



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



TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

FILIPPE FRAGOSO DA CRUZ

Campina Grande, PB
Novembro 2014



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



AEROGERADORES BASEADOS EM MÁQUINAS DE INDUÇÃO
UMA ANALISE EM REGIME PERMANENTE

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

Aluno: FILIPE FRAGOSO DA CRUZ

Matricula: 111150079

Campina Grande, PB
Novembro 2014



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



TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

Trabalho apresentado por: Filipe Fragoso da Cruz

Orientador: Maurício Beltrão de Rossiter Correa

Campina Grande, PB
Novembro 2014



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



TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

Julgado em: ____/____/____

BANCA EXAMINADORA:

Orientador

Convidado

Campina Grande, PB
Novembro 2014

AGRADECIMENTOS

Gostaria de agradecer inicialmente a Jeová Deus por estar ao meu lado em todos os momentos dessa longa caminhada sempre me dando forças, apoio e sabedoria para seguir em frente, lutando, sem jamais esquecê-lo.

A minha mãe, Maria Augusta Fragoso da Cruz e ao meu pai, Saulo Barros da Cruz, não tenho nem como expressar em palavras todo o apoio que me deram e todo o esforço que sempre despenderam para me apoiar nos momentos em que pensei em desistir. Vocês são responsáveis por uma educação mais superior do que qualquer curso que poderia ter feito. Obrigado por formarem o meu caráter, por fazer de mim o que eu sou.

Agradeço a minha irmã Nivea Fragoso da Cruz, por toda a emoção que coloca em mim, esse ser tão razoável. E a minha esposa Paula Alexandra Araujo de Souza Cruz por ser minha motivação a avançar e crescer.

Agradeço à equipe da Coordenação de Graduação em Engenharia Elétrica, especialmente Damásio e Adail por serem pessoas que estão prontos a ajudar da melhor maneira mesmo eu dando tanto trabalho.

“Chegou a presunção? Então chegará a desonra;
mas a sabedoria está com os modestos.”

(Provérbios 11:2)

RESUMO

A demanda de energia elétrica no mundo é crescente. A eletricidade é fundamentalmente importante para o desenvolvimento social e econômico de nações. A energia eólica ganha a cada ano maior repercussão mundial como fonte de energia renovável e limpa, apresentando grande aceitação social. Isto torna investimentos neste tipo de geração de energia altamente necessários. Com o aumento das turbinas eólicas ligadas à rede de energia e com o aumento de produtores independentes de energia renovável, estudos relacionados à melhor estratégia de controle se tornam indispensáveis. O rápido desenvolvimento da tecnologia deste tipo de fonte, a sua integração ao sistema elétrico traz consigo grandes implicações. As pesquisas sobre este tema apontam para soluções tecnológicas capazes de satisfazer as exigências do setor, como frequência constante entre outras. Este trabalho descreve os princípios da geração eólica, através de um gerador assíncrono com uma análise do mesmo em regime permanente baseado no seu modelo por fase.

Palavras-chaves: Energia Eólica. Geração de Energia. Sistema Elétrico de Potência, Modelo em Regime.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

| | |
|---|----|
| Figura 1-1: Capacidade mundial instalada entre 1996 e 2013. | 11 |
| Figura 1-2: Enercon E-126 sendo montada..... | 12 |
| Figura 1-3: Gráfico da capacidade de geração eólica instalada. | 16 |
| Figura 2 - 1:Distribuição vertical da velocidade do vento..... | 20 |
| Figura 2 - 2: Espectro de velocidades do vento (ACKERMANN, 2005)..... | 20 |
| Figura 2 - 3: Fluxo de uma massa de ar com velocidade v através de uma superfície.. | 22 |
| Figura 2 - 4: Perda de velocidade do vento na passagem por um conjunto de pás..... | 23 |
| Figura 2 - 5: Limite de Betz..... | 24 |
| Figura 3 - 1: Desenho esquemático das partes componentes do aerogerador..... | 28 |

| | |
|---|----|
| Figura 3 - 3: Nacele sem caixa multiplicadora..... | 29 |
| Figura 3 - 4: Modelo simplificado de um conversor back-to-back..... | 35 |
| Figura 4 - 1: Geração do campo magnético giratório pelo estator. | 36 |
| Figura 4 - 2: Característica típica do torque na máquina de indução..... | 37 |
| Figura 4 - 3: Circuito equivalente por fase da máquina de indução..... | 38 |
| Figura 4 - 4: Circuito simplificado do equivalente por fase da máquina de indução..... | 39 |
| Figura 4 - 5: Ambiente Simulink com Máquina Assíncrona Recebendo Potência Mecânica..... | 41 |
| Figura 4 - 6: Relação entre o tempo de simulação e a velocidade em RPM..... | 42 |
| Figura 4 - 7: Gráfico das Potência Gerado a Partir do Modelo Equivalente por Fase.... | 43 |
| Figura 4 - 8: Gráfico das Potência Gerado a Partir do Modelo Dinâmico do simulink.. | 43 |
| Figura 4 - 9: Gráfico do Torque Gerado a Partir do Modelo Equivalente por Fase..... | 44 |
| Figura 4 - 10: Gráfico do Torque no Modelo Dinâmico do simulink..... | 44 |
| Figura 5 - 1: Esquema de ligação de um gerador duplamente alimentado..... | 46 |

LISTA DE TABELAS

| | |
|---|----|
| Tabela 1-1: Capacidade operacional eólica no mundo..... | 17 |
|---|----|

SUMÁRIO

| | | |
|----------|--|-----------|
| 1 | INTRODUÇÃO | 11 |
| 1.1 | DESENVOLVIMENTO HISTÓRICO..... | 13 |
| 1.1.1 | <i>Fonte de Energia Mecânica</i> | <i>13</i> |
| 1.1.2 | <i>Geração de Energia Elétrica.....</i> | <i>14</i> |
| 1.2 | CONJUNTURA ATUAL DA ENERGIA EÓLICA | 16 |
| 1.3 | GERAÇÃO INTEGRADA AOS SISTEMAS DE TRANSMISSÃO | 17 |
| 1.4 | GERAÇÃO DE ENERGIA EÓLICA NÃO COMPARTILHADA | 17 |
| 1.5 | SISTEMAS DE GERAÇÃO DE ENERGIA EÓLICA DISTRIBUÍDA..... | 17 |
| 1.6 | QUESTÕES AMBIENTAIS..... | 18 |
| 1.7 | APRESENTAÇÃO DO TEXTO..... | 18 |
| 2 | ENERGIA EÓLICA..... | 19 |
| 2.1 | O VENTO | 19 |
| 2.2 | ENERGIA E POTÊNCIA CONTIDA NO VENTO | 21 |
| 2.3 | FATOR DE CAPACIDADE | 24 |
| 2.4 | FORÇA AERODINÂMICA..... | 25 |
| 3 | AEROGERADORES..... | 26 |
| 3.1 | PARTES COMPONENTES | 26 |
| 3.2 | TOPOLOGIAS DAS TURBINAS EÓLICAS | 29 |
| 3.2.1 | <i>Turbinas eólicas à velocidade constante</i> | <i>29</i> |
| 3.2.2 | <i>Turbinas eólicas à velocidade variável.....</i> | <i>30</i> |
| 3.3 | GERADORES EÓLICOS..... | 31 |
| 3.3.1 | <i>Aerogeradores com gerador síncrono</i> | <i>31</i> |
| 3.3.2 | <i>Aerogeradores com gerador assíncrono.....</i> | <i>32</i> |
| 3.4 | DISPOSITIVOS ASSOCIADOS | 33 |
| 3.4.1 | <i>Soft-starter.....</i> | <i>34</i> |
| 3.4.2 | <i>Capacitores.....</i> | <i>34</i> |
| 3.4.3 | <i>Retificadores e inversores.....</i> | <i>34</i> |
| 3.4.4 | <i>Conversores de frequência.....</i> | <i>34</i> |
| 4 | MAQUINA DE INDUÇÃO | 35 |
| 4.1 | MODELO DA MAQUINA DE INDUÇÃO..... | 38 |
| 4.2 | O QUE PODEMOS RETIRAR DO MODELO POR FASE. | 39 |
| 4.3 | OPERANDO COMO GERADOR. | 40 |
| 4.4 | OBJETIVOS. | 40 |
| 4.5 | RESULTADOS. | 42 |

| | | |
|----------|--|-----------|
| 5 | CONTROLE DA POTÊNCIA | 45 |
| 5.1 | CONCEITO DE POTÊNCIA DE ESCORREGAMENTO. | 46 |
| 6 | CONSIDERAÇÕES FINAIS | 46 |
| 6.1 | TRABALHOS FUTUROS | 47 |
| 7 | BIBLIOGRAFIA..... | 48 |
| 8 | ANEXO..... | 48 |

1 Introdução

A força dos ventos já é utilizada a milhares de anos. Com o advento da industrialização, o uso de fontes de energia aleatória, como a força dos ventos foi substituído por combustíveis fósseis, uma fonte de energia mais confiável (ACKERMANN, 2005).

No início dos anos 1970, com a elevação do preço do petróleo, o interesse na força dos ventos ressurgiu, não mais para o bombeamento de água ou para a moagem de grãos, desta vez com foco principal no fornecimento de energia elétrica. Com o auxílio e apoio de diversas tecnologias, como a eletrônica de potência, tornou-se possível fornecer energia de maneira confiável e consistente (ACKERMANN, 2005).

As primeiras turbinas para geração de energia elétrica a partir da força dos ventos, as quais compõem os aerogeradores, já haviam sido desenvolvidas no início do século 20. Tal tecnologia foi melhorada lentamente até o início dos anos 1970. Ao final dos anos 90, a energia eólica ressurgiu como uma das mais importantes fontes de energia limpa. Durante toda esta década, a capacidade mundial instalada mais que dobrava a cada três anos, como pode ser visto na Figura 1-1 (GWEC, 2013) e continua a crescer em um ritmo bastante acelerado.

