

Universidade Federal de Pernambuco – UFPE
Centro de Tecnologia e Geociências – CTG
Departamento de Engenharia Elétrica – DEE
Curso de Engenharia Elétrica



ENERGIA EÓLICA: UMA REVISÃO BIBLIOGRÁFICA
COM ÊNFASE NA TECNOLOGIA DOS AEROGERADORES

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

POR

CARLOS MENEZES DINIZ NETO

Professor orientador: METHÓDIO VAREJÃO DE GODOY

FEVEREIRO / 2014

Catálogo na fonte
Bibliotecário Vimário Carvalho da Silva, CRB-4 / 1204

D585e Diniz Neto, Carlos Menezes.
 Energia eólica: uma revisão bibliográfica com ênfase na
tecnologia dos aerogeradores. / Carlos Menezes Diniz Neto. -
Recife: O Autor, 2014.
 xii, 66 folhas, il., foto., color., p&b, gráfs., tabs.

 Orientador: Prof^o. Methódio Varejão de Godoy.

 Graduação (TCC) – Universidade Federal de Pernambuco.
CTG. Departamento de Engenharia Elétrica, 2014.
 Inclui Referências bibliográficas, listas de figuras, de tabelas, de
siglas e símbolos.

 1. Engenharia Elétrica. 2. Energia eólica. 3. Geração. 4.
Aerogeradores. I. Godoy, Methódio Varejão de (orientador). II.
Título.

621.45 CDD (22. ed.)

UFPE
BCTG/2014-074

AGRADECIMENTOS

Ao prof. Methódio, pela orientação acadêmica e conselhos extra-acadêmicos.

Às coordenações passada e presente, pelo apoio e dedicação ao curso e seus alunos.

Aos parentes, pela paciência e compreensão.

A Maria Eugênia, por tudo.

“O bom senso é a coisa mais bem partilhada; pois cada um julga estar dele tão bem provido, que aqueles mesmos que são mais difíceis de contentar em qualquer outra coisa, não costumam desejar ter dele mais do que já têm”.

René Descartes, Discurso do Método, 1637.

RESUMO

O setor elétrico brasileiro passou por grandes transformações nas últimas duas décadas, não apenas em termos jurídicos e regulatórios, mas também nas questões técnicas, pois ocorre simultaneamente: o esgotamento das alternativas hidroelétricas, uma demanda crescente que diminui as margens de folga da operação e expansão da geração e transmissão; aumento da consciência ambiental, desestimulando o uso de grandes reservatórios ou usinas termoelétricas, e o surgimento de novas alternativas de geração, como a energia eólica e solar e da biomassa. Inicialmente estimulada por subsídios, como o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), a energia eólica compete nos atuais leilões de energia sem qualquer privilégio e a preços competitivos, atendendo simultaneamente à modicidade tarifária e à manutenção da participação de fontes renováveis em nossa matriz energética. Em seu papel social, as universidades devem preparar recursos humanos para esta mudança de paradigma. Desta forma, este trabalho buscou não apenas mostrar a crescente importância da geração eólica, mas também as tecnologias envolvidas nos aerogeradores, responsáveis por converter a energia do vento em eletricidade para o uso da sociedade. A tecnologia envolvida nestes equipamentos, apesar de análoga à geração convencional, representa uma mudança de paradigma na forma como ocorre a conversão eletromecânica de energia, sendo constante ao longo do texto a ênfase nas semelhanças e diferenças entre esta nova geração e o modelo hidrotérmico já tecnologicamente consolidado. Os novos parques eólicos estão inseridos no Sistema Interligado Nacional e desta forma também estão sujeitos às exigências das agências regulatórias e do Operador Nacional do Sistema. Nestes termos, o texto buscou ilustrar os estudos e aspectos técnico-regulatórios sobre a conexão da geração eólica ao sistema elétrico, as semelhanças e diferenças do comportamento destas máquinas na condição de curto-circuito, suas características de regime permanente e transitório e sua participação na estabilidade do sistema.

ABSTRACT

In the last two decades, the Brazilian electricity sector has undergone huge transformations, not only in legal, regulatory terms, but also in technical aspects, for it is observed simultaneously: the depletion of competitive, hydroelectric alternatives; an ever growing demand which diminishes margins of both operation and expansion of power generation and transmission; the increase of environmental awareness which discourages the use of large dams or thermal power plants; and the appearance of new power generation alternatives, such as biomass, solar and wind power. Initially stimulated on subsidies, such as PROINFA, wind power disputes nowadays energy auctions without privileges and at competitive prices, complying simultaneously with affordable tariffs and the maintenance of the share of renewable sources in Brazilian installed power generation capacity. In its social role, universities must prepare human resources to this paradigm shift. Thereby, this work tried to show not only the increasing importance of wind power but also the technology involved in wind turbines, responsible for converting wind energy in electricity for the purposes of modern society. This technology, despite being analogous to conventional power generation, still represents a paradigm shift in the way electromechanical energy conversion is done, being constant along the text the emphasis on the similarities and differences between this new way of generating power and the already technologically developed hydrothermal model. New wind farm are being inserted on the National Interconnected System and as such they are subject of approval of regulatory agencies and from the Operator of National Electricity System (ONS). In such terms, the text tried to: illustrate the studies and technical and legal aspects involved in the connection of wind power to the electrical power system; similarities and differences between the behavior of this machinery under short circuit condition; their steady state and transient dynamics; and the role of wind power in the system stability.

SUMÁRIO

LISTA DE FIGURAS	ix
LISTA DE TABELAS	x
LISTA DE SIGLAS	xi
LISTA DE SÍMBOLOS	xii
1 INTRODUÇÃO	01
1.1 Objetivos	02
1.1.1 Objetivo principal	02
1.1.2 Objetivos específicos	03
1.2 Organização do documento	04
2. A ENERGIA EÓLICA NO BRASIL	05
2.1. Mecanismos da dinâmica dos ventos	05
2.2. Caracterização dos ventos brasileiros	08
2.3. O potencial eólico brasileiro	10
2.4. Fabricantes de aerogeradores no Brasil	14
2.5. A inserção da energia eólica no mercado de energia	17

2.6. Desafios do setor	18
2.6.1. Dificuldades de transporte e logística	18
2.6.2. Conexão ao sistema elétrico	19
2.6.3. Incerteza na produção de parques eólicos	20
 3. ASPECTOS TECNOLÓGICOS DOS AEROGERADORES	22
3.1. Princípios básicos de conversão de energia eólica	22
3.2. Tecnologia das pás	25
3.3. Sistema de transmissão mecânica e nacele	26
3.4. Sistemas de regulação da potência convertida	28
3.4.1 Controle azimuthal	28
3.4.2 Controle de pitch	30
3.4.3 Controle passivo por estol	30
3.5. Topologia de geradores elétricos	31
3.5.1 Gerador de indução de gaiola de esquilo	31
3.5.2. Gerador de indução de rotor bobinado, alimentação simples	32
3.5.3. Gerador de indução de rotor bobinado, alimentação dupla	33
3.5.4. Gerador síncrono com conversor pleno	34
3.6. Classificação de aerogeradores e a norma IEC 61.400	36
 4. ASPECTOS ELÉTRICOS DE AEROGERADORES: ESTUDO DO CURTO-CIRCUITO E DE CONEXÃO	39

4.1. Diferenças da geração eólica em comparação com a geração hidrotérmica	39
4.2. Exigências para a conexão da geração eólica ao sistema elétrico nacional	40
4.3. Estudos de curto-circuito em aerogeradores	45
4.3.1 Curto-circuito no gerador de indução de gaiola de esquilo	45
4.3.2. Gerador de indução de rotor bobinado e alimentação simples	48
4.3.3. Gerador de indução de rotor bobinado e alimentação dupla	51
4.3.4. Gerador síncrono com conversor pleno	54
5. CONCLUSÕES	56
5.1. Objetivos alcançados	56
5.2. Sugestão de trabalhos futuros	59
REFERÊNCIAS	61

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 - <i>Circulação dos ventos planetários</i>	05
Figura 2.2 - <i>O vento em interação com o solo</i>	07
Figura 2.3 - <i>Complementaridade das energias eólica e hídrica no NE</i>	09
Figura 2.4 - <i>Complementaridade das gerações eólica e hídrica na Bahia</i>	10
Figura 2.5 - <i>Potencial eólico brasileiro a 50 metros do solo</i>	11
Figura 2.6 - <i>Fábricas de naceles, torres e pás no Brasil</i>	15
Figura 2.7 - <i>Participação de fabricantes na capacidade instalada no PROINFA e estimada por levantamento da citada</i>	16
Figura 3.1 - <i>Dinâmica das forças em turbina de eixo horizontal</i>	23
Figura 3.2 - <i>Rotor do tipo Savonius, Darrieus e H, respectivamente</i>	24
Figura 3.3 - <i>A nacele de um modelo da Vestas e seus componentes</i>	27
Figura 3.4 - <i>Turbina eólica com controle azimutal passivo caudal</i>	29
Figura 3.5 - <i>Sistema de controle azimutal da NM-52, do aerogerador NEG Micon</i>	29
Figura 3.6 - <i>Controle das turbinas Nibe-A e B, por pitch e estol, respectivamente</i>	31
Figura 3.7 - <i>Gerador de indução de gaiola</i>	32
Figura 3.8 - <i>Gerador de indução de rotor bobinado</i>	33
Figura 3.9 - <i>Gerador de indução duplamente alimentado</i>	34
Figura 3.10 - <i>Gerador síncrono com conversor pleno</i>	35
Figura 3.11 - <i>Corte transversal de um aerogerador da Enercon</i>	36
Figura 4.1 - <i>Tempos mínimos de Low Voltage Ride Through</i>	45
Figura 4.2 - <i>Modelo de gaiola simples para curto-circuito em gerador de indução</i>	47
Figura 4.3 - <i>Arranjo de gerador de indução com rotor bobinado e circuito chopper</i>	49
Figura 4.4 - <i>Influência do ajuste da resistência ajustável no decaimento da corrente de curto</i>	50
Figura 4.5 - <i>Circuito em regime permanente do gerador de indução duplamente alimentado, modelos T e L, respectivamente</i>	51
Figura 4.6 - <i>Arranjo básico do gerador de indução duplamente alimentado</i>	52
Figura 4.7 - <i>Patente da Vestas de circuito crowbar para proteção do inversor do curto-circuito</i>	53
Figura 4.8 - <i>Equivalente de sequência positiva de gerador síncrono com conversor pleno</i>	55

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 - <i>Potencial eólico, em GW instalável, do estado de Alagoas</i>	12
Tabela 2.2 - <i>Potencial eólico, em GW instalável, do estado da Bahia</i>	13
Tabela 2.3 - <i>Potencial eólico, em GW instalável, do estado do Ceará</i>	13
Tabela 2.4 - <i>Potencial eólico, em GW instalável, do estado do Espírito Santo</i>	13
Tabela 2.5 - <i>Potencial eólico, em GW instalável, do estado de Minas Gerais</i>	13
Tabela 2.6 - <i>Potencial eólico, em GW instalável, do estado do Paraná</i>	13
Tabela 2.7 - <i>Potencial eólico, em GW instalável, do estado do Rio de Janeiro</i>	14
Tabela 2.8 - <i>Potencial eólico, em GW instalável, do estado do Rio Grande do Norte</i>	14
Tabela 2.9 - <i>Potencial eólico, em GW instalável, do estado do Rio Grande do Sul</i>	14
Tabela 2.10 - <i>Potencial eólico, em GW instalável, do estado de São Paulo</i>	14
Tabela 2.11 - <i>Participações no custo do projeto de central eólica</i>	15
Tabela 2.12 - <i>Resultados da energia eólica nos leilões de 2009 a 2011</i>	18
Tabela 3.1 - <i>Classificação de aerogeradores segundo a norma IEC</i>	37
Tabela 4.1 - <i>Máximo THD em conexão a um parque eólico igual ou acima de 69 kV</i>	44

LISTA DE SIGLAS

ABEEÓLICA – Associação Brasileira de Energia Eólica.
ABNT – Associação Brasileira de Normas Técnicas.
ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica.
ASPE - ES – Agência de Serviços Públicos de Energia do Estado do Espírito Santo.
CBEE – Centro Brasileiro de Energia Eólica.
CEMIG – Companhia Energética de Minas Gerais.
CEPEL – Centro de Pesquisas em Energia Elétrica.
CHESF – Companhia Hidroelétrica do São Francisco.
COELBA – Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia.
COPEL – Companhia Paranaense de Energia.
CTGÁS - ER – Centro de Tecnologias do Gás e Energias Renováveis.
EPE – Empresa de Pesquisa Energética.
FINAME – Financiamento de Máquinas e Equipamentos.
IEC – International Electrotechnical Commission.
IPHAN – Instituto do Patrimônio Histórico e Artístico Nacional.
LER – Leilão de Energia de Reserva.
MME – Ministério de Minas e Energia.
NBR – Normas Brasileiras.
ONS – Operador Nacional do Sistema.
PROINFA – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica.
SEINFRA - BA – Secretaria de Infraestrutura do Estado da Bahia.
SEINFRA - CE – Secretaria de Infraestrutura do Estado do Ceará.
SEMA - RS – Secretaria de Meio Ambiente do Estado do Rio Grande do Sul.
SERHS - SP – Secretaria de Energia, Recursos Hídricos e Saneamento do Estado de São Paulo.
SIN – Sistema Interligado Nacional.
TUST – Tarifa de Uso dos Sistemas de Transmissão.
TUSD – Tarifa de Uso dos Sistemas de Distribuição.

LISTA DE SÍMBOLOS

A	Área de uma dada superfície onde ocorre escoamento do vento
E_{cin}	Energia cinética associada a uma dada massa de ar
I_s	Corrente eficaz de estator de máquina de indução
m	Massa de uma massa de ar definida por um volume de controle
\dot{m}	Vazão de uma dada massa de ar através de uma superfície
P	Potência disponível para conversão de energia eólica
R_m	Resistência de magnetização de máquina de indução
R_r	Resistência de cobre de rotor de máquina de indução
R_s	Resistência de cobre de estator de máquina de indução
s	Escorregamento de uma máquina de indução, em por unidade
v	Velocidade de deslocamento de uma dada massa de ar
V_r	Valor eficaz da tensão de rotor injetada em gerador duplamente alimentado
V_s	Valor eficaz da tensão pré-falta nos terminais de estator
\dot{V}	Vazão de massa de um volume de ar em deslocamento
X'	Reatância transitória da máquina de indução
X_m	Reatância de magnetização de máquina de indução
$X_{\sigma r}$	Reatância de dispersão de rotor de máquina de indução
$X_{\sigma s}$	Reatância de dispersão de estator de máquina de indução
ϕ	Defasagem angular arbitrária de um sinal senoidal
ρ	Densidade de massa por unidade de volume
τ'	Constante de tempo de decaimento transitória de máquina de indução
τ_a	Constante de tempo de decaimento de armadura de máquina de indução
θ	Ângulo de impedância de um componente de circuito elétrico
ω_s	Frequência angular da rede elétrica

1 INTRODUÇÃO

A energia é a propriedade física que permite aos corpos se moverem ou alterarem seu estado físico-químico, ou, em outras palavras, é a forma pela qual os objetos mudam e evoluem. Os seres humanos, da mesma forma que os elementos da matéria, para realizarem suas atividades, desenvolverem seus interesses e se deslocarem pelo espaço, necessitam de energia.

Para tanto, das mais variadas formas o ser humano buscou extrair da natureza esta energia, modificando a paisagem ao mesmo tempo em que conquistava sua posição na escala evolutiva, e com isto suas necessidades, impostas pelas revoluções tecnológicas e industriais, aumentavam, levando a uma maior pressão pela extração de recursos da natureza.

Então, durante as décadas de 1970 e 1980, movidos tanto por uma embrionária consciência ambiental quanto por uma necessidade energética desencadeada pela disparada do preço do petróleo, os dinamarqueses desenvolveram um conceito de turbina eólica que atingia produtividade e robustez que prevaleceram sobre as outras soluções da época e cuja tecnologia se propagou mundialmente. Tal conceito consistia de uma turbina de três pás regulada por estol, acoplada através de uma caixa multiplicadora a um gerador de indução de gaiola, este último alimentando a rede com corrente alternada (Ackermann, 2012). O desempenho superior da topologia, aliado a uma política de incentivo ao empreendedor independente, fez surgir diversas companhias, como a Vestas e a Nordex, envolvidas em toda a cadeia produtiva deste cada vez mais difundido aproveitamento energético. Com o passar das décadas, o esgotamento e encarecimento da exploração de fontes convencionais, o desejo da sociedade por um futuro mais sustentável e o mais importante, a competitividade proporcionada pela evolução tecnológica de geração eólica proporcionaram o avanço desta energia nas matrizes de vários países.

Nos últimos vinte anos, com a estabilidade econômica, reformas no modelo do setor elétrico e políticas de incentivo – com especial destaque para o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA) – serviram de gatilho para o nascimento da indústria da energia eólica no Brasil, fazendo florescer diversos empreendimentos. Atualmente, a geração eólica se tornou tão competitiva que já

prescinde de subsídios, participando de leilões com as outras formas de geração convencionais, como térmica e hídrica, a preços competitivos e de acordo com a modicidade tarifária.

Além disto, a chegada de diversos fabricantes de máquinas, pás e torres ao país nos últimos anos sinaliza de forma clara que os players projetam perspectivas ambiciosas para o Brasil, que nas últimas duas décadas tem observado um ritmo razoável de crescimento econômico e industrial aliado à estabilidade, alavancando a demanda por geração de energia a preços competitivos para seu mercado consumidor (Simas, 2012).

Mas não apenas o mercado tem altas expectativas, mas também o governo federal: o Plano Decenal de Expansão deste ano projeta a expansão da geração eólica dos atuais 3898 MW para 17463 MW (EPE, 2014), o que representa um aumento de 348% na capacidade de geração instalada. Desta forma, o Brasil espera continuar tendo uma participação expressiva de fontes renováveis em sua matriz energética ao mesmo tempo que garante seu desenvolvimento econômico.

1.1 Objetivos

A recente entrada da geração eólica no país evidencia a falta de material textual estruturado sobre sua energia e a tecnologia envolvida nos aerogeradores, o que dificulta o preparo de recursos humanos e a inserção de profissionais neste setor em ascensão.

Dessa forma, este trabalho busca contribuir na diminuição dessa lacuna, permitindo aos leitores se situarem no panorama do setor eólico nacional e conhecerem as características fundamentais destas máquinas de conversão de energia, que apesar de apresentarem semelhanças com as de geração hidrotérmica, apresentam também diferenças fundamentais na topologia elétrica e na concepção da operação.

1.1.1 Objetivo principal

O objetivo principal deste trabalho é consolidar material em língua portuguesa, apresentando de forma objetiva a tecnologia da energia eólica, através de seus sistemas elétricos e mecânicos constituintes, bem como a interação destes sistemas com o sistema elétrico, destacando especialmente os estudos elétricos e características relevantes para a conexão dos parques eólicos.

Buscando constantemente traçar paralelos com a já estabelecida geração hidrotérmica, o texto pode servir como consulta concisa sobre a energia eólica tanto para profissionais formados como para egressos das universidades, servindo as referências ao longo do trabalho como auxílio para estudos mais aprofundados ou dirigidos.

1.1.2 Objetivos específicos

Seguindo um formato proposto de revisão bibliográfica, os objetivos específicos do texto são:

- a) Mostrar a crescente importância da energia eólica na matriz energética nacional;
- b) Identificar o potencial para expansão do setor eólico e assinalar *players* importantes;
- c) Identificar as dificuldades enfrentadas pelo setor da geração eólica;
- d) Descrever os conceitos e mecanismos básicos da conversão de energia eólica;
- e) Identificar e descrever os principais componentes de um aerogerador moderno;
- f) Identificar e descrever as diferentes topologias elétricas do aerogerador moderno;
- g) Descrever o contexto no qual a geração eólica está conectada ao Sistema Interligado Nacional (SIN);

- h) Descrever os mecanismos de curto-circuito nos aerogeradores e seus efeitos sobre os mesmos;
- i) Identificar e descrever os estudos elétricos necessários para a conexão dos aerogeradores.

1.2 Organização do documento

O presente texto foi dividido em cinco capítulos, com conteúdo agrupado da seguinte forma:

Capítulo 1: Introduz a importância da energia eólica no Brasil, bem como sua perspectiva futura, definindo os objetivos do texto e a organização do mesmo.

Capítulo 2: Descreve sucintamente a origem e as propriedades da energia eólica e como ela se distribui pelo território brasileiro, identificando as regiões de elevado potencial eólico que foram divulgadas por levantamentos técnicos. Em seguida, são identificados os fabricantes de aerogeradores (as peças principais do setor eólico), a penetração da energia eólica no atual modelo do sistema elétrico brasileiro e os entraves atuais a uma maior expansão do setor.

Capítulo 3: Descreve sucintamente os princípios físicos básicos da conversão da energia eólica em eletricidade, identifica e descreve os principais componentes tecnológicos envolvidos nos aerogeradores, comentando características técnico-construtivas relevantes ao entendimento do funcionamento do equipamento. Adicionalmente, cita a normativa internacional de classificação de aerogeradores quanto às restrições operacionais.

