0	.930	-9.8			1	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0
5	FIVE	0	1	0	.919	-12.3			1	.0	.0	.0	.0	15.0	9.0	.0
6	SIX	0	1	0	.919	-12.2			1	.0	.0	.0	.0	25.0	2.5	.0

Sistema exemplo de 6 barras (TESE)
CASO BASE

RELATORIO DE DADOS DE CIRCUITO AC

DA BARRA	P/ BARRA	CIRC. P	RESIST (%)	REATAN (%)	SUSCEP (MVAR)	T A P ATUAL	MIN	MAX	ANG DEFAS	BARRA CONT.	CAPAC (MVA)	DA BARRA	P/ BARRA
1	4	1	16.00	74.00	1.407						9999.00	ONE	FOUR
1	6	2	24.60	103.60	1.983						9999.00	ONE	SIX
2	3	3	144.60	210.00	.000						9999.00	TWO	THREE
2	5	4	56.40	128.00	.000						9999.00	TWO	FIVE
4	3	5	.00	26.60	.000	.909					9999.00	FOUR	THREE
4	6	6	19.40	81.40	1.526						9999.00	FOUR	SIX
6	5	7	.00	60.00	.000	.976					9999.00	SIX	FIVE

Sistema exemplo de 6 barras (TESE)
CASO BASE

RELATORIO COMPLETO DO SISTEMA * AREA 1 *

D A D O S - B A R R A								F L U X O S - C I R C U I T O S							
DA BARRA	TENSAO	GERACAO	INJ EQV	CARGA	LINK DC	SHUNT	PARA BARRA	FLUXOS				TAP	DEFAS	TIE	
NUM.	TIPO	MOD/ ANG	MW/ MVAR	MW/ MVAR	MW/ MVAR	MW/ MVAR	NUM.	NOME	CIRC	MW	MVAR				
1	2	1.050	47.5	.0	.0	.0									
ONE		.0	21.7	.0	.0	.0	4 FOUR	1	25.41	12.70					
							6 SIX	2	22.11	9.00					
2	1	1.100	25.0	.0	.0	.0									
TWO		-3.3	9.2	.0	.0	.0	3 THREE	3	8.60	-.02					
							5 FIVE	4	16.43	9.26					
3	0	1.001	.0	.0	27.5	.0									
THREE		-12.8	.0	.0	6.5	.0	2 TWO	3	-7.71	1.30					
							4 FOUR	5	-19.71	-7.79					
4	0	.930	.0	.0	.0	.0									
FOUR		-9.8	.0	.0	.0	.0	1 ONE	1	-24.21	-8.53					
							3 THREE	5	19.71	8.99	.909				
							6 SIX	6	4.44	-.43					
5	0	.919	.0	.0	15.0	.0									
FIVE		-12.3	.0	.0	9.0	.0	2 TWO	4	-14.77	-5.50					
							6 SIX	7	-.20	-3.49					
6	0	.919	.0	.0	25.0	.0									
SIX		-12.2	.0	.0	2.5	.0	1 ONE	2	-20.79	-5.38					
							4 FOUR	6	-4.40	-.68					
							5 FIVE	7	.20	3.58	.976				

TOTAIS DA AREA 1

GERACAO	INJ EQV	CARGA	LINK DC	SHUNT	EXPORT	IMPORT	PERDAS
MW/ MVAR	MW/ MVAR	MW/ MVAR	MW/ MVAR	MVAR/ EQUIV	MW/ MVAR	MW/ MVAR	MW/ MVAR
72.5	.0	67.5	.0	.0	.0	.0	5.1
30.9	.0	18.0	.0	.0	.0	.0	13.0

Anexo 4

Opções Principais presentes na Interface Gráfica do Programa Computacional Desenvolvido

Para iniciar o programa de simulação, deve ser digitado, a partir do ambiente de trabalho do MATLAB™, "transitini", que representa o nome do arquivo de comandos do MATLAB™ que implementam o algoritmo de simulação. Na Figura A4.1, é mostrada a tela inicial do programa, apresentando o menu principal.

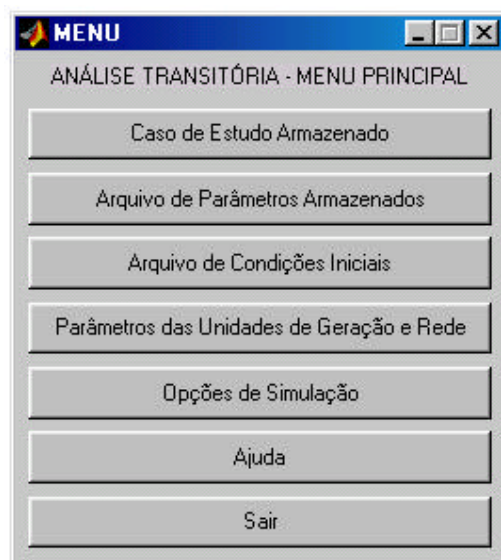


Figura A4.1- Tela inicial do programa de simulação.

A seguir são comentadas, resumidamente, cada uma das opções disponíveis a partir do menu principal do programa:

Caso de Estudo Armazenado: Permite que os resultados de um caso de estudo anteriormente armazenado em disco possam ser recuperados pelo programa, permitindo a representação das formas de ondas das diversas variáveis do sistema. Solicita como parâmetros de entrada, o nome do arquivo de dados armazenados.

Arquivo de Parâmetros Armazenados: Carrega para a memória do computador os parâmetros do sistema elétrico previamente armazenados em arquivo. Pede como entrada o nome do arquivo de dados.

Arquivo de Condições Iniciais: Permite o carregamento de dados relacionados com o cálculo das condições iniciais da rede elétrica. Também é solicitado o nome do arquivo de entrada.

Parâmetros das Unidades de Geração: Possibilita a alteração dos parâmetros das unidades de geração do sistema elétrico, previamente carregados na memória. Essa opção abre o sub-menu indicado na Figura A4.2, onde então, é possível escolher a unidade de geração

que vai ter seus parâmetros modificados. Supondo alterações na unidade síncrona nº 1, em relação à rede elétrica utilizada como exemplo é mostrada a caixa de diálogos da Figura A4.3. Caso as alterações sejam feitas no sistema eólico, é apresentada a caixa de diálogos da Figura A4.4. É possível também alterar os parâmetros da rede elétrica.

Análise Transitória - Opções de Simulação: Essa opção abre o sub-menu indicado na Figura A4.5, onde é possível escolher o tipo de perturbação que vai ser aplicada ao sistema elétrico analisado.

Ajuda: Abre um arquivo de ajuda, mostrando as opções do programa de simulação.

Sair: Finaliza a execução do programa, retornando para o *prompt* do MATLAB™.