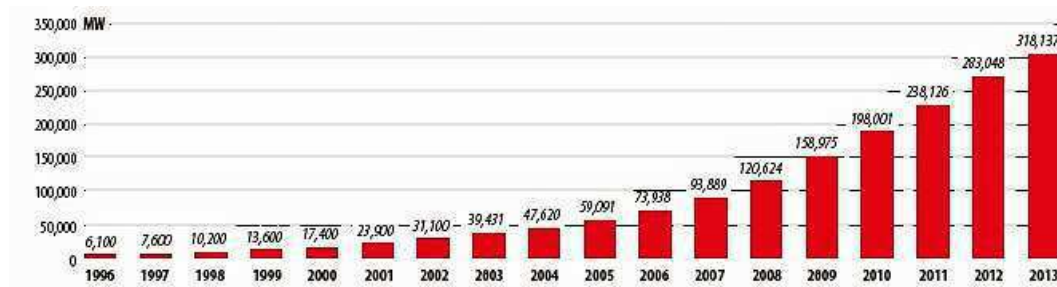


Figura 1-1: Capacidade mundial instalada entre 1996 e 2013.

A tecnologia da energia eólica se desenvolveu rapidamente, tornando-se mais complexa e mais robusta. Ao final do ano de 1989, turbinas de 300 kW com rotor de 30 metros eram o topo da tecnologia. Neste caso entende-se por rotor o diâmetro do círculo descrito pelo conjunto de pás do rotor ao girar, o qual irá depender do comprimento das pás. Apenas 10 anos depois, aerogeradores de 2 MW com rotor de 80 m já eram disponibilizados pelos fabricantes. Ao tempo da escrita deste trabalho (primeiro semestre de 2014), aerogeradores de 6 - 7 MW estão em desenvolvimento ou já foram testados em projetos demonstrativos. Como é o caso do aerogerador Enercon E-126, apresentado na

Figura 1-2, esta turbina tem um diâmetro do rotor de 126 metros. Ela está oficialmente classificado em 6 megawatts, mas provavelmente irá produzir aproximadamente 7 megawatts o que é suficiente para abastecer cerca de 5.000 famílias.



Figura 1-2: Enercon E-126 sendo montada.

1.1 Desenvolvimento Histórico

1.1.1 Fonte de Energia Mecânica

Com o desenvolvimento das práticas agrícolas pela humanidade, iniciadas em 8000 (AC), surgiram os primeiros geradores eólicos, que não produziam energia elétrica e sim energia mecânica de rotação, conhecidos como moinhos de vento. Os primeiros que se tem registro foram de eixo vertical, que eram simples dispositivos de arrasto. Eles eram usados no Afeganistão para moagem de grãos desde o século VII (AC) (ACKERMANN, 2005).

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

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

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

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

1.1.2 Geração de Energia Elétrica

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

A partir da segunda Guerra Mundial, apesar de sucessos de outras filosofias e concepções de turbinas eólicas como as de Jull e Hütter (ACKERMANN, 2005), o interesse em geração de eletricidade a partir de turbinas eólicas em larga escala declinou. Com as crises de petróleo no início dos anos 70, o interesse na utilização da força dos ventos para geração retornou com força total. Como resultado, apoio e incentivo financeiro para pesquisa e desenvolvimento de novas turbinas eólicas foram disponibilizados, especialmente na Alemanha, Estados Unidos e Suécia.

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

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

Com relação à China, a partir de 2004, quando houve uma conferência acerca da energia eólica no país, o governo chinês mostrou-se interessado e aberto ao tema, criando uma lei para este tipo de energia no mesmo ano. Devido à peculiaridade do país, a vontade política foi o principal incentivo para esta fonte de energia, resultando em estudos de mercado e tecnologia eólica, aprimoramento de licenças ambientais, incentivos ao parque industrial e a fabricantes e formação de *joint-ventures*, o que possibilitou desenvolvimento rápido deste tipo de energia (REENERGY n° 9, 2012). Desse modo, apenas no ano de 2013, a matriz energética chinesa foi adicionada por mais de 16 GW eólicos (GWEC, 2013).

Com relação ao Brasil, o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa), de 2004, foi instituído com o objetivo de aumentar a participação da energia elétrica produzida por empreendimentos concebidos com base em fontes eólicas, biomassa e Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH) no Sistema Elétrico Interligado Nacional (SIN). O Proinfa é um programa que impulsionou estas fontes, em especial a eólica (BRASIL, 2012). O maior mérito do programa foi fornecer a segurança jurídica para aplicação de recursos nesta fonte de energia, culminando com a capacidade instalada atualmente de 4,7 GW ou 4% da energia comercial em operação no país, segundo o boletim de julho de 2014 publicado pela ABEEólica. Vale ressaltar que grande parte deste montante é resultado do programa.

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

1.2 Conjuntura Atual da Energia Eólica

Atualmente, cinco países - Alemanha, China, Espanha, Estados Unidos e Índia concentram mais de 72% da capacidade de geração de energia eólica mundial em seus territórios (GWEC, 2013). Entretanto, a utilização dessa fonte de energia renovável se expande rapidamente para outras regiões do planeta. Tal desenvolvimento requer que o conhecimento e a experiência acumulada nos mercados destes países sejam transferidos aos novos atores do cenário de energia eólica mundial. O Brasil ocupa atualmente a 13ª posição no ranking mundial de geração de energia eólica (GWEC, 2013). Comparativamente a outros países, a média de velocidades de ventos do Brasil, em especial no litoral nordestino, é considerada boa, mesmo sendo inferior aos Estados Unidos, porém no Brasil, os ventos são de boa qualidade, com poucas rajadas ou mudanças de direção abruptas.

Os dados sobre a potência instalada nos 10 países que mais geram energia eólica estão apresentados em forma de gráfico na Figura 1-3 e na tabela 2 que descreve numericamente o gráfico além de apresentar dois outros dados importantes, que são o total geral e o total produzido por estes 10 países.

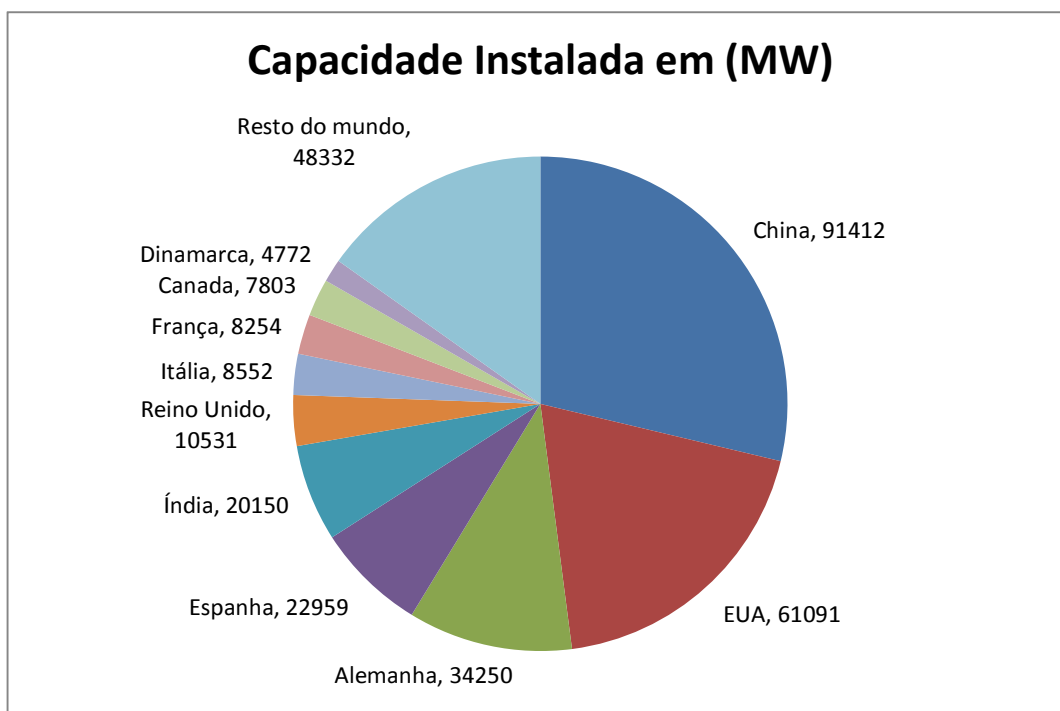


Figura 1-3: Gráfico da capacidade de geração eólica instalada.

| Pais | MW | % |
|----------------------|---------------|-------------|
| China | 91412 | 28,7 |
| EUA | 61091 | 19,2 |
| Alemanha | 34250 | 10,8 |
| Espanha | 22959 | 7,2 |
| Índia | 20150 | 6,3 |
| Reino Unido | 10531 | 3,3 |
| Itália | 8552 | 2,7 |
| França | 8254 | 2,6 |
| Canadá | 7803 | 2,5 |
| Dinamarca | 4772 | 1,5 |
| Resto do mundo | 48332 | 15,2 |
| Total TOP 10 | 269773 | 84,8 |
| Total Mundial | 318105 | 100 |

Tabela 1-1: Capacidade operacional eólica no mundo.

1.3 Geração integrada aos sistemas de transmissão

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

1.4 Geração de energia eólica não compartilhada

Sistemas de geração não compartilhada são geralmente utilizados em locais remotos ou com aplicações técnicas limitadas, como em sistemas de telecomunicações. O porte das turbinas eólicas usadas variam de alguns watts a 50 kW. Para vilas ou sistemas de eletrificação rural até 300 kW, turbinas eólicas são usadas em combinação com gerador a diesel e por vezes com sistema de baterias.