Capítulo 4: Explica o mecanismo de curto-circuito nos aerogeradores e as exigências do Operador Nacional para a conexão de aerogeradores, tendo em vista os Procedimentos de Rede e identifica os estudos elétricos exigidos para a conexão ao SIN.

Capítulo 5: Apresenta as conclusões do texto, expondo a amplitude do panorama do setor eólico nacional e a gama e importância dos conhecimentos técnicos necessários para o profissional de engenharia que deseja se inserir neste mercado em clara expansão.

2 A ENERGIA EÓLICA NO BRASIL

Para entender a energia eólica no Brasil, é necessário compreender a dinâmica local e global das massas de ar, tornando assim possível descrever as particularidades de cada região do país para justificar seu potencial eólico, em especial nas regiões Sul e Nordeste. Contextualizando tais dados à realidade político-econômica nacional, são então apresentados os fabricantes de aerogeradores, os resultados dos últimos leilões de energia e os entraves enfrentados na expansão do setor.

2.1 Mecanismos da dinâmica dos ventos

A energia eólica é definida como a energia cinética associada às massas de vento que circulam na atmosfera. Seu aproveitamento ocorre quando esta energia consegue ser transferida para dispositivos rotativos (Burton, 2001). Contudo, isto não necessariamente envolve um acoplamento eletromecânico, pois ao longo dos séculos os moinhos de vento foram utilizados para outros fins, como a moagem de grãos ou bombeamento d'água. (Pinto, 2013).

O vento existe porque há um aquecimento desigual da superfície terrestre pelos raios solares, e isto gera gradientes de pressão que norteiam o deslocamento das massas de ar pelo planeta, conforme ilustrado pela figura 2.1 (Dutra, 2008).

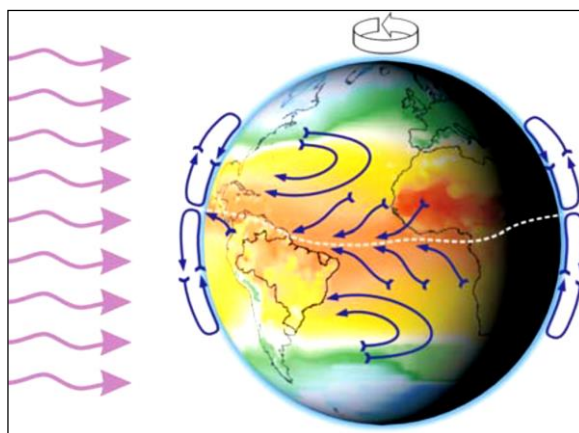


Figura 2.1 - Circulação dos ventos planetários
Fonte: (Dutra, 2008)

A nível global, existe um fluxo contínuo de grandes massas de vento devido à transmissão de calor por difusão entre o Equador e os polos Norte e Sul, dando origem aos ventos planetários.

Em consonância com Dutra (2008), nesta categoria, podemos incluir os:

Ventos alísios: Deslocamento das massas de ar frio, úmido e em baixa altitude dos trópicos em direção ao Equador. Devido ao efeito Coriolis, no hemisfério sul são no sentido sudeste-noroeste, o que pauta a rosa dos ventos dos aproveitamentos eólicos no nordeste brasileiro (SEINFRA-BA, 2013).

Ventos contra-alísios: Deslocamento das massas de ar quente, seco e em alta altitude do Equador em direção aos trópicos, em contraste com e diretamente associado aos ventos alísios.

Ventos do Oeste: Sopram dos trópicos, de alta pressão, para os polos, em baixa pressão, dando origem a ventos particularmente fortes no hemisfério Sul, devido à maior presença de massas de água neste do que no hemisfério Norte.

Ventos polares: Sopram dos polos para os trópicos, carregando umidade e soprando em baixa altitude, em contraste com os ventos do Oeste.

Há também as brisas, de caráter diário, que surgem devido ao diferente grau de aquecimento entre o solo e as águas ou entre os vales e as montanhas. Durante o dia, a brisa sopra do mar, menos aquecido, para a terra, mais aquecida, ou da montanha para o vale, e o sentido se reverte à noite, pela diferença das capacidades térmicas (Morelli, 2012).

Existem outros fenômenos, como as monções, os furacões, ciclones e anticiclones, cujos mecanismos são relevantes para o entendimento da natureza do vento, mas fogem ao escopo do texto. Além dos aspectos meteorológicos, temos que considerar como este movimento se dá por sobre o relevo (Pinto, 2013).

Em nível local (microescala), o formato e o uso do solo influenciam consideravelmente o fluxo dos ventos, pois o fluido ar tem seu escoamento ditado pelo meio, com suas passagens e obstáculos, conforme podemos ilustrar na figura 2.2. Neste aspecto e nível, podemos destacar as características determinantes da circulação dos ventos (CEPEL, 2001).

Variação vertical do vento: Com o aumento da altitude, é esperado um aumento da velocidade do vento, e a forma como isto se dá é um indicador do tipo de clima observado, conhecido também como cisalhamento do vento ou *wind shear*.

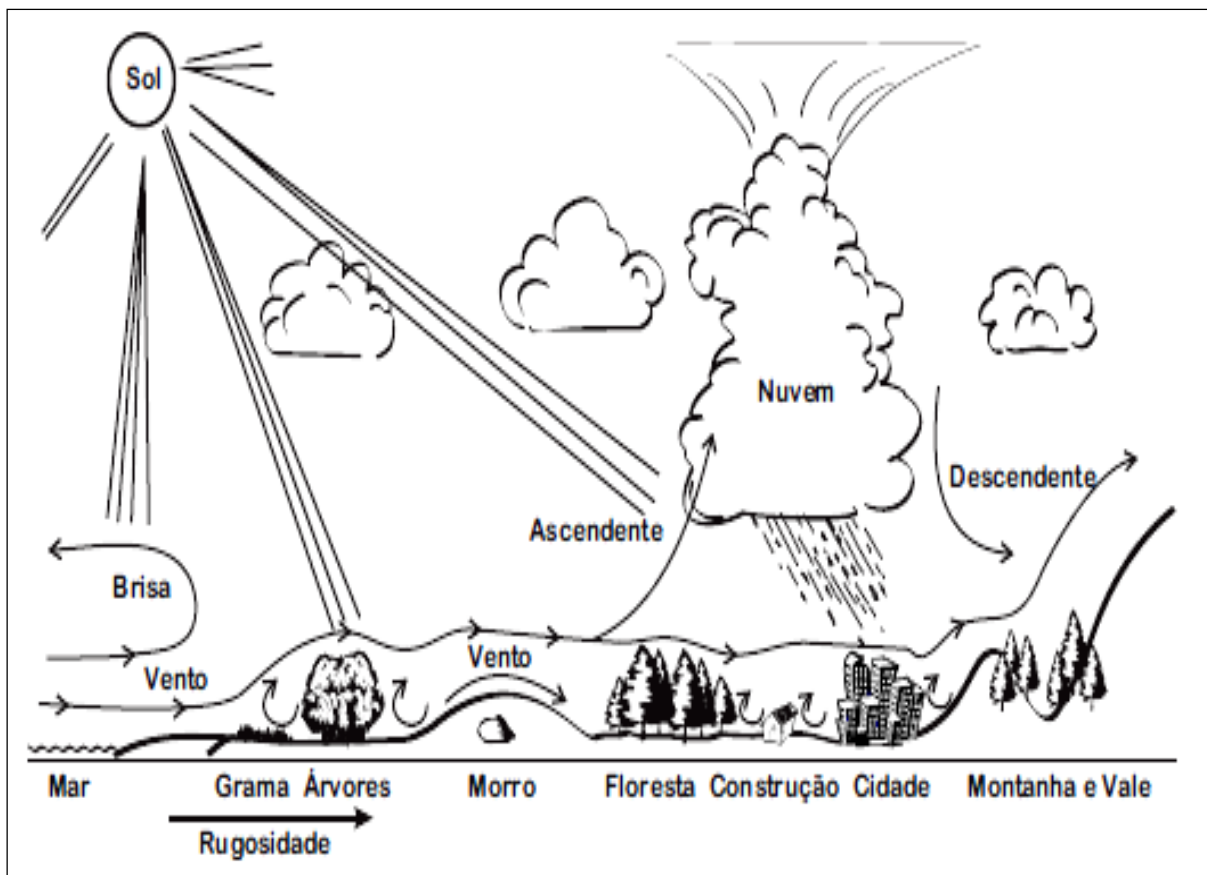


Figura 2.2 - O vento em interação com o solo
Fonte:(CEPEL, 2001).

Rugosidade do terreno: Compreende a cobertura vegetal, as características físicas do solo e possíveis edificações, sendo uma medida de como elas friccionam-se com as camadas mais rentes do vento e afetam a variação vertical do mesmo.

Presença de obstáculos: Estruturas como árvores, edifícios e mesmo turbinas eólicas representam um obstáculo à circulação do vento, e a passagem do mesmo por elas causa deflexão e também pode levar ao surgimento de turbulências.

Topografia do terreno: As elevações e depressões do terreno afetam o escoamento do vento, acelerando e desacelerando as massas de ar de um local.

Em qualquer projeto de aproveitamento eólico, estes quatro itens são analisados cuidadosamente, normalmente fazendo-se a utilização de análises topográficas, visitas técnicas ao local de interesse, imagens aéreas e levantamentos em bancos de dados de institutos meteorológicos e agrônômicos (Burton, 2001).

2.2 Caracterização dos ventos brasileiros

Sendo um país de proporções continentais, o Brasil apresenta diversos climas que variam com a latitude no território, indo do equatorial ao subtropical conforme seguimos em direção ao sul. Desta forma o regime de ventos varia consideravelmente ao longo do território, mas mantém uma relação íntima com o regime pluvial.

Na região Norte, temos a predominância do clima equatorial úmido, com temperaturas e pluviosidade superiores a 25 °C e 2000 mm/ano, respectivamente. Estes índices se devem à Zona de Convergência Intertropical, onde ocorre a convergência dos ventos de superfície de ambos os hemisférios, que paira sobre a floresta amazônica. Apesar disto, a região Norte apresenta baixo potencial eólico devido ao efeito severo da rugosidade da vegetação, com exceções apenas ao norte de Roraima e nos litorais amapaense e paraense (CEPEL, 2001).

O clima tropical se estende por toda a costa, desde o Maranhão até o estado de São Paulo, e adentra o território até o Centro-Oeste, tendo sazonalidade pluvial bem definida: estação seca de abril a setembro e estação chuvosa nos meses restantes. Neste regime estão localizadas as bacias das importantes usinas hidroelétricas do país.

Temos ainda, nas serras paulistas e mineiras, o clima tropical de altitude, com temperatura média de até 20 °C; o Sertão nordestino, com temperaturas superiores a 25 °C e pluviosidade inferior a 750 mm/ano, e o clima subtropical da região Sul, com temperatura e pluviosidades similares ao clima temperado, tamanha é a diversidade de climas no território nacional.

Os principais fatores que influenciam no clima, e consequentemente no regime de ventos, são: a Zona de Convergência Intertropical, para a qual convergem os ventos alísios e que paira dinamicamente sobre a floresta amazônica; a grande barreira de circulação atmosférica representada pela Cordilheira dos Andes; a ação de alta pressão do Anticiclone Tropical Atlântico e a entrada dos ventos polares nas regiões Sul e Sudeste em regime irregular, mas de forma intensa (CEPEL, 2001).

Assim, podemos concluir que é precipitado tentar definir um regime de vento como tipicamente brasileiro, pois a extensão do território aliado à interação com

diversos agentes meteorológicos em escala global faz surgir uma gama de características climáticas, cada uma com sua peculiaridade.

É também fato notável a complementariedade que existe entre as gerações eólica e hidroelétrica na região Nordeste, região do país detentora de maior potencial para a geração eólica (CBEE, 2000). Isto ocorre porque as velocidades de vento médias mais intensas do litoral nordestino ocorrem nos períodos de menor vazão do rio São Francisco, como pode ser observado no gráfico da figura 2.3.

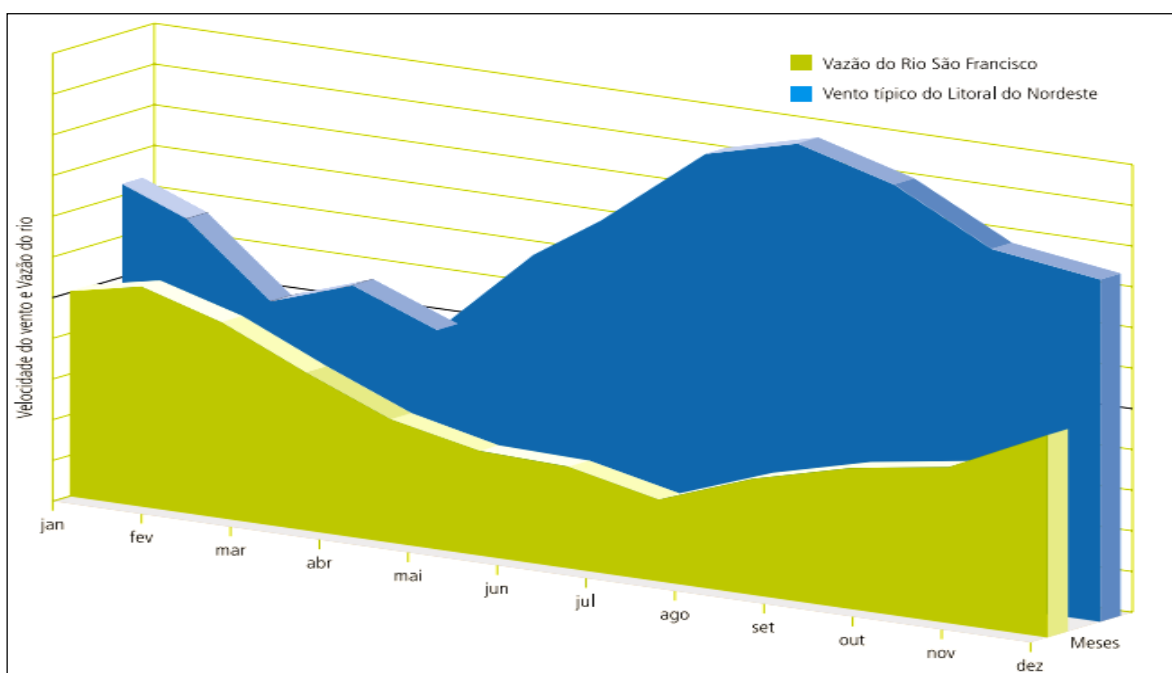


Figura 2.3 - Complementariedade das energias eólica e hídrica no NE
Fonte: (CBEE, 2000)

De fato, a complementariedade hidro-eólica no Nordeste não se restringe aos ventos litorâneos. Foi simulada a produção de 8 GW de parques eólicos em pontos do estado da Bahia com elevados potenciais eólicos e foi observada uma anticorrelação entre a vazão anual do rio São Francisco, principal fonte hidráulica da região, e a produção de energia anual dos parques eólicos simulados, conforme explicitado na figura 2.4 (SEINFRA-BA, 2013).

A Bahia, diferente dos outros Estados nordestinos, concentra maior parte de seu potencial eólico no interior do Estado, em locais como as margens do lago de Sobradinho, serras do Estreito, do Tombador e do Espinhaço. Desta forma, através dos impostos e investimentos em infraestrutura de transmissão e transportes, a

energia eólica pode ser um instrumento de transformação social, uma vez que o interior da Bahia contém diversos bolsões de pobreza (SEINFRA-BA, 2013).

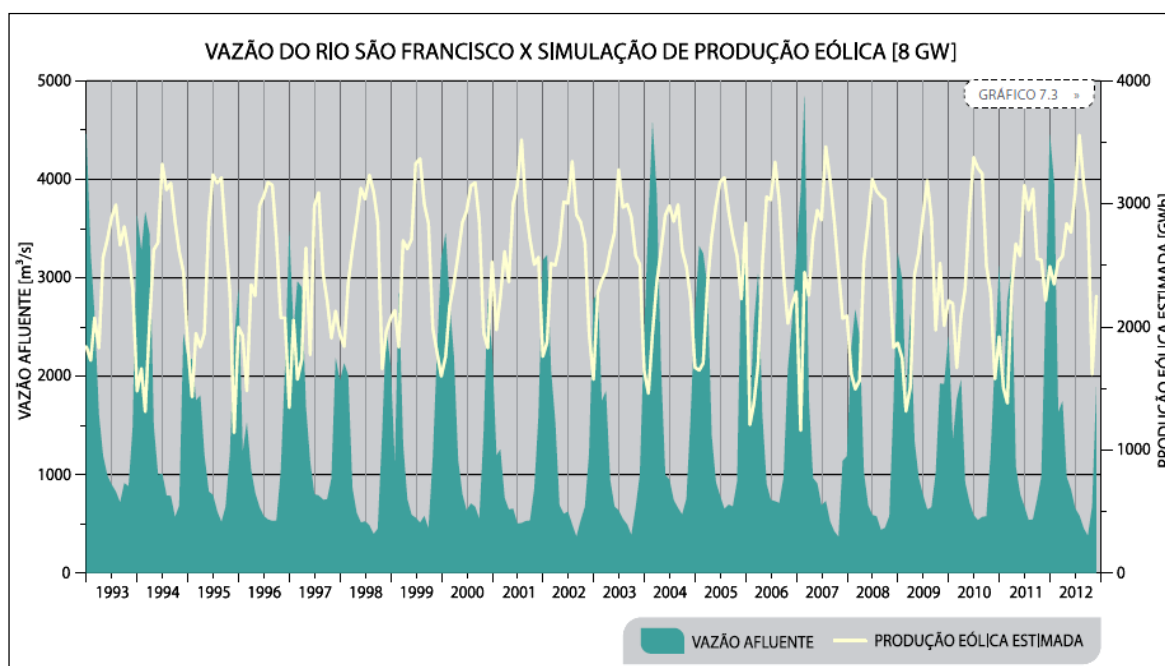


Figura 2.4 - Complementaridade da geração eólica e hídrica na Bahia
Fonte: (SEINFRA-BA, 2013)

Contudo, isto não ocorre em todas as regiões do Brasil. Nas regiões Sul e Sudeste, os períodos nos quais os ventos sopram com maior intensidade são o inverno e a primavera (SERHS-SP, 2012), que englobam parte dos períodos seco e úmido destas regiões, evidenciando que são diversos os mecanismos de clima que atuam no país e influenciam no potencial de exploração.

2.3 O potencial eólico brasileiro

Em 2001, foi lançado pelo Centro de Pesquisas em Energia Elétrica (CEPEL) o Atlas do Potencial Eólico Brasileiro, que estimava o potencial de geração eólica para a altitude de 50 metros em cerca de 143 GW e apontava os locais com maior velocidade de vento no território nacional, conforme indicado pela figura 2.5.

O cálculo desta potência surgiu através da comparação da velocidade de vento de locais favoráveis, que apresentavam médias anuais superiores a 6 m/s, e de

locais não inundados, com as curvas de potência do estado da arte em aerogeradores na época, distribuídos em uma ocupação média de 2 MW/km².

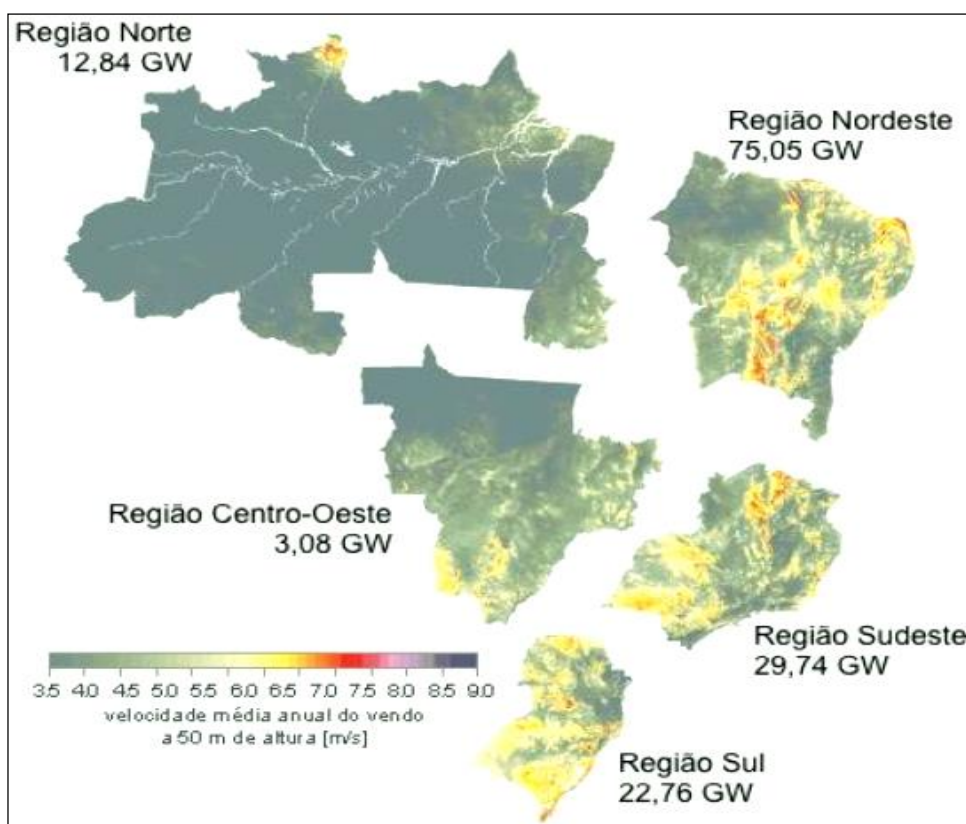


Figura 2.5 - Potencial eólico brasileiro a 50 metros do solo
Fonte: (CEPEL, 2001)

Porém, pelas próprias premissas utilizadas para a estimação deste potencial, o valor de potência disponível nos ventos brasileiros pode ser consideravelmente maior, levando-se em conta que temos:

Alturas de rotor e ventos maiores: Já existem no mercado turbinas posicionáveis a até 140 metros de altura (Gamesa, 2013), e como de modo geral a velocidade do vento cresce, até atingir a camada limite, a potência instalável sobe em similar proporção. O Atlas gaúcho estimou 15,8; 54,4 e 115,2 GW instaláveis para as alturas de 50, 75 e 100 metros de altura, respectivamente, superando as projeções do CEPEL para toda a região Sul, sendo publicado apenas um ano depois da versão nacional do Atlas (SEMC 2002).

