



Universidade Federal de Campina Grande
Centro de Engenharia Elétrica e Informática
Curso de Graduação em Engenharia Elétrica
Departamento de Engenharia Elétrica

JOÃO VINICIUS GOMES ALVES

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

ANÁLISE DE SISTEMAS DE GERAÇÃO DE ENERGIA EÓLICA

Campina Grande
Julho 2012

UNIVERSIDADE FEDERAL DE CAMPINA GRANDE
CENTRO DE ENGENHARIA ELÉTRICA E INFORMÁTICA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

ANÁLISE DE SISTEMAS DE GERAÇÃO DE ENERGIA EÓLICA

Trabalho de Conclusão de Curso submetido à
Universidade Federal de Campina Grande como
parte dos requisitos necessários para a obtenção do
grau de Bacharel em Ciências no Domínio da
Engenharia Elétrica

Aluno

João Vinicius Gomes Alves

Orientador

Professor Washington Luiz Araújo Neves, Ph. D.

Campina Grande
Julho 2012

Dedico este trabalho à minha Mãe, ao meu Pai, a todos meus familiares e à minha Avó, que sempre sonhou e quis estar presente nesse momento.

AGRADECIMENTOS

Gostaria de agradecer inicialmente a DEUS por estar ao meu lado nos momentos mais difíceis dessa longa caminhada que é a vida, sempre me dando forças, apoio e sabedoria para seguir em frente, lutando com a cabeça erguida as batalhas da vida.

À minha MÃE e ao meu PAI não tenho nem como transmitir em palavras todo o apoio que me deram e todo o esforço que sempre despenderam para me proporcionar condições para enfrentar as dificuldades durante essa longa jornada, sendo responsáveis pela minha educação e formação de caráter e de ser humano.

À minha AVÓ, infelizmente, só posso agradecer em orações, nesse momento de alegria que ela sempre sonhou e desejou estar presente.

Agradeço a toda minha família, que estão e estiveram presentes ao meu lado nas vitórias ou nas derrotas, fisicamente ou em orações, me apoiando.

Agradeço à equipe da Coordenação de Graduação em Engenharia Elétrica, especialmente a Adail e Tchai por serem pessoas maravilhosas e que estão dispostos a ajudar da melhor maneira sem economizar esforços.

Um agradecimento especial ao Professor Edmar pela orientação e companheirismo durante o período em que trabalhamos juntos.

Agradeço ao Professor Washington pela paciência sempre dedicada e pelos bons serviços prestados na orientação e encaminhamento deste graduando até o nível profissional.

Aos amigos mais próximos, um sincero agradecimento pelas risadas, noites mal dormidas e companhia ao longo destes cinco anos de estudos, de aprendizado e de amadurecimento.

Além destes, não poderia me esquecer de todas as pessoas que participaram deste tempo de alegrias e crescimento em Campina Grande: D. Zizi, D. Dida, as pessoas da Catedral de Campina Grande – especial agradecimento ao Fabrício por ter me dado a oportunidade de seguir esse caminho -, o pessoal do LAD, do LEMA e, por fim, Bruna.

“A vida é uma peça de teatro que não permite ensaios. Por isso, cante, chore, dance, ria e viva intensamente, antes que a cortina se feche e a peça termine sem aplausos. ”

Charles Chaplin

RESUMO

A energia eólica ganha a cada ano maior repercussão mundial como fonte de energia renovável e limpa, apresentando grande aceitação social. O rápido desenvolvimento da tecnologia deste tipo de fonte e da sua integração ao sistema elétrico traz consigo grandes implicações, se tornando um importante polo gerador de empregos: por exemplo, para cientistas que pesquisam e ensinam os aspectos deste tipo de energia e engenheiros eletricitas nas universidades; para profissionais do ramo elétrico que necessitam compreender a complexidade dos efeitos benéficos e maléficos que a energia eólica acarreta ao sistema elétrico de potência; para fabricantes de aerogeradores; para desenvolvedores de projetos de energia eólica, os quais também necessitam do entendimento global de modo a desenvolver projetos eficazes, modernos e econômicos de geração de energia eólica. Este tipo de energia envolve várias disciplinas e áreas de conhecimento distintas como aerodinâmica, dinâmica estrutural e mecânica além da engenharia elétrica. Desse modo, devido ao fato do autor estar atuando na área e em função do conhecimento adquirido e da importância do tema, este relatório de Trabalho de Conclusão de Curso (TCC) visa à exposição dos principais conceitos e ideias, de maneira didática, para aqueles que desejam ingressar nesta seara e / ou aprofundar ainda mais os conhecimentos já existentes acerca do tema.

Palavras-chave: Energia Eólica. Geração de Energia. Sistema Elétrico de Potência.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1. Capacidade instalada mundial entre 1996 e 2011 (GWEC, 2012)	14
Figura 2. Espectro de velocidades do vento (ACKERMANN, 2005).....	24
Figura 3. Condições ilustrativas de vento para pá em rotação (ACKERMANN, 2005)	27
Figura 4. Curvas $C_p \times \lambda$ (a) Para um ângulo de <i>pitch</i> fixo; (b) Para várias velocidades de vento. (ACKERMANN, 2005).....	29
Figura 5. Curva de Potência de uma turbina eólica de 1500 kW (ACKERMANN, 2005).....	30
Figura 6. Curvas ilustrativas de potência mecânica de turbinas eólicas à velocidade fixa e variável para várias velocidades de vento (4 – 16 m/s). (ACKERMANN, 2005)	37
Figura 7. Gerador de Indução conectado diretamente à rede (ACKERMANN, 2005)	39
Figura 8. Gerador de Indução com controle de escorregamento (ACKERMANN, 2005)	40
Figura 9. Gerador de Indução Duplamente Alimentado (ACKERMANN, 2005)	41
Figura 10. Gerador de Indução conectado à rede via conversor (ACKERMANN, 2005).....	41
Figura 11. Estrutura do conversor de frequência <i>back-to-back</i> (MOHAN; UNDELAND, ROBBINS; 2009).....	45
Figura 12. Diagrama Unifilar simplificado típico de usinas eólicas	57

LISTA DE TABELAS

Tabela 1. Capacidade operacional eólica no mundo (WPM, 2012; GWEC, 2008)	18
Tabela 2. Modelos de turbinas eólicas no mercado do Brasil	46
Tabela 3. Interferências dos aerogeradores no sistema elétrico e causas (CUSTÓDIO, 2009)	53
Tabela 4. Requisitos Técnicos para conexão ao sistema de potência (BRASIL, 2012)	59

LISTA DE SIGLAS

A

ABRACE – Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e Consumidores Livres

AC – *Alternate Current*

ANAREDE – Análise de Redes Elétricas

ANNEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

ATP – *Alternative Transient Program*

AWEA – *American Wind Energy Association*

B

BIG - Banco de Informação de Geração

C

CEPEL – Centro de Pesquisas de Energia Elétrica

D

DC – *Direct Current*

DEWI – *Deutsches Windenergie Institut*

DFIG – *Doubly Fed Induction Generator*

DTHT - Distorção de Tensão Harmônica Total

E

EPE – Empresa de Pesquisa Energética

EWEA – *European Wind Energy Association*

F

FDP – Função Densidade de Probabilidade

G

GB – *Gear Box*

GE – *General Electric*

GWEC – *Global Wind Energy Council*

GTO – *Gate Turn-Off Thyristor*

I

IEC – *International Electrotechnical Commission*

IGBT – *Insulated Gate Bipolar Transistor*

M

MME – Ministério de Minas e Energia

O

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico

P

PCH – Pequenas Centrais Hidrelétricas

PMSG – *Permanent Magnet Synchronous Generator*

PROINFA – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica

PURPA - *Public Utility Regulatory Policies Act*

PWM – *Pulse-Width Modulation*

pu – Por unidade

R

RMS - *Root Mean Square*

S

SCIG – *Squirrel Cage Induction Generator*

SIN – Sistema Elétrico Interligado Nacional

W

WPM – *Wind Power Monthly*

WRIG – *Wound Rotor Induction Generator*

WRSG – *Wound Rotor Synchronous Generator*

LISTAS DE SÍMBOLOS

Símbolo	Unidade	Denominação do Símbolo
A	m^2	Área de varredura do rotor eólico
c	–	Coeficiente de flicker
C_{CI}	W	Capacidade Instalada
C_p	–	Coeficiente de Potência
f	Hz	Frequência
F_{cap}	–	Fator de Capacidade
g	m/s^2	Constante de Gravidade
I_h	A	Máxima Corrente Harmônica
I_n	A	Corrente Nominal
k_f	–	Fator de Passo Flicker
k_i	–	Fator de Corrente Inrush
k_u	–	Fator de Mudança de Tensão
N_{10}	–	Número Máximo de Comutações em 10 minutos
N_{120}	–	Número Máximo de Comutações em 120 minutos
p	N/m^2	Pressão
p_0	–	Probabilidade de Produção de Energia Nula
p_{CI}	–	Probabilidade de Produção Capacidade Instalada
P	W	Potência Ativa; Potência Disponível no Vento
$P_{0.2}$	W	Máxima potência medida, em 0.2 segundos
P_{60}	W	Máxima potência medida, em 60 segundos
P_m	W	Potência Média
P_n	W	Potência Nominal Turbina Eólica
P_{mc}	W	Máxima Potência Permitida
P_0	N/m^2	Pressão atmosférica padrão ao nível do mar
P_{st}	–	Fator de Emissão de Flicker em curto prazo
Q	var	Potência Reativa
Q_n	var	Potência Reativa nominal da turbina eólica
R	$m; J/Kg.K$	Raio do rotor; Constante específica dos gases

S_k	VA	<i>Potência de Curto Circuito</i>
S_n	VA	<i>Potência Aparente Nominal Turbina Eólica</i>
t_{util}	horas	<i>Tempo útil de operação anual</i>
T	K	<i>Temperatura</i>
T_p	s	<i>Duração de mudança de tensão por chaveamento</i>
U_{max}	V	<i>Tensão Máxima por chaveamento</i>
U_{min}	V	<i>Tensão Mínima por chaveamento</i>
U_n	V	<i>Tensão Nominal Fase – Fase</i>
v	m/s	<i>Velocidade de vento</i>
v_a	m/s	<i>Velocidade de vento anual</i>
V_{rel}	m/s	<i>Velocidade relativa do vento</i>
V_{tip}	m/s	<i>Velocidade de ponta de pá</i>
z	m	<i>Altitude acima do nível do mar</i>
W	Wh	<i>Produção Anual de Energia</i>

Símbolos Gregos

α	$^\circ$	<i>Ângulo de ataque de pá</i>
β	$^\circ$	<i>Ângulo de pitch</i>
γ	$^\circ$	<i>Ângulo de incidência entre o plano do rotor e V_{rel}</i>
λ	—	<i>Coefficiente de ponta da pá</i>
ρ	kg/m ³	<i>Densidade do ar</i>
$\rho(z)$	kg/m ³	<i>Densidade do ar em função da altura</i>
ψ_k	$^\circ$	<i>Ângulo de Fase da Impedância da Rede</i>
ω	rad/s	<i>Velocidade rotacional da turbina</i>

SUMÁRIO

Agradecimentos.....	iii
Resumo	v
Lista de Ilustrações	vi
Lista de Tabelas	vii
Lista de Siglas.....	viii
Listas de Símbolos.....	x
Sumário	xii
1. Introdução.....	14
1.1. Desenvolvimento histórico.....	15
1.1.1. Geração de energia mecânica	15
1.1.2. Geração de energia elétrica	16
1.2. Conjuntura Atual da Energia Eólica	17
1.2.1. Geração de energia eólica integrada aos sistemas de transmissão	18
1.2.2. Geração de energia eólica não compartilhada	18
1.2.3. Sistemas de geração de energia eólica distribuída	19
1.2.4. Questões Ambientais	19
1.3. Conjuntura Atual das Turbinas Eólicas.....	20
1.4. Apresentação do texto.....	22
2. Energia Eólica em Sistemas de Potência.....	23
2.1. Aspectos relacionados à integração da energia eólica.....	23
2.2. Características da geração de energia eólica.....	24
2.2.1. O vento	24
2.2.2. A Física.....	25
2.2.3. Modelagem Aerodinâmica	26
2.2.4. Produção de Energia Eólica	30
2.2.4.1. Curva de Potência.....	30
2.2.4.2. Histerese e efeito <i>cut-out</i>	31
2.2.4.3. Função densidade de probabilidade	31
2.2.4.4. Previsão da Energia Gerada	32
2.2.4.5. Fator de Capacidade	33
2.2.4.6. Velocidade de ponta de uma turbina eólica.....	34
3. Aerogeradores.....	35
3.1. Controle de frequência de aerogeradores	35
3.1.1. Turbinas eólicas à velocidade constante.....	35
3.1.2. Turbinas eólicas à velocidade variável.....	36
3.2. Controle de potência e velocidade de aerogeradores	37
3.3. Geradores eólicos	38

3.3.1.	Aerogeradores com gerador assíncrono	39
3.3.2.	Aerogeradores com gerador síncrono	41
3.4.	Eletrônica de Potência.....	42
3.4.1.	<i>Soft-starter</i>	43
3.4.2.	Banco de capacitores.....	44
3.4.3.	Retificadores e inversores	44
3.4.4.	Conversores de frequência	44
3.5.	Mercado Eólico	45
4.	Qualidade da Energia.....	47
4.1.	Características de qualidade de energia em turbinas eólicas	47
4.1.1.	Dados nominais	48
4.1.2.	Máxima potência permissível.....	48
4.1.3.	Máxima potência medida	49
4.1.4.	Potência Reativa	49
4.1.5.	<i>Flickers</i>	49
4.1.6.	Número máximo de operações de chaveamento.....	50
4.1.7.	Fator de passo <i>flicker</i>	51
4.1.8.	Fator de mudança de tensão	51
4.1.9.	Harmônicos	52
4.2.	Características de qualidade de energia em turbinas eólicas	52
5.	Conexão de parques eólicos.....	56
5.1.	Conexão em redes de distribuição	60
5.2.	Estudos elétricos de conexão de aerogeradores	60
6.	Considerações finais	64
6.1.	Trabalhos Futuros	64
7.	Referências Bibliográficas.....	65

1. Introdução

A força dos ventos é utilizada há pelo menos 3000 anos. Desde o início do século 20, ela é usada para fornecimento de energia mecânica aos moinhos de vento, tendo como objetivos o bombeamento de água e a moagem de grãos. Com o advento da industrialização, o uso desta fonte de energia aleatória foi substituído por combustíveis fósseis, uma fonte de energia mais confiável (ACKERMANN, 2005).

No início dos anos 1970, com o primeiro *boom* do preço do petróleo, o interesse na força dos ventos ressurgiu. Desta vez, contudo, o foco principal residia no seu uso para fornecimento de energia elétrica no lugar da energia mecânica. Desse modo, tornou-se possível fornecer energia de maneira confiável e consistente com o auxílio e apoio de diversas tecnologias, como a eletrônica de potência (ACKERMANN, 2005).

As primeiras turbinas para geração de energia elétrica a partir da força dos ventos, as quais compõem os aerogeradores, já haviam sido desenvolvidas no início do século 20. Tal tecnologia foi melhorada lentamente até o início dos anos 1970. Ao final dos anos 90, a energia eólica ressurgiu como uma das mais importantes fontes de energia limpa. Durante toda esta década, a capacidade mundial instalada dobrava a cada três anos, como pode ser visto na Figura 1 (GWEC, 2012).

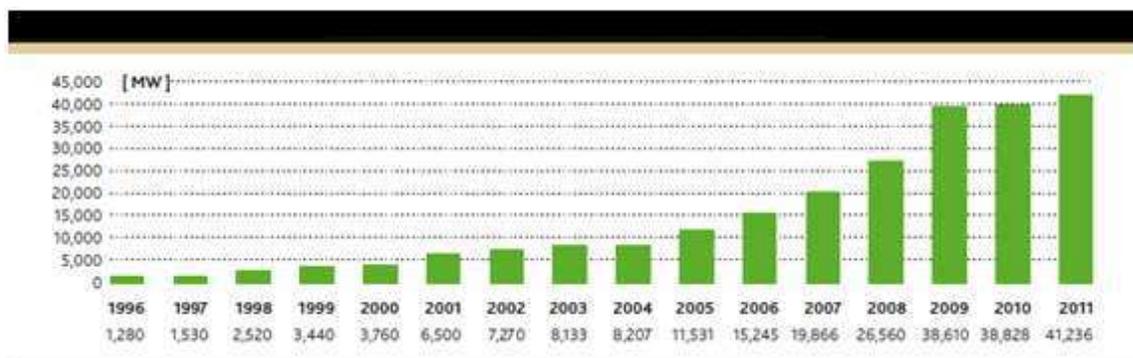


Figura 1. Capacidade instalada mundial entre 1996 e 2011 (GWEC, 2012)

A tecnologia da energia eólica se desenvolveu rapidamente, tornando-se mais complexa e mais robusta. Ao final do ano de 1989, turbinas de 300 kW com rotor de 30 m de diâmetro eram o estado da arte. Por diâmetro do rotor, entende-se o diâmetro do círculo descrito pelo conjunto de pás do rotor ao girar, o qual irá depender do comprimento das pás. Apenas 10 anos depois, aerogeradores de 2 MW com rotor de 80 m já eram disponibilizados pelos

fabricantes. Ao tempo da escrita deste trabalho (primeiro semestre de 2012), aerogeradores de 6 - 7 MW estão em desenvolvimento ou já foram testados em projetos demonstrativos.