1.5 Sistemas de geração de energia eólica distribuída

Entende-se por geração distribuída, ou minigeração, a produção de energia junto à carga (usuário mal de energia). Em geral, são utilizadas tecnologias em escala reduzida, que operam com diversos tipos de combustíveis locais e representam alternativa atrativa de atendimento às necessidades energéticas a custos competitivos e

com os níveis de segurança e confiabilidade requeridos pelo usuário. Esta difere dos grandes sistemas de geração centralizada de energia, geralmente localizados longe dos centros de consumo, destinados ao suprimento ao sistema interligado, exigindo longos e custosos sistemas de transmissão (SILVESTRIN,2012).

No Brasil, esta modalidade de geração ainda está em fase de regulamentação por parte da ANEEL, que visa definir objetivamente os conceitos, critérios e procedimentos necessários ao fomento da implantação da geração distribuída em termos de licenciamento, tarifação, regras de conexão e acesso, etc. Contudo, em cidades como Fortaleza / CE, a minigeração já se faz presente. Em outros países, com destaque para Portugal, a geração distribuída já é uma realidade.

1.6 Questões Ambientais

A energia eólica pode ser considerada 'amiga' do meio ambiente. Contudo, apesar de ela não emitir nenhuma poluição de forma direta, produz emissões de natureza indireta produzidas à medida que produção de lâminas, nacelle, torre, entre outros equipamentos, e a exploração dos materiais e o transporte dos equipamentos acarreta o consumo de recursos naturais (ACKERMANN, 2005)

Além disso, o ruído, sombreamento e o impacto visual dos aerogeradores são importantes considerações à aceitação pública da energia eólica, especialmente para aerogeradores localizados próximos a áreas populosas. O ruído causado é reduzido por meio do avanço tecnológico, por exemplo, com o uso de rotor a velocidade variável ou velocidade de rotação reduzida. impacto visual, assim como o ruído, também pode ser mitigado com a apropriada localização dos aerogeradores no local de implantação do parque (CUSTÓDIO, 2009).

1.7 Apresentação do texto

Este trabalho de conclusão de curso é composto de 6 capítulos.

No capítulo 1, apresenta-se uma breve introdução histórica, política e econômica a respeito do aproveitamento dos recursos eólicos.

No capítulo 2, as principais características técnicas relacionadas à capacidade de geração eólica são explicadas.

No capítulo 3, tem-se a apresentação concisa das partes componentes de geradores eólicos e das topologias e configurações, além de outros dispositivos, que compõem os aerogeradores.

No capítulo 4, são abordadas as características das máquinas de indução, que são o ponto focal do trabalho, analisada por meio de seu circuito por fase.

No capítulo 5, é levantada a questão do controle de potência e descrito um conceito que pode ser utilizado no controle da potência.

No capítulo 6, descrevem-se as conclusões deste trabalho de conclusão de curso. Apresentam-se, ainda, propostas para trabalhos futuros relacionados aos temas abordados.

2 Energia Eólica

2.1 O Vento

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

O vento usado pelos geradores eólicos é o vento próximo à superfície terrestre ao solo. Nesta camada limite, a velocidade do vento assume uma distribuição vertical, variando com a altitude em função do tipo de terreno. (CARVALHO, 2003) A turbulência causada pela rugosidade da superfície diminui com o aumento da altitude. A partir de uma determinada altitude atingimos uma área, onde temos um fluxo de alta energia não perturbada, conhecida como vento geostrófico. Esta variação foi esquematizada na Figura 2-1. A relação para o cálculo da velocidade do vento face a altura é dada pela equação (2-1) (GASCH, 1996);

$$v(h) = v_{ref} \frac{\ln(h/Z_0)}{\ln(h_{ref}/Z_0)} \quad (2-1)$$

onde: $v(h)$ é a velocidade do vento a uma determinada altura.

h_{ref} altura de referencia (em geral 10 ou 30 metros)

v_{ref} a velocidade do vento medida nesta altura

Z_0 o comprimento da rugosidade ou simplesmente rugosidade

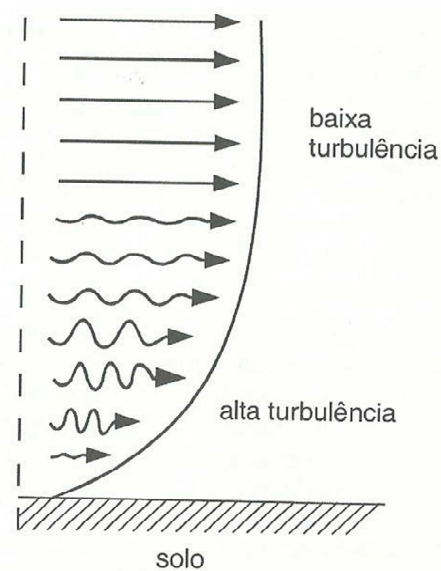


Figura 2 - 1: Distribuição vertical da velocidade do vento.

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

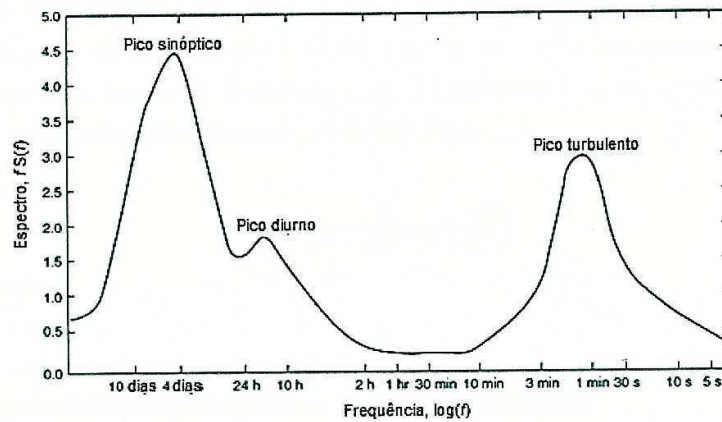


Figura 2 - 2: Espectro de velocidades do vento. (ACKERMANN, 2005)

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

2.2 Energia e Potência Contida no Vento

A energia cinética contida no vento é dada pela equação

$$E = \frac{1}{2}mv^2 \quad (2-2)$$

E = Energia cinética disponível no vento [N.m];

m = massa de ar em movimento [Kg];

v = velocidade do vento [m/s];

A massa do ar pode ainda ser representada por $m = \text{vol} \times \rho$, onde “vol” é o volume desta quantidade de ar e “ ρ ” sua densidade. Imaginando a velocidade do ar constante, o volume da massa de ar corresponde à área (A) abrangida pelo círculo hipotético descrito pelas pás da hélice da turbina, multiplicado pelo comprimento qualquer (X) temos projetado um cilindro, como mostra a Figura 2-3.

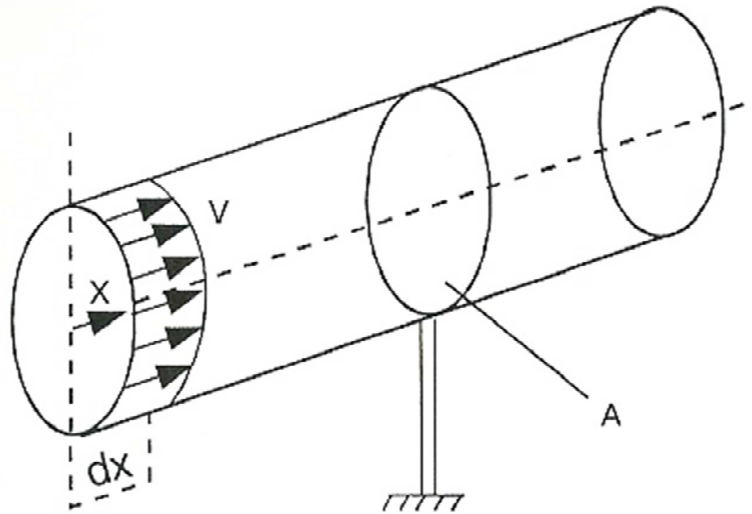


Figura 2 - 3: Fluxo de uma massa de ar com velocidade v através de uma superfície A .

Com a velocidade do vento constante, lembrando que a potência é a derivada da energia em relação ao tempo e fazendo o deslocamento $dx/dt = v$, decorre que a potência contida no vento pode ser expressa por.

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

P = potência disponível no vento [W];

ρ = densidade do ar [kg/m^3];

A = Área da seção transversal pelo qual o vento escoa [m^2];

v = velocidade do vento [m/s];

Apenas uma parte desta potência disponível será efetivamente transformada em movimento rotacional pela turbina eólica, o que resulta em redução da velocidade da massa de ar. O valor ótimo para extração da potência contida no vento a partir da redução de sua velocidade foi primeiro descoberto pelo físico alemão Albert Betz em 1926. Betz considerou um conjunto de pás em um tubo de corrente onde V_1 representa a velocidade do vento na região anterior as pás, V_2 a velocidade do vento no nível das pás e V_3 a velocidade do vento após deixar as pás conforme apresentado na Figura 2-4.

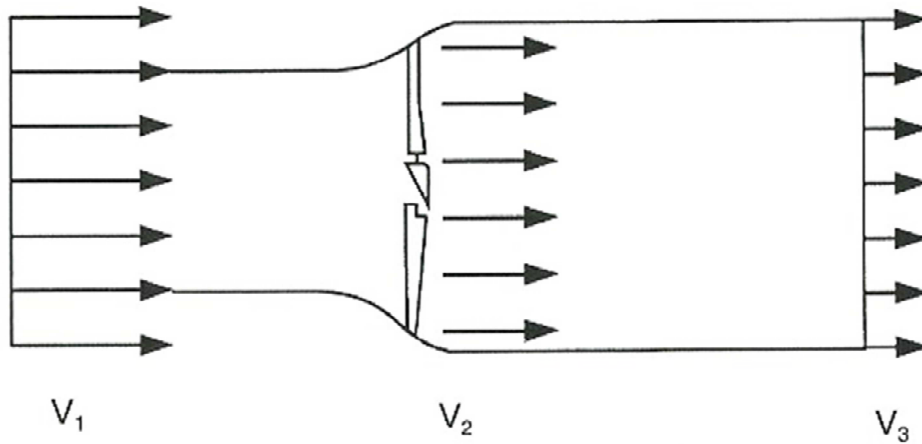


Figura 2 - 4: Perda de velocidade do vento na passagem por um conjunto de pás.

