Universidade de São Paulo
Escola de Engenharia de São Carlos
Departamento de Engenharia Elétrica

CESAR AUGUSTO MOREIRA AMÊNDOLA

**“Contribuição ao Estudo de Aerogeradores de Velocidade e Passo Variáveis
com Gerador Duplamente Alimentado e Sistema de Controle Difuso”**

Tese apresentada à Escola de Engenharia de São Carlos, da Universidade de São Paulo, como parte dos requisitos para a obtenção do título de Doutor em Engenharia Elétrica.

Área de concentração: Engenharia Elétrica

Orientador: Prof. Dr. Diógenes Pereira Gonzaga

São Carlos, 2007

AUTORIZO A REPRODUÇÃO E DIVULGAÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTES
TRABALHOS, POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO,
PARA FINS DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

Ficha catalográfica preparada pela Seção de Tratamento
da Informação do Serviço de Biblioteca – EESC/USP

A511c	<p>Amêndola, César Augusto Moreira Contribuição ao estudo de aerogeradores de velocidade e passo variáveis com gerador duplamente alimentado e sistema de controle difuso / César Augusto Moreira Amêndola ; orientador Diógenes Pereira Gonzaga. -- São Carlos, 2007.</p> <p>Tese (Doutorado-Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e Área de Concentração Sistemas Elétricos de Potência) -- Escola Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, 2007.</p> <p>1. Fontes alternativas de energia. 2. Energia eólica. 3. Controle de captação de turbinas. 4. Controle vetorial de velocidade. 5. Geradores de indução duplamente alimentados. 6. Controle difuso. I. Título.</p>
-------	---

FOLHA DE JULGAMENTO

Candidato: Engenheiro **CESAR AUGUSTO MOREIRA AMENDOLA**

Tese defendida e julgada em 05/10/2007 perante a Comissão Julgadora:

Prof. Associado **DIÓGENES PEREIRA GONZAGA (Orientador)**
(Escola de Engenharia de São Carlos/USP)

APROVADO

Prof. Dr. **JOSÉ ÂNGELO CAGNON**
(Universidade Estadual Paulista "Julio de Mesquita Filho"/UNESP-Campus de Bauru)

APROVADO

Prof. Dr. **JOSÉ ROBERTO BOFFINO DE ALMEIDA MONTEIRO**
(Escola de Engenharia de São Carlos/USP)

APROVADO

Dr. **PAULO ESTEVÃO CRUVINEL**
(Empresa Brasileira de Pesquisa Agropecuária/EMBRAPA)

APROVADO

Prof. Titular **YARO BURIAN JUNIOR**
(Universidade Estadual de Campinas/UNICAMP)

APROVADO

Prof. Associado **GERALDO ROBERTO MARTINS DA COSTA**
Coordenador do Programa de Pós-Graduação em
em Engenharia Elétrica e
Presidente da Comissão de Pós-Graduação da EESC

Dedico este trabalho à Tatiana, minha amada esposa, pela sua atenção constante, dedicação incansável e paciência ilimitada ao longo das intermináveis horas de estudo. E, em especial, pelo amor, carinho e incentivo que me iluminaram ao longo dos períodos mais turbulentos.

Dedico também ao Leonardo, meu filho, por nos ensinar a fazer muito mais em muito menos tempo e pela sua presença alegre e sorridente que nos revigora todos os dias.

AGRADECIMENTOS

A Deus, por ter me dado forças para superar todos os obstáculos.

A minha esposa Tatiana, pelo inestimável amparo em todas as ocasiões e nas mais variadas demandas, todos os dias, durante todos estes anos.

Ao Professor Doutor Diógenes Pereira Gonzaga, pela excelente orientação fornecida durante a elaboração deste trabalho, pela confiança em mim depositada e pelos inúmeros socorros prestados com o envio de referências bibliográficas, com as traduções e revisões dos artigos, com as inscrições em congressos e com as impressões dos exemplares.

Aos Professores Azauri Albano de Oliveira Junior e José Ângelo Cagnon, pelas valiosas contribuições feitas na ocasião do Exame de Qualificação.

Ao Departamento de Engenharia Elétrica da Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, pela oportunidade de realização do curso de doutorado.

Aos demais professores e funcionários do Departamento de Engenharia Elétrica da Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo e a todos aqueles que, direta ou indiretamente, contribuíram para a realização deste trabalho.

“É muito melhor arriscar coisas grandiosas, alcançar triunfo e glória, mesmo expondo-se à derrotas, do que formar fila com os pobres de espírito, que nem gozam muito, nem sofrem muito, porque vivem nesta penumbra cinzenta, que não conhecem vitória nem derrota”.

Franklin Roosevelt

RESUMO

AMÊNDOLA, C. A. M. **Contribuição ao estudo de aerogeradores de velocidade e passo variáveis com gerador duplamente alimentado e sistema de controle difuso.** 2007. 216p. Tese (Doutorado) – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2007.

A captação eficaz da energia eólica ocorre por meio de turbinas de três pás com ângulo de passo e velocidade de rotação ajustáveis, sendo o ajuste do ângulo de passo utilizado para limitar a captação de energia na ocorrência de ventos muito fortes e o ajuste da velocidade de rotação utilizado para maximizar a captação da energia cinética dos ventos fracos. Neste regime de operação, o gerador deve converter a energia mecânica de entrada, caracterizada por velocidade de rotação e conjugado variáveis, em energia elétrica de saída nos padrões da rede elétrica a que estão conectados, caracterizada por tensão de valor eficaz e frequência constantes. No presente trabalho, a conversão eletromecânica de energia é realizada por um gerador de indução duplamente alimentado, excitado pelos enrolamentos rotóricos por meio de um conversor eletrônico. O comportamento estocástico dos ventos e as não linearidades significativas da turbina eólica e do gerador motivaram a utilização de controladores difusos, elaborados de acordo com a seguinte metodologia: A base de regras foi estabelecida a partir dos princípios físicos e da dinâmica desejada para o sistema em malha fechada; as funções de pertinência de entrada foram distribuídas de maneira a garantir uma maior sensibilidade nas regiões próximas ao valor de referência; a distribuição das funções de pertinência de saída proporciona um aumento significativo da intensidade da ação de controle conforme a saída do sistema se afaste do valor de referência; e, a sintonia fina foi feita pelo dimensionamento dos universos de discurso de maneira a garantir a estabilidade do sistema em malha fechada e a dinâmica desejada para a variável controlada. Os resultados das simulações computacionais de variações em degrau nos valores de referência, tanto da velocidade de rotação quanto da potência reativa, demonstram dinâmica estável, sem *overshoot* ou erro de regime permanente. Destaca-se que, em relação ao estado-da-arte, o controlador difuso da velocidade de rotação proporciona uma dinâmica semelhante, mas com uma ação de controle desprovida de transitórios e picos 65% menores e o controlador difuso de potência reativa impõe uma resposta 64% mais rápida. Os resultados de simulações computacionais de regimes reais de ventos ilustram as atuações do sistema de controle, no ângulo de passo e na velocidade de rotação da turbina, para proporcionar ao aerogerador uma operação suave e estável sob diversos regimes de vento, desde os mais fracos até os mais intensos e turbulentos.

Palavras-Chave: Fonte alternativa, energia eólica, controle de captação de turbinas, controle vetorial de velocidade e de reativos de geradores de indução duplamente alimentados, Controle difuso.

ABSTRACT

AMÊNDOLA, C. A. M. **Contribution to the study of fuzzy control applied to variable-speed variable-pitch wind generators with double-fed induction generator.** 2007. 216p. Thesis (Doctoral) – Engineering School of São Carlos, University of São Paulo, São Carlos, 2007.

The efficient capture of aeolic-energy occurs by means of three blades turbines with adjustable pitch-angle and angular-speed. The pitch-angle adjustment is utilized to limit the aeolic-energy capture when occur very strong winds and, the angular speed adjustment is utilized to maximize the capture of kinetic energy of weak winds. In this mode of operation the generator must convert the input mechanical energy, which is characterized by variable angular speed and variable torque, in the output electrical energy that must obey the standards of the electrical network with constant RMS-voltage and frequency, where the aeolic-generator is connected. In this work the electromechanical energy conversion is done by one double-fed induction generator excited by means of an electronic converter applied to the rotor winding. The air masses complex dynamics, the wind regime stochastic nature, and the turbine and generator non-linear behavior motivated the use of the fuzzy controllers, elaborated in agreement with the following methodology: The rule base was established from the system's physical principles and from the desired closed loop dynamics; the input membership functions was distributed so that ensure a bigger sensibility in the regions near the reference value; the output membership functions distribution provide a control action significant increase as the systems output move away from the reference value; and, the fine tuning was made via scaling universes of discourse. The computer simulation's results of the, rotational speed and reactive power, reference values step, demonstrated stable dynamics, without overshoot or steady state error. It is emphasize that, in relation to state-of-art, the fuzzy speed controller provide similar dynamic, but with a control action without transients and peaks 65% smaller and the fuzzy reactive power controller impose a 64% faster response. Some computer simulations of the wind real regime show the pitch-angle and turbine angular speed reactions so that to supply the wind generator with a soft and stable operation, from the weak winds up to the most strong and turbulent winds.

Keywords: Alternative source; aeolic-energy; turbine capture control; vectorial control of speed and reactive power of double-fed induction generators, fuzzy control.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1.1	– Fotos de cata-ventos multipás	27
Figura 1.2	– (a) Aerogerador de grande porte. (b) Usina eólica <i>offshore</i> (mar adentro)	29
Figura 1.3	– Distribuição mundial dos 53000[TWh/ano] de energia eólica	30
Figura 1.4	– Evolução do custo da geração eólica desde 1980 até 2005.....	30
Figura 1.5	– Comparativo do custo de geração de outras fontes alternativas em relação à eólica.....	31
Figura 1.6	– Comparativo do custo de geração de fontes convencionais em relação à eólica.....	31
Figura 1.7	– Custos ambientais associados à geração de energia elétrica por diversas fontes.....	32
Figura 1.8	– Custo do kilowatt-hora gerado por usinas eólicas de diferentes capacidades instaladas para três valores diferentes de velocidade média anual do vento	33
Figura 1.9	– Emissões de gases poluentes causadas por combustíveis fósseis ...	34
Figura 1.10	– Distribuição do número de fatalidades ocorridas com aves em regiões antrópicas tomadas sobre um total de 10.000, onde menos de 0,01% são atribuídas a aerogeradores.....	35
Figura 1.11	– Nível de ruído sonoro emitido por aerogeradores e outras fontes ..	36
Figura 1.12	– Consumo de água das principais usinas convencionais, solar e eólica	37
Figura 1.13	– Exemplos de aproveitamento da área ocupada pela usina eólica com atividades rurais: (a) Ovinocultura. (b) Bovinocultura e (c) Agricultura	37
Figura 1.14	– Evolução da capacidade eólio-elétrica instalada ao final de 2006..	40
Figura 1.15	– Distribuição geográfica da capacidade eólio-elétrica instalada ao final de 2006.....	41
Figura 1.16	– Estimativa da demanda mundial por energia elétrica e de sua taxa de crescimento	42

Figura 1.17	– Estimativa da produção mundial das fontes eólicas, de sua taxa de crescimento e de sua participação na demanda mundial de energia elétrica.....	43
Figura 1.18	– Estimativa da evolução da capacidade instalada	44
Figura 1.19	– Estimativa do investimento necessário em fontes eólicas	44
Figura 1.20	– Estimativa do custo de geração das fontes eólicas	45
Figura 1.21	– Estimativa da criação de empregos no setor da geração eólica.....	46
Figura 1.22	– Estimativa da redução da emissão de dióxido de carbono (CO ₂) devido às fontes eólicas	47
Figura 2.1	– Temperatura da superfície das águas dos oceanos, registradas pelo satélite MODIS da NASA, onde as áreas mais quentes são representadas em vermelho, laranja e amarelo.....	50
Figura 2.2	– Temperatura da superfície das águas dos oceanos, registradas pelo satélite MODIS da NASA, onde as áreas mais quentes são representadas em vermelho, laranja e amarelo.....	50
Figura 2.3	– Movimentação do fluxo de ar na atmosfera terrestre, registrados pelo satélite MODIS da NASA	51
Figura 2.4	– Ilustração da circulação das massas de ar na atmosfera terrestre....	52
Figura 2.5	– Brisas marítimas e terrestres: (a) Mecanismo de formação; (b) Exemplo de aproveitamento	54
Figura 2.6	– Brisas montanha-vale: (a) Mecanismo de formação; (b) Exemplo de aproveitamento	55
Figura 2.7	– Extrapolação do perfil de velocidades do vento para diversas altitudes e rugosidades com base na seguinte referência: $Z_{0(REF)} = 0,1[m]$, $V_{(REF)} = 5[m/s]$ e $H_{(REF)} = 10[m]$	57
Figura 2.8	– Turbulências criadas por obstáculos: (a) Mecanismo de formação; (b) Exemplos de casos.....	59
Figura 2.9	– Efeito da turbulência criada por um obstáculo de 40[m] de altura, 80[m] de largura e 0% de porosidade sobre a velocidade do vento	60
Figura 2.10	– Perfis de velocidades do vento, com e sem obstáculo, sob diversos tipos de superfície	62

Figura 2.11	– Distribuição tradicional dos aerogeradores em uma usina eólica (CEPEL, 2001).....	64
Figura 2.12	– Foto aérea da usina eólica de <i>Horns Rev</i> na Dinamarca	64
Figura 2.13	– Efeito de compressão horizontal: (a) Mecanismo de formação; (b) Exemplo de caso.....	65
Figura 2.14	– Efeito de compressão vertical: (a) Mecanismo de formação; (b) Exemplo de caso	66
Figura 2.15	– Medição do vento: (a) Diagrama de um anemômetro típico. (b) Foto de um mastro utilizado para a instalação de anemômetros. (c) Foto de um <i>Data Logger</i> típico	67
Figura 2.16	– Rosas dos ventos (KROHN, 2001): (a) Em Brest; e, (b) 150 [km] ao norte, em Caen.....	68
Figura 2.17	– Gráfico da densidade de potência do vento em função de sua velocidade	70
Figura 2.18	– Regime anual da velocidade dos ventos sobre a superfície terrestre.....	73
Figura 2.19	– Velocidade do vento (KROHN, 2001): (a) Regime diário; (b) Valores instantâneos	74
Figura 2.20	– Formato típico da distribuição de frequências da velocidade do vento.....	75
Figura 2.21	– Exemplos de distribuições de Weibull para diversos fatores de forma	76
Figura 2.22	– Distribuição de <i>Weibull</i> da potência dos ventos	77
Figura 2.23	– Mosaico de imagens compostas da superfície sobreposto ao modelo de relevo	80
Figura 2.24	– Modelo de Relevo	83
Figura 2.25	– Modelo de rugosidade, sobreposto ao relevo sombreado	84
Figura 2.26	– Médias anuais de direção preferencial dos ventos	86
Figura 2.27	– Média anual do fator de forma <i>Weibull</i>	87
Figura 2.28	– Média anual da velocidade dos ventos.....	89
Figura 2.29	– Potencial eólico estimado para ventos de velocidade média maior ou igual a 7[m/s]	91

Figura 2.30	– Médias sazonais de temperatura, precipitação pluviométrica e velocidade do vento.....	93
Figura 3.1	– Exemplos de aerogeradores modernos	96
Figura 3.2	– Diagramas esquemáticos da montagem interna de aerogeradores modernos	96
Figura 3.3	– Principais elementos que compõem um aerogerador moderno	97
Figura 3.4	– Formato típico das pás de uma turbina eólica moderna	100
Figura 3.5	– Processo de fabricação das pás de turbinas eólicas modernas	101
Figura 3.6	– Acabamento das pás: (a) Preenchimento das imperfeições com resina; (b) Polimento	102
Figura 3.7	– Ensaios de esforços repetitivos e de sobrecarga.....	103
Figura 3.8	– Transporte das pás da turbina eólica de grande porte.....	103
Figura 3.9	– Cubo da turbina eólica: (a) Montagem da turbina; (b) Vista interna de uma turbina eólica real	104
Figura 3.10	– Exemplos de nacele: (a) Enercon; (b) Vestas; (c) Nordex; (d) GE.....	105
Figura 3.11	– Arquiteturas básicas dos aerogeradores modernos: (a) Acoplamento com caixa de transmissão e eixo principal rotativo; (b) Acoplamento direto e eixo principal fixo.....	106
Figura 3.12	– Sistema de transmissão com multiplicador de velocidade: (a) Ponta do eixo da turbina com o flange para a fixação do cubo; (b) Mancal de rolamento do eixo da turbina, integrado à carcaça da nacele; (c) Eixo rotativo da turbina; (d) Caixa de transmissão...	107
Figura 3.13	– Caixa de transmissão: (a) Do lado do eixo de entrada; (b) Do lado do eixo de saída	107
Figura 3.14	– Vista da estrutura em “T” de um sistema de transmissão sem multiplicador de velocidade	109
Figura 3.15	– Aparência típica dos geradores.....	110
Figura 3.16	– Diagrama esquemático simplificado de sistemas com conversor na saída	111
Figura 3.17	– Diagrama esquemático simplificado de sistemas com conversor na realimentação	112
Figura 3.18	– Vistas externas do acoplamento entre a nacele e a torre	115

Figura 3.19	–	Conexão da nacele à torre: (a) Vista do acoplamento, onde pode-se observar as engrenagens; (b) Vista atuador, onde pode-se observar o motor elétrico e o redutor planetário.....	116
Figura 3.20	–	Sensores de direção e de velocidade do vento: (a) Sensores de direção e de velocidade do vento e os cabos de proteção contra descargas atmosféricas; (b) Instalação sobre a nacele	116
Figura 3.21	–	Vista das torres dos aerogeradores modernos	117
Figura 3.22	–	Construção da base de um aerogerador: (a) Vista da armação de aço; (b) Condutores de aterramento; (c) Concretamento do alicerce; (d) Instalação do elemento de fixação da torre.....	118
Figura 3.23	–	Processo de fabricação das torres metálicas	119
Figura 3.24	–	Montagem das torres metálicas.....	120
Figura 3.25	–	Detalhes internos das torres: (a) Instalação do transformador, da seccionadora e do sistema de refrigeração; (b) Escadas de acesso à nacele	121
Figura 3.26	–	(a) Escoamento em torno da pá de uma turbina eólica; (b) Ângulo de passo (α), força aerodinâmica (F) sobre a pá e suas componentes de sustentação (F_L) e de arrasto (F_D).....	122
Figura 3.27	–	Representação do fluxo de ar que aciona uma turbina eólica	123
Figura 3.28	–	Relação entre a potência disponível no vento e a potência máxima que pode ser extraída por uma turbina eólica ideal, determinada pelo Limite de Betz	124
Figura 3.29	–	Curva de potência de turbinas eólicas com controle passivo do estol	127
Figura 3.30	–	Curva de potência típica de turbinas eólicas com controle ativo, tanto do estol quanto do passo	128
Figura 3.31	–	Curva de potência de turbina eólica com limitação da captação sob ventos fortes	129
Figura 3.32	–	Curva típica do coeficiente de potência de um aerogerador moderno	130
Figura 3.33	–	Relação entre as densidades de potência: Disponível no vento, captada por uma turbina eólica ideal (Limite de Betz) e convertida em elétrica por um determinado aerogerador real.....	131

Figura 3.34	– 2.500[kW]: (a) Curva de potência e coeficiente de potência; (b) Aparência externa.....	134
Figura 3.35	– 1.500[kW]: (a) Curva de potência e coeficiente de potência; (b) Aparência externa.....	134
Figura 3.36	– 600[kW]: (a) Curva de potência e coeficiente de potência; (b) Aparência externa.....	135
Figura 3.37	– 2.000[kW]: (a) Curva de potência e coeficiente de potência; (b) Aparência externa.....	135
Figura 3.38	– 800[kW]: (a) Curva de potência e coeficiente de potência; (b) Aparência externa.....	136
Figura 3.39	– 330[kW]: (a) Curva de potência e coeficiente de potência; (b) Aparência externa.....	136
Figura 4.1	– Valores do coeficiente de potência “ C_p ” em função da relação de velocidades na ponta das pás “ λ ” e do ângulo de passo “ α ”[graus]	140
Figura 4.2	– Valores da potência mecânica “ P_T ”[pu] em função da velocidade do vento “ v ”[m/s] e do ângulo de passo “ α ”[graus] para uma relação de velocidades na ponta das pás $\lambda = 6,3$	141
Figura 4.3	– Diagrama esquemático das conexões entre o GIDA, o conversor eletrônico e a rede	143
Figura 4.4	– Diagrama simplificado do GIDA trifásico	143
Figura 4.5	– Relação entre as grandezas trifásicas (abc) e bifásicas ($\alpha\beta$).....	144
Figura 4.6	– Diagrama simplificado do GIDA bifásico equivalente	145
Figura 4.7	– Relação entre as grandezas bifásicas ($\alpha\beta$) e o referencial único (dq)	147
Figura 4.8	– Circuito equivalente do modelo Γ	149
Figura 4.9	– Relação entre as grandezas bifásicas ($\alpha\beta$), o referencial de excitação (dq) e as grandezas de estator do GIDA, segundo a orientação no fluxo da rede	150
Figura 4.10	– Relação entre a velocidade do vento “ v ”[m/s], velocidade angular “ ω_T ”[rad/s] e a energia captada pela turbina eólica, representada pela potência mecânica disponível em seu eixo “ P_T ”[W]	153

Figura 4.11	–	Relação entre velocidade do vento “ v ”[m/s] e velocidade de rotação da turbina, em função das características operacionais típicas das turbinas eólicas comerciais.....	155
Figura 4.12	–	Relação de velocidades nas pontas das pás “ λ ”, em função das características operacionais típicas das turbinas eólicas de grande porte.....	156
Figura 4.13	–	Relação entre velocidade do vento “ v ”[m/s] e velocidade ótima estimada de rotação da turbina.....	157
Figura 4.14	–	Superfície “ $C_P \times \lambda \times \alpha$ ” e a variação do coeficiente de potência “ C_P ” com a mudança do ângulo de passo “ α ” sob uma relação de velocidades na ponta das pás “ λ ” constante e igual a 6,3.....	160
Figura 4.15	–	Variações do coeficiente de potência “ C_P ” em função do ângulo de passo “ α ”[graus], para uma relação de velocidades na ponta das pás “ λ ” constante e igual a 6,3	160
Figura 4.16	–	Superfície “ $P_T \times v \times \alpha$ ” e a variação da potência mecânica “ P_T ”[pu] com a mudança do ângulo de passo “ α ”[graus] sob uma relação de velocidades na ponta das pás “ λ ” constante e igual a 6,3	161
Figura 4.17	–	Variações do ângulo de passo “ α ”[graus] em função da velocidade do vento “ v ”[m/s] para uma relação de velocidades na ponta das pás “ λ ” constante e igual a 6,3	161
Figura 4.18	–	Sistema de controle da captação de energia eólica	163
Figura 4.19	–	Malha de controle da corrente de excitação.....	164
Figura 4.20	–	Malha de controle da componente real da corrente de excitação ...	166
Figura 4.21	–	Malha de controle da componente imaginária da corrente de excitação.....	166
Figura 4.22	–	Malha de controle da velocidade	167
Figura 4.23	–	Malha de controle da potência reativa	169
Figura 4.24	–	Diagrama de blocos da estrutura dos controladores difusos	171
Figura 4.25	–	Malha de controle difuso do ângulo de passo da turbina.....	172
Figura 4.26	–	Funções de pertinência do controlador difuso do ângulo de passo da turbina.....	173

Figura 4.27	– Funções de pertinência dos controladores difusos de velocidade, potência reativa e corrente.....	174
Figura 4.28	– Dinâmica da resposta ao degrau unitário de um processo de segunda ordem.....	175
Figura 4.29	– Malha de controle difuso da componente real da corrente de excitação.....	176
Figura 4.30	– Malha de controle difuso da componente imaginária da corrente de excitação.....	176
Figura 4.31	– Malha de controle difuso da velocidade.....	177
Figura 4.32	– Malha de controle difuso da potência reativa.....	177
Figura 5.1	– Resposta dos controladores de velocidade para variações em degrau no valor de referência.....	185
Figura 5.2	– Reações do conjugado eletromotriz às mudanças de velocidade....	185
Figura 5.3	– Reações da componente imaginária da corrente de excitação “ i_{qr} ”	186
Figura 5.4	– Dinâmica da malha de controle da componente imaginária da corrente de excitação “ i_{qr} ”.....	187
Figura 5.5	– Resposta dos controladores de potência reativa para variações em degrau no valor de referência.....	187
Figura 5.6	– Reações da componente real da corrente de excitação “ i_{dr} ” às mudanças de potência reativa.....	188
Figura 5.7	– Dinâmica da malha de controle da componente real da corrente de excitação “ i_{dr} ”.....	188
Figura 5.8	– Comportamento da velocidade do vento e da potência ativa de saída do GIDA.....	189
Figura 5.9	– Comportamento do ângulo de passo e da velocidade de rotação da turbina.....	190
Figura 5.10	– Regime de ventos fracos e a produção de potência ativa correspondente.....	191
Figura 5.11	– Ângulo de passo e da velocidade de rotação da turbina sob ventos fracos.....	191
Figura 5.12	– Regime de ventos médios e a produção de potência ativa correspondente.....	192

Figura 5.13	–	Ângulo de passo e da velocidade de rotação da turbina sob ventos médios.....	192
Figura 5.14	–	Regime de ventos fortes e a produção de potência ativa correspondente	193
Figura 5.15	–	Ângulo de passo e da velocidade de rotação da turbina sob ventos médios.....	193
Figura 5.16	–	Detalhe da resposta dos controladores do ângulo de passo da turbina	194

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1	– Direção predominante dos ventos segundo a latitude	53
Tabela 2.2	– Classificação da rugosidade de superfícies típicas.....	56
Tabela 2.3	– Valores aproximados da porosidade de obstáculos típicos	62
Tabela 2.4	– Extensão da sombra eólica sob superfícies de diferentes classes de rugosidade.....	62
Tabela 2.5	– Variações dos efeitos da sombra eólica sob superfícies de diferentes classes de rugosidade.....	63
Tabela 2.6	– Classificação dos ventos segundo a intensidade de seus efeitos e suas denominações	71
Tabela 2.7	– Densidade do ar para diversos valores de temperatura e limite máximo de umidade	71
Tabela 2.8	– Valores estimados de potencial eólico-elétrico por regiões do território brasileiro.....	92
Tabela 3.1	– Principais características de alguns aerogeradores com a caixa de transmissão	133
Tabela 3.2	– Principais características de alguns aerogeradores sem a caixa de transmissão	133
Tabela 4.1	– Base de regras do controlador difuso do ângulo de passo da turbina.....	173
Tabela 4.2	– Base de regras dos controladores difusos de velocidade, de potência reativa e de corrente.....	174
Tabela 5.1	– Parâmetros do vento	179
Tabela 5.2	– Parâmetros da turbina eólica	179
Tabela 5.3	– Parâmetros da transmissão	179
Tabela 5.4	– Parâmetros da rede elétrica.....	179
Tabela 5.5	– Valores nominais do GIDA.....	180
Tabela 5.6	– Valores base para as grandezas do GIDA	180
Tabela 5.7	– Parâmetros modelo Γ do GIDA.....	180
Tabela 5.8	– Parâmetros do controlador PID do ângulo de passo da turbina.....	180
Tabela 5.9	– Valores das bandas passantes “ β ” dos controladores do GIDA	181

Tabela 5.10	– Universos de discurso do controlador difuso do ângulo de passo da turbina.....	181
Tabela 5.11	– Funções de pertinência do controlador difuso do ângulo de passo da turbina.....	181
Tabela 5.12	– Universos de discurso dos controladores difusos das componentes da corrente de excitação.....	182
Tabela 5.13	– Funções de pertinência dos controladores difusos das componentes da corrente de excitação.....	182
Tabela 5.14	– Universos de discurso do controlador difuso da velocidade do GIDA.....	182
Tabela 5.15	– Funções de pertinência do controlador difuso da velocidade do GIDA.....	183
Tabela 5.16	– Universos de discurso do controlador difuso da potência reativa produzida pelo GIDA.....	183
Tabela 5.17	– Funções de pertinência do controlador difuso da potência reativa produzida pelo GIDA.....	184

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AAN	– Anticiclone do Atlântico Norte
AAS	– Anticiclone do Atlântico Sul
AWEA	– <i>American Wind Energy Association</i>
CEPEL	– Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
DE	– Depressão Equatorial
DNA	– Depressão do Nordeste da Argentina
DWTMA	– <i>Danish Wind Turbine Manufacturers Association</i>
EWEA	– <i>European Wind Energy Association</i>
GIDA	– Gerador de Indução Duplamente Alimentado
GWEC	– <i>Global Wind Energy Council</i>
MCI	– Modelo de Controle Interno
NASA	– <i>National Aeronautics and Space Administration</i>
RA	– Resistência Ativa

LISTA DE SÍMBOLOS

A, b, c	– Índices correspondentes as grandezas das fases a, b e c, do gerador trifásico
A_T	– Área varrida pelas pás da turbina eólica, [m ²]
C	– Fator de escala Weibull
C_P	– Coeficiente de potência da turbina eólica (adimensional)
D_P	– Potência disponível por unidade de área transversal ao fluxo de ar, [W/m ²]
d, q	– Índices subscritos correspondentes as componentes reais e imaginárias das grandezas do gerador
D_T	– Diâmetro da turbina eólica, [m]
E	– Força contra-eletromotriz, [v]
F	– Força aerodinâmica sobre cada pá da turbina eólica, [N]
F_D	– Força aerodinâmica de arrasto, [N]
$F_i(s)$	– Controlador de corrente
F_L	– Força aerodinâmica de sustentação, [N]
$F_Q(s)$	– Controlador de potência reativa
$F_\omega(s)$	– Controlador de velocidade
$G_i(s)$	– Função de transferência do controle de corrente
$G_Q(s)$	– Função de transferência do controle de velocidade
$G_\omega(s)$	– Função de transferência do controle de velocidade
H	– Altitude de interesse, [m]
$H_{(REF)}$	– Altitude de referência, [m]
i^e	– Corrente através dos enrolamentos do estator e do rotor, no referencial de excitação [A]
i_s, i_R	– Corrente através dos enrolamentos do estator e do rotor, [A]
J_g	– Momento de inércia do gerador, [kgm ²]
J_t	– Momento de inércia da turbina eólica referido ao eixo do gerador, [kgm ²]
J_T	– Momento de inércia da turbina eólica, [kgm ²]
k	– Fator de forma Weibull
$K_{d_{pt}}$	– Ganho derivativo do controle de potência
K_{i_i}	– Ganho integral do controle de corrente
K_{i_Q}	– Ganho integral do controle de potência reativa
$K_{i_{pt}}$	– Ganho integral do controle de potência

$K_{i\omega}$	– Ganho integral do controle de velocidade
K_{p_i}	– Ganho proporcional do controle de corrente
$K_{p_{pt}}$	– Ganho proporcional do controle de potência
$K_{p_{vt}}$	– Ganho proporcional do controle de potência
K_{p_ω}	– Ganho proporcional do controle de velocidade
K_T	– Relação de transmissão da caixa de engrenagens (adimensional)
L_M, L_σ	– Indutâncias de magnetização e de dispersão, [H]
N	– Número total de amostragens da velocidade do vento
n_{pp}	– Número de pares de pólos do gerador, [pares de pólos]
O_s	– Potência ativa produzida pelo GIDA, [W]
P_T	– Potência mecânica disponível no eixo da turbina eólica, [W]
$p(v)$	– Probabilidade de ocorrência de ventos de velocidade “v”, [pu]
P_{REF}	– Valor de referência para a potência ativa de saída do gerador, [W]
Q_s	– Potência reativa produzida pelo GIDA, [VAr]
R_i	– Resistência ativa do controle de corrente
R_s, R_R	– Resistência elétrica dos enrolamentos do estator e do rotor, [Ω]
R_T	– Raio da turbina eólica, [m]
R_ω	– Resistência ativa do controle de velocidade
s, R	– Índices subscritos correspondentes às grandezas do estator e do rotor, referidas ao circuito do estator
S_s	– Potência aparente produzida pelo GIDA, [VA]
$s\omega_s$	– Velocidade angular do escorregamento, [rad/s]
T_{ele}	– Conjugado eletromotriz produzido pelo gerador, [N.m]
T_{mec}	– Conjugado mecânico disponível no eixo do gerador, [N.m]
T_T	– Conjugado mecânico disponível no eixo da turbina eólica, [N.m]
V	– Velocidade do vento, [m/s]
v^e	– Tensão sobre os enrolamentos do estator e do rotor, no referencial de excitação [V]
v_i	– Valor da velocidade do vento amostrado no instante “i”, [m/s]
$\bar{v}$	– Valor médio da velocidade do vento, [m/s]
V_{pp}	– Velocidade da ponta das pás, [m/s]
$V_{(REF)}$	– Velocidade do vento em uma altitude de referência, [m/s]
V_s, V_R	– Tensão sobre os enrolamentos do estator e do rotor, [V]

x	– Representação genérica de grandezas elétricas do gerador
Z_0	– Altura da rugosidade, [m]
$Z_{0(REF)}$	– Altura da rugosidade na localidade de referência, [m]
α	– Ângulo de passo da turbina eólica, [graus]
α_{REF}	– Valor de referência para o ângulo de passo da turbina eólica, [graus]
$\alpha, \beta, 0$	– Índices correspondentes as grandezas das fases a, b e c, do gerador bifásico equivalente
β_i	– Banda passante do controlador de corrente
β_Q	– Banda passante do controlador de potência reativa
β_ω	– Banda passante do controlador de velocidade
Γ	– Função Gama
θ_e	– Posição do referencial de excitação, [rad]
θ_r	– Posição dos eixos magnéticos das fases do rotor, [rad]
λ	– Relação entre velocidades na ponta das pás (adimensional)
ρ	– Densidade do ar, [kg/m ³]
τ_T	– Constante de tempo do servomecanismo de controle do ângulo de passo da turbina eólica, [s]
ψ^e	– Fluxo magnético concatenado pelos enrolamentos do estator e do rotor, no referencial de excitação [Wb]
ψ_s, ψ_R	– Fluxo magnético concatenado pelos enrolamentos do estator e do rotor, [Wb]
ω_e	– Velocidade angular do referencial de excitação, [rad/s]
ω_{mec}	– Velocidade angular do eixo do gerador, [rad/s]
ω_r	– Velocidade angular das grandezas do rotor, [rads]
ω_s	– Velocidade angular das grandezas do estator, [rad/s]
ω_T	– Velocidade angular da turbina eólica, [rad/s]

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO.....	27
1.1. MOTIVAÇÃO.....	29
1.1.1. Combustível Gratuito e Inesgotável.....	29
1.1.2. Queda do Custo de Geração.....	30
1.1.3. Benefícios Ambientais.....	33
1.1.4. Benefícios Econômicos.....	37
1.1.5. Benefícios Técnicos.....	38
1.1.6. Evolução da Capacidade Instalada.....	40
1.1.7. Perspectivas Futuras.....	41
1.2. DISPOSIÇÃO DO TRABALHO.....	45
2. O VENTO	49
2.1. A ORIGEM DOS VENTOS.....	49
2.1.1. O Efeito de Coriolis.....	51
2.2. OS VENTOS GLOBAIS.....	51
2.3. OS VENTOS DE SUPERFÍCIE.....	53
2.3.1. Influência da Temperatura da Superfície.....	54
2.3.1. Influência da Rugosidade da Superfície.....	56
2.3.3. Influência dos Obstáculos.....	58
2.4. A VELOCIDADE DOS VENTOS.....	66
2.4.1. A Rosa dos Ventos.....	67
2.4.2. A Densidade de Potência dos Ventos.....	69
2.4.3. A Distribuição de Weibull.....	72
2.4.4. A Velocidade Média Ponderada dos Ventos.....	76

2.5. O POTENCIAL EÓLICO	78
2.5.1. O Potencial Eólico Brasileiro	79
3. O AEROGERADOR	95
3.1. ASPECTOS CONSTRUTIVOS	95
3.1.1. A Turbina Eólica	99
3.1.2. A Nacele	105
3.1.3. A Torre	117
3.2. A CAPTAÇÃO DA ENERGIA EÓLICA	122
3.2.1. O Limite de Betz	124
3.2.2. A Curva de Potência	125
3.2.3. O Coeficiente de Potência	129
3.2.4. O Fator de Capacidade	131
3.2.5. O Fator de Disponibilidade	132
3.2.6. As Características Operacionais dos Atuais Aeroogeradores	132
4. O SISTEMA DE CONTROLE	137
4.1. O MODELO MATEMÁTICO	137
4.1.1. O Modelo da Turbina Eólica	138
4.1.2. O Modelo da Transmissão	141
4.1.3. O Modelo do Gerador	142
4.2. A ESTRATÉGIA DE CONTROLE	152
4.2.1. O Regime de Velocidade Variável	152
4.2.2. O Controle do Ângulo de Passo	159
4.3 OS CONTROLADORES PID	162
4.3.1. O Controlador do Ângulo de Passo da Turbina	162
4.3.2. Os Controladores da Corrente de Excitação do Gerador	163

4.4. OS CONTROLADORES DIFUSOS.....	170
4.4.1. O Controlador Difuso do Ângulo de Passo da Turbina.....	172
4.4.2. Os Controladores Difusos da Corrente de Excitação do Gerador	173
5. SIMULAÇÃO COMPUTACIONAL	178
5.1. OS PARÂMETROS UTILIZADOS PARA AS SIMULAÇÕES COMPUTACIONAIS	178
5.1.1. Parâmetros do Vento	179
5.1.2. Parâmetros da Turbina Eólica.....	179
5.1.3. Parâmetros da Transmissão	179
5.1.4. Parâmetros da Rede Elétrica.....	179
5.1.5. Parâmetros do GIDA	180
5.1.6. Parâmetros do Controlador PID do Ângulo de Passo da Turbina	180
5.1.7. Parâmetros dos Controladores PID da Corrente de Excitação do Gerador	181
5.1.8. Parâmetros do Controlador Difuso do Ângulo de Passo da Turbina.....	181
5.1.9. Parâmetros dos Controladores Difusos da Corrente de Excitação do Gerador	182
5.1.10. Parâmetros do Controlador Difuso de Velocidade	182
5.1.11. Parâmetros do Controlador Difuso de Potência Reativa	183
5.2. RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES DOS CONTROLADORES DO GERADOR	184
5.3. RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES DO SISTEMA DE CONTROLE COMPLETO	189
6. CONCLUSÕES	195
REFERÊNCIAS.....	201
ANEXO A – O MODELO DE CONTROLE INTERNO.....	211
ANEXO B – A RESISTÊNCIA ATIVA.....	215

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO

Há referências seculares do uso de energia eólica, como é o caso dos moinhos de vento da Holanda, celebrizados por Miguel de Cervantes em sua imortal obra “Dom Quixote de La Mancha”, a qual comemora em 2007 seus quatrocentos anos. A força aerodinâmica produzida pela ação do vento era utilizada para produzir trabalho, especialmente para a moagem de grãos, bombeamento de água e para impulsionar barcos (CEPEL, 2001).