1.1.Desenvolvimento histórico

1.1.1. Geração de energia mecânica

Os primeiros moinhos de vento que se tem registro foram de eixo vertical. Esses moinhos de vento podem ser descritos como simples dispositivos de arrasto. Eles eram usados no Afeganistão para moagem de grãos desde o século 7 antes de Cristo (a.C.) (ACKERMANN, 2005).

Os primeiros registros acerca de moinhos de vento de eixo horizontal foram achados em documentos históricos da Pérsia, Tibete e China há aproximadamente 1000 anos a.C. Esse tipo de moinho de vento possuía eixo horizontal e pás que revolviam no eixo vertical. Da Pérsia e do Oriente Médio, o moinho de vento de eixo horizontal se disseminou pelos países do mediterrâneo e Europa Central. O primeiro moinho de eixo horizontal surgiu na Inglaterra em torno de 1150, na França em 1180, na Alemanha em 1222 e na Dinamarca em 1259. Esse desenvolvimento rápido foi devido principalmente à ação das Cruzadas, levando consigo o conhecimento dos moinhos de vento da Pérsia para vários países da Europa (ACKERMANN, 2005).

Na Europa, o desempenho dos moinhos de vento foi constantemente melhorado entre os séculos 12 e 19. Ao final do século 19, o típico moinho de vento europeu tinha rotor de 25 metros de diâmetro, alcançando 30 metros de altura. Moinhos de vento foram usados não apenas para moagem de grãos como também para bombeamento de água para drenagem de lagos e pântanos. Em 1800, em torno de 20.000 modernos moinhos de vento europeus estavam em operação apenas na França e na Holanda, onde 90% da energia usada na indústria eram baseadas em energia eólica. A industrialização levou a um declínio gradual de moinhos de vento, mas em 1904 a força dos ventos ainda fornecia 11 % da energia da indústria holandesa e a Alemanha possuía mais de 18.000 unidades instaladas (ACKERMANN, 2005).

Quando do início do desaparecimento dos moinhos de vento na Europa, eles foram introduzidos pelos colonos na América do Norte. Pequenos moinhos de vento para bombeamento de água tornaram-se muito populares. A popularidade dos moinhos de vento

nos Estados Unidos atingiu seu ápice entre 1920 e 1930, com aproximadamente 600.000 unidades instaladas (ACKERMANN, 2005).

1.1.2. Geração de energia elétrica

Em 1891, Dane Poul LaCour foi o primeiro a construir uma turbina eólica para geração de eletricidade (ACKERMANN, 2005). Engenheiros dinamarqueses melhoraram a tecnologia durante a primeira e a segunda Guerra Mundial e usaram esta tecnologia para suprir a escassez de energia. As turbinas eólicas da companhia dinamarquesa F. L. Smith construídas em 1941 e 1942 podem ser consideradas precursoras dos modernos aerogeradores. As turbinas Smith foram as primeiras a usar modernos aerofólios, baseados nos conhecimentos avançados em aerodinâmica à época. Em paralelo, a American Palmer Putnam construiu uma gigante turbina eólica para a companhia americana Morgan Smith Co. com rotor de 53 m de diâmetro. Não apenas o tamanho era um diferencial deste projeto como também a filosofia utilizada. A filosofia dinamarquesa era baseada em rotor com vento a montante a partir de regulação por estol, operando com baixa velocidade. O design Putnam por sua vez partia do princípio com rotor de vento a jusante com regulação por *pitch* variável (ACKERMANN, 2005).

A partir da segunda Guerra Mundial, apesar de sucessos de outras filosofias e concepções de turbinas eólicas como as de Jull e Hütter (ACKERMANN, 2005), o interesse em geração de eletricidade a partir de turbinas eólicas em larga escala declinou. Com as crises de petróleo no início dos anos 70, o interesse na utilização da força dos ventos para geração retornou à ordem do dia. Como resultado, apoio e incentivo financeiro para pesquisa e desenvolvimento de novas turbinas eólicas foram disponibilizados, especialmente na Alemanha, Estados Unidos e Suécia. Contudo, tais protótipos não obtiveram muito sucesso devido a problemas técnicos, como no controle por *pitch*, por exemplo.

Porém, devido aos esquemas de financiamento dos governos em alguns países, o desenvolvimento na área de energia eólica obteve grande sucesso. Como exemplo, cita-se o *Public Utility Regulatory Policies Act* (PURPA), aprovado pelo congresso americano em 1978. Tal ação tinha como objetivo aumentar a eficiência energética doméstica e ao mesmo tempo diminuir a dependência no país do petróleo estrangeiro. PURPA, em conjunto com benefícios de financiamento para sistemas a energia renovável, levou ao primeiro grande *boom* da energia eólica na história.

Ao final dos anos 1980, o apoio financeiro para a energia eólica diminuiu nos Estados Unidos. Em compensação, atingiu seu ápice primeiramente na Europa e depois na Índia. O programa de apoio financeiro europeu era baseado essencialmente em tarifas fixadas de investimento e compra para energias complementares. Já o programa indiano por sua vez baseou-se na dedução de tarifas para investimentos em energia eólica. Tais programas resultaram no avanço rápido das fazendas eólicas especialmente na Alemanha e também na Índia (ACKERMANN, 2005).

Com relação à China, a partir de 2004, quando houve uma conferência acerca da energia eólica no país, o governo chinês mostrou-se interessado e aberto ao tema, criando uma lei para este tipo de energia no mesmo ano. Devido à peculiaridade do país, a vontade política foi o principal incentivo para esta fonte de energia, resultando em estudos de mercado e tecnologia eólica, aprimoramento de licenças ambientais, incentivos ao parque industrial e a fabricantes e formação de *joint-ventures*, o que possibilitou desenvolvimento rápido deste tipo de energia (REENERGY nº 9, 2012). Desse modo, apenas no segundo semestre de 2011, a matriz energética chinesa foi adicionada por mais de 10 GW eólicos (GWEC, 2012).

Com relação ao Brasil, o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa), de 2004, foi instituído com o objetivo de aumentar a participação da energia elétrica produzida por empreendimentos concebidos com base em fontes eólicas, biomassa e Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH) no Sistema Elétrico Interligado Nacional (SIN). O Proinfa é um programa que impulsionou estas fontes, em especial a eólica (BRASIL, 2012). O maior mérito do programa foi fornecer a segurança jurídica para aplicação de recursos nesta fonte de energia, culminando com a capacidade instalada atualmente (Julho de 2012) de 1.638.232 kW ou 1,38% da energia comercial em operação no país (BRASIL, 2012). Vale ressaltar que grande parte deste montante é resultado do programa.

Para tanto, foi estabelecido que o valor pago pela energia adquirida, além dos custos administrativos, financeiros e encargos tributários incorridos pela Eletrobras na comutação desses empreendimentos, fosse rateado entre todas as classes de consumidores finais atendidas pelo SIN, com exceção dos consumidores classificados na Subclasse Residencial Baixa Renda (BRASIL, 2012).

1.2. Conjuntura Atual da Energia Eólica

Atualmente, cinco países – Alemanha, China, Espanha, Estados Unidos e Índia – concentram mais de 74% da capacidade de geração de energia eólica mundial em seus

territórios (GWEC, 2012). Entretanto, a utilização dessa fonte de energia renovável se expande rapidamente para outras regiões do planeta. Tal desenvolvimento requer que o conhecimento e a experiência acumulada nos mercados destes países sejam transferidos aos novos atores do cenário de energia eólica mundial. O Brasil ocupa atualmente a 21ª posição no ranking mundial de geração de energia eólica (GWEC, 2012). Comparativamente a outros países, a média de velocidades de ventos do Brasil, em especial no litoral nordestino, é considerada boa, porém sendo inferior aos Estados Unidos, por exemplo; ademais, no Brasil, os ventos são de boa qualidade, com poucas rajadas ou mudanças de direção abruptas.

1.2.1. Geração de energia eólica integrada aos sistemas de transmissão

A energia eólica teve seu maior desenvolvimento nos anos 1990, em termos de crescimento anual em capacidade instalada por fonte tecnológica. O crescimento da energia eólica, entretanto, não foi equivalente em todo mundo, como pode ser visto na Tabela 1 (WPM, 2012; GWEC, 2008). Ao final do ano de 2003, em torno de 74% de toda capacidade instalada mundial estava na Europa, enquanto que 18% na América do Norte e 8 % na Ásia e no Pacífico.

Contudo, tal desenvolvimento equiparou-se ao longo da década seguinte, com especial destaque à China e ao Brasil, conforme pode ser visto na mesma tabela ao final do ano de 2011.

Tabela 1. Capacidade operacional eólica no mundo (WPM, 2012; GWEC, 2008)

Região	Capacidade Instalada (MW) ao fim de cada ano				
	1995	2000	2003	2008	2011
Europa	2518	12972	28706	65946	96616
América do Norte	1676	2695	6677	27542	52184
América do Sul e Central	11	103	139	629	3203
Ásia e Pacífico	626	1795	3034	26012	85256
Oriente Médio e África	13	141	150	669	1093
Total	4844	17706	38706	120798	238351

1.2.2. Geração de energia eólica não compartilhada

Sistemas de geração não compartilhada são geralmente utilizados em locais remotos ou com aplicações técnicas limitadas, como em sistemas de telecomunicações. O porte das

turbinas eólicas usadas variam de alguns watts a 50 kW. Para vilas ou sistemas de eletrificação rural até 300 kW, turbinas eólicas são usadas em combinação com gerador a diesel e por vezes com sistema de baterias.

1.2.3. Sistemas de geração de energia eólica distribuída

Entende-se por geração distribuída, ou minigeração, a produção de energia junto à carga (usuário final de energia). Em geral, são utilizadas tecnologias em escala reduzida, que operam com diversos tipos de combustíveis locais e representam alternativa atrativa de atendimento às necessidades energéticas a custos competitivos e com os níveis de segurança e confiabilidade requeridos pelo usuário. Esta difere dos grandes sistemas de geração centralizada de energia, geralmente localizados longe dos centros de consumo, destinados ao suprimento ao sistema interligado, exigindo longos e custosos sistemas de transmissão (SILVESTRIN, 2012).

No Brasil, ao tempo da escrita deste trabalho (primeiro semestre de 2012), esta modalidade de geração ainda está em fase de debates e audiência pública por parte da ANEEL de modo a regulamentar e definir objetivamente os conceitos, critérios e procedimentos necessários ao fomento da implantação da geração distribuída em termos de licenciamento, tarifação, regras de conexão e acesso, etc. Contudo, em cidades como Fortaleza / CE, a minigeração já se faz presente. Em outros países, com destaque para Portugal, a geração distribuída já é uma realidade.

1.2.4. Questões Ambientais

A energia eólica pode ser considerada ‘amiga’ do meio ambiente. Contudo, apesar de ela não emitir nenhuma poluição de forma direta, a produção de lâminas, nacelle, torre, entre outros equipamentos, e a exploração dos materiais e o transporte dos equipamentos acarreta o consumo de recursos naturais (ACKERMANN, 2005). Isso significa que as emissões são produzidas à medida que esses recursos são baseados em combustíveis fósseis. Tais emissões são consideradas de natureza indireta.

Além disso, o ruído, sombreamento e o impacto visual dos aerogeradores são importantes considerações à aceitação pública da energia eólica, especialmente para aerogeradores localizados próximos a áreas populosas. O ruído causado é reduzido por meio do avanço tecnológico, por exemplo, com o uso de rotor a velocidade variável ou velocidade

de rotação reduzida. O impacto visual, assim como o ruído, também pode ser mitigado com a apropriada localização dos aerogeradores no local de implantação do parque (CUSTÓDIO, 2009).

1.3. Conjuntura Atual das Turbinas Eólicas

Os sistemas de conversão de energia eólica podem ser divididos entre os que dependem do arrasto e da sustentação aerodinâmica. As primeiras turbinas de eixo verticais usadas na Pérsia usavam o princípio do arrasto, porém estas possuíam baixo coeficiente de potência (ACKERMANN, 2005). Ademais, a velocidade das pás não pode ser maior do que a velocidade do vento, o que limita sua eficiência (CUSTÓDIO, 2009).

As modernas turbinas eólicas baseiam-se principalmente na sustentação aerodinâmica. Dispositivos de elevação usam lâminas para interação com o vento incidente. A força resultante destas ao interceptar o fluxo de ar consiste não apenas de uma componente de arrasto na direção do fluxo, mas também da componente da força perpendicular ao arrasto: as forças de elevação. Esta força é múltipla da força de arrasto, sendo, portanto, importante na extração da potência pelo rotor. Por definição, ela é perpendicular à direção do fluxo de ar que intercepta as pás do rotor, e pela ação do rotor, ela provoca o torque necessário (CUSTÓDIO, 2009).

Turbinas eólicas que usam sustentação aerodinâmica podem também ser divididas, de acordo com a orientação de seu eixo, em turbinas de eixo vertical e eixo horizontal. Turbinas de eixo vertical, conhecida como Darrieus, em homenagem ao engenheiro aeronáutico francês Georges Jean Marie Darrieus que as inventou na década de 1920, usam aerofólios verticais, um pouco curvados e simétricos. As turbinas Darrieus apresentam a vantagem de operarem independentemente da direção do vento e também que a caixa multiplicadora e o gerador podem ser colocados ao nível do solo. Contudo, ela apresenta desvantagens como as altas flutuações em cada revolução, a não capacidade de auto-partida, além das opções limitadas para regulação de velocidade para ventos mais rápidos. Elas foram desenvolvidas e tiveram a produção iniciada na década de 1970 até o final dos anos 1980. As maiores turbinas deste tipo foram instaladas no Canadá. Entretanto, desde o final da década de 1980, a pesquisa e o desenvolvimento deste tipo de turbina eólica foram praticamente encerrados (ACKERMANN, 2005).

Turbinas de eixo horizontal atualmente dominam as aplicações neste mercado. Uma turbina eólica de eixo horizontal consiste de uma torre e uma nacele, ou gôndola, montada no topo da torre. A nacele contém o gerador, a caixa multiplicadora, quando existente, e o rotor. Diferentes mecanismos existem para movimentar a nacele na direção do vento predominante ou para movê-la para fora desta direção em caso de tempestades e rajadas. Em pequenas turbinas, o rotor e a nacele são orientados na direção do vento predominante com auxílio de um conjunto de palhetas. Para turbinas maiores, a nacele com o rotor é eletricamente guiada para a direção do vento predominante ou contra esta, responsabilidade do sistema *Yaw*, em resposta aos sinais emitidos por instrumentos auxiliares, como anemômetro e biruta.

Turbinas de eixo horizontal usualmente lançam mão de diferentes números de pás, a depender do propósito da turbina. Protótipos com duas ou três pás são geralmente usados para geração de energia elétrica. Turbinas com 20 ou mais pás são usadas para bombeamento mecânico de água.

Aerogeradores de três pás apresentam a vantagem de que o momento de inércia do rotor possui maior facilidade de entendimento; logo melhor facilidade no manuseio do que o momento de inércia do rotor de turbinas com duas pás apenas. Além disso, esse *design* possui estética visual ‘melhor’ e nível de ruído inferior ao *design* com duas pás. Ambos os aspectos são importantes para aplicações de turbinas eólicas em áreas densamente populosas (ACKERMANN, 2005).

Turbinas de duas pás possuem a vantagem que a altura da torre é menor e com isso toda a estrutura de fundação da torre é mais leve e barata, o que resulta em menor preço. Como estética visual e emissão de ruído são menos importantes em usinas *offshore*, ou seja, no oceano, os custos são atrativos, o que pode levar ao desenvolvimento de turbinas com duas lâminas para este mercado.

As turbinas de eixo horizontal precisam se manter perpendiculares à direção do vento predominante para capturarem o máximo de energia, sendo o tipo de turbina mais usado atualmente. Os *designs* dessas turbinas evoluíram imensamente ao final da década de 1990, muito em função da eletrônica de potência envolvida.

As modernas turbinas eólicas de geração compartilhada visam ao gerenciamento de cargas mecanicamente e/ou eletricamente. Tal abordagem lança mão de uma baixa relação de velocidade de ponta de pá, com menores distúrbios visuais. Por fim, essa metodologia leva à melhor qualidade da energia, já que variações medianas na velocidade do vento, não são diretamente transferidas em flutuações à potência de saída (ACKERMANN, 2005).

1.4. Apresentação do texto

Este trabalho de conclusão de curso é composto de seis capítulos.

No capítulo 1, apresenta-se uma breve introdução histórica, política e econômica a respeito do aproveitamento dos recursos eólicos no Brasil e no Mundo. Ademais, apresenta-se a organização deste texto.