De acordo com Betz, a máxima potência teórica que pode ser extraída do vento é da ordem de 59%.(CUSTÓDIO, 2009)

$$P_{\text{Betz}} = \frac{1}{2} \rho A v_1^3 C_{p,\text{Betz}} = \frac{1}{2} \rho A v_1^3 \frac{16}{27} \quad (2-4)$$

Na prática, para turbinas eólicas modernas os valores máximos para o coeficiente de potência são da ordem de 50%. O coeficiente de potencia é função da chamada velocidade específica λ . A velocidade específica representa a relação entre a velocidade de rotação da ponta da pá, e a velocidade do vento:

Na realidade λ não se trata de uma velocidade, mas de um número adimensional.

A velocidade de ponta da pá por sua vez é definida pelo produto da velocidade angular da pá e o raio R da pá:

A relação entre c_p e λ mostra que para apenas um valor da velocidade específica o coeficiente de potência é máximo, conforme mostra a Figura 2-5. Desta forma, apenas unidades eólicas que operam em velocidade variável podem manter o valor de λ constante independente da velocidade do vento, o que faz com que o coeficiente de potência permaneça em seu valor máximo.

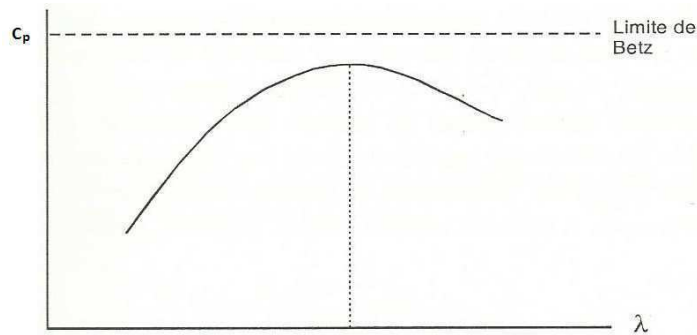


Figura 2 - 5: Limite de Betz.

Valores típicos para a velocidade da ponta da pá oscilam entre 50 e 150 m/s. Esta velocidade constitui importante critério para o dimensionamento da pá. Instalações eólicas de grande porte apresentam baixa velocidade angular enquanto unidades de pequeno porte possuem alta velocidade angular. Desta forma, máquinas com potência na ordem de kW alcançam velocidades de cerca de 180 RPM; máquinas na ordem de MW operam com cerca de 20 RPM [Heier98]. Quanto menor for o número de pás, mais rápido o rotor da instalação eólica gira.

2.3 Fator de capacidade

O “fator de capacidade” da potência instalada é um importante conceito para o dimensionamento do gerador eólico. Que se baseia no princípio de que a potência eólica é proporcional ao cubo da velocidade, sendo assim locais distintos, com mesmas velocidades médias anuais, podem apresentar valores anuais de potência ou de geração de energia muito diferentes, se tiverem diferentes frequências de distribuição de velocidades de vento.

Como exemplo extremo, compara-se um local que tem durante metade do tempo $V = \text{zero}$ e durante a outra metade do tempo $V = 20 \text{ m/s}$, com outro sítio onde a velocidade é sempre constante $V = 10 \text{ m/s}$. Ambos têm a mesma velocidade média anual, mas extraem diferentes valores de energia durante o ano, para cada kW instalado.

Assim, instalada uma máquina de 1 kW, que tem como velocidade nominal do vento o valor de 10 m/s (velocidade média anual), ter-se-ia no primeiro caso fator de capacidade igual a 0,5 pois durante metade do tempo simplesmente não há geração de energia. Na outra metade do tempo, há sempre geração de 1 kW, embora fosse possível estar gerando oito vezes mais energia ($P \sim V^3$), o que, aliás, mostraria um erro de

dimensionamento da velocidade nominal de geração, já que se poderia estar gerando com velocidade nominal do vento de 20 m/s. No segundo caso, o fator de capacidade seria igual a 1, sem “desperdício” de energia.

Quanto mais uniforme a velocidade do vento, mais próximo de 1 (um) será o fator de capacidade. É importante salientar que sistemas de geração de energia eólica têm em comum o fato de possuírem fatores de capacidade inferiores aos dos sistemas ditos convencionais (hídricos, térmicos) uma vez que além de enfrentarem os mesmos tipos de paradas “convencionais”, como manutenções preventiva e corretiva, faltas, falhas, fatores externos entre outros, são mais suscetíveis às contingências meteorológicas.

2.4 Força Aerodinâmica

Os sistemas de conversão de energia eólica usam dois princípios básicos o arrasto no caso das turbinas de eixo vertical e a sustentação aerodinâmica no caso das turbinas de eixo horizontal, tendo estas ultimam dominado o mercado por sua maior versatilidade e eficiência.

Os modernos aerogeradores utilizam dois diferentes princípios de controle aerodinâmico para limitar a extração de potência na potência nominal do aerogerador. São chamados de controle de estol (*stall*) e controle de passo (*pitch*). No passado, a maioria dos aerogeradores usava o controle de estol simples; atualmente, entretanto, com o aumento do tamanho das máquinas, os fabricantes estão optando pelo sistema de controle de passo que oferece maior flexibilidade na operação das turbinas eólicas. O controle de estol é um sistema passivo que reage à velocidade do vento. As pás do rotor são fixas em seu ângulo de passo e não podem girar em torno de seu eixo longitudinal. O ângulo de passo é escolhido de forma que, para velocidades de vento superiores a velocidade nominal, o escoamento em torno do perfil da pá do rotor descola da superfície da pá, reduzindo as forças de sustentação e aumentando as forças de arrasto. Sob todas as condições de ventos superiores à velocidade nominal, o escoamento em torno do perfil das pás da turbina é, pelo menos parcialmente, descolado da superfície produzindo menores forças de sustentação e elevadas forças de arrasto. Menores forças de sustentações e maiores forças de arrastos atuam contra um aumento da potência do rotor. Para evitar que o efeito de estol ocorra em todas as posições radiais das pás ao mesmo tempo, o que reduziria significativamente a potência do rotor, as pás possuem

uma pequena torção longitudinal que as levam a um suave desenvolvimento deste efeito. O controle de passo, por sua vez, é um sistema ativo que normalmente necessita de uma informação vinda do controlador do sistema. Sempre que a potência nominal do gerador é ultrapassada, devido a um aumento da velocidade do vento, as pás do rotor giram em torno do seu eixo longitudinal; em outras palavras, as pás mudam o seu ângulo de passo para reduzir o ângulo de ataque. Esta redução do ângulo de ataque diminui as forças aerodinâmicas atuantes e, conseqüentemente, a extração de potência. Para todas as velocidades do vento superiores à nominal, o ângulo é escolhido de forma que a turbina produza apenas a potência nominal.

3 Aerogeradores

São máquinas que transformam a energia cinética dos ventos em energia mecânica, que por sua vez é transformada em energia elétrica, por meio do gerador elétrico acoplado ao eixo da turbina.

3.1 Partes Componentes

As principais partes componentes de uma instalação eólica para geração de eletricidade são:

- **Pás**

O conjunto das pás, na maioria dos casos igual a três, é denominado rotor. Visando o uso em máquinas para geração de eletricidade, as pás devem conciliar uma série de características, entre as quais podem ser citadas: leveza, fortaleza, e um bom rendimento aerodinâmico. Na maior parte das aplicações, as pás são produzidas assumindo contorno retangular ou trapezoidal, sendo este último a forma mais usada em unidades de médio e grande porte devido ao alto rendimento aerodinâmico. Quanto ao comprimento, as pás variam de cerca de 0,40 metro para unidades de 100 W de potência até cerca de 126 metros para unidades com 7 MW de potência. Quanto ao material de fabricação, pás modernas usam na maioria dos casos compostos de *epoxy* e *polyester* reforçados com fibra de vidro.

- **Cubo**

Constitui elemento de conexão das pás, transmitindo forças, conjugados e vibrações atuantes sobre as pás para o eixo do rotor.

- **Eixo do rotor**

Nas unidades eólicas que não possuem engrenagens, o eixo do rotor representa o próprio eixo do gerador elétrico; caso contrário, a caixa de engrenagem realiza o casamento entre o eixo do rotor e o eixo do gerador.

- **Caixa de engrenagens**

Presente na maioria das instalações interligadas à rede elétrica funciona como elemento de ligação entre a baixa rotação das pás e a elevada rotação do gerador elétrico. Se a caixa de engrenagens possui apenas uma relação de velocidades, o projeto deve ser realizado considerando a velocidade do vento mais provável no local da instalação do ponto de vista estatístico. Algumas unidades dispensam o uso de engrenagens através do uso de gerador elétrico com elevado número de pares de pólos.

- **Gerador elétrico**

Elemento responsável pela geração de eletricidade. Em geral, são empregadas máquinas de indução ou síncronas convencionais para unidades de média e grande potência; para unidades de pequena potência são empregadas também máquinas síncronas com excitação via ímãs permanentes.

- **Unidades de controle**

Responsáveis por diferentes tarefas, como o acionamento do deslocamento angular das pás em torno do eixo e do acompanhamento da direção do vento pela nacela, recipiente no interior do qual estão localizados a caixa de engrenagens e o gerador elétrico.

- **Circuitos eletrônicos**

Assumem diversas tarefas, como o desacoplamento elétrico entre o gerador e a rede através de circuitos retificadores - inversores, visando à operação em velocidade variável das turbinas e a entrega de eletricidade dentro das exigências de qualidade de energia.