Na Europa pré-industrial, o desenvolvimento das máquinas eólicas resultou no aumento significativo de sua capacidade, tornando possíveis as viagens intercontinentais com grandes embarcações e a utilização dos moinhos de vento para o acionamento de grandes bombas e para o processamento de muitos tipos de mercadorias, tais como: trigo, pimenta, cacau, tinturas, tabaco, etc. No século XIX, após a abolição da escravidão e antes da instalação de um sistema de transmissão e distribuição de energia elétrica, os cata-ventos

multipás (Figura 1.1) foram utilizados em grande escala para o bombeamento d'água, facilitando seu acesso nas regiões áridas ou semi-áridas em diversos países, inclusive no Brasil (AWEA, 2000a).

Figura 1.1 – Fotos de cata-ventos multipás.

A geração eólica de eletricidade teve início na década de 1930, nos Estados Unidos, onde os cata-ventos multipás eram conectados a pequenos geradores de corrente contínua, que serviam simplesmente para carregar baterias, favorecendo o acesso à energia elétrica no meio rural. E, em meados da década de 1940 teve início o aproveitamento eólico-elétrico em grande escala, com aerogeradores que alimentavam o sistema elétrico de forma suplementar (AWEA, 2001a).

Na Alemanha, em 1955, Hütter desenvolveu o precursor dos atuais aerogeradores (com controle de passo, pás de materiais compostos e torre tubular esbelta) que, nos dias de hoje, atingem uma capacidade individual da ordem de alguns megawatts (Figura 1.2a) com fator de disponibilidade elevado, tornando possível a construção de usinas eólicas (Fi-

gura 1.2b) suficientemente grandes e eficazes para serem consideradas uma alternativa viável para complementar as matrizes energéticas em todo o mundo (AWEA, 2002a).

Figura 1.2 – (a) Aerogerador de grande porte. (b) Usina eólica *offshore* (mar adentro).

1.1. MOTIVAÇÃO

Num futuro próximo, as fontes alternativas poderão suprir o crescimento sócio-econômico das nações com energia elétrica abundante e de baixo custo, contribuindo para melhorar a qualidade de vida de mais de dois bilhões de pessoas que vivem hoje sem energia elétrica. Neste contexto, a geração eólio-elétrica justifica a sua atual preferência destacando-se em pré-requisitos importantes para uma fonte de energia viável para o homem e para o planeta (AWEA, 2005a).

1.1.1. Combustível Gratuito e Inesgotável

De acordo com a *EWEA - European Wind Energy Association* e com o Departamento de Energia dos Estados Unidos, os ventos sobre a superfície terrestre podem produzir cerca de 53000[TWh/ano] (Figura 1.3), sendo mais de quinze vezes a atual demanda

mundial de energia e mais que o dobro da projeção de consumo para o ano de 2020 (AWEA, 1999, 2004).

Figura 1.3 – Distribuição mundial dos 53000[TWh/ano] de energia eólica.

1.1.2. Queda do Custo de Geração

Segundo a AWEA – *American Wind Energy Association*, o valor do kilowatt-hora caiu dos US\$ 0.38 no início da década de 1980 para cerca de US\$ 0.03 em 2005. A Figura 1.4 ilustra esta queda estável ao longo de 25 anos (AWEA, 2005b).

Figura 1.4 – Evolução do custo da geração eólica desde 1980 até 2005.

Com esta grande queda dos custos, os preços de mercado nos Estados Unidos (sem considerar subsídios ou custos ambientais) demonstram que, desde 1996 a geração eólica apresenta um custo menor que as outras fontes alternativas (Figura 1.5) e é competitiva em relação às fontes convencionais de energia elétrica (Figura 1.6) (AWEA, 2000b).

Figura 1.5 – Comparativo do custo de geração de outras fontes alternativas em relação à eólica.

Figura 1.6 – Comparativo do custo de geração de fontes convencionais em relação à eólica.

O custo do kilowatt-hora, dado por (1.1), vem caindo cerca de 15% cada vez que a capacidade instalada mundial dobra e, a análise de seus parâmetros indica que esta tendência irá continuar (AWEA, 2002a):

$$\text{Custo da Energia} = \frac{(\text{Custo do Investimento}) + (\text{Custo de O \& M})}{\text{Produção Anual}} \quad (1.1)$$

Sendo:

- *Custo do Investimento*: A implantação de uma usina eólica requer grandes investimentos durante um período relativamente curto, logo boa parte do custo de geração das usinas recém-construídas é reflexo do capital investido em seus equipamentos e em sua construção, ou seja, o seu custo de geração é diretamente proporcional à taxa de juros atrelada a este capital. Um estudo avaliou que se as usinas eólicas forem financiadas sob as mesmas condições das usinas termelétricas a gás natural, o valor do kilowatt-hora gerado iria cair cerca de 40% (AWEA, 2005c).

Figura 1.7 – Custos ambientais associados à geração de energia elétrica por diversas fontes.

- *Custo de Operação e Manutenção*: As usinas eólicas não precisam de combustível, logo seu custo de operação é baixo e, se forem contabilizados os custos dos danos

ao meio ambiente e à saúde pública (Figura 1.7), a geração eólica seria ainda mais competitiva, pois além de não ser poluente é isenta de custos ambientais relacionados à mineração, perfuração, transporte de combustível, alagamentos, etc. (AWEA, 2000c; EREC, 2005).

- *Produção Anual:* A descoberta de locais com ventos de velocidade média anual elevada e o contínuo aumento de capacidade dos aerogeradores e das usinas eólicas (Figura 1.8) resultam num aumento significativo da produção anual (AWEA, 2005c).

Figura 1.8 – Custo do kilowatt-hora gerado por usinas eólicas de diferentes capacidades instaladas para três valores diferentes de velocidade média anual do vento.

1.1.3. Benefícios Ambientais

O vento é um manancial de energia inesgotável e limpa que, em relação às fontes convencionais, traz grandes vantagens para o meio ambiente e para a saúde humana (AWEA, 2000d; EWEA, 2004b, 2004c, 2004d), tais como:

- Não gera emissões de gases tóxicos.
- Não gera emissões de material particulado em suspensão.
- Não gera lixo radioativo.
- Não contamina a água.
- Diminui a queima de combustíveis fósseis.

A Figura 1.9 mostra um comparativo das emissões de dióxido de carbono (CO_2), dióxido de enxofre (SO_2) e óxidos de nitrogênio (NO_x) dos principais combustíveis fósseis utilizados para gerar energia elétrica, sendo importante enfatizar que, a ausência de emissões poluentes da geração eólica contribui para uma diminuição das emissões totais de gases poluentes e causadores do efeito estufa e da chuva ácida (AWEA, 2000e).

Figura 1.9 – Emissões de gases poluentes causadas por combustíveis fósseis.

Nos Estados Unidos, estudos da AWEA estimam que um aerogerador de 750[kW] instalado numa torre de 10[m] de altura em uma região com ventos de velocidade média anual entre 5,5[m/s] e 6,0[m/s] evita a emissão anual de: 1223,42 toneladas de dióxido de carbono (CO_2); 6,43 toneladas de dióxido de enxofre (SO_2); e, 3,94 toneladas de óxidos de nitrogênio (NO_x) (AWEA, 2005d).

Impactos Ambientais

Sabe-se que todos os tipos de usinas elétricas causam impactos ambientais que se diferenciam pela intensidade e pela abrangência: Enquanto as usinas alimentadas por combustíveis convencionais são responsáveis por impactos intensos que podem alcançar um

âmbito global (efeito estufa, por exemplo), as usinas eólicas causam apenas impactos locais e de resolução relativamente fácil (AWEA, 2000f):

- *Colisão com Aves:* As mortes causadas por colisões com os aerogeradores de pequeno porte, cujas pás giram em grande velocidade, podem ser um grande problema em regiões densamente habitadas, em locais onde existam espécies ameaçadas de extinção e em rotas de migração. No entanto, as pás dos equipamentos de grande porte são pintadas em cores vivas e giram lentamente, tornando-se visíveis e evitáveis durante o voo, de tal forma que hoje os aerogeradores matam muito menos aves que outras causas relacionadas à vida humana e às suas edificações e instalações (Figura 1.10) (AWEA 2005e; KHRON, 2001).

Figura 1.10 – Distribuição do número de fatalidades ocorridas com aves em regiões antrópicas tomadas sobre um total de 10.000, onde menos de 0,01% são atribuídas a aerogeradores.

- *Poluição Visual:* Instalar equipamentos iguais, regularmente espaçados e não permitir que as sombras das pás atinjam áreas habitadas torna a usina eólica agradável aos olhos da maioria das pessoas (AWEA, 2005a).

- *Poluição Sonora:* O refinamento da aerodinâmica e o uso de proteções acústicas no sistema mecânico dos aerogeradores diminuíram seu ruído para menos de 50[dB], o que é pouco em relação a outras fontes típicas de ruído (Figura 1.11). De maneira geral, um

aerogerador pode ser instalado a 350[m] de áreas residenciais sem causar nenhum incômodo (a esta distância, um aerogerador é mais silencioso que um refrigerador instalado na cozinha) (AWEA, 2000g).

Figura 1.11 – Nível de ruído sonoro emitido por aerogeradores e outras fontes.

- *Erosão*: A turbulência a jusante do aerogerador pode causar erosão em certos tipos de solos arenosos, contudo técnicas adequadas de instalação e de manutenção da superfície podem evitar qualquer dano (AWEA, 1999).

- *Consumo de Água*: Em regiões onde a chuva não é suficiente para remover a poeira e a incrustação de insetos, os aerogeradores consomem uma pequena quantidade de água para a limpeza das pás, muito menor que o consumo de usinas convencionais (Figura 1.12) (AWEA, 1999).

- *Ocupação*: Em uma área plana e aberta, uma usina eólica ocupa cerca de 20 hectares por megawatt de capacidade instalada, porém somente 5% desta área ficam impossibilitados (ocupada pelos aerogeradores, vias de acesso, linhas de transmissão, etc.) de ser aproveitada para outros fins (Figura 1.13) (AWEA, 1999). Ou ainda, quando instaladas mar adentro, apresentam impactos ambientais mínimos e maior produtividade (AWEA, 2002a).

Figura 1.12 – Consumo de água das principais usinas convencionais, solar e eólica.

Figura 1.13 – Exemplos de aproveitamento da área ocupada pela usina eólica com atividades rurais: (a) Ovinocultura. (b) Bovinocultura e (c) Agricultura.

1.1.4. Benefícios Econômicos

Estudos da AWEA e da EWEA estimam que (AWEA, 2003a; EWEA, 2004a):

- Em 2003, considerando apenas a indústria primária e os maiores fornecedores, o setor da geração eólica empregava algo entre 90 e 100 mil pessoas em todo o mundo.

E, se for considerado um modelo estatístico fundamentado nos investimentos do setor e no aumento da capacidade instalada, este número sobe para mais de 194 mil.

- Cada megawatt de capacidade instalada cria em torno de 22 postos de trabalho por ano, sendo 17 para a fabricação e 5 para a instalação.
- Cada 10 aerogeradores instalados abrem uma vaga para mão-de-obra qualificada.
- O preço do kilowatt-hora é estável, especialmente se comparado com os oriundos de combustíveis fósseis, cujo preço segue as oscilações do mercado internacional.
- A economia rural também pode ser beneficiada pelo arrendamento da área para a instalação das usinas eólicas, pois um único aerogerador de grande porte pode render aproximadamente US\$ 2000 por ano e uma propriedade de 100 hectares, US\$ 14000.
- A geração local de energia elétrica e a venda do excedente para as concessionárias também pode ser uma valiosa fonte de renda. Por exemplo, em uma escola nos Estados Unidos, um aerogerador de 250 [kW] produz uma média anual de 350[GWh], podendo gerar uma receita de US\$ 1.6 milhões durante toda a sua vida útil.

1.1.5. Benefícios Técnicos

Modularidade

Outra peculiaridade das usinas eólicas é a instalação de uma grande quantidade de aerogeradores, o que proporciona as seguintes vantagens (AWEA, 2002a):

- A possibilidade mínima de que todos estejam danificados simultaneamente eleva a disponibilidade da usina eólica.
- No caso de dano, o gerador afetado pode ser facilmente substituído enquanto todos os outros funcionam normalmente.
- Não existem riscos para a população local, tais como: Explosões, liberação de radioatividade, rompimento de barragens, etc.

- Pode ser construída rapidamente (a usina eólica de Osório, com 75 aerogeradores de 2[MW], totalizando de 150[MW], foi construída em um período de 14 meses).

Flexibilidade de Aplicação

Embora a aplicação mais significativa da geração eólica seja a produção em larga escala de energia elétrica por meio de grandes usinas eólicas conectadas aos sistemas elétricos de potência, existem outras aplicações menores que também são de grande importância, dentre elas (AWEA, 2001a):

- *Bombeamento d'água:* Sistemas eólicos puramente mecânicos têm sido utilizados há séculos nesta atividade, no entanto, como o melhor local de aproveitamento dos recursos hídricos nem sempre coincide com o melhor local de aproveitamento eólico, estes sistemas puramente mecânicos não satisfazem todas as necessidades. Para resolver este problema, os atuais sistemas eólicos de bombeamento d'água utilizam bombas acionadas por motores elétricos alimentadas por pequenos aerogeradores locados convenientemente.
- *Sistemas isolados para uso doméstico:* Em localidades remotas e desconectadas do sistema elétrico, em que a velocidade média anual dos ventos seja superior a 4[m/s], a demanda por eletricidade (para iluminação, refrigeração, aquecimento d'água, eletrodomésticos, eletro-eletrônicos, etc.) pode ser suprida por aerogeradores a um custo inferior aos sistemas moto-gerador à diesel.
- *Sistemas isolados para uso industrial:* A crescente robustez de operação dos pequenos aerogeradores tem aumentado a sua utilização em aplicações industriais remotas, dentre elas: telecomunicações, radares, controle de oleodutos, sinalização marítima (faróis e bóias de sinalização), proteção catódica contra corrosão, estações de monitoração meteorológicas e sísmicas, controle de tráfego aéreo, etc.

Vantagens Operacionais

A tecnologia aplicada aos aerogeradores modernos proporciona vantagens operacionais que melhoram a confiabilidade da rede elétrica local, dentre elas o controle ativo do nível de tensão, do fluxo de reativos, do nível de harmônicos e das correntes de entrada e de saída do gerador (ESKANDER, 1996; BHOWMIK et al., 1999; EEL-HWAN et al., 2000; RUBIRA et al., 2000; MÜLLER et al., 2000).

1.1.6. Evolução da Capacidade Instalada

Todas as vantagens descritas transparecem no crescimento médio anual da capacidade instalada da ordem de 30% e na capacidade instalada mundial de 74,2[GW] ao final de 2006 (Figura 1.14).

Figura 1.14 – Evolução da capacidade eólio-elétrica instalada ao final de 2006.

De acordo com o “*Global Wind 2006 Report*”, feito pelo GWEC – *Global Wind Energy Council* (GWEC, 2006), a distribuição geográfica desta capacidade instalada (Figura 1.15) apresenta as seguintes características: Mais de 50 países possuíam alguma capacidade eólio-elétrica instalada; o país com a maior capacidade instalada era a Alemanha com

28%; os países europeus detinham 65%; os dez países de maior capacidade instalada possuíam 85%; o Brasil possuía apenas 0,32%.

Figura 1.15 – Distribuição geográfica da capacidade eólico-elétrica instalada ao final de 2006.

1.1.7. Perspectivas Futuras

Estimativas da EWEA indicam que a capacidade instalada mundial deve atingir a marca de 80[GW] em 2007 e superar os 160[GW] em meados de 2012 (EWEA, 2005e). Contudo, para atingir estes números, a atual tecnologia deve evoluir nos seguintes campos:

- Aumento da capacidade e da eficiência individual dos aerogeradores, para:
 - Permitir a construção de grandes usinas eólicas *offshore* (mar adentro).
 - Substituir os aerogeradores de usinas eólicas antigas.
- Aumento da flexibilidade de aerogeradores de menor porte, para:
 - Injetar mais energia eólica em regiões que já contam com uma taxa de penetração maior de 20%.
 - Suprir uma demanda orientada ao consumidor, a um custo mínimo.

Projeções de crescimento da geração eólica-elétrica de energia foram publicadas pela EWEA e o *Greenpeace* em um estudo de viabilidade, intitulado “*Wind Force 12 – A Blueprint to Achieve 12% of the World’s Electricity from Wind Power by 2020*” (EWEA, 2004a), no qual concluem que não existem limites naturais, técnicos ou econômicos para que 12% da demanda mundial de energia elétrica venham a ser supridos por fontes eólicas até o ano de 2020. Neste estudo, foram feitas diversas análises e estimativas fundamentadas no potencial eólico aproveitável e nas possibilidades reais do setor, como por exemplo: Evolução da demanda mundial de energia elétrica, investimento necessário, capacidade das fábricas, evolução da tecnologia e dos custos de geração, evolução da capacidade instalada e da sua produção e benefícios para o meio ambiente.

Projeção da Demanda Mundial de Energia Elétrica

Figura 1.16 – Estimativa da demanda mundial por energia elétrica e de sua taxa de crescimento.

A evolução da demanda mundial de energia elétrica mostrada na Figura 1.16 foi feita com a participação do Conselho Mundial de Energia e da Agência Internacional de Energia e indica que, em 2020, o consumo mundial terá alcançado 25578[TWh].

Projeção da Produção Mundial das Fontes Eólicas

Figura 1.17 – Estimativa da produção mundial das fontes eólicas, de sua taxa de crescimento e de sua participação na demanda mundial de energia elétrica.

Para atingir a meta de 12% de penetração da geração eólica em 2020, a produção deste ano deverá ser de 3069[TWh]. De acordo com a evolução mostrada na Figura 1.17, o atual limite técnico da quantidade de energia eólica que pode ser injetada na rede elétrica, avaliado em aproximadamente 20%, será atingido por volta de 2040, quando a produção será de aproximadamente 8510,3[TWh].

Projeção da Capacidade Instalada das Fontes Eólicas

Para atender às expectativas de produção, a capacidade instalada das fontes eólicas também deve crescer na mesma proporção (Figura 1.18), chegando a 716491 unidades instaladas que totalizam 1245,03 [GW] em 2020.

Projeção do Investimento Necessário em Fontes Eólicas

Foi previsto um investimento total da ordem de US\$ 886 bilhões, que teve início em 2003 com US\$ 8,6 bilhões e seguirá o padrão ilustrado pela Figura 1.19 até um valor máximo de quase US\$ 106 bilhões em 2019. Estes valores podem ser considerados modes-

tos tendo em vista que, durante a década de 90, a geração convencional de energia elétrica recebeu subsídios anuais entre US\$ 250 e US\$ 300 bilhões.

Figura 1.18 – Estimativa da evolução da capacidade instalada.

Figura 1.19 – Estimativa do investimento necessário em fontes eólicas.

Projeção da Redução dos Custos de Geração das Fontes Eólicas

A Figura 1.20 mostra a tendência do custo da energia das fontes eólicas. Dentre os principais fatores determinantes da redução dos custos, pode-se citar:

- *Curva de Aprendizado*: Representa a diminuição dos custos de fabricação por causa do aumento da eficiência do fabricante à medida que este ganha experiência e, de maneira geral, os custos de fabricação caem cerca de 20% cada vez que a quantidade de unidades fabricadas dobra.

- *Capacidade Individual*: A atual capacidade instalada é representada por aerogeradores de capacidade média entre 1,2[MW] e 2,0[MW]. Por outro lado, já estão em funcionamento protótipos de capacidade da ordem de 5,0[MW] que serão instalados em larga escala na próxima década, especialmente nas usinas eólicas *off-shore* (mar adentro).

Fator de Capacidade: Este fator indica a produtividade por meio da relação entre a produção real e a produção máxima durante um período de tempo. Os aerogeradores atuais apresentam fator de capacidade médio de 24% que deverá aumentar até 28% em 2012.

Figura 1.20 – Estimativa do custo de geração das fontes eólicas.

Projeção da Criação de Empregos no Setor da Geração Eólica

Os altos índices de desemprego vêm se tornando um problema em muitos países, logo a possibilidade da indústria de energia eólica abrir um montante razoável de vagas,

tanto para mão de obra qualificada quanto para não-qualificada, passa a ter uma importância econômica significativa, pesando nas tomadas de decisão (políticas) sobre o investimento em diferentes opções de fontes energéticas.

Tomando-se como base estudos da *DWTMA - Danish Wind Turbine Manufacturers Association* feitos em 1996, estima-se que até 2020 o mercado da energia eólica venha a criar mais de 2,3 milhões de postos de trabalho, conforme mostra a Figura 1.21.

Figura 1.21 – Estimativa da criação de empregos no setor da geração eólica.

Projeção do Índice de Redução das Emissões de CO₂

Assim como ocorre na Europa e nos Estados Unidos, a geração da maior parte da energia elétrica é oriunda da queima de combustíveis fósseis e, conseqüentemente, é responsável pela emissão anual de milhões de toneladas de dióxido de carbono (CO₂) na atmosfera, dado que em média cada kilowatt-hora extraído de combustíveis fósseis é responsável pela emissão de 0,6[kg] de dióxido do carbono (CO₂).

O agravamento dos efeitos nocivos do dióxido de carbono (CO₂) no meio ambiente e a previsão do esgotamento das reservas de combustíveis fósseis tornam a geração eólica mais atraente, pois somente em 2003 a energia elétrica gerada por fontes eólicas re-

duziu as emissões de dióxido de carbono (CO₂) em 50,8 milhões de toneladas. Conforme mostra a Figura 1.22, este índice anual de redução chegará a 5,106 bilhões de toneladas em 2040, totalizando 88,857 bilhões de toneladas de dióxido de carbono (CO₂) que deixarão de ser lançados na atmosfera neste período.

Figura 1.22 – Estimativa da redução da emissão de dióxido de carbono (CO₂) devido às fontes eólicas.

1.2. DISPOSIÇÃO DO TRABALHO

Este trabalho tem como objetivo principal o desenvolvimento de um sistema de controle fundamentado nos princípios da lógica difusa, para atuar no ângulo de passo da turbina eólica e na corrente rotórica de excitação do gerador de indução duplamente alimentado, e obter um aerogerador de comportamento estável sob diversos regimes de vento.

Para facilitar a compreensão do desenvolvimento do sistema de controle difuso proposto, este trabalho está disposto em três partes distintas:

- *Parte 1:* Revisão bibliográfica para o levantamento de informações relevantes ao projeto, tais como: Os aspectos gerais da circulação geral da atmosfera, as características dos ventos sobre a superfície terrestre, os conceitos básicos da energia eólica e potencial eólico e o potencial eólico brasileiro (Capítulo 2 – O Vento). A captação da energia

contida no vento por meio aerogeradores, com ênfase no seu funcionamento, principais características construtivas e limitações (Capítulo 3 – O Aerogerador).

- *Parte 2:* Estudo da turbina eólica de passo variável e do gerador duplamente alimentado: Modelagem matemática e levantamento de parâmetros, definição da estratégia de controle da turbina e do gerador, síntese dos controladores PID e a síntese dos controladores difusos (Capítulo 4 – O Sistema de Controle).

- *Parte 3:* Simulação computacional e análise dos resultados (Capítulo 5 – Simulação Computacional). Conclusões e sugestões para a continuação deste trabalho (Capítulo 6 – Conclusões).

CAPÍTULO 2

O VENTO

2.1. A ORIGEM DOS VENTOS

Todos os dias a Terra recebe, por volta de 1.10^{18} [W] de potência que aquece, de maneira não uniforme, sua superfície. Esta não uniformidade é causada pelos diferentes ângulos de incidência dos raios solares nas diversas regiões do globo. As regiões equatoriais, onde os raios solares incidem quase que perpendicularmente, recebem mais energia por unidade de área que as demais regiões e, como podemos observar na Figura 2.1 (NASA, 2007a), são mais quentes. Como o ar quente é menos denso que o ar frio, este aquecimento nas regiões equatoriais cria uma corrente ascendente e, conseqüentemente, uma área de baixa pressão nas camadas inferiores da atmosfera. O ar aquecido sobe até uma altitude de aproximadamente 10[km] e separa-se em duas correntes: Uma em direção ao Pólo Norte e outra ao Pólo Sul (AHRENS, 2000).

Figura 2.1 – Temperatura da superfície das águas dos oceanos, registradas pelo satélite MODIS da NASA, onde as áreas mais quentes são representadas em vermelho, laranja e amarelo.

Se o planeta não mantivesse o movimento de rotação, o ar simplesmente chegaria às calotas polares, esfriaria, desceria e retornaria à Linha do Equador pelas camadas baixas da atmosfera. Contudo, a rotação da Terra gera o chamado Efeito de Coriolis que faz com que este fluxo de ar tenha uma trajetória diferente (Figura 2.2).

Figura 2.2 – Ilustração do Efeito de Coriolis sobre uma trajetória perpendicular à Linha do Equador para os pólos segundo uma referência na superfície terrestre.

2.1.1. O Efeito de Coriolis

A Figura 2.2 ilustra o Efeito Coriolis sobre as correntes de ar que partem das regiões equatoriais em direção aos pólos. Nota-se que para um observador fixo na superfície terrestre o fluxo de ar sobre o Hemisfério Sul é desviado para a esquerda e, no Hemisfério Norte, para a direita, como se pode observar na Figura 2.3 (NASA, 2007b). E, além disto, o Efeito de Coriolis cria regiões de alta pressão nas latitudes 30° em ambos os hemisférios (AHRENS, 2000).

Figura 2.3 – Movimentação do fluxo de ar na atmosfera terrestre, registrados pelo satélite MODIS da NASA.

2.2. OS VENTOS GLOBAIS

Conforme visto, a incidência dos raios solares e o Efeito de Coriolis causam gradientes de pressão na atmosfera:

- Baixa pressão na região do Equador (aquecimento do ar).
- Alta pressão nos Pólos (resfriamento do ar).
- Alta pressão nas latitudes 30°N e 30°S (Efeito de Coriolis).

A força de gradiente de pressão faz com que as massas de ar escoem das regiões de alta para as de baixa pressão, tendendo a uma equalização. Contudo, o aquecimento solar e a rotação do globo terrestre mantêm as diferenças de pressão e, por conseguinte, a circulação constante dos fluxos de ar. De maneira geral, a circulação das massas de ar na atmosfera segue o padrão ilustrado pela Figura 2.4, onde se pode notar que, mesmo em altitudes relativamente baixas, existem regiões da atmosfera que os ventos nunca param de soprar (AHRENS, 2000).

Estes ventos permanentes são denominados ventos globais e, nas camadas inferiores da atmosfera, são classificados como:

- *Alísios*: Fluem dos Trópicos para o Equador.
- *Ventos do Oeste*: Fluem dos Trópicos para os Pólos.
- *Polares*: Fluem dos Pólos para as zonas temperadas.

Figura 2.4 – Ilustração da circulação das massas de ar na atmosfera terrestre.

Cabe salientar que na Figura 2.4, a atmosfera está representada com dimensões exageradas, pois sua espessura real é de aproximadamente 10[km], cerca de 1/1200 do diâmetro do globo terrestre.

Os ventos globais circulam em altitudes superiores a 1000[m] e determinam a direção predominante dos ventos nas camadas mais baixas da atmosfera. Considerando estes movimentos circulares do fluxo de ar e os desvios de trajetória provocados pela rotação do globo terrestre, podem-se estabelecer as direções predominantes dos ventos de acordo com a latitude, conforme mostra a Tabela 2.1.

Tabela 2.1 – Direção predominante dos ventos segundo a latitude.

Latitude	90–60° N	60–30° N	30–0° N	0–30° S	30–60° S	60–90° S
Direção	Nordeste	Sudoeste	Nordeste	Sudeste	Noroeste	Sudeste

Fonte: (KROHN, 2001)

Estima-se que todo este mecanismo de movimentação de massas de ar consuma aproximadamente 2% de toda energia irradiada pelo Sol em direção a Terra, ou seja, diariamente os ventos movimentam algo em torno de $20 \cdot 10^{15}$ [W]. Deste total, apenas a parcela relativa aos ventos que circulam em altitudes abaixo de 200[m] podem ser convertidos em energia elétrica, tornando necessário o estudo dos ventos próximos à superfície.

2.3. OS VENTOS DE SUPERFÍCIE

Os ventos de superfície podem apresentar direção e velocidade diferentes dos ventos globais. Estas diferenças se devem à proximidade da superfície terrestre, onde o fluxo de ar pode sofrer as seguintes influências locais:

- Temperatura.
- Rugosidade.
- Obstáculos.

2.3.1. Influência da Temperatura da Superfície

Nas camadas inferiores da atmosfera, a temperatura da superfície forma um mecanismo local para a geração de ventos, com variações sazonais de direção e intensidade. Novamente, o gradiente de temperatura age como um gerador de diferenças de pressão na atmosfera, forçando um fluxo de ar das regiões de alta para as de baixa pressão.

As superfícies dos continentes e dos oceanos apresentam diferentes capacidades de absorver e refletir raios solares e de emitir calor, sendo que, de maneira geral, o solo permite maiores amplitudes e variações mais rápidas de temperatura que a água. Neste contexto, são gerados escoamentos de grande escala (Monções) e de pequena escala (Brisas) (AHRENS, 2000):

- *Monções*: Durante as estações frias, quando a temperatura do continente é menor que a dos oceanos, elas sopram em um sentido e, nas estações quentes, quando a temperatura do continente é maior que a dos oceanos, elas sopram no sentido contrário.

Figura 2.5 – Brisas marítimas e terrestres: (a) Mecanismo de formação; (b) Exemplo de aproveitamento.

- *Brisas Marítimas e Terrestres*: Conforme pode-se observar na Figura 2.5, nas regiões costeiras ocorre à formação de dois tipos de brisas: A brisa marítima, soprando do oceano para o continente durante o dia, quando o solo é mais quente que as águas; e, a brisa terrestre, soprando do continente para o oceano durante a noite, quando as águas são mais quentes que o solo. O gradiente de temperatura entre o solo e as águas é maior durante o dia, por isso a brisa marítima tem intensidade maior que a brisa terrestre.

Figura 2.6 – Brisas montanha-vale: (a) Mecanismo de formação; (b) Exemplo de aproveitamento.

- *Brisas Montanha-Vale*: Durante o dia, no Hemisfério Sul, o Sol aquece mais a face norte que a sul das montanhas enquanto que no Hemisfério Norte, ocorre o contrário. Desta forma, como ilustra a Figura 2.6, a brisa de vale é formada pelo seguinte mecanismo: O ar é aquecido pela superfície da montanha, formando-se um fluxo de ar ascendente que se esfria quando chega ao topo e, com o aumento de sua densidade, o fluxo de ar desce em direção a base da montanha, fechando o ciclo. Durante a noite, a superfície da montanha esfria e o fluxo de ar se inverte.

2.3.2. Influência da Rugosidade da Superfície

Uma outra influência sobre o fluxo de ar é o seu cisalhamento com a superfície, que tende a aumentar com a rugosidade ou com a proximidade da superfície; assim, ventos de baixa altitude sobre terrenos muito rugosos têm a sua velocidade bastante prejudicada.

Considerando que as torres raramente ultrapassam 120[m] de altura, a análise da rugosidade do terreno é fundamental para uma correta avaliação da velocidade do vento na altura em que o aerogerador será instalado. Para isto, rugosidade é representada por um valor numérico correspondente a altura em que a velocidade do vento é teoricamente nula, denominado comprimento da rugosidade “ Z_0 ”[m]. Além disto, as superfícies típicas podem ser divididas em classes, conforme ilustra a Tabela 2.2.

Tabela 2.2 – Classificação da rugosidade de superfícies típicas.

Classe	Z_0 [m]	Descrição
0,0	0,0002	Superfície da água.
0,5	0,0024	Terrenos completamente abertos com superfície lisa, tais como: Pistas de aeroportos. Grama ceifada. etc.
1,0	0,03	Áreas rurais abertas, sem cercas, sem sebes, com edificações bastante espaçadas e colinas suaves.
1,5	0,055	Áreas rurais com algumas casas, com sebes de até 8[m] a uma distância de aproximadamente 1250[m].
2,0	0,1	Áreas rurais com algumas casas, com sebes de até 8[m] a uma distância de aproximadamente 500[m].
2,5	0,2	Áreas rurais com muitas casas, com arbustos ou sebes de até 8[m] a uma distância de aproximadamente 250[m].
3,0	0,4	Pequenas cidades, vilas, áreas rurais com muitas sebes, vegetação nativa, sebes muito altas, terreno muito acidentado e desigual.
3,5	0,8	Grandes cidades com prédios altos.
4,0	1,6	Cidades muito grandes com prédios muito altos.

Fonte: (KROHN, 2001)

Sabendo-se os valores do comprimento da rugosidade da superfície “ $Z_{0(REF)}$ ”[m] e da velocidade do vento “ $V_{(REF)}$ ”[m/s] a uma determinada altitude “ $H_{(REF)}$ ”[m], pode-se

utilizar (2.1) para estimar a velocidade do vento “ v ”[m/s] para qualquer altitude “ H ”[m] sob superfícies de rugosidade de qualquer comprimento “ Z_0 ”[m] (WORTMAN, 1983), conforme mostra a Figura 2.7.

$$v = v_{(REF)} \cdot \frac{\log\left(\frac{H}{Z_0}\right)}{\log\left(\frac{H_{(REF)}}{Z_{0(REF)}}\right)} \quad \ni H > 0 \quad (2.1)$$

Figura 2.7 – Extrapolação do perfil de velocidades do vento para diversas altitudes e rugosidades com base na seguinte referência: $Z_{0(REF)} = 0,1[m]$, $V_{(REF)} = 5[m/s]$ e $H_{(REF)} = 10[m]$.

A Figura 2.7 ilustra os perfis de velocidade do vento para uma altura de até 100[m], para diversas classes de rugosidade, tomando-se como referência o valor médio de velocidade do vento de 5[m/s] obtido a 10[m] de uma superfície de rugosidade classe 2, ou seja, de comprimento $Z_0=0,1[m]$. Observa-se a significativa influência da rugosidade e da

altitude sobre o perfil de velocidades do vento, o que é fundamental na estimativa da quantidade de energia eólica disponível naquela localidade.

No dimensionamento da turbina e da torre, o conhecimento deste perfil é útil para determinar as características do vento que irá incidir na área varrida pelas pás da turbina, por exemplo: Para uma superfície de rugosidade classe 2, uma turbina de 60[m] de diâmetro instalada sobre uma torre de 70[m] de altura onde o vento é de aproximadamente 9,5[m/s], contudo, nas pontas das pás, o vento seria de 10[m/s] na posição mais alta e 8,7[m/s] na posição mais baixa.

Isto também é utilizado para extrapolar os valores de velocidade média dos ventos captados em estações meteorológicas, geralmente, por longos períodos e a uma altura de 10[m], para uma altura compatível com a torre do aerogerador. Como nem sempre a estação meteorológica está instalada na localidade de interesse, é importante que a extrapolação considere também mudanças da rugosidade do terreno.

2.3.3. Influência dos Obstáculos

Os obstáculos também exercem grande influência sobre a velocidade dos ventos, podendo se manifestar das seguintes maneiras:

- *Enfraquecimento*: Turbulência e Sombra eólica.
- *Fortalecimento*: Efeitos de compressão horizontal e vertical.

Turbulência e Sombra Eólica

Com a passagem do fluxo de ar, os obstáculos (arbustos, árvores, edificações, formações rochosas, etc.) criam uma área de turbulência que pode se estender por até três vezes a altura do obstáculo, conforme ilustra a Figura 2.8a.