No capítulo 2, as principais características técnicas relacionadas ao estudo dos sistemas de geração eólica são explicadas.

No capítulo 3, tem-se a apresentação concisa das topologias e configurações de geradores eólicos, controle de potência e de velocidade, além da eletrônica de potência, que compõem os aerogeradores.

No capítulo 4, são abordadas as características e normas da qualidade da energia para aerogeradores e parques eólicos.

No capítulo 5, descrevem-se as condições e características de conexão de parques eólicos ao sistema elétrico.

Por fim, no capítulo 6 descrevem-se os principais resultados e conclusões deste trabalho de conclusão de curso. Apresentam-se, ainda, propostas para trabalhos futuros relacionados aos temas abordados.

2. Energia Eólica em Sistemas de Potência

2.1. Aspectos relacionados à integração da energia eólica

De uma perspectiva técnica, engenheiros de sistemas de potência devem ter em mente que o principal objetivo de um sistema de potência é fornecer aos consumidores da rede a eletricidade demandada sempre que for requisitada. Porém, com a introdução da energia eólica, tal objetivo deve ser revisto. O desafio que a energia eólica introduz com relação ao *design* e operação aos sistemas de potência refere-se à natureza flutuante do vento. Ademais, há outros tipos de geradores utilizados em turbinas eólicas, não pertencentes aos sistemas tradicionais de geração de energia.

O desafio básico atrelado à integração ao sistema de potência da energia eólica consiste essencialmente em dois aspectos:

- Como manter um nível aceitável da tensão para todos os consumidores do sistema de potência: consumidores devem estar aptos a continuar a usar o mesmo tipo de aplicações com as quais eles são acostumados;
- Como manter um balanço de potência do sistema: como a produção da energia eólica e outras unidades geradoras podem satisfazer continuamente as necessidades dos consumidores?

Em geral, engenheiros de sistema de potência sempre trabalham com desafios deste tipo. Quando da introdução da geração nuclear, engenheiros tiveram que lidar com esta fonte inflexível que possui carga variante ao longo do tempo. Assim, vários países tiveram que aumentar a flexibilidade de outras fontes de potência, por exemplo, usando hidroelétricas com energia nuclear, como a Suécia e o Japão (ACKERMANN, 2005).

Desse modo, as técnicas de integração relacionadas à energia eólica são muito mais dependentes do sistema de potência do que a fonte a ser inserida. Contudo, os métodos gerais, com as devidas adaptações à característica desta fonte, que engenheiros de sistema de potência vêm aplicando podem também ser usados à integração da energia eólica.

2.2. Características da geração de energia eólica

2.2.1. O vento

O sol aquece a superfície da terra de forma desigual, provocando o movimento do ar. Logo, as massas de ar, o vento, se movem devido às suas diferentes condições térmicas. O movimento de massas de ar pode ser um fenômeno global, como também um fenômeno local e regional. O fenômeno regional é determinado pelas condições de orografia, a estrutura da superfície da área, assim como também pelo fenômeno global (CUSTÓDIO, 2009).

Turbinas eólicas utilizam a energia eólica próxima ao solo. As condições de vento na área, conhecidas como camada limite, são influenciadas pela energia transferida a partir do fluxo de alta energia não perturbada do vento geostrófico para as camadas inferiores, bem como pelas condições regionais. Devido à rugosidade do solo, o fluxo de vento local próximo deste é turbulento (SILVA, 2003).

A velocidade de vento varia continuamente como função do tempo e da altura. As escalas de tempo das variações do vento são apresentadas na Figura 2 como um espectro de frequências de ocorrências de vento. Este espectro de frequências relaciona-se com a distribuição de probabilidade Weibull, apresentada adiante. O pico diurno depende das variações de velocidade diárias do vento, por exemplo, brisas marinhas causadas pela diferença entre a terra e o mar, enquanto que o pico sinóptico depende das características climáticas mutáveis, as quais tipicamente variam diariamente a semanalmente, incluindo também ciclos sazonais (ACKERMANN, 2005).

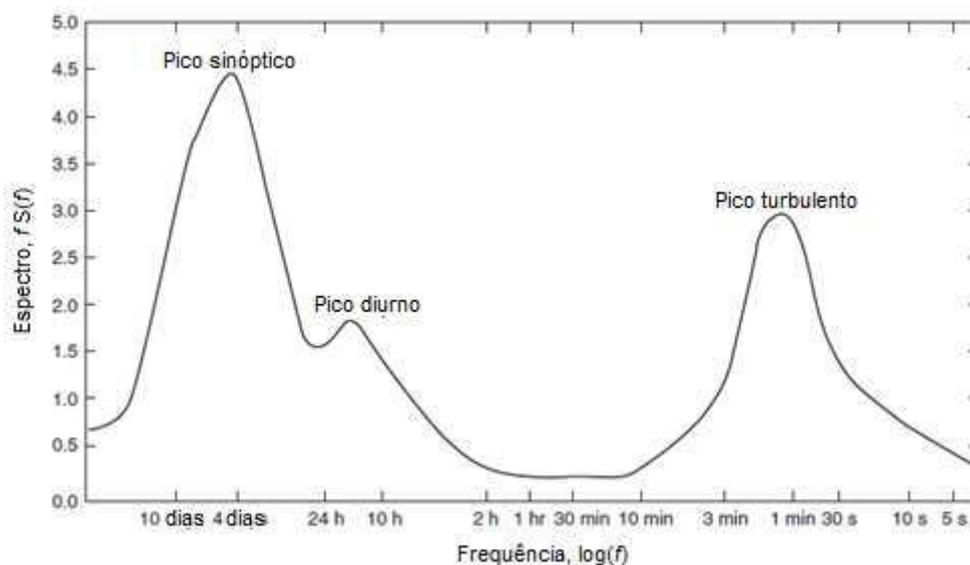


Figura 2. Espectro de velocidades do vento (ACKERMANN, 2005)

Pela perspectiva do sistema de potência, o pico turbulento pode afetar a qualidade de energia da produção de energia eólica. O impacto das turbulências na qualidade da energia depende essencialmente da tecnologia de turbina aplicada. Turbinas com velocidade variável, por exemplo, podem absorver variações em curto prazo de energia pelo armazenamento imediato de energia das massas em rotação quando do acionamento da turbina. Isso significa que a potência de saída é mais suave do que para turbinas fortemente acopladas. Picos diurnos e sinópticos, entretanto, podem afetar o balanço de energia de longo prazo dos sistemas de potência (ACKERMANN, 2005).

2.2.2. A Física

A potência de uma massa de ar que flui com velocidade v através de uma área A pode ser calculada como (CUSTÓDIO, 2009):

$$P = \frac{1}{2} \rho A v^3 \quad (2.1)$$

Em que

P = potência disponível no vento [W];

ρ = densidade do ar [kg/m³];

v = velocidade do vento [m/s].

A potência do vento é proporcional à densidade do ar ρ , à área interceptada A , i.e., área de varredura do rotor da turbina eólica, e à velocidade do vento v elevada à terceira potência. A densidade do ar, por sua vez, é função da pressão e temperatura do ar, sendo ambas funções da altura com relação ao nível do mar (CUSTÓDIO, 2009):

$$\rho(z) = \frac{P_0}{RT} \exp\left(\frac{-gz}{RT}\right) \quad (2.2)$$

Em que

$\rho(z)$ = densidade do ar em função da altura [kg/m³];

P_0 = densidade atmosférica padrão ao nível do mar, 1.225 kg/m³;

R = constante específica dos gases para o ar, 287.05 J/kg.K;

g = constante de gravidade, 9.81 m/s²;
 T = temperatura [K];
 z = altitude acima do nível do mar [m].

A potência do vento é a energia total disponível por unidade de tempo. A potência do vento é convertida em energia mecânica-rotacional na turbina eólica do rotor, o que resulta redução de velocidade da massa de ar. A potência do vento não pode ser extraída completamente por uma turbina eólica, senão a massa poderia ser completamente parada pela interceptação com a área do rotor. Isso poderia causar uma ‘congestão’ da área de seções cruzadas para as massas de ar seguintes (ACKERMANN, 2005).

O valor ótimo para extração da potência contida no vento a partir da redução de sua velocidade foi primeiro descoberto pelo físico alemão Albert Betz em 1926. De acordo com Betz, a máxima potência teórica que pode ser extraída do vento é (CUSTÓDIO, 2009):

$$P = \frac{1}{2} \rho A v^3 C_{pBetz} = \frac{1}{2} \rho A v^3 \times 0,59 \quad (2.3)$$

Logo, mesmo se a extração de potência sem perdas fosse possível, apenas 59% da potência do vento poderia ser utilizada pela turbina eólica. Para comparação, modernas turbinas eólicas com três pás possuem um C_p ótimo na faixa de 0.52 – 0.55 quando medido no hub da turbina.

2.2.3. Modelagem Aerodinâmica

Do ponto de vista físico, a potência, P , que pode ser extraída do vento dependerá da velocidade de rotação da turbina, da velocidade do vento e do ângulo de pá ou de *pitch*, β . Além disso, P e também C_p são funções destas variáveis.

$$P = f(\omega, v, \beta) \quad (2.4)$$

Em que

ω = velocidade angular da pá da turbina [rad/s];
 β = ângulo de pá [adimensional];

Assim, as forças do vento na seção da pá – e, portanto, a possível extração de energia – dependerão do ângulo de incidência γ entre o plano móvel das pás do rotor e a velocidade relativa do vento V_{rel} , como é apresentado na Figura 3, visto das pás em movimento.

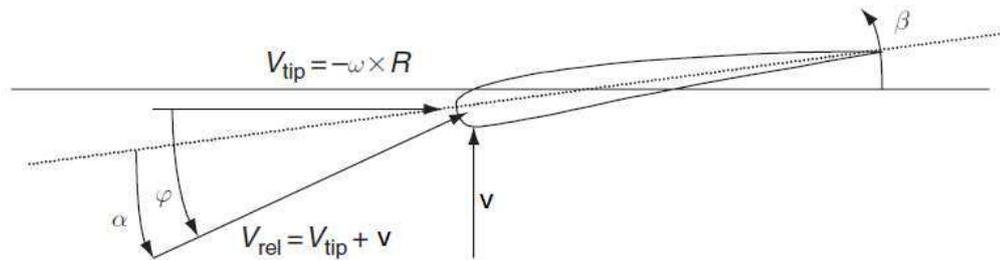


Figura 3. Condições ilustrativas de vento para pá em rotação (ACKERMANN, 2005)

Simples considerações geométricas, as quais ignoram a turbulência do vento criada pela ponta da pá (i.e., uma representação aerodinâmica bidimensional), mostram que o ângulo de incidência γ é determinado pela velocidade de vento incidente v e a velocidade de ponta. A velocidade de ponta de uma turbina eólica, outro termo comum em aerodinâmica de turbinas eólicas, é a relação entre a velocidade tangencial na ponta da pá do rotor eólico e a velocidade do vento incidente na turbina (CUSTÓDIO, 2009):

$$\lambda = \frac{\omega R}{v} \quad (2.5)$$

Em que

λ = velocidade de ponta da pá [adimensional];

R = raio aerodinâmico do rotor [m].

Os maiores valores de C_p são tipicamente obtidos para valores de λ na faixa entre 8 e 9 (i.e., quando a ponta das pás se move 8 a 9 vezes mais rápida que o vento incidente). Isso significa que o ângulo entre a velocidade relativa do ar – visto da ponta da pá – e o plano do rotor é um ângulo agudo. Ademais, o ângulo de incidência, a partir da Figura 3, é mais facilmente calculado como (ACKERMANN, 2005):

$$\gamma = \arctan\left(\frac{1}{\lambda}\right) = \arctan\left(\frac{v}{\omega R}\right) \quad (2.6)$$

Deve ser observado que o ângulo de incidência γ deve ser definido na ponta das pás e que o ângulo local será variável de acordo com o comprimento da pá, do *hub* ($r = 0$) até a ponta da pá ($r = R$) e, portanto, o valor local de γ dependerá da posição ao longo do comprimento da pá.

Em modernas turbinas eólicas, é possível ajustar o ângulo de *pitch* da pá inteira por meio de um servo mecanismo. Se a pá é virada, o ângulo de ataque α entre a pá e o vento relativo V_{rel} mudará adequadamente. Mais uma vez, torna-se claro de uma perspectiva física que as forças do vento relativo na pá - e, portanto, a extração de energia - dependerão do ângulo de ataque α entre as pás do rotor e a velocidade relativa do vento V_{rel} visto das pás em movimento.

Logo, tem-se que C_p pode ser expresso como função de λ e β :

$$C_p = f(\lambda, \beta) \quad (2.7)$$

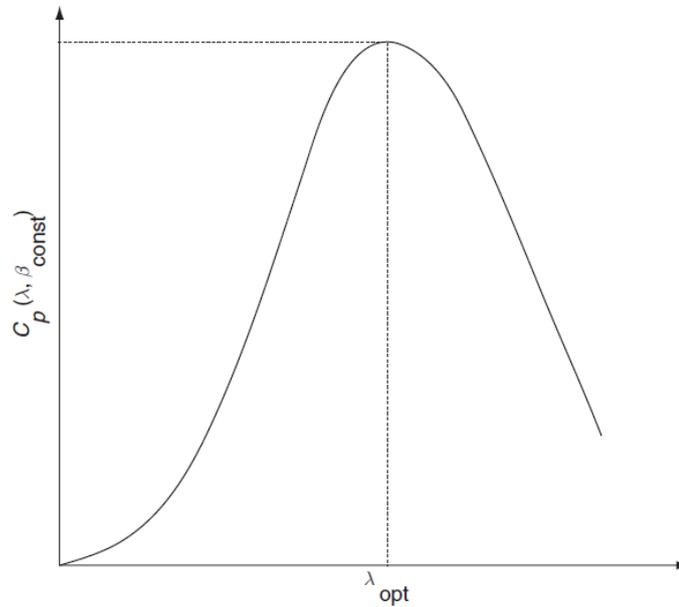
C_p é função de potência altamente não linear de λ e β . Deve ser notado que uma grande vantagem da abordagem incluindo C_p , λ e β é que estas quantidades são normalizadas e podem ser comparadas, independentemente do tamanho da turbina.

Para turbinas com controle estol, as pás possuem uma posição angular fixa no *hub*, o que significa que o ângulo de pá β é constante (β_{const}). Logo, com ângulo de pitch fixo, a relação entre o coeficiente de potência $C_p(\lambda, \beta_{const})$ e o coeficiente de ponta de pá, fornece uma curva semelhante à apresentada na Figura 4 (a).

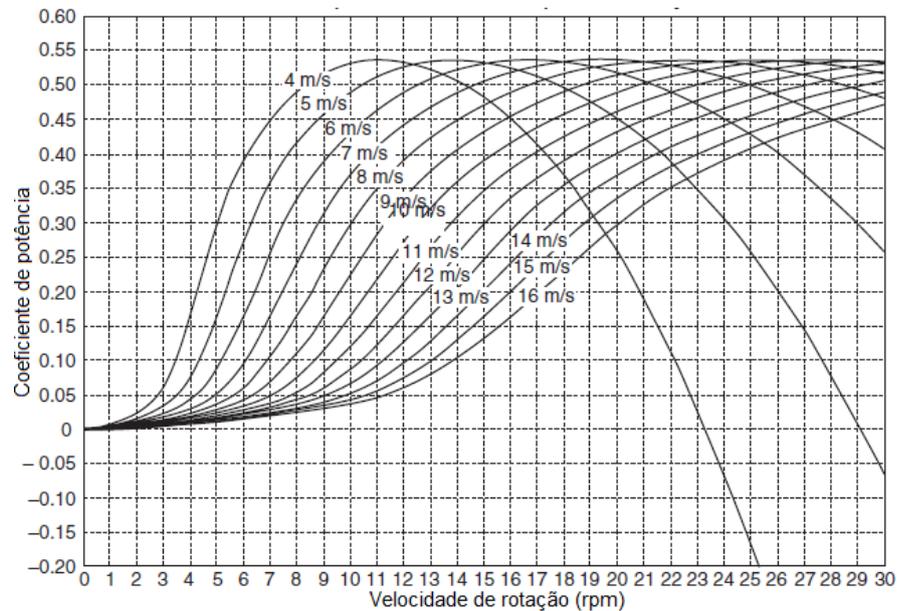
Assumindo a velocidade de vento constante, o coeficiente de ponta de pá variará proporcionalmente com a velocidade de rotação da turbina eólica. Assim, se a curva $C_p \times \lambda$ é conhecida para uma turbina eólica específica com raio de rotor da turbina R , é fácil construir a curva de C_p com a velocidade de rotação para qualquer velocidade de vento, v . Essas curvas serão de forma idêntica para as diferentes velocidades, porém serão diferentes com relação ao ‘alongamento’ destas, como pode ser visto na Figura 4 (b). Ademais, o ponto operacional ótimo da turbina eólica numa dada velocidade de vento é determinado pela velocidade do rotor para λ_{opt} . A velocidade ótima de rotação da turbina ω_{opt} será obtida após reescrever a Equação 2.5 como:

$$\omega_{opt} = \frac{\lambda_{opt} R}{v} \quad (2.8)$$

A velocidade ótica do rotor numa dada velocidade pode ser também obtida da Figura 4 (b). Percebe-se que a velocidade de rotação ótica para uma velocidade de vento específica depende do raio da turbina, o qual aumenta com a potência nominal da turbina, no caso 2 MW. Logo, quanto maior a potência nominal da turbina, menor a velocidade de rotação ótica.