- **Torre**

Constitui o elemento de sustentação da nacela. As primeiras torres de treliça deram lugar para torres de aço.

A Figura 3-1 mostra além dos componentes acima descritos outras partes do conjunto na forma de um desenho esquemático com legenda. Em seguida temos a

Figura 3-2 e a Figura 3-3 que mostram respectivamente as naceles de duas diferentes produtoras, com e sem multiplicadores de velocidade.

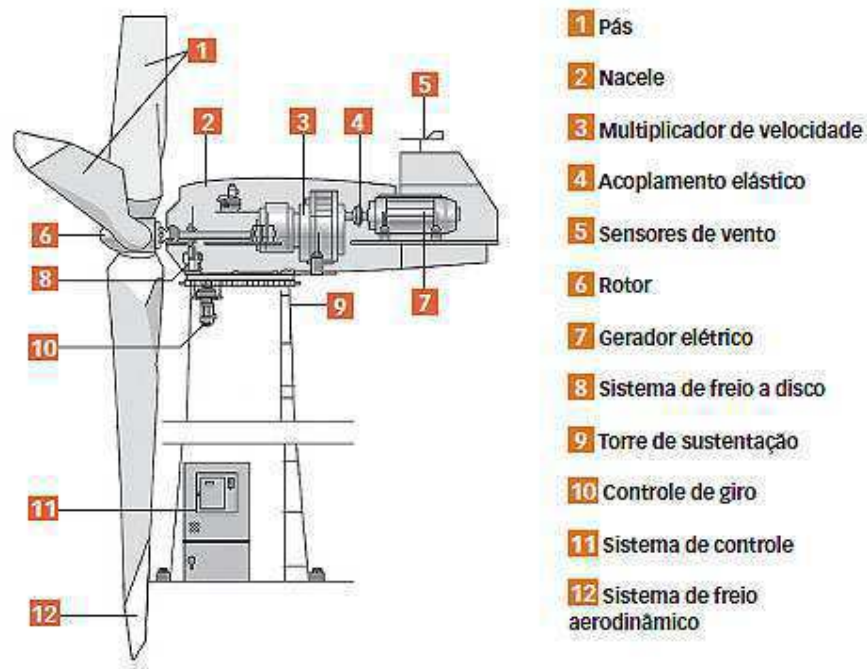


Figura 3 - 1: Desenho esquemático das partes componentes do aerogerador (<http://www.parquecolicoalegria.com.br/energia-eolica>)

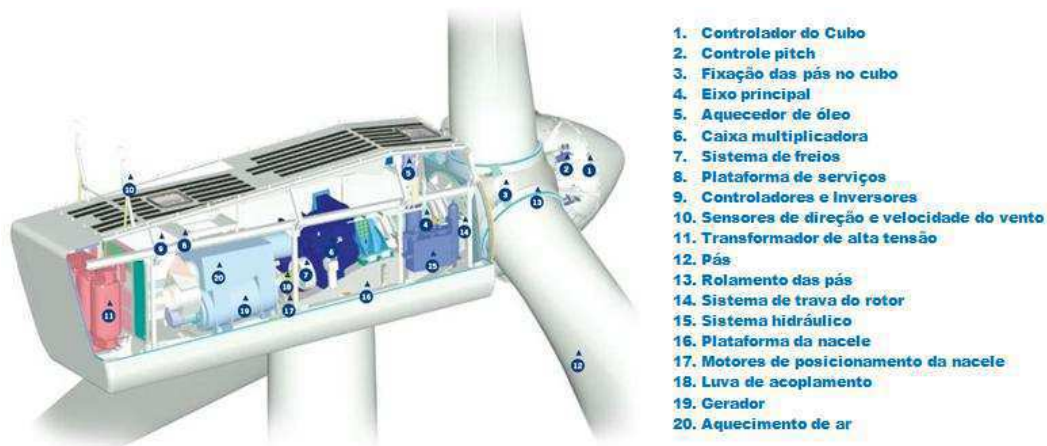


Figura 3 - 2: Nacela com caixa multiplicadora de velocidade. (Fonte: VESTAS, 2006)

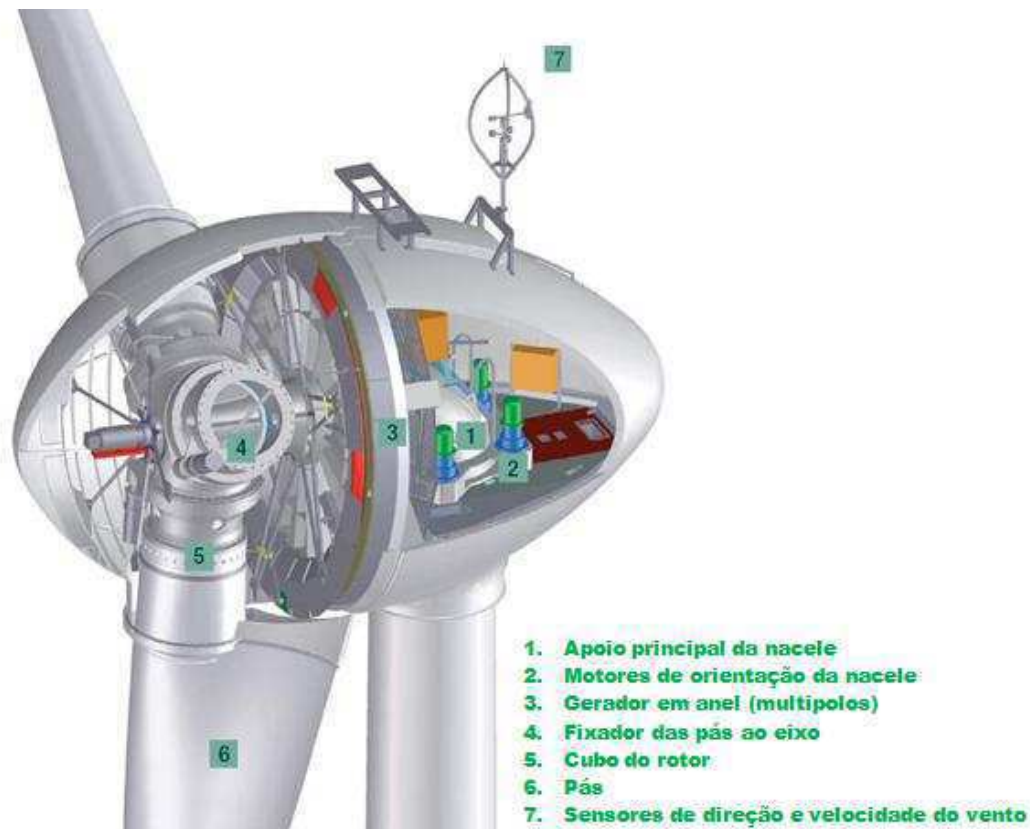


Figura 3 - 3: Nacela sem caixa multiplicadora. (Fonte: ENERCON, 2006)

3.2 Topologias das Turbinas Eólicas

3.2.1 Turbinas eólicas à velocidade constante

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

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

De modo a melhor adaptar a operação do rotor ao ponto ótimo e assim aumentar a produção de energia, fabricantes utilizam geradores de indução que apresentam duas configurações de velocidade de vento: uma utiliza velocidade de vento baixas, tipicamente 8 polos, operando com rotação baixa e outra, média e alta

velocidades, tipicamente 4-6 polos, operando com alta velocidade rotacional (CUSTÓDIO, 2009).

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

A turbina à velocidade constante possui a vantagem de ser simples, robusta e confiável, além de bem testada. O custo das partes elétricas é baixo. Suas desvantagens são o consumo incontrolável de potência reativa, *stress* mecânico e controle limitado de qualidade de energia. Devido à operação à velocidade constante, todas as flutuações da velocidade do vento são transmitidas como flutuações no torque mecânico e posteriormente como flutuações na potência elétrica na rede. Para o caso de redes fracas, as flutuações de potência podem também levar a flutuações de tensão, o que resulta em perdas nas linhas.

3.2.2 Turbinas eólicas à velocidade variável

Durante o fim da década de 1990, as turbinas eólicas à velocidade variável tornaram-se o tipo dominante entre as turbinas instaladas. Turbinas eólicas à velocidade variável são feitas para obtenção da máxima eficiência aerodinâmica sobre uma faixa de velocidade de vento. Com a operação à velocidade variável, tornou-se possível continuamente a adaptação (acelerar ou desacelerar) da velocidade de rotação " ω " da turbina eólica à velocidade do vento " v ". Desse modo, a velocidade de ponta da pá é mantida constante num valor predefinido correspondente ao coeficiente de potência máximo. Contrariamente ao sistema com velocidade fixa, a operação à velocidade variável mantém o torque do gerador constante e as variações na velocidade do vento são absorvidas por mudanças na velocidade deste (CUSTÓDIO, 2009).

As vantagens dos aerogeradores com velocidade variável são a melhora na qualidade da energia, o aumento na produtividade, e a redução do *stress* mecânico, entre outras. As desvantagens, por sua vez, são as perdas elétricas na eletrônica de potência, além dos custos associados a estes componentes que ainda possuem elevando custo.

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

3.3 Geradores eólicos

Os geradores de energia elétrica utilizados em aerogeradores podem ser síncronos ou assíncronos, ligados diretamente à rede elétrica ou por meio de conversores tipo back-to-back (AC-DC-AC). Com relação ao uso de caixa multiplicadora mecânica, ou Gear Box (GB), usada para adaptar a baixa velocidade da turbina a mais alta do gerador, este depende da filosofia utilizada pelo fabricante. No entanto, aerogeradores sem multiplicadores são considerados mais desenvolvidos tecnologicamente.