Assim, os arbustos observados na Figura 2.8b criam uma região de turbulência que atenua a velocidade do vento que chega a alguns aerogeradores; com isto, alguns ventos fracos, porém suficientes para acionar os aerogeradores sem arbustos à sua montante, podem não ser suficientes para acionar os aerogeradores precedidos por estes obstáculos. E, adicionalmente, na área de turbulência ocorrem mudanças bruscas de direção e velocidade do vento, indesejáveis no aproveitamento eólico por gerar fadiga mecânica e, conseqüentemente, a diminuição da vida útil dos aerogeradores.

Figura 2.8 – Turbulências criadas por obstáculos: (a) Mecanismo de formação; (b) Exemplos de casos.

No cálculo da sombra eólica pode-se adotar como exemplo o efeito de uma edificação, com 40[m] de altura e 80[m] de largura, de formato retangular, posicionada de maneira que a face frontal esteja perpendicular à direção do vento (Figura 2.9). Nesta configu-

ração de um único obstáculo perpendicular ao fluxo de ar, a sombra eólica pode ser determinada pelas equações descritas por MANWELL, MCGOWAN e ROGERS (2002); configurações mais complexas e realísticas são solucionadas por algoritmos mais elaborados, implementados em programas comerciais e de uso profissional, como o WindPro® e o WAsP®.

Na Figura 2.9 tem-se uma ilustração, em código de cores, da sombra eólica causada pelo obstáculo já descrito sobre uma superfície de rugosidade classe 2,5. Nota-se que, para um aerogerador instalado em uma torre de 80[m], os ventos vão se fortalecendo conforme se distancia do obstáculo: A 500[m] a velocidade do vento é de 91% da velocidade do escoamento livre; a 1000[m] a velocidade do vento é 97%; e, a 1500[m] a velocidade é de 99%.

Figura 2.9 – Efeito da turbulência criada por um obstáculo de 40[m] de altura, 80[m] de largura e 0% de porosidade sobre a velocidade do vento.

Da análise da Figura 2.9, pode-se isolar os parâmetros mais significativos relacionados à sombra eólica:

- *Altura da Torre:* Quanto mais alto estiver o aerogerador, menor será a perda de velocidade do vento que o aciona, pois a sombra eólica pode se estender até uma altura de cinco vezes a altura do obstáculo. Caso a altura do obstáculo seja maior que a metade da altura da torre, a velocidade do vento que chega ao aerogerador irá depender também da sua geometria (por exemplo, às diferentes inclinações do telhado, etc.).
- *Distância:* Quanto maior for a distância entre o obstáculo e o aerogerador, menor será a perda de velocidade do vento que o aciona, pois a sombra eólica pode se estender até uma distância maior de cinco vezes a altura do obstáculo, dependendo da rugosidade do terreno. Caso a distância seja menor que cinco vezes a altura do obstáculo, a velocidade do vento que chega ao aerogerador irá depender também da sua geometria (por exemplo, às diferentes inclinações do telhado, etc.).
- *Rugosidade:* Quanto menor a rugosidade do terreno, menos relevantes os efeitos da sombra eólica. É importante ressaltar um critério para diferenciar a classificação de alguns elementos topográficos (árvores, formações rochosas, edificações, etc.) que podem ser tratados como obstáculos ou como elementos que definem a rugosidade do terreno. Serão considerados como obstáculos os elementos que estiverem a uma distância menor que 1[km] do aerogerador e a sua montante na direção preferencial do vento que o aciona; caso contrário, o elemento deverá ser tratado como rugosidade.
- *Dimensões do Obstáculo:* Quanto maior o obstáculo, maior será a sombra eólica.
- *Porosidade do Obstáculo:* Quanto mais poroso o obstáculo, menor será a sombra eólica. A porosidade é um indicador de sua abertura à passagem do vento, matematicamente, é a relação entre a área aberta e a área total. Como exemplos típicos de obstáculo, pode-se considerar os valores indicados na Tabela 2.3.

Neste contexto, é interessante investigar a influência da rugosidade da superfície sobre a sombra eólica. Para isto, utilizando-se novamente as equações descritas por MANWELL, MCGOWAN e ROGERS (2002) para estimar a distância do obstáculo em que a velocidade do vento não seja perturbada pela sombra eólica “ $x_{100\%}$ ” sob diversos valores de rugosidade da superfície “ Z_0 ”, chega-se aos resultados listados na Tabela 2.4.

Tabela 2.3 – Valores aproximados da porosidade de obstáculos típicos.

Obstáculos	Árvores Sem Folhagem	Árvores Pouco Densas	Árvores Muito Densas	Edificações
Porosidade	70 %	50%	30%	0%

Fonte: (KROHN, 2001)

Tabela 2.4 – Extensão da sombra eólica sob superfícies de diferentes classes de rugosidade.

Rugosidade	Classe 0	Classe 1	Classe 2	Classe 3	Classe 4
z_0	0,0002 [m]	0,03 [m]	0,1 [m]	0,4 [m]	1,6 [m]
$x_{100\%}$	61752 [m]	56697 [m]	54986 [m]	52579 [m]	49410 [m]

Figura 2.10 – Perfis de velocidades do vento, com e sem obstáculo, sob diversos tipos de superfície.

Da análise da Tabela 2.4, tende-se a concluir que em superfícies pouco rugosas a extensão da sombra eólica é maior, contudo, os perfis de velocidade do vento em relação à rugosidade da superfície (Figura 2.10) que demonstram que o efeito do obstáculo na velocidade do vento é menor em superfícies menos rugosas.

A Figura 2.10 ilustra os perfis de velocidade de vento, para diversas classes de rugosidade, relativos a uma sombra eólica causada por um obstáculo de 40[m] de altura, 80[m] de largura e 0% de rugosidade, a partir de uma referência de vento de 5[m/s] tomada a uma altura de 10[m] numa superfície com rugosidade de comprimento 0,1[m]. Na Tabela 2.5, estão registrados os dados sobre os ventos a uma distância de 500[m] deste obstáculo e a uma altura de 80[m].

Tabela 2.5 – Variações dos efeitos da sombra eólica sob superfícies de diferentes classes de rugosidade.

Rugosidade	Velocidade do Vento Sem Obstáculo [m/s]	Velocidade do Vento Com Obstáculo [m/s]	Variação da Velocidade [m/s]	Variação da Velocidade [%]
Classe 0	14,0	13,8	0,18	1,31
Classe 1	8,6	8,2	0,32	2,29
Classe 2	7,3	6,9	0,35	2,52
Classe 3	5,8	5,4	0,38	2,70
Classe 4	4,2	3,9	0,38	2,69

Um dos obstáculos inevitáveis em usinas eólicas são os aerogeradores vizinhos, pois a extração de energia cinética do vento, naturalmente, causa diminuição de sua velocidade e uma leve turbulência.

Na locação dos aerogeradores em uma usina eólica, deve-se considerar dois pontos de vista contrários: A sombra eólica sugere uma grande distância entre os aerogeradores; e, o custo do terreno e das interligações elétricas pressiona para a menor distância possível. Nos dias de hoje, embora existam *softwares* específicos para fazer a simulação da dinâmica atmosférica e determinar o distanciamento ótimo dos aerogeradores, de modo geral, ainda são consideradas adequados os seguintes princípios (Figura 2.11):

- *Aerogeradores Instalados a Jusante:* Distanciamento da ordem de 10 vezes o diâmetro das turbinas.
- *Aerogeradores Instalados ao Lado:* Distanciamento da ordem de 5 vezes o diâmetro das turbinas.

Figura 2.11 – Distribuição tradicional dos aerogeradores em uma usina eólica (CEPEL, 2001).

Na Figura 2.11, nota-se também que os aerogeradores das linhas a jusante são colocados no meio do vão dos aerogeradores das linhas a montante. A Figura 2.12 mostra a foto de uma usina eólica *off-shore* (mar adentro) com 80 aerogeradores de 2[MW] dispostos em 8 colunas de 10 aerogeradores, na qual é demonstrada a aplicação destes princípios.

Figura 2.12 – Foto aérea da usina eólica de *Horns Rev* na Dinamarca.

Efeito de Compressão Horizontal

Figura 2.13 – Efeito de compressão horizontal: (a) Mecanismo de formação; (b) Exemplo de caso.

Alguns obstáculos podem causar um efeito de compressão no escoamento das massas de ar e contribuir para aumentar a velocidade do vento. No diagrama mostrado na Figura 2.13a pode-se observar um aerogerador instalado numa fenda entre duas elevações, onde existe uma amplificação da velocidade do vento. A montante dos obstáculos, a massa de ar move-se a uma determinada velocidade (por exemplo, $6[m/s]$) e, ao chegar às elevações, parte da massa de ar é deslocada para a fenda e, como a pressão sobre a massa de ar mantém-se constante, a velocidade do escoamento através da fenda aumenta (facilmente para uns $9[m/s]$). No entanto, para que o efeito de compressão horizontal seja aproveitável, deve ser isento de turbulências, ou seja, as elevações devem apresentar superfície lisa e inclinação suave, assim como mostra o exemplo da Figura 2.13b.

Efeito de Compressão Vertical

No caso de uma única elevação, nota-se que o vento em seu topo é mais intenso que nas áreas planas que a circundam. Observando-se a Figura 2.14a, verifica-se que a mas-

sa de ar que chega à base da elevação é deslocada para cima, amplificando a velocidade do vento no cume. Novamente, a ausência de turbulências é imprescindível, logo, a elevação deve ser lisa e de inclinação suave, assim como mostra o exemplo da Figura 2.14b.

Figura 2.14 – Efeito de compressão vertical: (a) Mecanismo de formação; (b) Exemplo de caso.

Para uma avaliação segura da velocidade e da qualidade dos ventos de uma determinada região, mais relevante que as informações captadas por estações meteorológicas próximas, é a aquisição de informações na região em questão e na altitude em que se pretende instalar os aerogeradores.

2.4. A VELOCIDADE DOS VENTOS

Na maioria dos casos, a medição da velocidade do vento é feita por um anemômetro de hemisférios giratórios e a direção do vento por uma palheta, ambos instalados em um mastro tubular, sustentado por cabos de aço, da altitude do futuro aerogerador, conforme ilustram as Figuras 2.15a e 2.15b. A Figura 2.15c mostra o *Data Logger*, que é o equipamento responsável por fazer a aquisição e a gravação das medições realizadas.

Figura 2.15 – Medição do vento: (a) Diagrama de um anemômetro típico. (b) Foto de um mastro utilizado para a instalação de anemômetros. (c) Foto de um *Data Logger* típico.

2.4.1. A Rosa dos Ventos

A cada 10 minutos o *Data Logger* calcula o valor médio da velocidade e da direção do vento captadas e armazena estes dados em memória. Desta forma as informações coletadas correspondem às características dos ventos naquela região e são imprescindíveis nos estudos de implantação de usinas eólicas, podendo ser representadas graficamente por meio da Rosa dos Ventos.

A Figura 2.16 mostra dois exemplos de rosa dos ventos: (a) Em Brest, no litoral Atlântico da França; e, (b) em Caen, 150[Km] ao norte. Observa-se que as direções predominantes dos ventos, Sudoeste em Brest e Oeste em Caen, coincidem com a direção dos ventos globais desta região.

Figura 2.16 – Rosas dos ventos (KROHN, 2001): (a) Em Brest; e, (b) 150 [km] ao norte, em Caen.

A Rosa dos Ventos é a uma forma de representação de frequência estatística da velocidade do vento, da sua direção e densidade de potência. Para isto, o horizonte é dividido em 12 partes de 30° e as informações são representadas por meio de três setores superpostos:

- *Setor Externo*: Seu raio indica a frequência relativa da direção do vento para cada um dos 12 setores, ou seja, a porcentagem do tempo em que o vento soprou daquela direção.
- *Setor Intermediário*: Cujo raio é definido através da normalização do produto do raio do setor externo pela velocidade média e representa o quanto cada setor contribui para a velocidade média do vento.
- *Setor Interno*: De raio correspondente à contribuição de cada setor no conteúdo energético registrado naquela região, em outras palavras, este último setor indica de qual direção vêm a maior parte da energia.

É importante ressaltar que o vento possui características periódicas, apresentando variações de comportamento ao longo do ano, ou mesmo, de um ano para o outro. Assim, para obtermos uma Rosa dos Ventos confiável, é necessário que o cálculo das médias seja feito sobre os dados coletados ao longo de vários anos. No entanto, chega-se a um resultado satisfatório utilizando-se as medições específicas no local na usina eólica durante um ano,

ajustando-as com medições meteorológicas obtidas em regiões vizinhas durante longos períodos de tempo.

Por indicar as direções preferenciais do vento, a principal aplicação da Rosa dos Ventos ocorre na locação dos aerogeradores em uma usina eólica. Obviamente, sabendo que a maior parte da energia eólica vem de uma determinada direção, buscar-se-á o mínimo de obstáculo e um terreno o menos rugoso possível naquela direção. Por exemplo, na Figura 2.16 verifica-se que o vento vem do Oeste e do Sudoeste, logo as preocupações serão somente com os obstáculos e com a rugosidade da superfície que estiverem a Oeste e a Sudoeste dos aerogeradores. Já os obstáculos e a rugosidade que estiverem nas direções opostas não são significativos, pois pouca energia vem destas direções. No caso de uma usina eólica com várias linhas de aerogeradores, a direção preferencial do vento determina sua distribuição, de maneira a minimizar os efeitos da sombra eólica de um aerogerador para o outro.

2.4.2. A Densidade de Potência dos Ventos

O teorema da energia cinética diz que a quantidade de energia contida em um corpo em movimento é proporcional à sua massa e ao quadrado de sua velocidade. No caso do vento, considerando-se um fluxo de ar incidente em uma área, perpendicular a trajetória, ao dobrar a sua velocidade pode-se deduzir que: A vazão do ar por unidade de área também dobra; a quantidade de energia contida em cada unidade de massa do fluxo de ar quadruplica; logo, a quantidade de energia contida no vento é oito vezes maior, ou seja, é uma função cúbica de sua velocidade. De fato, a potência por unidade de área transversal “ D_p ”[W/m²] ao deslocamento do fluxo de ar de densidade “ ρ ”[kg/m³] a uma determinada velocidade “ v ”[m/s] é expressa por (BURTON, et al., 2001):

$$D_p = \frac{\rho}{2} \cdot v^3 \quad (2.2)$$

Evidentemente, quanto maior a velocidade do vento, maior a densidade de potência disponível do fluxo de ar. Esta relação cúbica é ilustrada pela Figura 2.17, onde é destacado que um vento de 10[m/s] disponibiliza 612,5[W/m²] e a uma velocidade de 20[m/s], obtém-se uma densidade de potência igual a 4900[W/m²]. E, isto justifica a necessidade do uso de anemômetros de precisão, pois um erro de 5% na velocidade do vento resulta em um erro de 15,76% na estimativa da potência por unidade de área.

Figura 2.17 – Gráfico da densidade de potência do vento em função de sua velocidade.

Com o aumento da velocidade e, conseqüentemente, de seu conteúdo energético, aumenta-se também a intensidade de seus efeitos; neste contexto, a Tabela 2.6 mostra uma classificação dos ventos, semelhante à escala *Beaufort* (AHRENS, 2000), segundo a intensidade de seus efeitos, denominação e faixa de velocidade; adicionalmente, tem-se a potência de cada tipo de vento e a indicação da faixa de velocidades de vento utilizadas no aproveitamento eólico-elétrico.

Tabela 2.6 – Classificação dos ventos segundo a intensidade de seus efeitos e suas denominações.

Velocidade * [m/s]	Potência ** [W/m ²]	Denominação: Efeitos
0,0 – 0,4	0,0000 – 0,0392	<i>Calmaria:</i> Não se nota nenhum movimento nos galhos das árvores.
0,4 – 1,8	0,0392 – 3,5721	
1,8 – 3,6	3,5721 – 28,577	<i>Brisa:</i> As folhas das árvores são agitadas.
3,6 – 5,8 ***	28,577 – 119,51	
5,8 – 8,5 ***	119,51 – 376,15	<i>Vento Moderado:</i> Pequenas árvores começam a oscilar.
8,5 – 11 ***	376,15 – 815,24	
11 – 14 ***	815,24 – 1.680,7	<i>Vento Forte:</i> Galhos maiores são agitados.
14 – 17 ***	1.680,7 – 3.009,2	
17 – 21 ***	3.009,7 – 5.672,4	<i>Ventania:</i> Começa a arrancar telhas.
21 – 25 ***	5.672,4 – 9.570,3	
25 – 29	9.570,3 – 14.938	<i>Vendaval:</i> Árvores são derrubadas.
29 – 34	14.938 – 24.074	
> 34	> 24.074	<i>Furacão:</i> Produz efeitos devastadores.

Fonte: (KROHN, 2001).

* A uma altitude de 10 [m].

** Considerando a densidade do ar igual a 1,225 [kg/m³].

*** Faixa de velocidades tipicamente utilizada para o aproveitamento eólico.

Tabela 2.7 – Densidade do ar para diversos valores de temperatura e limite máximo de umidade.

Temperatura [°C]	Densidade [kg/m³]	Umidade Máxima [kg/m³]
-25	1,423	
-20	1,395	
-15	1,368	
-10	1,342	
-5	1,317	
0	1,292	0,005
5	1,269	0,007
10	1,247	0,009
15	1,225 *	0,013
20	1,204	0,017
25	1,184	0,023
30	1,165	0,030
35	1,146	0,039
40	1,127	0,051

Fonte: (KROHN, 2001).

* Valor padrão utilizado pela indústria de aerogeradores, correspondente à densidade do ar seco sob uma pressão atmosférica ao nível do mar numa temperatura de 15[°C].

Um parâmetro importante na determinação da densidade de potência dos ventos e, por conseguinte, na estimativa da produção anual de energia de um aerogerador ou mesmo de uma usina eólica é a densidade do ar na localidade de interesse. Para a divulgação das características operacionais de seus equipamentos, os fabricantes utilizam um valor de densidade correspondente ao ar seco, ao nível do mar e sob uma temperatura de 15[°C]; assim, em localidades de temperatura, umidade e altitudes diferentes, as variações da densidade do ar devem ser consideradas. A Tabela 2.7 traz valores de densidade do ar em função de diversos valores de temperatura, com a indicação dos limites máximos de umidade.

2.4.3. A Distribuição de *Weibull*

Uma das características mais peculiares do vento é a constante variação do valor de sua velocidade, que reflete na quantidade de energia eólica na forma de flutuações, cuja amplitude depende das características da superfície da localidade. As condições climáticas, a rugosidade da superfície e os obstáculos determinam, além da amplitude, diversos períodos de oscilação:

- *Períodos Anuais*: Estas flutuações também são provocadas por efeito térmico, só que desta vez, em um âmbito global. A Figura 2.18 (NASA, 2007c) dá uma noção destas flutuações, lembrando-se que este padrão pode sofrer algumas variações de um ano para o outro.
- *Períodos Diários*: São flutuações provocadas por efeito térmico local, como por exemplo, nas brisas marítimas e nas brisas de montanha. Seu comportamento típico é mostrado na Figura 2.19a.
- *Períodos da Ordem de Segundos*: São oscilações permanentes em torno do valor médio da velocidade do vento, relacionadas com turbulências e pequenas rajadas de vento. Ver Figura 2.19b.

Figura 2.18 – Regime anual da velocidade dos ventos sobre a superfície terrestre.

Figura 2.19 – Velocidade do vento (KROHN, 2001): (a) Regime diário; (b) Valores instantâneos.

Os fabricantes de turbinas eólicas precisam descrever de maneira adequada o regime de ventos segundo todas as suas variações para a otimização de seus projetos e a minimização dos custos de geração. Além disto, os investidores da indústria eólica precisam de parâmetros a respeito do regime de ventos para estimar a produção anual de energia elétrica e os seus rendimentos.

Dos valores de velocidade do vento, armazenados pelo *Data Logger*, pode-se calcular a frequência de cada valor discreto de velocidade e construir uma curva de distribuição estatística.

Para a descrição desta curva, a distribuição estatística de *Weibull* tem-se consagrado, mundialmente, como o método de maior flexibilidade e aderência aos casos mais variados de regimes de vento, sendo definida por (2.3) em função do valor da velocidade do vento “ v ”[m/s] e dos fatores de forma “ k ” e de escala “ C ” (CEPEL, 2001).

$$p(v) = \frac{k}{C} \cdot \left(\frac{v}{C}\right)^{k-1} \cdot e^{-\left(\frac{v}{C}\right)^k} \quad C = \frac{\bar{v}}{\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)} \quad \bar{v} = \frac{1}{N} \cdot \sum_{i=1}^N v_i \quad (2.3)$$

A Figura 2.20, parametrizada com $C = 7,8987$ e $k = 2$, é representativa de um regime de ventos com as seguintes características:

- O *formato assimétrico à direita*, demonstra que são muito mais comuns as brisas e as calmarias do que os vendavais e os ventos fortes.
- O *valor médio das velocidades* (asterisco vermelho) do vento é da ordem de 6,9[m/s].
- A *mediana* em 6,7[m/s] (asterisco verde), significa que em metade do tempo o vento sopra a uma velocidade acima deste valor e, na outra metade, a uma velocidade abaixo.
- O *valor modal* em 5,6[m/s] (asterisco amarelo), indica que o vento sopra nesta velocidade na maior parte do tempo.

Figura 2.20 – Formato típico da distribuição de frequências da velocidade do vento.

Como de uma localidade para outra sempre existem diferenças climáticas e no relevo, as quais influenciam o regime dos ventos e acabam por modificar o formato de sua distribuição estatística de velocidade, a curva de distribuição de *Weibull* pode ser modelada

de maneira conveniente, através de seus parâmetros de forma e de escala, para representar os mais variados regimes de vento. A Figura 2.21 mostra quatro curvas com formatos diferentes com os respectivos valores de seus parâmetros.

Figura 2.21 – Exemplos de distribuições de Weibull para diversos fatores de forma.

2.4.4. A Velocidade Média Ponderada dos Ventos

Em qualquer localidade, sempre ocorrerão ventos fracos com muito mais frequência que ventos fortes, contudo, os ventos fracos contêm muito menos energia que os fortes, pois a quantidade de energia contida no vento é proporcional à terceira potência de sua velocidade. Na distribuição da Figura 2.20, pode-se calcular um potencial eólico de $201,2[\text{W/m}^2]$ com base na velocidade média de $6,9[\text{m/s}]$, o que é errado, pois estar-se-ia subestimando o potencial eólico real em aproximadamente 50%. Por outro lado, utilizando-se a velocidade média ponderada de $8,7[\text{m/s}]$ chega-se ao potencial eólico correto que é de $403,3[\text{W/m}^2]$.

O valor médio ponderado das velocidades do vento é obtido por meio da distribuição de *Weibull* das velocidades do vento ponderada pela sua densidade de potência; ou seja, este valor ponderado é obtido pelo produto da densidade de potência de cada velocidade do vento pela sua probabilidade de ocorrência, formando uma curva de distribuição de potência, semelhante à mostrada na Figura 2.22. A modificação no formato da curva de distribuição é consequência do aumento cúbico da quantidade de potência com o aumento linear da velocidade do vento.

Figura 2.22 – Distribuição de *Weibull* da potência dos ventos.

Apesar das possíveis divergências entre a representação estatística e os dados reais, a distribuição de *Weibull* tem-se consolidado como um método eficaz na estimativa da produção anual de um aerogerador, ou mesmo, de uma usina eólica (CEPEL, 2001). Pois, a partir deste valor médio ponderado da potência dos ventos de uma região pode-se levantar o seu potencial eólico, que é uma representação da quantidade de energia elétrica que pode

ser extraída do vento naquele local. E, além disto, indica a qualidade do regime vento (boa velocidade média com um mínimo de variações) e da superfície (mínima rugosidade e ausência de obstáculos na direção preferencial dos ventos, ou mesmo, a possibilidade de se aproveitar algum efeito de compressão vertical ou horizontal).

2.5. O POTENCIAL EÓLICO

Para o levantamento do potencial eólico, seria ideal efetuar medições com equipamentos de grande precisão, na altitude e no local em que se deseja instalar os aerogeradores, durante um período de vários anos. Obviamente, o grande problema para levantar o potencial eólico é o longo período de medição para que os dados colhidos sejam representativos do regime local de ventos.

Por outro lado, a medição meteorológica, captada ao longo de décadas, poderia servir como um bom indicativo do potencial eólico, contudo o uso exclusivo de dados meteorológicos pode gerar alguns problemas (AWEA, 2001a; KROHN, 2001):

- Os dados meteorológicos, geralmente utilizados na previsão do tempo e na aviação, não são obtidos com a precisão necessária para a estimação de recursos eólicos.
- As medições meteorológicas, quase sempre são feitas em torres de 10[m] em locais distintos da localidade de interesse. Mesmo com as possíveis interpolações, a rugosidade e os obstáculos da superfície terrestre podem dificultar a estimativa do regime de ventos de uma região próxima à da medição.
- De maneira geral, as medições meteorológicas tendem a subestimar o potencial eólico daquela localidade.

Na resolução deste problema de levantamento de dados confiáveis acerca do potencial eólico, em uma macro-escala, pode-se utilizar os dados meteorológicos combinados

com condicionantes geográficas (por exemplo: relevo, rugosidade e interações térmicas entre a superfície terrestre e a atmosfera) em simulações computacionais da dinâmica das massas de ar numa região de interesse, que pode ser da extensão de todo um país, assim como no levantamento do potencial eólico brasileiro (CEPEL, 2001). Evidentemente, o potencial eólico obtido por este procedimento é apresentado em mapas, cuja resolução relativamente baixa permite apenas identificar as áreas viáveis para a instalação de usinas eólicas, podendo ser utilizado por fabricantes de aerogeradores, planejadores da matriz energética, investidores, agências de financiamento e autoridades governamentais.

Para determinar a locação exata dos aerogeradores, ou mesmo, para estudos de viabilidade econômica de determinado empreendimento, são necessárias informações de micro-escala, obtidas através de medições locais nos padrões da indústria eólica, conforme já descrito, que podem ser aferidas com dados meteorológicos.

Em regiões onde já existem aerogeradores instalados, o potencial eólico pode ser representado pela sua produção anual de energia. Na Alemanha, Dinamarca, e em outros países com grande quantidade de aerogeradores espalhados por quase todo território, os fabricantes chegam a oferecer garantia de produção baseados somente em medições efetuadas no local (KROHN, 2001).

2.5.1. O Potencial Eólico Brasileiro

Publicado pelo CEPEL – Centro de Pesquisas de Energia Elétrica em 2001 o “Atlas do Potencial Eólico Brasileiro” foi feito com um sistema computacional para a resolução numérica do modelo dinâmico atmosférico, que abrange variáveis atmosféricas e da superfície do solo, denominado MesoMap. Assim como toda simulação computacional, para obter resultados confiáveis, os parâmetros do modelo dinâmico devem ser o mais próximo possível da realidade, assim o sistema MesoMap foi alimentado com dados geográficos (topografia, uso do solo, índice de vegetação por diferença normalizada, etc.) obtidos através de curvas de

nível digitalizadas e de rádiosondagens e com dados meteorológicos (temperatura, pressão, umidade relativa, velocidade do vento, etc.) oriundos de reanálises de informações captadas no período compreendido entre 1.983 e 1.999, por centenas de estações anemométricas de 10[m] de altura (para uso meteorológico) e de outras (específicas para o inventário do potencial eólico) de altura superior a 20[m].

Neste documento (CEPEL, 2001), o território brasileiro é dividido em seis regiões geográficas em função da dinâmica atmosférica global e de suas características geográficas (Figura 2.23).

Figura 2.23 – Mosaico de imagens compostas da superfície sobreposto ao modelo de relevo.

O regime de ventos sobre o território brasileiro, que se estende entre as latitudes 5°16'N e 33°45'S e as longitudes 32°23'W e 73°59'W, regido pela circulação atmosférica geral donde se destacam: Nas regiões de altas pressões subtropicais das latitudes 30°N e 30°S, os sistemas Anticiclone do Atlântico Norte (AAN) e do Atlântico Sul (AAS). Nas regiões de baixa pressão, a faixa de Depressão Equatorial (DE) que coincide em localização e orientação com a Bacia Amazônica, ao longo da Região Norte e sobre a porção do Oceano Atlântico adjacente e a Depressão do Nordeste da Argentina (DNA) a 29°S e 66°W, criada

pelo bloqueio da circulação geral atmosférica pelos Andes, pelo intenso aquecimento da superfície naquela região e pelo deslocamento de massas polares.

Todas estas peculiaridades geram diferentes regimes de ventos, sobretudo em 6 regiões geográficas:

- *Bacia Amazônica*: Entre as latitudes 5°N e 10°S e a partir da longitude 70°W até aproximadamente 100[km] da costa que se estende do Amapá e o Maranhão é mostrada em tons verdes claros na Figura 2.23.
- *Zona Litorânea Norte-Nordeste*: Faixa costeira com cerca de 100[km] de largura que começa no extremo norte da costa do Amapá e termina no Cabo de São Roque no Rio Grande do Norte.
- *Zona Litorânea Nordeste-Sudeste*: Faixa costeira com cerca de 100[km] de largura que começa no Cabo de São Roque no Rio Grande do Norte e termina na latitude 23°S, onde a costa do Estado do Rio de Janeiro desvia-se para o oeste.
- *Elevações Nordeste-Sudeste*: Áreas de serras e chapadas que se estendem ao longo do litoral brasileiro desde o Rio Grande do Norte até o Rio de Janeiro a uma distância de até 1000 [km] da costa, caracterizadas pelos tons avermelhados na Figura 2.23.
- *Planalto Central*: Fica ao sul da Bacia Amazônica e estende-se da margem esquerda da Bacia do Rio São Francisco até a fronteira com a Bolívia e o Paraguai, identificado na Figura 2.23 pela extensa região central em tons alaranjados.
- *Planaltos do Sul*: Têm início na latitude 24°S no Estado de São Paulo e terminam no extremo sul do Rio Grande do Sul, sendo mostrados em tons verdes escuros na Figura 2.23.

Conforme visto, o regime dos ventos para o aproveitamento eólico-elétrico é influenciado por diversos fatores, desde aspectos relativos à circulação geral da atmosfera até aspectos relativos à superfície do solo. Por esta razão, os recursos eólicos brasileiros, esti-

mados pelo sistema MesoMap para uma altitude de 50[m] e em uma resolução de 1000[m]x1000[m], são apresentados em mapas temáticos por código de cores, relativos aos seguintes modelos:

- Relevo (Figura 2.24);
- Rugosidade (Figura 2.25);
- Direções Predominantes Anuais (Figura 2.26);
- Fator de Forma *Weibull* – Média Anual (Figura 2.27);
- Velocidade Média Anual (Figura 2.28);
- Potencial Eólico-Elétrico Estimado (Figura 2.29).

Modelo de Relevo

- *Bacia Amazônica*: Constituída quase que totalmente de planícies e terras baixas com altitudes inferiores a 200[m] exceto ao norte, no Planalto das Guianas, onde encontra-se extensas regiões com altitudes acima de 750[m], chegando a 1500[m] na fronteira com a Venezuela. No Amazonas encontra-se o ponto de maior altitude do Brasil, o Pico da Neblina com 3014[m].

- *Zona Litorânea Norte-Nordeste*: É uma região de planície e terras baixas costeiras, com altitudes inferiores a 200[m].

- *Zona Litorânea Nordeste-Sudeste*: Também se caracteriza como uma região de planície e terras baixas costeiras, com altitudes inferiores a 200[m].

- *Elevações Nordeste-Sudeste*: São áreas de serras, chapadas e planaltos com altitudes superiores a 500[m] que chegam a 1500[m] em várias regiões e até 2000[m] em alguns pontos isolados, como a Serra da Mantiqueira na divisa entre o estado de São Paulo e o sul de Minas Gerais.

Figura 2.24 – Modelo de Relevo.

- *Planalto Central*: Apresenta extensas áreas a 500[m] de altitude e algumas regiões a 750[m], próximas à Planície do Pantanal Mato-grossense, onde a altitude não ultrapassa os 200[m].
- *Planaltos do Sul*: São representados em grande parte por áreas a 750[m] de altitude e por algumas regiões que chegam a 1500[m]. As partes litorâneas da Região Sul e a parte centro-sul do Rio Grande do Sul são ocupadas por planícies com altitudes inferiores a 200[m], com exceção do Planalto Uruguaio-Rio-Grandense com altitudes da ordem de 500[m].

Modelo de Rugosidade

Figura 2.25 – Modelo de rugosidade, sobreposto ao relevo sombreado.

- *Bacia Amazônica:* A superfície, predominantemente coberta pela densa Floresta Amazônica, apresenta uma rugosidade da ordem de 1[m]. Nas áreas antrópicas ao longo dos rios da Bacia Amazônica e nas savanas da Serra da Pacaraima, em Roraima, a rugosidade diminui para menos de 0,1[m].
- *Zona Litorânea Norte-Nordeste:* Toda a costa apresenta rugosidade da ordem de 0,001[m]. Afastando-se um pouco da costa, nas áreas antrópicas e de caatinga, a rugosidade aumenta para até 1[m] ao longo do Amapá até o Maranhão e para até 0,1[m] ao longo do Maranhão até o Rio Grande do Norte.

- *Zona Litorânea Nordeste-Sudeste:* Sendo uma região predominantemente antrópica, toda a costa apresenta rugosidades inferiores a 0,1[m] chegando a 0,001[m] na faixa litorânea do Rio Grande do Norte ao Sergipe. Da Bahia até o Rio de Janeiro, a rugosidade da ordem de 0,1[m] próxima a costa chega até 1 [m] conforme se adentre o continente.
- *Elevações Nordeste-Sudeste:* Cobrindo grandes áreas antrópicas, de cerrados e de caatingas, apresenta rugosidades da ordem de 0,1[m] na Região Nordeste, que vão aumentando para cerca de 1[m] conforme se desce até a Região Sudeste.
- *Planalto Central:* Seu extremo norte é coberto por florestas, aonde a rugosidade chega a mais de 1[m]. Deslocando-se para o seu extremo sul, encontram-se grandes áreas antrópicas, cerrados e pantanal, os quais diminuem a rugosidade para menos de 0,1[m] em algumas regiões.
- *Planaltos do Sul:* Praticamente todo coberto por áreas antrópicas, exceto por algumas áreas isoladas de cerrados e campos, sua rugosidade que chega a mais de 1[m] em muitos pontos do estado de São Paulo até parte do Rio Grande do Sul, onde diminui para menos de 0,1[m] nos planaltos e planícies, atingindo níveis da ordem de 0,001[m] na costa.

Em todas as regiões, os pontos de rugosidade da ordem de 2[m], representados em vermelho, correspondem aos grandes centros urbanos.

Direções Predominantes Anuais

- *Bacia Amazônica:* Devido à proximidade da DE, os ventos são predominantemente de leste na região centro-ocidental e de leste a nordeste na região oriental. O escoamento de nordeste na Serra da Pacaraima, em Roraima, deve-se a uma estreita faixa de ventos que tem início numa camada entre 1000[m] e 2000[m] de altitude, a leste da foz do Rio Amazonas, no oceano Atlântico que se desloca para oeste, ao longo da porção norte da Bacia Amazônica, até as cadeias de montanhas da parte oeste do continente.

Figura 2.26 – Médias anuais de direção preferencial dos ventos.

- *Zona Litorânea Norte-Nordeste:* Entre a DE e o AAN, o escoamento é representado pela combinação dos alísios de leste com as brisas marítimas perpendiculares à costa, resultando em ventos de nordeste do extremo do Amapá ao Piauí e em ventos de leste no Ceará e no Rio Grande do Norte.
- *Zona Litorânea Nordeste-Sudeste:* Localizando-se ao sul da DE e ao norte do AAS os ventos predominantes são de leste a sudeste. Próximo à latitude 23°S as montanhas dissipam esta direção preferencial dos ventos.
- *Elevações Nordeste-Sudeste:* Influenciados pela DE e pelo AAS, o escoamento sobre toda a região é bastante complexo devido às influências locais da topografia,

contudo, de maneira geral, sobre a Região Nordeste os ventos são de leste a sudeste, e sobre a Região Sudeste os ventos são de leste a nordeste.

- *Planalto Central*: O escoamento desta região gira em torno do AAS, com ventos predominantes de leste e sudeste.
- *Planaltos do Sul*: A DNA e o AAS provocam ventos de nordeste.

Fator de Forma Weibull – Média Anual

Figura 2.27 – Média anual do fator de forma *Weibull*.

- *Bacia Amazônica*: As persistentes baixas pressões da DE não permite grandes variações de velocidade do vento, resultando em um fator de *Weibull* da ordem de 1,5.

Na Serra da Pacaraima, em Roraima, as variações da velocidade do vento chegam a um fator de até 2,5.

- *Zona Litorânea Norte-Nordeste:* As variações de velocidade dos ventos alísios causadas pelas brisas marítimas e terrestres produzem fatores de *Weibull* da ordem de 3,0 ao longo da costa que diminuem para 2,0 conforme as influências das brisas enfraquecem ao adentrar o continente.