(a)



(b)

Figura 4. Curvas $C_p \times \lambda$ (a) Para um ângulo de *pitch* fixo; (b) Para várias velocidades de vento.

(ACKERMANN, 2005)

2.2.4. Produção de Energia Eólica

Os seguintes aspectos devem ser destacados com relação à produção eólica.

2.2.4.1. Curva de Potência

Como apresentado na Equação 2.1, a potência disponível no vento varia com o cubo da velocidade do vento. Assim, um aumento de 10% na velocidade do vento, resulta um incremento de 30% na energia disponível.

A curva de potência de uma turbina eólica segue essa relação entre a velocidade de partida (*cut-in*), i.e., velocidade na qual a turbina eólica começa a operar, e a velocidade nominal. Na Figura 5, apresenta-se a curva de potência típica de uma turbina eólica com potência nominal de 1500 kW, com controle *pitch*. Tipicamente, a velocidade de *cut-in* está na faixa entre 3 a 6 m/s, dependendo do fabricante.

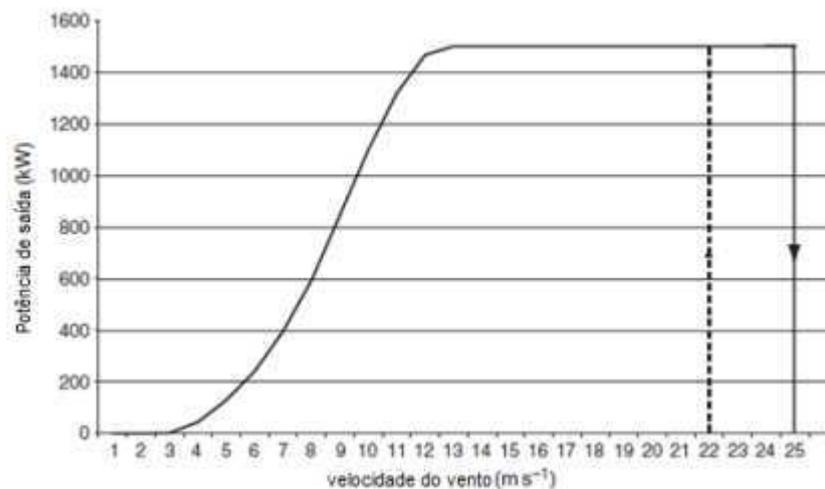


Figura 5. Curva de Potência de uma turbina eólica de 1500 kW (ACKERMANN, 2005)

Para velocidades do vento superiores à velocidade nominal, a máxima produção de potência será limitada, ou em outras palavras, algumas partes da energia disponível no vento serão ‘descartadas’. A regulação da potência de saída pode ser obtida com controle de *pitch* - i.e., mudança de configuração das pás de modo a controlar a potência - ou com controle de estol - i.e., o design aerodinâmico das pás do rotor regula a potência do aerogerador. Assim, a turbina eólica produz seu máximo de potência dentro de um intervalo de velocidade de vento, o qual possui como limite superior a velocidade de parada (*cut-out*). A velocidade *cut-out* do vento é a velocidade para qual a turbina eólica para sua produção de energia e funciona de

acordo com a velocidade principal do vento, ou seja, como um ventilador (CUSTÓDIO, 2009). Tipicamente, a velocidade de *cut-out* está na faixa entre 20 a 25 m/s, dependendo do fabricante.

A curva de potência depende da pressão do ar – i.e., a curva de potência varia de acordo com a altura acima do nível do mar assim como é alterada segundo a forma aerodinâmica das pás do rotor. A curva de potência de turbinas eólicas à velocidade fixa com controle por estol também pode ser influenciada pela frequência do sistema elétrico. Por fim, a curva de potência de um parque eólico não é obtida automaticamente pela junção das curvas individuais dos aerogeradores do parque, devido ao efeito esteira e sombreamento entre as turbinas.

2.2.4.2. Histerese e efeito *cut-out*

Se a velocidade do vento exceder a velocidade de *cut-out* - i.e. 25 m/s para a turbina eólica apresentada na Figura 5 –, a turbina para e interrompe a produção de energia. Isso pode ocorrer durante uma tempestade, por exemplo. Quando a velocidade do vento cai abaixo deste limite, as turbinas não irão voltar a operar imediatamente. De fato, existe um atraso considerado, dependendo da tecnologia com a qual a turbina foi concebida (*pitch*, estol ou estol ativo) e do regime de vento para o qual a turbina opera. O reinício da turbina eólica, também conhecido como ciclo de histerese, apresentada como a linha pontilhada na Figura 5, usualmente necessita de uma queda na velocidade do vento entre 3 e 4 m/s (ACKERMANN, 2005).

Para o sistema elétrico, a parada de produção de uma significativa quantidade de potência eólica decorrente de velocidades de vento superiores ao limite *cut-out* pode resultar perdas repentinas de energia eólica, além de perdas de faturamento severas. O ciclo de histerese então determina quando as turbinas eólicas serão ativadas novamente.

2.2.4.3. Função densidade de probabilidade

Como apresentado na seção 2.2.1, a produção de energia eólica de uma planta está relacionada com a velocidade do vento. Como a velocidade do vento é variável, esta produção de energia também varia. Entretanto, há duas exceções. Se a velocidade do vento estiver

abaixo da velocidade de *cut-in* ou acima da velocidade de *cut-out* do vento, então a produção de energia será nula.

A capacidade total instalada é assumida como C_{CI} . Existe uma probabilidade discreta de produção nula, p_0 , quando a velocidade do vento está abaixo do *cut-in* para todas as turbinas ou quando todas as turbinas estão fora de operação por causa de ventos fortes ou por problemas estruturais. Há também uma probabilidade discreta de capacidade nominal instalada, p_{CI} , quando a velocidade do vento para todas as unidades de controle *pitch* situa-se entre a velocidade nominal e a velocidade de *cut-out* ou quando, para todas as turbinas de controle por estol, a velocidade do vento recai no intervalo que corresponde à capacidade nominal. Entre estes dois níveis, há uma curva contínua onde para cada possível nível de produção há uma probabilidade correspondente. Há uma diferença estrutural entre a produção de energia eólica e de plantas convencionais, como a térmica e hidroelétrica. A diferença é que estas plantas possuem uma maior probabilidade, p_{CI} , que a capacidade instalada e uma menor probabilidade, p_0 , de produção de potência nula. Para plantas convencionais, existem normalmente apenas estas duas probabilidades (ACKERMANN, 2005).

Os valores de p_0 e p_{CI} diminuem com o aumento da quantidade total de energia eólica. Isto se deve ao fato que se há uma maior quantidade de energia eólica, as turbinas terão que ser espalhadas por maior área. Sendo assim, a probabilidade de velocidade nula em todos os locais ao mesmo tempo diminui. A probabilidade de altas velocidades de vento em todos os locais simultaneamente também irá diminuir.

2.2.4.4. Previsão da Energia Gerada

Para o cálculo da energia produzida por uma turbina eólica é necessário relacionar a curva de potência da turbina com a função da densidade de probabilidade de frequência do vento resultante em seu rotor.

Em energia eólica, a função utilizada para descrever a probabilidade de ocorrência do vento é a função de Weibull. A partir da curva de Weibull, pode-se determinar a frequência esperada de um determinado intervalo de velocidade de vento. Multiplicando a frequência esperada pelo número total de horas do período analisado, obtém-se o número de horas que o vento sopra com aquela velocidade aproximada durante o período. Ao multiplicar-se o número de horas de ocorrência daquela velocidade de vento pela potência associada a ela na curva de potência da turbina eólica utilizada, sabe-se a quantidade de energia que aquela

velocidade de vento é capaz de produzir naquele período. O somatório da contribuição de cada velocidade de vento leva à energia total produzida durante o período analisado.

Logo, a produção média de energia, P_m , de todas as unidades pode ser calculada como (ACKERMANN, 2005):

$$P_m = \int_0^{C_{CI}} x f_P(x) dx \quad (2.9)$$

Em que

P_m = produção média de energia [W];

C_{CI} = capacidade total instalada [W];

x = ocorrência de uma dada velocidade de vento;

$f_P(x)$ = valor de potência associado àquela velocidade de vento.

Por fim, há uma perda devido à variabilidade do vento. Como o vento não possui velocidade nominal (velocidade que corresponde à geração de potência nominal pela turbina) durante todo o período de tempo, a produção bruta de energia é igual à produção nominal de energia (energia gerada considerando todos os aerogeradores operando sempre na potência nominal) subtraída da perda devido à variabilidade do vento.

2.2.4.5. Fator de Capacidade

A razão P_m/C_{CI} é chamada de fator de capacidade, F_{cap} , e pode ser calculada para unidades individuais ou para a produção total de várias unidades. O F_{cap} depende dos recursos eólicos no local e do tipo de turbina eólica, porém geralmente situa-se na faixa de 0.25 (para locais com baixas velocidades de vento) a 0.55 (locais com velocidades de vento altas). O tempo útil em horas por ano é definido como $8760 P_m/C_{CI}$. Este valor gira em torno de 2200-3500 horas por ano. Em geral, se o tempo útil é alto, a unidade geralmente opera perto de sua capacidade nominal.

A produção anual de energia pode ser calculada como:

$$W = 8760 x P_m = C_{CI} x 8760 x F_{cap} = C_{CI} x t_{util} \quad (2.5)$$

Em que

W = produção Anual de Energia [Wh];

F_{cap} = fator de capacidade [adimensional];

t_{util} = tempo útil [horas].

Ocasionalmente, o tempo útil é interpretado como o ‘carregamento completo equivalente em horas’, o que é correto do ponto de vista da produção de energia, porém por vezes há má interpretação e este é assumido como tempo de operação da planta eólica.

Comparativamente com plantas de potência de base, como carvão ou nuclear, o tempo de utilização da planta eólica é baixo. Isto significa que a fim de obter a mesma produção de energia de planta de potência de base e de um parque eólico, a capacidade instalada do parque eólico deve ser significativamente maior.

2.2.4.6. Velocidade de ponta de uma turbina eólica

Turbinas com maior número de lâminas possuem uma baixa relação de velocidade de ponta, mas um alto torque de partida. Por outro lado, turbinas com apenas duas ou três lâminas possuem uma alta relação de velocidade de ponta com baixo torque de partida. Essas turbinas podem requerer a partida auxiliada caso a velocidade do vento atinja a faixa de operação. Uma alta relação de velocidade de ponta, contudo, permite o uso de uma menor e, portanto, mais leve caixa multiplicadora a fim de obter a alta velocidade necessária no eixo do gerador de potência.

3. Aero geradores

Atualmente, o objetivo principal dos sistemas de conversão eolielétricos é fornecer tensão de saída com frequência constante a partir de um sistema de velocidade variável. Logo, tal sistema pode fornecer energia com tensão e frequência constante, enquanto que a velocidade de rotação do rotor varia.

3.1. Controle de frequência de aerogeradores

3.1.1. Turbinas eólicas à velocidade constante

No início dos anos 1990, as turbinas eólicas instaladas operavam à velocidade constante. Isto significa que, independente da velocidade do vento, a velocidade do rotor da turbina eólica é constante e determinada pela frequência de fornecimento da rede, da relação do giro e do design do gerador.

É característico de turbinas eólicas à velocidade constante o uso de gerador de indução, com rotor de gaiola de esquilo ou bobinado, o qual é diretamente conectado à rede, com *soft-starter* e banco de capacitores para redução e compensação da potência reativa. Com o sincronismo do gerador de indução, o rotor opera com velocidade aproximadamente constante porque o sistema elétrico, mais forte, mantém a frequência do gerador, e, portanto, a velocidade do rotor (ACKERMANN, 2005).

O coeficiente de ponta de pá λ não pode ser mantido constante durante a operação, o que significa que a eficiência aerodinâmica alcança seu ótimo apenas com uma velocidade de rotor, a velocidade do vento do projeto da pá.

De modo a melhor adaptar a operação do rotor ao ponto ótimo e assim aumentar a produção de energia, fabricantes utilizam geradores de indução que apresentam duas configurações de velocidade de vento: uma utiliza velocidade de vento baixas, tipicamente 8 polos, operando com rotação baixa e outra, média e altas velocidades, tipicamente 4-6 polos, operando com alta velocidade rotacional (CUSTÓDIO, 2009).

A turbina à velocidade constante possui a vantagem de ser simples, robusta e confiável, além de bem testada. O custo das partes elétricas é baixo. Suas desvantagens são o consumo incontrolável de potência reativa, *stress* mecânico e controle limitado de qualidade de energia. Devido à operação à velocidade constante, todas as flutuações da velocidade do vento são transmitidas como flutuações no torque mecânico e posteriormente como flutuações na

potência elétrica na rede. Para o caso de redes fracas, as flutuações de potência podem também levar a flutuações de tensão, o que resulta em perdas nas linhas.

3.1.2. Turbinas eólicas à velocidade variável

Durante o fim da década de 1990, as turbinas eólicas à velocidade variável tornaram-se o tipo dominante entre as turbinas instaladas.

Turbinas eólicas à velocidade variável são feitas para obtenção da máxima eficiência aerodinâmica sobre uma faixa de velocidade de vento. Com a operação à velocidade variável, tornou-se possível continuamente a adaptação (acelerar ou desacelerar) da velocidade de rotação ω da turbina eólica à velocidade do vento v . Desse modo, a velocidade de ponta da pá λ é mantida constante num valor predefinido correspondente ao coeficiente de potência máximo. Contrariamente ao sistema com velocidade fixa, a operação à velocidade variável mantém o torque do gerador constante e as variações na velocidade do vento são absorvidas por mudanças na velocidade deste (CUSTÓDIO, 2009).

O sistema elétrico de uma turbina eólica à velocidade variável é mais complicado do que o de velocidade fixa. Tipicamente, este possui um indutor ou gerador síncrono, além de geradores de indução duplamente alimentados ou um gerador com escorregamento aumentado, sendo conectado à rede por meio de um conversor de potência. Tal conversor controla a velocidade do gerador. Com isso, as flutuações de potência causadas pelas variações no vento são absorvidas principalmente por mudanças na velocidade de rotação do gerador e conseqüentemente na velocidade de rotação da turbina eólica.

As vantagens dos aerogeradores com velocidade variável são o aumento na captura de energia, a melhora na qualidade da energia e a redução do *stress* mecânico na turbina eólica, dentre outras. As desvantagens, por sua vez, são as perdas elétricas na eletrônica de potência, o uso de mais componentes e o custo elevado devido aos equipamentos de eletrônica de potência.

As equações de aerodinâmica apresentadas no capítulo anterior fornecem um entendimento que turbinas eólicas à velocidade fixa devem ser projetadas de modo que a velocidade de rotação nominal destas seja a mais semelhante possível à média de velocidade de vento da área de instalação. Em qualquer outra velocidade, não será possível para este tipo de turbina manter a operação com coeficiente de potência ótimo.

Para turbinas à velocidade variável, a velocidade de rotação é ajustável dentro de uma faixa de velocidades de vento, de modo que o coeficiente de ponta de pá é mantido em seu

valor ótimo, λ_{opt} . Logo, o coeficiente de potência alcança seu valor máximo e, conseqüentemente, a potência mecânica de saída da turbina eólica será maior do que de uma equivalente operando a velocidade fixa para um intervalo de velocidades. Em velocidades mais altas, a potência mecânica é mantida em seu valor nominal por meio dos mecanismos de controle de potência, *pitch* ou estol ativo.

Na Figura 6, tem-se um exemplo que apresenta a potência mecânica para turbinas a velocidade fixa e variável. Mostra-se que a potência mecânica de saída é maior para a turbina eólica à velocidade variável em todas as velocidades de vento. Apenas para a velocidade de vento a 7 m/s, a potência mecânica de saída é a mesma.