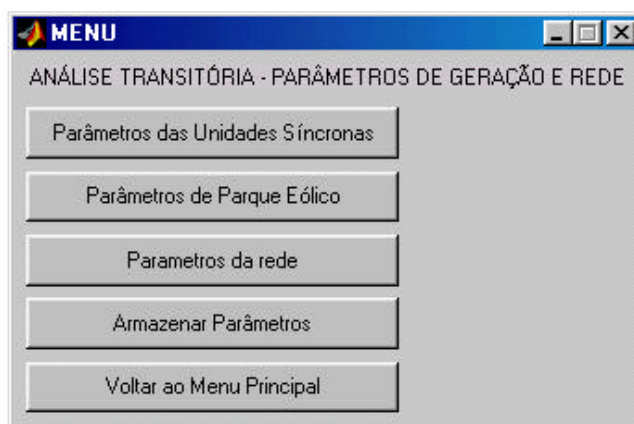


Figura A4.2 - Menu de alterações dos parâmetros das unidades geradoras.

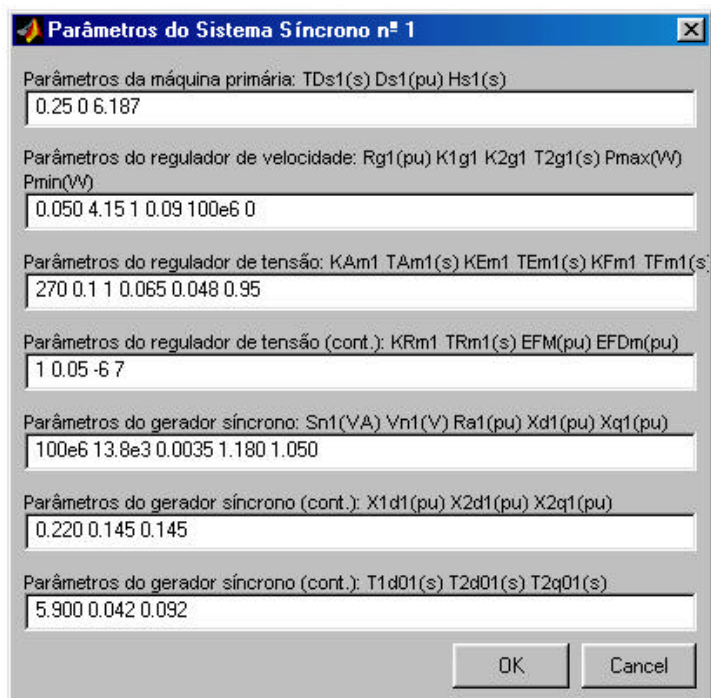


Figura A4.3 - Opções de alteração nos parâmetros do sistema síncrono nº 1

da rede elétrica exemplo.

Parâmetros do Parque Eólico

Parâmetros da turbina eólica: Nº de turbinas Raio do rotor(m)
25 27.1

Parâmetros da turbina eólica (cont.): Ha Vel. do vento(m/s) Rta par
6.300 15 69 1.225

Potência do banco de capacitores em VAR (para cada gerador):
300000

Parâmetros do gerador assíncrono: Sna(W) Vna(V) R1a(Ohm) R2a(Ohm)
1e6 690 0.0026 0.0031

Parâmetros do gerador assíncrono (cont.): X1a(Ohm) X2a(Ohm) Xma(Ohm) Nº de pólos
0.0571 0.0471 1.64 4

OK Cancel

Figura A4.4 - Opções de alteração nos parâmetros do Parque Eólico.

Em relação ao sub-menu com as opções de simulação da rede elétrica, mostrado na Figura A4.5, as opções disponíveis que podem ser consideradas nas simulações transitórias são: curto-circuito simétrico, retirada de unidades de geração síncronas, corte de carga na rede, retirada total do parque eólico, retirada parcial do parque eólico, variação na velocidade do vento, e ocorrência de rajadas.

MENU

ANÁLISE TRANSITÓRIA - OPÇÕES DE SIMULAÇÃO

Curto-Circuito Simétrico

Redução de Geração

Corte de Carga

Variação na Velocidade do Vento

Rajada de Vento

Alteração na Composição do Parque Eólico

Retirada Total do Parque Eólico

Parâmetros de Simulação

Execução

Voltar

Figura A4.5 - Opções de simulação.

Supondo, que seja escolhida a opção de simulação relacionada com a ocorrência de um curto circuito trifásico na rede, é aberto o menu da Figura A4.6. Nesse menu devem ser fornecidos o tempo de início de aplicação da perturbação na rede elétrica, o tempo final de simulação, e o intervalo de duração do curto-circuito; finalizado a entrada dos intervalos de simulação, o programa volta para a caixa de diálogos indicada na Figura A4.5.

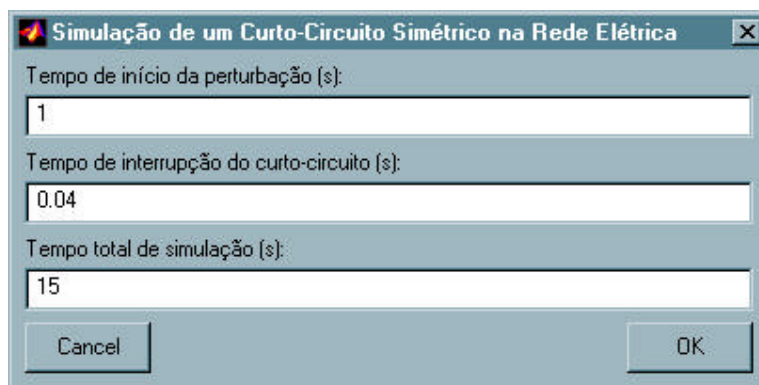


Figura A4.6 - Definição dos intervalos de simulação para a ocorrência de um curto-circuito simétrico na rede elétrica.

Acessando a opção de "Execução" no menu de opções de simulação (Figura A4.5), a simulação transitória para a opção de perturbação escolhida é inicializada. Durante as simulações o tempo decorrido é mostrado na área de trabalho do MATLAB™. O menu mostrado na Figura A4.7 é aberto quando a simulação do sistema elétrico é finalizada.

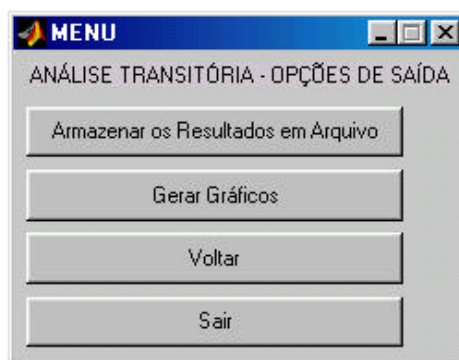


Figura A4.7 - Opções de saída do programa de simulação.

As opções associadas ao menu da caixa de diálogos indicada na Figura A4.7 são:

Armazenar os Resultados em Arquivo: Com essa opção é possível armazenar os resultados da simulação em um arquivo de saída. Pede como parâmetro de entrada o nome que vai ser associado ao arquivo de saída.