- *Zona Litorânea Nordeste-Sudeste:* O intenso aquecimento do solo na Região Nordeste diminui a longo desta região, juntamente com o gradiente de temperatura entre o solo e o oceano. Por isto, o fator *Weibull* da ordem de 3,0 no Rio Grande do Norte diminui para cerca de até 2,0 na latitude 23°S no Rio de Janeiro. Abaixo desta latitude o fator é menor ainda por causa das montanhas que impedem grandes variações das velocidades dos ventos.

- *Elevações Nordeste-Sudeste:* A topografia complexa desta região é responsável por grandes variações de velocidade do vento e, conseqüentemente, pela grande diversidade de fatores de forma *Weibull* desde valores inferiores a 2,0 até superiores a 3,0.

- *Planalto Central:* Nas regiões próximas a Bacia Amazônica, a proximidade da DE limita o fator de forma *Weibull* patamares da ordem de 1,5 e abaixo destas regiões, o AAS os mantêm entre 2,0 e 2,5.

- *Planaltos do Sul:* Os ventos que convergem para a DNA sofrem pouca influência de brisas devido o pequeno gradiente de temperatura entre as superfícies do continente e do oceano, daí os fatores de *Weibull* ficam entre 2,0 e 2,5.

Velocidade Média Anual

- *Bacia Amazônica:* Os fracos gradientes de pressão e a grande rugosidade são responsáveis por ventos de velocidade média anual inferiores a 3,5[m/s] em toda a regi-

ão. Apenas na Serra da Pacaraima, em Roraima, as características locais permitem ventos médios anuais entre 8[m/s] e 10[m/s].

Figura 2.28 – Média anual da velocidade dos ventos.

- *Zona Litorânea Norte-Nordeste:* No litoral da Região Norte, a proximidade com a DE mantém velocidade média dos ventos entre 5[m/s] e 7,5[m/s]. No litoral da Região Nordeste, a média sobe para algo entre 8[m/s] e 9[m/s], por causa das brisas marítimas, especialmente nos litorais do Ceará e do Rio Grande do Norte, onde são alinhadas com os alísios. Adicionalmente, o Efeito de Compressão Vertical pode contribuir com o aumento da média de velocidade dos ventos em algumas localidades.

- *Zona Litorânea Nordeste-Sudeste:* Os ventos de velocidade média entre 8[m/s] e 9[m/s] no Rio Grande do Norte decrescem para níveis entre 3,5[m/s] e 6[m/s] em quase todo o restante da costa até o Rio de Janeiro. Ocorre uma exceção entre as latitudes 21°S e 23°S, aonde a velocidade média chega a 7,5[m/s] devido ao bloqueio de escoamento causado pelo AAS e as montanhas a oeste da costa.
- *Elevações Nordeste-Sudeste:* O efeito de compressão vertical proporciona ventos de velocidades médias entre 6,5[m/s] e 8[m/s] nas maiores elevações da Chapada da Diamantina e na Serra do Espinhaço.
- *Planalto Central:* No seu limite norte, a grande rugosidade e a DE limitam a velocidade média dos ventos entre 3[m/s] e 4[m/s], em direção ao seu limite sul, esta média sobe e fica entre 5[m/s] e 6[m/s]. No Mato Grosso do Sul, as regiões de maior altitude geram um efeito de compressão vertical que eleva a velocidade média dos ventos para até 7[m/s].
- *Planaltos do Sul:* Sobre a maior parte desta região a velocidade média dos ventos fica entre 5,5[m/s] e 6,5[m/s]. Nas maiores elevações (por causa do efeito de compressão vertical), nos planaltos (por causa da baixa rugosidade) e no litoral (por causa das brisas marítimas), esta média sobe para valores superiores a 7[m/s].

Potencial Eólico-Elétrico Estimado

As estimativas de potencial eólico-elétrico (Figura 2.29) foram levantadas de acordo com as seguintes conjecturas:

- Foram selecionadas somente regiões que, na altitude de 50[m], apresentem ventos de velocidade média anual superior a 7[m/s].
- As áreas cobertas por água (lagos, rios, mar, etc.) foram descartadas.

- Os valores relativos às velocidades do vento são agrupados em intervalos de 0,5[m/s] e os *fatores de capacidade e de disponibilidade*, estudadas no próximo capítulo, são adotados para o limite inferior de cada intervalo.
- A *Potência Instalável* pressupõe uma densidade média de ocupação de terreno de 2[MW/km²] que representa cerca de 20% da ocupação possível em uma região plana e pode ser considerada conservadora.
- A *Energia Anual*, considerando um fator de disponibilidade de 0,98 (típico de usinas eólicas comerciais) é calculada pelo produto entre: *Potência Instalável*, 8.760 horas/ano, *Fator de Capacidade*, e *Fator de Disponibilidade*.

Figura 2.29 – Potencial eólico estimado para ventos de velocidade média maior ou igual a 7[m/s].

Tabela 2.8 – Valores estimados de potencial eólico-elétrico por regiões do território brasileiro.

REGIÃO	INTEGRAÇÃO POR FAIXAS DE VELOCIDADES					INTEGRAÇÃO CUMULATIVA			
	VENTO [m/s]	ÁREA [km ²]	POTÊNCIA INSTALÁVEL [GW]	FATOR DE CAPACIDADE	ENERGIA ANUAL [TWh/ano]	VENTO [m/s]	ÁREA (CUMULATIVA) [km ²]	POTÊNCIA INSTALÁVEL [GW]	ENERGIA ANUAL [TWh/ano]
NORTE	6 - 6,5	11460	22,92	0,13	25,58	>6	24206	48,41	70,49
	6,5 - 7	6326	12,65	0,17	18,46	>6,5	12746	25,49	44,91
	7 - 7,5	3300	6,60	0,20	11,33	> 7 m/s	6420	12,84	26,45
	7,5 - 8	1666	3,33	0,25	7,15	>7,5	3120	6,24	15,11
	8 - 8,5	903	1,81	0,30	4,65	>8	1454	2,91	7,96
	>8,5	551	1,10	0,35	3,31	>8,5	551	1,10	3,31
NORDESTE	6 - 6,5	146589	293,18	0,13	327,19	>6	245105	490,21	649,50
	6,5 - 7	60990	121,98	0,17	178,02	>6,5	98516	197,03	322,31
	7 - 7,5	24383	48,77	0,20	83,73	> 7 m/s	37526	75,05	144,29
	7,5 - 8	9185	18,37	0,25	39,43	>7,5	13143	26,29	60,56
	8 - 8,5	3088	6,18	0,30	15,91	>8	3958	7,92	21,13
	>8,5	870	1,74	0,35	5,23	>8,5	870	1,74	5,23
CENTRO-OESTE	6 - 6,5	41110	82,22	0,13	91,76	>6	50752	101,50	120,83
	6,5 - 7	8101	16,20	0,17	23,65	>6,5	9642	19,28	29,07
	7 - 7,5	1395	2,79	0,20	4,79	> 7 m/s	1541	3,08	5,42
	7,5 - 8	140	0,28	0,25	0,60	>7,5	146	0,29	0,63
	8 - 8,5	6	0,01	0,30	0,03	>8	6	0,01	0,03
	>8,5	0	0,00	0,35	0,00	>8,5	0	0,00	0,00
SUDESTE	6 - 6,5	114688	229,38	0,13	255,99	>6	175859	351,72	446,07
	6,5 - 7	46302	92,60	0,17	135,15	>6,5	61171	122,34	190,08
	7 - 7,5	11545	23,09	0,20	39,64	> 7 m/s	14869	29,74	54,93
	7,5 - 8	2433	4,87	0,25	10,44	>7,5	3324	6,65	15,29
	8 - 8,5	594	1,19	0,30	3,06	>8	891	1,78	4,84
	>8,5	297	0,59	0,35	1,78	>8,5	297	0,59	1,78
SUL	6 - 6,5	121798	243,60	0,13	271,86	>6	171469	342,94	424,74
	6,5 - 7	38292	76,58	0,17	111,77	>6,5	49671	99,34	152,88
	7 - 7,5	9436	18,87	0,20	32,40	> 7 m/s	11379	22,76	41,11
	7,5 - 8	1573	3,15	0,25	6,75	>7,5	1943	3,89	8,71
	8 - 8,5	313	0,63	0,30	1,61	>8	370	0,74	1,95
	>8,5	57	0,11	0,35	0,34	>8,5	57	0,11	0,34
TOTAL BRASIL ESTIMADO						>6	667391	1334,78	1711,62
						>6,5	231746	463,49	739,24
						> 7 m/s	71735	143,47	272,20
						>7,5	21676	43,35	100,30
						>8	6679	13,36	35,93
						>8,5	1775	3,55	10,67

Fonte: (CEPEL, 2001)

O processamento adequado das informações contidas nos mapas temáticos, juntamente com os parâmetros de desempenho e de produção de energia elétrica dos aerogeradores atuais de mercado, determinaram os valores sumarizados na Tabela 2.8.

Dos valores calculados, somente nas regiões com ventos de velocidade média anual igual ou superior a 7,0[m/s], sendo consideradas as premissas já descritas, é estimada uma capacidade de potência de 143,5[GW] (aproximadamente dez vezes maior que a potência instalada na Usina de Itaipu) que poderá gerar 272,2[TWh/ano] (quase três vezes mais que o recorde mundial de produção alcançado pela Usina de Itaipu), que equivale a algo próximo de 70% da demanda total de energia elétrica de todo o Brasil.

Além do grande potencial, os mapas revelam uma outra característica importante dos regimes de vento sobre o Brasil, que é a sua complementaridade geográfica e periódica com os regimes de chuvas (Figura 2.30).

Figura 2.30 – Médias sazonais de temperatura, precipitação pluviométrica e velocidade do vento.

Na Figura 2.30 pode-se observar um período caracterizado por muita chuva e pouco vento de Dezembro até Maio e outro período com pouca chuva e muito vento de Junho a Novembro.

Sendo assim, com base nos mapas analisados, pode-se deduzir que:

- O Brasil possui extensas áreas com potencial de aproveitamento eólico com aerogeradores de grande porte conectados à malha do sistema elétrico.
- De maneira geral, as melhores regiões para o aproveitamento eólico-elétrico situam-se distantes das grandes usinas geradoras, nas extremidades do sistema elétrico.
- Além da localização vantajosa, a inserção de usinas eólicas na matriz energética nacional iria melhorar a estabilidade na produção de energia elétrica ao longo de todo o ano por causa da complementaridade sazonal entre os regimes dos ventos e das chuvas. Em outras palavras, a geração eólica pode sustentar o sistema elétrico, predominantemente alimentado pela geração hídrica, nas estações secas do ano.
- Verificam-se, também, em todo o território brasileiro, a menos da Bacia Amazônica, regiões com demandas isoladas, propensas para a utilização de sistemas eólicos de pequeno porte, desconectados da malha do sistema elétrico.

CAPÍTULO 3

O AEROGERADOR

3.1. ASPECTOS CONSTRUTIVOS

Os aerogeradores extraem a energia cinética do vento por meio das turbinas eólicas, que podem ter diversos formatos (WORTMAN, 1983; KROHN, 2001). Contudo, os aerogeradores modernos são predominantemente de três pás com eixo horizontal, torres tubulares e formato aerodinâmico, semelhantes aos mostrados na Figura 3.1.

A Figura 3.2 indica a disposição de suas principais partes, inclusive das internas à nacele*, das duas principais arquiteturas de aerogeradores, onde são indicadas: (1) Torre tubular, (2) Nacele, (2a) Acoplamento torre/nacele, (2b) Gerador, (2c) Transmissão, (3) Turbina eólica, (3a) Cubo, (3b) Acoplamento cubo/pás e (3c) Pá.

* Espaço da fuselagem destinado ao gerador, transmissão, cubo da turbina e outros equipamentos auxiliares.

Figura 3.1 – Exemplos de aerogeradores modernos.

Figura 3.2 – Diagramas esquemáticos da montagem interna de aerogeradores modernos.

Observando-se os diagramas simplificados da Figura 3.2, pode-se deduzir o seu funcionamento básico: A energia captada pelas pás é transformada em conjugado mecânico que aciona o eixo do gerador elétrico por meio da transmissão.

No entanto, mesmo com um princípio de funcionamento tão elementar, os atuais requisitos de eficiência, confiabilidade, segurança e, especialmente, as grandes dimensões,

tornam os aerogeradores modernos equipamentos complexos, tanto do ponto de vista construtivo quanto do ponto de vista operacional.

Figura 3.3 – Principais elementos que compõem um aerogerador moderno.

A Figura 3.3 ilustra os componentes típicos de um aerogerador moderno. Nota-se que, para uma operação adequada e segura, além do gerador e da turbina, são enumerados outros equipamentos, que são brevemente descritos na ordem numérica indicada:

- *Pás da Turbina:* (1) De maneira geral, as três pás devem captar a energia cinética do vento e a converter em conjugado mecânico;
- *Cubo da Turbina:* (2) Peça robusta, feita de ferro fundido, que une as três pás em torno do eixo da turbina;
- *Carcaça da Nacele:* (3) É a estrutura da nacela que deve ser rígida e dúctil, para suportar, respectivamente, todos os esforços mecânicos e absorver às vibrações típicas; para isto, é construída com ferro fundido de qualidade superior;

- *Rolamento do Eixo da Turbina:* (4) Rolamento com duas carreiras de esferas (ou roletes), instalados em um mancal de mesmo material da carcaça da nacele;
- *Eixo da Turbina:* (5) Transmite o conjugado motor da turbina eólica para a transmissão e, por trabalhar sob baixa rotação e conjugado elevado, possui um diâmetro relativamente grande;
- *Caixa de Transmissão:* (6) É uma caixa de engrenagens, geralmente com dois estágios do tipo planetário, que amplia a baixa velocidade de rotação do eixo da turbina para valores compatíveis com a do eixo do gerador;
- *Freio do Eixo do Gerador:* (7) Freio mecânico a disco, instalado no eixo de saída da transmissão, que é acionado em situações de emergência e manutenção, quando, muitas vezes, é auxiliado por um pino de segurança para travar o eixo da turbina;
- *Acoplamento entre Transmissão e Gerador:* (8) Para não ocorrerem tensões mecânicas desnecessárias nos mancais de rolamento do gerador e da transmissão, seus eixos são conectados por meio de um acoplamento flexível;
- *Gerador:* (9) Converte o conjugado mecânico fornecido pela turbina em energia elétrica, podendo ser de vários tipos e apresentar diversas configurações de instalação, conforme será detalhado posteriormente;
- *Radiador de Calor da Transmissão:* (10) Componente do sistema de refrigeração da caixa de transmissão;
- *Radiador de Calor do Gerador:* (11) Componente do sistema de refrigeração do gerador;
- *Sensores de Direção e Velocidade do Vento:* (12) Para o correto funcionamento, os valores destas variáveis de interesse devem ser fornecidos aos respectivos sistemas de controle, conforme será detalhado posteriormente;
- *Sistema de Controle:* (13) Proporciona uma operação totalmente automática, faz a monitoração de diversas variáveis de interesse de todo o aerogerador e, por telemetria,

permite sua monitoração remota, tanto de seus parâmetros quanto da rede elétrica a que estão conectados;

- *Sistema Hidráulico:* (14) É o sistema que mantém e controla a pressão do óleo utilizado nos freios do eixo do gerador e da posição da nacele;
- *Sistema de Posicionamento da Nacele:* (15) Este sistema deve manter a turbina de frente com o vento, ou seja, manter o plano que contém as suas pás numa posição normal à direção do deslocamento do fluxo de ar;
- *Rolamento da Nacele:* (16) Instalado entre a nacele e a torre, permite a sua rotação em torno do eixo longitudinal da torre;
- *Carenagem da Nacele:* (17) Moldada em materiais compostos, é fixada sobre a estrutura da nacele para proteger os equipamentos da intempérie e para proporcionar um acabamento aerodinâmico;
- *Torre:* (18) De formato tubular levemente cônico e construída em aço ou concreto, deve sustentar a nacele e a turbina em uma altura adequada, sob qualquer condição de vento;
- *Sistema de Controle do Ângulo de Passo da Turbina:* (19) As turbinas mais modernas permitem a rotação das pás em torno de seu eixo longitudinal e, juntamente com um sistema de controle adequado, o controle ativo do ângulo de passo da turbina.

Para se entender melhor o funcionamento dos aerogeradores, pelo menos o suficiente para elaborar um sistema de controle eficaz, é necessário examinar em maior profundidade seus principais componentes internos e suas inter-relações.

3.1.1. A Turbina Eólica

Turbinas eólicas iguais às ilustradas pela Figura 3.1 equipam a grande maioria dos atuais aerogeradores e, mesmo apresentando formato ligeiramente diferente de um fa-

bricante para o outro, consistem basicamente de: Três pás, um cubo, um eixo e a carenagem frontal.

As Pás

Figura 3.4 – Formato típico das pás de uma turbina eólica moderna.

A Figura 3.4 mostra em detalhes o formato típico das pás de uma turbina eólica. Este atual formato característico, que teve início nos perfis utilizados em aeronaves, tem sido continuamente otimizado para maximizar a captação da energia eólica e a minimizar os ruídos aerodinâmicos de operação.

As pás são construídas com materiais compostos, ultimamente fibra de vidro ou de carbono impregnadas com resina epóxi. Para garantir que estas peças tão grandes apresentem superfície lisa, com o formato desejado e sejam tão leves e resistentes quanto possível, é necessário um processo de fabricação diferenciado, assim como o ilustrado pela Figura 3.5 e descrito a seguir:

- *Produção da Viga de Sustentação*: Produzida de maneira a apresentar grande rigidez mecânica, necessária para transmitir a força que o vento exerce sobre a superfície

da pá ao eixo da turbina e ainda, suportar todos os outros esforços, repetitivos ou não, a que estará sujeita durante sua operação (Figura 3.5a).

- *Produção da Superfície Aerodinâmica:* A superfície aerodinâmica da pá é composta de duas metades que são produzidas separadamente da seguinte maneira: Sobre um molde com formato adequado são superpostas camadas alternadas de resina e fibra de vidro, tomando-se o cuidado de alterar o sentido da fibra a cada camada (Figura 3.5b); em seguida, estas peças são protegidas (Figura 3.5c) e, finalmente, polimerizadas (Figura 3.5d).

- *Montagem e Acabamento da Pá:* Depois de polimerizadas, as duas metades da superfície aerodinâmica são fixadas à viga de sustentação formando a pá propriamente dita; e, finalmente, as eventuais imperfeições são preenchidas com resina e toda a superfície da pá é polida (Figura 3.6).

(a)

(c)

(b)

(d)

Figura 3.5 – Processo de fabricação das pás de turbinas eólicas modernas.

Figura 3.6 – Acabamento das pás: (a) Preenchimento das imperfeições com resina; (b) Polimento.

Após cuidadoso processo de fabricação, é necessário verificar se as partes da pá não irão se descolar ou se desfazer quando forem submetidas aos esforços típicos de sua operação; neste sentido, após montagem adequada (Figura 3.7) são executados os seguintes testes:

- *Teste de Esforços Repetitivos:* (a) A pá é montada em um equipamento que a faz oscilar em sua frequência natural, cerca de cinco milhões de ciclos. (b) Os problemas relacionados à montagem, são identificados pelo padrão de flexão da estrutura, detectado por meio de extensômetros e monitorado por computador. Já as regiões com problemas de polimerização são indicadas pelo aquecimento causado pelo atrito entre as lâminas que estão se descolando, sendo localizadas por câmeras de infravermelho.
- *Teste de Sobrecarga:* (c) Após o teste de esforços repetitivos, a pá é submetida a uma determinada sobrecarga de 150% para verificar a sua rigidez mecânica após um tempo substancial de operação.

As pás da turbina eólica são as maiores peças a serem transportadas e, como não podem ser segmentadas, isto requer cuidados especiais, assim como os ilustrados pela Figura 3.8: (a) A utilização de dispositivos especiais; (b) Como o deslocamento é muito lento, o

transporte deve ser feito a noite e com escolta policial; e, devido o excesso de peso, as estradas de terra deve ser reforçadas com chapas de aço.

(c)

Figura 3.7 – Ensaios de esforços repetitivos e de sobrecarga.

(a)

(b)

(c)

Figura 3.8 – Transporte das pás da turbina eólica de grande porte.

O Cubo

No diagrama esquemático da Figura 3.9a observa-se o cubo (em cinza), os acoplamentos cubo-pás (em azul), acionados por motores elétricos através de redutores planetários (em verde), e as pás (em branco). Na Figura 3.9b pode-se verificar uma montagem real deste diagrama esquemático (o aerogerador com parte da carenagem frontal removida, expõe o cubo, os acoplamentos cubo-pás e o gerador). Como pode ser visto, o cubo conecta as três pás ao eixo e, nas turbinas eólicas mais recentes, permite o ajuste do seu ângulo de passo, ou seja, que as pás girem em torno de seu eixo longitudinal. Conforme será detalhado posteriormente, o controle adequado do ângulo de passo da turbina pode ser feito de duas maneiras diferentes, e tem o objetivo de otimizar o processo de captação de energia eólica.

Figura 3.9 – Cubo da turbina eólica: (a) Montagem da turbina; (b) Vista interna de uma turbina eólica real.

A Carenagem Frontal

É a parte móvel da carenagem que abriga a montagem do centro da turbina (Figura 3.9). Seu formato é projetado para proporcionar um acabamento aerodinâmico e, juntamente com o restante da carenagem da nacele, minimizar sua sombra eólica.

3.1.2. A Nacele

A nacele é a parte do aerogerador com aspecto aerodinâmico que, conforme mostra a Figura 3.10, apresenta formatos diferenciados conforme o fabricante. Instalada diretamente sobre a torre, tem tripla função: Sustentar a turbina eólica; abrigar todos os equipamentos necessários para a conversão eólico-elétrica de energia; e, minimizar a sombra eólica provocada pelo aerogerador, de maneira a melhorar a eficiência tanto da própria turbina quanto das vizinhas, e permitir a instalação mais próxima possível entre os aerogeradores.

Figura 3.10 – Exemplos de nacele: (a) Enercon; (b) Vestas; (c) Nordex; (d) GE.

Em relação aos demais equipamentos, eles podem ser subdivididos, funcionalmente, em três sistemas: Sistema de transmissão, de conversão e de posicionamento.

O Sistema de Transmissão

As pás da turbina captam parte da energia cinética dos ventos, convertendo-a em energia mecânica na forma de conjugado, que deve ser transmitido até o eixo do gerador. Neste contexto, o sistema de transmissão faz o acoplamento mecânico do eixo da turbina ao eixo do gerador, entregando ao gerador toda a potência mecânica disponibilizada pela turbina eólica, a menos de suas perdas.

Figura 3.11 – Arquiteturas básicas dos aerogeradores modernos: (a) Acoplamento com caixa de transmissão e eixo principal rotativo; (b) Acoplamento direto e eixo principal fixo.

Embora fundamentalmente mecânico e com a função relativamente simples de acoplar o eixo da turbina ao eixo do gerador, o sistema de transmissão divide os aerogeradores modernos em duas arquiteturas básicas: A primeira, ilustrada pela Figura 3.11a, com eixo principal rotativo e acoplamento por meio de uma caixa de transmissão, multiplicadora de velocidade. E, a segunda, ilustrada pela Figura 3.11b, com eixo principal fixo e acoplamento direto.

No sistema com caixa de transmissão, a carcaça da nacelle tem importante função estrutural, pois, como pode ser visto na Figura 3.12, ela é integrada aos mancais de ro-

lamento do eixo da turbina e às bases de fixação da caixa de engrenagens e do gerador; em outras palavras, a carcaça da nacele é a base de todos os elementos do aerogerador.

Figura 3.12 – Sistema de transmissão com multiplicador de velocidade: (a) Ponta do eixo da turbina com o flange para a fixação do cubo; (b) Mancal de rolamento do eixo da turbina, integrado à carcaça da nacele; (c) Eixo rotativo da turbina; (d) Caixa de transmissão.

Figura 3.13 – Caixa de transmissão: (a) Do lado do eixo de entrada; (b) Do lado do eixo de saída.

Observando a montagem interna da nacele (Figura 3.12) e a sua caixa de transmissão avulsa (Figura 3.13), pode-se dizer que:

- A turbina eólica é firmemente parafusada a um flange do eixo principal, cujo diâmetro relativamente grande deve-se a sua operação sob conjugado elevado e baixa velocidade de rotação; a extremidade do eixo principal conectada à turbina eólica é susten-

tada por um mancal de rolamento enquanto a outra, é parafusada diretamente à caixa de transmissão.

- A caixa de transmissão é composta por um conjunto de engrenagens, atualmente de até dois estágios do tipo planetário e/ou um estágio convencional, com uma relação de transmissão elevada que aumenta a rotação da turbina a um nível compatível com o gerador, tipicamente com poucos pares de pólos.

- Do outro lado da caixa de engrenagens encontra-se um eixo de menores dimensões, onde é instalado um freio hidráulico (que é acionado somente em casos de emergência e durante a manutenção), um acoplamento flexível (que atua como uma proteção mecânica contra sobrecargas), e um flange (que é parafusado diretamente ao gerador).

A maioria dos aerogeradores em funcionamento nos dias de hoje foram construídos segundo esta arquitetura que, segundo seus fabricantes, oferece a principal vantagem de uma nacela mais leve e compacta, facilitando seu transporte e instalação.

Por outro lado, a caixa de transmissão é um elemento que requer sistemas de refrigeração e de lubrificação adequados, mesmo assim, requer uma manutenção mais frequente e cuidadosa tendo em vista o desgaste das engrenagens. Um fabricante alemão, que opta por não utilizar as caixas de transmissão, justifica a sua preferência por meio das estatísticas de manutenção de aerogeradores de grande porte em operação a mais de dois anos: Durante o período de 1.997 e 1.998, os problemas relacionados às caixas de transmissão foram responsáveis por até 79% das panes em alguns de seus modelos (ENERCON, 2000).

No sistema sem caixa de transmissão, é utilizado um acoplamento direto para conectar o eixo da turbina ao eixo do gerador, o que modifica substancialmente o arranjo interno da nacela. A principal diferença está em sua estrutura em formato de “T”, formado por um único eixo fixo que é acoplado ao topo da torre por meio de uma conexão em 90°; a

turbina e o gerador, os elementos mais pesados da nacele, são montados diretamente sobre o eixo fixo (Figura 3.14); desta forma, a carcaça da nacele não precisa ser tão robusta, visto que sua função, nesta arquitetura, é de sustentar a carenagem e os demais equipamentos, relativamente leves.

Figura 3.14 – Vista da estrutura em “T” de um sistema de transmissão sem multiplicador de velocidade.

A utilização do acoplamento direto entre a turbina e o gerador faz com que ambos girem na mesma velocidade, normalmente menor que 20[rpm]. Isto traz algumas vantagens operacionais, todas oriundas da ausência da caixa de transmissão e de peças submetidas a altas velocidades de rotação. Por outro lado, os geradores, que devem ter uma grande quantidade de pares de pólos, apresentam um diâmetro muito grande, o que faz aumentar o volume da nacele.

O Sistema de Conversão

Este sistema faz a transformação da energia mecânica, disponível em sua entrada, em energia elétrica, em sua saída. Nesta operação de conversão eletromecânica de energia, o objetivo primário de maximizar a produção de energia elétrica, sob amplitude e fre-

quência constantes, torna-se complexo devido às seguintes características dos sistemas eólicos: A energia mecânica de entrada é tão flutuante quanto à velocidade do vento que a originou; e, para cada valor de velocidade do vento, existe um valor de velocidade de rotação da turbina que corresponde à máxima captura de energia eólica.

A Figura 3.15 ilustra a aparência típica dos geradores: Em sistemas com caixa de transmissão, por operar sob velocidades de rotação elevadas, o gerador possui poucos pares de pólos e perfil alongado. E, em sistemas sem a caixa de transmissão, onde o gerador opera na mesma velocidade de rotação da turbina eólica, o gerador apresenta muitos pares de pólos e perfil curto.

(a)

(b)

Figura 3.15 – Aparência típica dos geradores.

Para atingir o objetivo primário descrito, atualmente, os geradores operam em conjunto com conversores eletrônicos de potência e um sistema de controle. Naturalmente, existem diversas configurações possíveis de interligações entre gerador, conversor e rede elétrica, contudo, pode-se classificá-las em dois tipos principais: Sistemas com conversor na saída e sistemas com conversor na realimentação.

Nos sistemas com conversor na saída, conforme mostra a Figura 3.16, o conversor eletrônico de potência é instalado entre o gerador, que pode ser síncrono ou assíncro-

no auto-excitado, e a rede elétrica, formando um elo CC entre a rede e o gerador (MA-SHALY, et al., 1994; SIMÕES et al., 1999; CHEN et al., 2000). Instalado desta forma, o conversor retifica toda a energia elétrica produzida pelo gerador, em frequência e amplitude variáveis, para depois invertê-la em um padrão compatível com a rede elétrica local.

Figura 3.16 – Diagrama esquemático simplificado de sistemas com conversor na saída.

Nesta configuração, o conversor permite grande flexibilidade na regulação da velocidade do gerador e o controle total da energia elétrica gerada, tanto na manutenção da amplitude e frequência da tensão de saída, quanto do fator de potência e da distorção harmônica. No entanto, o alto custo dos conversores de potência equivalente ao gerador faz com que esta configuração seja considerada economicamente inviável para aplicações de potência acima de 800[kW] (BRUNE et al., 1994; MÜLLER et al., 2000).

Nos sistemas com conversor na realimentação, os enrolamentos estáticos do gerador de indução duplamente alimentado são conectados diretamente à rede e os enrolamentos rotóricos são conectados ao conversor (Figura 3.17). Desta maneira, com o fluxo de potência através do conversor reduzido apenas ao que é consumido pela excitação do

gerador, o custo do conversor diminui significativamente, fazendo com que esta configuração seja considerada economicamente viável para aerogeradores de grande potência (MÜLLER et al., 2000; RÜNCOS et al., 2005).

Figura 3.17 – Diagrama esquemático simplificado de sistemas com conversor na realimentação.

O gerador duplamente alimentado consiste, normalmente, de uma máquina de indução com rotor enrolado, o qual é acionado mecanicamente pela turbina eólica e é excitado eletricamente através do enrolamento trifásico do rotor. O acesso ao enrolamento do rotor se dá por anéis coletores deslizantes, através dos quais pode-se aplicar tensões em corrente contínua (CC) ou alternada (CA).

Se as tensões aplicadas ao rotor forem em CC, o gerador funcionará como um gerador síncrono convencional, por outro lado, se as tensões aplicadas ao enrolamento do rotor forem em CA, haverá a geração de um campo girante rotórico e o gerador funcionará sincronamente a uma velocidade mecânica distinta da velocidade síncrona convencional,

sub ou supersíncrona, de acordo com a sequência de fases das tensões de alimentação do enrolamento do rotor (GONZAGA; BURIAN JR, 2005).

Em um gerador síncrono convencional, para que seja mantida a estabilidade da frequência da tensão de saída, o rotor deve girar rigidamente à velocidade síncrona, dado ao fato da velocidade relativa entre o campo do rotor e o enrolamento do estator ser dependente apenas da velocidade mecânica do rotor. Já em um gerador de indução duplamente alimentado, a velocidade relativa entre o campo do rotor e o enrolamento do estator depende não somente da velocidade mecânica do rotor, mas também da velocidade e da direção do campo girante do rotor, possibilitando assim, por meio do conversor, compensar as acelerações e desacelerações angulares do rotor, atuando-se convenientemente sobre a frequência e sequência de fases da excitação do rotor e, conseqüentemente, sobre o campo girante do rotor.

Para melhor ilustrar este princípio, suponha-se que o gerador encontra-se funcionando à plena carga, com o rotor girando à velocidade síncrona e sendo alimentado com tensões em CC. No caso de alguma variação de velocidade, o rotor seria automaticamente alimentado com tensões em CA a determinadas frequência e sequência de fases, de modo a gerar no rotor um campo girante a uma certa velocidade (igual à diferença entre a velocidade síncrona convencional e a velocidade mecânica do rotor) e num certo sentido (igual ou contrário ao sentido do deslocamento mecânico do rotor, quando o rotor estiver a uma velocidade sub ou supersíncrona, respectivamente), fazendo com que a velocidade relativa entre o campo girante do rotor e o enrolamento do estator seja mantida constante e igual à velocidade síncrona convencional.

Esta configuração, com o gerador conectado diretamente à rede elétrica e o conversor fornecendo apenas sua corrente de excitação, proporcionam as seguintes vantagens:

- *Maior Eficiência:* O conversor fornece a excitação do gerador, o que corresponde até 30% da energia total gerada pelo sistema; por trabalhar com potências menores, o

conversor representa menores perdas, o que garante uma eficiência global superior, em aproximadamente 3% (BHOWMIK et al., 1999; GONZAGA; BURIAN JR, 2005).

- *Operação em uma larga faixa de velocidades:* Dada às possibilidades de compensar eletronicamente as variações de velocidade da turbina, os aerogeradores deste tipo podem operar de maneira eficaz em uma faixa de velocidades da ordem de $\pm 30\%$ em torno da velocidade síncrona, com fator de potência controlado (ÜÇTUG, 1994; ESKANDER, 1996; MÜLLER et al., 2000).

- *Controle da qualidade da energia gerada:* Atuando-se convenientemente na excitação do gerador é possível controlar: O fluxo de reativos e o conteúdo harmônico da corrente de saída (BHOWMIK et al., 1999; EEL-HWAN et al., 2001).

- *Redução do stress mecânico no sistema:* O controle de velocidade do gerador torna possível a absorção das rajadas de vento e das oscilações mecânicas da turbina e/ou da torre, criando uma espécie de “elasticidade” no sistema, a qual absorve estas perturbações (SALAMEH et al., 1996; BHOWMIK et al., 1999; MÜLLER et al., 2000).

- *Adequado para aerogeradores de grande porte:* Esta configuração é considerada economicamente viável para equipamentos acima de 1,5[MW] (MÜLLER et al., 2000).

A grande limitação desta configuração deve-se à utilização de anéis coletores e escovas, por demandar inspeções e manutenções constantes. O alto custo associado às inspeções e manutenções está diretamente relacionado à grande quantidade de equipamentos e às dificuldades de acesso à nacela, principalmente em usinas eólicas instaladas no mar. No entanto, existem trabalhos promissores sendo desenvolvidos com o objetivo de eliminar os anéis coletores e as escovas dos geradores de indução duplamente alimentados (LINDHOLM, 2003), sendo um deles aqui mesmo no Brasil (RÜNCOS et al., 2005).

O Sistema de Posicionamento

Para uma captação de energia mais eficaz, o eixo da turbina deve sempre estar alinhado com a direção do vento, logo: A conexão entre a torre e a nacele deve permitir sua rotação em torno do eixo longitudinal da torre e o sistema de controle deve, continuamente, detectar a direção do vento e corrigir a posição da nacele.

Na Figura 3.18 observa-se que toda a nacele é sustentada por um acoplamento mecânico e, por meio de um rolamento e uma transmissão mecânica, torna possível o controle da posição da nacele.

Figura 3.18 – Vistas externas do acoplamento entre a nacele e a torre.

A transmissão é composta por alguns atuadores, instalados na base da nacele (Figura 3.18a), e uma engrenagem de diâmetro grande (Figura 3.19a), instalada na peça que se encaixa na borda superior da torre. Os atuadores são compostos por um motor de indução trifásico, um redutor planetário e uma engrenagem de diâmetro pequeno (Figura 3.19b).

Figura 3.19 – Conexão da nacele à torre: (a) Vista do acoplamento, onde pode-se observar as engrenagens; (b) Vista atuador, onde pode-se observar o motor elétrico e o redutor planetário.

Figura 3.20 – Sensores de direção e de velocidade do vento: (a) Sensores de direção e de velocidade do vento e os cabos de proteção contra descargas atmosféricas; (b) Instalação sobre a nacele.

O controle da posição da nacele é feito por um sistema em malha fechada que funciona, basicamente, da seguinte maneira: A referência de posição é obtida por meio de um sensor de direção do vento que, conforme mostra a Figura 3.20, é instalado sobre a nacele em conjunto com o sensor de velocidade do vento. O controlador compara a referência com a posição atual e gera uma ação de controle, proporcional ao desvio de posição da nacele, que é aplicada aos inversores de frequência. De acordo com o sinal de controle, os inversores de frequência acionam os motores elétricos dos atuadores da transmissão mecânica, fazendo com que a nacele gire e se alinhe à direção do vento.

3.1.3. A Torre

As torres dos aerogeradores modernos, geralmente de formato levemente cônico semelhante às mostradas na Figura 3.21, sustentam as naceles e as turbinas eólicas a uma determinada altura que pode ultrapassar a marca dos 120[m].

Figura 3.21 – Vista das torres dos aerogeradores modernos.

Durante uma vida útil da ordem de 20 anos, as torres devem suportar o peso da nacelle e da turbina eólica, que juntas chegam a pesar centenas de toneladas; bem como, os esforços dinâmicos repetitivos e vibrações, oriundos da ação do vento sobre as pás da turbina e da operação do maquinário interno à nacelle; e ainda, terremotos e furacões previstos durante seu projeto. Para atender a todas estas solicitações, as torres são fabricadas em aço ou em concreto e instaladas sobre grandes fundações de concreto armado.