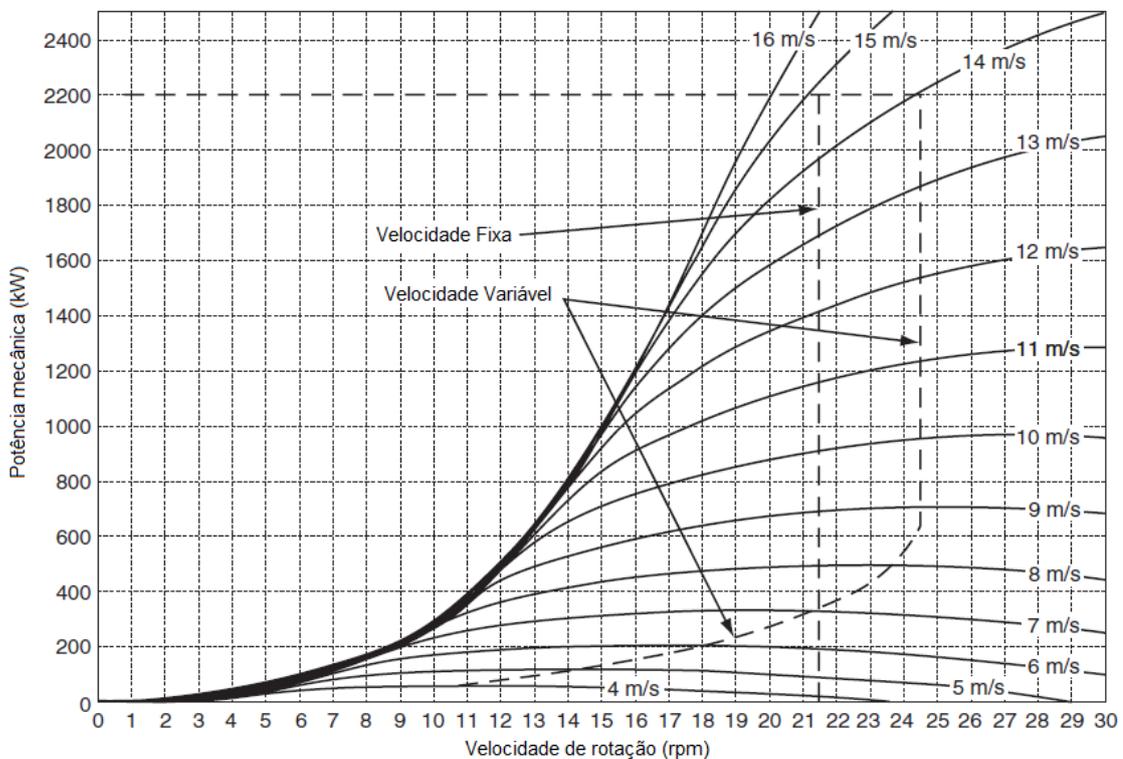


Figura 6. Curvas ilustrativas de potência mecânica de turbinas eólicas à velocidade fixa e variável para várias velocidades de vento (4 – 16 m/s). (ACKERMANN, 2005)

3.2. Controle de potência e velocidade de aerogeradores

Todos os aerogeradores são concebidos com algum tipo de controle de potência. Há três diferentes maneiras de controlar as forças aerodinâmicas no rotor da turbina e assim limitar a potência em ventos fortes de modo a evitar danos à turbina eólica.

O método de controle mais simples, robusto e barato é o controle por estol (controle passivo), em que as lâminas são colocadas no *hub* num ângulo fixo, atuando de forma passiva.

O *design* aerodinâmico do rotor provoca o estol, a perda de potência, quando a velocidade do vento excede um dado nível. Assim, a potência aerodinâmica nas lâminas é limitada. Esta regulação de potência de maneira lenta provoca menos perdas por flutuações de potência do que a regulação do *pitch*. Algumas desvantagens desse método são a baixa eficiência a baixas velocidades, o *start-up* não assistido e variações na máxima potência em estado permanente devido a variações na densidade do ar e na frequência da rede (CUSTÓDIO, 2009).

O segundo tipo de controle é o controle por *pitch* (controle de passo), no qual as pás podem ser viradas contra ou a favor do vento à medida que a potência de saída se torna muito alta ou muito baixa, respectivamente. As vantagens deste tipo de controle são o controle de potência sob todas as condições de vento, podendo alcançar a potência nominal mesmo em condições de baixa massa específica do ar, *start-up* assistido pela mudança de passo e parada de emergência, dentre outras. Do ponto de vista elétrico, um bom controle de potência significa que em altas velocidades de vento o valor médio da potência de saída é mantido próximo ao valor nominal do gerador. Algumas desvantagens são a maior complexidade decorrente do mecanismo de *pitch* e as altas flutuações de potência em altas velocidades de vento. A potência instantânea irá, em função de rajadas e da velocidade limitada do mecanismo de *pitch*, flutuar em torno do valor médio nominal de potência (CUSTÓDIO, 2009).

A terceira possível estratégia é o controle ativo de estol. Como o nome indica, o estol da lâmina é controlado ativamente pelo *pitching* das pás. Em baixas velocidades, as pás são viradas similarmente ao controle por *pitch* da turbina eólica, de modo a obter a máxima eficiência. Em velocidades mais altas, as pás vão diretamente a um controle por estol mais eficaz, sendo viradas suavemente à direção contrária ao do controle por *pitch* da turbina. O estol ativo da turbina eólica obtém uma potência limite mais suave, sem muitas flutuações como no caso anterior. Este tipo de controle possui a vantagem de compensar as variações na densidade do ar, além de pequenas mudanças serem necessárias no ângulo de passo para controlar a potência. A combinação com o mecanismo de *pitch* torna mais fácil a parada de emergência e o *start-up* das turbinas eólicas (CUSTÓDIO, 2009).

3.3. Geradores eólicos

Os geradores de energia elétrica utilizados em aerogeradores podem ser síncronos ou assíncronos, ligados diretamente à rede elétrica ou por meio de conversores tipo *back-to-back* (AC-DC-AC). Com relação ao uso de caixa multiplicadora mecânica, ou *Gear Box* (GB),

usada para adaptar a baixa velocidade da turbina a mais alta do gerador, este depende da filosofia utilizada pelo fabricante. No entanto, aerogeradores sem multiplicadores são considerados mais desenvolvidos tecnologicamente.

3.3.1. Aerogeradores com gerador assíncrono

Essas máquinas têm a vantagem de serem de construção simples e barata, dispensando mecanismos de sincronismo. Suas desvantagens são as altas correntes de partida e a demanda por potência reativa (ACKERMANN, 2005).

As configurações comuns aplicadas a geradores assíncronos em aerogeradores são:

- a) gerador de indução conectado diretamente à rede;
- b) gerador de indução conectado à rede via conversor, podendo ser projetados com controle de escorregamento ou com gerador duplamente alimentado.

Os aerogeradores com geradores de indução de rotor gaiola de esquilo ou *Squirrel Cage Induction Generator* (SGIC) são conectados diretamente à rede, sendo utilizados com velocidade constante. O controle de potência desta configuração pode ser feita por estol, *pitch* ou estol ativo. A geração ocorre sempre com velocidade acima da velocidade síncrona. Esta configuração é apresentada na Figura 7.

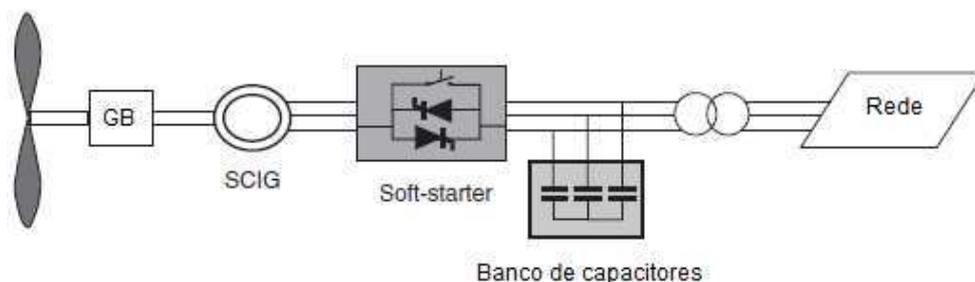


Figura 7. Gerador de Indução conectado diretamente à rede (ACKERMANN, 2005)

Geradores de indução ligados diretamente à rede podem apresentar problemas na operação em redes com baixo nível de curto-circuito, devido ao elevado consumo de potência reativa em situações de subtensão. Ademais, as altas correntes de partida são mitigadas por tiristor de controle, de forma a controlar o instante de energização do gerador. Por fim, a demanda por energia reativa pode ser suprida pelo uso de auto-excitação (ACKERMANN, 2005).

Geradores de indução de rotor bobinado ou *Wound Rotor Induction Generator* (WRIG) permitem o controle de escorregamento por meio do controle da resistência rotórica. O uso de enrolamento rotórico associado a uma resistência variável, em série, possibilita o controle da velocidade do gerador pela variação do escorregamento, mantendo a frequência elétrica do gerador no valor definido pelo sistema ao qual este está conectado, o que permite uma melhoria do desempenho do gerador para diferentes velocidades da turbina. Esta configuração é apresentada na Figura 8 (ACKERMANN, 2005).

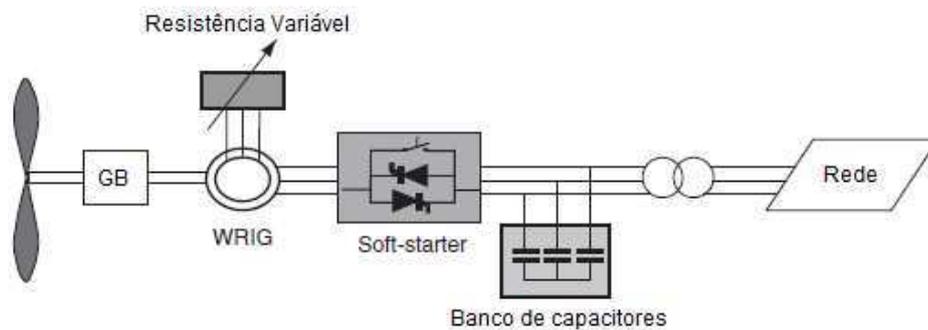


Figura 8. Gerador de Indução com controle de escorregamento (ACKERMANN, 2005)

Um gerador de indução duplamente alimentado ou *Doubly Fed Induction Generator* (DFIG) possui dois enrolamentos que apresentam velocidades síncronas diferentes. Neste caso, há controle de frequência rotórica, por meio de conversor de frequência ligado entre o rotor e o estator, o que permite a aplicação de uma tensão ao enrolamento do rotor bobinado. Assim, obtém-se o controle das potências ativa e reativa do gerador de indução, por meio de controle vetorial. A geração ocorre tanto para velocidade de rotação acima quanto abaixo da velocidade síncrona, em função da potência ativa ser drenada ou injetada no rotor. Este modelo é utilizado em aerogeradores de velocidade variável, com controle de *pitch* da turbina (CUSTÓDIO, 2009). Esta configuração é apresentada na Figura 9. Esta topologia possui como vantagens: baixa distorção harmônica, custo reduzido de inversor e filtros e o controle de tensões e correntes de rotor, o que permite à máquina permanecer em sincronia com a rede enquanto a velocidade da turbina varia. Como desvantagens, têm-se: necessidade de sistemas especiais inseridos no rotor durante faltas na rede e a operação controlada fora do intervalo de velocidades é impossível devido ao pico de tensão no rotor.

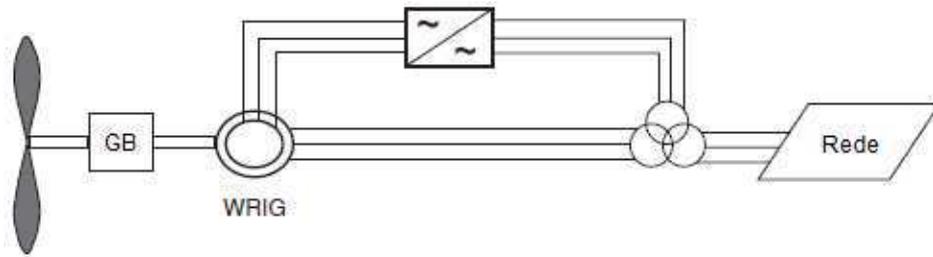


Figura 9. Gerador de Indução Duplamente Alimentado (ACKERMANN, 2005)

Por fim, há o gerador de indução conectado por meio de uma conversora de frequência. Neste caso, há necessidade de prover energia reativa para excitação do gerador, sendo feito por auto-excitação usando-se capacitores adequadamente dimensionados. Tais capacitores devem ser conectados antes do retificador, uma vez que a conversora de frequência faz isolamento galvânico entre o gerador e o sistema, não permitindo a absorção de energia reativa externa, seja do sistema elétrico ou de capacitores. Este arranjo é usado em aerogeradores à velocidade variável, já que a tensão produzida pelo gerador, numa frequência relacionada com a rotação da turbina, está isolada da tensão / frequência da rede, por meio da conversora (ACKERMANN, 2005). Tal configuração é apresentada na Figura 10. A linha tracejada ao longo da caixa multiplicadora indica que ela pode ou não existir nesta configuração.

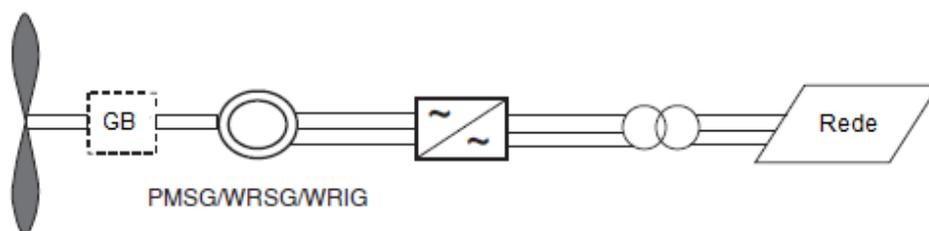


Figura 10. Gerador de Indução conectado à rede via conversor (ACKERMANN, 2005)

3.3.2. Aerogeradores com gerador síncrono

Os geradores síncronos associados a turbinas eólicas podem ser conectados diretamente à rede elétrica ou por meio de conversores estáticos, tipo *back-to-back*.

Para um gerador síncrono conectado diretamente à rede elétrica, a turbina eólica deverá ser de velocidade constante, de modo que a frequência elétrica gerada seja ajustada à da rede. De fato, mesmo em turbinas de velocidade constante haverá pequenas variações da sua rotação em função das modificações da velocidade de vento incidente, resultando variações na

frequência gerada. Este fato é uma desvantagem deste tipo de máquina, tornando-a pobre tecnicamente, o que exige que somente seja utilizada, em máquinas de grande porte, quando conectada a redes elétricas robustas que arrastem o gerador à frequência da rede (CUSTÓDIO, 2009).

Para aerogeradores de velocidade variável, os geradores síncronos são utilizados em conjunto com conversores de frequência que fazem a conexão do gerador com a rede elétrica. As configurações adotadas comercialmente, como as descritas abaixo, utilizam controle por *pitch*.

A conexão ao sistema elétrico é feita por meio de conversora de frequência eletrônica, formada pelo conjunto retificador/inversor. Esta configuração é apresentada na Figura 10. A tensão produzida pelo gerador síncrono é retificada e a corrente resultante é invertida, com o controle de frequência de saída sendo feito eletronicamente por meio do disparo dos tiristores da ponte inversora. Como a frequência produzida pelo gerador depende de sua rotação, esta será variável em função da variação da rotação da turbina. Contudo, por meio da conversora, a frequência da energia elétrica fornecida pelo aerogerador será constante e sincronizada com o sistema elétrico (ACKERMANN, 2005).

Para a configuração descrita na Figura 10, o gerador síncrono pode ser excitado eletricamente, *Wound Rotor Synchronous Generator* (WRSG), ou por meio de ímãs permanentes, *Permanent Magnet Synchronous Generator* (PMSG).

Uma máquina síncrona convencional possui os enrolamentos de campo do estator alimentados por corrente contínua levada até eles por meio de anéis deslizantes e escovas ou por meio de um gerador interno acoplado diretamente ao eixo da máquina, a excitatriz. Com relação às máquinas síncronas a ímãs permanentes, não há enrolamentos de campo, que são substituídos por ímãs permanentes de material magnético adequado. Ademais, não possuem igualmente escovas ou fonte de tensão contínua (FITZGERALD; KINSLEY; UMANS, 2006). Logo, a topologia de aerogerador com este tipo de máquina possui como vantagens: redução das perdas de excitação, menor custo de manutenção (sem escovas) e menor peso. Por outro lado, as desvantagens são: custo dos ímãs permanentes, excitação não controlada e, portanto, não é possível controlar o fator de potência da máquina.

3.4. Eletrônica de Potência

Turbinas eólicas à velocidade variável necessitam de um sistema de eletrônica de potência associado que seja capaz de ajustar a frequência e a tensão do gerador à rede. Desse

modo, devem-se levar em conta os benefícios e malefícios do uso da eletrônica de potência tanto para as turbinas eólicas quanto para a rede a qual elas estão conectadas.

A eletrônica de potência possui duas características:

a) frequência controlável: do ponto de vista das turbinas eólicas, a eletrônica de potência se faz muito importante devido à aplicação do conceito de operação à velocidade variável. Esta característica resulta em benefícios diretos às turbinas: (1) operação energética ótima; (2) cargas reduzidas do eixo da turbina, uma vez que variações na velocidade do vento são absorvidas por mudanças de rotação; (3) controle de carga; (4) solução prática sem o uso de caixa multiplicadora mecânica, já que o conversor de potência age como caixa multiplicadora elétrica; (5) emissão de ruído reduzida a baixas velocidades de vento (ACKERMANN, 2005). Por outro lado, para a turbina eólica, as desvantagens da eletrônica de potência são perdas e custos adicionais destes equipamentos;

b) características da planta: eletrônica de potência fornece a possibilidade de parques eólicos tornarem-se elementos ativos no sistema elétrico. Com relação à rede, essa possibilidade traz vantagens: (1) fluxo de potência ativa ou reativa do parque eólico é controlável; (2) conversor de potência pode ser usado como fonte local de potência reativa, para o caso de redes fracas; (3) parque eólico tem influência positiva na estabilidade da rede; (4) conversores de potência melhoram a qualidade da energia do parque eólico ao reduzir o nível de *flicker* assim como ao filtrar baixas harmônicas e limitar a potência de curto-circuito (ACKERMANN, 2005). Porém, do ponto de vista da rede conectada, a eletrônica de potência possui a desvantagem de gerar altas correntes harmônicas à rede.