3.3.1 Aerogeradores com gerador síncrono

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

Para um gerador síncrono conectado diretamente à rede elétrica, a turbina eólica deverá ser de velocidade constante, de modo que a frequência elétrica gerada seja ajustada à da rede. De fato, mesmo em turbinas de velocidade constante haverá pequenas variações da sua rotação em função das modificações da velocidade de vento incidente, resultando variações na frequência gerada. Este fato é uma desvantagem deste tipo de máquina, tornando-a pobre tecnicamente, o que exige que somente seja utilizada, em máquinas de grande porte, quando conectada a redes elétricas robustas que arrastem o gerador à frequência da rede (CUSTÓDIO, 2009).

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

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

Para esta configuração, o gerador síncrono pode ser excitado eletricamente, Wound Rotor Synchronous Generator (WRSG), ou por meio de ímãs permanentes, Pennanent Magnet Synchronous Generator (PMSG).

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

3.3.2 Aerogeradores com gerador assíncrono

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

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

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

3.4 Dispositivos associados

Turbinas eólicas à velocidade variável necessitam de um sistema de eletrônica de potência associado que seja capaz de ajustar a frequência e a tensão do gerador à rede. A atuação destes controles gera tanto benefícios, como malefícios tanto para as turbinas eólicas quanto para a rede a qual elas estão conectadas.

A eletrônica de potência possui duas características:

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

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

3.4.1 Soft-starter

É um componente elétrico simples e barato, ele é usado em turbinas eólicas à velocidade fixa durante a conexão destas à rede, sua função é reduzir a corrente *in-rush*, desse modo limitando as perturbações à rede. Sem ele, a corrente *in-rush* pode chegar a até 7 ou 8 vezes a corrente nominal, causando sérias perturbações à tensão da rede.

3.4.2 Capacitores

Componentes que fornece potência reativa ao gerador de indução em turbinas eólicas operando à velocidade fixa ou variável. Bancos de Capacitores são usados de forma a minimizar a potência reativa absorvida da rede pelo gerador. Podem sofrer danos em caso de sobretensões da rede, aumentando os custos de manutenção do sistema.

3.4.3 Retificadores e inversores

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

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

3.4.4 Conversores de frequência.

Há várias diferentes maneiras de combinação entre retificadores/inversores ao conversor de frequência. Existem cinco tecnologias aplicadas para velocidade variável:

back-to-back, *Multinível*, *Tandem*, *Matriz e Ressonante*. Este trabalho se concentra apenas no conversor *back-to-back* devido ao fato de ser o tipo mais utilizado.

O conversor *back-to-back* é conversor de potência bidirecional composto de dois conversores convencionais PWM, *Pulse Width Modulation*. Esta topologia é apresentada na Figura 3-4. O link DC de tensão é levado a um nível maior do que a amplitude da tensão fase-fase da rede de modo a obter o controle completo da corrente da rede (ACKERMANN, 2005).

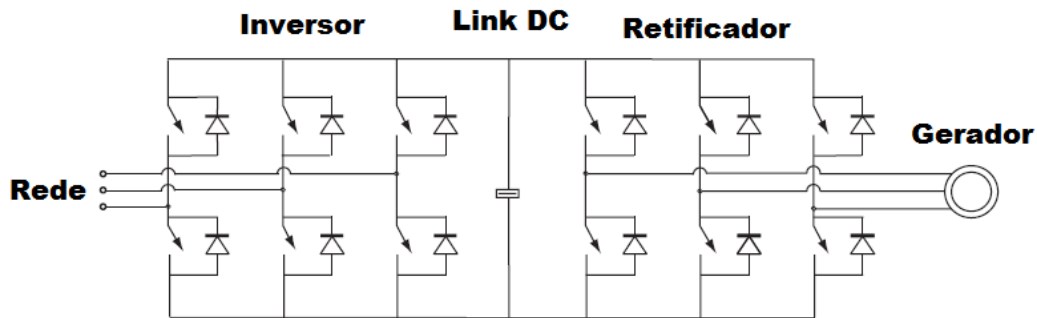


Figura 3 - 4: Modelo simplificado de um conversor *back-to-back*

4 Máquina de Indução

O gerador de indução é composto pela parte estática, que é composto por chapas de aço laminado de alta qualidade com enrolamento trifásico colocados em ranhuras na superfície interior, denominado estator. E por uma parte móvel, composto por material ferromagnético com ranhuras em sua superfície exterior, o rotor. O enrolamento do rotor pode ser de dois tipos, gaiola de esquilo ou bobinado. O enrolamento em gaiola de esquilo é composto por barras de alumínio ou de cobre montadas nas ranhuras do rotor e com suas pontas curto circuitadas nas duas extremidades por alumínio ou anéis de cobre. O enrolamento do rotor bobinado tem o mesmo formato do enrolamento do estator, sendo seus terminais conectados em três anéis, e escova são usadas em sua conexão.

No estator do motor assíncrono estão as bobinas indutoras que geram um campo magnético rotacional quando são conectadas a um sistema trifásico equilibrado de tensões senoidais (CHAPMAN, 2005) como se pode ver na Figura 4-1.

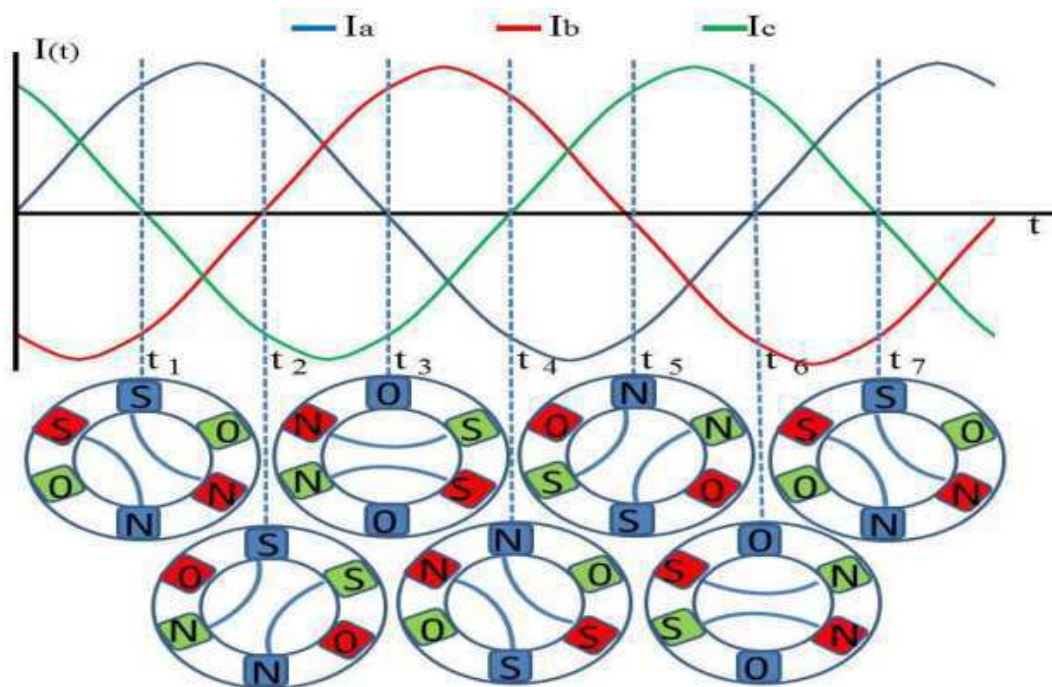


Figura 4 - 3: Geração do campo magnético giratório pelo estator.

Como mostra a Figura 4-1, dependendo da magnitude da corrente em cada enrolamento, tem-se a força e direção do campo magnético gerado por cada bobina. Assim, um sistema de três correntes defasadas 120° percorrendo um grupo de bobinas que também estão defasadas 120° no espaço gera um campo magnético giratório.

Este campo magnético rotacional passa sobre as barras ou bobinas do rotor e induzem uma tensão neles, segundo a Lei da Indução de Faraday. A tensão induzida faz com que um fluxo de corrente percorra os condutores do rotor gerando um campo magnético, por efeito da indutância no rotor. Esta tensão e corrente tem uma defasagem com respeito às que circulam pelo estator, fazendo com que os dois campos magnéticos estejam defasados. Ao ocorrer a interação entre os campos, produz-se um torque eletromecânico no rotor, fazendo o mesmo girar (CHAPMAN, 2005).

Como o campo do estator gira constantemente e o campo do rotor não consegue alinhar-se com ele, o eixo do rotor é movimentado de tal forma que os pólos do estator e rotor tentem se alinhar (WILDI, 2007) e por esta razão são consideradas máquinas assíncronas, porque o rotor não vai girar na velocidade correspondente à frequência síncrona do estator. Esta diferença de velocidade é chamada de escorregamento e é representada pela equação (4-1).

$$s = \frac{n_s - n_r}{n_s} \quad (4-1)$$

$$n_r = (1 - s)n_s \quad (4-2)$$

Onde o escorregamento “s” é a diferença entre a velocidade de sincronismo n_s e a velocidade do rotor n_r (ambas as velocidades em revoluções por minuto). A velocidade de sincronismo é dada pela frequência da rede elétrica de fornecimento e o número de pólos do estator, segundo a equação (4-3):

$$n_s = \frac{120f}{p} \quad (4-3)$$

Note, que se o motor está em estado estacionário, “s” será um, mas quando começa a indução de tensão no rotor, este acelera e na medida em que a velocidade aumenta os condutores do rotor já não são atravessados pelo campo magnético giratório com a mesma rapidez, fazendo com que a magnitude da tensão e a frequência induzida diminuam proporcionalmente, resultando na perda de torque da máquina, como mostra a Figura 4-2 (WILDI, 2007). A velocidade do rotor vai aumentando, mas esta nunca vai ser igual à do campo girante, se fosse assim, não se teria fluxo magnético atravessando os condutores do rotor, a tensão induzida seria nula e o rotor desaceleraria.