As Fundações

A pressão que o vento exerce sobre as pás, multiplicada pelo “efeito alavanca” exercido pela torre, bem como toda a estabilidade necessária a um equipamento destas di-

mensões, deve ser assegurada por meio de uma base de concreto, sólida, robusta e com dimensões compatíveis. A construção da base é iniciada pela abertura de um grande buraco no solo, seguida da construção da armação de aço (Figura 3.22a); em seguida, são instalados os condutores do aterramento do sistema de proteção contra descargas atmosféricas (Figura 3.22b) e tudo é devidamente concretado (Figura 3.22c); finalmente, o elemento de fixação da torre, que pode ser de concreto ou de aço, é engastado na base (Figura 3.22d).

Figura 3.22 – Construção da base de um aerogerador: (a) Vista da armação de aço; (b) Condutores de aterramento; (c) Concretamento do alicerce; (d) Instalação do elemento de fixação da torre.

As Torres de Aço

Torres de até 98[m], normalmente são feitas de aço, de acordo com o processo descrito na Figura 3.23, que tem início no corte das chapas de aço em formato trapezoidal (Figura 3.23a) que são curvadas (Figura 3.23b) e soldadas de maneira a formar os sub-segmentos da torre (Figura 3.23c); estes sub-segmentos são soldados uns aos outros para

formar os segmentos (Figuras 3.23d e 3.23e) com flanges-L soldados em ambas as extremidades (Figura 3.23e) para permitir sua montagem por meio de parafusos; por último, é feita a inspeção de todas as soldas utilizando-se equipamentos de ultrassom (Figura 3.23f).

(a)

(d)

(b)

(e)

(c)

(f)

Figura 3.23 – Processo de fabricação das torres metálicas.

Para permitir o transporte da torre até o local de instalação, elas são subdivididas em segmentos, cujo comprimento varia em função da altura total da torre. Na montagem, os segmentos são transportados para o local adequado (Figura 3.24a), onde será içado

por um guindaste (Figura 3.24b) e posicionado sobre o segmento inferior (Figura 3.24c); após a finalização da montagem da torre, a nacelle é então instalada (Figura 3.24d).

(a)

(c)

(b)

(d)

Figura 3.24 – Montagem das torres metálicas.

As Torres de Concreto

Torres a partir dos 98[m] são constituídas de segmentos de concreto pré-moldado, fixados por meio de argamassa epóxi, e amarrados às fundações por meio de cabos de aço. Os cabos de aço passam através de cavidades comunicantes nas paredes dos segmentos da torres e da base, de maneira que, ao serem pré-tensionados, todos os segmentos e a base formam uma única peça.

O Interior das Torres

(a)

(b)

Figura 3.25 – Detalhes internos das torres: (a) Instalação do transformador, da seccionadora e do sistema de refrigeração; (b) Escadas de acesso à nacelle.

Além de sustentar o aerogerador, a torre pode abrigar o transformador e a chave seccionadora de acoplamento à rede (Figura 3.25a), protegendo-os da intempérie e de acessos não autorizados. E ainda, oferecer acesso seguro à nacelle por meio de escadas com sistemas de segurança para evitar quedas (Figura 3.25b).

3.2. A CAPTAÇÃO DA ENERGIA EÓLICA

Na Figura 3.26 pode-se observar que as pás de uma turbina eólica, sob um fluxo de ar uniforme, sofrem a ação de uma força aerodinâmica “ F ”[N] cuja intensidade é dependente do valor do ângulo de passo “ α ”[graus] da turbina. Este ângulo é formado pela linha da corda do aerofólio e pela direção da velocidade relativa do vento, dada pela combinação da velocidade do vento com a velocidade de deslocamento das pás (GOSWANI, 1999). Ainda na Figura 3.26, observa-se também que a força aerodinâmica (F) pode ser decomposta em duas componentes:

- *Força de Sustentação (F_L)*: Com direção perpendicular à linha da corda do aerofólio, é a componente da força aerodinâmica que faz os aviões, planadores e helicópteros sustentarem voo.
- *Força de Arrasto (F_D)*: Com a mesma direção da linha da corda do aerofólio, é a componente representativa da resistência que o ar impõe ao movimento das aeronaves.

Figura 3.26 – (a) Escoamento em torno da pá de uma turbina eólica; (b) Ângulo de passo (α), força aerodinâmica (F) sobre a pá e suas componentes de sustentação (F_L) e de arrasto (F_D).

Segundo os princípios da aerodinâmica (NASCIMENTO, 1998), a força de sustentação se deve às mudanças de velocidade do escoamento em torno do aerofólio, pois as velocidades no lado superior do mesmo são maiores que as do lado inferior. Como a energia total contida em um fluido é composta pela soma da energia cinética (velocidade) e da energia potencial (pressão), o aumento da velocidade do escoamento implica na diminuição da pressão na parte superior do aerofólio. Desta forma, com a superfície inferior do aerofólio sendo submetida a uma pressão maior que a da superfície superior, tem origem a força de sustentação.

No caso das turbinas eólicas, com as pás fixas em um eixo central que pode girar livremente, as forças de sustentação atuantes em toda extensão das suas pás produzem um movimento de rotação e, conseqüentemente, um conjugado mecânico que, por meio do sistema de transmissão, aciona o eixo do gerador.

Figura 3.27 – Representação do fluxo de ar que aciona uma turbina eólica.

A energia captada por uma turbina eólica provém da porção do fluxo de ar que incide na área circular coberta pelas suas pás, logo o ganho de energia da turbina pode ser expresso pela taxa de extração de energia cinética do tubo de ventos de velocidade V_1 . Com a perda de parte de sua energia cinética ao passar pela turbina eólica, a velocidade do vento à montante é menor e, como a vazão é constante, o tubo de ventos de velocidade V_2 possui um diâmetro significativamente maior (Figura 3.27).

Analisando-se o que ocorre com o tubo de vento ao passar através da turbina eólica, pode-se deduzir que: Se o vento passar pela turbina eólica sem perder velocidade, não haverá conversão eólico-mecânica de energia; se ao passar pela turbina eólica, o vento perder toda a sua energia cinética, não podendo deixar a mesma, o fluxo de ar através das pás seria interrompido e também não haveria conversão eólico-mecânica de energia; logo, existe uma quantidade máxima de energia que pode ser extraída do vento que resultaria numa conversão eólico-mecânica eficiente.

3.2.1. O Limite de Betz

Em 1.919, o físico alemão Albert Betz deduziu que a quantidade máxima de energia cinética que pode ser extraída do vento por uma turbina eólica ideal é de $16/27$ do total (Figura 3.28), quando a velocidade do vento a jusante da turbina é $1/3$ da velocidade do vento a sua montante (WORTMAN, 1983; KROHN, 2001).

Figura 3.28 – Relação entre a potência disponível no vento e a potência máxima que pode ser extraída por uma turbina eólica ideal, determinada pelo Limite de Betz.

Como o Limite de Betz diz respeito a uma turbina ideal, naturalmente, o valor máximo da energia extraída por uma turbina real é ainda menor devido às perdas de energia inerentes ao aerogerador, desta maneira, para determinar a quantidade de energia eólica efetivamente convertida em elétrica, torna-se necessário determinar as características operacionais do aerogerador que será utilizado.

A caracterização de cada equipamento é feita por meio de testes realizados por órgãos credenciados e independentes (CEPEL, 2001), cujos resultados são expressos em duas curvas: Uma relacionada à potência elétrica de saída (curva de potência) e outra relacionada à eficiência da conversão eólio-elétrica (coeficiente de potência), ambas em função da velocidade do vento. Estas curvas em conjunto com a curva da distribuição de frequências da densidade de potência do vento de uma determinada região tornam possível a predição da produtividade anual de cada modelo de aerogerador individual, ou mesmo, de toda a usina eólica; por este motivo, pelo menos uma delas é divulgada pelos fabricantes.

3.2.2. A Curva de Potência

Esta curva é obtida por meio de medições em campo onde a velocidade do vento é registrada por um anemômetro de precisão, instalado a uma distância conveniente para evitar as turbulências produzidas pelo aerogerador, e a potência de saída é medida diretamente nos seus terminais de saída.

Desta forma, a curva de potência indica o valor da potência elétrica de saída do aerogerador em função da velocidade do vento que incide em suas pás e permitem a identificação de diversas características operacionais dos aerogeradores, tais como:

- *Início de Operação:* Como os ventos fracos não contêm quantidade significativa de energia cinética, a geração de energia elétrica ocorre com ventos a partir de uma determinada velocidade (V_{LIG}), normalmente da ordem de 3[m/s].

- *Desligamento:* Para garantir a integridade do aerogerador e a segurança nos arredores da usina eólica, durante a ocorrência de ventos de velocidade superior a de desligamento (V_{DESL}), geralmente igual a 25[m/s], a rotação da turbina eólica é limitada por freios aerodinâmicos e o aerogerador é desconectado da rede elétrica.
- *Religamento:* Depois de desligado, para evitar que o aerogerador fique repetitivamente ligando e desligando na frequência das turbulências associadas aos ventos fortes, o equipamento só é religado quando a intensidade do vento tenha diminuído a um patamar considerado seguro, denominado velocidade de religamento (V_{RELIG}).
- *Características Nominais:* Quando submetido a ventos de velocidade nominal (V_{NOM}), geralmente em torno dos 12[m/s], a potência gerada atinge seu valor nominal (P_{NOM}). Logo, para os ventos a partir desta velocidade o sistema de controle de potência deve limitar, aerodinamicamente, a captação de energia eólica para que o gerador não seja sobrecarregado.
- *Tipo de Sistema de Controle de Potência:* O método utilizado em determinado aerogerador para fazer o controle da captação de energia eólica também pode ser identificado pelo formato da curva de potência. Na grande maioria dos casos, temos três possibilidades: Controle passivo do estol aerodinâmico; controle ativo do estol aerodinâmico; e, controle ativo do ângulo de passo.

Controle Passivo do Estol Aerodinâmico

É um sistema utilizado em turbinas com ângulo de passo fixo, que reage aerodinamicamente à velocidade do vento: Ventos de velocidade superior a nominal causam turbulências sobre a superfície superior da pá, prejudicando a diferença de pressão do escoamento em torno da pá e, conseqüentemente, diminuindo a força de sustentação (F_L) e aumentando a força de arrasto (F_D).

Figura 3.29 – Curva de potência de turbinas eólicas com controle passivo do estol.

Para continuar captando energia sob ventos de velocidade superior à nominal, as pás possuem um perfil longitudinal levemente torcido de maneira a provocar um efeito estol gradativo. Ou seja, com intensidade mínima sob ventos de velocidade menor ou igual à nominal, que vai aumentando proporcionalmente a velocidade do vento, até atingir intensidade máxima sob os ventos muito fortes. Nestas condições, as turbinas eólicas com controle do estol apresentam uma curva de potência semelhante à mostrada na Figura 3.29.

Neste tipo de turbina são produzidas menores forças de sustentação, o que resulta em menor eficiência na captação da energia eólica e maiores forças de arrasto, o que implica aerogeradores mais robustos, especialmente na estrutura das pás e da torre. Contudo, são construtivamente simples e proporcionam um controle da captação de potência completamente independente de atuadores eletro-mecânicos e de sistemas de controle eletrônicos.

Controle Ativo do Estol Aerodinâmico

Em turbinas que permitam a variação de seu ângulo de passo, ou seja, a rotação das pás em torno de seu eixo longitudinal e com um sistema de controle adequado, pode-se controlar ativamente o estol aerodinâmico: Sob ventos de velocidade maior que a nominal,

o ângulo de passo é modificado de maneira a provocar um efeito estol de intensidade proporcional à velocidade do vento. Assim, como o controle agora é ativo, a curva de potência (Figura 3.30) e todas as outras características são semelhantes às das turbinas com controle ativo do ângulo de passo.

As turbinas de passo variável são mecanicamente mais complexas e requerem sistemas de controle mais sofisticados, no entanto apresentam vantagens significativas sobre as turbinas de passo fixo, dentre as principais: Controle ativo da captação da energia eólica sob ventos de qualquer velocidade, mesmo em condições de baixa massa específica do ar; partida com o ângulo de passo mais adequado; diminuição da carga sobre as pás com o aumento do vento; estrutura mecânica menos robusta, especialmente das pás e da torre; sob ventos extremos as pás podem ser embandeiradas, tornando desnecessário o uso freios mecânicos robustos nas paradas de emergência.

Figura 3.30 – Curva de potência típica de turbinas eólicas com controle ativo, tanto do estol quanto do passo.

Controle Ativo do Ângulo de Passo

Em turbinas com este tipo de controle, sempre que a potência de saída do gerador ultrapassar seu valor nominal, o ângulo de passo da turbina é modificado de maneira a

diminuir as forças aerodinâmicas atuantes e mantendo o escoamento aderente às superfícies das pás; desta forma, a quantidade de energia captada pode ser controlada, conforme mostra curva de potência da Figura 3.30, sem provocar o estol aerodinâmico.

Nota-se também que ventos intensos com fortes rajadas, típicos de dias tempestuosos, fazem com que os aerogeradores desliguem e religuem diversas vezes. Isto, além de gerar instabilidades e transitórios de chaveamento para a rede elétrica, também submete o aerogerador a grandes sobrecargas mecânicas referentes às entradas e saídas de operação sob ventos fortes e prejudica a produção de energia já que o equipamento pode ficar inativo durante um período significativo.

Todos estes inconvenientes, levaram um fabricante alemão (ENERCON, 2003) a desenvolver um sistema de controle do ângulo de passo que mantém o aerogerador permanentemente conectado a rede elétrica e, na ocorrência de ventos fortes (até 34[m/s]), limita a captação de energia eólica, conforme mostra a Figura 3.31.

Figura 3.31 – Curva de potência de turbina eólica com limitação da captação sob ventos fortes.

3.2.3. O Coeficiente de Potência

O coeficiente de potência representa a eficiência do aerogerador em captar e converter energia eólica em elétrica e é determinado pela relação entre a potência elétrica de

saída e a potência disponível no vento que incide sobre a área coberta pelas suas pás. A Figura 3.33 mostra o seu formato típico, modelado pela ação do sistema de controle de potência sobre o passo da turbina eólica:

- *Para ventos fracos:* O ângulo de passo de passo é ajustado para maximizar a captação de energia eólica, aumentando o valor do coeficiente de potência.
- *Para ventos fortes:* O ajuste tem o objetivo de limitar a captação de energia a um valor suficiente para que o gerador opere em condições nominais, diminuindo o valor do coeficiente de potência.

Figura 3.32 – Curva típica do coeficiente de potência de um aerogerador moderno.

Durante o projeto de uma turbina eólica moderna de grande porte tem-se buscado a minimização do custo de geração, o que resulta em coeficientes de potência de valor médio da ordem de 0,20 e valor máximo numa faixa entre 0,40 e 0,50 (KROHN, 2001).

Em conjunto com a curva de densidade de potência dos ventos de uma região de interesse, segundo mostra a Figura 3.33, o coeficiente de potência pode ser utilizado para estimar a potência elétrica de saída de um determinado aerogerador.

Figura 3.33 – Relação entre as densidades de potência: Disponível no vento, captada por uma turbina eólica ideal (Limite de Betz) e convertida em elétrica por um determinado aerogerador real.

3.2.4. O Fator de Capacidade

O fator de capacidade é definido pela relação entre o valor anual de energia produzida por um aerogerador, e seu valor teórico máximo. Entende-se por valor teórico máximo a quantidade de energia que seria produzida se o aerogerador ficasse todas as 8.760 horas do ano operando em potência nominal. Embora, teoricamente, o fator de capacidade possa variar de 0% até 100%, as medições demonstram que os aerogeradores modernos situam-se entre 25% e 30% (KROHN, 2001).

Assim como foi feito na estimativa do potencial eólico brasileiro, o fator de capacidade pode ser utilizado para estimar a produção anual de energia a partir da potência instalada e do fator de disponibilidade (CEPEL, 2001).

3.2.5. O Fator de Disponibilidade

O fator de disponibilidade é o indicador da quantidade de tempo em que o aerogerador fica fora de operação. Normalmente, os aerogeradores são retirados de operação uma vez a cada semestre, para inspeções e manutenções; e, eventualmente, falhas em componentes e outros tipos de acidentes (fortes tempestades e descargas atmosféricas, por exemplo) podem retirar o aerogerador de operação (KROHN, 2001).

Dados estatísticos de fabricantes demonstram que os aerogeradores podem apresentar um fator de disponibilidade de até 98%, ou seja, estão prontos para operar 98% do tempo e, somente, 2% da energia gerada é afetada por paradas para inspeção e manutenção (KROHN, 2001; CEPEL, 2001).

3.2.6. As Características Operacionais dos Atuais Aerogeradores

Esta seção tem o objetivo de ilustrar algumas das características citadas no decorrer deste capítulo. Para isto, nas próximas subseções serão descritas as características técnicas e operacionais de três modelos de aerogerador com a caixa de transmissão e três modelos sem a caixa de transmissão.

Aerogeradores com a Caixa de Transmissão

A Tabela 3.1 contém as características mecânicas e operacionais dos três modelos de aerogeradores com a caixa de transmissão. As Figuras 3.34, 3.35 e 3.36 ilustram a curva de potência, os coeficientes de potência e as aparências externas dos modelos de 2.500[kW], 1.500[kW] e 600[kW], respectivamente.

Aerogeradores sem a Caixa de Transmissão

A Tabela 3.2 contém as características mecânicas e operacionais dos três modelos de aerogeradores sem a caixa de transmissão. As Figuras 3.37, 3.38 e 3.39 ilustram a

curva de potência, os coeficientes de potência e as aparências externas dos modelos de 2.000[kW], 800[kW] e 330[kW], respectivamente.

Tabela 3.1 – Principais características de alguns aerogeradores com a caixa de transmissão.

Turbina	Potência Nominal [kW]	2.500	1.500	600
	Diâmetro [m]	80	70	43
	Velocidade – Rotação [rpm]	10,9 / 19,1	10,6 / 19	18,1 / 27,2
	Velocidade – Vento Mínimo [m/s]	3	3	3
	Velocidade – Vento Máximo [m/s]	25	25	25
	Velocidade – Vento Nominal [m/s]	15	13	14
	Tipo de Controle de Potência	Passo Ativo	Passo Ativo	Estol Passivo
Transmissão	Material das Pás	GRP ⁽¹⁾	GRP ⁽¹⁾	GRP ⁽¹⁾
	Multiplicador de Velocidade Tipo	Planetário	Planetário	Planetário
	Razão de Transmissão	1 : 68,1	1 : 94	1 : 66,6
Gerador	Tensão [V]	660	690	690
	Velocidade – Rotação [rpm]	740 / 1.300	1.000 / 1.800	1.513 / 1.815
	Tipo	ARB ⁽²⁾	ARB ⁽²⁾	AGE ⁽³⁾
Torre	Material	Aço	Aço	Aço
	Altura [m]	60 – 80	65 – 85	40 – 50

Fontes: (NORDEX, 2006a, 2006b, 2006c).

(1) *Glass Reinforced Plastic* (Plástico Reforçado com Fibra de Vidro).

(2) Assíncrono com Rotor Bobinado.

(3) Assíncrono com Rotor Gaiola de Esquilo.

Tabela 3.2 – Principais características de alguns aerogeradores sem a caixa de transmissão.

Turbina	Potência Nominal [kW]	2.000	800	330
	Diâmetro [m]	82	48	33,4
	Velocidade – Rotação [rpm]	6 / 19,5	16 / 32	18 / 45
	Velocidade – Vento Mínimo [m/s]	2,5	3	2,5
	Velocidade – Vento Máximo [m/s]	28 / 34 ⁽¹⁾	28 / 34 ⁽¹⁾	28 / 34 ⁽¹⁾
	Velocidade – Vento Nominal [m/s]	12	13	12
	Tipo de Controle de Potência	Passo Ativo	Passo Ativo	Passo Ativo
Transmissão	Material das Pás	GRE ⁽²⁾	GRE ⁽²⁾	GRE ⁽²⁾
	Acoplamento Direto Tipo	Eixo	Eixo	Eixo
	Razão de Transmissão	1 : 1	1 : 1	1 : 1
Gerador	Tensão [V]	Variável ⁽³⁾	Variável ⁽³⁾	Variável ⁽³⁾
	Velocidade – Rotação [rpm]	6 / 19,5	16 / 32	18 / 45
	Tipo	Síncrono	Síncrono	Síncrono
Torre	Material	Aço/Concreto	Aço	Aço
	Altura [m]	70 / 108	50 / 76	50

Fontes: (ENERCON, 2006a, 2006b, 2006c).

(1) Aerogerador com controle de captação sob ventos fortes;

(2) *Glass Reinforced Epoxy* (Resina Epóxi Reforçada com Fibra de Vidro);

(3) A amplitude e a frequência de saída do gerador variam em função de sua velocidade de rotação.

Figura 3.34 – 2.500[kW]: (a) Curva de potência e coeficiente de potência; (b) Aparência externa.

Figura 3.35 – 1.500[kW]: (a) Curva de potência e coeficiente de potência; (b) Aparência externa.

(a)

(b)

Figura 3.36 – 600[kW]: (a) Curva de potência e coeficiente de potência; (b) Aparência externa.

(a)

(b)

Figura 3.37 – 2.000[kW]: (a) Curva de potência e coeficiente de potência; (b) Aparência externa.

(a)

(b)

Figura 3.38 – 800[kW]: (a) Curva de potência e coeficiente de potência; (b) Aparência externa.

(a)

(b)

Figura 3.39 – 330[kW]: (a) Curva de potência e coeficiente de potência; (b) Aparência externa.

CAPÍTULO 4

O SISTEMA DE CONTROLE

4.1. O MODELO MATEMÁTICO

O modelo matemático descrito neste capítulo diz respeito às partes do aerogerador responsáveis, diretamente, pela conversão eólio-elétrica de energia: Turbina eólica, sistema de transmissão e sistema de conversão. Dentre as diversas possibilidades de tipos de aerogeradores, neste trabalho fundamentou-se na adotada por alguns dos principais fabricantes (GE, 2006; NORDEX, 2006a; VESTAS, 2006a), cujas principais características são:

- *Turbina Eólica:* De três pás, eixo horizontal e servomecanismo de controle ativo do ângulo de passo;
- *Transmissão:* Caixa de transmissão multiplicadora de velocidade;
- *Gerador:* Gerador de indução duplamente alimentado;
- *Conversor:* Inversor de frequência tipo *back-to-back PWM-VSI*.

4.1.1. O Modelo da Turbina Eólica

Uma turbina eólica de área “ A_T ”[m²], operando segundo um coeficiente de potência “ C_P ”, extrai do vento uma determinada quantidade de energia proporcional a densidade de potência do vento “ D_P ”[W/m²], que pode ser representada pela potência mecânica disponível em seu eixo “ P_T ”[W]:

$$P_T = D_P \cdot A_T \cdot C_P \quad (4.1)$$

Como a densidade de potência do vento “ D_P ”[W/m²], descrita por (2.2) é função da densidade do ar “ ρ ”[kg/m³] e da velocidade do vento “ v ”[m/s], a potência mecânica disponível no eixo da turbina “ P_T ”[W] também pode ser descrita por:

$$P_T = \frac{\rho}{2} \cdot A_T \cdot C_P \cdot v^3 \quad (4.2)$$

O coeficiente de potência “ C_P ” é função de dois parâmetros da turbina:

- *Relação entre Velocidades na Ponta das Pás “ λ ”*: É a razão entre a velocidade da ponta das pás “ V_{PP} ”[m/s], dada pelo produto do raio da turbina “ R_T ”[m] pela sua velocidade angular “ ω_T ”[rad/s]; e, a velocidade do vento “ v ”[m/s]:

$$\lambda = \frac{V_{PP}}{v} = \frac{\omega_T \cdot R_T}{v} \quad (4.3)$$

- *Ângulo de Passo “ α ”[graus]*: A partir de sua definição, descrita em 3.2., poder ser tratado como a posição angular da pá em torno de seu eixo longitudinal.

Neste contexto, o coeficiente de potência “ C_P ” pode ser determinado por meio da teoria aerodinâmica aplicada às pás da turbina (PATEL, 1999; BURTON et al., 2001).

No entanto, com aproximações numéricas e simplificações, o coeficiente de potência “ C_P ” de uma turbina eólica de eixo horizontal com passo variável pode ser descrito em função do ângulo de passo “ α ”[graus] e da relação de velocidades na ponta das pás “ λ ” (SLOOTWEG; POLINDER; KLING, 2001):

$$C_P = 0,22 \cdot \left(\frac{116}{\lambda_i} - 0,4 \cdot \alpha - 5 \right) \cdot e^{\frac{-12,5}{\lambda_i}} \quad (4.4)$$

$$\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + 0,08 \cdot \alpha} - \frac{0,035}{\alpha^3 + 1} \quad (4.5)$$

Desta forma, a partir dos valores instantâneos da velocidade do vento “ v ”[m/s] e da velocidade de rotação da turbina eólica “ ω_T ”[rad/s], pode-se utilizar as equações (4.1) até (4.5) para determinar o valor instantâneo da potência mecânica disponível em seu eixo “ P_T ”[W]. Bem como, estimar a correlação entre seus principais parâmetros e a influência destes no desempenho da turbina eólica.

Como exemplos, a Figura 4.1 mostra a superfície “ $C_P \times \lambda \times \alpha$ ” correspondente aos valores do coeficiente de potência “ C_P ” em relação às faixas típicas de valores de ângulo de passo “ α ”[graus] e da relação de velocidades na ponta das pás “ λ ”; e, a Figura 4.2, a superfície “ $P_T \times v \times \alpha$ ” que ilustra os valores que a potência mecânica da turbina “ P_T ”[W] pode atingir, dependendo dos valores do ângulo de passo “ α ”[graus] e da velocidade do vento “ v ”[m/s].

Tipicamente, os valores destes parâmetros situam-se nas seguintes faixas:

- “ v ”[m/s]: $4 < v < 25$ (VESTAS, 2007);
- “ λ ”: $0 < \lambda < 16$ (SLOOTWEG et al., 2001);
- “ α ”[graus]: $0 < \alpha < 25$.

A Superfície $C_P \times \lambda \times \alpha$

Do formato da superfície mostrada na Figura 4.1, determinado pelas equações 4.4 e 4.5, nota-se que: O valor máximo do coeficiente de potência “ C_P ” é de 0,44 e ocorre com ângulo de passo “ α ”[graus] igual a 0 e relação de velocidades na ponta das pás “ λ ” igual a 6,3; e, para diminuir o valor do coeficiente de potência “ C_P ”, deve-se aumentar o ângulo de passo “ α ”[graus] ou diminuir a relação de velocidades na ponta das pás “ λ ”.

Figura 4.1 – Valores do coeficiente de potência “ C_P ” em função da relação de velocidades na ponta das pás “ λ ” e do ângulo de passo “ α ”[graus].

A Superfície $P_T \times v \times \alpha$

A superfície ilustrada pela Figura 4.2 é obtida através das equações (4.1) a (4.5) para uma relação de velocidades na ponta das pás “ λ ” constante e igual a 6,3, correspondente ao valor máximo do coeficiente de potência. Naturalmente, para manter relação de velocidades na ponta das pás “ λ ” constante, a velocidade angular da turbina “ ω_T ”[rad/s] deve variar em função da velocidade do vento “ v ”[m/s] e do raio da turbina “ R_T ”[m]:

$$\omega_T = \frac{\lambda \cdot v}{R_T} \quad (4.6)$$

Como se pode observar na Figura 4.2, sob a faixa de velocidades de vento “ v ”[m/s] na qual ocorre a captação de energia eólica, sem uma manipulação adequada do ângulo de passo “ α ”[graus], o valor da potência mecânica de saída “ P_T ”[W] pode atingir valores mais de dez vezes maiores que a potência nominal da turbina (P_{NOM}).

Figura 4.2 – Valores da potência mecânica “ P_T ”[pu] em função da velocidade do vento “ v ”[m/s] e do ângulo de passo “ α ”[graus] para uma relação de velocidades na ponta das pás $\lambda = 6,3$.

A partir potência mecânica “ P_T ”[W] e da velocidade angular da turbina “ ω_T ”[rad/s], dadas por (4.2) e (4.6), pode-se determinar o conjugado mecânico disponível no eixo da turbina “ T_T ”[Nm]:

$$T_T = \frac{P_T}{\omega_T} \quad (4.7)$$

4.1.2. O Modelo da Transmissão

A principal função da transmissão é multiplicar a velocidade angular do eixo da turbina “ ω_T ”[rad/s] por uma relação de transmissão “ K_T ” para manter o eixo do gerador numa velocidade “ ω_{mec} ”[rad/s], dada por (4.8), dentro de uma faixa adequada.

$$\omega_{mec} = K_T \cdot \omega_T \quad (4.8)$$

Considerando-se as perdas da transmissão desprezíveis, o conjugado mecânico no eixo do gerador “ T_{mec} ”[Nm] é igual ao conjugado mecânico no eixo da turbina “ T_T ”[Nm] dividido pela relação de transmissão “ K_T ”, conforme mostra a equação (4.9).

$$T_{mec} = \frac{T_T}{K_T} \quad (4.9)$$

E, o momento de inércia da turbina eólica “ J_T ”[kgm²] é refletido para o eixo do gerador “ J_t ”[kgm²], segundo indica a equação (4.10).

$$J_t = J_T \cdot \left(\frac{1}{K_T} \right)^2 \quad (4.10)$$

4.1.3. O Modelo do Gerador

O Gerador de Indução Duplamente Alimentado (GIDA), representado por uma máquina de indução com rotor enrolado, é constituído de dois enrolamentos trifásicos, um na estrutura do estator e outro na estrutura do rotor, conectados a rede elétrica e ao conversor eletrônico conforme o diagrama esquemático simplificado mostrado na Figura 4.3.

A Figura 4.4 apresenta um diagrama simplificado do GIDA trifásico, em que os enrolamentos do estator (em laranja) e do rotor (em vermelho) são representados por três bobinas concentradas e deslocadas umas das outras de 120° no espaço; o diagrama também ilustra os eixos magnéticos das fases do estator (em azul) e do rotor (em verde); além disto, também são indicadas a velocidade angular dos eixos magnéticos das fases do rotor “ ω_r ”[rad/s] e sua posição em relação aos eixos magnéticos das fases do estator “ θ_r ”[rad].

Figura 4.3 – Diagrama esquemático das conexões entre o GIDA, o conversor eletrônico e a rede.

Figura 4.4 – Diagrama simplificado do GIDA trifásico.

A Transformação Trifásica (abc) para Bifásica ($\alpha\beta 0$)

Para desacoplar variáveis e facilitar a solução de equações com coeficientes variantes no tempo, aplica-se uma transformação linear fundamentada na projeção dos eixos

da máquina trifásica em eixos ortogonais (BARBI, 1985; AGUIAR, 2000). A Figura 4.5 ilustra a relação entre os eixos dos sistemas trifásico (em azul) e bifásico (em vermelho), onde: Os eixos do estator, indicados pelo índice “s”, estão parados; os eixos do rotor, indicados pelo índice “r”, estão girando na velocidade “ ω_r ”[rad/s]; os eixos “ α_s ” e “ α_r ” do sistema bifásico estão em fase, respectivamente, com os eixos “ a_s ” e “ a_r ” do sistema trifásico; os eixos “ β_s ” e “ β_r ” estão 90° adiantados em relação aos eixos “ α_s ” e “ α_r ”, respectivamente; e, em ambos os sistemas, os eixos do rotor estão adiantados “ θ_r ”[rad] em relação aos eixos do estator.

Figura 4.5 – Relação entre as grandezas trifásicas (abc) e bifásicas ($\alpha\beta 0$).

Matematicamente, ao se aplicar a transformação trifásica (abc) para bifásica ($\alpha\beta 0$), utilizando a matriz de transformação com invariância de potência (4.11) conforme indicado em (4.12) e tendo em vista que “x” representa qualquer grandeza trifásica que se quer transformar (ONG, 1998; ANDERSON, 1973), isto redundará na diagonalização das

matrizes das indutâncias da máquina simétrica trifásica. E, fisicamente, transforma-se esta máquina simétrica trifásica (Figura 4.4), em uma máquina bifásica equivalente, tal como ilustra a Figura 4.6 (BARBI, 1985).

$$[T_{\alpha\beta 0}] = \sqrt{\frac{2}{3}} \cdot \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} \quad (4.11)$$

$$\begin{bmatrix} x_\alpha \\ x_\beta \\ x_0 \end{bmatrix} = [T_{\alpha\beta 0}] \cdot \begin{bmatrix} x_a \\ x_b \\ x_c \end{bmatrix} \quad (4.12)$$

Figura 4.6 – Diagrama simplificado do GIDA bifásico equivalente.

A transformação inversa, ou seja, a recuperação da máquina trifásica simétrica a partir de seu modelo bifásico equivalente, ocorre pela projeção dos eixos ortogonais sobre

os eixos da máquina trifásica. Para isto, utiliza-se a matriz inversa de transformação (4.13) conforme indicado em (4.14) (ONG, 1998; ANDERSON, 1973).

$$[T_{\alpha\beta 0}]^{-1} = \sqrt{\frac{2}{3}} \cdot \begin{bmatrix} 1 & 0 & \frac{1}{\sqrt{2}} \\ -\frac{1}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} & \frac{1}{\sqrt{2}} \\ -\frac{1}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} \quad (4.13)$$

$$\begin{bmatrix} x_a \\ x_b \\ x_c \end{bmatrix} = [T_{\alpha\beta 0}]^{-1} \cdot \begin{bmatrix} x_\alpha \\ x_\beta \\ x_0 \end{bmatrix} \quad (4.14)$$

A Representação Vetorial

Numa máquina bifásica as seguintes conjecturas podem ser aceitas:

- Enrolamentos ortogonais senoidalmente distribuídos e defasados de 90°;
- Excitação a partir de fonte bifásica senoidal, em que a fase “β” seja adiantada de 90° em relação à fase “α”;
- Circuito magnético linear.

A densidade de fluxo magnético desta máquina pode ser considerada senoidalmente distribuída ao longo do entreferro, bem como todas as outras grandezas. Portanto, fazendo-se uma analogia ao uso da teoria de fasores, todas as grandezas desta máquina bifásica podem ser representadas por fasores espaciais.

Assim como definido na transformação trifásica (abc) para bifásica (αβ0), os fasores espaciais das grandezas estatóricas estão relacionados a um referencial parado e os fasores espaciais das grandezas rotóricas, a um referencial que gira numa velocidade “ω_r”. Como as equações do modelo matemático do GIDA envolvem grandezas estatóricas e rotóricas, para estudar adequadamente seu comportamento dinâmico, torna-se necessário que as

grandezas estatóricas e rotóricas sejam transpostas a um referencial único. A transposição para um referencial comum é ilustrada pela Figura 4.7, destacando-se: O referencial do estator (em azul), parado; o referencial de rotor (em verde), girando na velocidade dos eixos magnéticos das fases do rotor da máquina “ ω_r ” e deslocado de “ θ_r ” em relação ao referencial do estator; e, o referencial único, denominado referencial de excitação (em vermelho), girando na velocidade síncrona “ ω_e ” e deslocado de “ θ_e ” em relação ao referencial do estator e “ $\theta_e - \theta_r$ ” em relação ao referencial do rotor.

Figura 4.7 – Relação entre as grandezas bifásicas ($\alpha\beta$) e o referencial único (dq).

Uma vez que o referencial de excitação é ortogonal, pode-se alinhá-lo com os eixos do plano complexo, fazendo com que o eixo “ d_e ” coincida com o eixo real e o eixo “ q_e ”, com o imaginário. Nesta notação, em que todas as grandezas do GIDA serão descritas pelas componentes reais e imaginárias de seus referidos vetores espaciais, obtém-se algumas vantagens, dentre elas (AGUIAR, 2000): Como as grandezas vetoriais podem representar grandezas de qualquer frequência e comportamento temporal, a notação vetorial permite a análise do GIDA quando excitado por conversores; as variações de amplitude e/ou de frequência das grandezas elétricas serão representadas por variações na amplitude e/ou na ve-

locidade angular de seus vetores de espaço; os deslocamentos de fase das grandezas elétricas serão representados por deslocamentos angulares dos respectivos vetores de espaço.

Como no plano complexo é mais conveniente representar as transposições de referencial pelas identidades de Euler, a transposição das grandezas de estator para a referencial de excitação é dada por (4.15) e (4.17); a transposição das grandezas de rotor por (4.16) e (4.18); o retorno para os referenciais originais de estator e de rotor ocorre, respectivamente, por (4.19) e (4.20); e os vetores espaciais representativos das grandezas do GIDA são definidos como indicado em (4.21) (PENA et al. 1996; HOPFENSPERGER, 1999, 2000):

$$\begin{bmatrix} x_{ds} \\ x_{qs} \end{bmatrix} = e^{-j\theta_e} \cdot \begin{bmatrix} x_{\alpha s} \\ x_{\beta s} \end{bmatrix} \quad (4.15)$$

$$\begin{bmatrix} x_{dr} \\ x_{qr} \end{bmatrix} = e^{-j(\theta_e - \theta_r)} \cdot \begin{bmatrix} x_{\alpha r} \\ x_{\beta r} \end{bmatrix} \quad (4.16)$$

$$\theta_e = \int \omega_e dt \quad (4.17)$$

$$\theta_r = \int \omega_r dt \quad (4.18)$$

$$\begin{bmatrix} x_{\alpha s} \\ x_{\beta s} \end{bmatrix} = e^{j\theta_e} \cdot \begin{bmatrix} x_{ds} \\ x_{qs} \end{bmatrix} \quad (4.19)$$

$$\begin{bmatrix} x_{\alpha r} \\ x_{\beta r} \end{bmatrix} = e^{j(\theta_e - \theta_r)} \cdot \begin{bmatrix} x_{dr} \\ x_{qr} \end{bmatrix} \quad (4.20)$$

$$\vec{x} = x_d + j \cdot x_q \quad (4.21)$$

O Modelo *I*

Considerando a utilização de conversor para a excitação dos enrolamentos do rotor e o emprego de técnicas vetoriais de controle, o GIDA será mais bem representado pelo seu modelo “T”, cujo nome faz referência à posição das indutâncias de seu circuito equivalente, conforme se pode observar na Figura 4.8. Este modelo resulta de uma simplificação do modelo “T”, tradicionalmente utilizado na representação de máquinas de indução, sem a perda de informação ou de exatidão, e ainda, permitindo que seus parâmetros sejam obtidos diretamente dos ensaios a vazio e com o rotor bloqueado (SLEMON, 1989).