Gerar Gráficos: Permite que sejam impressos no terminal de vídeo os gráficos das variáveis do sistema elétrico. Sendo escolhido essa opção é aberto o menu indicado na Figura A4.8, a seguir.

Voltar: Retorna para o menu anterior. **/Sair:** A execução do programa é finalizada.

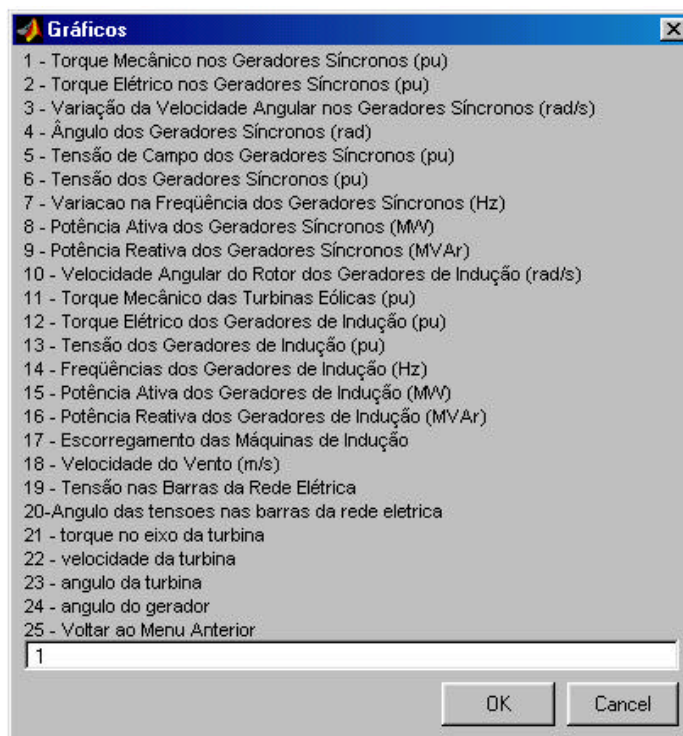


Figura A4.8- Menu de escolha para geração de gráficos.

Referências Bibliográficas

- ABDIN, E. S.; XU, W.; 2000. Control Design and Dynamic Performance Analysis of a Wind Turbine-Induction Generator Unit. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, v. 15, n. 1 (Mar.), p. 91-96.
- AKHMATOV, V.; KNUDSEN, H.; NIELSEN, A. H. 2000. Advanced Simulation of Windmills in the Electrical Power Supply. *Electric Power Systems Research*, v. 22, n. 6 (July), p. 412-434.
- ALVARADO, F.; LASSETER, R.; SANCHES, J. J.; 1983. Testing of Trapezoidal Integration with Damping for the Solution of Power Transient Problems. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, v. PAS - 102, n. 12 (Dec.), p. 3783-3790.
- ALVES, A. S. G.; 1997. *Análise do Desempenho de Rotores Eólicos de Eixo Horizontal*. Belém. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) – Centro Tecnológico, Universidade Federal do Pará, p. 127.
- ANDERSON, P. M.; 1973. *Analysis of Faulted Power Systems*. The Iowa State University Press, p. 506.
- ANDERSON, P. M.; FOUAD, A. A.; 1977. *Power System Control and Stability*. Fourth Printing. The Iowa State University Press.
- ANDERSON, P. M.; FOUAD, A. A.; 1995. *Analysis of Faulted Power Systems*. Iowa: The Iowa State University Press.
- ANDERSON, P. M.; 1999. *Power System Protection*. 1. ed. New York: IEEE PRESS, p. 1307.
- ÅSTRÖM, K. J.; HÄGGLUND, T.; 1995. *PID Controllers: Theory, Design, and Tuning*. 2ª Ed, Copyright, USA.
- ARRILLAGA, J.; ARNOLD, C. P.; 1984. *Computer Modeling of Electrical Power Systems*. John Wiley & Sons Ltd., p.419.
- BARKER, P. P.; DE MELLO, R. W.; 2000. Determining the Impact of Distributed Generation on Power Systems: Part 1- Radial Distribution Systems. *IEEE Power Technology, Inc.* p. 1645-1656.
- BASTOS, J. P. A.; 1996. *Eletromagnetismo e Cálculo de Campos*. 3. ed. Florianópolis: Editora da UFSC, p. 452.

- BAUER, P.; HAAN, S. W. H.; MEYL, C. R. et al.; 2000. Evaluation of Electrical Systems for Offshore Windfarms. In: INDUSTRY APPLICATIONS CONFERENCE (Oct. 2000: Rome, Italy). *Proceedings*. Rome, 2000. v. 3, p. 1416-1423.
- BERGEN, A. R.; VITTAL, V.; 2000. *Power Systems Analysis*. 2. ed. New Jersey: Prentice Hall.
- BEZERRA, U. H.; AMORA, M. A. B.; 2001. Assessment of the Effects of Wind Farms Connected in a Power System. In: IEEE PORTO POWER TECH CONFERENCE (Sep. 2001: Porto, Portugal). *Proceedings*. Porto, 2001. p. 6.
- BEZERRA, P.; SIMÕES, V.; 1997. Avaliação do Impacto Elétrico da Inserção de Centrais Eólicas no Sistema. CHESF. XIV SNPTEE – SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. Grupo II – Grupo de Estudo de Produção Térmica e Fontes Não Convencionais (Sep. 1997: Belém, Pará). *Anais*. Belém, 1997. p. 6.
- BISHOP, R. H.; 1997. *Modern Control Systems Analysis and Design using Matlab and Simulink*. The University of Texas at Austin: Addison Wesley.
- BOGER, M.; WALLACE, A.; 1995. Performance Capability Analysis of the Brushless Doubly-Fed Machine as a Wind Generator. In: SEVENTH INTERNATIONAL CONFERENCE ON ELECTRICAL MACHINES AND DRIVES (Sep. 1995: Durkam, UK). *Proceedings*. Durkam, 1995. p. 458-461.
- BURDEN, R. L.; FAIRES J. D.; 1997. *Numerical Analysis*. 6. ed.: Brooks / Cole Publishing, Capítulo 5.
- CARDICI, I.; ERMIS, M.; 1992. Double-output Induction Generator Operating at Subsynchronous and Supersynchronous Speed: Steady State Performance Optimization and Wind Energy Recovery. *IEE proc. B*, v. 139, n. 5, p. 429-442.
- CÁRDENAS, R.; ASHER, G. M.; RAY, W. F. et al.; 1996. Power Limitation in Variable Speed Wind Turbines With Fixed Pitch Angle. In: OPPORTUNITIES AND ADVANCES IN INTERNATIONAL POWER GENERATION (Mar. 1996: Durkam, UK). *Proceedings*. Durkam, 1996. p. 44-48.
- CARLSON, O.; GRAURES, A.; SVENSSON, J. et al. 1994. A Comparison Between Electrical Systems for Variable Speed Operation of Wind Turbines. In: EUROPEAN WIND ENERGY ASSOCIATION CONFERENCE AND EXHIBITION (EWEC'94) (Oct. 1994, Greece). *Proceedings*. Greece, 1994. p. 500-505.