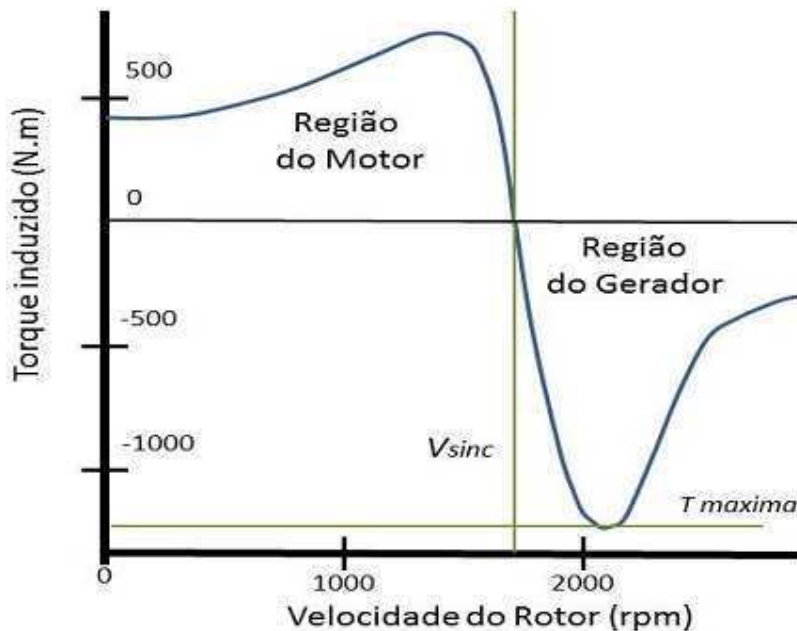


Figura 4 - 4: Característica típica do torque na máquina de indução.

A Figura 4-2 mostra uma curva típica do funcionamento da máquina assíncrona, nela pode-se ver que quando a velocidade do rotor vai-se aproximando da

velocidade de sincronismo, neste caso 1800 RPM, este perde torque. Caso se consiga superar a velocidade de sincronismo, impulsionando o rotor por outra máquina, a máquina assíncrona começa a trabalhar como gerador.

Quando o rotor supera a velocidade de sincronismo, os pólos do rotor se deslocam um pouco para frente com relação aos pólos do estator. Nestas condições, o escorregamento se torna negativo e a direção do fluxo de potência muda e a máquina começa a fornecer energia ativa à rede (WILDI, 2007). O gerador assíncrono tem uma grande limitação, devido à incapacidade de fornecer potência reativa, fazendo com que se tenha que ligar fontes externas de potência reativa, como capacitores, para conseguir manter o campo magnético no estator (CHAPMAN, 2005).

4.1 Modelo da Máquina de Indução

No modelo por fase do motor de indução temos as resistências dos enrolamentos e as reatâncias de dispersão tanto no estator como no rotor. Além disso, temos as reatâncias de magnetização tanto do estator como do rotor que ficaram em destaque na representação denominada entreferro. No instante da partida ($s=1$; $n_r = 0$) a máquina tem o mesmo comportamento de um transformador (estator é o primário e o rotor é o secundário).

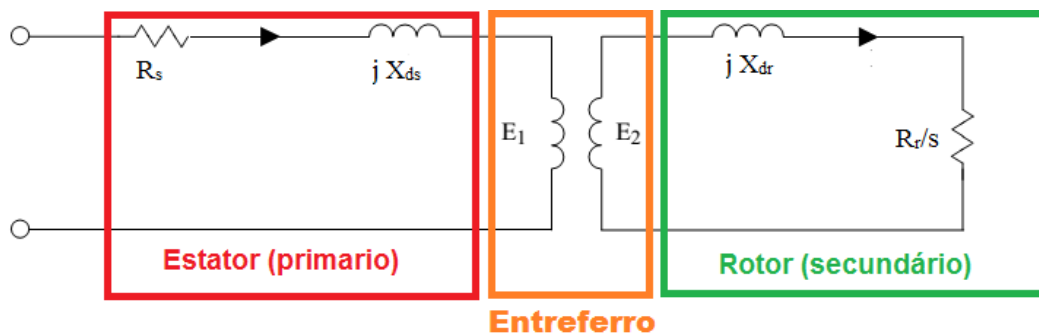


Figura 4 - 3: Circuito equivalente por fase da máquina de indução

A FEM induzida no rotor, assim como a reatância de dispersão do rotor dependem da velocidade do rotor, modelamos estas variações fazendo a resistência do rotor variar com o escorregamento de forma que com isso a relação de transformação de E_1 para E_2 é 1:1, e a corrente circulante pelo rotor fica referenciada diretamente a do estator, de tal forma que a representação final da máquina de indução é apresentada na Figura 4-4 como o circuito equivalente por fase.

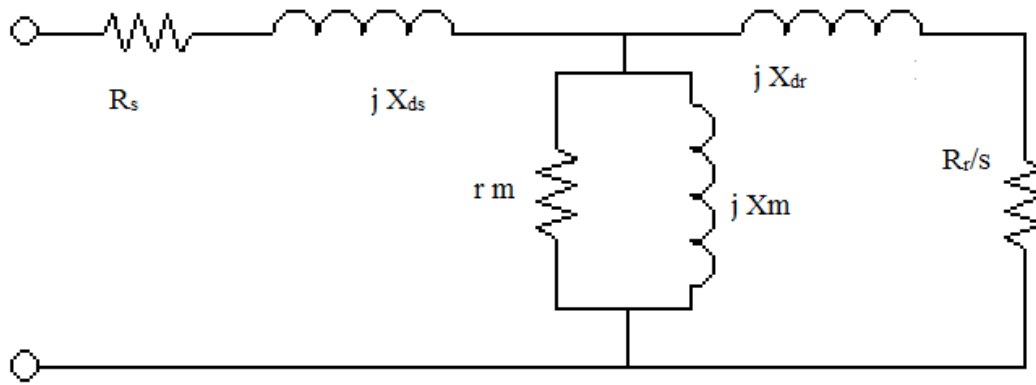


Figura 4 - 4: Circuito simplificado do equivalente por fase da máquina de indução

Os componentes adicionados no modelo em lugar do “transformador” modelam as perdas por corrente de Foucault (r_m) e as perdas devido à magnetização na parte férrea do motor. A sua inexistência no modelo faria com que toda a corrente que circula no estator também circularia no rotor o que indicaria uma transferência de potência perfeita, ou integral do estator para o rotor.

No circuito acima o termo R_r/s foi inserido para modelar o efeito escorregamento na máquina, ou seja, modelar o efeito da variação da potência entregue ao rotor de acordo com a sua velocidade. Quanto maior o escorregamento maior a corrente que irá passar pelo rotor.

Com o objetivo de realizar uma análise mais clara, a resistência $\frac{R_r}{s}$ é desmembrada em uma resistência pura, representando as perdas por atrito e ventilação, e uma parte dependente do escorregamento, que representa a potência entregue no eixo.

$$\frac{R_r}{s} = R_r + R_r \left(\frac{1-s}{s} \right) \quad (4-4)$$

Sabendo que o escorregamento varia de 1 a 0 fica evidente que a resistência vai se aproximando de infinito logo a corrente circulante no rotor vai se aproximando de zero.

4.2 O que podemos retirar do modelo por fase.

Tendo o modelo para uma fase, podemos analisar do ponto de vista de circuitos elétricos, o funcionamento do motor. Sendo a potência de entrada dada ou absorvida da rede elétrica dada por:

$$P_{entrada} = 3V_s I_s \cos \varphi \quad (4-5)$$

Uma parte da potência de entrada é dissipada por efeito joule no estator (P_{joule}), uma parte mínima é dissipada no núcleo através das correntes de Foucault e histerese (P_{nucleo}), o restante é transferida para o rotor via entreferro (P_g) e parte desta potencia transferida é dissipada por efeito joule no rotor (P_d). Sendo por conservação de potencia a potência de entrada igual à soma destas:

$$P_{entrada} = P_{joule} + P_{nucleo} + P_g + P_d \quad (4-6)$$

$$P_{joule} = 3R_s I_s^2 \quad (4-7)$$

$$P_g = \frac{3R_r}{s} I_r^2 \quad (4-8)$$

$$P_d = 3R_r I_r^2 \quad (4-9)$$

A potência mecânica na ponta de eixo do rotor (P_m) será dada por:

$$P_m = P_g - P_d - P_a \quad (4-10)$$

Sendo que P_a representa as perdas por atrito e resistência do ar.

$$P_m = T n_r \quad (4-11)$$

Rearranjando as equações além de desconsiderar as perdas, temos:

$$T = \frac{3R_r I_r^2}{s n_s} \quad (4-12)$$

4.3 Operando como gerador.

Para operar como gerador a máquina de indução tem que ter seu eixo girando acima da velocidade síncrona. Neste estágio o escorregamento começa a assumir valores negativos. Consequentemente a resistência retórica do modelo $\frac{R_r}{s}$ passa também a assumir valores negativos. A lei de ohm define que:

$$E = RI \quad (4-13)$$

De forma que a corrente circulante pela resistência negativa, em vez de causar uma queda de tensão no circuito do modelo, passa a emular uma fonte de tensão.

4.4 Objetivos.

O objetivo é demonstrar que o modelo por fase levantado e sucintamente analisado nos itens anteriores, que é um modelo do gerador bastante simples, pode ser

utilizado para definir de forma consideravelmente aproximada o melhor ponto de operação de um aerogerador baseado em máquina de indução. Além de prever o quanto de potencia ativa será gerada e quanta potencia reativa será consumida pelo mesmo.

Para tanto foi elaborado um programa em matlab para solucionar estas equações para diversos pontos de operação, além de calcular os valores limítrofes. O mesmo encontra-se em anexo.