Tecnologia de conversão aprimorada: A evolução tecnológica tanto das pás como dos geradores elétricos desde o ano 2001 faz com que as máquinas produzidas atualmente possam produzir mais eletricidade com a mesma velocidade de vento, ou

seja, os equipamentos convertem a energia cinética dos ventos de forma mais eficiente. Isto pode ser observado quando comparadas as duas edições do Atlas Eólico da Bahia. A última (SEINFRA-BA, 2013) mostra um potencial maior que o dobro estimado na primeira edição (COELBA, 2002), não apenas pela elevação das alturas dos cubos, mas também pelo aprimoramento dos aerogeradores.

Turbinas de low wind sites: Além do melhor aproveitamento do vento pelos novos aerogeradores, existem modelos no mercado que extraem, com um fator de capacidade razoável, energia de locais de vento mais baixo que o limiar inferior de 6 m/s utilizado no Atlas do Potencial Eólico Brasileiro, normalmente se utilizando de um diâmetro de rotor elevado para obter conjugado superior (Gamesa, 2012; Vestas, 2011).

Com o passar dos anos, foram elaborados outros documentos do tipo, estimando o potencial eólico de alguns Estados brasileiros, que devido aos fatores citados anteriormente, apresentavam projeções mais elevadas que o estudo original. Além disto, por trabalharem em áreas menores, permitiram o aumento da resolução e precisão dos mapas eólicos e adicionaram dados interessantes, como: distribuição da densidade do ar, ventos extremos, relevo, rugosidade, pluviosidade, indicadores socioeconômicos, disponibilidade de linhas de transmissão etc.

As tabelas 2.1 a 2.10 mostram o resultado para os potenciais energéticos dos atlas eólicos já mapeados atualmente, considerando apenas o potencial onshore. Se considerássemos o potencial offshore, naturalmente estes valores seriam maiores, mas o acréscimo nos custos com fundação e transmissão por ora ainda não justifica estes empreendimentos no país.

Tabela 2.1 - Potencial eólico, em GW instalável, do estado de Alagoas.
Fonte: (CEPEL, 2008)

Estado: AL	Velocidade Média do Vento [m/s]					
Altura [m]	≥ 6,0	≥ 6,5	≥ 7,0	≥ 7,5	≥ 8,0	≥ 8,5
50	1,143	0,478	0,173	0,066	0,024	0,008
75	4,493	0,959	0,336	0,117	0,038	0,011
100	11,84	2,526	0,649	0,199	0,061	0,015

Tabela 2.2 - Potencial eólico, em GW instalável, do estado da Bahia
Fonte: (SEINFRA-BA, 2013)

Estado: BA	Velocidade Média do Vento [m/s]							
Altura [m]	≥ 6,0	≥ 6,5	≥ 7,0	≥ 7,5	≥ 8,0	≥ 8,5	≥ 9,0	≥ 9,5
80	261,1	104,7	38,6	15,5	5,7	1,9	0,6	0,1
100	364,7	183,1	70,1	27,7	10,8	3,6	1,2	0,3
120	442,7	270,9	115,2	44,4	18,4	6,6	2,1	0,7
150	566,5	368,4	195,2	82,0	32,9	13,6	4,8	1,5

Tabela 2.3: Potencial eólico, em GW instalável, do estado do Ceará
Fonte: (SEINFRA-CE, 2001)

Estado: CE	Velocidade Média do Vento [m/s]					
Altura [m]	≥ 6,0	≥ 6,5	≥ 7,0	≥ 7,5	≥ 8,0	≥ 8,5
50	94,50	33,20	5,80	2,20	1,16	0,41
70	155,60	76,70	24,90	4,90	2,00	1,00

Tabela 2.4 - Potencial eólico, em GW instalável, do espírito Santo
Fonte: (ASPE-ES, 2009)

Estado: ES	Velocidade Média do Vento [m/s]					
Altura [m]	≥ 6,0	≥ 6,5	≥ 7,0	≥ 7,5	≥ 8,0	≥ 8,5
50	1,846	0,528	0,129	0,027	0,004	0,001
75	5,540	1,793	0,448	0,094	0,020	0,003
100	10,522	4,062	1,143	0,247	0,050	0,009

Tabela 2.5 - Potencial eólico, em GW instalável, do estado de Minas Gerais
Fonte: (CEMIG, 2010)

Estado: MG	Velocidade Média do Vento [m/s]					
Altura [m]	≥ 6,0	≥ 6,5	≥ 7,0	≥ 7,5	≥ 8,0	≥ 8,5
50	82,841	29,925	10,57	3,352	1,235	0,419
75	140,258	64,557	24,742	9,249	3,084	1,201
100	182,266	95,123	39,043	15,967	5,636	2,032

Tabela 2.6 - Potencial eólico, em GW instalável, do estado do Paraná
Fonte: (COPEL, 2007)

Estado: PR	Velocidade Média do Vento [m/s]					
Altura [m]	≥ 6,0	≥ 6,5	≥ 7,0	≥ 7,5	≥ 8,0	≥ 8,5
50	8,066	1,704	0,312	0,034	0,009	0,003
75	30,619	6,315	1,363	0,215	0,022	0,006
100	65,275	14,835	3,375	0,636	0,085	0,011

Tabela 2.7 - Potencial eólico, em GW instalável, do estado do Rio de Janeiro
Fonte: (CEPEL, 2002)

Estado: RJ	Velocidade Média do Vento [m/s]					
Altura [m]	≥ 6,0	≥ 6,5	≥ 7,0	≥ 7,5	≥ 8,0	≥ 8,5
50	6,048	1,956	0,746	0,344	0,177	0,089
75	10,832	5,161	1,524	0,564	0,238	0,110
100	13,889	8,441	2,813	0,840	0,275	0,111

Tabela 2.8 - Potencial eólico, em GW instalável, do estado do Rio Grande do Norte
Fonte: (CEPEL, 20)

Estado: RN	Velocidade Média do Vento [m/s]					
Altura [m]	≥ 6,0	≥ 6,5	≥ 7,0	≥ 7,5	≥ 8,0	≥ 8,5
50	36,127	21,227	9,562	2,925	0,606	0,099
75	47,655	32,827	19,431	8,198	2,434	0,460
100	55,385	40,758	27,08	15,552	5,543	1,44

Tabela 2.9 - Potencial eólico, em GW instalável, do estado do Rio Grande do Sul
Fonte: (SEMC, 2002)

Estado: RS	Velocidade Média do Vento [m/s]					
Altura [m]	≥ 6,0	≥ 6,5	≥ 7,0	≥ 7,5	≥ 8,0	≥ 8,5
50	170,64	59,4	15,84	3,55	0,56	0,02
75	293,27	164,22	54,43	12,11	1,99	0,12
100	346,23	259,56	115,19	32,54	4,94	0,34

Tabela 2.10 - Potencial eólico, em GW instalável, do estado de São Paulo
Fonte: (SERHS-SP, 2012)

Estado: SP	Velocidade Média do Vento [m/s]			
Altura [m]	≥ 6,0	≥ 6,5	≥ 7,0	≥ 7,5
50	0,850	0,040	0,009	-
75	5,132	0,385	0,015	-
100	30,891	4,734	0,564	0,021

2.4 Fabricantes de aerogeradores no Brasil

O conjunto turbina mais gerador, conhecido como aerogerador, é o elemento de valor financeiro mais intensivo de qualquer projeto eólico, conforme pode ser observado pela tabela 2.11.

Tabela 2.11 - Participações no custo do projeto de central eólica
Fonte: (Hau, 2006)

Item	Parcela do custo total [%]
Turbina e gerador	74-82 %
Fundação	1-6%
Instalações elétricas	1-9%
Conexão à rede	2-9%
Consultoria	1-3%
Terreno	1-3%
Custos financeiros	1-5%
Estradas	1-5%

Assim, são os fabricantes destas máquinas que movimentam a maior parte dos investimentos em energia eólica, bem como são responsáveis por boa parte do valor agregado da tecnologia.

Considerando a logística de transporte de componentes, a maioria dos fabricantes de aerogeradores se instalou nas regiões Nordeste e Sul do país, de maiores potenciais de exploração. A distribuição dos fornecedores dos componentes de aerogeradores no território nacional pode ser vista na figura 2.6.

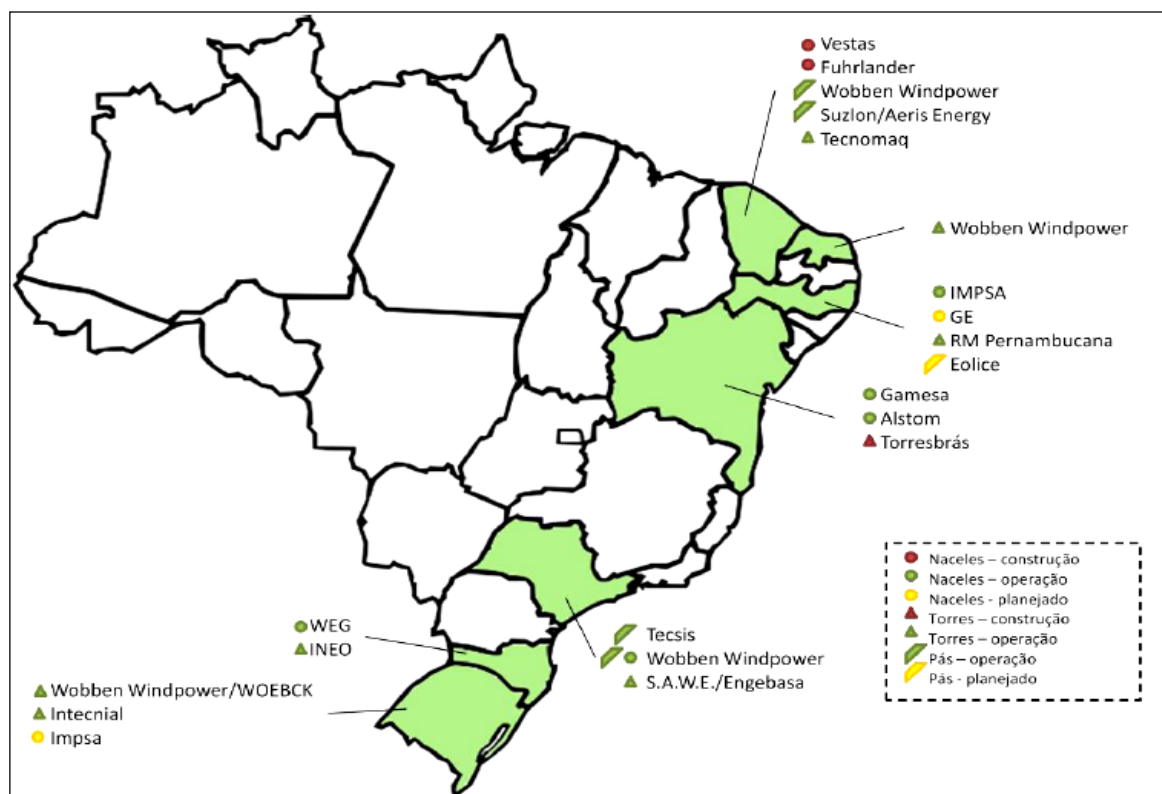


Figura 2.6 - Fábricas de naceles, torres e pás no Brasil
Fonte: (Simas, 2012)

A expectativa promissora para o mercado de geração eólica no Brasil e as regras do Financiamento de Máquinas e Equipamentos (FINAME) para financiamento têm atraído diversos fabricantes estrangeiros ao país, como a espanhola Acciona, que está construindo uma fábrica de naceles e pás na Bahia, tendo em vista comercializar seu modelo AW-116, de 3000 MW (Acciona, 2013).

Outras empresas, como as chinesas *Sinovel*, *Guodian* e *Gold Wind*, também declaram publicamente a intenção de instalar fábricas no país (Rochas, 2011). Além disto, a exigência de conteúdo local tem ajudado a integrar os fornecedores de insumos para os fabricantes, que necessitam de diversos componentes eletromecânicos, de eletrônica e serviços de consultoria técnica.

Apesar do predomínio de empresas estrangeiras, a *WEG*, empresa nacional de materiais e equipamentos elétricos, firmou parceria tecnológica com a espanhola M. Torres Olvega em *joint venture* para a construção de um aerogerador nacional, e atualmente já existem contratos de fornecimento assinados (*WEG*, 2011). Uma vez que a empresa é conhecida por verticalizar sua cadeia de suprimentos e possui experiência em geração hidráulica, é esperado que atinja rapidamente elevado índice de conteúdo nacional.

Foi estimado por Simas (2012), baseada nos contratos de novas usinas e no mapa da Fig. 2.5, que a participação dos fabricantes do PROINFA na capacidade instalada iria ser atenuada com a chegada de novos concorrentes, aumentando a competitividade da indústria, pois pode ser observado na figura 2.7 que o número fornecedores passa de quatro para nove e ocorreria a perda de liderança da *Wobben Windpower* para a *IMPESA Wind*.

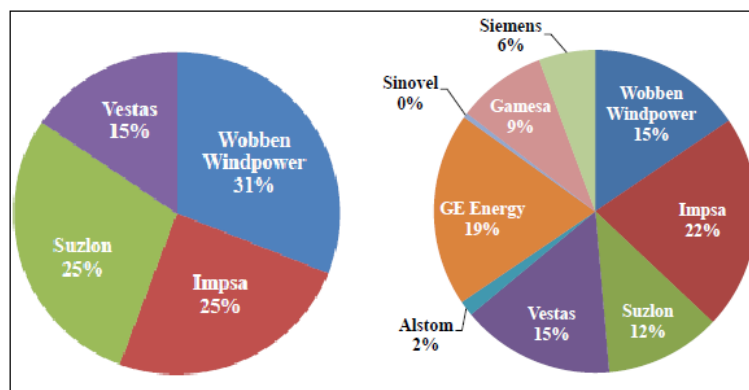


Figura 2.7 - Participação de fabricantes na capacidade instalada no PROINFA e estimada por levantamento da citada
Fonte: (Simas, 2012)

2.5 A inserção da energia eólica no mercado de energia

Os primeiros parques eólicos nacionais foram inseridos no SIN através do PROINFA em 2003, que garantia a compra da energia elétrica por vinte anos dos empreendimentos que atendessem aos procedimentos previstos. O objetivo central do programa era diversificar a matriz energética nacional e garantir a segurança do abastecimento, de modo a evitar o cenário de racionamento de dois anos antes, incentivando não apenas a geração eólica, mas também através da biomassa e das pequenas centrais hidrelétricas.

Devido à exigência de índices mínimos de conteúdo nacional para os empreendimentos, a implantação dos investimentos em energia eólica sofreram incontáveis atrasos, visto que à época havia apenas uma fabricante de turbinas eólicas no país e que a logística teve que ser desenvolvida. Mas; ao final do programa, em 2011; 1325,6 MW foram instalados no país em um sistema de *feed-in tariff* (Morelli, 2012), ou tarifação por energia injetada.

Apesar dos 3300 MW previstos pelo programa terem reduzido as emissões de gases estufa, diversificado a matriz energética nacional e totalizado R\$ 4 bilhões em investimento e gerado 150 mil empregos diretos; os preços da energia gerada eram subsidiados e atingiam valores de até R\$ 312,70 por MWh gerado, valor comparável a algumas usinas térmicas (PROINFA, 2013).

O governo federal encerrou o programa em dezembro de 2011, concluindo que o programa obteve êxito em seus objetivos de gestar a indústria da geração alternativa e diversificar a matriz energética. Daí em diante, os novos empreendimentos de geração eólica estariam inseridos em um ambiente competitivo, concorrendo em leilões de energia com todas as outras formas de geração, atendendo à modicidade tarifária (Morelli, 2012).

A tabela 2.12 reúne os resultados da energia eólica nos leilões de energia até 2011. Podemos observar que o preço médio do MWh cai de R\$ 148,39 no LER-2009 para R\$ 99,58 no A-3-2011, representando uma queda de 33% no preço em menos de dois anos, evidenciando um aumento drástico da competitividade desta forma de geração, tendência esta que ainda se mantém atualmente, se levarmos em

conta que no último leilão A-3 de 2013 a geração eólica foi a única vencedora do certame (Rochas, 2013).

Tabela 2.12 - Resultados da energia eólica nos leilões de 2009 a 2011

Fonte: (Morelli, 2012)

Leilão	Projetos	Potência [MW]	Energia Contratada [MW médio]	Preço Médio Negociado [R\$ / MWh]	Ano de operação
LER 2009	71	1805,7	753	148,39	2012
LER 2010	20	528,2	266,8	122,69	2013
A-3 2010	50	1519,6	658,5	134,46	2013
LER 2011	34	861,1	428,8	99,54	2014
A-3 2011	44	1067,7	484,2	99,58	2014
A-5 2011	39	976,5	478,5	105,12	2016

2.6 Desafios do setor

A retirada dos incentivos do PROINFA levou a energia eólica a competir nas mesmas condições que as outras formas de geração nos leilões de energia com resultados positivos, o que mostra uma maturação da indústria, que atinge preços competitivos mesmo sem estar inserida em um ambiente protegido ou experimentar tarifas subsidiadas.

Apesar de tudo, ainda existem alguns entraves ao desenvolvimento do setor, que podem representar um obstáculo à competitividade da indústria e consequentemente ao preço negociado da energia nos leilões. Além disto, tais empecilhos aumentam os riscos dos empreendimentos, afastando investidores privados devido ao volume de investimento e tempo de retorno associados naturalmente a implantação de geração de energia elétrica.

2.6.1 Dificuldades de transporte e logística

A demanda por energia eólica tem levado à procura de turbinas eólicas de grande diâmetro e posicionadas em cada vez maiores alturas, para obter maior torque nas pás e velocidade de vento no rotor, aumentando a potência extraída por máquina

instalada. Desta forma, é uma tendência geral o aumento das dimensões dos componentes (Hau, 2006).

Isto representa um obstáculo logístico, pois as regiões de melhor vento são também deficitárias em infraestrutura de transporte. O deslocamento das pás, naceles e torres de aço faz necessário o uso de caminhões especialmente adaptados, que são presentes em número limitado, podendo representar um gargalo para o setor com o aumento da demanda por estes veículos. Adicionalmente, é preciso autorização da Polícia Rodoviária Estadual, que permite o tráfego à luz do dia e com escolta, representando não apenas custos elevados, como entraves burocráticos (Simas, 2012).

Mas não apenas há dificuldades no transporte dos componentes. A instalação dos mesmos dezenas de metros acima do solo nos parques exige grandes e pesados guindastes, que exigem obras civis de acesso adequadas, além de representar pesados custos no aluguel de tais equipamentos, também presentes em número limitado no país (Morelli, 2012).

2.6.2 Conexão ao sistema elétrico

Da mesma forma que as regiões de maior vento na região Nordeste são deficientes em infraestrutura rodoviária, também são carentes de linhas de transmissão em alta tensão. O próprio estado do Rio Grande do Norte, dotado de grande potencial eólico, não possui malha em 500 kV (ONS, 2013), limitando a máxima energia que pode ser escoada pela região e fazendo surgir um entrave para a instalação de novos parques.

Contudo, mesmo os parques atuais sofrem com esta deficiência, apesar de linhas de transmissão para os mesmos terem sido planejadas e licitadas. O atraso em obras de transmissão atualmente mantém parado 1,2 GW em geração eólica, representado por 21 parques no Rio Grande do Norte e 17 parques na Bahia, o que é capacidade instalada suficiente para iluminar 1,2 milhões de lares brasileiros (ABEEÓLICA, 2013).

As empresas envolvidas com a implantação destas linhas de transmissão apontam como as fontes dos atrasos questões burocráticas como o licenciamento

ambiental ou autorização do Instituto do Patrimônio Histórico e Artístico Nacional (IPHAN) (Passos, 2013). Dada a natureza das linhas, estas documentações devem ser obtidas para cada trecho por elas atravessado, o que aliado à complexidade da engenharia pode gerar adiamentos caso surjam problemas no processo regulatório.

2.6.3 Incertezas na certificação da produção dos parques eólicos

A energia eólica, como qualquer outra forma de geração renovável, está sujeita à disponibilidade do recurso. Contudo, diferente dos recursos hídricos que são monitorados há décadas, o acompanhamento dos ventos é um processo recente no Brasil e feito por estações meteorológicas ou aeroportos, criadas com propósitos outros (Pinto, 2013).