- CASTRO, R. M. G.; FERREIRA, J. M.; 1996. A Wind Park Reduced-Order Model Using Singular Perturbations Theory. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, v. 11, n. 4 (Dec.), p. 735-741.
- CHEDID, R., LAWHITE, N. and ILIC, M. Simulating Dynamic Interactions of Grid-Linked Wind Turbines. *IEEE Computer Applications in Power*. 1994.
- CHAPMAN. S. J.; 1999. *Electric Machinery Fundamentals*. 3. ed. New York: McGraw-Hill Series in Electrical and Computer Engineering.
- CIDRÁS, J.; FEIJÓO, A. E. and GONZÁLEZ, C. C.; 2002. Synchronization of Asynchronous Wind Turbines. *IEEE Transaction on Power Systems*, v. 17, n. 4. (nov).
- CONNOR, B.; LEITHEAD, W. E.; 1996. Performance Assessment of Variable Speed Wind Turbines. In: OPPORTUNITIES AND ADVANCES IN INTERNATIONAL POWER GENERATION (Mar. 1996: Durkam, (UK). *Proceedings*. Durkam. p. 65-68.
- CUNHA, C.; 1993. *Métodos Numéricos para as Engenharias e Ciências Aplicadas*. Campinas: Editora da Unicamp.
- DE MELLO, F. P.; ANDERSON, P.; DOUDNA, J. H. et al. 1991. Dynamic Models for Fossil Fueled Steam Units in Power Systems Studies. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 6, n. 2 (May), p. 753-761.
- DE MELLO, F. P.; FELTES, J. W.; LASKOWSKI, T. F. et al. 1992. Simulating Fast and Slow Dynamic Effects in Power Systems. *IEEE Computer Applications in Power*, (July), p. 33-38.
- DE VRIES, E. Where to Next? Developments and trends in wind turbines. *Renewable ENERGY World*. July-August 2002, p. 63-71.
- DOMMEL, H.; 1986. *Electromagnetic Transient Program Reference Manual (EMTP theory book)*. Contract DE- AC79. Aug. 1986.
- DOMMEL, H.; COGO, J. R.; 1990. Simulation of Transients in Power Systems with Converters and Static Compensators. In: POWER SYSTEM COMPUTER CONFERENCE (Aug. 1990: Vienna, Austria). *Proceedings*. Vienna, 1990. p. 6.
- DONNELLY, M. K.; DAGLE, J. E.; TRUDNOWSKI, D. J. et al.; 1996. Impacts of the Distributed Utility on Transmission System Stability. *IEEE Transactions on Power System*, v. 11, n. 2 (May), p. 741-746.
- EDWARDS, F. V.; DUDGEON, G. J. W.; MCDONALD, J. R. et al.; 2000. Dynamics of Distribution Networks with Distributed Generation. In: POWER ENGINEERING

- SOCIETY SUMMER MEETING (2000: Seattle, USA). *Proceedings*. Seattle, 2000. p. 1032-1037.
- FEITOSA, E. A. N.; BRONZEADO, H. S.; ROSAS P. A. C.; et al; 1998. Behavior of Wind Turbines under Brazilian Wind Conditions and Their Interaction With the Grid. In: 8th INTERNATIONAL CONFERENCE ON HARMONICS AND QUALITY OF POWER ICHQP'98 (Oct. 1998: Athens Greece). *Proceedings*. Athens, 1998. p. 906-910.
- FEIJÓO A.; CIDRAS J.; CARRILLO C. 2000. A third order model for the doubly-fed induction machine. *Electric Power Systems Research*, v. 56, p. 121-127.
- FELZKY, M. A.; 1998. *Fluxos de Potência em Redes Elétricas de Distribuição na Presença de Harmônicas Causadas por Cargas Não-Lineares*. Florianópolis. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Centro Tecnológico, Universidade Federal de Santa Catarina.
- FRANCESCHETTI, N. N.; SIMÕES, M. G.; BOSE, B. K. 1999. Otimização de um Sistema de Geração de Energia Eólica Através de Controle Fuzzy. *SBA Controle & Automação*, v. 10, n. 01 (Jan., Fev., Mar., Abril), p. 48-58.
- GJENGEDAL, T.; 2001. Automatic Generation Control of Large Scale Wind Power Farms. In: IEEE PORTO POWER TECH CONFERENCE (Sep. 2001: Porto, Portugal). *Proceedings*. Porto, 2001. p.6.
- GLAUERT, H.; 1935a. *Air Plane Propellers, Aerodynamic Theory*. v. 4, Div. I, W. F. Durand, ed., Berlin: Julius Spinger.
- GLAUERT, H.; 1935b. *Air Plane Propellers, Aerodynamic Theory*. v. 6, Div. L, W. F. Durand, ed., Berlin: Julius Spinger.
- GOMES, P.; SCHILLING, M. T.; LIMA, J. W. M., et al.; 1999a. Geração Distribuída: Vantagens, Problemas e Perpectivas. In: XV SNPTEE - SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, GRUPO VII PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ELÉTRICOS, GPL/09. (Out. 1999: Foz do Iguaçu, Paraná). *Anais*. Foz do Iguaçu, 1999. p.5.
- GOMES, P.; SCHILLING, M. T.; LIMA, J. W. M., et al.; 1999b. A Influência de Produtores Independentes de Energia no Desempenho do Sistema Elétrico Brasileiro. In: XV SNPTEE - SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, GRUPO VII, GPL/08. (Out. 1999: Foz do Iguaçu, Paraná). *Anais*. Foz do Iguaçu, 1999. p.6.