Os dispositivos de eletrônica de potência necessários são: *soft-starters*, banco de capacitores, retificadores, inversores e conversores de frequência.

3.4.1. *Soft-starter*

Componente elétrico simples e barato, ele é usado em turbinas eólicas à velocidade fixa durante a conexão destas à rede, como pode ser visto nas Figuras 4 e 5. A função do *soft-starter* é reduzir a corrente *in-rush*, desse modo limitando as perturbações à rede. Sem ele, a corrente *in-rush* pode chegar a até 7-8 vezes a corrente nominal, causando sérias perturbações à tensão da rede.

3.4.2. Banco de capacitores

Componente que fornece potência reativa ao gerador de indução, o banco de capacitores é usado em turbinas eólicas operando à velocidade fixa ou variável, como pode ser visto nas Figuras 7 e 8. Logo, a potência reativa absorvida da rede pelo gerador é minimizada. São geralmente montados na base da torre. Podem sofrer danos em caso de sobretensões da rede, o que aumenta os custos de manutenção do sistema.

3.4.3. Retificadores e inversores

Um conversor de frequência tradicional é composto por: um retificador (unidade de conversão AC / DC) que converte corrente alternada em corrente contínua, enquanto o fluxo de energia vai ao sistema DC; armazenamento de energia (capacitores); um retificador (DC / AC) que converte corrente contínua em corrente alternada, com o fluxo de energia indo ao lado AC.

O gerador e o retificador devem ser selecionados em conjunto (i.e. solução completa), enquanto que o inversor pode ser escolhido quase de maneira independente. A solução de retificador a diodo ou retificador a tiristor pode ser usada em conjunto apenas como geradores síncronos, uma vez que estes não necessitam de corrente de magnetização reativa. Ao contrário disto, retificadores GTO, *Gate Turn-Off Thyristor*, e IGBT, *Insulated Gate Bipolar Transistor*, devem ser usados em conjunto com geradores de indução à velocidade variável, pois são capazes de controlar a potência reativa. Contudo, mesmo IGBTs sendo a escolha mais atrativa, estes possuem desvantagem de serem caros e possuírem altas perdas (ACKERMANN, 2005).

3.4.4. Conversores de frequência

Há várias diferentes maneiras de combinação entre retificadores/inversores ao conversor de frequência. Existem cinco tecnologias aplicadas para velocidade variável: *back-to-back*, Multinível, Tandem, Matriz e Ressonante. Esta seção se concentra apenas no conversor *back-to-back* devido ao fato de ser o tipo mais utilizado.

O conversor *back-to-back* é conversor de potência bidirecional composto de dois conversores convencionais PWM, *Pulse Width Modulation*. Esta topologia é apresentada na Figura 11. O link DC de tensão é levado a um nível maior do que a amplitude da tensão fase-

fase da rede de modo a obter o controle completo da corrente da rede. A presença de uma indutância *boost* reduz a demanda na entrada do filtro de correntes harmônicas e oferece proteção ao conversor contra condições anormais da rede (ACKERMANN, 2005).

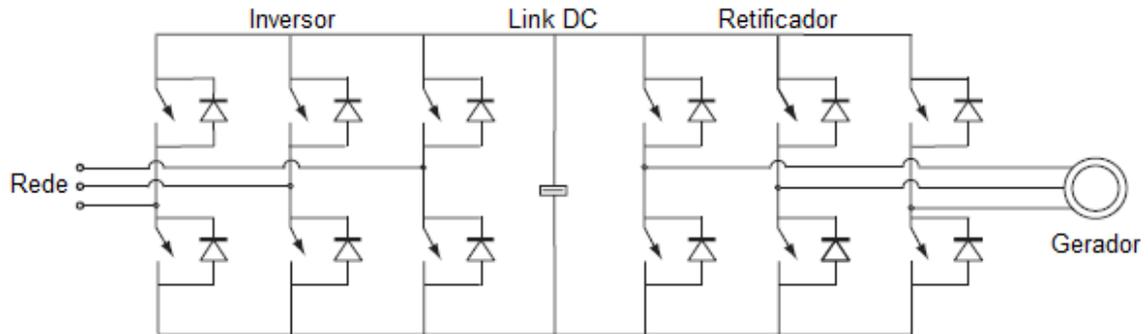


Figura 11. Estrutura do conversor de frequência *back-to-back* (MOHAN; UNDELAND, ROBBINS; 2009)

3.5. Mercado Eólico

A Tabela 2 (RENERGY nº 8, 2012; ALSTOM, 2012; FUHLÄNDER, 2012; GAMESA, 2012; GE, 2012; IMPSA, 2012; SIEMENS, 2012; SUZLON, 2012; VESTAS, 2012; WOBLEN, 2012) contém a lista dos maiores fornecedores de turbinas eólicas no mercado brasileiro (Julho de 2012), contendo configuração adotada, conceito de controle de velocidade e frequência, tensão gerada no rotor, faixa de velocidades de operação do rotor e velocidades de *cut-in* e *cut-out* médias para 10 minutos. Pode-se perceber que a configuração mais usada é a turbina à velocidade variável com controle de *pitch*, assim como que para parques eólicos *onshore* a potência utilizada não excede 3.0 MW.

Tabela 2. Modelos de turbinas eólicas no mercado do Brasil

Modelo, Fabricante	Características Técnicas	Comentários
Alstom, França: ECO 100, 3.0 MW	Controle <i>Pitch</i> Velocidade Variável GB: Ausente	WRIG Tensão nominal estator: 1000 V Faixa de velocidades rotor: 7.94 – 14.3 r.p.m Velocidades <i>cut-in</i> ; <i>cut-out</i> : 3; 25 m/s
Fuhrländer, Alemanha: FL3000, 3.0 MW	Controle <i>Pitch</i> Velocidade Variável GB: Presente, com relação 1:35.52	PMSG Tensão nominal estator: 720 V Faixa de velocidades rotor: 6.0 – 16.0 r.p.m Velocidades <i>cut-in</i> ; <i>cut-out</i> : 3; 25 m/s
Gamesa, Espanha: G114, 2.0 MW	Controle <i>Pitch</i> Velocidade Variável GB: Presente, com relação 1:127.1	DFIG Tensão nominal estator: 690 V Faixa de velocidades rotor: 9.6 – 17.8 r.p.m Velocidades <i>cut-in</i> ; <i>cut-out</i> : 2,5; 25 m/s
GE Wind, USA: GE1.6-100, 1.6 MW	Controle <i>Pitch</i> Velocidade Variável GB: Presente	DFIG Tensão nominal estator: 690 V Velocidade nominal rotor: 16.2 r.p.m Velocidades <i>cut-in</i> ; <i>cut-out</i> : 3,5; 25 m/s
Impsa Wind, Argentina: IWP 100, 2.0 MW	Controle <i>Pitch</i> Velocidade Variável GB: Ausente	PMSG Tensão nominal estator: 690 V Faixa de velocidades rotor: 5.0 – 15.0 r.p.m Velocidades <i>cut-in</i> ; <i>cut-out</i> : 3; 22 m/s
Siemens, Finlândia: SWT2.3-108, 2.3 MW	Controle <i>Pitch</i> Velocidade Variável GB: Presente, com relação 1:91	WRIG Tensão nominal estator: 690 V Faixa de velocidades rotor: 6.0 – 16.0 r.p.m Velocidades <i>cut-in</i> ; <i>cut-out</i> : 4; 25 m/s
Suzlon, Índia: S97, 2.1 MW	Controle <i>Pitch</i> Velocidade Variável GB: Presente, com relação 1:118.6	DFIG Tensão nominal estator: 690 V Faixa de velocidades rotor: 12.0 – 15.5 r.p.m Velocidades <i>cut-in</i> ; <i>cut-out</i> : 4; 20 m/s
Vestas, Dinamarca: V112, 3.0 MW	Controle <i>Pitch</i> Velocidade Variável GB: Presente, com relação 1:113.2	PMSG Tensão nominal estator: 710 V Faixa de velocidades rotor: 6.2 – 17.7 r.p.m Velocidades <i>cut-in</i> ; <i>cut-out</i> : 3; 25 m/s
Wobben, Alemanha: E82, 3.0 MW	Controle <i>Pitch</i> Velocidade Variável GB: Ausente	WRIG Tensão nominal estator: 440 V Faixa de velocidades rotor: 6.0 – 19.5 r.p.m Velocidades <i>cut-in</i> ; <i>cut-out</i> : 3; 28 m/s

4. Qualidade da Energia

A injeção de potência eólica numa rede elétrica afeta a qualidade da tensão, apresentando características de desvios do nível de tensão e forma de onda. A magnitude destes desvios determina a qualidade da energia elétrica produzida e fornecida. Para a energia eólica, o efeito da injeção de potência é mais severo devido à característica variável da velocidade do vento, seja em condições de operação normal, seja em condições especiais, para curtos períodos de tempo. Como a qualidade da tensão exige que esta esteja dentro de limites a fim de suprir os demais equipamentos, este efeito deve ser analisado e garantido antes da instalação.

Dessa maneira, o conhecimento acerca das características elétricas das turbinas eólicas faz-se necessário, pois, em caso contrário, o resultado pode ser um *design* inadequado quando da conexão à rede. As características elétricas das turbinas eólicas são especificadas pelo fabricante, mas são dependentes do local de instalação. Isso significa que de posse dos parâmetros para uma turbina eólica específica, o impacto esperado deste tipo de turbina em termos de qualidade de tensão quando aplicado a um local específico, possivelmente como um grupo de turbinas, pode ser conhecido.

A partir da necessidade de documentação consistente e replicável acerca das características da qualidade de energia para as turbinas eólicas, a *International Electrotechnical Commission* (IEC) produziu a norma IEC 61400-21 (IEC, 2001). Tal norma descreve os procedimentos para determinação das características da qualidade de energia de turbinas eólicas. Atualmente os grandes fabricantes de turbinas eólicas fornecem dados de qualidade de energia de acordo com esta.

4.1. Características de qualidade de energia em turbinas eólicas

De acordo com a IEC 61400-21, os parâmetros seguintes são relevantes para caracterização da qualidade de energia de uma turbina eólica (ACKERMANN, 2005):

- a) dados nominais (P_n , Q_n , S_n , U_n e I_n);
- b) máxima potência permitida, P_{mc} (média a cada 10 minutos);
- c) máxima potência medida, P_{60} (média em 60 segundos) e $P_{0,2}$ (média em 0.2 segundos);
- d) potência reativa, Q , média em 10 minutos como função da potência ativa;

- e) coeficiente *flicker* $c(\psi_k, v_a)$ para operação contínua como função do ângulo de fase de impedância da rede ψ_k e da velocidade média anual do vento, v_a ;
- f) número máximo de operação de chaveamento especificado para uma turbina eólica dentro de um período de 10 minutos, N_{10} , e para um período de 2 horas, N_{120} ;
- g) fator de passo *flicker*, $k_f(\psi_k)$, e fator de mudança de tensão, $k_u(\psi_k)$, para operações especificadas de chaveamento como função do ângulo de fase de impedância da rede ψ_k ;
- h) máximas correntes harmônicas, I_h , durante a operação contínua para dados médios em 10 minutos para cada harmônica até a quinquagésima.

4.1.1. Dados nominais

Os dados nominais de uma turbina eólica, P_n , Q_n , S_n e I_n são definidos a seguir (ACKERMANN, 2005):

- a) potência nominal, P_n , é a máxima potência elétrica contínua de saída a qual uma turbina eólica deve obter em condições normais de operação;
- b) potência reativa nominal, Q_n , é a potência reativa da turbina eólica enquanto operando na potência, tensão e frequência nominais;
- c) potência aparente nominal, S_n , é a potência aparente da turbina eólica enquanto operando na potência, tensão e frequência nominais;
- d) corrente nominal, I_n , é a corrente da turbina eólica enquanto operando na potência, tensão e frequência nominais;

4.1.2. Máxima potência permissível

A potência de saída média em 10 minutos pode, dependendo do *design* da turbina eólica, exceder seu valor nominal. Assim, o parâmetro da máxima potência permissível, P_{mc} , fornece uma definição clara da máxima potência média em 10 minutos que pode ser esperada de uma turbina eólica (ACKERMANN, 2005).

Turbinas eólicas com controle ativo de potência de saída, i.e., velocidade variável, controle de *pitch* ou estol ativo, geralmente fornecem $P_{mc} = P_n$.

Turbinas eólicas com controle passivo de potência de saída, i.e., velocidade fixa, turbinas com controle estol, são comumente ajustadas com P_{mc} 20% maior que P_n .

4.1.3. Máxima potência medida

A, P_{60} , potência máxima medida para valores médios em 60 segundos, e $P_{0.2}$, potência máxima medida com valores médios em 0.2 segundos, têm dois objetivos. Primeiro, P_{60} e $P_{0.2}$ devem ser considerados em conjunto com ajustes de proteção de relés; segundo, eles possuem particular relevância para operação de turbinas eólicas em redes isoladas (ACKERMANN, 2005).

Uma turbina à velocidade variável pode tipicamente fornecer $P_{60} = P_{0.2} = P_n$ enquanto que para turbinas à velocidade fixa, com controle por *pitch* ou estol, $P_{0.2}$, será comumente maior que P_n .

4.1.4. Potência Reativa

A potência reativa de uma turbina eólica é especificada numa tabela de valores médios a cada 10 minutos como função da potência de saída média em 0.10%, ..., 90 % da potência nominal. Além disso, a potência reativa para P_{60} , $P_{0.2}$ e P_{mc} deve ser especificada (ACKERMANN, 2005).

Turbinas eólicas com gerador de indução conectadas diretamente à rede consomem potência reativa em função da potência ativa de saída. O consumo é tipicamente compensado por banco de capacitores que são conectados em etapas.

Turbinas eólicas que lançam mão de conversores de frequência são comumente capazes de controlar a potência reativa a zero. Além disso, podem também possivelmente fornecer ou consumir potência reativa de acordo com as necessidades, sendo tal tarefa limitada pelo tamanho do conversor.

4.1.5. Flickers

As flutuações de potência oriundas das turbinas eólicas durante a operação contínua provocam flutuações de tensão correspondentes na rede. A amplitude de tais flutuações de tensão dependerá não apenas da magnitude da rede relativamente à amplitude das flutuações de potências como também do ângulo de fase da impedância conectada e do fator de potência da turbina eólica (CUSTÓDIO, 2009).

Flickers são variações rápidas da tensão em baixas frequências, 35 Hz ou menos. Tais oscilações são visíveis pelo olho humano, causando cintilações bruscas na iluminação de

lâmpadas, daí a origem deste nome. Elas podem ser medidas usando um flickerômetro como descrito na IEC 61000-4-15 (IEC, 1997).

Logo, define-se coeficiente *flicker* como uma medida normalizada da máxima emissão de *flicker* (99%) de uma turbina eólica durante operação contínua (ACKERMANN, 2005):

$$c(\psi_k, v_a) = P_{st} \frac{S_k}{S_n} \quad (4.1)$$

Em que

c = coeficiente flicker [adimensional];

P_{st} = emissão de *flicker* pela turbina eólica de curta duração [adimensional];

S_n = potência aparente nominal da turbina eólica [MVA];

S_k = potência aparente de curto-circuito da rede ou ponto de conexão [MVA].

O coeficiente *flicker* é característico da máquina e varia de acordo com as condições de vento e do ângulo de passo da pá do rotor. Ele deve ser dado como 99% para valores especificados do ângulo de fase da impedância da rede (30°, 50°, 70° e 85°) e da velocidade média anual do vento (6 m/s, 7.5 m/s, 8.5 m/s e 10 m/s) (ACKERMAN, 2005).

A extensão do efeito *flicker* depende da inércia do gerador usado. Em turbinas eólicas à velocidade variável ou geradores com alto escorregamento, que lançam mão de conversores estáticos, esperam-se coeficientes *flicker* baixos, enquanto que para turbinas eólicas à velocidade fixa, acoplados diretamente à rede através de gerador assíncrono com baixo escorregamento, médios (controle por estol) a altos (controle por *pitch*) (ACKERMAN, 2005).

4.1.6. Número máximo de operações de chaveamento

Os seguintes casos de operações de chaveamento são relevantes como causa significativa de flutuações de tensão (ACKERMANN, 2005; CUSTÓDIO, 2009):

- a) *start-up* de turbinas eólicas na velocidade do vento de *cut-in*;
- b) *cut-out* de turbinas eólicas na velocidade do vento nominal;
- c) pior caso de chaveamento entre geradores (aplicável apenas para turbinas eólicas com mais de um gerador ou gerador com múltiplos enrolamentos).