Figura 4.8 – Circuito equivalente do modelo Γ .

Em um referencial síncrono e com todos os parâmetros referidos ao circuito do estator, a dinâmica elétrica do GIDA é representada pelos vetores espaciais definidos nas equações (4.22) até (4.26); e, a dinâmica mecânica, pelas equações (4.27) e (4.28).

$$\vec{v}_s = R_s \cdot \vec{i}_s + \frac{d\{\vec{\psi}_s\}}{dt} + j \cdot \omega_s \cdot \vec{\psi}_s \quad (4.22)$$

$$\vec{v}_R = R_R \cdot \vec{i}_R + \frac{d\{\vec{\psi}_R\}}{dt} + j \cdot s\omega_s \cdot \vec{\psi}_R \quad (4.23)$$

$$\vec{\psi}_s = L_M \cdot (\vec{i}_s + \vec{i}_R) \quad (4.24)$$

$$\vec{\psi}_R = \vec{\psi}_s + L_\sigma \cdot \vec{i}_R = L_M \cdot \vec{i}_s + [(L_M + L_\sigma) \cdot \vec{i}_R] \quad (4.25)$$

$$T_{ele} = 3 \cdot n_{pp} \cdot \text{Im}\{\vec{\psi}_s \cdot \vec{i}_R^*\} \quad (4.26)$$

$$\frac{(J_t + J_g)}{n_{pp}} \cdot \frac{d\{\omega_r\}}{dt} = T_{ele} - T_{mec} \quad (4.27)$$

$$\omega_r = n_{pp} \cdot \omega_{mec} \quad (4.28)$$

Sendo, respectivamente: “ v_s ”[V] e “ v_R ”[V] as tensões sobre os enrolamentos do estator e do rotor; “ i_s ”[A] e “ i_R ”[A] as correntes através dos enrolamentos do estator e do rotor; “ Ψ_s ”[Wb] e “ Ψ_R ”[Wb] os fluxos magnético concatenados pelos enrolamentos do estator e do rotor; “ R_s ”[Ω] e “ R_R ”[Ω] as resistências elétricas dos enrolamentos do estator e do rotor; “ L_M ”[H] e “ L_σ ”[H] as indutâncias de magnetização e de dispersão; “ ω_s ”[rad/s] a velocidade angular dos eixos magnéticos das fases do estator; “ $s\omega_s$ ”[rad/s] a velocidade angular do escorregamento; “ ω_{mec} ”[rad/s] a velocidade angular mecânica do gerador; “ T_{ele} ”[Nm] o conjugado eletromotriz produzido pelo gerador; “ T_{mec} ”[Nm] o conjugado mecânico produzido pela turbi-

na e disponível no eixo do gerador; “ n_{pp} ” o número de pares de pólos do gerador; “ J_t ”[kgm²] o momento de inércia da turbina, referido ao eixo do estator e “ J_g ”[kgm²] o momento de inércia do gerador.

A Orientação de Campo

De maneira geral, a orientação de campo é obtida pelo alinhamento, conveniente, do referencial de excitação com o vetor espacial do fluxo magnético do estator do gerador (HOPFENSPERGER, 1999, 2000; PENA, 1996), do entreferro do gerador (XU; CHENG, 1995), ou ainda do fluxo magnético da rede (DUARTE et al., 1999; OTTERSTEN, 2003; SIMÕES et al., 1999); entende-se como fluxo magnético da rede, o fluxo no entreferro de uma suposta máquina elétrica virtual representativa da rede elétrica. Neste trabalho, optou-se pela orientação no fluxo da rede pelas vantagens relatadas em (DUARTE et al., 1999) e especialmente pela possibilidade de se obter o vetor espacial do fluxo magnético da rede a partir da integração das tensões da rede.

Figura 4.9 – Relação entre as grandezas bifásicas ($\alpha\beta$), o referencial de excitação (dq) e as grandezas de estator do GIDA, segundo a orientação no fluxo da rede.

Com o alinhamento do plano complexo ao vetor espacial do fluxo da rede, cuja velocidade angular corresponde a frequência da rede e posição angular corresponde à posi-

ção do eixo real do referencial de excitação “ θ_e ”[rad]; assim, conforme ilustra a Figura 4.9, o vetor do fluxo magnético do estator do GIDA fica alinhado ao eixo real do plano complexo “ d_e ”, o vetor da tensão do estator fica alinhado ao eixo imaginário do plano complexo “ q_e ” e o vetor da corrente do estator apresenta duas componentes vetoriais em quadratura “ i_{ds} ” e “ i_{qs} ” (PETERSSON, 2005).

O Modelo Vetorial do GIDA com Orientação de Campo

Manipulando-se as equações do modelo Γ , de maneira que todas as grandezas sejam transpostas para o referencial de excitação, orientado segundo o fluxo da rede (grandezas com “ e ” sobrescrito), os parâmetros do estator (com “ s ” subscrito) e do rotor (com “ R ” subscrito) sejam referidos ao circuito do estator e todos os vetores estejam decompostos em partes reais (grandezas com “ d ” subscrito) e imaginárias (grandezas com “ q ” subscrito); obtém-se o modelo vetorial do GIDA com orientação de campo:

- Equações das tensões do estator:

$$v_{ds}^e = 0 \quad \therefore \quad R_s \cdot i_{ds}^e + \frac{d\{\psi_s^e\}}{dt} = 0 \quad (4.29)$$

$$v_{qs}^e = v_s^e \quad \therefore \quad R_s \cdot i_{qs}^e + \omega_s \cdot \psi_s^e = v_s^e \quad (4.30)$$

- Equações das tensões do rotor:

$$v_{dr}^e = R_R \cdot i_{dr}^e + \frac{d\{\psi_{dr}^e\}}{dt} - s\omega_s \cdot \psi_{qr}^e \quad (4.31)$$

$$v_{qr}^e = R_R \cdot i_{qr}^e + \frac{d\{\psi_{qr}^e\}}{dt} + s\omega_s \cdot \psi_{dr}^e \quad (4.32)$$

- Equações dos fluxos do estator:

$$\psi_{ds}^e = \psi_s^e \quad \therefore \quad \psi_s^e = L_M \cdot (i_{ds}^e + i_{dr}^e) \quad (4.33)$$

$$\psi_{qs}^e = 0 \quad \therefore \quad 0 = L_M \cdot (i_{qs}^e + i_{qr}^e) \quad (4.34)$$

- Equações dos fluxos do rotor:

$$\psi_{dr}^e = L_M \cdot (i_{ds}^e + i_{dr}^e) + L_\sigma \cdot i_{dr}^e \quad (4.35)$$

$$\psi_{qr}^e = L_M \cdot (i_{qs}^e + i_{qr}^e) + L_\sigma \cdot i_{qr}^e \quad (4.36)$$

- Equação do conjugado eletromotriz:

$$T_{ele} = -3 \cdot n_{pp} \cdot \psi_s^e \cdot i_{qr}^e \quad (4.37)$$

- Equações das potências do estator, em função das correntes de rotor:

$$P_s = 3 \cdot R_s \cdot \left\{ \left[(i_{dr}^e)^2 + (i_{qr}^e)^2 \right] - \left(\frac{2 \cdot \psi_s^e}{L_M} \cdot i_{dr}^e \right) + \left(\frac{\psi_s^e}{L_M} \right)^2 \right\} + 3 \cdot \omega_s \cdot \psi_s^e \cdot i_{qr}^e \quad (4.38)$$

$$Q_s = 3 \cdot \omega_s \cdot \psi_s^e \cdot \left(\frac{\psi_s^e}{L_M} - i_{dr}^e \right) \quad (4.39)$$

$$\vec{S}_s = P_s + j \cdot Q_s \quad (4.40)$$

Sendo, respectivamente: “ v^e ”[V] as tensões; “ i^e ”[A] as correntes; “ ψ^e ”[Wb] os fluxos magnéticos; “ R ”[Ω] as resistências; “ L_M ”[H] e “ L_σ ”[H] as indutâncias de magnetização e dispersão, respectivamente; “ ω_s ”(rad/s) e “ $s\omega_s$ ”(rad/s) as velocidades angulares do campo do estator e do escorregamento, respectivamente; “ T_{ele} ”[Nm] o conjugado eletromotriz; “ n_{pp} ” o número de pares de pólos; “ P_s ”[W], “ Q_s ”[VAr] e “ S_s ”[VA] as potências ativa, reativa e aparente produzidas pelo gerador.

4.2. A ESTRATÉGIA DE CONTROLE

Após a modelagem matemática do sistema de conversão, inicia-se a definição da estratégia de controle do processo de conversão eólico-elétrica de energia para fundamentar a elaboração das malhas de controle e a síntese dos controladores. Neste intuito, inicialmente, é importante determinar os principais objetivos do sistema de controle: Obter uma captação ótima de energia eólica e uma conversão eólico-elétrica eficaz.

4.2.1. O Regime de Velocidade Variável

Para atingir estes objetivos, os atuais aerogeradores operam em regime de velocidade variável em que, para cada velocidade do vento “ v ”[m/s], o sistema de controle bus-

ca uma velocidade de rotação da turbina “ ω_T ”[rad/s], correspondente ao ponto ótimo de operação, em que ocorre a captação máxima de energia.

Figura 4.10 – Relação entre a velocidade do vento “ v ”[m/s], velocidade angular “ ω_T ”[rad/s] e a energia captada pela turbina eólica, representada pela potência mecânica disponível em seu eixo “ P_T ”[W].

A situação da Figura 4.10 ilustra um exemplo de comportamento desejado para uma turbina eólica em regime de velocidade variável (CÁRDENAS et al., 2004; PENA et al., 1996; SIMÕES et al. 1997a, 1997b, 1999):

- *Condição Inicial:* Sob um vento de velocidade “ V_2 ”, a turbina eólica girando a uma velocidade angular “ ω_{T2} ” extrai do vento uma potência “ P_{T2} ”, máxima para esta velocidade de vento (Ponto A);
- *Aumento do Vento:* A mudança repentina da velocidade do vento de “ V_2 ” para “ V_4 ” é refletida, imediatamente, para a potência mecânica (Ponto B); em seguida, respeitando-se a inércia, a velocidade angular “ ω_{T2} ” é aumentada até atingir o ponto ótimo de operação (Ponto C), correspondente a uma velocidade angular “ ω_{T4} ” e à máxima potência mecânica “ P_{T4} ” (Caminho ABC, em azul);
- *Diminuição do Vento:* Por outro lado, a mudança de velocidade do vento de “ V_4 ” para “ V_3 ” também é refletida, imediatamente, para a potência mecânica (Ponto D); e, novamente, a velocidade angular “ ω_{T4} ” é corrigida para um novo ponto ótimo de operação

(Ponto E), correspondente a uma velocidade angular “ ω_{T3} ” e à máxima potência mecânica “ P_{T3} ” (Caminho CDE, em vermelho).

Além da possibilidade de otimizar a captação de energia eólica, o regime de velocidade variável contribui para uma redução substancial das oscilações periódicas no conjugado da turbina, proporcionando também outras vantagens (PAPATHANASSIOU et al., 1999; SLOOTWEG et al., 2001), dentre elas: Diminuição da tensão mecânica e das vibrações em todas as partes mecânicas, o que ajuda a prevenir o desgaste prematuro das peças, especialmente do sistema de transmissão; melhoria da qualidade da energia gerada, uma vez que o conjugado mecânico de entrada apresenta-se mais estável; e, menor emissão de ruídos sonoros.

O Estimador de Velocidade de Rotação da Turbina

Os fabricantes divulgam algumas características operacionais que relacionam a velocidade do vento “ v ”[m/s] com a velocidade de rotação de suas turbinas eólicas (GE, 2006; NORDEX, 2006a; VESTAS, 2006). De maneira geral e em valores aproximados, a velocidade do vento “ v ”[m/s] fica restrita a faixa que se estende de 4 até 25[m/s]; enquanto, a velocidade de rotação da turbina, de 10 até 20[rpm].

Como consequência direta destes limites, a relação de velocidades na ponta das pás “ λ ” não pode ser mantida constante ao longo de toda a faixa de velocidades do vento “ v ”[m/s]. Assim, o valor ótimo da relação de velocidades na ponta das pás ($\lambda = 6,3$) é mantido apenas numa faixa de velocidades de vento “ v ”[m/s] em que os limites de velocidade de rotação da turbina não sejam atingidos; normalmente, o projeto aerodinâmico da turbina garante que esta faixa de velocidades do vento “ v ”[m/s] em que a turbina pode operar sob uma relação ótima de velocidades na ponta das pás “ λ ”, correspondente à faixa de maior conteúdo energético dos ventos da localidade de interesse.

Figura 4.11 – Relação entre velocidade do vento “ v ”[m/s] e velocidade de rotação da turbina, em função das características operacionais típicas das turbinas eólicas comerciais.

A Figura 4.11 mostra a relação entre a velocidade do vento “ v ”[m/s] e a velocidade de rotação de uma turbina eólica de 2[MW] em que o valor ótimo da relação de velocidades na ponta das pás ($\lambda = 6,3$) é mantido na faixa de velocidades do vento “ v ”[m/s] de 7 a 13[m/s], que compreende o valor velocidade de vento em que a potência nominal do gerador é atingida ($v = 11,4$ [m/s]). Abaixo desta faixa, a velocidade de rotação da turbina é mantida constante e em seu valor mínimo de 10,5[rpm] e, acima, a velocidade de rotação é mantida constante e em seu valor máximo de 19,5[rpm].

Como consequência, o comportamento da relação de velocidades na ponta das pás “ λ ”, em virtude das limitações das velocidades de rotação da turbina, segue o padrão mostrado na Figura 4.12, onde: A relação de velocidades na ponta das pás “ λ ” é mantida constante e em seu valor ótimo ($\lambda = 6,3$) na faixa de velocidades de vento “ v ”[m/s] de 7 a 13[m/s]. Nas faixas em que a velocidade de rotação da turbina é mantida constante, o valor da relação de velocidades na ponta das pás “ λ ” modifica-se de maneira inversamente proporcional ao valor da velocidade do vento “ v ”[m/s]; assim, sob ventos fracos o valor da relação de velocidades na ponta das pás “ λ ” aumenta e atinge um valor máximo da ordem de

11 para ventos de 4[m/s] e, sob ventos fortes o valor da relação de velocidades na ponta das pás “ λ ” diminui até atingir um valor mínimo de 3,3 para ventos de 25[m/s].

Figura 4.12 – Relação de velocidades nas pontas das pás “ λ ”, em função das características operacionais típicas das turbinas eólicas de grande porte.

Os segmentos de reta mostrados na Figura 4.11 estabelecem uma relação entre a velocidade do vento “ v ”[m/s] e a velocidade de rotação da turbina “ ω_T ”[rad/s] que poderia ser utilizada para estimar um valor de referência para a velocidade de rotação da turbina “ ω_T ”[rad/s] a partir de medições da velocidade do vento “ v ”[m/s]. Porém, as descontinuidades na velocidade de rotação da turbina (em $v = 7$ [m/s] e $v = 13$ [m/s], na Figura 4.10) representam variações bruscas na aceleração da turbina que demandam valores elevados de conjugado eletromotriz durante um período relativamente longo de tempo, dado a grande massa e momento de inércia da turbina (por exemplo, uma turbina de 2[MW] com 80[m] de diâmetro pesa cerca de 37[t] e apresenta um momento de inércia da ordem de $5,9 \cdot 10^6$ [kgm²]).

Para eliminar estas descontinuidades sem distorcer as características da relação entre a velocidade do vento “ v ”[m/s] e a velocidade de rotação da turbina “ ω_T ”[rad/s] e ainda, sem recorrer a estimadores complexos fundamentados em equações aerodinâmicas

(BURTON et al. 2001) que aumentam demasiadamente a demanda computacional, pode-se utilizar uma função sigmoideal convenientemente parametrizada (4.41) para se ajustar o melhor possível ao formato da relação já estabelecida. Sendo assim, considerando-se que a curva mostrada na Figura 4.13 representa de maneira adequada a relação entre a velocidade do vento “ v ”[m/s] e a velocidade de rotação da turbina “ ω_T ”[rad/s], a equação (4.41) pode ser utilizada para estimar a velocidade de rotação da turbina “ ω_T ”[rad/s] a partir do valor medido da velocidade do vento “ v ”[m/s].

Figura 4.13 – Relação entre velocidade do vento “ v ”[m/s] e velocidade ótima estimada de rotação da turbina.

$$\omega_T = \frac{0.9424}{1 + e^{-0.7413(v-10)}} + 1.0996 \quad (4.41)$$

A Estratégia Vetorial de Controle da Excitação do Gerador

De maneira geral, por meio da corrente de excitação do GIDA deve-se manipular sua velocidade de rotação e seu fator de potência para que possam ser implementadas, respectivamente, a captação de energia em regime de velocidade variável e o controle ativo da produção de energia reativa. Esta necessidade de um circuito de excitação que proporcione dois graus de liberdade na excitação do GIDA inviabiliza a utilização de técnicas es-

calares de controle; no entanto, o uso de técnicas vetoriais com orientação de campo permite que as duas componentes da corrente de excitação sejam manipuladas de maneira independente.

Assim, excitando-se os enrolamentos de rotor do GIDA por meio de um conversor tipo *back-to-back PWM-VSI*, controlado através de técnicas vetoriais com orientação de campo, obtém-se um sistema de geração tipo frequência fixa e velocidade variável com características atrativas, dentre elas:

- Operação estável numa faixa de velocidades que se estende desde velocidades subsíncronas até supersíncronas, cuja largura depende do limite potência do conversor eletrônico (HOPFENSPERGER, 2000; TANG et al., 1995).
- Controle independente das potências ativas e reativas (LINDGREN, 1998; PENA, 1996). O controle dos reativos pode ser implementado de maneira a obter fator de potência constante ou produção de potência reativa constante (HANSEN et al., 2001). Mantendo-se o fator de potência elevado, contribui-se para o desempenho estável, influenciando positivamente o amortecimento do sistema pela redução da largura de banda das malhas de controle de corrente (HOPFENSPERGER, 2000).
- Resposta dinâmica rápida contra os transientes de demanda de potência ativa ou reativa, oriundos da rede; bem como, contra as pulsações de conjugado mecânico, tanto os originados pela operação normal da turbina quanto aos ocasionados por turbulências e vórtices de vento (CÁRDENAS; PEÑA, 2004; SIMÕES et al., 1997b, 1999).
- Baixa distorção harmônica das correntes do estator e do rotor (PENA et al., 1996; XU; CHENG, 1995). O capacitor instalado no barramento CC desacopla a saída do inversor ligado à rede da entrada do inversor ligado ao gerador, tornando possível o controle independente dos dois inversores e, por conseguinte, proporcionando as seguintes possibilidades: Filtragem ativa dos harmônicos da corrente de entrada do retificador PWM, o que contribui para a melhora da qualidade da energia da rede local (OTTERSTEN, 2003); com-

pensações das possíveis assimetrias, por exemplo, parâmetros de um circuito trifásico com valores diferentes para cada fase, tanto da rede elétrica quanto do próprio gerador (HANSEN, 2001; RUBIRA et al. 2000); controle da tensão do barramento CC, utilizado para aumentar a tensão do barramento CC e evitar o enfraquecimento do campo magnético e do conjugado útil do GIDA, quando estiver operando em velocidades subsíncronas (OTTERSTEN, 2003).

- Em regime permanente, os fasores das grandezas elétricas do GIDA transpostas ao referencial síncrono comportam-se como constantes, permitindo a eliminação de erros estáticos por meio de controladores com dinâmica PI (LINDGREN, 1998).
- E, devido à ampla utilização de conversores trifásicos em ponte, os fabricantes produzem em grande escala módulos de seis chaves semicondutoras de potência com diodos em anti-paralelo ligados em ponte, o que diminui o custo do conversor (OTTERSTEN, 2003).

4.2.2. O Controle do Ângulo de Passo

A captação de energia eólica é diretamente proporcional ao valor do coeficiente de potência “ C_P ”. Logo, maximizando-se seu valor, maximiza-se a captação de energia eólica e, ao diminuir seu valor, a captação é limitada. Examinando-se, novamente, a superfície “ $C_P \times \lambda \times \alpha$ ” (Figura 4.14) nota-se que o ponto de máximo é único ($\alpha = 0^\circ$ e $\lambda = 6,3$), porém existem diversos pontos em que o valor do coeficiente de potência “ C_P ” é nulo, inclusive para a relação de velocidades na ponta das pás “ λ ” correspondente ao ponto de máximo. A linha em preto na Figura 4.14 une o ponto de valor máximo do coeficiente de potência “ C_P ” a um dos pontos de valor nulo, por meio de um lugar geométrico onde a relação de velocidades na ponta das pás “ λ ” permanece constante e igual a 6,3; e o ângulo de passo “ α ”[graus] varia de 0 até, aproximadamente, 25.

Figura 4.14 – Superfície “ $C_p \times \lambda \times \alpha$ ” e a variação do coeficiente de potência “ C_p ” com a mudança do ângulo de passo “ α ” sob uma relação de velocidades na ponta das pás “ λ ” constante e igual a 6,3.

Figura 4.15 – Variações do coeficiente de potência “ C_p ” em função do ângulo de passo “ α ” [graus], para uma relação de velocidades na ponta das pás “ λ ” constante e igual a 6,3.

E, a Figura 4.15 mostra esta variação do valor do coeficiente de potência “ C_p ” em função da manipulação do ângulo de passo “ α ”, sob uma relação de velocidades na ponta das pás “ λ ” constante e igual a 6,3.

Figura 4.16 – Superfície “ $P_T \times v \times \alpha$ ” e a variação da potência mecânica “ P_T ”[pu] com a mudança do ângulo de passo “ α ”[graus] sob uma relação de velocidades na ponta das pás “ λ ” constante e igual a 6,3.

Figura 4.17 – Variações do ângulo de passo “ α ”[graus] em função da velocidade do vento “ v ”[m/s] para uma relação de velocidades na ponta das pás “ λ ” constante e igual a 6,3.

Do ponto de vista da potência mecânica da turbina “ P_T ”[W], o controle de captação de energia eólica segue as seguintes regras: Sob ventos de velocidade menor que a nominal, o ângulo de passo “ α ”[graus] permanece fixo em uma posição que maximize a captação de energia, conforme demarca a curva em preto da Figura 4.16 (na borda da superfície, em que $\alpha = 0^\circ$); e, sob ventos de velocidade superior à nominal, a captação de energia

deve ser limitada pelo aumento do valor do ângulo de passo “ α ”, conforme demarca a curva em vermelho na Figura 4.16. E, a Figura 4.17 mostra o comportamento do ângulo de passo “ α ”[graus] em função da velocidade do vento “ v ”[m/s]: Sob ventos de velocidade menor que 12,3[m/s], o ângulo de passo “ α ”[graus] permanece fixo em 0; e, sob ventos mais fortes, seu valor é aumentado de maneira a limitar a potência mecânica disponível no eixo da turbina “ P_T ”[W].

Para a implementação da estratégia de controle proposta, o sistema de controle é composto pelos seguintes controladores:

- *Controlador do Ângulo de Passo da Turbina:* A partir de medições da potência elétrica gerada, manipula a captação de energia eólica;
- *Controladores da Corrente de Excitação do Gerador:* A partir dos valores de referência para a velocidade de rotação e para a potência reativa, manipula as componentes vetoriais da corrente rotórica do GIDA.

4.3. OS CONTROLADORES PID

O estado-da-arte dos sistemas de controle não fundamentados em técnicas de inteligência artificial é representado pela aplicação das técnicas vetoriais de controle com orientação de campo e pelas malhas de controle PID descritas a seguir. Como o desempenho destes sistemas de controle apresenta desempenho comprovadamente eficaz (HANSEN et al., 2005; LINDHOLM, 2003; PETERSSON, 2005), sua dinâmica será utilizada como base de comparação para os controladores difusos propostos neste trabalho.

4.3.1. O Controlador do Ângulo de Passo da Turbina

O controle de captação de energia eólica (Figura 4.18) é, tipicamente, representado por um controlador de potência em cascata com um controlador de posição do servo-

mecanismo do ângulo de passo da turbina eólica (HANSEN et al., 2005; RAHIM et al., 1997), ambos descritos pelas equações (4.42), (4.43) e (4.44).

Figura 4.18 – Sistema de controle da captação de energia eólica.

$$\frac{d\{\alpha\}}{dt} = \frac{1}{\tau_T} \cdot (\alpha_{REF} - \alpha) \quad (4.42)$$

$$\alpha_{REF} = Kp_{vt} \cdot v + Kp_{pt} \cdot e_{pt} + Ki_{pt} \cdot \int e_{pt} dt + Kd_{pt} \cdot \frac{d\{e_{pt}\}}{dt} \quad (4.43)$$

$$e_{pt} = P_s - P_{REF} \quad (4.44)$$

Sendo, respectivamente: “ α ”[graus] o ângulo de passo; “ α_{REF} ”[graus] o valor de referência para o ângulo de passo; “ τ_T ”[s] a constante de tempo do servomecanismo de controle ângulo de passo; “ v ”[m/s] velocidade do vento; “ e_{pt} ”[W] o erro no valor da potência ativa produzida pelo gerador; “ P_s ”[W] a potência ativa produzida pelo gerador; “ P_{REF} ”[W] o valor de referência para a potência ativa produzida pelo gerador; “ Kp_{vt} ” e “ Kp_{pt} ” os ganhos proporcionais; “ Ki_{pt} ” o ganho integrativo; “ Kd_{pt} ” o ganho derivativo.

4.3.2. Os Controladores da Corrente de Excitação do Gerador

De maneira geral, os controladores da corrente de excitação do GIDA são responsáveis por regular a velocidade de rotação do sistema de conversão e a produção de potência reativa. Para isto, são empregadas quatro malhas de controle (OTTERSTEN, 2003; PETERSSON, 2005), cuja síntese segue as seguintes metodologias:

- *Modelo de Controle Interno (MCI)*: Técnica de projeto, utilizada em (HARNEFORS; NEE, 1998), que resulta em um controlador cujos parâmetros podem ser deter-

minados a partir dos parâmetros do processo e cuja banda passante é função da dinâmica desejada para o sistema em malha fechada (ANEXO A);

- *Resistência Ativa (RA)*: Técnica de realimentação que melhora o desempenho dos controladores, sobretudo os obtidos pelo modelo de controle interno, na rejeição de perturbações (DEL BLANCO et al., 1999; HARNEFORS et al., 2001) (ANEXO B).

Os Controladores de Corrente

Para determinar a dinâmica das correntes de excitação do GIDA, é conveniente definir as tensões rotóricas em função das correntes rotóricas. Neste sentido, pela manipulação adequada de (4.22), (4.23), (4.24) e (4.25), obtém-se as equações (4.43) e (4.44); e, a partir de (4.43), pode-se definir a função de transferência “ $G_i(s)$ ” descrita por (4.45). Ainda na equação (4.43), para eliminar a interdependência entre as componentes da corrente do rotor, o termo “ $j \cdot s \omega_s \cdot L_\sigma$ ” pode ser realimentado; e, para minimizar o erro inferido pela força contra-eletromotriz “ E ”[V], uma estimativa de seu valor também pode ser realimentada (DEL BLANCO et al., 1999; HARNEFORS et al., 2001; HOPFENSBERGER et al., 2000; PENA et al., 1996).

Figura 4.19 – Malha de controle da corrente de excitação.

Considerando-se as realimentações supracitadas e a implementação da RA, a malha de controle de corrente fica com a estrutura apresentada na figura 4.19; pela qual, pode-se deduzir a função de transferência “ $G'_i(s)$ ” (4.46).

$$\vec{v}_R = (R_s + R_R + j \cdot s \omega_s \cdot L_\sigma) \cdot \vec{i}_R + L_\sigma \cdot \frac{d\{\vec{i}_R\}}{dt} + \vec{E} \quad (4.43)$$

$$\vec{E} = \vec{v}_s - \left(\frac{R_s}{L_M} + j \cdot \omega_r \right) \cdot \vec{\psi}_s \quad (4.44)$$

$$G_i(s) = \frac{\vec{i}_R}{\vec{v}_R - \vec{E}} = \frac{1}{L_\sigma \cdot s + (R_s + R_R + j \cdot s \omega_s \cdot L_\sigma)} \quad (4.45)$$

$$G'_i(s) = \frac{\vec{i}_R}{\vec{v}'_R} = \frac{1}{L_\sigma \cdot s + (R_s + R_R + R_i)} \quad (4.46)$$

Aplicando-se a metodologia do MCI em (4.46), obtêm-se os parâmetros do controlador “ $F_i(s)$ ”; e, aplicando-se a técnica da RA, obtêm-se “ R_i ”:

$$F_i(s) = Kp_i + \frac{Ki_i}{s} \quad \therefore \quad \begin{cases} Kp_i = \beta_i \cdot L_\sigma \\ Ki_i = \beta_i \cdot (R_s + R_R + R_i) \end{cases} \quad (4.47)$$

$$R_i = \beta_i \cdot L_\sigma - (R_s + R_R) \quad (4.48)$$

Sendo, respectivamente: “ Kp_i ” o ganho proporcional; “ Ki_i ” o ganho integrativo; “ β_i ” a banda passante do controlador de corrente; “ L_σ ”[H] a indutância de dispersão; “ R_s ”[Ω] e “ R_R ”[Ω] as resistências dos enrolamentos do estator e do rotor.

Nas equações (4.37) e (4.39) do modelo vetorial do GIDA, nota-se que o conjugado eletromotriz “ T_{ele} ”[Nm] e a potência reativa gerada “ Q_s ”[VAr] podem ser manipulados individualmente através das componentes da corrente de excitação. Neste contexto, é conveniente que a malha de controle da corrente de excitação também seja separada em duas partes: Uma referente à componente real e outra referente à componente imaginária. Assim, decompondo-se as equações (4.43) e (4.44), pode-se deduzir suas componentes reais e imaginárias, expressas pelas equações (4.49), (4.50), (4.51) e (4.52):

$$v_{dr}^e = (R_s + R_R) \cdot i_{dr}^e - L_\sigma \cdot s \omega_s \cdot i_{qr}^e + L_\sigma \cdot \frac{d\{i_{dr}^e\}}{dt} + E_d \quad (4.49)$$

$$E_d = -\frac{R_s}{L_M} \cdot \psi_s^e \quad (4.50)$$

$$v_{qr}^e = (R_s + R_R) \cdot i_{qr}^e - L_\sigma \cdot s \omega_s \cdot i_{dr}^e + L_\sigma \cdot \frac{d\{i_{qr}^e\}}{dt} + E_q \quad (4.51)$$

$$E_q = v_s^e - \omega_r \cdot \psi_s^e \quad (4.52)$$

Isto também se aplica ao laço interno de realimentação, dado por (4.53); e, resultando em sua componente real (4.54) e imaginária (4.55):

$$\vec{v}_R + \vec{v}'_R - \hat{\vec{E}} = (R_{iR} - j \cdot s \omega_s \cdot L_\sigma) \cdot \vec{i}_R \quad (4.53)$$

$$v_{dr}^e + v'_{dr} - \hat{E}_d = R_i \cdot i_{dr}^e + s \omega_s \cdot L_\sigma \cdot i_{qr}^e \quad (4.54)$$

$$v_{qr}^e + v'_{qr} - \hat{E}_q = R_i \cdot i_{qr}^e + s \omega_s \cdot L_\sigma \cdot i_{dr}^e \quad (4.55)$$

Finalmente, a malha completa de controle de corrente (Figura 4.19), também pode ser dividida em suas componentes real (Figura 4.20) e imaginária (Figura 4.21).

Figura 4.20 – Malha de controle da componente real da corrente de excitação.

Figura 4.21 – Malha de controle da componente imaginária da corrente de excitação.

O Controlador de Velocidade

Em função da velocidade do vento “ v ”[m/s], o estimador de velocidade de rotação da turbina “ ω_T ”[rad/s] estabelece o valor de referência para o controlador de velocidade que, por sua vez, atua na intensidade da componente imaginária da corrente de excitação “ i_{qr} ”[A] para controlar o conjugado eletromotriz do GIDA “ T_{ele} ”[Nm] e, conseqüentemente, a velocidade de rotação do sistema de conversão.

A síntese do controlador de velocidade do GIDA inicia-se pela utilização da equação da dinâmica mecânica (4.27) para determinar a função de transferência “ $G_\omega(s)$ ” (4.56), do conjugado eletromotriz “ T_{ele} ”[Nm] para a velocidade de rotação “ ω_r ”[rad/s]:

$$G_\omega(s) = \frac{\omega_r}{(T_{ele} - T_{mec})} = \frac{n_{pp}}{(J_t + J_g) \cdot s} \quad (4.56)$$

Para atuar na velocidade do rotor “ ω_r ”[rad/s], a malha de controle gera um valor de referência para o conjugado eletromotriz “ T_{ele} ”[Nm], o qual deve ser produzido por uma corrente de excitação, cuja componente imaginária tenha a intensidade dada por (4.57).

Tomando-se (4.57) como um estimador da intensidade da componente imaginária da corrente de excitação “ i_{qr} ”[A] e prevendo a implementação da RA, a malha de controle de velocidade do GIDA tem a estrutura mostrada na Figura 4.22.

Figura 4.22 – Malha de controle da velocidade.

Examinando-se a malha de controle da Figura 4.22, pode-se deduzir a função de transferência “ $G'_\omega(s)$ ” (4.59).

$$i_{qR}^e = -\frac{1}{3 \cdot n_{pp} \cdot |\psi_s^e|} \cdot T_{ele} \quad (4.57)$$

$$|\psi_s^e| = \frac{v_s^e}{\omega_s} \quad (4.58)$$

$$G'_\omega(s) = \frac{\omega_r}{T'_{ele}} = \frac{1}{\frac{(J_t + J_g)}{n_{pp}} \cdot s + R_\omega} \quad (4.59)$$

A partir de (4.59), aplicando-se a metodologia do MCI determinam-se os parâmetros do controlador “ $F_\omega(s)$ ” (4.60); e, pela técnica da RA, determina-se “ R_ω ” (4.61):

$$F_\omega(s) = Kp_\omega + \frac{Ki_\omega}{s} \quad \therefore \quad \begin{cases} Kp_\omega = \beta_\omega \cdot \frac{(J_t + J_g)}{n_{pp}} \\ Ki_\omega = \beta_\omega \cdot R_\omega \end{cases} \quad (4.60)$$

$$R_\omega = \beta_\omega \cdot \frac{(J_t + J_g)}{n_{pp}} \quad (4.61)$$

Sendo, respectivamente: “ Kp_ω ” o ganho proporcional; “ Ki_ω ” o ganho integrativo; “ β_ω ” a banda passante do controlador de velocidade; “ n_{pp} ” o número de pares de pólos do gerador; “ J_t ”[kgm²] e “ J_g ”[kgm²] os momentos de inércia da turbina (referido ao eixo do gerador) e do gerador.

O Controlador de Potência Reativa

Substituindo-se (4.58) em (4.39) e rearranjando-se os termos, pode-se isolar a parcela referente à corrente de magnetização “ i_M ”[A], conforme mostra (4.62). Como valor dos reativos consumidos para a magnetização do GIDA pode ser considerado constante, a

ação integral do controlador em malha aberta é suficiente para compensá-lo. Então, descartando-se a parcela da potência reativa consumida pela indutância de magnetização, a função de transferência da potência reativa do estator “ Q_s ”[VAr] para a componente real da corrente de excitação “ i_{dr} ”[A] é dada por (4.63).

$$Q_s = \left[\underbrace{\left(\frac{3 \cdot \psi_s^e}{L_M} \right)}_{i_M} - (3 \cdot i_{dr}^e) \right] \cdot v_s^e \quad (4.62)$$

$$G_Q(s) = \frac{Q_s}{i_{dr}^e} = -3 \cdot v_s^e \quad (4.63)$$

A relação entre a potência reativa do estator “ Q_s ”[VAr] e a componente real da corrente de excitação “ i_{dr} ”[A] resulta em um controlador com ação integral; e, por este motivo, não se justifica a utilização da RA. Sendo assim, a malha de controle de potência reativa é mostrada na figura 4.23 e o controlador “ $F_Q(s)$ ” é definido pela equação (4.64):

Figura 4.23 – Malha de controle da potência reativa.

$$F_Q(s) = \frac{Ki_Q}{s} \quad \therefore \quad \left\{ Ki_Q = \beta_Q \cdot \frac{-1}{3 \cdot \omega_s \cdot \psi_s^e} \right. \quad (4.64)$$

Sendo, respectivamente: “ Ki_Q ” o ganho integrativo; “ β_Q ” a banda passante do controlador de potência reativa; “ ω_s ”[rad/s] a velocidade angular do campo do estator; “ ψ_s ”[Wb] o fluxo magnético do estator.