Assim, além da distribuição esparsa destas medições no território, estas eram pobres em informação por terem amostragens obtidas em altitudes inadequadas para estimação do potencial eólico, de modo que a dinâmica de longo prazo do vento não é tão bem compreendida como o caso hídrico, dada a matriz energética nacional.

Uma vez que os modelos computacionais da geração eólica costumam fazer uso de regressão linear (Burton, 2001) para estimar a produção no horizonte de duas décadas através de processo estatístico, diversos fatores como a sazonalidade e as más práticas na campanha de medição anemométrica inserem ruído no processo e criam incertezas no cálculo da produção anual dos aerogeradores, exigido pela ANEEL na forma de certificação por agente independente (ANEEL, 2009).

Além disto, o escoamento do vento varia consideravelmente com a cobertura e a topografia locais (Burton, 2001), sendo impreciso usar torres de medição para calcular a energia produzida por turbinas distantes vários quilômetros das mesmas, especialmente em terrenos complexos. Outra fonte de incerteza é o tempo de medição, que deve preferencialmente englobar alguns ciclos meteorológicos, sendo o mínimo atualmente exigido pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) de vinte e quatro meses de campanha (BRASIL, 2011).

Levando em conta estes fatores, diversos parques eólicos do Brasil têm produzido energia inferior ao contratado (Polito, 2012), obrigando seus investidores a comprar a diferença no mercado livre, com valores elevados e sujeitos a riscos como

a sazonalidade e hidrologia (Morelli, 2012). Além de onerar o empreendedor, este evento acarreta riscos ao sistema elétrico como um todo, devido à perda de segurança de suprimento.

Estes acontecimentos obrigaram o governo a agir, de modo que é atualmente exigida a certificação de produção P90 (EPE, 2013), ou seja, que a produção anual certificada tenha 90% de chance de superar a garantia física calculada. Naturalmente, isto significa que é dada uma margem de segurança ao valor certificado, através da estimação das incertezas associada ao cálculo da produção dos parques eólicos.

Além disto, a imposição, por parte da EPE, de boas práticas na campanha anemométrica para certificar os dados de vento serve para diminuir as incertezas, que, contudo, não podem ser completamente mitigadas pela própria natureza do processo.

3 ASPECTOS TECNOLÓGICOS DOS AEROGERADORES

Da mesma forma que ocorre na geração hídrica ou térmica, há bastante tecnologia envolvida na conversão da energia cinética dos ventos em energia elétrica, manifestada em diversas topologias tanto de máquina primária como de gerador elétrico.

Conforme exposto por Hau (2006), a maneira mais interessante de classificar e estudar o desempenho dos aerogeradores é através da comparação de suas diferenças construtivas e da presença ou não de certos componentes, como a caixa multiplicadora. Para isto ser feito com propriedade, é necessário expor os princípios básicos da conversão da energia eólica, para em seguida descrever seus elementos.

3.1 Princípios básicos da conversão da energia eólica

Uma massa de ar, de valor m , movendo-se a uma velocidade v , tem associada a si uma energia cinética dada por:

$$E_{cin} = \frac{1}{2}mv^2 \quad (3.1)$$

Esta dada massa, cruzando uma seção transversal de área A com esta dada velocidade, equivale a uma vazão de volume por unidade de tempo \dot{V} , dada por:

$$\dot{V} = vA \quad (3.2)$$

Se a massa de ar é dotada de uma densidade uniforme ρ , então a equação 3.2 pode ser reescrita em termos da vazão de massa como:

$$\dot{m} = \rho\dot{V} = \rho vA \quad (3.3)$$

Combinando as equações 3.1. e 3.3, obtemos a potência mecânica associada à massa de ar que cruza esta superfície arbitrária, expressa por:

$$P = \frac{1}{2} \dot{m} v^2 = \frac{1}{2} \rho v^3 A \quad (3.4)$$

Assim, ao analisarmos esta equação, fica conhecida a máxima energia disponível em qualquer conversor, e pela conservação de energia e massa, a tentativa de extrair potência do vento resultará em uma desaceleração do mesmo acompanhada do turbilhonamento e alargamento da seção transversal da massa, conhecido como efeito esteira.

Para maximizar a energia disponível, os projetistas tendem a aumentar o diâmetro do rotor e a altura do eixo da turbina, pois a energia disponível depende da área varrida e do cubo da velocidade do vento, respectivamente.

Nas turbinas eólicas existem as forças de arrasto, paralelas ao fluxo de vento, e as forças de sustentação, perpendiculares ao mesmo. A combinação destas duas forças face à geometria da turbina, exemplificado na figura 3.1, resulta nos esforços suportados pelas pás da máquina e determina quão eficiente é a conversão de energia eólica em potência útil.

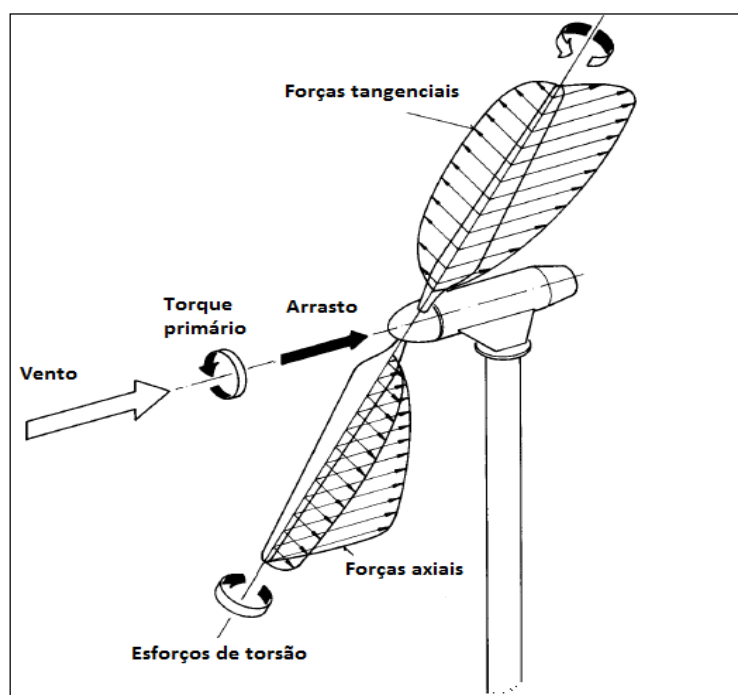


Figura 3.1 - Dinâmica das forças em turbina de eixo horizontal
Fonte: (Hau, 2006, adaptado)

Naturalmente, nem toda a potência disponível na equação 3.4 é passível de aproveitamento para as massas girantes de uma turbina, tendo sido demonstrado (Betz, 1966) que a máxima potência conversível é fisicamente limitada a 59,3% da

potência disponível no vento, situação que ocorre quando a velocidade a jusante é um terço da velocidade a montante. Contudo, é preciso ressaltar que na demonstração nada foi assumido a respeito do próprio desenho e constituição da turbina, que determina a real capacidade de conversão do aerogerador, e nisto reside a engenharia dos projetistas de turbinas eólicas (Burton, 2001).

Existem basicamente duas famílias de turbinas eólicas, classificadas quanto ao eixo. As turbinas de eixo vertical são as quais o coeficiente de arrasto é o principal responsável por promover a rotação das pás. Os modelos mais conhecidos são o *Savonius*, o *Darrieus* e o rotor *H*, ilustrados na figura 3.2. As duas maiores vantagens deste tipo de turbina são a possibilidade de abrigar os componentes eletromecânicos, como gerador e caixa multiplicadora a nível do solo e não necessitar de sistemas como controle de *pitch* e *yaw* (Pinto, 2013).

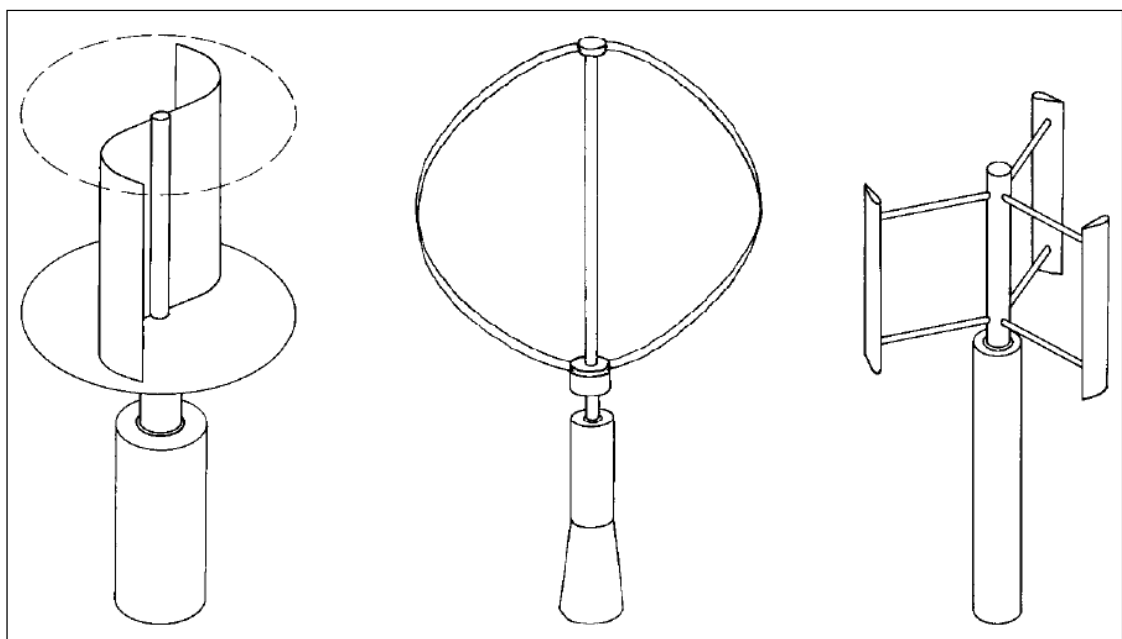


Figura 3.2 - Rotor do tipo Savonius, Darrieus e H, respectivamente
Fonte: (Hau, 2006)

Contudo, esta topologia apresenta desempenho inferior, pois a capacidade de conversão de energia é limitada se comparada às turbinas de eixo horizontal. Do ponto de vista da operação e manutenção, ainda pode se destacar a ausência de torque de partida, falta de sistema de regulação da potência convertida, além de maior cisalhamento e turbilhonamento observado nos trechos de ponta das pás (Hau, 2006).

Atualmente, as turbinas de eixo horizontal são as predominantes, pois o uso do coeficiente de empuxo permite um aproveitamento melhor da potência do vento, chegando a até 80% do limite de *Betz* em modelos modernos. Adicionalmente, o *know-how* do setor aeronáutico foi aproveitado, pois os mesmos princípios físicos regem o funcionamento das pás.

Além do melhor aproveitamento da energia do vento, nas turbinas de eixo horizontal, como a da figura 3.2, a possibilidade do controle do ângulo de *pitch* permite limitar a conversão em energia mecânica, protegendo o conjunto no caso de tempestades ou ventos extremos, aumentando a vida útil da turbina e prevenindo sinistros.

3.2 Tecnologia das pás

As pás são os elementos da turbina responsáveis por transformar a energia cinética dos ventos em movimento rotativo, produzindo o conjugado responsável por acionar o gerador elétrico armazenado na nacelle e mecanicamente acoplado ao rotor. Diversos elementos de engenharia são levados em consideração no projeto destes componentes.

Um exemplo é a escolha do número de pás, que é um compromisso entre torque e velocidade. De fato, quanto maior o número de pás, menor a velocidade de rotação e maior o torque, em analogia ao número de par de polos em um gerador elétrico. Arranjos de uma ou duas pás são, no entanto, raros pela ausência de torque de partida e maior estresse nas mesmas devido à assimetria.

Contudo, também é apontado por Hau (2006) que o ganho de eficiência nos arranjos de quatro ou mais pás é marginal do ponto de vista econômico e técnico, devido ao aumento do peso do rotor. Aliado ainda ao maior apelo estético e menor produção de ruído (Ackermann, 2012), as turbinas de três pás são predominantes entre as comerciais.

Outro ponto a ser destacado são os materiais utilizados na confecção das pás, que evoluíram com o passar do tempo. A escolha era pautada pela seleção dos materiais que apresentassem os requisitos de resistência, mas também

apresentassem peso compatível com as aplicações e tivessem preço e adequabilidade para produção em larga escala.

Inicialmente fabricadas com madeira, aço ou alumínio, os materiais utilizados na indústria incorporaram os compósitos, inicialmente com o uso da fibra de vidro e de carbono e evoluindo hoje em dia para arranjos que unem as fibras à resina epóxi.

Sendo as pás um dos componentes mais caros do aerogerador, e sua instalação ou substituição envolvendo o uso de guindastes de alto custo e investimento, é de se supor que as pás devem durar toda a vida útil dos equipamentos, de pelo menos vinte anos (Simas, 2012).

Assim, elas devem responder a todas as intempéries do ambiente no qual serão inseridas. Dentre alguns exemplos no país, podemos destacar a corrosão pela salinidade, o poder abrasivo de dunas, as temperaturas do semiárido nordestino e o elevado índice cerâmico em certas regiões do país.

Pelo poder das pontas, as pás atraem número considerável de descargas atmosféricas, estando assim sujeitas a incêndios e danos aos sistemas elétricos e eletrônicos embarcados. Para minimizar estas ocorrências, são instalados condutores metálicos ao longo do comprimento das pás associados a centelhadores ou anéis deslizantes, responsáveis por drenar a descarga para o sistema de aterramento do aerogerador.

3.3 Sistema de transmissão mecânica e nacele

Por restrições operacionais e de segurança, a velocidade de rotação das pás de uma turbina eólica não costuma ultrapassar vinte rotações por minuto (Hau, 2006), além de variar com a intensidade do vento no local. Contudo, a frequência operacional do sistema elétrico é fixa e admite pouco desvio do valor nominal.

Assim, deve haver alguma forma de compatibilização da frequência mecânica de rotação da turbina com a frequência elétrica entregue à rede através de conversores eletrônicos, caixas multiplicadoras ou do aumento do número de polos, sendo que este último esbarra em limitações construtivas, pois é acompanhado do aumento em peso e volume do gerador (Hau, 2006).

Exceto pela topologia de gerador síncrono com dezenas de polos e conversor de frequência pleno, todas as turbinas comerciais atuais são dotadas de caixa multiplicadora, que atuam aumentando a velocidade de giro do rotor dos geradores elétricos, compatibilizando-as com as necessidades operacionais de cada topologia de gerador.

A nacele é a estrutura que serve de conexão entre o rotor e a torre de sustentação, alojando diversos componentes da máquina; como a caixa multiplicadora, o gerador elétrico, filtros e conversores de frequência, sistemas de supervisão e controle, etc. (CEPEL, 2001).

A figura 3.3 dá um exemplo da constituição destas estruturas; ainda que caiba a observação de que a presença, o dimensionamento e a posição dos componentes variam com o modelo e as características da engenharia do fabricante.

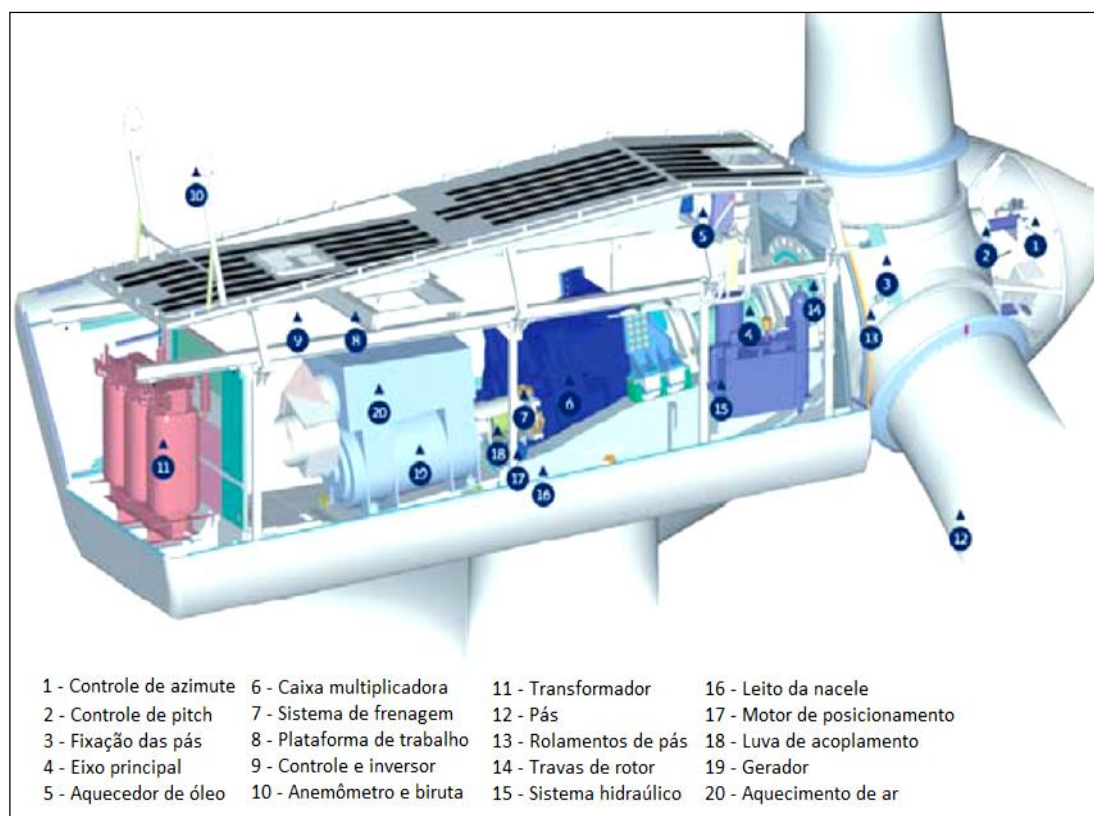


Figura 3.3 - A nacele de um modelo da Vestas e seus componentes
Fonte: (CEPEL, 2001)

3.4 Sistemas de regulação da potência convertida

Diferente da geração hidráulica, onde o fluxo da água é regulado conforme as necessidades do despacho e o nível dos reservatórios, na geração eólica é necessário assegurar que o aproveitamento da energia do vento seja máximo dentro das condições presentes, bem como garantir que em ventos maiores que a faixa operacional da máquina ela possa se resguardar e evitar danos ao próprio aerogerador.

3.4.1 Controle azimutal

Nos aerogeradores com eixo horizontal, há a flexibilidade proporcionada pelo controle de azimute ou *yaw*, que é o alinhamento do eixo com a direção do vento. Em condições de vento favorável, este sistema atua de modo ao fluxo do vento atingir perpendicularmente o rotor, maximizando a produção de energia e minimizando o estresse nas pás; ao passo que em casos de ventos extremos em turbinas de pequeno porte, o azimute pode se mover de modo a minimizar a propulsão nas pás, manobra conhecida como *furling*.

O controle de azimute pode ser feito de forma passiva, em turbinas construídas de modo que o próprio fluxo do vento seja responsável por alinhar a nacele com o vento, seja através do arrasto em cauda instalada na nacele, seja por operar a sotavento (*downwind*, em inglês). Um exemplo desta topologia pode ser visto na figura 3.4.

Porém, em turbinas comerciais de larga escala é o ajuste de azimute motorizado automático a escolha técnica predominante. O sistema de controle do motor ou conjunto de motores é orientado através do sinal de direção do vento recebido de biruta instalada no topo das naceles, atuando como subsistema independente. Os componentes básicos de uma turbina são ilustrados na figura 3.5.