As operações aceitáveis de chaveamento dependem não apenas do impacto na tensão da rede como também na maneira como elas ocorrem. Assim, o número máximo de operações acima mencionadas dentro de um período de 10 minutos, N_{10} , e de um período de 2 horas, N_{120} , deve ser regulado. N_{10} e N_{120} devem estar de acordo com sistemas de controle das turbinas eólicas.

Mudanças de tensão durante operações de chaveamento são devido a correntes *in-rush* e às respectivas mudanças na potência ativa e reativa da turbina eólica. Para turbinas à velocidade fixa, o *soft-starter* limita a corrente *in-rush* para o gerador assíncrono. O *soft-starter* geralmente é baseado na tecnologia de tiristores e limita o valor da corrente *in-rush* do máximo valor RMS ao nível abaixo do dobro da corrente nominal do gerador (ACKERMANN, 2005).

4.1.7. Fator de passo *flicker*

O fator de passo *flicker* é uma medida normalizada da emissão de *flicker* para uma única operação de chaveamento de uma turbina eólica (ACKERMANN, 2005):

$$k_f(\psi_k) = \frac{1}{130} \frac{S_k}{S_n} P_{st} T_p^{0.31} \quad (4.2)$$

Em que

T_p = duração da variação de tensão decorrente da operação de chaveamento [s];

O fator de passo *flicker* deve ser especificado para valores de ângulo de fase da impedância da rede (30°, 50°, 70° e 85°) e para tipos específicos de operações de chaveamento (ACKERMANN, 2005).

Em turbinas eólicas à velocidade variável, esperam-se fatores de passo *flicker* baixos, enquanto que para turbinas eólicas à velocidade fixa, médios (controle por *pitch*) a altos (controle por estol).

4.1.8. Fator de mudança de tensão

O fator de mudança de tensão é uma medida normalizada da mudança de tensão causada por uma única operação de chaveamento da turbina eólica:

$$k_u(\psi_k) = \sqrt{3} \frac{U_{max} - U_{min}}{U_n} \frac{S_k}{S_n} \quad (4.3)$$

Em que

U_{max} = tensão máxima fase-neutro devido ao chaveamento [V];

U_{min} = tensão mínima fase-neutro devido ao chaveamento [V];

U_n = tensão nominal fase-fase [V].

O fator de mudança de tensão deve ser especificado para valores de ângulo de fase da impedância da rede (30°, 50°, 70° e 85°) e para tipos específicos de operações de chaveamento (ACKERMANN, 2005).

Em turbinas eólicas à velocidade variável, esperam-se fatores de mudança de tensão baixos, enquanto que para turbinas eólicas à velocidade fixa, médios (controle por *pitch*) a altos (controle por estol).

4.1.9. Harmônicos

Os harmônicos são distorções de tensão ou corrente com frequências múltiplas inteiras da onda fundamental. Às distorções que não são múltiplos inteiros da frequência fundamental, nomeiam-se inter-harmônicas.

A emissão de harmônicos de corrente durante a operação contínua de uma turbina eólica com um conversor de eletrônica de potência deve ser especificada. As correntes harmônicas individuais serão dadas como uma média temporal em 10 minutos dos dados de cada harmônica até a ordem 50, com a potência de saída fornecendo o máximo valor individual para cada harmônica de corrente. Ademais, a máxima corrente de distorção harmônica total deve ser especificada também (ACKERMANN, 2005).

4.2. Características de qualidade de energia em turbinas eólicas

As interferências observadas, provocadas por aerogeradores, são flutuações de tensão no domínio do tempo, tais como sobretensões, *flickers* (1 a 35 Hz), harmônicos (50 Hz ou 60 Hz a 2,5 kHz ou 3 kHz) e picos e afundamento de tensão. Os conversores estáticos, usados em configurações à velocidade variável, produzem variações de tensões e picos de potência ativa

e reativa devido às operações chaveamento durante o *cut-in*, *cut-out* ou comutação de aerogerador, no caso de máquinas com dois aerogeradores (CUSTÓDIO, 2009).

A qualidade da energia produzida por um parque eólico deve considerar os seguintes aspectos (CUSTÓDIO, 2009):

- a) variação de potência da turbina eólica;
- b) potência reativa e fator de potência;
- c) transitórios de chaveamento elétrico;
- d) *flickers*;
- e) harmônicos de tensão e corrente.

Na Tabela 3, apresentam-se as interferências provocadas na rede pelos aerogeradores e suas possíveis causas.

Tabela 3. Interferências dos aerogeradores no sistema elétrico e causas (CUSTÓDIO, 2009)

Interferência no sistema elétrico	Causa(s)
Sobretensão	Produção de potência
Flutuações de tensão e <i>flickers</i>	Operações de chaveamento; efeito de sombra da torre; erro no passo da pá; erro de direcionamento; rajada de vento; flutuações da velocidade do vento
Harmônicos	Inversor de frequência; controle de tiristores
Consumo de energia reativa	Componentes indutivos; gerador assíncrono
Picos e afundamentos de tensão	Operações de chaveamento

Do ponto de vista do parque eólico, os principais parâmetros da qualidade da energia elétrica são: energia reativa, estabilidade de tensão, harmônicos e *flickers*, além das condições especiais de operação, que também afetam a qualidade da energia produzida: partida de um aerogerador e de um parque eólico, parada de um aerogerador e comutação de geradores (CUSTÓDIO, 2009).

Sucintamente, o solicitante de acesso ao sistema elétrico deve manter as características deste dentro das faixas especificadas pelos Procedimentos de Rede (BRASIL, 2012). Dentre

tais características estão, mas não se limitando, fator de potência, limites de distorção harmônica e *flickers*.

Com relação aos *flickers*, estes podem ser causados por (CUSTÓDIO, 2009):

- a) flutuações aerodinâmicas de potência, devido ao efeito da sombra da torre;
- b) oscilações de potência da turbina provocadas por rajadas de vento;
- c) variações de potência devido ao gradiente de vento;
- d) variações de potência causadas por rápidas mudanças e turbulências do vento;
- e) vibrações na turbina causadas por erros no controle dos ângulos de ataque, α , resultando diferentes ângulos nas pás da turbina, β ;
- f) rápidas oscilações nas potências ativa e reativa provocadas por flutuações e oscilações no sistema de controle.

Os fenômenos acima descritos representam variações no torque mecânico da turbina, o que resulta em variação no torque eletromagnético do gerador e, em consequência, variações na potência e tensão geradas.

O efeito de sombra da torre na pá é a perda de fluxo de vento quando da passagem da pá da turbina em frente à torre, causada pela sombra aerodinâmica da torre da turbina. Em turbinas com 3 pás, modelos predominantes em parques *onshore*, a frequência da flutuação de potência da turbina e do aerogerador é três vezes a frequência de rotação da turbina (CUSTÓDIO, 2009).

O gradiente de vento é a variação da velocidade do vento com a altitude, dentro da área varrida pelo rotor da turbina eólica. Tal variação faz com que as pás, no seu giro ao redor do eixo do rotor, sejam expostas a ventos de maior intensidade na parte superior de sua trajetória e a ventos mais fracos na parte inferior (CUSTÓDIO, 2009).

A existência de *flicker* relacionada a ações de controle da turbina é proveniente do movimento da turbina de modo a alinhá-la com o vento incidente. Porém, esta reorientação da turbina não é rápida, devido à variação constante da direção do vento, à inércia da rotação da turbina e à resistência do ar, fazendo com que, durante a reorientação, as pás da turbina fiquem submetidas a ventos diferentes, o que resulta em oscilação de conjugado produzido. De forma análoga, a atuação de controle sobre as pás das turbinas, de modo a regular a potência gerada para velocidades de vento acima da nominal também provoca *flicker* (CUSTÓDIO, 2009)

Com relação aos harmônicos de tensão, eles são causados pelos sistemas inversores eletrônicos, unidades de controle dos tiristores e capacitores, sendo mensurados pela distorção

de tensão harmônica total (DTHT). Por sua vez, os harmônicos de corrente estão associados à carga com característica de impedância não linear.

Quando da partida de um aerogerador, tem-se uma elevada relação entre a corrente de partida e a corrente nominal. Ademais, observa-se também uma grande oscilação de corrente, de alta frequência, que deforma ainda mais a forma de onda no terceiro período da onda de tensão, resultado da energização dos capacitores de compensação do aerogerador. Porém, o transitório da energização dos capacitores é praticamente eliminado pelo uso de relé estático, responsável pela energização de capacitores quando o valor da tensão é zero (CUSTÓDIO, 2009).

Para a partida do parque eólico, os transitórios dos aerogeradores individuais podem se somar. Contudo, dificilmente haverá coincidência nestas partidas, devido a pequenas diferenças nas velocidades do vento em cada aerogerador. Ademais, deve-se assegurar que a degradação causada pela absorção abrupta de energia reativa, feita pelos geradores, está dentro dos limites regulamentados. Para os harmônicos de tensão durante este instante, percebe-se que somente os de quinta, sétima, décima primeira e décima terceira ordem são significativos (CUSTÓDIO, 2009).

Quando da parada de um aerogerador, observa-se uma lenta redução da velocidade da turbina provocada pelo controle aerodinâmico de velocidade em função da alteração de *pitch* das pás do rotor da turbina. A potência ativa tem redução acentuada devido à rápida diminuição da potência do aerogerador em função desta mudança. Ademais, o desligamento dos capacitores, quando da parada do aerogerador, provoca imediato aumento de energia reativa pelo gerador, para posterior declínio.

Por fim, para comutação de geradores de diferentes potências, as características observadas são as mesmas que apresentadas acima para a partida de um aerogerador, percebendo os transitórios comuns da partida, porém sendo repetidos em instantes distintos.

5. Conexão de parques eólicos

A potência elétrica num parque eólico varia em função da velocidade do vento, que, por sua vez, não é constante. As usinas eólicas podem, inclusive, não produzir energia elétrica durante um período de calmaria, razão pela qual o regime de uso da usina eólica não pode ser dependente da carga. Deve haver despacho apenas em função da velocidade do vento (CUSTÓDIO, 2009).

O despacho de geração diário, na operação do SIN, deve ser feito com o uso maximizado da energia eólica. Nesse sentido, a complementaridade entre o regime de vento e as afluições das bacias brasileiras é uma vantagem a ser explorada, de modo a armazenar-se energia na forma de água, além de captá-la para demais usos, acumulada nos reservatórios das usinas hidrelétricas, que teriam seu despacho reduzido quando da maior geração eólica.

Essas características impõem à energia eólica um papel de complementaridade energética, de fonte de energia secundária do sistema. Não é possível um sistema elétrico abastecido apenas por essa fonte, com risco de incapacidade nos controles de geração e da operação do sistema.

Sendo assim, a integração de altos níveis de penetração, mais de 30%, ao já grande existente sistema de potência interligado pode requerer um redesenho cuidadoso do sistema elétrico e da operação desde já existente, em funções essencialmente econômicas. Em muitos sistemas de potência, o desafio reside não apenas na incorporação de altos níveis de penetração, mas também como lidar com o aumento gradual da energia eólica (CUSTÓDIO, 2009).

O parque eólico é composto por um conjunto de aerogeradores conectados em paralelo, denominados circuitos. Cada um destes circuitos é composto por no máximo 7 aerogeradores conectados em série. A Figura 12 contém um diagrama unifilar, ilustrando um arranjo típico de uma usina eólica.

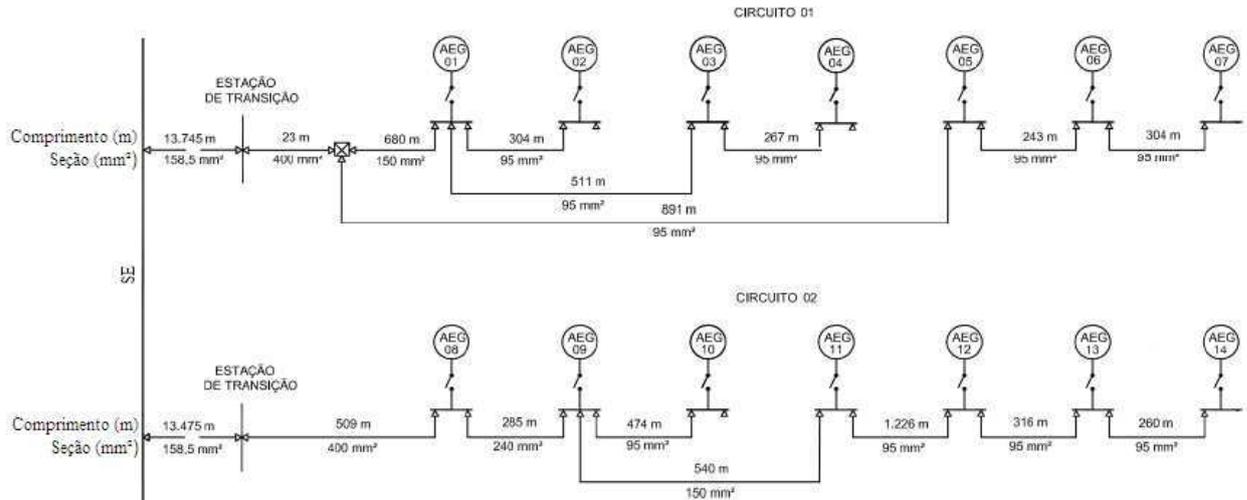


Figura 12. Diagrama Unifilar simplificado típico de usinas eólicas

A geração da energia elétrica nos aerogeradores situa-se entre 400V e 700V, o que exige a instalação de um transformador elevador na saída de cada aerogerador. Estes transformadores de saída são conectados a um barramento de uma subestação dedicada ao parque eólico. O papel desta subestação é interligar os aerogeradores do parque e conectá-lo ao transformador de potência com função de elevar a tensão até o nível adequado para conexão ao sistema elétrico ou rede de distribuição, a depender do ponto de conexão.

Quando da conexão dos aerogeradores ao sistema elétrico de potência, devem-se observar os efeitos da injeção de potência, devido às características da produção e qualidade da energia gerada. Alguns fenômenos importantes são (CUSTÓDIO, 2009):

- a) colapso de tensão e problemas na qualidade da tensão;
- b) perdas elétricas na rede;
- c) regulação de tensão;
- d) despacho de potência.

Os problemas acima mencionados são preocupantes se o sistema elétrico apresentar potência de curto-circuito pequena. Isto porque poderão acontecer vários problemas de recomposição da tensão após faltas na rede, já que a tensão no ponto de conexão é baixa pós-falta. De modo a restaurar a produção de potência à baixa tensão, os geradores assíncronos dos aerogeradores demandam um maior fluxo de potência reativa do sistema. Neste caso, a recuperação da tensão poderá ser impossível, sofrendo o sistema elétrico de potência um colapso. Para solucionar o problema da estabilidade de tensão, as medidas adotadas são (CUSTÓDIO, 2009):

- a) reforço no sistema elétrico: linhas de transmissão e cabos;

- b) instalação de compensação reativa: compensadores síncronos, capacitores e compensadores estáticos;
- c) conexão ao sistema elétrico em corrente contínua.

No Brasil, o ONS e demais órgãos de planejamento adotam que a potência da usina eólica não ultrapasse 8% da potência de curto-circuito no ponto de conexão à rede.

Ademais, no ponto de conexão do parque eólico, recomenda-se considerar os seguintes reflexos (CUSTÓDIO, 2009):

- a) avaliação do nível de curto-circuito com a presença da central geradora;
- b) avaliação da capacidade de disjuntores, barramentos, transformadores de corrente e malha de terra;
- c) avaliação da adequação dos sistemas de proteção envolvidos com a integração da central geradora e revisão dos ajustes associados a esta.

A regulação de tensão depende da capacidade do sistema. A escolha da solução depende dos custos da alternativa. A compensação reativa pode ser uma solução. Ademais, compensadores estáticos podem melhorar os limites de estabilidade da rede, de acordo com a estratégia de controle adotada, eliminando sobretensões que ocorrem em condições de ilhamento, além de mitigar flutuações de tensão decorrentes do torque pulsante das turbinas eólicas quando em sincronismo.

O despacho de potência é dificultado pela característica de geração variável da energia eólica. Este problema é crítico em casos de grande penetração da energia eólica, em níveis superiores a 20% da capacidade da geração do sistema elétrico. Enquanto essa participação for pequena, o controle de frequência e a regulação de potência são feitos pelas usinas convencionais, despachadas pelo ONS.

As exigências técnicas que devem ser atendidas pelos aerogeradores quando da conexão ao SIN são apresentados na Tabela 4. Além destes, outros requisitos mínimos são também normatizados, tais como (CUSTÓDIO, 2009):

- a) variações de tensão em regime permanente;
- b) desequilíbrio de tensão;
- c) flutuação harmônica;
- d) distorção harmônica;
- e) requisitos específicos para o sistema de proteção do gerador.