4.4. OS CONTROLADORES DIFUSOS

A lógica difusa, valendo-se da multivalência admitida pelos conjuntos difusos e da flexibilidade oferecida pela base de regras tipo *se-então*, permite o tratamento sistemático de incertezas e oferece meios de representar o conhecimento humano. Assim, com a possibilidade de incorporar a experiência de um especialista sobre a estratégia de controle de um determinado processo e de absorver imprecisões e não-linearidades de seu modelo, os controladores difusos proporcionam um desempenho dinâmico em malha fechada superior aos controladores convencionais (PRATS, 2000; SIMÕES et al., 1997a), especialmente quando se trata de sistemas de grande complexidade. Com estas características, os controladores difusos mostram-se adequados para algumas situações em que a utilização de controladores convencionais é dificultada, dentre elas (CIRSTEA, 2002; LAKHMI et al., 1998; VAS, 1999):

- Quando são disponíveis somente informações qualitativas e com objetivos de controle imprecisos, geralmente oriundas da experiência humana;
- Quando o processo contiver incertezas e não linearidades significativas;
- Quando o controlador tiver de garantir o compromisso entre ações de controle contraditórias;
- Quando for desejável robustez em relação a variações paramétricas e a inexactidões dos sensores.

Neste trabalho, foram considerados os seguintes atrativos para a utilização de controladores difusos: A natureza estocástica dos ventos que acionam o sistema de conversão; o comportamento não linear da turbina eólica com controle ativo do ângulo de passo operando em regime de velocidade variável, as imprecisões de seu modelo matemático simplificado e de seus parâmetros; as imprecisões do modelo matemático simplificado da transmissão e de seus parâmetros; o comportamento não linear do GIDA, as imprecisões

induzidas pelas conjecturas adotadas em seu modelo e parâmetros; e, no caso da implementação prática, a flexibilidade de se fazer modificações e ajustes e a robustez em relação às dinâmicas não modeladas do processo (por exemplo, a torção dos eixos, a vibração da nacelle, o balanço da torre, etc.).

Tendo em vista minimizar a demanda computacional relacionada à operação do sistema de controle, foi adotada para todos os controladores a estrutura mostrada na Figura 4.24, onde: A funções de pertinência de entrada são trapezoidais nos extremos dos universos de discurso e triangulares nas outras regiões; os conectivos “E” e “OU” são representados pelos operadores mínimo e máximo, respectivamente; as funções de pertinência de saída são *singletons*; e, a saída nítida “y” é obtida pela média do grau de ativação “ μ_i ” de todas as “N” funções de pertinência de saída, ponderada por suas posições “ x_i ” no universo de discurso de saída (4.65).

Figura 4.24 – Diagrama de blocos da estrutura dos controladores difusos.

$$y = \frac{\sum_{i=1}^N \mu_i \cdot x_i}{\sum_{i=1}^N \mu_i} \quad (4.65)$$

Para ter maior praticidade e aumentar a rapidez do ajuste fino dos controladores difusos através do dimensionamento dos universos de discurso (PASSINO; YURKOVICH, 1998), foram inseridos na estrutura dos controladores ganhos nas entradas “GE_N” e na saída

“GS”; os limitadores instalados após os ganhos das variáveis de entrada servem para impedir que os limites de seus universos de discurso sejam ultrapassados.

E, com o objetivo de introduzir um efeito integral e corrigir possíveis erros de regime permanente, também foram instalados integradores “j” com saídas restritas aos limites físicos da intensidade da ação de controle para evitar o efeito *Windup* (AGUIAR, 2000).

4.4.1. O Controlador Difuso do Ângulo de Passo da Turbina

Segundo a estratégia adotada, a malha de controle mostrada na Figura 4.25 regula a quantidade de energia captada pela turbina através da variação do ângulo de passo “ α ”[graus], e tem dois objetivos: Sob ventos fracos, o ângulo de passo é mantido na posição em que o coeficiente de potência “ C_P ” é máximo; e, sob ventos fortes, o ângulo de passo é aumentado, de maneira a limitar a captação de energia e manter o gerador operando a plena carga.

Figura 4.25 – Malha de controle difuso do ângulo de passo da turbina.

Neste contexto, o controlador determina o valor das variações do ângulo de passo “ $\Delta\alpha$ ”[graus] a partir da potência ativa produzida pelo gerador “ P_g ”[W] e de suas variações “ ΔP_g ”[W] de acordo com a base regras descrita na Tabela 4.1 e com as funções de pertinência mostradas na Figura 4.26. Onde: “SoCG” significa sobrecarga grande; “SoCP”, sobrecarga pequena; “PC”, plena carga; “SuCG”, subcarga grande; “SuCP”, subcarga pequena; “P”, positiva; “Z”, zero; “N”, negativa; “AMR”, aumenta muito rápido; “AR”, aumenta rápido; “AL”, aumenta lento; “M”, mantém; “DMR”, diminui muito rápido; “DR”, diminui rápido; e, “DL”, diminui lento.

Figura 4.26 – Funções de pertinência do controlador difuso do ângulo de passo da turbina.

Tabela 4.1 – Base de regras do controlador difuso do ângulo de passo da turbina.

SE	$P_s = SoCG$		ENTÃO	$\Delta\alpha = AMR$
SE	$P_s = SoCP$		ENTÃO	$\Delta\alpha = AR$
SE	$P_s = PC$	E $\Delta P_s = P$	ENTÃO	$\Delta\alpha = AL$
SE	$P_s = PC$	E $\Delta P_s = Z$	ENTÃO	$\Delta\alpha = M$
SE	$P_s = PC$	E $\Delta P_s = N$ E $\alpha = P$	ENTÃO	$\Delta\alpha = DL$
SE	$P_s = SuCP$	E $\alpha = P$	ENTÃO	$\Delta\alpha = DR$
SE	$P_s = SuCG$	E $\alpha = P$	ENTÃO	$\Delta\alpha = DMR$

4.4.2. Os Controladores Difusos da Corrente de Excitação do Gerador

Os controladores de velocidade, potência reativa e de corrente possuem sistemas de inferência similares, cujas entradas são o erro “ e ” e a variação do erro “ Δe ” da variável controlada; e, a saída é a variação da ação de controle “ Δu ”.

A base de regras descrita na Tabela 4.2 e as funções de pertinência mostradas na Figura 4.27 foram elaboradas de maneira que os controladores difusos relacionados à exci-

tação do gerador apresentem um comportamento suave, sem descontinuidades e com uma ação de controle de intensidade proporcional ao valor do erro “ e ”. Onde: “PG” significa positivo grande; “PM”, positivo médio; “PP”, positivo pequeno; “ZE”, zero; “NG”, negativo grande; “NM”, negativo médio; “NP”, negativo pequeno.

Figura 4.27 – Funções de pertinência dos controladores difusos de velocidade, potência reativa e corrente.

Tabela 4.2 – Base de regras dos controladores difusos de velocidade, de potência reativa e de corrente.

$\begin{matrix} \text{"}\Delta e\text{"} \\ \text{"}e\text{"} \end{matrix}$	PG	PM	PP	ZE	NP	NM	NG
PG	PG	PG	PG	PG ^{(1)*}	PM	PP	ZE
PM	PG	PG	PG	PM ^{(5)*}	PP	ZE	NP
PP	PG	PG	PM	PP	ZE	NP	NM
ZE	PG ^{(4)*}	PM	PP	ZE	NP	NM ^{(6)*}	NG ^{(2)*}
NP	PM	PP	ZE	NP	NM	NG	NG
NM	PP	ZE	NP	NM	NG	NG	NG
NG	ZE	NP	NM	NG ^{(3)*}	NG	NG	NG

* Regras utilizadas para ilustrar a formação da base de regras (ver Figura 4.28).

Na elaboração deste conjunto de regras que atua de maneira a minimizar os tempos de subida e de assentamento e eliminar o *overshoot* (sobre-sinal) e o erro de regime

permanente, podem ser utilizados pontos específicos da curva da resposta dinâmica de um processo de segunda ordem a uma entrada tipo degrau unitário (SHAW; SIMÕES, 1999).

Figura 4.28 – Dinâmica da resposta ao degrau unitário de um processo de segunda ordem.

Nos pontos indicados na curva da Figura 4.28 (na origem, nas inflexões e nos cruzamentos com o valor de referência), as regras são estabelecidas pela análise pontual dos valores do erro “ e ” e da variação do erro “ Δe ” (inclinação da curva) para se mensurar uma ação de controle “ Δu ” adequada. Para ilustrar esta metodologia, algumas das regras na Tabela 4.2 (numeradas de 1 a 6) foram determinadas da seguinte maneira:

- *Ponto (1):* SE o erro é positivo e grande ($e = PG$) E a variação do erro é nula ($\Delta e = ZE$) ENTÃO a variação da ação de controle deve ser positiva e grande ($\Delta u = PG$), para que a saída atinja o valor de referência com o menor tempo de subida possível;
- *Ponto (2):* SE o erro é nulo ($e = ZE$) E a variação do erro é negativa e grande ($\Delta e = NG$) ENTÃO a variação da ação de controle deve ser negativa e grande ($\Delta u = NG$), para que seja evitado um *overshoot* excessivo;
- *Ponto (3):* SE o erro é negativo e grande ($e = NG$) E a variação do erro é nula ($\Delta e = ZE$) ENTÃO a variação da ação de controle deve ser negativa e grande ($\Delta u = NG$), para que o *overshoot* seja mínimo e que a saída retorne ao valor de referência;

- *Ponto (4):* SE o erro é nulo ($e = ZE$) E a variação do erro é positiva e grande ($\Delta e = PG$) ENTÃO a variação da ação de controle deve ser positiva e grande ($\Delta u = PG$);
- *Ponto (5):* SE o erro é positivo e médio ($e = PM$) E a variação do erro é nula ($\Delta e = ZE$) ENTÃO a variação da ação de controle deve ser positiva e média ($\Delta u = PM$);
- *Ponto (6):* SE o erro é nulo ($e = ZE$) E a variação do erro é negativa e média ($\Delta e = NM$) ENTÃO a variação da ação de controle deve ser negativa e média ($\Delta u = NM$).

Os Controladores Difusos de Corrente

Figura 4.29 – Malha de controle difuso da componente real da corrente de excitação.

Figura 4.30 – Malha de controle difuso da componente imaginária da corrente de excitação.

Na malha externa de controle de corrente, os controladores difusos tomam o lugar dos controladores proporcional-integral “ $Fi(s)$ ”; a malha interna da resistência ativa foi mantida, com o objetivo de auxiliar na rejeição de perturbações e permitir que o controlador difuso seja ajustado para um desempenho mais suave; e, pelos motivos já expostos, as rea-

limentações relativas ao termo “ $j.s\omega_s.L_\sigma$ ” e à força contra-eletromotriz “ E ” também foram mantidas. Desta forma, as malhas de controle das componentes real e imaginária da corrente de excitação ficam conforme mostram as Figuras 4.29 e 4.30, respectivamente.

O Controlador Difuso de Velocidade

Assim como nos controladores de corrente, apenas o controlador proporcional-integral “ $F\omega(s)$ ” foi substituído pelo controlador difuso de velocidade (Figura 4.31).

Figura 4.31 – Malha de controle difuso da velocidade.

O Controlador Difuso de Potência Reativa

A estrutura da malha de controle de potência reativa também foi preservada (Figura 4.32) e, somente o controlador integral “ $F_Q(s)$ ” foi substituído pelo controlador difuso de potência reativa.

Figura 4.32 – Malha de controle difuso da potência reativa.

CAPÍTULO 5

SIMULAÇÃO COMPUTACIONAL

Com o intuito de verificar o desempenho do sistema de conversão eólico-elétrica de energia apresentado com o sistema de controle difuso, proposto neste trabalho, e com o sistema de controle PID, considerado estado-da-arte, foi utilizado o software Matlab/SimulinkTM para simular o comportamento dinâmico de um aerogerador de 2[MW] em função de: Variações em degrau da referência da velocidade de rotação e da potência reativa, variações em rampa da velocidade do vento e de três regimes reais de vento.

5.1. OS PARÂMETROS UTILIZADOS PARA AS SIMULAÇÕES COMPUTACIONAIS

Para a realização das simulações computacionais, os modelos matemáticos e os sistemas de controle foram parametrizados para representar um sistema de conversão típico de aerogeradores de 2[MW]. Todos os parâmetros utilizados são listados nas tabelas 5.1 a

5.17, onde: Os parâmetros relativos ao vento, à turbina eólica, ao gerador e a rede elétrica foram obtidos das fontes indicadas nas respectivas tabelas. E, a partir de estimativas fundamentadas nas características do sistema e de ajustes executados no decorrer das simulações computacionais, foram determinados os parâmetros relativos à transmissão, aos controladores PID e aos controladores difusos.

5.1.1. Parâmetros do vento

Tabela 5.1 – Parâmetros do vento.

Parâmetro	Valor	Descrição
ρ	1,225	Densidade do ar, [kg/m ³]

Fonte: (KHRON, 2001).

5.1.2. Parâmetros da Turbina Eólica

Tabela 5.2 – Parâmetros da turbina eólica.

Parâmetro	Valor	Descrição
P_T^*	2	Potência nominal, [MW]
D_T^*	80	Diâmetro, [m]
J_T^{**}	$5,9 \cdot 10^6$	Momento de inércia, [kgm ²]

Fontes: *(VESTAS, 2007) e **(SLOOTWEG; POLINDER; KLING, 2001).

5.1.3. Parâmetros da Transmissão

Tabela 5.3 – Parâmetros da transmissão.

Parâmetro	Valor	Descrição
K_T	120	Relação de transmissão

5.1.4. Parâmetros da Rede Elétrica

Tabela 5.4 – Parâmetros da rede elétrica.

Parâmetro	Valor	Descrição
v_s	690	Valor nominal (eficaz) da tensão de linha, [V]
ω_s	$120 \cdot \pi$	Velocidade angular dos fasores das tensões, [rad/s]

Fonte: (PETERSSON, 2005).

5.1.5. Parâmetros do Gerador

Tabela 5.5 – Valores nominais do GIDA.

Parâmetro	Valor	Descrição
v_n	690	Tensão nominal (eficaz) de linha (fechamento em estrela), [V]
i_n	1900	Corrente nominal (eficaz), [A]
f_n	60	Frequência nominal, [Hz]
P_n	2	Potência Nominal, [MW]
n_{pp}	2	Número de pares de pólos

Fonte: (PETERSSON, 2005).

Tabela 5.6 – Valores base para as grandezas do GIDA.

Parâmetro	Valor	Descrição
v_b	690	Valor base para a tensão de linha, [V]
i_b	1900	Valor base para a corrente, [A]
f_b	60	Valor base para a frequência, [Hz]
P_b	2	Valor base para a potência ativa, [MW]
FP_b	0,89	Valor base para o fator de potência

Fonte: (PETERSSON, 2005).

Tabela 5.7 – Parâmetros modelo Γ do GIDA.

Parâmetro	Valor	Descrição
R_s	$2,200.10^{-3}$	Resistência de estator, [Ω]
R_R	$1,952.10^{-3}$	Resistência de rotor, [Ω]
L_M	$3,020.10^{-3}$	Indutância de magnetização, [H]
L_σ	$179,2.10^{-6}$	Indutância de dispersão, [H]
J_g	15	Momento de inércia, [kgm^2]

Fonte: (PETERSSON, 2005).

5.1.6. Parâmetros do Controlador PID do Ângulo de Passo da Turbina

Tabela 5.8 – Parâmetros do controlador PID do ângulo de passo da turbina.

Parâmetro	Valor	Descrição
$K_{p_{vt}}^*$	$40,76.10^{-3}$	Ganho proporcional da malha adicional do controle de potência
$K_{p_{pt}}$	100.10^{-6}	Ganho proporcional do controle de potência
$K_{i_{pt}}$	100.10^{-3}	Ganho integral do controle de potência
$K_{d_{pt}}$	1.10^{-3}	Ganho derivativo do controle de potência
τ_T^*	$78,77.10^{-3}$	Constante de tempo do servomecanismo

Fonte: *(RAHIM; AL-SABBAGH, 1997).

5.1.7. Parâmetros dos Controladores PID da Corrente de Excitação do Gerador

Tabela 5.9 – Valores das bandas passantes “ β ” dos controladores do GIDA.

Parâmetro	Valor	Descrição
β_i	527,79	Banda passante do controle de corrente, [rad/s]
β_ω	5,2779	Banda passante do controle de velocidade, [rad/s]
β_Q	527,79	Banda passante do controle de potência reativa, [rad/s]

Fonte: (PETERSSON, 2005).

5.1.8. Parâmetros do Controlador Difuso do Ângulo de Passo da Turbina

Tabela 5.10 – Universos de discurso do controlador difuso do ângulo de passo da turbina.

Universo de Discurso	Limite Inferior	Limite Superior	Variável
U_{Pg}	0	$10 \cdot 10^6$	Potência ativa de saída
$U_{\Delta Pg}$	$-1,6 \cdot 10^6$	$1,6 \cdot 10^6$	Variação da potência ativa de saída
U_α	-90	90	Ângulo de passo
$U_{\Delta \alpha}$	-2,25	2,25	Variação do ângulo de passo

Tabela 5.11 – Funções de pertinência do controlador difuso do ângulo de passo da turbina.

Funções de Pertinência		Tipo	Parâmetros	Descrição
P_g	SuCG	Trapezoidal	$[0,0; 0,0; 1,8; 1,9].10^6^*$	Subcarga grande
	SuCP	Triangular	$[1,8; 1,9; 2,0].10^6^{**}$	Subcarga pequena
	PC	Triangular	$[1,9; 2,0; 2,1].10^6$	Plena carga
	SoCP	Triangular	$[2,0; 2,1; 2,2].10^6$	Sobrecarga pequena
	SoCG	Trapezoidal	$[2,1; 2,2; 10; 10].10^6$	Sobrecarga grande
ΔP_g	N	Trapezoidal	$[-1,6; -1,6; -0,4; 0,0].10^6$	Negativa
	Z	Triangular	$[-0,2; 0,0; 0,2].10^6$	Nula
	P	Trapezoidal	$[0,0; 0,4; 1,6; 1,6].10^6$	Positiva
A	P	Trapezoidal	$[0,0; 0,0; 90; 90]$	Positivo
$\Delta \alpha$	DMR	Singleton	$[-2,25]^{***}$	Diminui muito rápido
	DR	Singleton	$[-1,00]$	Diminui rápido
	DL	Singleton	$[-0,25]$	Diminui lento
	M	Singleton	$[0,00]$	Mantém
	AL	Singleton	$[0,25]$	Aumenta lento
	AR	Singleton	$[1,00]$	Aumenta rápido
	AMR	Singleton	$[2,25]$	Aumenta muito rápido

* Parâmetros das funções de pertinência trapezoidais: [1°Vértice; 2°Vértice; 3°Vértice; 4°Vértice];

** Parâmetros das funções de pertinência triangulares: [1°Vértice; 2°Vértice; 3°Vértice];

*** Parâmetros das funções de pertinência *singletons*: [posição no universo de discurso].

5.1.9. Parâmetros dos Controladores Difusos da Corrente de Excitação do Gerador

Tabela 5.12 – Universos de discurso dos controladores difusos das componentes da corrente de excitação.

Universo de Discurso	Limite Inferior	Limite Superior	Variável
U_e	-3800	3800	Erro
$U_{\Delta e}$	$-650 \cdot 10^3$	$650 \cdot 10^3$	Variação do erro
$U_{\Delta u}$	$-1,35 \cdot 10^6$	$1,35 \cdot 10^6$	Variação da ação de controle

Tabela 5.13 – Funções de pertinência dos controladores difusos das componentes da corrente de excitação.

Funções de Pertinência		Tipo	Parâmetros	Descrição
<i>E</i>	NG	Trapezoidal	$[-3800; -3800; -325; -100]^*$	Negativo grande
	NM	Triangular	$[-325; -100; -10]^{**}$	Negativo médio
	NP	Triangular	$[-100; -5; 0]$	Negativo pequeno
	ZE	Triangular	$[-5; 0; 5]$	Nulo
	PP	Triangular	$[0; 5; 100]$	Positivo pequeno
	PM	Triangular	$[10; 100; 325]$	Positivo médio
	PG	Trapezoidal	$[100; 325; 3800; 3800]$	Positivo pequeno
<i>Δe</i>	NG	Trapezoidal	$[-650; -650; -341,3; -146,3].10^3$	Negativo grande
	NM	Triangular	$[-341,3; -146,3; -48,75].10^3$	Negativo médio
	NP	Triangular	$[-146,3; -48,75; 0,0].10^3$	Negativo pequeno
	ZE	Triangular	$[-6,5; 0,0; 6,5].10^3$	Nulo
	PP	Triangular	$[0,0; 48,75; 146,3].10^3$	Positivo pequeno
	PM	Triangular	$[48,75; 146,3; 341,3].10^3$	Positivo médio
	PG	Trapezoidal	$[146,3; 341,3 \ 650 \ 650].10^3$	Positivo pequeno
<i>Δu</i>	NG	<i>Singleton</i>	$[-1350].10^3^{***}$	Negativo grande
	NM	<i>Singleton</i>	$[-600].10^3$	Negativo médio
	NP	<i>Singleton</i>	$[-150].10^3$	Negativo pequeno
	ZE	<i>Singleton</i>	$[0,0]$	Nulo
	PP	<i>Singleton</i>	$[150].10^3$	Positivo pequeno
	PM	<i>Singleton</i>	$[600].10^3$	Positivo médio
	PG	<i>Singleton</i>	$[1350].10^3$	Positivo pequeno

* Parâmetros das funções de pertinência trapezoidais: $[1^\circ \text{Vértice}; 2^\circ \text{Vértice}; 3^\circ \text{Vértice}; 4^\circ \text{Vértice}]$;

** Parâmetros das funções de pertinência triangulares: $[1^\circ \text{Vértice}; 2^\circ \text{Vértice}; 3^\circ \text{Vértice}]$;

*** Parâmetros das funções de pertinência *singletons*: [posição no universo de discurso].

5.1.10. Parâmetros do Controlador Difuso de Velocidade

Tabela 5.14 – Universos de discurso do controlador difuso da velocidade do GIDA.

Universo de Discurso	Limite Inferior	Limite Superior	Variável
U_e	-377	377	Erro
$U_{\Delta e}$	-100	100	Variação do erro
$U_{\Delta u}$	$-22,5 \cdot 10^3$	$22,5 \cdot 10^3$	Variação da ação de controle

Tabela 5.15 – Funções de pertinência do controlador difuso da velocidade do GIDA.

Funções de Pertinência	Tipo	Parâmetros	Descrição
E	NG	Trapezoidal $[-377; -377; -175; -100]^*$	Negativo grande
	NM	Triangular $[-175; -75; -25]^{**}$	Negativo médio
	NP	Triangular $[-75; -25; 0,0]$	Negativo pequeno
	ZE	Triangular $[-25; 0,0; 25]$	Nulo
	PP	Triangular $[0,0; 25; 75]$	Positivo pequeno
	PM	Triangular $[25; 75; 175]$	Positivo médio
	PG	Trapezoidal $[100; 175; 377; 377]$	Positivo pequeno
Δe	NG	Trapezoidal $[-100; -100; -60; -40]$	Negativo grande
	NM	Triangular $[-60; -40; -20]$	Negativo médio
	NP	Triangular $[-40; -20; 0,0]$	Negativo pequeno
	ZE	Triangular $[-20; 0,0; 20]$	Nulo
	PP	Triangular $[0,0; 20; 40]$	Positivo pequeno
	PM	Triangular $[20; 40; 60]$	Positivo médio
	PG	Trapezoidal $[40; 60; 100; 100]$	Positivo pequeno
Δu	NG	Singleton $[-22,5].10^3^{***}$	Negativo grande
	NM	Singleton $[-10].10^3$	Negativo médio
	NP	Singleton $[-2,5].10^3$	Negativo pequeno
	ZE	Singleton $[0,0]$	Nulo
	PP	Singleton $[2,5].10^3$	Positivo pequeno
	PM	Singleton $[10].10^3$	Positivo médio
	PG	Singleton $[22,5].10^3$	Positivo pequeno

* Parâmetros das funções de pertinência trapezoidais: [1°Vértice; 2°Vértice; 3°Vértice; 4°Vértice];

** Parâmetros das funções de pertinência triangulares: [1°Vértice; 2°Vértice; 3°Vértice];

*** Parâmetros das funções de pertinência *singletons*: [posição no universo de discurso].

5.1.11. Parâmetros do Controlador Difuso de Potência Reativa

Tabela 5.16 – Universos de discurso do controlador difuso da potência reativa produzida pelo GIDA.

Universo de Discurso	Limite Inferior	Limite Superior	Variável
U_e	-2.10^6	2.10^6	Erro
$U_{\Delta e}$	-4.10^3	4.10^3	Varição do erro
$U_{\Delta u}$	$-4,5.10^3$	$4,5.10^3$	Varição da ação de controle

Tabela 5.17 – Funções de pertinência do controlador difuso da potência reativa produzida pelo GIDA.

Funções de Pertinência		Tipo	Parâmetros	Descrição
<i>E</i>	NG	Trapezoidal	$[-2000; -2000; -928,4; -530,5].10^{3*}$	Negativo grande
	NM	Triangular	$[-928,4; -530,5; -132,6].10^{3**}$	Negativo médio
	NP	Triangular	$[-397,9; -132,6; 0,0].10^3$	Negativo pequeno
	ZE	Triangular	$[-132,6; 0,0; 132,6].10^3$	Nulo
	PP	Triangular	$[0; 132,6; 397,9].10^3$	Positivo pequeno
	PM	Triangular	$[132,6; 397,9; 928,4].10^3$	Positivo médio
	PG	Trapezoidal	$[530,5; 928,4; 2000; 2000].10^3$	Positivo pequeno
<i>Δe</i>	NG	Trapezoidal	$[-4,0; -4,0; -2,4; -1,6].10^3$	Negativo grande
	NM	Triangular	$[-2,4; -1,6; -0,8].10^3$	Negativo médio
	NP	Triangular	$[-1,6; -0,8; 0,0].10^3$	Negativo pequeno
	ZE	Triangular	$[-0,8; 0,0; 0,8].10^3$	Nulo
	PP	Triangular	$[0,0; 0,8; 1,6].10^3$	Positivo pequeno
	PM	Triangular	$[0,8; 1,6; 2,4].10^3$	Positivo médio
	PG	Trapezoidal	$[1,6; 2,4; 4,0; 4,0].10^3$	Positivo pequeno
<i>Δu</i>	NG	<i>Singleton</i>	$[-4,5].10^{3***}$	Negativo grande
	NM	<i>Singleton</i>	$[-2,0].10^3$	Negativo médio
	NP	<i>Singleton</i>	$[-0,5].10^3$	Negativo pequeno
	ZE	<i>Singleton</i>	$[0,0]$	Nulo
	PP	<i>Singleton</i>	$[0,5].10^3$	Positivo pequeno
	PM	<i>Singleton</i>	$[2,0].10^3$	Positivo médio
	PG	<i>Singleton</i>	$[4,5].10^3$	Positivo pequeno

* Parâmetros das funções de pertinência trapezoidais: [1ºVértice; 2ºVértice; 3ºVértice; 4ºVértice];

** Parâmetros das funções de pertinência triangulares: [1ºVértice; 2ºVértice; 3ºVértice];

*** Parâmetros das funções de pertinência *singletons*: [posição no universo de discurso].

5.2. RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES DOS CONTROLADORES DO GERADOR

A dinâmica da malha de controle de velocidade do rotor é demonstrada por meio de variações em degrau no valor de referência da velocidade de rotação dos eixos magnéticos das fases do rotor do GIDA (em preto, na Figura 5.1). Para ambos os controladores, observam-se respostas sem *overshoot*, sem oscilações, com erro de regime permanente nulo e relativamente rápida (tempo de assentamento da ordem de 10[s] para degraus de 0,5[pu]), considerando-se que nesta simulação o gerador está conectado a turbina eólica e o elevado valor do momento de inércia tende a atenuar as mudanças de velocidade. Na Figura 5.1, nota-se também que a resposta do sistema difuso (em vermelho) é menos intensa que a

do sistema PID (curva em azul) durante os transitórios e que ambos os sistemas atingem o valor de referência (erro de regime permanente nulo), praticamente, ao mesmo tempo.

Figura 5.1 – Resposta dos controladores de velocidade para variações em degrau no valor de referência.

Figura 5.2 – Reações do conjugado eletromotriz às mudanças de velocidade.

Considerando-se que a turbina esteja aplicando ao eixo do GIDA um conjugado mecânico constante e de valor nominal, as mudanças de velocidade são obtidas através da manipulação com conjugado eletromotriz do GIDA. A Figura 5.2 mostra as curvas do con-

jugado eletromotriz de ambos os sistemas de controle, evidenciando a resposta do controlador PID (em azul) caracterizada por transitórios cujos valores de pico que chegam a atingir uma amplitude de 3[pu] e a resposta do controlador difuso (em vermelho), sem transitórios e com amplitude máxima de 1,7[pu]. Assim, pode-se deduzir que o sistema de controle difuso infere um comportamento dinâmico similar ao do sistema de controle PID, mas com uma ação de controle sem transitórios e com amplitude 65% menor.

Figura 5.3 – Reações da componente imaginária da corrente de excitação “ i_{qr} ” às mudanças de velocidade.

A demanda de conjugado eletromotriz é imediatamente refletida na componente imaginária da corrente de excitação, desta forma os comportamentos do conjugado eletromotriz e da componente imaginária da corrente de excitação têm o mesmo padrão (Figura 5.3).

Nas malhas de controle de corrente, os controladores foram ajustados para impor uma dinâmica bem mais rápida (tempo de assentamento da ordem de 8[ms] para degraus de 1[pu]). Na Figura 5.4, a resposta PID (em azul) apresenta um tempo morto da ordem de 2[s], transitórios com amplitude de 2[pu] aos 2[s] e aos 44[s] e a atuação do limitador de

corrente aos 2[s] e aos 40[s]; e, a resposta difusa (em vermelho) não apresenta tempo morto e seus transitórios, menores que 1[pu], não causam a atuação do limitador de corrente.

Figura 5.4 – Dinâmica da malha de controle da componente imaginária da corrente de excitação “ i_{qr} ”.

Figura 5.5 – Resposta dos controladores de potência reativa para variações em degrau no valor de referência.

Segundo mostra a Figura 5.5, as respostas dos controladores de energia reativa a variações em degraus de seu valor de referência (curva em preto) exibem uma dinâmica sem *overshoot*, sem oscilações, com erro de regime permanente nulo. A resposta do controlador

difuso (em vermelho) apresenta um tempo de assentamento da ordem de 4,5[s] que, em comparação aos 12,7[s] da resposta PID (em azul), representa uma resposta 64% mais rápida.

Figura 5.6 – Reações da componente real da corrente de excitação “ i_{dr} ” às mudanças de potência reativa.

Figura 5.7 – Dinâmica da malha de controle da componente real da corrente de excitação “ i_{dr} ”.

A Figura 5.6 ilustra a relação da componente real da corrente de excitação “ i_{dr} ” com a potência reativa produzida pelo GIDA: Quando o GIDA deve funcionar com fator de

potência indutivo, a intensidade da componente real da corrente de excitação “ i_{qr} ” aumenta; e, quando deve funcionar com fator de potência capacitivo, diminui. E, novamente, a malha de controle de corrente exibe uma dinâmica da ordem de 8[ms] (Figura 5.7).

5.3. RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES DO SISTEMA DE CONTROLE COMPLETO

Para demonstrar a dinâmica do sistema de conversão em termos da potência ativa produzida pelo GIDA e do comportamento do ângulo de passo e da velocidade de rotação da turbina eólica, foi simulado o regime de ventos ilustrado pela Figura 5.8, onde: Nos patamares inferiores a velocidade do vento “ v ” é mínima e igual a 4[m/s] e no patamar superior, é máxima e igual a 25[m/s].

Figura 5.8 – Comportamento da velocidade do vento e da potência ativa de saída do GIDA.

A Figura 5.8 também ilustra a potência de saída do GIDA que, de maneira geral, é proporcional à velocidade do vento “ v ”; sob ventos fracos, a turbina eólica opera sob um coeficiente de potência “ C_P ” máximo; sob ventos de 11,4[m/s], a turbina capta energia o suficiente para manter o gerador operando a plena carga; e, sob ventos fortes, o ângulo de passo é aumentado de maneira a diminuir o valor do coeficiente de potência “ C_P ”. Ainda na

Figura 5.8, na região em que deve ocorrer a limitação da captação de energia eólica (patamar superior das curvas), nota-se que a resposta do controlador PID (em azul) mantém-se fixa em 1[pu] enquanto que a resposta do controlador difuso (em vermelho) apresenta flutuações, especialmente nos instantes de aceleração e desaceleração da velocidade do vento.

Figura 5.9 – Comportamento do ângulo de passo e da velocidade de rotação da turbina.

O controle do coeficiente de potência " C_P " ocorre pelo ajuste adequado do ângulo de passo e da velocidade de rotação da turbina eólica. A Figura 5.9 ilustra esta adequação aerodinâmica da turbina à velocidade do vento: Sob ventos de 4[m/s] até 7[m/s], o ângulo de passo " α " é mantido em 0° e a velocidade de rotação " ω_T " é mínima e igual a 0,7[pu]; sob ventos de 7[m/s] até 11,4[m/s], a velocidade de rotação " ω_T " aumenta proporcionalmente à velocidade do vento " v ", enquanto o ângulo de passo " α " é mantido em 0° ; sob ventos de 11,4[m/s] até 13[m/s], tanto a velocidade de rotação " ω_T " quanto o ângulo de passo " α " aumentam com a velocidade do vento " v "; e, sob ventos de 13[m/s] até 25[m/s], a velocidade de rotação da turbina " ω_T " é máxima e igual a 1,3[pu] e o ângulo de passo " α " aumenta proporcionalmente a velocidade do vento " v ".

Finalmente, para demonstrar o desempenho global do sistema de conversão proposto e ilustrar seu regime de operação com velocidade variável e com controle ativo do ângulo de passo da turbina, foram executadas simulações computacionais de três regimes de vento distintos (DTU, 2007).

Figura 5.10 – Regime de ventos fracos e a produção de potência ativa correspondente.

Figura 5.11 – Ângulo de passo e da velocidade de rotação da turbina sob ventos fracos.

Sob ventos fracos, de valor médio igual a 6,97[m/s] com 5,88% de turbulência (em preto, na Figura 5.10), o ângulo de passo “ α ” é mantido em 0° e o sistema de controle

ajusta continuamente a velocidade de rotação da turbina “ ω_T ” (Figura 5.11), buscando uma relação de velocidades na ponta das pás “ λ ” que resulte em um coeficiente de potência “ C_P ” maior e, conseqüentemente, em uma maior produção de potência ativa (Figura 5.10). Nas Figuras 5.10 e 5.11, as respostas do sistema de controle PID (em azul) demonstram uma dinâmica semelhante às do sistema de controle difuso (em vermelho).

Figura 5.12 – Regime de ventos médios e a produção de potência ativa correspondente.

Figura 5.13 – Ângulo de passo e da velocidade de rotação da turbina sob ventos médios.

Sob ventos médios, de valor médio igual a 11,40[m/s] com 11,32% de turbulência (curva em preto, na Figura 5.12), observam-se movimentações do ângulo de passo “ α ” em diversos momentos em que houve a necessidade de se limitar a captação de energia eólica e o ajuste contínuo da velocidade de rotação da turbina “ ω_T ” (Figura 5.13). Nas curvas relativas à potência ativa produzida pelo GIDA (Figura 5.12), a resposta do sistema de controle PID (em azul) apresenta uma dinâmica mais atenuada em face às flutuações presentes na resposta do sistema de controle difuso (em vermelho).

Figura 5.14 – Regime de ventos fortes e a produção de potência ativa correspondente.

Figura 5.15 – Ângulo de passo e da velocidade de rotação da turbina sob ventos médios.

Finalmente, sob ventos fortes, de valor médio igual a 21,42[m/s] com 19,60% de turbulência (curva em preto, na Figura 5.14), a turbina opera em velocidade de rotação “ ω_T ” máxima, enquanto o ângulo de passo “ α ” é continuamente ajustado de maneira a manter a produção de potência ativa constante e igual a 1[pu] (Figura 5.15). Novamente, na Figura 5.14, a resposta do sistema de controle difuso (em vermelho) apresenta flutuações em relação à resposta do sistema de controle PID (em azul).

Figura 5.16 – Detalhe da resposta dos controladores do ângulo de passo da turbina.

Na ampliação dos últimos instantes de simulação do regime de ventos fortes mostrada na Figura 5.16, pode-se observar o comportamento do ângulo de passo “ α ”: Oscilatório para o sistema PID (em azul) e suave para o sistema difuso (em vermelho). Este comportamento mais suave e atenuado do controle difuso do ângulo de passo “ α ” apresenta a vantagem de não expor o servomecanismo de posicionamento das pás a uma dinâmica oscilatória, passível de resultar em vibrações e desgaste prematuro de suas partes mecânicas; no entanto, o atraso na correção do ângulo de passo “ α ” inferido por este comportamento (observado na Figura 5.13) provoca as flutuações na potência ativa de saída do GIDA (observadas nas Figuras 5.12 e 5.14).