- GRAINGER, J. J.; STEVENSON, JR., W. D. 1994; *Power System Analysis*. McGraw-Hill International Editions, p. 747.
- GREENWOOD A.; 1991. *Electrical Transients in Power Systems*. John Wiley & Sons, p.739.
- HAMMONS, T. J.; LAI, S. C.; 1994. Voltage Dips due to Direct Connection of Induction Generators in Low Head Hydro Electric Schemes. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, v. 9, n. 3 (Sep.), p. 460-465.
- HANSEN, A.; HELLE, L.; BLAABJERG *et al.*; 2001 Conceptual survey of Generators and Power Electronics for Wind Turbines. *Risø National Laboratory*, Roskilde, Denmark R-1205(EN), (Dec). 2001, p.5-91.
- HARRIER, E.; NORSET, S. P.; WANNER, G.; 1987. *Solving Ordinary Differential Equations I*. New York: Springer Verlag.
- HARRIER, E.; WANNER, G.; 1991. *Solving Ordinary Differential Equations II*. New York: Springer Verlag.
- HOFFMAN, R.; MUTSCHLER, P.; 2000. The Influence of Control Strategies on the Energy Capture of Wind Turbines. In: INDUSTRY APPLICATIONS CONFERENCE (Oct. 2000: Rome, Italy). *Proceedings*. Rome, 2000. v. 2, p. 886-893.
- HUNTER, R.; ELLIOT, G.; 1994. *Wind-Diesel Systems – A Guide to the Technology and Its Implementation*. 1. ed. New York: Cambridge University Press.
- HUMISTON, PILLAY, P.; FAIZ, J.; 1999. The Switched Reluctance Motor Drive for Distributed Generation. In: IEEE – AFRICON CONFERENCE (28 Sept. – 1 Oct. 1999: Cape Town, South Africa). *Proceedings*. Cape Town, 1999. v. 2, p. 669-674.
- JAHNS, T. M.; BLASKO, V.; 2001. Recent Advances. in power electronics technology for industrial and traction machine drives. *Proceedings of the IEEE*. v. 89, n. 6 (June), p. 963-975.
- JENKINS, N.; ALLAN, R.; CROSSLEY, P. *et al.*; 2000. *Embedded Generation*. United Kingdom: Copyright, p. 260.
- JONES, R.; 1997. Power Electronic Converters for Variable Speed Wind Turbines. In: IEE COLLOQUIUM ON POWER ELECTRONIC FOR RENEWABLE ENERGY (June 1997: London, UK). *Proceedings*. London, 1997. p. 1/1-1/8.
- JONES, S. R.; JONES, R.; 1993. Control Strategy for Sinusoidal Supply Side Convertors. In: IEE COLLOQUIUM ON DEVELOPMENTS IN REAL TIME CONTROL FOR INDUCTION MOTOR DRIVES, DIGEST 024. (02.: Feb. 1993: London, UK). *Proceedings*. London, 1993. p. 5/1-5/9.

- JOHNSON, G. L. 2001. *Wind Energy Systems*. Ed. Prentice Hall. Manhattam, KS.
- KARINIOTAKIS, G. N.; STAVRAKAKIS, G. S.; 1995a. A General Simulation Algorithm for the Accurate Assessment of Isolated Diesel – Wind Turbines Systems Interaction. Part I: A General Multimachine Power System Model. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, v. 10, n. 3 (Sep.), p. 577-583.
- KARINIOTAKIS, G. N.; STAVRAKAKIS, G. S.; 1995b. A General Simulation Algorithm for the Accurate Assessment of Isolated Diesel – Wind Turbines Systems Interaction. Part II: Implementation of the Algorithm and Case-Studies with Induction Generators. *IEEE Transactions on Energy Conversion*. v. 10, n. 3 (Sep), p. 584-590.
- KATO, T.; IKEUCHI, K.; 1990. Computer Analysis Method for Power Conversion Circuits Concerning Breakpoints. In: IEEE WORKSHOP ON COMPUTERS IN POWER ELECTRONICS (Aug. 1990). *Proceedings*. 1990. p. 217-232.
- KATO, T.; IKEUCHI, K.; 1991. Variable Order and Variable Step-Size Integration Method for Transient Analysis Programs. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 6, n. 1 (Feb.), p. 206-213.
- KELBER, C. and SCHUMACHER, W.; 2000. Adjustable Speed Constant Frequency Energy Generation with Cage Induction Machines. In. VSSHy 2000 - European Conference Variable Speed in Small Hydro (2000: Grenoble, France). *Proceedings*. Grenoble, 2000. p.6.
- KIMBARK, E. W.; 1956. Power System Stability, v. III: *Synchronous Machines*. John Wiley & Sons.
- KRAUSE, P. C.; WASYNCZUK, O.; SUDHOFF S. D.; 1994. *Analysis of Electric Machinery*. Piscataway, NJ: IEEE PRESS, p.564.
- KUNDUR, P.; 1994. *Power System Stability and Control*. USA. EPRI - Electric Power Research Institute: McGraw-Hill.
- LEÓN, F.; OOI, B. T.; 2001. Damping Power System Oscillations by Unidirectional Control of Alternative Power Generation Plants. In: POWER ENGINEERING SOCIETY WINTER MEETING (28, Jan. – 1, Feb.: Columbus, OH, USA). *Proceedings*, 2001. Columbus. v. 2, p. 747-752.
- LEONHARD, W. 1990. *Control of Electrical Drives*. 1^a ed. Germany, Berlin: Springer Verlag, p. 360.
- LEONHARD, W. 1996. *Control of Electrical Drives*. 2^a ed. Germany, Berlin: Springer Verlag, p. 414.

- LIPO, T. A.; MARSH, R.; CHRENKO, R. et al.; 1997. Direct-Drive Wind Turbine Feasibility Study, Survey of Turbine Technologies. In: AIAA CONFERENCE (5.: Jan. 1997: Reno, NV). *Proceedings*. Reno, 1997. p. 6.
- LIPO, T. A.; HUANG, S.; LUO, J.; 1997. Analysis and evaluation of the Transverse Flux Circumferential Current Machine. In: INDUSTRY APPLICATIONS CONFERENCE. IEEE-IAS ANNUAL MEETING (Oct. 1997: New Orleans, LA, USA). *Proceedings*. New Orleans, 1997. v.1, p. 378-384.
- LIU, C. C.; CHANG, C. H. K.; HSIAO, Y. T.; 1988. A Fast Decoupled Method for Time Domain Simulations of Power Electronics. In: IEEE – POWER ELECTRONICS SPECIALISTS CONF. REC. (1988). *Proceedings*, 1988 p. 748-755.
- LOPES, J. A. P.; VASCONCELOS, H., SANTOS, R. L.; 1999. Estudos de Impacto Eléctrico da Integração de Produção Eólica Adicional nas redes Eléctricas da República de Cabo Verde-Caso de Santiago. In: 4º ENCONTRO LUSO BRASILEIRO DE PLANEJAMENTO E EXPLORAÇÃO DE REDES DE ENERGIA ELÉTRICA - ELAB'99 (1999: Rio de Janeiro, Brasil). *Anais*. Rio de Janeiro. ST 5-5, p. 259-270.
- LYRA, R. O. C.; SILVA, S. R.; CORTIZO, P. C.; 1999. Direct and Indirect Flux Control of an Isolated Induction Generator. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON POWER ELECTRONICS AND DRIVE SYSTEMS (21.: Feb. 1995: Singapore). *Proceedings*. Singapore, 1995. v.1, p. 140-145.
- MACHMOUM, M.; LE DOEUFF, R.; SARGOS, F. M.; 1992. Steady State Analysis of a Double Fed Asynchronous Machine Supplied by a Current Controlled Cycloconverter in the Rotor. *IEE Proc. B*, v. 139, n. 2, p. 114-122.
- MACHOWSKI, J.; BIALEK, J. and BUMBY.; 1998. *Power System Dynamics and Stability*. John Wiley & Sons, New York, p. 443.
- MAGUIRE, T. L.; GOLE, A. M.; 1991. Digital Simulation of Flexible Topology Power Electronic Apparatus in Power Systems. *IEEE Transactions Power delivery*, v. 6, n. 4 (Oct.), p. 1831-1840.
- MANZONI, A.; 1996. *Desenvolvimento de um Módulo Dinâmico para Simuladores de Ensino e Treinamento em Sistemas de Energia Elétrica Usando Programação Orientada a Objetos*. Florianópolis. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Centro Tecnológico, Universidade Federal de Santa Catarina.
- MARTI, J. R.; LIN, J.; 1989. Suppression of Numerical Oscillations in the EMTP. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 4, (May), p. 739-747.