Figura 3.4 - Turbina eólica com controle azimuthal passivo caudal
Fonte: (Hau, 2006)

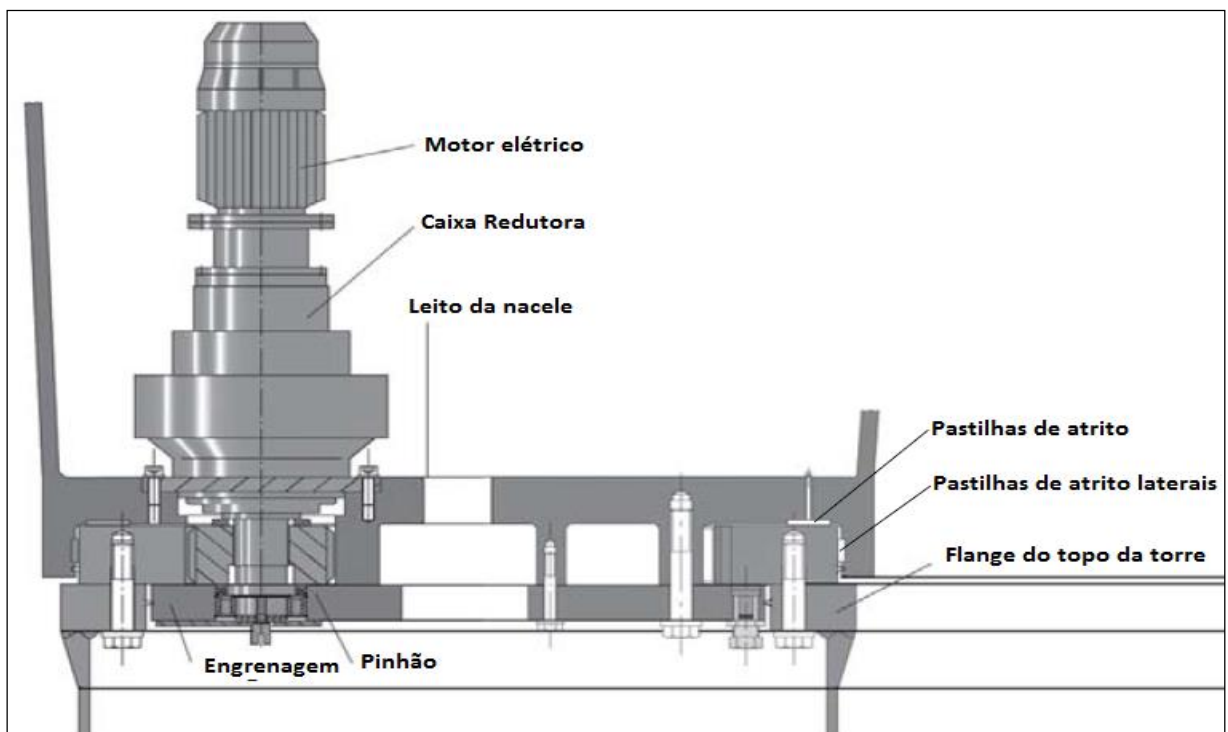


Figura 3.5 - Sistema de controle azimuthal da NM-52, do aerogerador NEG Micon
Fonte: (Hau, 2006)

3.4.2 Controle de pitch

Enquanto o controle azimutal atua em turbinas de eixo horizontal para maximizar o aproveitamento do recurso eólico e a minimização do carregamento, o controle de *pitch*, ou ângulo, atua em restringir a potência convertida dentro dos limites operacionais da máquina, além de poder auxiliar na frenagem em emergências. Modificando o ângulo de ataque nas pás, é possível alterar as propriedades aerodinâmicas do conjunto, reduzindo as forças de sustentação que impulsionam seu giro, regulando a velocidade e potência disponível no eixo. Estas restrições visam não somente condições de segurança, mas um ótimo operacional para o gerador elétrico e possível caixa multiplicadora (Burton, 2001).

Em condições de vento extremas, ou caso alguma condição emergencial exija a frenagem da máquina, o sistema de controle assegura que as pás sejam rotacionadas para a posição de bandeira, ou *feathered position*, colocando a pá em quadratura com o fluxo vento, o que diminui drasticamente o binário atuante na máquina e permite a desaceleração.

Através do monitoramento da potência e velocidade desenvolvidos no aerogerador, o sistema de controle atua através de motores elétricos ou acionamentos hidráulicos. Para aumentar a confiabilidade do conjunto, está se tornando comum (Hau, 2006) o uso de sistemas eletrônicos independentes para cada pá e o emprego de baterias para garantir o suprimento do sistema atuador.

3.4.3 Controle passivo por estol

Além do controle de *pitch*, existe uma forma passiva de regular a potência desenvolvida. O processo, chamado de controle por estolamento, consiste em projetar as pás de modo que o fluxo de vento descole das pás a partir de uma certa magnitude de velocidade, reduzindo as forças de sustentação nas mesmas e limitando sua velocidade.

Uma das razões para o declínio desta tecnologia (Hau, 2006) é que o processo de estol envolve turbilhonamento e consequente aumento do carregamento

sobre as pás, não regulando de forma tão satisfatória a potência na saída do gerador, como é possível observar na figura 3.6.

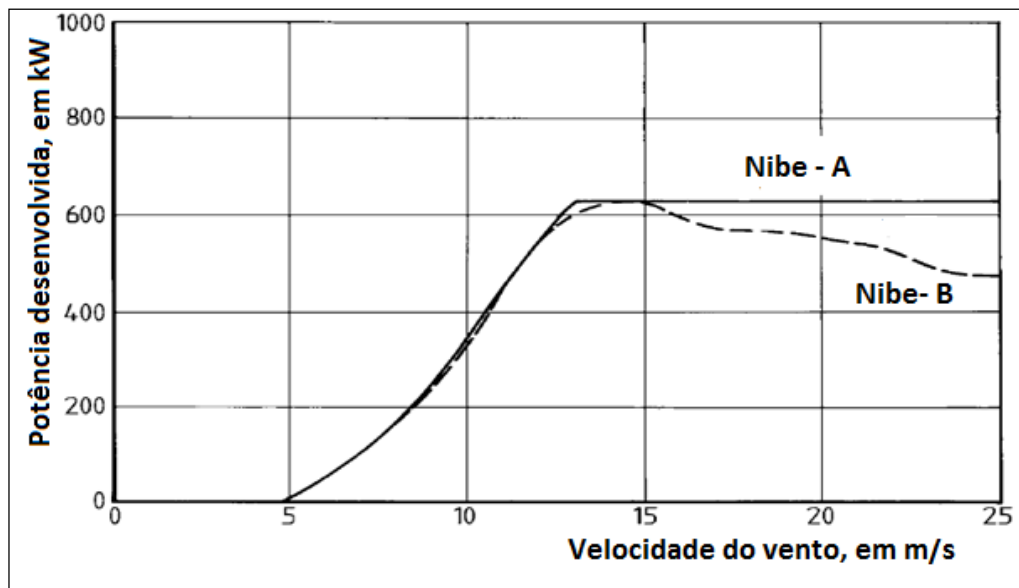


Figura 3.6 - Controle das turbinas Nibe-A e B, por pitch e estol, respectivamente
Fonte: (Hau, 2006)

3.5 Topologias de geradores elétricos

Os geradores hidrotérmicos se caracterizam por uma regime rotativo regular o que deu origem ao atual sistema elétrico de frequência fixa, ao passo que a incapacidade de represar e regular a energia do vento implica em os aerogeradores terem um regime de rotação variável. Deste modo, a exigência técnica principal de qualquer topologia de aerogerador é operar em uma ampla faixa de rotação nas pás produzindo energia na frequência fixa determinada pela rede à qual o mesmo está conectado.

3.5.1 Gerador de indução de gaiola de esquilo

As máquinas de indução podem gerar potência ativa ao operarem com o rotor em frequência supersíncrona, o que é obtido através da caixa multiplicadora. Por outro lado, o valor do escorregamento na turbina deve ser baixo para garantir a

máxima transferência de potência ativa e simultaneamente reduzir as perdas no cobre do rotor, exigindo uma rotação mínima das pás para a operação da máquina como gerador.

Em condições de vento reduzido, isto pode se traduzir na necessidade de motorização do conjunto através de *soft-starter* (ou sistema de partida suave), vide figura 3.7, para reduzir as correntes de partida e o afundamento da tensão, exigência básica na operação de múltiplos geradores em paralelo. Além disto, sua característica de monoexcitação exige o uso de banco de capacitores em paralelo com o conjunto.

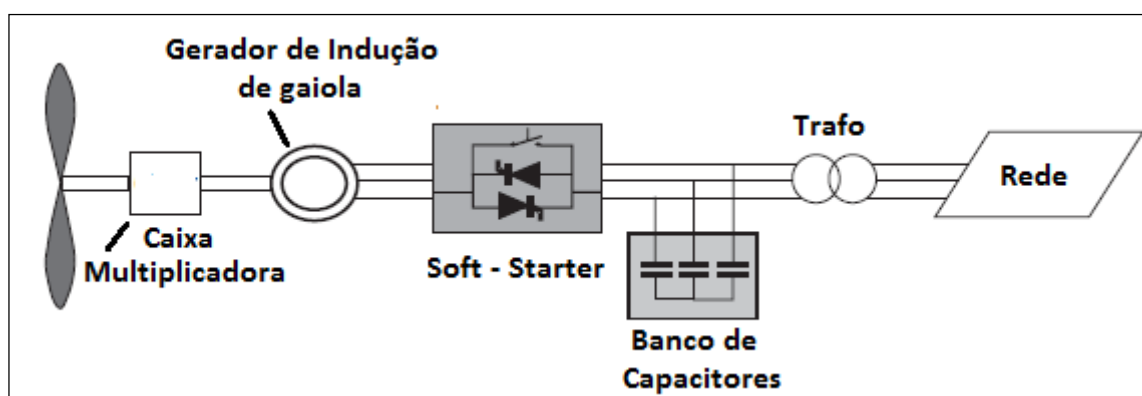


Figura 3.7 - Gerador de indução de gaiola
Fonte: (Ackermann, 2012, adaptado)

3.5.2 Gerador de indução de rotor bobinado, alimentação simples

Diferente da topologia anterior, o emprego de resistores conectados com o rotor através de anéis deslizantes permite o ajuste da resistência equivalente do circuito rotórico, sendo conhecido da teoria da máquina de indução que este valor determina o escorregamento no qual há ótima transferência de potência (Fitzgerald, 2003).

Desta forma, a faixa de velocidade na qual o gerador pode operar de forma eficiente é alargada, uma vez que o sistema de controle do aerogerador garanta que a resistência equivalente do conjunto seja ótima para certa faixa de operação. Em contrapartida, é observado o aumento das perdas rotóricas e os custos com manutenção das escovas e anéis deslizantes, ressaltando que a resistência é

regulada através de eletrônica de potência pela utilização de pares de tiristores em antiparalelo (Tleis, 2008).

Sendo ainda necessário velocidade mínima nas pás para operação supersíncrona e uma maneira de suprir reativo ao sistema elétrico, nesta topologia são mantidos o uso de *soft-starter* para motorização e de bancos de capacitores chaveados, respectivamente, conforme pode ser observado na figura 3.8.

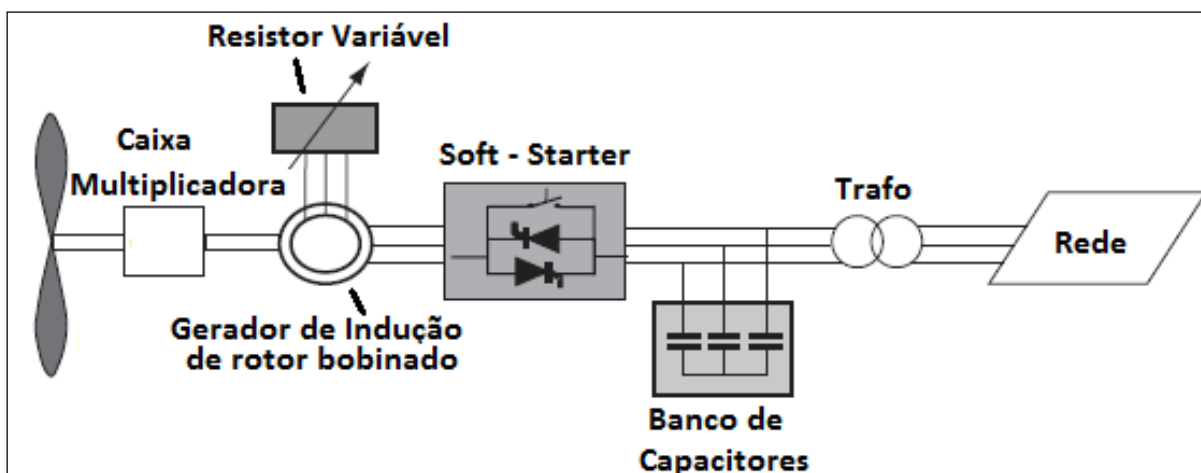


Figura 3.8 - Gerador de indução de rotor bobinado

Fonte: (Ackermann, 2012, adaptado)

3.5.3 Gerador de indução com rotor bobinado, alimentação dupla

Apesar da simplicidade técnica e importância histórica das duas topologias anteriores, a opção mais comum em termos de máquina de indução é a alimentação dupla, na qual são injetadas tensões trifásicas na frequência de escorregamento do circuito, o que garante elevada flexibilidade operacional ao arranjo esquematizado pela figura 3.9.

Isto ocorre pois através do ajuste de tensão e fase no rotor é possível regular o fluxo de potência ativa e reativa, da mesma forma que ocorre em um gerador síncrono, servindo inclusive para amortecer oscilações mecânicas da máquina primária. Desta forma, é possível motorização suave e controlada do conjunto bem como a exportação de reativo, dispensando neste arranjo o uso de *soft-starter* e banco de capacitores, respectivamente.

Por outro lado, para criar as tensões na frequência do escorregamento é necessário o uso de um inversor de frequência, bem como o projeto de um sistema de controle que acompanhe as características em tempo real e seja capaz de responder rapidamente às condições transitórias e de regime permanente. Além disto, o uso de inversores sempre gera distorções harmônicas em maior ou menor nível.

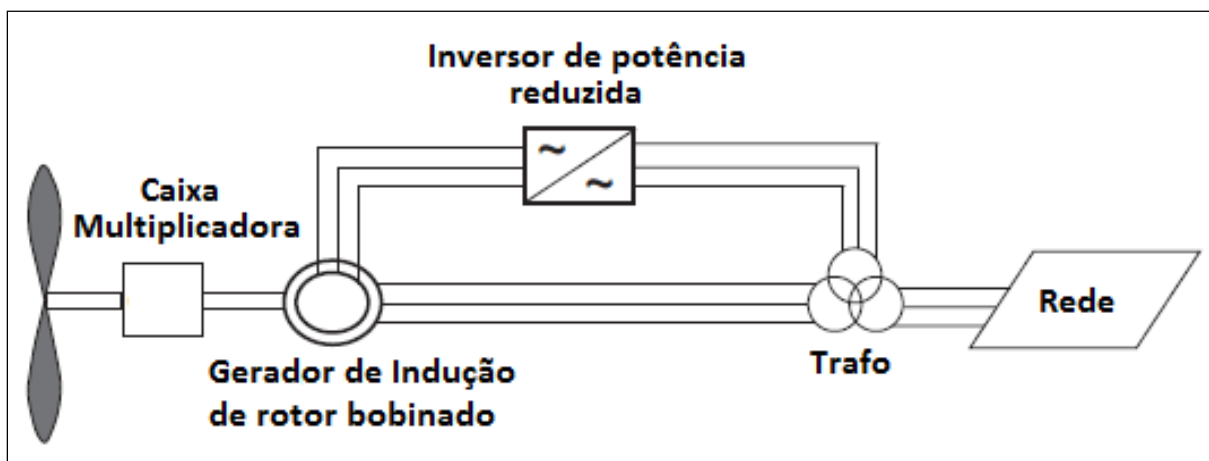


Figura 3.9 - Gerador de indução duplamente alimentado
Fonte: (Ackermann, 2012, adaptado)

Porém, é necessário destacar que a flexibilidade operativa do ponto de vista elétrico não se traduz necessariamente na questão mecânica, pois a faixa de velocidade na qual as pás operam é sujeita a limitações de velocidade.

Devido ao fato de a potência utilizada no conversor ser proporcional ao escorregamento, para manter o custo do inversor competitivo, ainda é necessário manter a condição de baixo escorregamento em condição supersíncrona; e pela mesma justificativa não pode ser dispensada a caixa multiplicadora.

3.5.4 Gerador síncrono com conversor pleno

O uso de um gerador síncrono acionado por uma máquina primária com regime variável de velocidade para alimentar uma rede de frequência fixada só é possível se existir um desacoplamento entre as frequências de máquina e de sistema. Para tanto, é realizada a conversão plena da energia elétrica produzida pelo gerador através de eletrônica de potência.

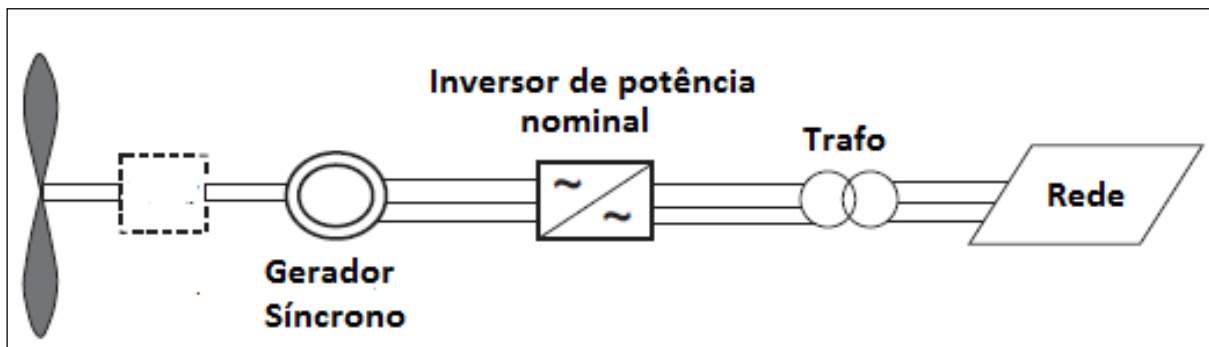


Figura 3.10 - Gerador síncrono com conversor pleno
Fonte: (Ackermann, 2012, adaptado)

A rotação da turbina acoplada ao circuito de campo produz tensões alternadas no estator, conectado este eletricamente, através de um sistema retificador, a um banco de capacitores. Através deste barramento de corrente contínua atua um inversor de frequência de potência nominal compatível com a do gerador, entregando à rede correntes e tensões elétricas em qualquer frequência desejada.

Através deste desacoplamento de frequências, pode ser dispensado o uso de caixa multiplicadora, conforme indicado pela figura 3.10. Porém isto não significa que a velocidade da máquina não esteja sujeita a restrições, uma vez que certa rotação deve ser garantida para produzir uma tensão mínima nos terminais do estator.

Assim, a máquina é projetada com um elevado número de polos e possui volume maior que as outras topologias com mesmo nível de potência. Exemplo disto é o conceito de gerador anular da Enercon®, cujo diâmetro ocupa toda a nacele, como exposto na figura 3.11, sendo possível notar que, diferente do usual, o rotor é externo ao estator, que neste caso é a parte mais internalizada do gerador.

As diferentes variações desta topologia se dão com respeito ao sistema de excitação da máquina. O uso de rotor de ímã permanente, de preço mais elevado e sujeito a flutuações do preço de terras raras, implica em ausência de escovas e bobinado para o campo da máquina (gerando ganho de manutenibilidade), enquanto o uso de rotor bobinado proporciona melhor controle de reativo e menores custos de construção.

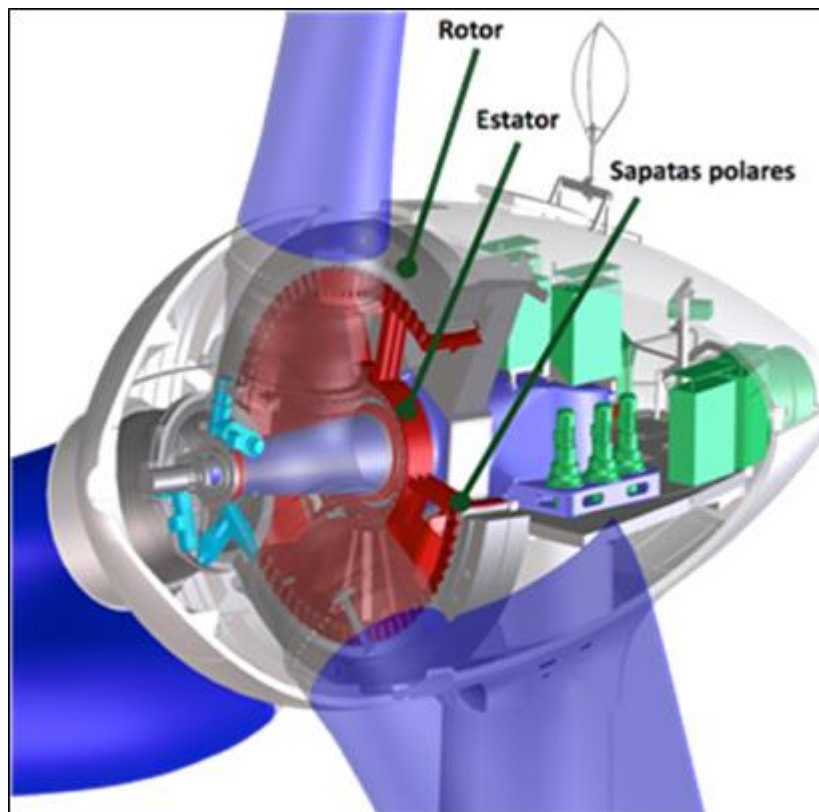


Figura 3.11 - Corte transversal de um aerogerador da Enercon
Fonte: (TECNOLOGIA, s.d.)

3.6 Classificação de aerogeradores e a norma IEC 61.400

Uma das razões para a geração eólica ser atrativa para investidores e projetistas é o fato de os aerogeradores terem produção em massa e uniforme e por isto dispensarem de um projeto único para cada aproveitamento disponível. Diferente do caso hidroelétrico, no qual a máquina primária depende da vazão e queda da água, o que também torna obrigatório um projeto único do gerador elétrico, uma vez que estes dois parâmetros determinam o número de pólos e a potência aparente e consequentemente as dimensões do dispositivo.

Um dos instrumentos para garantir tal padronização é a obediência à normativa da *International Electrotechnical Commission* (IEC) que classifica as turbinas de acordo com dois critérios: a velocidade média anual de vento e o índice de turbulência máxima.

A partir da distribuição de *Weibull*, que melhor ajusta a série temporal, é estimada a maior velocidade de vento sustentada por 10 minutos numa faixa de cinquenta anos, a chamada velocidade de referência, e em seguida a mesma metodologia é utilizada para estimar as máximas rajadas de vento anuais e no horizonte de cinquenta anos (ABNT, 2008).