Tabela 4. Requisitos Técnicos para conexão ao sistema de potência (BRASIL, 2012)

Requisito	Descrição	Benefício
Operação em regime de frequência não nominal	<p>(a) Operação entre 56,5 e 63 Hz sem atuação dos réles de sub e sobre-frequências instantâneos;</p> <p>(b) Operação abaixo de 58,5 Hz por até 20 segundos;</p> <p>(c) Operação entre 58,5 e 61,5 Hz sem atuação dos réles de sub e sobre-frequência temporizados;</p> <p>(d) Operação acima de 61,5 Hz por até 10 segundos;</p>	Evitar o desligamento dos geradores quando de déficit de geração, antes que o esquema de alívio de carga atue completamente ou em condições de sobrefrequência controláveis.
Geração / Absorção de reativos	<p>O parque eólico, no ponto de conexão, deve propiciar recursos para, em potência ativa nominal e quando solicitado pelo ONS, operar com fator de indutivo ou capacitivo dentro da faixa específica abaixo:</p> <p>(a) Fator de potência mínimo 0,95 capacitivo;</p> <p>(b) Fator de potência mínimo 0,95 indutivo.</p>	Participação efetiva no controle de tensão, com melhoria nas margens de estabilidade de tensão.
Operação em regime de tensão na nominal	<p>No ponto de conexão do parque eólico</p> <p>(a) Operação entre 0,90 e 1,10 p.u. da tensão nominal sem atuação dos réles de sub e sobretensão temporizados;</p> <p>(b) Operação entre 0,85 e 0,90 p.u. da tensão nominal por até 5 segundos.</p>	Evitar o desligamento da usina quando há várias de tensão no sistema.
Participação em Sistemas Especiais de Proteção	Possibilidade de desconexão automática ou redução de geração mediante controle de passo das pás	Minimizar consequências de perturbações no sistema, incluindo sobrefrequências para ilhamentos.

5.1. Conexão em redes de distribuição

Para parques eólicos de potência menor, se torna mais econômico a conexão em alimentadores de distribuição, além da facilidade destes serem mais usualmente disponíveis nos locais onde se deseja instalar as turbinas eólicas.

Quando o parque eólico é conectado a um alimentador, o qual possui baixa capacidade e potência de curto-circuito, o cuidado com as características elétricas é mais rigoroso. A utilização de plantas eólicas pode causar os seguintes efeitos na rede de distribuição (CUSTÓDIO, 2009): (a) assimetria de tensão; (b) flutuações de tensão; (c) *flicker* devido às flutuações de tensão; (d) harmônicos; (e) inter-harmônicos; (f) efeitos de ressonância; (g) aumento da potência de curto-circuito, com possíveis descoordenações da proteção; (h) aumento da tensão de operação.

Contudo, a conexão de um parque eólico numa linha de distribuição redistribui os fluxos e poderá melhorar o perfil de tensão da rede (CUSTÓDIO, 2009). O uso de geradores assíncronos minimiza o segundo efeito, já que necessitam absorver energia reativa da rede para sua excitação.

O controle da tensão em redes de distribuição com injeção de energia eólica deve receber cuidados para manutenção dos níveis de tensão e frequência entre limites adequados. O uso de capacitores de compensação é uma solução econômica e eficiente para fornecimento de energia reativa aos geradores e à rede. Ademais, quando a penetração da energia eólica é grande, devem-se estudar cautelosamente as interferências futuras e os ajustes necessários à operação do sistema (CUSTÓDIO, 2009).

5.2. Estudos elétricos de conexão de aerogeradores

Para a implantação de parques eólicos, fazem-se necessários estudos elétricos, tais como: fluxo de potência, estabilidade transitória e de tensão, análise harmônica, perdas, etc. Tais estudos são definidos por meio dos Procedimentos de Rede (BRASIL, 2012). Quando a relação entre a potência de curto-circuito do sistema e da capacidade dos aerogeradores é pequena, ou seja, em sistemas fracos ou com grande penetração de energia eólica, para estudar a integração dos aerogeradores adequadamente é necessário ter bons modelos de todos os aerogeradores e da rede elétrica.

Para modelagem de aerogeradores, a integração ao sistema elétrico de potência pode ser modelada teoricamente de acordo com o diagrama equivalente do tipo de gerador utilizado,

síncrono ou assíncrono, levando em conta o ponto de conexão entre o aerogerador e a rede. O modelo deve fornecer a tensão, corrente e potência elétrica para uma velocidade de vento constante. Para máquinas de indução, à medida que a velocidade do vento muda, varia o torque mecânico da turbina e, conseqüentemente, o torque eletromagnético do gerador, por meio da mudança de escorregamento do rotor. Logo, para se estudar o comportamento elétrico do aerogerador deste tipo em diferentes injeções de potência, relativas a diferentes velocidades do vento, deve-se fazer a análise dos circuitos para cada valor de escorregamento relativo à potência estudada (CUSTÓDIO, 2009).

Ademais, é necessário observar com atenção a importância da magnitude da impedância de curto-circuito na estabilidade da conexão do aerogerador com o sistema elétrico. Para sistemas fortes, i.e., com alta impedância de curto-circuito, a conexão de um aerogerador é fácil e sem perturbações. Em contrapartida, para sistemas fracos, deve-se estudar cuidadosamente a influência (tensão, frequência e corrente) e possíveis perturbações dos aerogeradores na qualidade e estabilidade do sistema elétrico.

Com relação aos estudos de fluxo de potência, modelagens especiais são necessárias, de acordo com o algoritmo utilizado. No Brasil, tem-se o programa Análise de Redes Elétricas - ANAREDE (ANAREDE, 2012), desenvolvido pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica - CEPTEL, da Eletrobras, que lança mão do método *Newton-Raphson*. Este programa usa modelos de regime permanente com 2 barras ou o circuito equivalente dinâmico do sistema para, respectivamente, obter os estudos de regime permanente e comportamento dinâmico do gerador eólico em análise.

O modelo equivalente referente ao conversor de potência *back-to-back* contém o aerogerador, o retificador, o inversor, a rede e, entre o retificador e o inversor, a interligação em corrente contínua, conforme apresentado na Figura 11, em que é instalada a indutância *boost* reator de alisamento. Este reator tem a função de suavizar o *ripple* produzido pela retificação da senóide na conversão AC/DC e de armazenar a energia indutiva capaz de alimentar uma falta durante alguns segundos, fornecendo contribuição à potência de curto-circuito do sistema sem esforços adicionais ao aerogerador (CUSTÓDIO, 2009).

Para os estudos dinâmicos e transitórios eletromecânicos são necessários modelos equivalentes específicos, adequados a cada algoritmo adotado. O software *Alternative Transient Program - ATP* (ATP, 2012) é o programa computacional referência nesta área.

Estudos de interligação dos aerogeradores aos sistemas elétricos

Quando da interligação de parques e turbinas eólicas com a rede elétrica, os fatores essenciais que devem ser avaliados são (CUSTÓDIO, 2009):

- a) potência de curto-circuito da rede no ponto de acoplamento;
- b) potência aparente nominal da turbina eólica;
- c) propriedades especiais do sistema (projeto elétrico, método de operação);
- d) efeito combinado de várias turbinas equivalentes na rede;
- e) limites de capacidade dos equipamentos da rede elétrica, tais como disjuntores e transformadores de corrente.

No caso de partidas de aerogeradores com geradores de indução, as altas correntes podem ser diminuídas com o uso de unidade de controle com tiristores e com o uso de estratégia de controle para gerenciar a sequência de partida de aerogeradores.

Os estudos de regime permanente e transitórios eletromecânicos devem verificar se uma determinada linha de transmissão ou alimentador é capaz de suportar o fluxo de potência elétrica a ser injetada pela usina eólica e se o sistema permanece estável para determinadas condições de operação, em especial os distúrbios. Ademais, verificam-se os níveis de tensão nos barramentos das subestações, validando o atendimento aos limites técnicos.

Os estudos de fluxo de potência determinam as influências da penetração da geração eólica nos parâmetros do sistema elétrico de potência, tais como tensão nos barramentos e fluxos de linhas de transmissão. Logo, torna-se possível determinar se o sistema é capaz de suportar essa penetração de potência.

Para avaliar o desempenho elétrico da rede na qual a usina eólica será conectada, deve-se realizar os seguintes estudos complementares (BRASIL, 2012):

- a) estudos de estabilidade dinâmica para analisar a influência na rede elétrica de operação das centrais geradoras eólicas;
- b) estudos dinâmicos para identificar possíveis situações de desligamento das centrais eólicas da rede elétrica; nestas situações será verificada a necessidade do desenvolvimento de uma análise transitória de abertura de disjuntores em oposição de fase;
- c) definição das proteções intrínsecas das centrais geradoras eólicas e das instalações de conexão, visando à compatibilidade com proteções sistêmicas;
- d) estudos de qualidade da energia na geração eólica, com avaliação dos níveis de *flicker* para operação em regime permanente; análise de variação de tensão e dos níveis de *flicker* na central eólica nas condições apresentadas no capítulo 4;

- e) estudos de qualidade da energia no ponto de conexão da central geradora, com avaliação de harmônicos e análise da variação de tensão e de *flicker*;

Nos estudos de estabilidade dinâmica dos aerogeradores:

- a) manutenção da estabilidade dinâmica dos aerogeradores;
- b) religamento automático de linhas de transmissão para avaliação dos esforços torsionais produzidos nos eixos das máquinas;
- c) aplicação de faltas com vista a analisar a capacidade do gerador eólico em manter-se em operação durante perturbações;
- d) avaliação da estabilidade do sistema, em face da variação brusca da potência da central eólica, i.e., considerando a desconexão completa da central eólica, de um de seus alimentadores ou das centrais eólicas existentes numa mesma conexão com a rede elétrica.

A integração de uma usina eólica no sistema elétrico poderá exigir melhorias na rede ou nos mecanismos de operação do sistema. Podem ser necessárias soluções para alocação/otimização de compensação reativa, para mitigação de flutuações de tensão e de harmônicos, ou para ampliação da capacidade de conexão ou transporte de energia.

6. Considerações finais

O trabalho desenvolvido e apresentado neste trabalho de conclusão de curso constitui uma abordagem clara e sucinta dos principais aspectos relacionados à energia eólica. Os corretos entendimento e conhecimento deste tema são fundamentais, uma vez que tal fonte de energia tem sido a principal vencedora, com acelerado crescimento, nos últimos leilões de energia realizados no Brasil, com tarifas competitivas frente às fontes de energia geradoras tradicionais do sistema elétrico brasileiro.

Conclui-se terem sido alcançados todos os resultados esperados e superados com sucesso as principais dificuldades. Entretanto, salienta-se a dificuldade na obtenção de fontes bibliográficas confiáveis para a elaboração deste trabalho. Ademais, vale salientar a não existência de normas brasileiras específicas para, por exemplo, regulamentação do nível de emissão de ruído de aerogeradores.

6.1. Trabalhos Futuros

Ações futuras que venham a melhorar, complementar, adicionar ou corrigir os resultados, conclusões e observações deste trabalho são de grande valia para o entendimento deste tema. Diante disso, algumas propostas de trabalhos futuros são apresentadas nesta seção.

Primeiramente, ressalta-se a não realização de testes experimentais, e consequente apresentação destes, ao longo do trabalho. Ademais, sugere-se a abordagem e o detalhamento de determinados temas que ficaram ao largo deste trabalho, como, por exemplo, as filosofias de proteção aplicadas a aerogeradores, além do panorama atual do conceito de minigeração aplicado à energia eólica.

Enfim, é importante o desenvolvimento de pesquisas e centros de formação de profissionais para este grande, porém ainda pouco desenvolvido, mercado. Especial atenção deve ser dada ao nordeste, em função do seu real potencial de energia eólica em exploração e ainda a ser explorado. Tal potencial significa aportes financeiros preciosos para o desenvolvimento desta região, trazendo prosperidade a áreas, não raro, esquecidas e pobres.

7. Referências Bibliográficas

- [1] ACKERMANN, Thomas. **Wind Power in Power Systems**. 1 ed. Inglaterra: John Willey & Sons, 2005. 695 p.
- [2] ALSTOM ECO 100. Especificações Técnicas. Disponível em: < <http://www.alstom.com/brazil/pt/>>. Acesso em: 27 de maio 2012.
- [3] ANAREDE. Especificações Técnicas. Disponível em: < <http://www.anarede.cepel.br/>>. Acesso em: 30 de maio 2012.
- [4] ATP. Especificações Técnicas. Disponível em: < <http://www.emtp.org/about.html>>: Acesso em 30 de maio 2012.
- [5] BIBLIOTECA UNISINOS. **Guia para Elaboração de Trabalhos Acadêmicos**: artigos, dissertação, projeto, trabalho de conclusão de curso e tese. 2009. 99f. Universidade do Vale do Rio dos Sinos, São Leopoldo, 2009.
- [6] BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Banco de Informações de Geração**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.asp>>. Acesso em: 01 de jul. 2012.
- [7] BRASIL. Ministério de Minas e Energia. **Proinfra**. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/programas/proinfra/>>. Acesso em 01 de maio 2012.
- [8] BRASIL. Operador Nacional do Sistema Elétrico. **Procedimentos de Rede**. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/procedimentos/index.aspx>>. Acesso em: 28 de maio 2012.
- [9] CUSTÓDIO, Ronaldo. S. **Energia Eólica para Produção de Energia Elétrica**. Rio de Janeiro: Eletrobras, 2009. 295 p.
- [10] FITZGERALD, A. E.; KINGSLEY Jr., Charles; UMANS, Stephen O. **Máquinas Elétricas**. Bookman. 6 ed. 2006. 648 p.
- [11] FÜRHLANDER FL 3000. Especificações Técnicas. Disponível em: <<http://www.fuhrlaender.de/br.html>>. Acesso em: 27 de maio 2012.
- [12] GAMESA G114. Especificações Técnicas. Disponível em: <<http://www.gamesacorp.com/en/gamesaen/>>. Acesso em: 27 de maio 2012.

- [13] GENERAL ELECTRIC Wind G1.6-100. Especificações Técnicas. Disponível em: <<http://www.ge-energy.com/wind>>. Acesso em: 27 de maio 2012.
- [14] GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL. **Global Wind 2008 Report**. Disponível em: <<http://www.gwec.net/fileadmin/documents/Global%20Wind%202008%20Report.pdf>>. Acesso em: 01 de maio 2012.
- [15] GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL. **Global Wind Statistics 2011**. Disponível em: <<http://www.gwec.net/>>. Acesso em: 01 de maio 2012.
- [16] IMPSA Wind IWP-100. Especificações Técnicas. Disponível em: <<http://www.impsa.com/pt/SitePages/IMPISA.aspx>>. Acesso em: 27 de maio 2012.
- [17] INTERNATIONAL ELETROTECHNICAL COMISSION. **IEC 61000-4-15**: Testing and Measurement Techniques. Section 15: Flickermeter – Functional and Design Specifications. Switzerland, 1997.
- [18] INTERNATIONAL ELETROTECHNICAL COMISSION. **IEC 61400-21**: Measurement and Assessment of Power Quality Characteristics of Grid Connected Wind Turbines. Switzerland, 2001.
- [19] MOHAN, Ned; UNDELAND, Tore M.; ROBBINS, William P. **Power Electronics: Converters, Applications and Design**. Oxford: Clarendon Press. 3 ed. 2002. 824 p.
- [20] REVISTA RENERGY BRASIL. Fortaleza, n.7, 2011. Mensal. ISSN 2178-5732.
- [21] REVISTA RENERGY BRASIL. Fortaleza, n.8 2011. Mensal. ISSN 2178-5732.
- [22] REVISTA RENERGY BRASIL. Fortaleza, n.9 2012. Mensal. ISSN 2178-5732.
- [23] SIEMENS SWT 2.3-108. Especificações Técnicas. Disponível em: <<http://www.energy.siemens.com/fi/en/power-generation/renewables/wind-power/>>. Acesso em: 27 de maio 2012.
- [24] SILVA, G. R. **Características de Vento da Região Nordeste**: Análise, Modelagem e Aplicações para Projetos de Centrais Eólicas. 2003. 131f. Dissertação (Mestrado) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica. Universidade Federal de Pernambuco, Recife, 2003.
- [25] SILVESTREIN, Carlos. **Geração distribuída vai contribuir para a matriz energética**. ABRACE. Disponível em: <<http://www.abrace.org.br/port/noticias/ler.asp?id=24285>>. Acesso em 01 de maio 2012.

[26] SUZLON S97. Especificações Técnicas. Disponível em: < <http://www.suzlon.com/>>. Acesso em: 27 de maio 2012.

[27] VESTAS V112. Especificações Técnicas. Disponível em: < <http://www.vestas.com/>>. Acesso em: 27 de maio 2012.

[28] *WIND POWER MONTHLY*. Disponível em: < <http://www.windpowermonthly.com/>>. Acesso em: 01 de maio 2012.

[29] WOBLEN E82. Especificações Técnicas. Disponível em: < <http://www.wobben.com.br/>>. Acesso em: 27 de maio 2012.