- MITSUTOSHI, Y.; MOTOYOSHI, O.; 1991. Active and Reactive Power Control for Doubly Fed Wound Rotor Induction Generator. *IEE Trans. Power Electronic*, v. 6, n. 4, p. 624-629.
- MORA, E. S.; OLIVARES., T. I. A.; VEGA, D. R. et al.; 2002. The effect of Induction Generators on Transient Stability of a Laboratory Electric Power System. *Electric Power Systems Research*. v. 61, p. 211-219.
- MOHAN, N.; UNDELAND, T. M.; ROBBINS, W. P.; 1995. *Power Electronics: Converters, Applications and Design*. 2. ed. USA: John Wiley & Sons, Inc.
- MONTICELLI, A. J.; 1983. *Fluxos de Carga em Redes de Energia Elétrica*. Edgard Blücher LTDA.
- MOHAN, N.; ROBBINS, W. P. et al.; 1994. Simulation of Power Electronic and Motion Control Systems- An Overview. *Proceedings of the IEEE*, v. 82, n 8 (Aug.), p. 1287-1302.
- MULJADI, E.; BUTTERFIELD, C. P.; 2001. Pitch- Controlled Variable-Speed Wind Turbine Generation. *IEEE Transactions on Industry Applications*, v. 37, n 1 (Jan.), p. 240-246.
- MULLER, S.; DEICKE, M.; DE DONKER, R. W.; 2000. Adjustable Speed Generators for Wind Turbines based on Doubly-Fed Induction Machines and 4-Quadrante IGBT Converters Linked to the Rotor. In: INDUSTRY APPLICATIONS CONFERENCE (Oct. 2000: Rome, Italy). *Proceedings*. Rome. v. 4, p. 2249-2254.
- MULLER S., DEICKE M., De Doncker R.W.; 2002. Doubly fed induction generator systems for wind turbines, *IEEE Industry Applications Magazine*, v. 8 (3), p. 26 –33, May-June.
- NILSSEN, R.; MO, O.; 1990. KREAN, a New Simulation Program for Power Electronics. In: POWER ELECTRONIC SPECIALISTS CONFERENCE, 1990. PESC'90 REC. (June, 1990: San Antonio, Texas, USA). *Proceedings*. San Antonio, Texas. 1990. p. 506-511.
- NOVAK, P.; EKELUND, T.; JOVIK, I. et al.; 1995. Modeling and Control of Variable-Speed Wind-Turbine Drive-System Dynamics. *IEEE Control Systems Magazine*, v. 15, n. 4 (Aug.), p. 28-38.
- NUNES, M. V. A.; 1996. *Coordenação Eletroenergética de um Sistema Autônomo Eólico-Diesel-Bateria Para o Atendimento de Pequenas Demandas*. Belém. Dissertação

- (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Centro Tecnológico, Universidade Federal do Pará, p. 151.
- NUNES, M. V. A.; BEZERRA U. H.; 1999. Análise do Comportamento do Gerador Assíncrono Auto-Excitado Acoplado a uma Turbina Eólica na Presença de Cargas Indutivas. In: XV SNPTEE - SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, Grupo II de Produção Térmica e Fontes não Convencionais. (Out. 1999: Foz do Iguaçu, Paraná). *Anais*, 1999. Foz do Iguaçu. p. 1-6.
- NUNES, M. V. A.; BEZERRA U. H.; 2000a. Regulação de Tensão de Baixo Custo para Geradores de Indução Auto-Excitados. *Revista Eletricidade Moderna*, São Paulo – Brasil, (Jan.), p. 146-161.
- NUNES, M. V. A.; BEZERRA U. H.; 2000b. Compensación Capacitiva en Serie para Regulación de Tensión de un Generador de Inducción Acoplado a una Turbina Eólica. *Revista Información Tecnológica*, La Serena – Chile, v. 11, n. 1 (Jan./Fev.), p. 117-122.
- NUNES, M. V. A.; ZÜRN H. H.; BEZERRA U. H.; 2002a. Inclusão do Modelo de duas Massas na Análise da Estabilidade Dinâmica de Sistemas Eólicos Integrados a Redes Elétricas. In: XIV – CONGRESSO BRASILEIRO DE AUTOMÁTICA.. (2 a 5 de setembro 2002: Natal – RN). *Anais*. Natal, 2002. p.1194-1199.
- NUNES, M. V. A.; ZÜRN H. H.; BEZERRA U. H.; 2002b. Use of Blade Angle Control to Improve the Voltage Stability in the Failure Events. In: IEEE 3rd MEDITERRANEAN CONFERENCE ON POWER GENERATION, TRANSMISSION, DISTRIBUTION AND ENERGY CONVERSION- MED POWER 2002 CONFERENCE. National Technical University of Athens, IEE Hellas (4-6 Nov. 2002: Athens, Greece). *Proceedings*. Athens, 2002. p. 6.
- NUNES, M. V. A.; ZÜRN H. H.; BEZERRA U. H.; 2003a. Transient Stability Margin of Variable Versus Fixed Speed Wind Systems in Electrical Grids. 2003 IEEE-BOLOGNA POWER TECH CONFERENCE (23th – 26th June. Bologna, Italy). *Proceedings*. Bologna, 2003. p. 7.
- NUNES, M. V. A.; LOPES, J. A. P. L.; ZÜRN H. H. *et al.* 2003b. Influence of the Variable Speed Wind Generators in Transient Stability Margin of the Conventional Generators Integrated in Electrical Grids. Artigo Aceito para Publicação na *IEEE – Transactions on Energy Conversion*. 2003.