Deve ser observado na tabela 3.1 que estes três valores já estão associados à velocidade média anual, pois a norma assume que o vento no local segue a distribuição de Rayleigh, típico de um regime de vento do Norte da Europa (CTGÁS-ER, 2012). Contudo, isto não se traduz em prejuízo na escolha da máquina, pois o baixo fator de forma da distribuição de Rayleigh implica numa projeção conservadora, ao menos no caso do Nordeste brasileiro, onde o fator de Weibull se situa entre 3 e 4 (CEPEL, 2001).

Tabela 3.1 - Classificação de aerogeradores segundo a norma IEC
Fonte: (IEC, 2005)

Parâmetro de Projeto	Classe		
	I	II	III
Velocidade de referência	50	42,5	37,5
Velocidade média anual	10	8,5	7,5
Rajada de um segundo com recorrência de 50 anos	70	59,5	52,5
Rajada de um segundo com recorrência de um ano	52,5	44,6	39,4
Turbulência A, em %	0,16		
Turbulência B, em %	0,14		
Turbulência C, em %	0,12		

A definição mais utilizada em geração eólica é de que a turbulência é o desvio padrão da velocidade do vento amostrada durante um período de tempo, o que costuma ser dado em termos percentuais após normalização frente à própria velocidade média do vento. Um alto índice de turbulência é indicador do carregamento enfrentado pelas pás, o que é refletido no desempenho do aerogerador como um todo. Os índices A, B e C se referem a esta máxima turbulência suportada pela máquina, conforme indicado pela tabela 3.1.

Existe ainda uma classe especial de turbina, chamada de “classe S”, cujas características de projeto possuem flexibilidade com relação ao local, conforme

decidido em comum acordo entre fabricante e comprador, e que pode portanto se adaptar a diversos regimes de vento.

Naturalmente, a norma IEC 61.400 não tem como escopo apenas a categorização de aerogeradores e se divide em diversos capítulos, tendo três deles sido traduzidos para o português e incorporados às Normas Brasileiras (NBR) da Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT). O primeiro se refere aos requisitos de projeto (ABNT, 2008), nele constam os resultados da tabela 3.1; o segundo se refere a aspectos de qualidade de energia (ABNT, 2010) e o último versa sobre a certificação de curvas de potência (ABNT, 2012).

4 ASPECTOS ELÉTRICOS DE AEROGERADORES: ESTUDO DO CURTO-CIRCUITO E DE CONEXÃO

Após expostas as características elétricas que distinguem a geração eólica da geração hidrotérmica convencional, ficam evidentes as exigências da parte do Operador Nacional para a conexão de parques eólicos à Rede Básica. No texto buscou-se assinalar as exigências da operação e as condições de regime permanente e transitório à luz dos Procedimentos de Rede (ONS, 2010a).

Um dos estudos mais importantes é, por exemplo, o estudo do curto-circuito. Conforme exposto no capítulo anterior, os aerogeradores modernos contêm eletrônica de potência que altera o desempenho das máquinas frente ao curto-circuito. Desta forma, destaca-se os mecanismos envolvidos neste processo para cada uma das quatro topologias comerciais, explicando-se os dispositivos envolvidos e o comportamento eletromecânico esperado.

4.1 Diferenças da geração eólica em comparação com a geração hidrotérmica

Os parques eólicos no Brasil estão inseridos no Sistema Interligado Nacional e desta forma contribuem e sofrem os efeitos de todas as outras máquinas e cargas a ele conectados, obedecendo assim a padrões mínimos de exigência do Operador Nacional, através dos Procedimentos de Rede. Porém, a energia eólica está sujeita a regras específicas, uma vez que algumas de suas características a diferenciam do que é observado em geradores hídricos ou térmicos (Custódio, 2013).

A primeira diferença é a presença marcante de eletrônica de potência como: retificadores, conversores CC/CC, inversores de frequência e circuitos controlados por tiristores, conhecidos como *choppers* ou pulsadores (Anaya-Lara, 2009). Estes componentes, apesar de trazerem flexibilidade operacional e ganhos de geração, geram distorção harmônica, o que acaba por exigir o emprego de filtros dessintonizantes, por aerogerador ou por parque eólico (Ackermann, 2012).

A chamada distorção harmônica se traduz em uma perda da qualidade da energia, pois sua presença pode causar problemas como atuação indevida da proteção, sobreaquecimento de condutores, problemas em equipamentos eletrônicos sensíveis, ressonância, ferro-ressonância e desgaste precoce de capacitores (Ackermann, 2012).

A segunda diferença é o fato de o fluxo do vento ser intermitente, implicando em a rotação das pás variar constantemente ao longo do dia. Sendo o sistema projetado para operar em frequência fixa e apenas admitindo pequenas variações, fica claro que aerogeradores influenciam na estabilidade de tensão e frequência do sistema elétrico, especialmente se conectados a barramentos fracos, de reduzida potência de curto-circuito (Ackermann, 2012).

Isto implica em um despacho diferenciado, pois diferente das usinas hidroelétricas, que podem armazenar água em seus reservatórios, ou das térmicas, que regulam o uso do combustível, o recurso eólico deve ser utilizado imediatamente, oscilando estocasticamente (Anaya-Lara, 2009). Assim, as usinas eólicas entregam potência ativa à rede conforme o regime de vento, limitando as margens operativas e desta forma justificando as condições especiais do Operador Nacional do Sistema, a serem discutidas no item 4.2.

Devido ao fato de os parques operarem com fatores de capacidade reduzidos, dificilmente ultrapassando 50% (Hau, 2006), seria necessário uma capacidade instalada consideravelmente superior à demanda média de um sistema para atender completamente ao consumo energético nacional. Contudo, a natureza estocástica do recurso impede um atendimento garantido às demandas instantâneas de potência (Ackermann, 2012). Desta forma, se conclui que a energia eólica não é energia firme, e consequentemente a regulação e a operação devem partir do pressuposto que esta é uma fonte de energia complementar, tão somente.

4.2 Exigências para a conexão da geração eólica ao sistema elétrico nacional

Um produtor independente, para obter acesso ao SIN e assim faturar o fornecimento através da Rede Básica, necessita obedecer aos requisitos do Operador

Nacional do Sistema, sendo exigidos dos proprietários os seguintes dados para se obter o parecer de acesso, documento inicial para a conexão ao sistema (ONS, 2010b):

Dados históricos de vento: Informações importantes para o despacho, como: velocidades médias mensais e anuais (permitem estimar a produção de energia e sua sazonalidade), direção de vento predominante (indicadora de efeito esteira e desligamento de turbinas em posições desfavoráveis), parâmetros de Weibull (caracterização estatística do vento e portanto da produção de energia), densidade do ar (ajuste das curvas de potência) e altura das torres de medição (servem de referência para extrapolar a velocidade do vento quando a altura da torre e do cubo do rotor diferem) (Hau, 2006).

Dados de funcionamento: Permitem caracterizar o despacho da central por reunirem informações como gráficos de potência prevista a ser injetada mensalmente (dentro de uma margem de valores máximo e mínimo), taxas de tomada de carga (*ramping*) e a máxima potência injetada pelo parque eólico. Este último atributo impacta também nas Tarifas de Uso dos Sistemas de Transmissão (TUST) e nas Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição (TUSD) (CCEE, 2014).

Dados das turbinas: Permitem ao operador conhecer as características da máquina a ser integrada ao sistema, incluindo informações como controle de potência (*pitch* ou estol); velocidade nominal (na qual o aerogerador desenvolve potência nominal); velocidades de *cut-in* e *cut-out* (velocidades de vento nas quais inicia e cessa a conversão em energia elétrica, respectivamente); momento de inércia e constante de amortecimento (para estudos eletromecânicos) e naturalmente a curva de potência (relacionando a velocidade do vento com a potência elétrica gerada, já descontando perdas) (Hau, 2006).

Dados do gerador: Além de ser necessário ceder um modelo computacional da máquina para estudos eletromecânicos ao Operador, são exigidas informações como topologia (síncrono, assíncrono de gaiola, assíncrono bobinado, etc.); potências ativa e aparente nominal; corrente em vazio e de partida; reativo e

fator de potência nominal e em vazio e resistências e reatâncias em p.u. Estes parâmetros são utilizados em estudos de transitórios eletromecânicos e servem também para indicar o bom dimensionamento da proteção.

Sistemas de proteção, controle e filtragem: Informar os tipos de proteção existentes no conjunto, incluindo calibração e temporização; informar os sistemas de controle cabíveis com diagramas de blocos e ajustes de parâmetros; arranjos físicos de filtros, bem como seus diagramas elétricos e parâmetros RLC.

Uma vez preenchidos estes dados junto ao sistema do Operador e aprovados após apreciação, é possível a exigência da realização de estudos específicos para verificar a segurança do sistema como um todo. Deste modo fica claro que a Solicitação de Acesso é uma mera consolidação das informações para conexão (ONS, 2010a). Estes estudos objetivam:

a) Avaliar o impacto do acessante na qualidade da energia elétrica, no tocante a distorção harmônica e flutuação de tensão no ponto de conexão ou no transformador de fronteira. O não atendimento aos requisitos implicará a exigência de equipamentos de mitigação destes efeitos, como filtros harmônicos.

b) Avaliar o impacto do acessante nos indicadores da operação da rede básica. O não atendimento implicará a indicação dos reforços e ampliações cabíveis a serem implantados pelo acessante, que deve implementá-los para prosseguimento do processo.

c) Verificação dos atendimentos aos requisitos técnicos previstos nos Procedimentos de Rede, como os observados no Submódulo 3.6 (ONS, 2010a).

d) Definir as necessidades principais dos equipamentos, indicando quando possível os reforços e ampliações a serem implantados para atender às necessidades do Operador.

Para parques eólicos, alguns dos requisitos mínimos que devem ser comprovados através de estudos, preferencialmente seguindo o padrão determinado pelo próprio Operador (ONS, 2010c), são (ONS, 2010d):

Operação em regime de frequência não nominal: Operar instantaneamente na faixa entre 56,7 e 63 Hz sem provocar atuação de relés de subfrequência e sobrefrequência instantâneos; operar abaixo de 58,5 Hz por até 10 segundos; operar entre 58,5 e 61,5 Hz sem atuação de relés de frequência instantâneos e operar acima de 61,5 Hz por até dez segundos. Esta exigência serve impedir a saída dos aerogeradores, quando houver déficit de geração, antes da atuação do esquema de alívio de carga da região. A ideia principal é que a característica intermitente da geração eólica não interfira na estabilidade de frequência da rede através de entradas e saídas sucessivas.

Geração e absorção de reativo: No ponto de conexão, a central eólica deve ter condições de operar com fator de potência de no mínimo 0,95 em condições capacitiva e indutiva. A ideia central é que a geração do vento também possa contribuir para o tráfego de reativo e a consequente manutenção da estabilidade de tensão no sistema. A contribuição de reativo é o principal motivo da exigência do *Low Voltage Ride Through*, que é um parâmetro de robustez frente ao curto circuito.

Operação em regime de tensão não nominal: Operação entre 0,90 e 1,10 p.i. da tensão nominal no ponto de conexão sem atuação de relés de tensão temporizados; bem como a operação entre 0,85 e 0,90 p.u. por até 5 segundos. A exigência serve para evitar a saída da usina eólica quando da variação das tensões no sistema, causadas por flutuações de geração e carga ou outros motivos.

Participação no Sistema Elétrico de Potência: Deve ser possível a desconexão automática do parque ou redução da potência individual dos aerogeradores por sistemas de controle de potência como *pitch* ou estol. O objetivo desta exigência é permitir ao Operador minimizar sobrefrequência em caso de ilhamento do sistema elétrico causado por alguma contingência.

Potencia ativa de saída: Para tensões entre 0,90 e 1,10 p.u. não deve ser possível reduzir a potência de saída na faixa de 58,5 e 60 Hz. Na faixa entre 57 e 58,5 Hz; ainda é admissível redução da potência em até 10%. Esta medida serve para mitigar subfrequência e evitar cortes de carga ao deixar disponibilidade de potência na geração eólica.

Distorção harmônica: Em instalações de ponto de conexão acima de 69 kV; bastante provável em parques eólicos, dada a potência atual da ordem de dezenas de MW (Simas, 2012); a máxima distorção harmônica observada em 95% das medições não deve ser superior aos valores indicados pela tabela 4.1.

Suportabilidade a subtensões decorrentes de faltas na rede básica: Também conhecido como *Fault Ride-Through* ou *Low Voltage Ride Through*, sem tradução oficial. É exigido dos aerogeradores que permaneçam conectados por um tempo mínimo, mesmo quando da ocorrência do afundamento da tensão em uma de suas fases pelo curto-circuito, nas faixas de tensão e tempo indicadas pela figura 4.1. Isto serve para evitar a desconexão em cascata dos aerogeradores do parque e até de outros geradores próximos da barra afetada, uma vez que no período subsequente à falta é preciso garantir a injeção de reativo no sistema para recuperação dos níveis de tensão aos valores nominais (Anaya-Lara, 2009).

Tabela 4.1 - Máximo THD em conexão em um parque eólico igual ou acima de 69 kV
Fonte: (ONS, 2010e)

Máximo THD a ser observado, conexão em 69 kV ou superior			
ÍMPAR		PAR	
ORDEM	VALOR	ORDEM	VALOR
3,5,7	2%	-	-
-	-	2,4,6	1%
9,11, 13	1,5%	-	-
-	-	≥8	0,5%
15 a 25	1%	-	-
≥27	0,5%	-	-
DHTST95% = 3%			

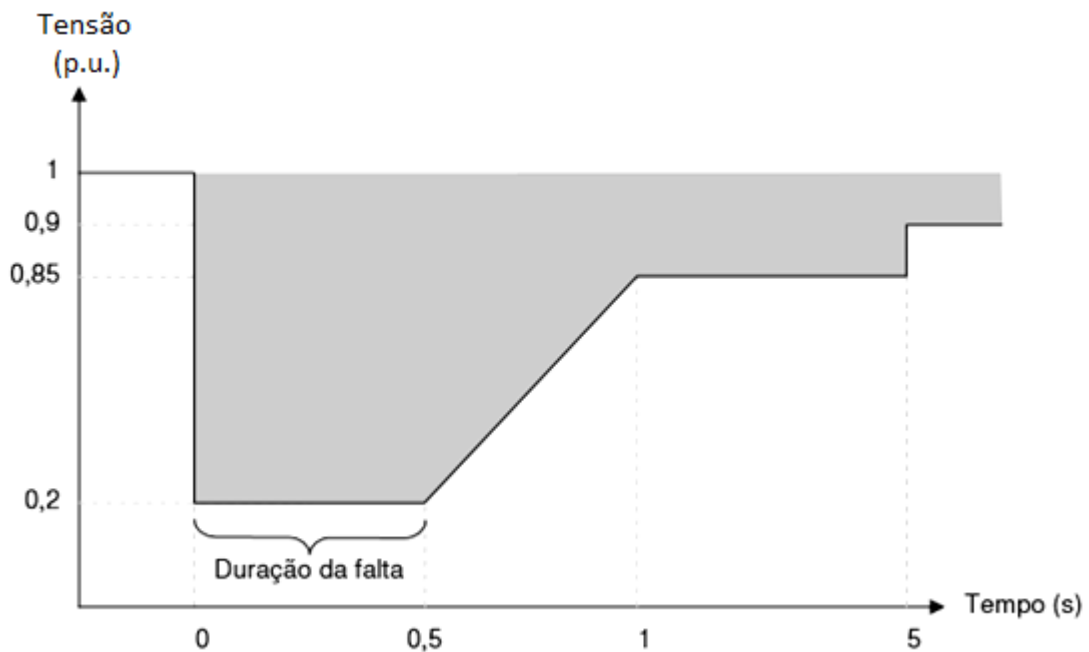


Figura 4.1 - Tempos mínimos de Low Voltage Ride Through
 Fonte: (ONS , 2010d)

4.3 Estudos de curto-circuito em aerogeradores

As diferenças construtivas das topologias de aerogeradores não se traduzem apenas na operação em regime permanente, mas também no comportamento destas máquinas em condições transitórias. Os aerogeradores, como quaisquer máquinas girantes, contribuem para as correntes de curto-circuito de acordo com seus parâmetros e condições de carregamento.

Porém, cada topologia tem características únicas que influem na duração, formato e contenção do curto-circuito. O fator mais relevante é a presença de eletrônica de potência, que influi consideravelmente nas contribuições desta máquina durante a falta, amortecendo transitórios e protegendo circuitos (Tleis, 2008).

4.3.1 Curto-circuito no gerador de indução de gaiola de esquilo

As máquinas de indução de um modo geral não possuem excitação própria, contribuindo para o curto-circuito apenas com seu magnetismo residual através da componente subtransitória da corrente de falta (Tleis, 2008). Portanto, o gerador de

gaiola não sustenta continuamente curto circuito simétrico mesmo que ocorra a falha na proteção, uma vez que o fluxo rotórico se dissipa mais rapidamente que a energia cinética das massas girantes (Kindermann, 1997).

O equacionamento do curto-circuito do gerador de indução é bastante similar ao do motor de indução, exceto que o modelo em regime permanente para determinação das condições iniciais faz uso de resistência negativa, o que reduz ligeiramente a corrente de curto-circuito (Anaya-Lara, 2009).

Durante o curto-circuito, como é de praxe, o gerador de gaiola acelera e consequentemente torna o escorregamento ainda mais negativo, isto diminui a componente real da impedância do rotor e aumenta a quantidade de reativo absorvida pela máquina, afundando ainda mais a tensão no barramento. Não ocorrendo desligamento da máquina em até 120 milissegundos (Anaya-Lara, 2009), é provável que ocorra a perda da estabilidade do aerogerador por subtensão.

A dessincronização do aerogerador inviabiliza a reconexão e implica a perda do torque de reação do sistema e a consequente aceleração das pás do dispositivo. Assim, é exigida uma atuação dos sistemas de controle de potência, através da alteração do *pitch* e outros mecanismos, para frear o aerogerador e impedir que a rotação do mesmo exceda os limites de segurança. Isto representa não só em perda da vida útil mas também pode danificar a máquina por aquecimento ou travamento do rotor (Hau, 2006).

Em resumo, o modelo para estudos de curto-circuito deste aerogerador é o de uma máquina de indução com parâmetros tais que o ponto de máximo torque seja obtido com baixo escorregamento, devido às próprias características operacionais desta topologia.

Pelos mesmos motivos, a impedância de sequência positiva é simplesmente a impedância de rotor travado (Cayres, 2009), devido ao baixo nível de escorregamento, e o mesmo vale para a sequência negativa por a máquina ser dotada de polos lisos. A sequência zero, por outro lado, pode ser considerada infinita, pois é comum a ligação desse tipo de gerador em estrela (Tleis, 2008).

Existem três abordagens principais para o cálculo da contribuição das máquinas de indução para o curto. A primeira abordagem considera a máquina idêntica a um gerador síncrono, o que superestima a corrente de curto-circuito pela

ausência de excitação própria, o que leva a resultados grosseiros e perda de seletividade da proteção (Tleis, 2008).

As outras duas abordagens, o modelo de gaiola simples e o modelo de gaiola dupla, são mais precisas por levarem em consideração a desmagnetização progressiva do rotor da máquina de indução conforme a mesma alimenta a corrente de curto-circuito. Contudo, o modelo de gaiola dupla é mais adequado para máquinas com ampla faixa de velocidade por levar em conta o efeito pelicular e a variação da frequência nas diversas camadas da barra de cobre.