CAPÍTULO 6

CONCLUSÕES

O aproveitamento da energia eólica para gerar energia elétrica em larga escala tem sido crescentemente explorado em virtude de diversas vantagens, dentre as principais: A fonte primária de energia é gratuita e inesgotável; sua operação não emite gases tóxicos ou material particulado em suspensão; não gera lixo radioativo; e, não causa impactos ambientais significativos. Estes e outros atrativos, inerentes a uma fonte alternativa de energia, aliados a um grande potencial praticamente inexplorado e a atual viabilidade econômica, alimentam estimativas de uma participação considerável da geração eólio-elétrica no atendimento da demanda mundial: 12% em 2020 e 20% em 2029.

Os atuais aerogeradores chegam a superar os 4,5[MW] de capacidade instalada e, normalmente, são equipados com turbinas de diâmetro da ordem de 120[m] que operam em regime de velocidade e passo variáveis e embora apresentem um princípio de funciona-

mento simples, a complexidade inerente à captação eficaz de parte da energia cinética de um dado regime de vento para convertê-la em energia elétrica num formato adequado para a rede elétrica local, requer a utilização de equipamentos diferenciados e a elaboração de novas estratégias de controle.

Para proporcionar uma visão global do sistema de conversão eólico-elétrica de energia, foram feitos estudos preliminares que abordaram os seguintes temas:

- *O vento:* Os mecanismos atmosféricos de formação dos ventos; a influência da rugosidade e da topografia, bem como os efeitos dos obstáculos; a representação típica de um regime de ventos e de seu conteúdo energético, juntamente com o conceito de potencial eólico; e, com o intuito de ilustrar todos estes princípios e demonstrar a importância da energia eólica em nosso país, a apresentação do potencial eólico brasileiro.

- *Os aerogeradores:* Os aspectos construtivos das principais partes dos aerogeradores modernos, bem como os seus princípios de funcionamento; o projeto, fabricação e montagem das turbinas eólicas; os dois principais tipos de arquiteturas de aerogeradores, juntamente com suas características construtivas e operacionais; as duas topologias mais utilizadas na ligação do gerador e do conversor, juntamente com suas características construtivas e operacionais; o sistema de posicionamento da nacele; e, por fim, as torres tubulares e as fundações.

- *A captação de energia eólica:* Os princípios da aerodinâmica aplicados às pás de uma turbina eólica; a interpretação da curva de potência para determinação de características operacionais; as principais estratégias de controle de captação; o uso do coeficiente de potência para estimar a produção de energia elétrica; e, alguns exemplos de curvas de potência e de curvas do coeficiente de potência de aerogeradores comerciais.

A partir destes estudos, determinou-se a arquitetura do aerogerador e a estratégia de controle para se obter uma operação com velocidade de rotação e ângulo de passo

variáveis. Desta maneira, para este trabalho, adotou-se um equipamento com a seguinte estrutura: Turbina de eixo horizontal, de três pás e com servomecanismo de controle do ângulo de passo; gerador de indução duplamente alimentado e excitado pelos enrolamentos do rotor por meio de conversor eletrônico; e, acoplamento mecânico, entre turbina e gerador, feito por caixa de transmissão multiplicadora de velocidade. E, para este equipamento foi proposto um sistema de controle composto por dois controladores principais: Um que atua no ângulo de passo da turbina para controlar a potência ativa de saída do gerador e outro que atua na corrente de excitação do gerador para controlar a velocidade de rotação e a potência reativa de saída do gerador. É importante salientar que o controle independente da velocidade de rotação e da potência reativa através da corrente de excitação do gerador só é possível pela aplicação de técnicas vetoriais com orientação de campo; assim, a componente imaginária da corrente de excitação do gerador é utilizada para controlar a velocidade de rotação e a componente real para controlar a potência reativa.

Fundamentando-se na estrutura adotada e na estratégia de controle proposta, foram levantados os modelos matemáticos e elaboradas as malhas de controle. A turbina eólica foi representada por um conjunto de equações que relacionam o ângulo de passo e a relação de velocidades na ponta das pás com o coeficiente de potência; o acoplamento, representado unicamente por sua relação de transmissão, é descrito pelas equações referentes à transmissão da velocidade, do conjugado e do momento de inércia; e, o modelo vetorial do gerador é composto de seis equações diferenciais que, ao descrever a dinâmica de suas grandezas elétricas e mecânicas, estabelecem as correlações entre as correntes rotóricas, as potências estatóricas, a velocidade de rotação e o conjugado eletromotriz.

Além disto, pela análise do comportamento do coeficiente de potência em função do ângulo de passo e da relação de velocidades na ponta das pás foi estabelecida uma relação entre a velocidade do vento e a velocidade de rotação da turbina de maneira a manter o coeficiente de potência em seu valor máximo; de maneira geral, a estimativa do valor

ótimo para a velocidade de rotação da turbina ocorre por meio da imposição da relação de velocidades na ponta das pás correspondente ao valor máximo do coeficiente de potência; naturalmente, como o valor ótimo da relação de velocidades na ponta das pás só pode ser mantido enquanto a turbina estiver dentro de sua faixa de operação, seus limites de velocidade de rotação também devem ser considerados. A partir destas premissas, a relação entre a velocidade do vento e a velocidade ótima de rotação da turbina foi modelada por uma curva sigmoidal que proporciona uma transição isenta de descontinuidades entre a faixa de velocidade dos ventos em que a turbina opera em regime de velocidade de rotação variável e as faixas em que a turbina atinge seus limites de velocidade de rotação.

Os dois controladores que compõem o sistema de controle são subdivididos em cinco malhas de controle, uma relacionada ao ângulo de passo da turbina e outras quatro à corrente de excitação do gerador. A malha de controle da captação de energia eólica atua no ângulo de passo com o objetivo de manipular o coeficiente de potência e maximizar a produção de energia elétrica, sem sobrecarregar o gerador. E, as malhas de controle que atuam na corrente de excitação têm dois objetivos, a manutenção da velocidade de rotação do gerador (e, conseqüentemente, da turbina) em seu valor ótimo e a regulação dos reativos; no primeiro caso, a malha de controle da velocidade de rotação gera uma demanda de conjugado eletromotriz que é convertido para um valor de referência para a malha de controle da componente imaginária da corrente de excitação; e, no segundo caso, a malha de controle da potência reativa determina o valor de referência para a malha de controle da componente real da corrente de excitação.

Para se estabelecer uma base de comparação que permita uma avaliação efetiva do desempenho do sistema de controle difuso, foram projetados controladores PID (de potência ativa, de potência reativa, de velocidade de rotação e de corrente) segundo as metodologias encontradas nas fontes mais recentes, consideradas estado-da-arte. Assim, o controle da captação apresenta-se em seu formato típico, já consagrado pelo uso, e parâmetros

ajustados durante as simulações computacionais; e, o controle da excitação fundamenta-se em técnicas vetoriais com orientação de campo e parâmetros determinados a partir das técnicas do modelo de controle interno (MCI) e da resistência ativa (RA).

O comportamento estocástico dos ventos e as não linearidades significativas da turbina eólica e do gerador motivaram a substituição dos controladores PID por controladores difusos e, apenas no caso do controle de captação, toda a malha de controle foi substituída. De maneira geral, os controladores difusos propostos foram elaborados de acordo com a seguinte metodologia: A base de regras foi estabelecida a partir dos princípios físicos e da dinâmica desejada para o sistema em malha fechada; as funções de pertinência de entrada foram distribuídas de maneira a garantir uma maior sensibilidade nas regiões próximas ao valor de referência; a distribuição das funções de pertinência de saída proporciona um aumento significativo da intensidade da ação de controle conforme a saída do sistema se afaste do valor de referência; e, a sintonia fina foi feita pelo dimensionamento dos universos de discurso de maneira a garantir a estabilidade do sistema em malha fechada e a dinâmica desejada para a variável controlada.

Os resultados de simulações computacionais de variações em degrau no valor de referência da velocidade de rotação mostram que ambos os sistemas de controle demonstram dinâmica estável, sem *overshoot* ou erro de regime permanente; destaca-se que o controlador difuso, proporciona uma ação de controle desprovida de transitórios e com picos 1,7[pu] (65% menor que os picos da resposta PID); isto significa que o controlador difuso não submete a caixa de transmissão a fadigas mecânicas excessivamente grandes e, conseqüentemente, contribui para a diminuição do desgaste mecânico e para o aumento do fator de disponibilidade. As simulações de degraus no valor de referência de potência reativa também demonstraram uma dinâmica estável e isenta de *overshoot* e erro de regime permanente para ambos os sistemas de controle; salienta-se que desta vez o controlador difuso impõe uma resposta 64% mais rápida para possíveis demandas de reativos.

Finalmente, foram simulados três regimes de vento para demonstrar o desempenho dos sistemas de controle em condições de operação mais realísticas, sobretudo o comportamento do ângulo de passo e da velocidade de rotação da turbina e da potência ativa de saída do gerador. Novamente, ambos os controladores apresentaram dinâmicas semelhantes, que resultaram em uma operação suave e estável sob diversos regimes de vento, desde os mais fracos até os mais fortes e turbulentos; evidencia-se que o controlador difuso apresenta flutuações na potência ativa de saída do gerador durante a ocorrência de ventos fortes e turbulentos, no entanto estas flutuações são decorrentes da manipulação do ângulo de passo sem as oscilações apresentadas pelo controlador PID; desta maneira, o controlador difuso não submete o servomecanismo do ângulo de passo da turbina aos esforços repetitivos relacionados às pequenas e freqüentes variações do ângulo de passo e, novamente, contribui para a diminuição do desgaste mecânico e para o aumento do fator de disponibilidade.

Para completar, sugerem-se a seguir continuações deste trabalho:

- *Em relação aos estimadores:* Elaborar um algoritmo para a busca contínua da velocidade ótima de operação da turbina, com base na potência ativa de saída do gerador (e não na velocidade do vento) para que se possa garantir a maximização da produção de energia sob ventos fracos; e, outro para estimar o ângulo do referencial de excitação a partir de medições das tensões da rede.
- *Em relação aos modelos matemáticos:* Incluir no modelo atual a dinâmica da interação com a torre (oscilações e vibrações) e das torções dos eixos; refazer o modelo da turbina de maneira a contemplar o controle de passo individual para cada pá e reestruturar o circuito de excitação do GIDA para permitir a retirada da escovas.
- *Em relação à implementação de um protótipo:* Implementar e comparar o desempenho de diferentes tipos de conversores, estratégias de controle, estratégias de busca de velocidade ótima de rotação.

REFERÊNCIAS*

AGUIAR, M. L. **Controle de Máquinas Elétricas**: Notas de Aula. São Carlos: EESC-USP, 2000. 124p.

AHRENS, C. D. **Essential of Meteorology**: An Invitation to the Atmosphere. 3rd ed. Belmont: Thomson Brooks Cole, 2000. 454p.

ANDERSON, P. M. **Analysis of Faulted Power Systems**. Ames: Iowa State University Press, 1973.

AWEA – AMERICAN WIND ENERGY ASSOCIATION. **The Most Frequently Asked Questions About Wind Energy**. Washington, 1999. Disponível em: <<http://www.awea.org>>.

* De acordo com:

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 6023**: informação e documentação: referências: elaboração. Rio de Janeiro, 2002.

AWEA – AMERICAN WIND ENERGY ASSOCIATION. **Wind Energy Fact Sheet: Wind Energy – How Does It Work ?**. Washington, 2000a. Disponível em: <<http://www.awea.org>>.

AWEA – AMERICAN WIND ENERGY ASSOCIATION. **Wind Energy Fact Sheet: Comparative Cost of Wind and Other Energy Sources**. Washington, 2000b. Disponível em: <<http://www.awea.org>>.

AWEA – AMERICAN WIND ENERGY ASSOCIATION. **Wind Energy Fact Sheet: Save the Loon with Wind Energy: Comparative Impacts of the Wind and Other Energy Sources on Wildlife**. Washington, 2000c. Disponível em: <<http://www.awea.org>>.

AWEA – AMERICAN WIND ENERGY ASSOCIATION. **Wind Energy Fact Sheet: Buying Wind Energy on the Retail Market**. Washington, 2000d. Disponível em: <<http://www.awea.org>>.

AWEA – AMERICAN WIND ENERGY ASSOCIATION. **Wind Energy Fact Sheet: Comparative Air Emissions of Wind and Other Fuels**. Washington, 2000e. Disponível em: <<http://www.awea.org>>.

AWEA – AMERICAN WIND ENERGY ASSOCIATION. **Wind Energy Fact Sheet: Wind Energy: The Fuel of the Future is Ready Today**. Washington, 2000f. Disponível em: <<http://www.awea.org>>.

AWEA – AMERICAN WIND ENERGY ASSOCIATION. **Wind Energy Fact Sheet: Facts about Wind Energy and Noise**. Washington, 2000g. Disponível em: <<http://www.awea.org>>.

AWEA – AMERICAN WIND ENERGY ASSOCIATION. **Wind Energy Applications Guide**. Washington, 2001a. Disponível em: <<http://www.awea.org>>.

AWEA – AMERICAN WIND ENERGY ASSOCIATION. **Global Wind Energy Report - 2001**. Washington, 2001b. Disponível em: <<http://www.awea.org>>.

AWEA – AMERICAN WIND ENERGY ASSOCIATION. **Wind Power is Ready – Clean Energy Technology for Our Economy and Environment**. Washington, 2002a. Disponível em: <<http://www.awea.org>>.

AWEA – AMERICAN WIND ENERGY ASSOCIATION. **Global Wind Energy Report - 2002**. Washington, 2002b. Disponível em: <<http://www.awea.org>>.

AWEA – AMERICAN WIND ENERGY ASSOCIATION. **Wind Energy Outlook 2003**. Washington, 2003a. Disponível em: <<http://www.awea.org>>.

AWEA – AMERICAN WIND ENERGY ASSOCIATION. **Global Wind Energy Report - 2003**. Washington, 2003b. Disponível em: <<http://www.awea.org>>.

AWEA – AMERICAN WIND ENERGY ASSOCIATION. **Global Wind Energy Report - 2004**. Washington, 2004. Disponível em: <<http://www.awea.org>>.

AWEA – AMERICAN WIND ENERGY ASSOCIATION. **Wind Power Myths vs Facts**. Washington, 2005a. Disponível em: <<http://www.awea.org>>.

AWEA – AMERICAN WIND ENERGY ASSOCIATION. **Wind Energy Outlook 2005**. Washington, 2005b. Disponível em: <<http://www.awea.org>>.

AWEA – AMERICAN WIND ENERGY ASSOCIATION. **The Economics of Wind Energy**. Washington, 2005c. Disponível em: <<http://www.awea.org>>.

AWEA – AMERICAN WIND ENERGY ASSOCIATION. **Wind and Wildlife – The Three C's**. Washington, 2005d. Disponível em: <<http://www.awea.org>>.

AWEA – AMERICAN WIND ENERGY ASSOCIATION. **Wind Energy and Wildlife – Frequently Asked Question**. Washington, 2005e. Disponível em: <<http://www.awea.org>>.

BARBI, I. **Teoria Fundamental do Motor de Indução**. Florianópolis: Editora da UFSC/Eletróbrás, 1985.

BHOWMIK, S.; SPÉE, R.; ENSLIN, J. H. R. Performance Optimization for Doubly Fed Wind Power Generation Systems. **IEEE – Transactions on Industry Applications**, vol. 35, no. 4, July/August, pp. 949-958, 1999.

BIANCHI, F. D.; DE BATTISTA, H.; MANTZ, R. J. **Wind Turbine Control Systems: Principles, Modelling and Gain Scheduling Design**. London: Springer-Verlag, 2007. 205p.

BRUNE, C. S.; SPÉE, R.; WALLACE, A. K. Experimental Evaluation of a Variable-Speed, Doubly-Fed Wind-Power Generation System. **IEEE – Transactions on Industry Applications**, vol. 30, no. 3, May/June, pp. 648-655, 1994.

BURTON, T.; SHARPE, D.; JENKINS, N.; BOSSANI, E. **Wind Energy Handbook**. Chichester: John Wiley & Sons, 2001. 617p.

CÁRDENAS, R.; PEÑA, R. **Sensorless Vector Control of Induction Machines for Variable-Speed Wind Energy Application**. IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 19, no. 1, March 2004.

CEPEL – CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA. **Atlas do Potencial Eólico Brasileiro**. Brasil, 2001. Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br>>.

CHEN, Z.; GÓMEZ, S. A.; MCCORMICK, M. A Fuzzy Logic Controlled Power Electronic System for Variable Speed Wind Energy Conversion Systems. **Eighth International Conference on Power Electronics and Variable Speed Drives**, IEE Conf. Publ. No. 475, pp. 114-119, 2000.

CIRSTEA, M. N. et al. **Neural and Fuzzy Logic Control of Drives and Power Systems**. Oxford: Ed. Newnes, 2002. 399p.

DEL BLANCO, F.B.; DEGNER, M.W.; LORENZ, D. Dynamic Analysis of Current Regulators for AC Motors Using Complex Vectors. **IEEE – Transactions on Industry Applications**, vol. 35, no. 6, November/December, pp. 1424-1432, 1999.

DTU. **Database of Wind Characteristics**. Disponível em: <<http://www.WindData.com>>. Acesso em: 11 ago. 2007.

DUARTE, J.L.; ZWAM, A.V.; WIJNANDS, C.; VANDENPUT, A. Reference Frames Fit for Controlling PWM Rectifiers. **IEEE – Transactions on Industrial Electronics**, vol. 46, no. 3, June, pp. 628-630, 1999.

EEL-HWAN, K.; JAE-HONG, K.; GIL-SU, L. Power Factor Control of a Doubly Fed Induction Machine using Fuzzy Logic. **IEEE – ICEMS-2001 – Proceedings of the Fifth International Conference on Electrical Machines and Systems**, vol. 2, pp. 747-750, 2001.

EEL-HWAN, K.; SUNG-BO, O.; YONG-HYUN, K.; CHANG-SU, K. Power Control of a Doubly Fed Induction Machine without Rotational Transducers. **PIEMC – Proceedings of the Third International Conference on Power Electronics and Motion Control**, vol. 2, pp. 951-955, 2000.

ENERCON. **Análise Distante vai até a Ponta da Pá**. WindBlatt. Aurich, 2000. Disponível em: <<http://www.enercon.de>>.

ENERCON. **WindBlatt: Wind Power for Antarctica**. Aurich, 2003. Disponível em: <<http://www.enercon.de>>.

ENERCON. **E82**. Disponível em: <<http://www.enercon.de>>. Acesso em: 24 abr. 2006a.

ENERCON. **E48**. Disponível em: <<http://www.enercon.de>>. Acesso em: 24 abr. 2006b.

ENERCON. **E33**. Disponível em: <<http://www.enercon.de>>. Acesso em: 24 abr. 2006c.

EREC – EUROPEAN RENEWABLE ENERGY COUNCIL. **The Myth of Effective Competition in European Power Markets**. Brussels, 2005. Disponível em: <<http://www.erec-renewables.org>>.

ESKANDER, M. N. Control of Losses in Double Fed Induction Generators Used in WECS. **IECEC – Proceedings of the 31st Intersociety Energy Conversion Engineering Conference**, vol. 3, pp. 1786-1791, 1996.

EWEA – EUROPEAN WIND ENERGY ASSOCIATION. **Wind Force 12 – A Blueprint to Achieve 12% of the World's Electricity from Wind Power by 2020**. Brussels, 2004a. Disponível em: <<http://www.ewea.org>>.

EWEA – EUROPEAN WIND ENERGY ASSOCIATION. **Annual CO₂ Emissions Reductions from Wind Power**. Brussels, 2004b. Disponível em: <<http://www.ewea.org>>.

EWEA – EUROPEAN WIND ENERGY ASSOCIATION. **Carbon Dioxide Saving and Market Development, 2003-2045**. Brussels, 2004c. Disponível em: <<http://www.ewea.org>>.

EWEA – EUROPEAN WIND ENERGY ASSOCIATION. **Climate Change: The Impetus Behind Wind**. Brussels, 2004d. Disponível em: <<http://www.ewea.org>>.

EWEA – EUROPEAN WIND ENERGY ASSOCIATION. **A New Platform for Wind Energy Research and Market Development**. Brussels, 2005e. Disponível em: <<http://www.ewea.org>>.

GE. **3.6s Offshore Wind Turbine**. Disponível em: <<http://www.gepower.com>>. Acesso em: 24 abr. 2006.

GONZAGA, D. P.; BURIAN JR, Y. Small-Variation Liner Model of the Three-Phase Double-Fed Induction Motor under Synchronous Operations: Stability. **European Transactions on Electrical Power**, vol. 15, pp. 325-342, 2005. ISSN 1430 144x.

GOSWANI, D. Y. et al. **Mechanical Engineering Handbook: Energy Conversion**. Boca Raton: CRC Press, 1999. 200p.

GWEC – GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL. **Global Wind Power Continues Expansion**. Brussels, 2005a. Disponível em: <<http://www.gwec.net>>.

GWEC – GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL. **Global Wind 2005 Report**. Brussels, 2005b. Disponível em: <<http://www.gwec.net>>.

GWEC – GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL. **Global Wind 2006 Report**. Brussels, 2006. Disponível em: <<http://www.gwec.net>>.

HANSEN, L. H. et al. **Conceptual survey of Generators and Power Electronics for Wind Turbines**. Roskilde: Risø National Laboratory, 2001. 108p. (Relatório técnico, Risø-R-1205(EN)).

HANSEN, M. H. et al. **Control design for a pitch-regulated, variable speed wind turbine**. Roskilde: Risø National Laboratory, 2005. 84p. (Relatório técnico, Risø-R-1500(EN)).

HARNEFORS, L.; NEE, H-P. Model-Based Current Control of AC Machines Using the Internal Model Control Method. **IEEE – Transactions on Industry Applications**, vol. 34, no. 1, January/February, pp. 133-141, 1998.

HARNEFORS, L.; PIETILÄINEN, K.; GERTMAR, L. Torque-Maximizing Field-Weakening Control: Design, Analysis, and Parameter Selection. **IEEE – Transactions on Industrial Electronics**, vol. 48, no. 1, February, pp. 161-168, 2001.

HOPFENSBERGER, B.; ATKINSON, D.J.; LAKIN, R.A. Stator Flux Oriented Control of Cascaded Doubly-Fed Induction Machine. **IEE Proceedings – Electrical Power Applications**, vol. 146, no. 6, November, pp. 597-605, 1999.

HOPFENSBERGER, B.; ATKINSON, D.J.; LAKIN, R.A. Stator Flux Oriented Control of a Doubly-Fed Induction Machine With and Without Position Encoder. **IEEE Proceedings – Electrical Power Applications**, vol. 147, no. 4, July, pp. 241-250, 2000.

KROHN, S. **Danish Wind Turbine Manufacturers Association – Guided Tour on Windy Energy**. Copenhagen, 2001. Disponível em: <<http://www.windpower.org>>.

LAKHMI, C.; MARTIN, N. M. **Fusion of Neural Networks, Fuzzy Systems and Genetic Algorithms**: Industrial Applications. Boca Raton: CRC Press, 1998. 297p.

LINDGREN, M. **Modeling and Control of Voltage Source Converters Connected to the Grid**. Göteborg: Division of Electric Power Engineering, Department of Energy and Environment, Chalmers University of Technology, 1998. (Relatório técnico, No. 351).

LINDHOLM, M. **Doubly Fed Drives for Variable Speed Wind Turbines**. 2003. 213p. Thesis (Doctor of Philosophy) – Technical University of Denmark, Ørsted, 2003.

MANWELL, J. F.; MCGOWAN, J. G.; ROGERS, A. L. **Wind Energy Explained**: Theory, Design and Application. Chichester: John Wiley & Sons, 2002. 576p.

MASHALY, H. M.; SHARAF, A. M.; EL-SATAR, A. A.; MANSOUR, M. A Fuzzy Logic Controller for Wind Energy Utilization. **Proceedings of the Third IEEE Conference on Control Applications**, vol. 1, pp. 221-226, 1994.

MÜLLER, S.; DEICKE, M.; DE DONCKER, R. W. Adjustable Speed Generator for Wind Turbines based on Doubly-Fed Induction Machines and 4-Quadrant IGBT Converters Linked to the Rotor. **Industry Application Conference. Conference Record of IEEE**, vol. 4, pp. 2249-2254, 2000.

NASA – National Aeronautics and Space Administration. SurfReflect_SST.jpg. 959.9Kb. MODIS. Disponível em: <<http://visibleearth.nasa.gov>>. Acesso em: 10 jul. 2007a.

NASA – National Aeronautics and Space Administration. land_ocean_ice_cloud_2048.jpg. 579.8Kb. MODIS. Disponível em: <<http://visibleearth.nasa.gov>>. Acesso em: 10 jul. 2007b.

NASA – National Aeronautics and Space Administration. wind_speed_month.mov. 244.5Kb. Disponível em: <<http://visibleearth.nasa.gov>>. Acesso em: 10 jul. 2007c.

NASCIMENTO, J. B. **Estudo Aerodinâmico do Efeito da Rugosidade no Desempenho de um Modelo de Turbina Eólica de Eixo Horizontal**. 1998. 131p. Tese (Doutorado em Engenharia Mecânica) – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 1998.

NORDEX. **N90/2500 kW**. Disponível em: <<http://www.nordex-online.com>>. Acesso em: 25 abr. 2006a.

NORDEX. **S70/1500 kW**. Disponível em: <<http://www.nordex-online.com>>. Acesso em: 25 abr. 2006b.

NORDEX. **N-43, Mk3**. Disponível em: <<http://www.nordex-online.com>>. Acesso em: 25 abr. 2006c.

ONG, C-M. **Dynamic Simulation of Electric Machinery**. New Jersey: Prentice Hall, 1998. 626p.

OTTERSTEN, R. **On Control of Back-to-Back Converters and Sensorless Induction Machines Drives**. 2003. 153p. Thesis (Doctor of Philosophy) – Division of Electric Power Engineering, Department of Energy and Environment, Chalmers University of Technology, Göteborg, 2003.

PAPATHANASSIOU, S.A.; PAPADOPOULOS, M.P. Dynamic Behavior of Variable Speed Wind Turbines under Stochastic Wind. **IEEE – Transactions on Energy Conversion**, vol. 14, no. 4, December, pp. 1617-1623, 1999.

PASSINO, K. M., YURKOVICH, S. **Fuzzy Control**. Menlo Park: Addison Wesley Longman, Inc., 1998. 502p.

PATEL, M. R. **Wind and Solar Power Systems**. Boca Raton: CRC Press, 1999. 348p.

PENA, R.; CLARE, J.C.; ASHER, G.M. Doubly Fed Generator Using Back-to-Back PWM Converters and its Application to Variable-Speed Wind-Energy Generation. **IEE Proceedings – Electrical Power Applications**, vol. 143, no. 3, May, pp. 231-241, 1996.

PETERSSON, A. **Analysis, Modeling and Control of a Doubly-Fed Induction Generators for Wind Turbine**. 2005. 166p. Thesis (Doctor of Philosophy) – Division of Electric Power Engineering, Department of Energy and Environment, Chalmers University of Technology, Göteborg, 2005.

PRATS, M. A. M.; CARRASCO, J. M.; GALVÁN, E.; SÁNCHEZ, J. A.; FRANQUELO, L. G.; BATISTA, C. Improving Transition between Power Optimization and Power Limitation of Variable Speed, Variable Pitch Wind Turbines Using Fuzzy Control Techniques. **Industrial Electronics Society – IECON 2000, Proceedings of the 26th Annual Conference of the IEEE**, vol. 3, pp. 1497-1502, 2000.

RAHIM, Y.H.A.; AL-SABBAGH, A.M.L. Controlled Power Transfer from Wind Driven Reluctance Generator. **IEEE – Transactions on Energy Conversion**, vol. 12, no. 4, December, pp. 275-281, 1997.

RUBIRA, S. D.; MCCULLOG, M. D. Control Method Comparison of Doubly Fed Wind Generators Connected to the Grid by Asymmetric Transmission Lines. **IEEE – Transactions on Industry Applications**, vol. 36, no. 4, July/August, pp. 986-991, 2000.

RÜNCOS, F.; CARLSON, R.; KUO-PENG, P.; VOLTOLINI, H.; BATISTELA, N. J. Gerador Assíncrono Trifásico sem Escovas: Alternativa Viável e de Baixa Manutenção. **Eletricidade Moderna**, Maio, pp. 48-68, 2005.

SALAMEH, Z. M.; KAZDA, L. F. Analysis of the Steady State Performance of the Double Output Induction Generator. **IEEE – Transactions on Energy Conversion**, vol. EC-1, no. 1, March, pp. 26-32, 1986.

SHAW, I. S.; SIMÕES, M. G. **Controle e Modelagem Fuzzy**. São Paulo: Editora Edgard Blücher Ltda, 1999. 165p.

SIMÕES, M. G.; BOSE, B. K.; SPIEGEL, R. J. Design and Performance Evaluation of Fuzzy-Logic-Based Variable Speed Wind Generation System. **IEEE – Transactions on Industry Applications**, vol. 33, no. 4, July/August, pp. 956-964, 1997a.

SIMÕES, M. G.; BOSE, B. K.; SPIEGEL, R. J. **Fuzzy Logic Based Intelligent Control of a Variable Speed Cage Machine Wind Generation System**. **IEEE Transactions on Power Electronics**, Vol. 12, no. 1, January 1997b.

SIMÕES, M. G.; FRANCESCHETTI, N. N.; BOSE, B. K. Otimização de um Sistema de Geração de Energia Eólica através de Controle Fuzzy. **SBA Controle & Automação**, vol. 10, no. 01, Jan/Fev/Mar/Abril, pp. 48-58, 1999.

SLEMON, G. R. Modeling of Induction Machines for Electric Drives. **IEEE – Transactions on Industry Applications**, vol. 25, no. 6, November/December, pp. 1126-1131, 1989.

SLOOTWEG, J. G.; POLINDER, H.; KLING, W. L. Dynamic Modeling of a Wind Turbine with Doubly Fed Induction Generator. **IEEE Power Engineering Society Meeting**, vol. 1, pp. 644-649, 2001.

TANG, Y.; XU, L. A Flexible Active and Reactive Power Control Strategy for a Variable Speed Constant Frequency Generating System. **IEEE – Transactions on Power Electronics**, vol. 10, no. 4, July, pp. 472-478, 1995.

ÜÇTUG, M. Y. Modelling and Output Power Optimization of a Wind Turbine Driven Double Output Induction Generator. **IEE – Proceedings of Electric Power Applications**, vol. 141, no. 2, March, pp. 33-38, 1994.

VAS, P. **Artificial-Intelligence-Based Electrical Machines and Drives: Application of Fuzzy, Neural, Fuzzy-Neural, and Genetic-Algorithm-based Techniques**. New York: Oxford University Press, 1999. 654p.

VESTAS. **V120-4.5 MW: Offshore Leadership**. Disponível em: <<http://www.vestas.com>>. Acesso em: 24 abr. 2006.

VESTAS. **V80-4.5 MW: Versatile Megawattage**. Disponível em: <<http://www.vestas.com>>. Acesso em: 11 ago. 2007.

XU, L.; CHENG, W. Torque and Reactive Power Control of a Doubly Fed Induction Machine by Position Sensorless Scheme. **IEEE – Transactions on Industry Applications**, vol. 31, no. 3, May/June, pp. 636-642, 1995.

WORTMAN, A. J. **Introduction to Wind Turbine Engineering**. Woburn: Butterworth Publishers, 1983. 130p.

ANEXO A

O MODELO DE CONTROLE INTERNO

A Figura A.1 mostra o diagrama de blocos da estrutura do Modelo de Controle Interno (MCI), onde:

- $C(s)$, $G(s)$ e $\hat{G}(s)$ são: o controlador, a planta e o modelo da planta;
- $u(t)$, $y(t)$ e $\hat{y}(t)$ são: a entrada, a saída e a saída estimada;
- $r(t)$, $e(t)$ e $d(t)$ são: a referência, o erro e a perturbação de carga.

Figura A.1 – Diagrama de blocos da estrutura do MCI.

Supondo que o modelo da planta seja exato, os valores reais e estimados do sinal de saída serão idênticos, cancelando a realimentação; e ainda, se a perturbação de carga for nula, o sistema em malha fechada será equivalente ao sistema em malha aberta (A.1).

$$G_c(s) = C(s) \cdot G(s) \quad (\text{A.1})$$

Nesta situação, para cancelar a dinâmica da planta e obter uma saída exatamente igual à referência, o controlador poderia ser sintonizado de acordo com (A.2).

$$C(s) = \hat{G}^{-1}(s) \quad (\text{A.2})$$

Contudo, (A.2) não pode ser fisicamente realizada, pois:

- $\hat{G}^{-1}(s)$ será instável se $\hat{G}(s)$ tiver, ao menos, um único zero do lado direito do plano complexo;
- $\hat{G}^{-1}(s)$ não poderá ser implementada, se não for própria. E, uma vez que a grande maioria dos processos físicos apresenta funções de transferência $\hat{G}(s)$ próprias (ou seja, com a ordem do numerador menor ou igual à ordem do denominador), raramente $\hat{G}^{-1}(s)$ o será;
- $C(s) = \hat{G}^{-1}(s)$ resulta em uma ação de controle excessiva e, conseqüentemente, em um sistema mais sensível às imprecisões do modelo da planta $\hat{G}(s)$.

Todos estes impasses podem ser resolvidos pela adição de um filtro passa-baixas $L(s)$ de ordem “n”, conforme indicado em (A.3):

$$C(s) = L(s) \cdot \hat{G}^{-1}(s) \quad \therefore \quad L(s) = \left(\frac{\beta}{s + \beta} \right)^n \quad (\text{A.3})$$

Substituindo-se (A.3) em (A.1), obtemos:

$$G_c(s) = L(s) \cdot \hat{G}^{-1}(s) \cdot G(s) = L(s) \quad (\text{A.4})$$

Em (A.1), a ordem “n” do filtro passa-baixas $L(s)$ deve ser ajustada de maneira a tornar o controlador $C(s)$, definido em (A.3), próprio. Desta forma, “n” deve ser maior ou, preferivelmente, igual à ordem do denominador de $\hat{G}(s)$.

Figura A.2 – Diagrama de blocos da estrutura modificada do MCI.

A Figura A.2 ilustra a estrutura do MCI modificada para facilitar a síntese do controlador $F(s)$, definido pela função de transferência descrita em (A.5).

$$F(s) = \frac{C(s)}{1 - C(s) \cdot \hat{G}(s)} = \frac{\beta^n}{(s + \beta)^n - \beta^n} \cdot \hat{G}^{-1}(s) \quad (\text{A.5})$$

Resolvendo-se (A.5) para sistemas de primeira ($n=1$) e de segunda ($n=2$) ordem, obtemos, respectivamente, os controladores $F(s)$ dados por (A.6) e (A.7):

$$F(s) = \frac{\beta}{s} \cdot \hat{G}^{-1}(s) \quad (\text{A.6})$$

$$F(s) = \frac{\beta^2}{s^2 + 2 \cdot \beta \cdot s} \cdot \hat{G}^{-1}(s) \quad (\text{A.7})$$

Para o controle digital da corrente de máquinas de corrente alternada, o valor da banda passante (β) deve ser menor que um décimo da frequência de amostragem utilizada no processo de discretização do sinal controlado. E, de maneira mais generalizada, o valor da banda passante (β) pode ser determinado em função do tempo de subida (t_s) que se deseja para a saída do sistema controlado $y(t)$ (HARNEFORS et al., 1998, 2001):

$$\beta = \frac{\ln(9)}{t_s} \quad (\text{A.8})$$

ANEXO B

A RESISTÊNCIA ATIVA

A implementação da Resistência Ativa (RA) tem o objetivo de aumentar a velocidade da dinâmica de rejeição de perturbações $d(t)$, resolvendo o principal problema dos controladores obtidos pela metodologia do MCI, que é a sua deficiência em rejeitar as perturbações de carga (OTTERSTEN, 2003).

Se o sistema ilustrado pela Figura B.1 for de primeira ordem, a função de transferência de $d(t)$ para $y(t)$ é dada por (B.1).

Figura B.1 – Diagrama de blocos do sistema de controle MCI sem RA.

$$G_{dy}(s) = \frac{G(s)}{1 + F(s) \cdot G(s)} = \frac{s}{s + \beta} \cdot G(s) \quad (\text{B.1})$$

Incluindo-se uma malha realimentação interna, conforme indicado na Figura B.2, a função de transferência de $d(t)$ para $y(t)$ é modificada para (B.2).

$$G_{dy}(s) = \frac{s}{s + \beta} \cdot \frac{G(s)}{R} \quad (\text{B.2})$$

Figura B.2 – Diagrama de blocos do sistema de controle MCI com RA.

A metodologia da RA consiste em determinar o valor de “R” de maneira a satisfazer a seguinte condição:

$$G_{dy}(s) = K \cdot \frac{s}{(s + \beta)^2} \quad (\text{B.3})$$