- OUHROUCHE, M. A.; DO X. D.; LÊ Q. M. et al.; 1998. EMTP Based Simulation of a Self-Excited Induction Generator After its Disconnection From the Grid. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, v. 13, n. 1 (Mar.), p. 7-13.
- ONG, C. M.; 1998. *Dynamic Simulation of Electric Machinery using MATLAB/SIMULINK*. Prentice Hall Ptr, New Jersey, p. 614.
- PAOR, A. M.; 1982. Aerodynamic Design of Optimum Wind Turbines. *Applied Energy*, v. 12, p. 221-228.
- PAPADOPOULOS, M. P.; PAPATHANASSIOUS, S. A. 1999. Dynamic Behavior of Speed Wind Turbines under Stochastic Wind. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, v. 14, n. 4 (Dec.), p. 1617-1623.
- PAPATHANASSIOUS, S. A.; VOKAS, G. A.; PAPADOPOULOS, M. P.; 1995. Use of Power Electronic Converters in Wind Turbines and Photovoltaic Generators. In: INTERNATIONAL SYMPOSIUM ON INDUSTRIAL ELECTRONICS – ISIE’95 (10-14 July 1995: Athens, Greece). *Proceedings*. Athens, 1995. v.1, p. 254-259.
- PAPATHANASSIOUS, S. A.; PAPADOPOULOS, M. P.; 2001. Mechanical Stresses in Fixed-Speed Wind Turbines due to Network Disturbance. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, v. 16, n 4 (Dec.), p. 361-367.
- PAULON, J. G. R.; NETO, J. M. M.; 1999. Panorama das Pequenas Centrais Hidrelétricas no Brasil. In: 4° ENCONTRO LUSO BRASILEIRO DE PLANEJAMENTO E EXPLORAÇÃO DE REDES DE ENERGIA ELÉTRICA - ELAB’99 (1999: Rio de Janeiro, Brasil). *Anais*, 1999. Rio de Janeiro. ST 5-6, p. 271-280.
- PAVELLA, M. and MURTHY, P. G.1994. Transient Stability of Power Systems: *Theory and Practice*. John Wiley & Sons, New York, p. 396.
- PENA, R.; CLARE, J. C.; ASHER, G. M.; 1996. Doubly Fed Induction Generator using Back-to-Back PWM Converters and its Applications to Variable-Speed Wind-Energy Generation. *IEE Proc.-Electr. Power Appl.*, v. 143, n 3 (May), p 231-241.
- PEDERSEN, J. K.; AKKE, M.; POULSEN, N. K.; et al.; 2000. Analysis of Wind Farm Islanding Experiment. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, v. 15, n. 1 (Mar.), p. 110-115.
- POWER, H.; 1980. A Simulation Model for Wind Turbines. *Applied Energy*, n. 6, p. 395-399.
- PRATAP, R.; 1999. *MATLAB 5, A Quick Introduction for Scientists and Engineers*. New York: Oxford University Press.

- PRESS, W. H.; FLANNERY, B. P.; TEUKOLSKY, S. A. *et al.*; 1990. Numerical Recipes: *The Art of Scientific Computing (FORTRAN Version)*. New York: Cambridge University Press.
- PRESS, W. H.; FLANNERY, B. P.; TEUKOLSKY, S. A. *et al.*; 1992. Numerical Recipes in C++: *The Art of Scientific Computing*. 2. ed. New York: Cambridge University Press.
- PRICE, W. W.; CHIANG, H. D.; CONCORDIA, C. *et al.*; 1993. Load Representation for Dynamic Performance Analysis. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 8, n 2 (May), p. 472-482.
- RASHID, M. H.; 1999. *Eletrônica de Potência. Circuitos, Dispositivos e Aplicações*. São Paulo: Makron Books.
- REGUSE, W.; 1999. Panorama Atual da Utilização da Energia Elétrica: In: *Fontes não-convencionais de energia: as tecnologias solar e eólica e de biomassa*. Organização e edição de Alexandre de A. Montenegro, 2^a ed. Florianópolis: Editora da UFSC. p. 47-67.
- RABELO, B.; HOFMANN, W.; 2000. Optimised Power Flow on Doubly-Fed Induction Generators for Wind Power Plants. PEMS'2000 (2000: Kosike, Slowakien). *Proceedings*. Kosike, 2000. p. 275-282.
- RABELO, B.; HOFMANN, W.; 2001. Optimal Active and Reactive Power Control with the Doubly-Fed Induction Generator in the MW- Class Wind-turbines. In: IEEE PEDS (2001: Indonesia). *Proceedings*. Indonesia, 2001. p. 53-58.
- RIDLEY, R.; 1993. New Simulation Techniques for PWM Converters. In: APEC'93 (Mar., 1993: San Diego, CA, USA). *Proceedings*. San Diego, 1993. p. 517-523.
- ROCHA, N.; SCHULTZ, D.; SUGAI, M. *et al.*; 1999. Estabilização Sazonal da Oferta de Energia Através da Complementaridade entre os Regimes Hidrológico e Eólico. In: XV SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica (Out. 1999: Foz do Iguaçu, Paraná).
- RODRÍGUEZ, J. M.; FERNÁNDEZ, J. L.; BEATO, D. *et al.* 2002. Incidence on Power System Dynamics of High Penetration of Fixed Speed and Doubly Fed Wind Energy Systems: Study of the Spanish Case. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 17, n. 4. nov, p. 1089-1095.
- SAADAT, H; 1999. *Power System Analysis*. McGraw-Hill Series in Electrical and Computer Engineering, p. 690.

- SACCOMANDO, G.; SVENSSON, J. and SANNINO, A. 2002. Improving Voltage Disturbance Rejection for Variable-Speed Wind Turbines. *IEEE Transactions on Energy Conversion*. v. 17 n. 3 (Set.).
- SAUER, P. W.; PAI, M. A.; 1998. *Power System Dynamics and Stability*. New Jersey: Prentice Hall, p. 357.
- SCHULTZ, D. J.; DO AMARANTE O. A. C.; BITTENCOURT R. M. *et al.*; 2001. Wind /Hydro Complementary Seasonal Regimes in Brazil. *DEWI Magazin*, n. 19 (Aug.), p. 79-86.
- SILVA S. R.; MIRANDA M S.; LYRA R. O. C.; 1999. An Alternative Isolated Wind Electric Pumping System Using Induction Machines. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, v. 14, n. 4 (Dec.), p. 1611-1616.
- SILVA, S.R.; MEDEIROS, N.A.; CARDOSO FILHO, B.J.; BARBOSA, A.L.B.; COSTA, H.F. F.; 1999. Qualidade de energia elétrica gerada em usinas eólicas: Uma avaliação; In: III SEMINÁRIO BRASILEIRO SOBRE QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA; (1999: Brasília, BR). *Anais*; Brasília, 1999. v.1; p.422-427.
- SILVA, S.R.; 1988; *Sistema Eólico de Geração de Energia Elétrica*; Tese de Doutorado; CPGEE/UFPb, novembro, Campina Grande/PB; p.188
- SILVEIRA, M. A. N.; MELLO, J. C. O.; SILVA, A. M. L.; 1999. Avaliação do Impacto de Produtores Independentes na Confiabilidade de Sistemas de Transmissão e Geração. In: XV SNPTEE - SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, Grupo VII Planejamento de Sistemas Elétricos, GPL/12 (Out. 1999: Foz do Iguaçu, Paraná). *Anais*, 1999. Foz do Iguaçu. p. 6.
- SIMÕES COSTA, A., BARREIROS, J. A, SILVA, A. S. E.; 1997. A Self-Tuning Generalized Predictive Power System Stabilizer. *International J. of Electrical Power and Energy Systems*, Oxford, UK, v.20, n.3, p.213-219.
- SIMÕES COSTA, A., FLORES, G. H., CARLSON, R., SADOWISKI, N. A Modal Mathematical Formulation for Evaluating Torsional Stresses on Turbine-Generator Shafts Due to Network Fault Switchings In: II Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação Elétrica (1989: São Paulo, SP). *Anais*, 1989. São Paulo.
- SLOOTWEG, J. G.; POLINDER, H.; KLING, W. L.; 2001a. Initialization of Wind Turbines Models in Power Systems Dynamics Simulations. In: IEEE PORTO POWER TECH CONFERENCE (Sep. 2001: Porto, Portugal). *Proceedings*, 2001. Porto. p. 6.