Desta forma, o gerador de indução pode ser modelado utilizando o conceito de gaiola simples, e a componente simétrica da corrente de curto circuito decai com as constantes de tempo do equipamento. Em uma máquina de indução submetida à tensão V_{rms} com um ângulo de fase arbitrário ϕ e um ângulo de impedância θ , a corrente de curto-circuito é aproximada pela seguinte expressão:

$$I_{cc}(t) = \sqrt{2} \frac{V_s}{X'} e^{-\frac{t}{\tau'}} \sin(\omega_s t + \phi - \theta) - \sqrt{2} \frac{V_s}{X'} e^{-\frac{t}{\tau_a}} \sin(\phi - \theta) \quad (4.1)$$

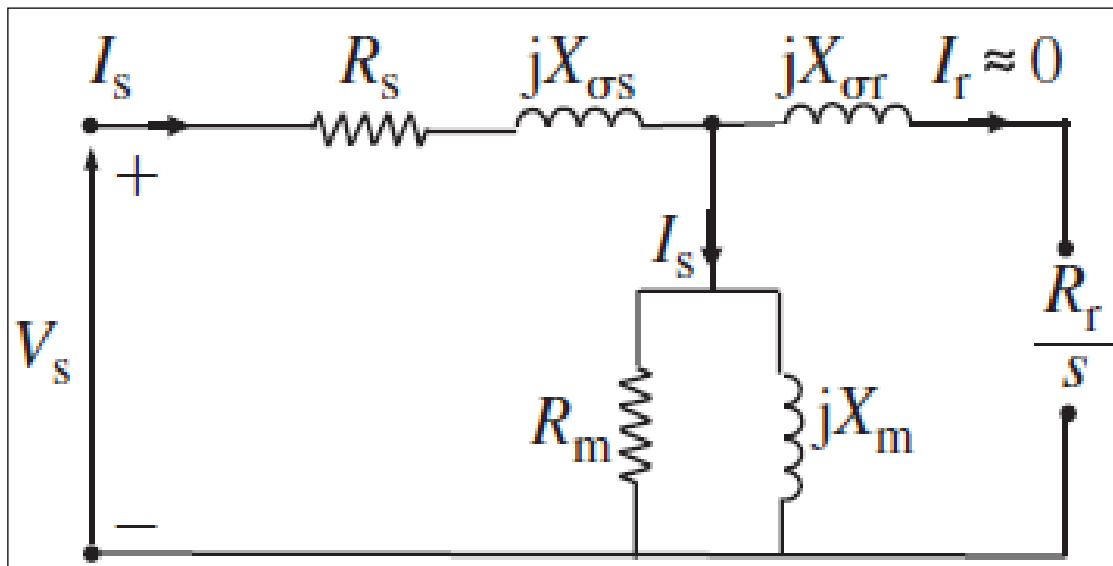


Figura 4.2 - Modelo de gaiola simples para curto-circuito em gerador de indução

As constantes de tempo e a reatância subtransitória podem ser expressas em termos dos parâmetros da máquina, representada na Fig. 4.2., obtíveis através de ensaios realizados em comum acordo e sob a supervisão do fabricante: $X_{\sigma s}$, a

reatância de dispersão de rotor referida $X_{\sigma r}$, a reatância de magnetização X_m , a resistência de estator R_s e a resistência de rotor R_r (Tleis, 2008).

$$X' = X_{\sigma s} + \frac{X_{\sigma r} X_m}{X_{\sigma r} + X_m} \quad (4.2)$$

$$\tau' = \frac{\left(X_{\sigma r} + \frac{X_{\sigma s} X_m}{X_{\sigma s} + X_m} \right)}{\omega_s R_r} \quad (4.3)$$

$$\tau_a = \frac{X'}{\omega R_r} \quad (4.4)$$

Assim, fica evidente que o gerador de indução de gaiola de esquilo não conta com nenhum mecanismo especial de controle do curto-circuito, o que aliado à sua incapacidade de gerar reativo torna mais difícil a conexão à Rede Básica para este tipo de máquina, pois é exigido nos Procedimentos de Rede a possibilidade de operar de forma capacitiva, e a ainda há a exigência de tempo mínimo de conexão durante o curto-circuito, o *Low Voltage Ride Through*.

4.3.2 Gerador de indução de rotor bobinado e alimentação simples

Sendo uma adaptação da topologia anterior, estão mantidas características como a impossibilidade de produção de reativo pela máquina e a consequente baixa estabilidade da tensão frente ao curto-circuito (Anaya-Lara, 2009). Porém agora é possível o acesso ao circuito do rotor através dos anéis deslizantes, permitindo isto a inserção de circuito *chopper* que contribui na operação e na proteção.

O circuito *chopper* consiste na inserção de resistências de alta potência em cada fase do rotor, ajustáveis pelo ângulo de disparo de um par de tiristores em antiparalelo em série com cada resistor, conforme ilustrado na figura 4.3. Um aprimoramento deste sistema que dispensa o uso de anéis deslizantes faz uso do *OptiSlip* (Sandhya, 2011) para controlar o escorregamento via fibra ótica, porém

embutir este dispositivo no rotor traz o ônus de adicional fonte de calor no interior da máquina (Ackermann, 2012).

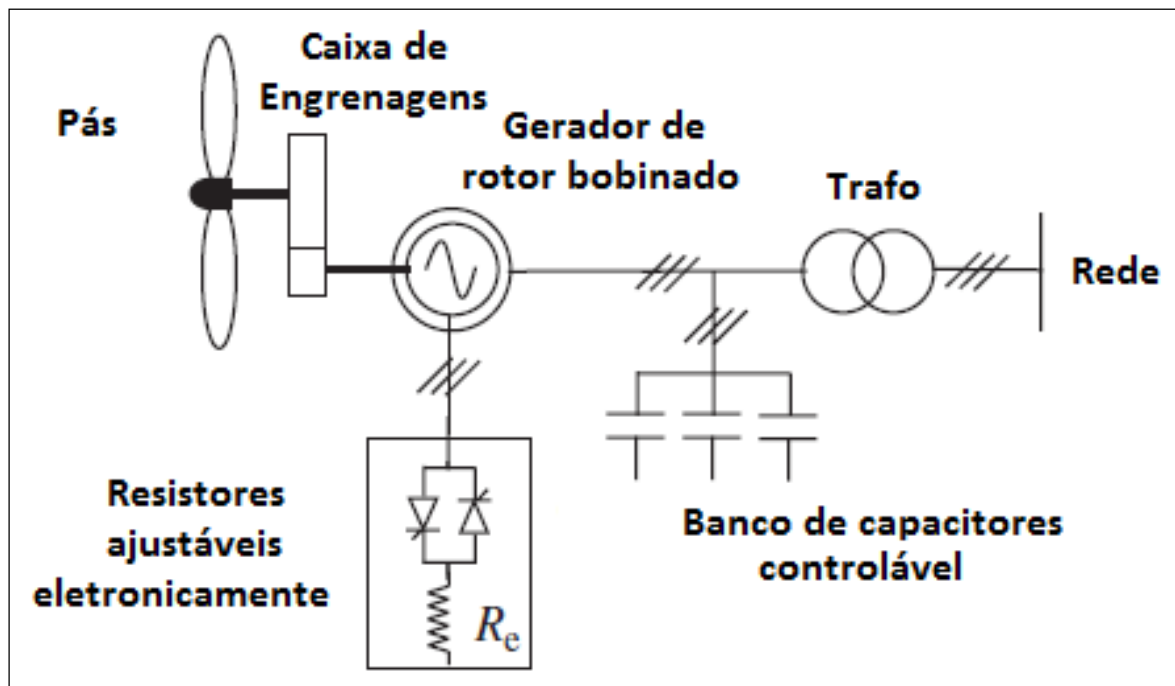


Figura 4.3 - Arranjo de gerador de indução com rotor bobinado e circuito chopper
Fonte: (Tleis, 2008)

Tal ajuste da resistência influi na curva de carga, alterando o ponto onde a máquina maximiza a produção de energia, alargando a faixa de operação em velocidade; mas ainda assim isto é pouco importante na condição de curto-circuito. Porém, é conhecida da teoria das máquinas de indução a influência da resistência rotórica nas constantes de tempo de curto-circuito. Foi assinalado por Tleis (2008) que a constante de rotor da máquina de indução pode ser aproximadamente expressa por:

$$\tau' \approx \frac{X'}{\omega_s(R_r + R_{ext})} \quad (4.5)$$

Na condição de curto-circuito e ativação do dispositivo, é reduzido o ângulo de disparo dos tiristores, aumentando a resistência externa R_{ext} . Isto aumenta a constante de tempo de amortecimento τ' e assim acelera o decaimento da componente simétrica da corrente de curto-circuito, processo graficamente ilustrado na figura 4.4 (Tleis, 2008).

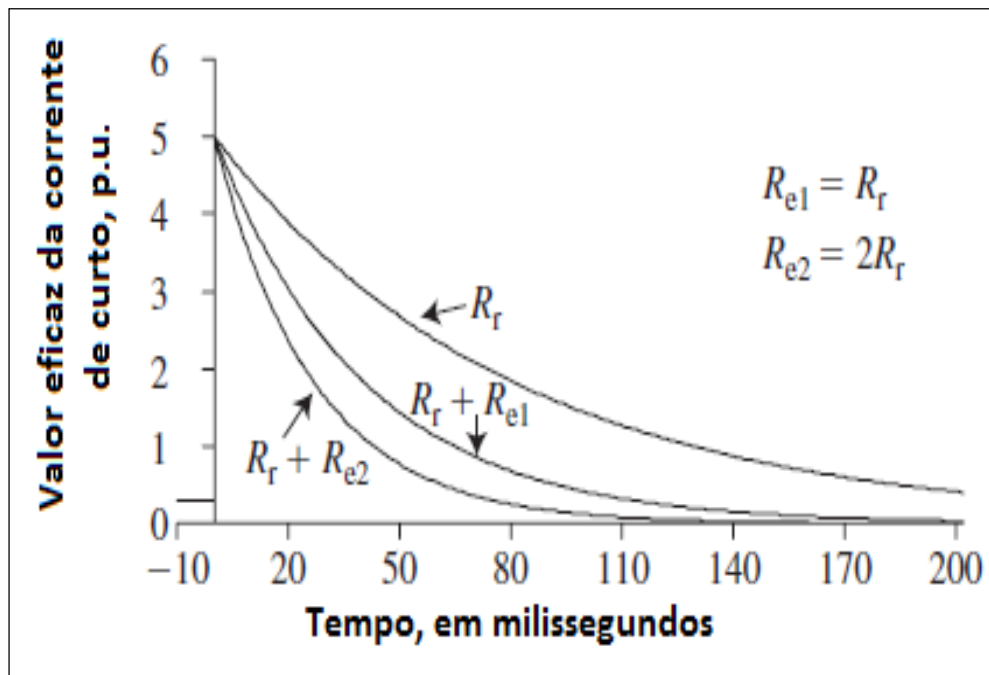


Figura 4.4 - Influência do ajuste da resistência ajustável no decaimento da corrente de curto
Fonte: (Tleis, 2008)

Para responder eficientemente ao curto-circuito, o circuito *chopper* deve ser ativado rapidamente através do monitoramento das correntes nas chaves do circuito do rotor. Quando superado o limite térmico das chaves, o circuito pode responder em até um milissegundo atuando pelos ciclos que forem necessários para mitigar a falta (Tleis, 2008). Desta forma, isto pode possibilitar a reconexão da máquina, se a falta for sanada rapidamente, ou uma abertura menos perigosa do disjuntor (Anaya-Lara, 2009).

Em resumo, o modelo para estudos de curto-circuito deste aerogerador é o mesmo utilizado na máquina de indução de gaiola de esquilo, exceto pelo fato que resistência equivalente de rotor deve levar em conta o acréscimo proporcionado pelo circuito *chopper*. A componente de sequência negativa é idêntica à positiva; pois a máquina é dotada de polos lisos, e a componente de sequência zero é uma impedância infinita pelo uso comum da ligação em triângulo (Tleis, 2008).

4.3.3 Gerador de indução de rotor bobinado e alimentação dupla

A adição de excitação adicional permite agora uma operação em quatro quadrantes da máquina, pois a tensão na frequência de escorregamento produzida pelo inversor emula as propriedades do enrolamento de campo de uma máquina síncrona. Isto pode ser ilustrado pelo circuito equivalente de regime permanente na figura 4.5 (Anaya-Lara, 2009).

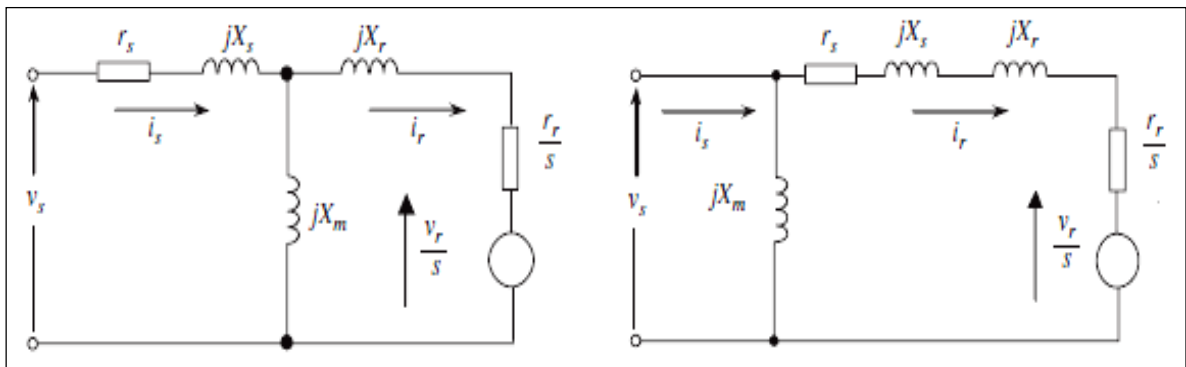


Figura 4.5 - Circuito em regime permanente do gerador de indução duplamente alimentado, modelos T e L, respectivamente.

Fonte: (Anaya-Lara, 2009)

A troca de potência ativa e reativa é realizada pela eletrônica de potência, orientada pela medição de módulo e ângulo da tensão de estator. O controle da potência ativa se dá adiantando ou atrasando a fase da tensão de rotor referida em relação ao estator, habilitando a geração ou motorização do gerador, respectivamente. O controle da potência reativa, por outro lado, se dá através do aumento ou diminuição da magnitude da tensão de rotor referida em relação ao estator, alterando para geração ou consumo de magnetização, respectivamente.

O uso do inversor representa uma flexibilidade nas condições de operação, contudo ele é um equipamento eletrônico sensível e, principalmente, caro (Hau, 2006). A passagem de correntes acima dos valores nominais da chave implicaria em sérios danos ao conversor. Deste modo, é necessário o uso de algum dispositivo que faça o *by-pass* das correntes rotóricas, que pode chegar a uma escala de 5 a 8 vezes o valor nominal (Anaya-Lara, 2009), para evitar a destruição do inversor.

A solução para tal questão é o chamado circuito *crowbar* (pé de cabra, em inglês). Este circuito consiste em um trio de resistências ou impedâncias conectadas

às fases do rotor, mas em paralelo com o inversor, podendo consistir em um par de tiristores em antiparalelo (Tleis, 2008) ou outro sistema que permita a circulação das correntes do rotor ao mesmo tempo em que ocorra o bloqueio das chaves do inversor para preservação do mesmo. O arranjo pode ser observado na figura 4.7.

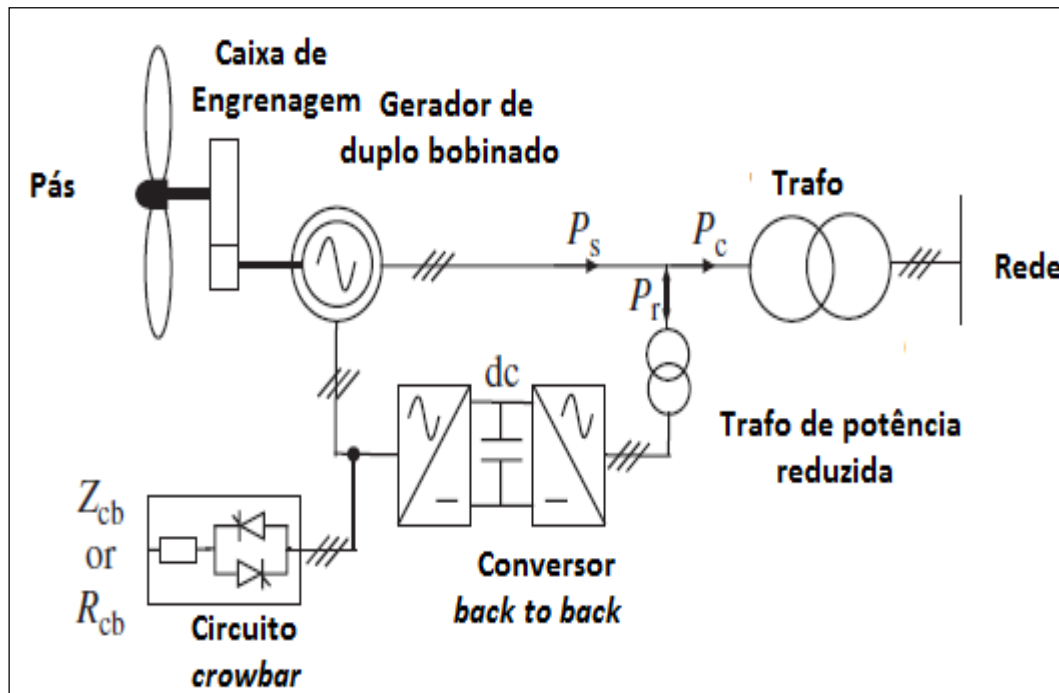


Figura 4.6 - Arranjo básico do gerador de indução duplamente alimentado
Fonte: (Tleis, 2008)

Está disponível na rede a patente da Vestas, fabricante dinamarquesa de turbinas eólicas, que ilustra um possível arranjo de um circuito *crowbar*, observável na figura 4.6. Na ocorrência do curto circuito, a soma das correntes das três fases carrega o capacitor C10, cuja tensão gatilha o acionamento da chave V15, permitindo a passagem da corrente pelo resistor R15, atuando não só no aumento do amortecimento mas como um freio de corrente contínua para a máquina.

O fechamento desta chave permite a passagem da corrente retificada pelos diodos D1, D2 e D3, servindo D4, D5 e D6 como diodos de roda livre, permitindo a circulação da corrente interna ao circuito quando do fechamento da chave. O tiristor V10 é acionado em condições emergenciais ou caso o curto-circuito seja interno da máquina, servindo o indutor L10 como limitador de corrente. Apesar de a chave V15 funcionar sob comutação forçada, o gatilho é dado de carga e descarga do capacitor

C10, servindo então o indutor L15 para regular a frequência com que ocorre o descarregamento da corrente na máquina bem como mantê-la dentro dos limites de operação da chave V15.

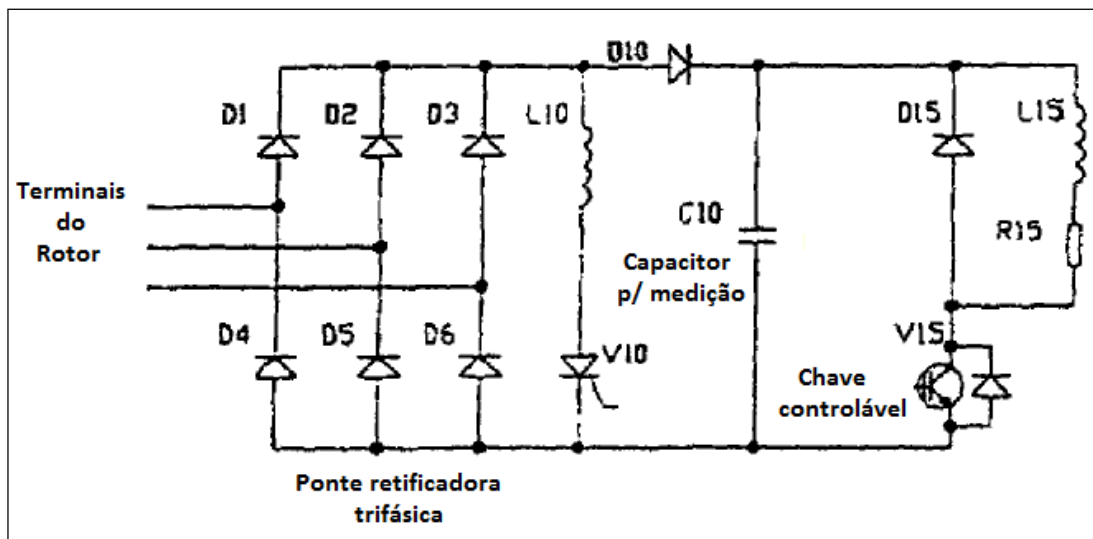


Figura 4.7 - Patente da Vestas de circuito crowbar para proteção do inversor do curto-circuito.
Fonte: (Feddersen, 2006)

O fechamento desta chave permite a passagem da corrente retificada pelos diodos D1, D2 e D3, servindo D4, D5 e D6 como diodos de roda livre, permitindo a circulação da corrente interna ao circuito quando do fechamento da chave. O tiristor V10 é acionado em condições emergenciais ou caso o curto-circuito seja interno da máquina, servindo o indutor L10 como limitador de corrente. Apesar de a chave V15 funcionar sob comutação forçada, o gatilho é dado de carga e descarga do capacitor C10, servindo então o indutor L15 para regular a frequência com que ocorre o descarregamento da corrente na máquina bem como mantê-la dentro dos limites de operação da chave V15.

A atuação do dispositivo durante o curto-circuito é simples: tão logo a proteção o detecte, é acionado o bloqueio das chaves do conversor *back-to-back*, protegendo o elo de corrente contínua; e o circuito *crowbar* é acionado, permitindo o dreno da corrente de curto-circuito a valores suportáveis pelas chaves. Uma vez atingidos estes valores, o circuito *crowbar* é desativado, e o conversor volta a operar normalmente, o que permite a esta topologia atender às exigências de *Low Voltage Ride Through* exigidas pelos Procedimentos de Rede.

Assim, o modelo de sequência positiva e negativa no curto-circuito é o de uma máquina de indução com alta resistência no rotor, e a sequência zero é modelada como um circuito aberto pela ligação em triângulo do estator. Esta modelagem nos faz concluir que a eletrônica de potência instalada em geradores de indução busca não apenas otimizar as condições de operação mas também facilitar a proteção dos equipamentos e a reconexão ao sistema elétrico.

4.3.4 Gerador síncrono com conversor pleno

O gerador síncrono a conversor pleno tem como característica principal o desacoplamento entre a máquina síncrona e a rede elétrica, pois o intercâmbio de energia entre os dois meios se dá através de um conversor *back-to-back*, sempre agindo um lado como retificador e outro como inversor, de forma complementar.

Nestas condições, o comportamento do gerador durante o curto-circuito é completamente ditado pela estratégia de controle empregada na operação do mesmo (Anaya-Lara, 2008). Normalmente os aerogeradores são programados para injetar um valor especificado de potência ativa e reativa, produzindo módulo e fase ditados pelo sistema de controle de corrente.

Na ocorrência do curto-circuito, então, é possível para o conversor manter as mesmas correntes observadas na operação pré-falta, facilmente calculáveis por Tleis (2008):

$$\hat{I} = \frac{S^*}{V^*} = \frac{P_{op} - jQ_{op}}{V_{op}} \quad (4.6)$$

Contudo, pode ser uma exigência da transmissão ou distribuição que no curto-circuito o gerador síncrono contribua com correntes maiores, no sentido de sensibilizar a proteção a nível local, sendo possível que eles forneçam um valor de corrente acima da nominal, mas abaixo do triplo (Tleis, 2008).

O controle de corrente atua mesmo na condição de curtos assimétricos, suprindo apenas correntes de sequência positiva para alimentar curtos monofásicos ou bifásicos, de modo que a representação destes componentes em estudos de curto-

circuito é feita através de uma fonte de corrente alimentando o barramento coletor, conforme indicado pela figura 4.8.

Os circuitos de sequência negativa e zero são considerados abertos devido ao fato de o inversor de frequência produzir correntes simétricas, balanceadas e de sequência apenas positiva, exceto pelo conteúdo harmônico sempre presente. Neste caso, o uso de filtros em cada aerogerador busca mitigar harmônicos pares e de sequência negativa, e a ligação em triângulo do lado da distribuição impede a propagação de harmônicos de sequência zero (Ackermann, 2012).

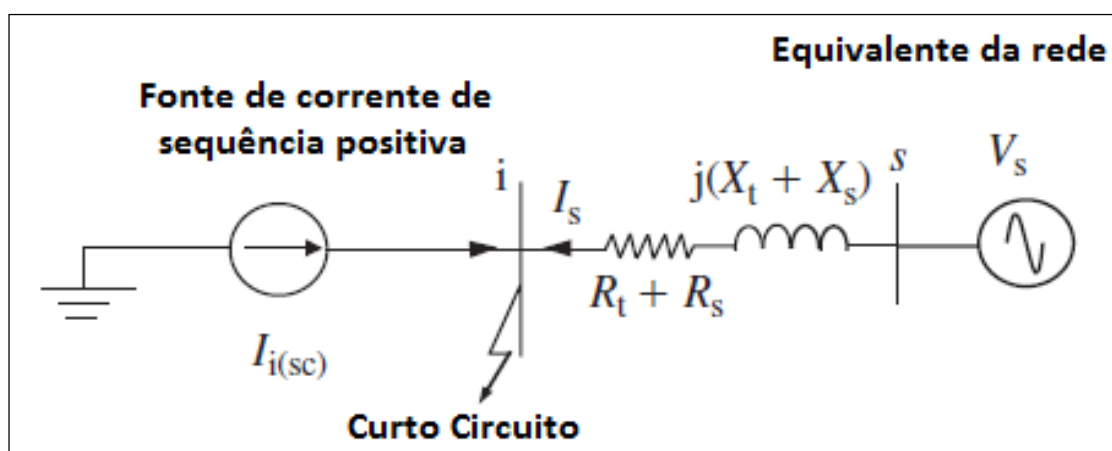


Figura 4.8 - Equivalente de sequência positiva de gerador síncrono com conversor pleno
Fonte: (Tleis, 2008)

5 CONCLUSÕES

5.1 Objetivos alcançados

Os objetivos do texto, dentro das limitações de um trabalho de conclusão de curso, foram atendidos obedecendo ao formato de revisão bibliográfica, indicando referências para consulta do provável leitor nos mais variados formatos.

Através da literatura consolidada foi exposto o arcabouço tecnológico envolvendo os aerogeradores e a forma como estão conectados ao sistema, porém a conexão com o contexto brasileiro e os fatores que influenciam o presente e o futuro do panorama eólico nacional foram destacados através de referências em documentos governamentais e do noticiário brasileiro.

a) Mostrar a crescente importância da energia eólica na matriz energética nacional;

Os diversos dados apresentados no segundo capítulo corroboram a tese de que a energia eólica vem se difundindo cada vez mais na matriz energética nacional, não se devendo apenas ao fato de o recurso ser renovável, mas principalmente ao relativo sucesso nos leilões de energia e à competitividade dos preços da energia gerada pelas usinas.

Conforme mostrado por Simas (2012), o setor eólico já emprega milhares de profissionais especializados e movimenta bilhões de reais por ano, sendo claros os sinais de expansão e portanto demanda por recursos humanos capacitados.

b) Identificar o potencial para expansão do setor eólico e assinalar *players* importantes;

Devido ao crescimento da energia eólica como empreendimento, diversos levantamentos foram realizados em território brasileiro, processo iniciado pela publicação do Atlas do Potencial Eólico Brasileiro (CEPEL, 2001). Deste então, outros estudos assinalando viabilidade econômica para mais do que duplicar a capacidade

instalada total da geração no Brasil foram publicados, ampliando assim a estimativa do primeiro Atlas.

Foram expostas algumas das explicações para o potencial de geração eólica se revelar cada vez mais elevado, devido principalmente à evolução da tecnologia de conversão, otimizando os aproveitamentos dos recursos, mas também aos avanços dos modelos meteorológicos e de mecânica dos fluidos, que estimam mais claramente a distribuição dos ventos no território nacional.

Uma vez que a literatura demonstra que a maior parte dos investimentos em parques eólicos se encontra nos fabricantes de aerogeradores, foi indicada a distribuição geográfica dos mesmos. Além disto, referências indicam a expansão do número de fornecedores, atraídos pelos resultados dos diversos empreendimentos contratados nos leilões de energia elétrica.

c) Identificar as dificuldades enfrentadas pelo setor da geração eólica;

Foram identificados os principais entraves para o desenvolvimento da energia eólica brasileira, indicando casos atuais e discutindo as questões regulatórias pertinentes a cada caso, com referências a documentos governamentais.

É observado que as dimensões do Brasil e sua desigual distribuição geográfica e econômica mantém a geração de energia distante dos centros consumidores, o que exerce uma pressão constante por expansão de nosso sistema de transmissão, que é obrigado a atender as demandas de um país de dimensão continental. Raciocínio análogo cabe à malha rodoviária, justificando dificuldades na logística do transporte dos equipamentos das fábricas de aerogeradores até as usinas eólicas.

Uma vez que é uma forma de geração recente, e os mais diversos países e sistemas elétricos tratam cada um à sua maneira a inserção da energia eólica (Ackermann, 2012), o Brasil encontra-se em um processo de consolidação de seu modelo regulatório. Assim, é esperado não apenas das agências reguladoras como dos órgãos ambientais um esforço no sentido de fixar e manter legislação a respeito do tema.

d) Descrever os conceitos e mecanismos básicos da conversão de energia eólica;

O aproveitamento da energia cinética dos ventos à luz da mecânica dos fluidos foi exposta, desenvolvendo as equações que justificam as dimensões das torres e das pás. Além disto, a característica intermitente do recurso posteriormente justifica os sistemas de controle e de aproveitamento da potência.

e) Identificar e descrever os principais componentes de um aerogerador moderno;

Foi descrita a funcionalidade e constituição das pás, nacelle, sistemas de controle da potência, sistema de proteção contra descargas atmosféricas, caixa de engrenagem e gerador elétrico. Através de analogias com a geração hidrotérmica foi explicado o funcionamento geral destes componentes e seus mecanismos de operação.

f) Identificar e descrever as diferentes topologias elétricas do aerogerador moderno;

As topologias de geradores eólicos foram apresentadas e justificadas à luz da operação em regime variável de velocidade, assinalando as componentes eletromecânicas principais e características operacionais dos quatro tipos de aerogerador: gerador de indução de gaiola, gerador de indução de rotor bobinado com alimentação simples, gerador de indução de rotor bobinado com alimentação dupla e gerador síncrono de conversor pleno.

g) Descrever o contexto no qual a geração eólica está conectada ao SIN;

O sistema elétrico nacional foi construído tendo em vista a presença de geração firme principalmente de origem hidroelétrica, e desta forma a energia eólica se viu inserida em um sistema de frequência fixa que impõe restrições operacionais a sua inserção no SIN. Os principais aspectos foram abordados e discutidos: a distorção

harmônica provocada pela eletrônica de potência e o despacho intermitente devido à natureza do recurso eólico.

h) Descrever os mecanismos de curto-circuito nos aerogeradores e seus efeitos sobre os mesmos;

A incorporação de eletrônica de potência que vem se desenvolvendo nas últimas décadas forneceu soluções competitivas e engenhosas para a questão do curto-circuito. Foi demonstrada nas topologias mais modernas a resposta de forma suave a ele, facilitando não só a reconexão mas a flexibilidade operacional para atender às exigências do Operador Nacional do Sistema.

i) Identificar e descrever os estudos elétricos necessários para a conexão dos aerogeradores;

Dadas as características discutidas ao longo do texto, foram justificadas as diferentes exigências previstas pelo Operador Nacional do Sistema para inserção da geração eólica na rede básica, principalmente pela característica intermitente deste aproveitamento, à luz dos Procedimentos de Rede, que é o texto básico a ser seguido pelos agentes do SIN.

5.2 Sugestão de trabalhos futuros

O texto serviu para consolidar no autor uma visão promissora da energia eólica, e os seguintes possíveis temas a serem abordados futuramente foram levantados:

a) Estudos sobre a estabilidade de tensão e frequência em parques eólicos: devido às características únicas do sistema brasileiro, se comparado aos países desenvolvidos onde a energia eólica está mais difundida, seria interessante um estudo utilizando os dados do Operador Nacional para diferentes carregamentos;

b) Desenvolvimento de modelo computacional de aerogerador para estudos eletromecânicos: para estudos transitórios e de regime permanente visando atender necessidades acadêmicas ou comerciais, incluindo no modelo os sistemas de controle e proteção associados;

c) Estudos sobre elementos da competitividade da indústria eólica à frente das teorias econômicas: frente aos clássicos e modernos conceitos de competitividade, analisar se a difusão da energia eólica no Brasil se deve apenas por vantagem comparativa ou se existem elementos de real vantagem competitiva e neste caso identifica-los e sugerir um agenda propositiva ao setor;

d) Estudo comparativo do desempenho operacional e de manutenibilidade das diversas topologias de gerador eólico: uma vez que não há histórico de longo prazo de parques eólicos operacionais no país, um estudo com o apoio de geradoras detentoras de mais de uma topologia de máquina serviria para diferenciar a alternativa mais vantajosa do ponto de vista econômico e operacional;

REFERÊNCIAS

- ACCIONA, Madrid. *Acciona windpower will manufacture wind turbines in Brazil*. Madrid, 2013.
- ACKERMANN, T. *Wind power in power systems*. Nova Iorque, Editora John Wiley, 2012.
- AGÊNCIA DE SERVIÇOS PÚBLICOS DE ENERGIA DO ESPÍRITO SANTO (ASPE), Vitória. *Atlas eólico do Espírito Santo*. Vitória, s.d.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Energia eólica. In: *Atlas de energia elétrica do Brasil*. 2. ed. Brasília, ANEEL, 2005. cap. 6, p. 93-109.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Resolução Normativa nº 391, de 15 de dezembro de 2009. Brasília, DF, 2009. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2009391.pdf>>. Acesso em: 10 jan. 2014.
- ANAYA-LARA, O.; JENKINS, N.; EKANAYAKE, J.; CARTWRIGHT, P.; HUGUES, M. *Wind Energy Generation: Modelling and Control*, West Sussex, Reino Unido, Editora John Wiley, 2009.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA EÓLICA (ABEEÓLICA), São Paulo. *Falta de linhas de transmissão atrasa operação de 34% dos parques eólicos*. São Paulo, 2013.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS (ABNT). *NBR IEC 61400-1: Aerogeradores. Parte 1: Requisitos de projeto*. Rio de Janeiro, 2008.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS (ABNT). *NBR IEC 61400-21. Turbinas eólicas. Parte 21: Medição e avaliação das características da qualidade da energia de aerogeradores conectados à rede*. Rio de Janeiro, 2010.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS (ABNT). *NBR IEC 61400-12-1. Aerogeradores. Parte 12-1: Medições do desempenho de potência de aerogeradores*. Rio de Janeiro, 2012.

BETZ, A. *Introduction to the theory of flow machines*. Nova Iorque, Editora Pergamon, 1966.

BRASIL. Governo do Estado do Rio de Janeiro. Secretaria de Estado de Energia, da Indústria Naval e do Petróleo. *Estado do Rio de Janeiro - Atlas Eólico*. Rio de Janeiro, 2002.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Portaria nº 29, de 29 de janeiro de 2011. *Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil*, Poder Executivo, Brasília, DF, 01 fev. 2011.

BURTON, T.; JENKINS, N.; SHARPE, D.; BOSSANYI, E. *Wind Energy Handbook*. Inglaterra, Editora John Wiley, 2001.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (CCEE), São Paulo. *Regras de comercialização: cálculo do desconto aplicado à TUST e TUSD*. São Paulo, 2014.

CAYRES, S.; LIMA, D.; DÍAZ, G. Ferramentas para modelagem de geradores eólicos em programas de curto-circuito. In: ENCONTRO REGIONAL IBEROAMERICANO DO CIGRÉ, 13, Porto Iguazú, 2009. *Anais*. Porto Iguazú, Labplan UFSC, 2009.

CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA (CEPEL), Brasília. *Atlas do potencial eólico brasileiro*. Brasília, 2001.

CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA (CEPEL), Brasília. *Estado do Rio de Janeiro: Atlas Eólico*. Brasília, 2002.

CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA (CEPEL), Brasília. *Estado de Alagoas: Atlas Eólico*. Brasília, 2008.

CENTRO DE TECNOLOGIA DO GÁS E ENERGIAS RENOVÁVEIS (CTGÁS –ER), Natal. *Aspectos técnicos da energia eólica*. Natal, Centro de Tecnologia do Gás e Energias Renováveis. Natal, 2012.

COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO ESTADO DA BAHIA (COELBA). AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL), Salvador. *Estado da Bahia - atlas do potencial eólico*. Salvador, 2002.

COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS (CEMIG), Minas Gerais. *Atlas eólico: Minas Gerais*. Minas Gerais, 2010.

COMPANHIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE (COSERN). AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL), Natal. *Potencial eólico do estado do Rio Grande do Norte*. Natal, 2003.

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA (COPEL), Curitiba. *Atlas do potencial eólico do estado do Paraná*. Curitiba, 2007.

CUSTÓDIO, R. S. *Energia Eólica para Produção de Energia Elétrica*. 2 ed. Rio de Janeiro, Synergia Editora, 2013.

DUTRA, R. *Energia eólica: princípios e tecnologia*. Rio de Janeiro, CRESESB, 2008.

ELETROBRÁS; INSTITUTO DE TECNOLOGIA PARA O DESENVOLVIMENTO (LACTEC); UNIVERSIDADE FEDERAL DE ALAGOAS (UFAL), Maceió. *Estado de Alagoas - atlas eólico*. Maceió, 2008.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE), *Expansão da geração, empreendimento eólicos: cálculo da garantia física de empreendimentos eólicos considerando o P90*, Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, 2013.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE), *Relatório Final do Plano Decenal de Expansão 2022*. Rio de Janeiro, 2014.

FEDDERSEN, L. (Flensburg, DE). *Circuit arrangement and methods for use in a wind energy installation*. USA n. PI 7102247, 09 maio 2006.

FITZGERALD, A. JR, C.; UMANS, S. *Electric machinery*. 6 ed. Nova Iorque, Editora McGrawHill, 2003.

GAMESA 5.0 MW - Innovating for reliability. s.ed. Sarriguren, 2013.

GAMESA G114: 2.0 MW - Greater Energy produced from Low Wind Sites. s.ed. Sarriguren, 2012.

HAU, E. *Wind turbines: fundamentals, technologies and applications*. 2 ed. Inglaterra, Editora Springer-Verlag, 2006.

INTERNATIONAL ELETROTECHNICAL COMISSION (IEC), s.l. *IEC 61.400-1: Design Requirements*. 3 ed. 2005.

KINDERMANN, G. *Curto-Circuito*. 2 ed. Porto Alegre, Editora Sagra Luzzato, 1997.

MORELLI, F. *Panorama geral da energia eólica no Brasil*. São Carlos, 2012. 77p. (Trabalho de Conclusão de Curso – Escola de Engenharia de São Carlos / USP).

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA (ONS), Rio de Janeiro. *Mapas do SIN*. Rio de Janeiro, 2013.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA (ONS), Rio de Janeiro. *Procedimentos de rede*. Submódulo 3.6 - requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações do sistema de transmissão. Rio de Janeiro, 2010a.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA (ONS), Rio de Janeiro. *Procedimentos de rede*. Submódulo 3.4 - informações para a solicitação de acesso. Rio de Janeiro, 2010b.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA (ONS), Rio de Janeiro. *Procedimentos de rede*. Submódulo 3.3 - solicitação de acesso. Rio de Janeiro, 2010c.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA (ONS), Rio de Janeiro. *Procedimentos de rede*. Submódulo 18.2 - Relação dos Sistemas e Modelos Computacionais. Rio de Janeiro, 2010d.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA (ONS), Rio de Janeiro. *Procedimentos de rede*. Submódulo 2.8 - Gerenciamento dos indicadores de desempenho da rede básica e dos barramentos dos transformadores de fronteira, e de seus componentes. Rio de Janeiro, 2010e.

PASSOS, J. Falta de linhas de transmissão atrasa operação de 34% dos parques eólicos. *UOL*, São Paulo, dez. 2013. Seção Notícias. Disponível em: <<http://noticias.uol.com.br/meio-ambiente/ultimas-noticias/redacao/2013/12/20/falta-de-linhas-de-transmissao-atrasa-operacao-de-34-dos-parques-eolicos.htm>>. Acesso em: 11 jan. 2013.

PEREIRA, R. Energia eólica à espera de linhas no Sertão baiano. *Estadão*, São Paulo, 29 set. 2012. Disponível em: <<http://economia.estadao.com.br/noticias/economia,energia-eolica-a-espera-de-linhas-no-sertao-baiano,128809,0.htm>>. Acesso em: 11 jan. 2013.

PINTO, M. *Fundamentos da energia eólica*. Natal, Editora LTC, 2013.

POLITO, R. Eólicas brasileiras produzem menos que o esperado. *Valor Econômico*, São Paulo, 13 abr. 2012. Disponível em: <<http://www.agenciacanalenergia.com.br/clipping/zpublisher/materias/impresso.asp?id=163368>>. Acesso em: 07 nov. 2013.

ROCHAS, A. Empresas chinesas de aerogeradores planejam fábricas no Brasil. *O Globo*, Rio de Janeiro, 09 nov. 2011. Disponível em: <<http://oglobo.globo.com/economia/empresas-chinesas-de-aerogeradores-planejam-fabricas-no-brasil-4064821>>.

ROCHAS, A. Energia eólica domina leilão A-3 e Eletrobras é principal vencedora. Agência de Notícias Reuters, São Paulo, nov. 2013. Disponível em: <<http://br.reuters.com/article/businessNews/idBRSPE9AH07220131118?pageNumber=2&virtualBrandChannel=0&sp=true>>. Acesso em: 30 nov. 2013.

RODRIGUES, G. *Caracterização dos ventos da região nordeste: análise modelagem e aplicações para projetos de centrais eólicas*. Recife, 2013. 131p. (Dissertação de Mestrado – Centro de Tecnologia e Geociências / UFPE).

SHANDYA, T; SRI CHANDAN, K. *Control and operation of Opti-slip generator in wind farms*. Computer, Communication and Electrical Technology (ICCET), 2011 International Conference on, vol. no., p. 450-454, 18 -19 março 2011

SECRETARIA DE INFRAESTRUTURA DA BAHIA (SEINFRA-BA), Salvador. *Atlas Eólico da Bahia*. Salvador, 2013.

SECRETARIA DE INFRAESTRUTURA DO CEARÁ (SEINFRA-CE), Fortaleza. *Atlas do potencial eólico do Ceará*. Fortaleza, 2001.

SECRETARIA DE ENERGIA MINAS E COMUNICAÇÕES (SEMC), Porto Alegre. *Atlas Eólico: Rio Grande do Sul*. Porto Alegre, 2002.

SECRETÁRIA DE ENERGIA. *Atlas eólico do estado de São Paulo*. São Paulo, 2012.

SIMAS, M. S. *Energia eólica e desenvolvimento sustentável no Brasil: estimativa da geração de empregos por meio de uma matriz insumo-produto ampliada*. São Paulo, 2012. 220p. (Dissertação de Mestrado – Programa de Pós Graduação em Energia / USP).

TECNOLOGIA *Wobben / Enercon*. s.ed. Sorocaba, s.d.

TLEIS, N. *Power systems modelling and fault analysis: theory and practice*. Oxford, Editora Elsevier, 2008.

VESTAS *V100 2.6 MW*. s.ed. Aarhus, 2011.

WEG anuncia joint ventura para fabricação de aerogeradores. *WEG*, Santa Catarina, mar. 2011. Notícias. Disponível em: <<http://www.weg.net/br/Media-Center/Noticias/Corporativo/WEG-anuncia-Joint-Venture-para-fabricacao-de-aerogeradores>>. Acesso em: 22 out. 2013.