- SLOOTWEG, J. G.; POLINDER, H.; KLING, W. L. *et al.*; 2001b. Modeling Wind Turbines in Power System Dynamics Simulations. In: POWER ENGINEERING SOCIETY SUMMER MEETING (15-19 July 2001). *Proceedings*, 2001. v. 1, p. 22-26.
- SLOOTWEG, J. G.; POLINDER, H.; KLING, W. L.; 2001c. Dynamic Modeling of a Wind Turbine with Direct Drive Synchronous Generator and Back to back Voltage Source Converter and its Controls. *European Wind Energy Conference and Exhibition*. Copenhagen, Denmark, July 2-6.
- SLOOTWEG, J. G.; DE HAAM, S. W. H.; POLINDER, H *et al.*; 2002. Aggregated Modelling Turbines in Power System Dynamics Simulations. In: 14th. PSCC. (24-28. June 2002 Sevilla-Spain). *Proceedings*, 2002. Sevilla. p.6.
- SOUZA, C. L.; NETO L. M.; GUIMARÃES, G. C.*et al.*; 2001a. Análise da Estabilidade de Sistemas de Potência Empregando Geradores de Indução Equipados com Reguladores de Velocidade. In: IX ENCONTRO REGIONAL LATINO AMERICANO DA CIGRÉ, COMITÊ 38 (Maio 2001a: Foz do Iguaçu – Paraná). *Anais*. Foz do Iguaçu. p. 1-6.
- SOUZA, C. L.; NETO L. M.; GUIMARÃES, G. C.*et al.*; 2001b. Power System Transient Stability Analysis Including Synchronous and Induction Generators. In: IEEE PORTO POWER TECH CONFERENCE. (Sep. 2001b: Porto, Portugal). *Proceedings*. Porto. p.6.
- STAGG, G. W.; EL-ABIAD, A. H.; 1979. *Computação Aplicada a Sistemas de Geração e Transmissão de Potência*. Guanabara Dois.
- SØRENSEN, P.; HANSEN, A.; JANOSI, L. *et al.*; 2001 Simulation of Interaction between Wind Farm and Power System. *Risø National Laboratory*, Roskilde, R-1281(EN), p.3-55, Dec. 2001.
- STEVENSON, W. D.; 1978. *Elementos de análise de Sistemas de Potência*. São Paulo: McGraw-Hill do Brasil.
- SUBRAHMANYAM, V.; 1994. *Electric Drives, Concepts and Applications*. 1^a ed. McGraw-Hill Publishing Company Limited.
- SVENSSON, J. 1998. *Grid Connected Voltage Source Converter- Control Principles and Wind Energy Applications*. Göteborg, Sweden. (Tese de Doutorado- Department of Electric Power Engineering), Chalmers University of Technology.
- TAKAHASHI, R.; TAMURA. J.; TADA, Y. *et al.*; 2002. A Model Derivation of an Adjustable Speed Generator and Its Excitation Control System. In: 14TH PSCC. (24-28. June 2002 Sevilla-Spain). *Proceedings*, 2002. Sevilla. p. 1-6.

- TAMURA, J.; YAMAZAKI, T.; UENO M.; 2001. Transient Stability Simulation of Power System Including Wind Generator by PSCAD/EMTDC. In: IEEE PORTO POWER TECH CONFERENCE (Sep. 2001: Porto, Portugal). *Proceedings*, 2001. Porto. p. 6.
- TAPIA, A.; TAPIA, G.; OSTOLAZA, J. X. *et al.*; 2001a. Reactive Power Control of a Wind Farm made up with Doubly Fed Induction Generators (I). In: IEEE PORTO POWER TECH CONFERENCE (Sep. 2001: Porto, Portugal). *Proceedings*. Porto. p. 6.
- TAPIA, A.; TAPIA, G.; OSTOLAZA, J. X. *et al.* 2001b. Reactive Power Control of a Wind Farm made up with Doubly Fed Induction Generators (II). In: IEEE PORTO POWER TECH CONFERENCE (Sep. 2001: Porto, Portugal). *Proceedings*, 2001. Porto. p.6.
- UTURBEY, W.; SIMOES COSTA, A. J. A.; 2002. Optimal Power Flow with Inter-Temporal Constraints as an Aiding Tool for Demand-Side Management. *IEE Proceedings*, UK, v.149, n. 1 (Jan.), p. 37 –43.
- VAZ, P. 1992. *Electrical Machines and Drives: A Space-Vector Theory Approach*. Clarendon Press. Oxford, p. 808.
- VAZ, P. 1998. *Sensorless Vector and Direct Torque Control*. Oxford Science Publications.
- VITERNA, L. A.; CORRIGAN, R. D.; 1981. Fixed Pitch Rotor Performance of Large Horizontal Axis Wind Turbines. In: WORKSHOP ON LARGE HORIZONTAL AXIS WIND TURBINE (1981: Cleveland, OH). *Proceedings*, 1981. Cleveland. p. 69-85.
- WAN, Y. H.; MULJADI, E.; BUTTERFIELD, C. P.; 1999. Axial - Flux Modular Permanent Generator with a Toroidal Winding for Wind-Turbine Applications. *IEEE Transactions on Industry Applications*, v. 35, n. 4 (Jul./Aug.), p. 831-836.
- WIIK, J.; GJERDE, J. O.; GJENGEDAL, T.; 2000. Impacts from Large Scale Integration of Wind Farms into Weak Power Systems. In: POWERCON (2000: Perth, Australia). *Proceedings*. v. 1, p. 49-54.
- WILSON, R. E.; LISSAMAN, P. B. S.; 1974. *Applied Aerodynamics of Wind Power Machines*. Oregon State University. Report n. NSF-RA-N-74-113.
- WINDENERGIE (2001) {online}. Available:<http://www.wind-energie.de/informationen>
- ZHANG, L.; WATTHANASARN, C.; SHEPHERD, W.; 1997. Applications of a Matrix Converter for the Power Control of a Variable-Speed Wind-Turbine Driving a Doubly-Fed Induction Generator. In: INDUSTRIAL ELECTRONICS, CONTROL AND INSTRUMENTATION (IECON) (Nov. 1997: New Orleans, LA, USA). *Proceedings*, 1997. New Orleans. v. 2, p. 906-911.