Com o modelo pronto, se faz necessário uma planta real para que possamos comparar os resultados do modelo por fase com a realidade. Não tendo ao meu alcance um aerogerador nem mesmo em escala reduzida pra tal comprovação, optou-se por utilizar o simulink como parâmetro de comparação, tendo em vista que a simulação do mesmo se baseia em um modelo dinâmico, que seria o mais próximo do real possível no momento.

Tendo em mente que a utilização deste modelo para definir pontos de operação, seria uma estratégia econômica para aerogeradores de pequeno porte, escolheu-se um dos modelos o simulink de menor capacidade de geração. Retirado os dados do modelo do simulink e passado para o programa do modelo, rodamos as duas aplicações para toda a faixa de velocidades do motor escolhido, que no caso é de zero a 3000 RPM's.

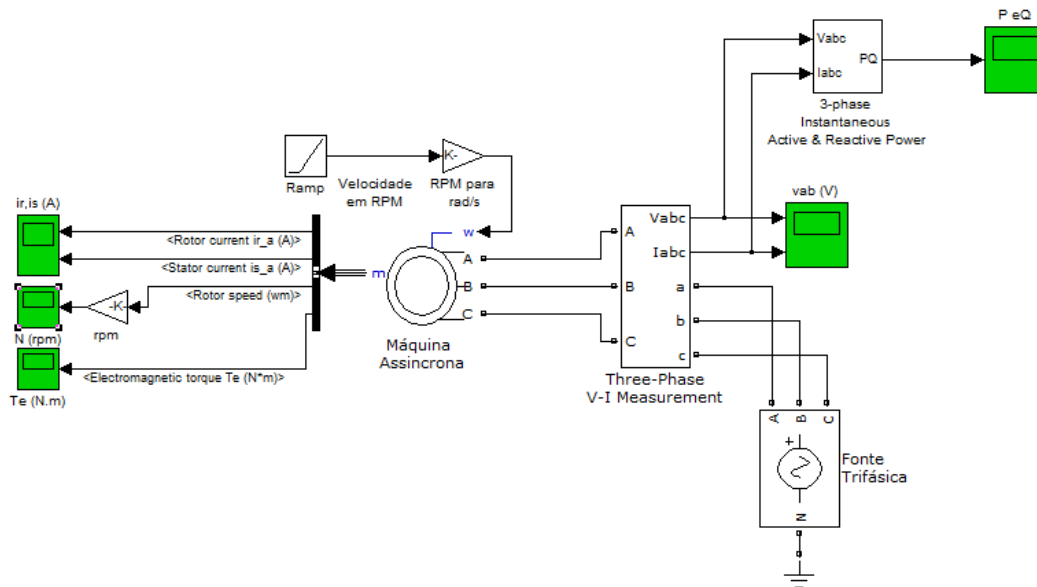


Figura 4 - 5: Ambiente Simulink com Máquina Assincrona Recebendo Potencia Mecânica

4.5 Resultados.

A primeira incongruência das simulações é o fato de o simulink gerar todos os seus resultados com base no tempo, enquanto o programa criado tem como base a velocidade da máquina. Isto foi solucionado por fazer que o tempo de simulação em ambiente simulink leve a mesma variação de velocidade do programa em matlab. Isto pode ser observado na Figura

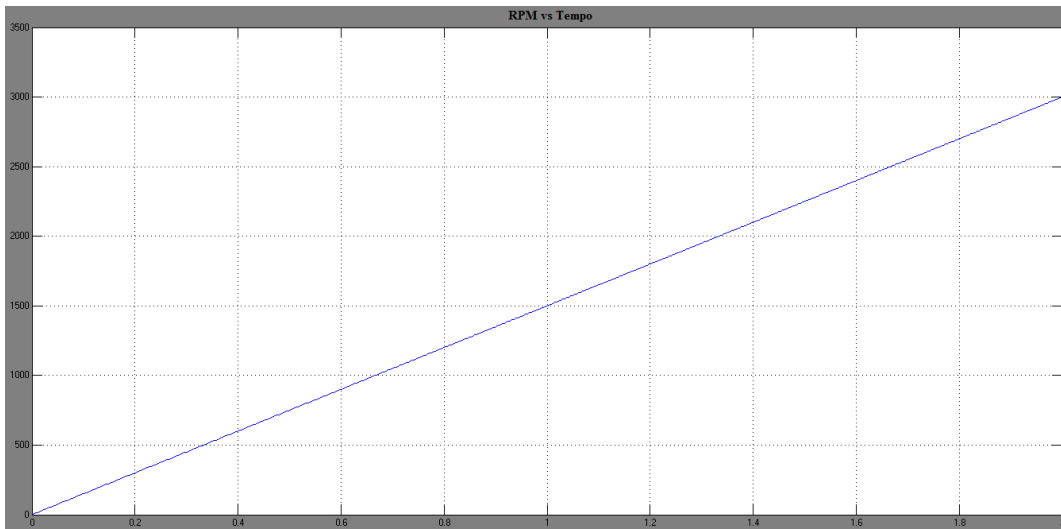


Figura 4 - 6: Relação entre o tempo de simulação e a velocidade em RPM.

Assim para os demais gráficos a variação de 0 a 2 pode ser considerado como uma constante multiplicadora da velocidade síncrona.

Afim de comprovar que o objetivo é alcançável foi feita uma simulação simples em ambiente simulink onde uma máquina com os mesmos parâmetros do modelo por fase tem como variável de entrada a velocidade em rad/s. Estabelecido um sinal em rampa que passa por uma constante que possibilita a variação linear da velocidade da máquina de zero até o dobro da sua velocidade síncrona, no tempo predeterminado da simulação.

É possível observar uma variedade de sinais, mas comparando apenas os sinais de potência ativa e reativa, já fica claro a eficácia do modelo por fase para grande parte da simulação.

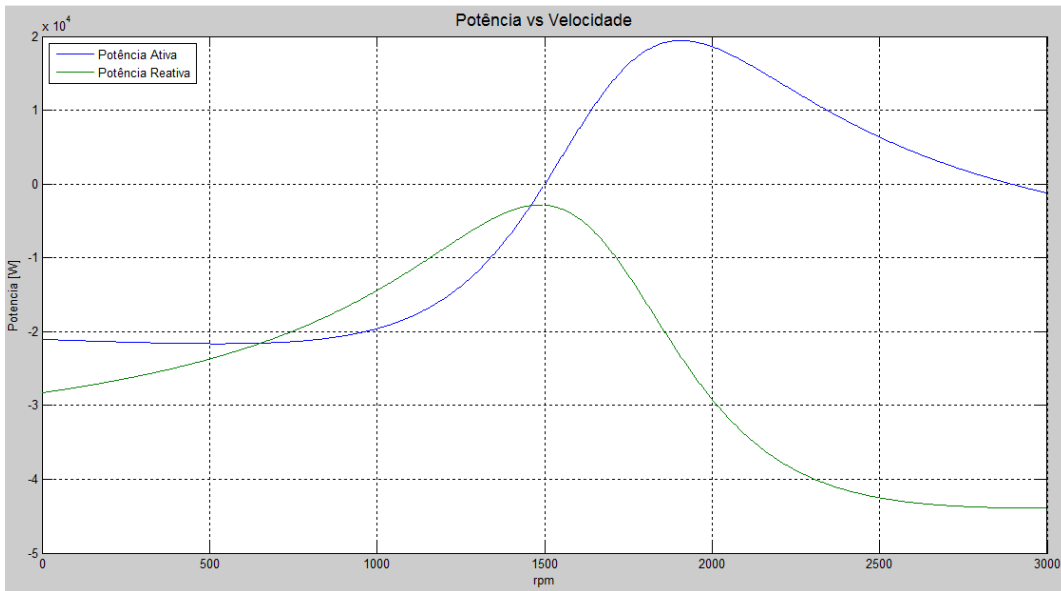


Figura 4 - 7: Gráfico das Potencia Gerado a Partir do Modelo Equivalente por Fase.

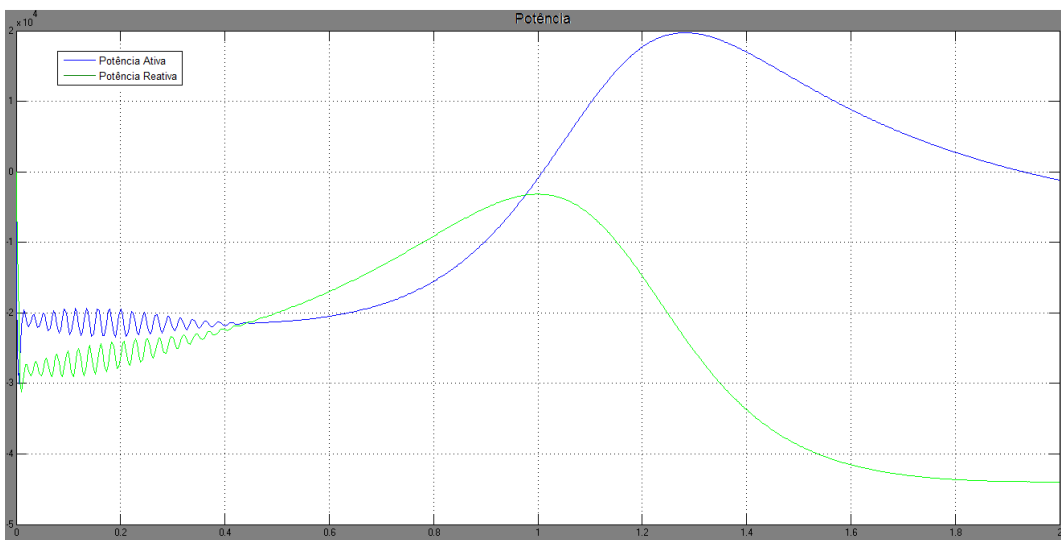


Figura 4 - 8: Gráfico das Potencia Gerado a Partir do Modelo Dinâmico do simulink.

Podemos observar também a relação torque velocidade do modelo por fase comparado com o modelo dinâmico.

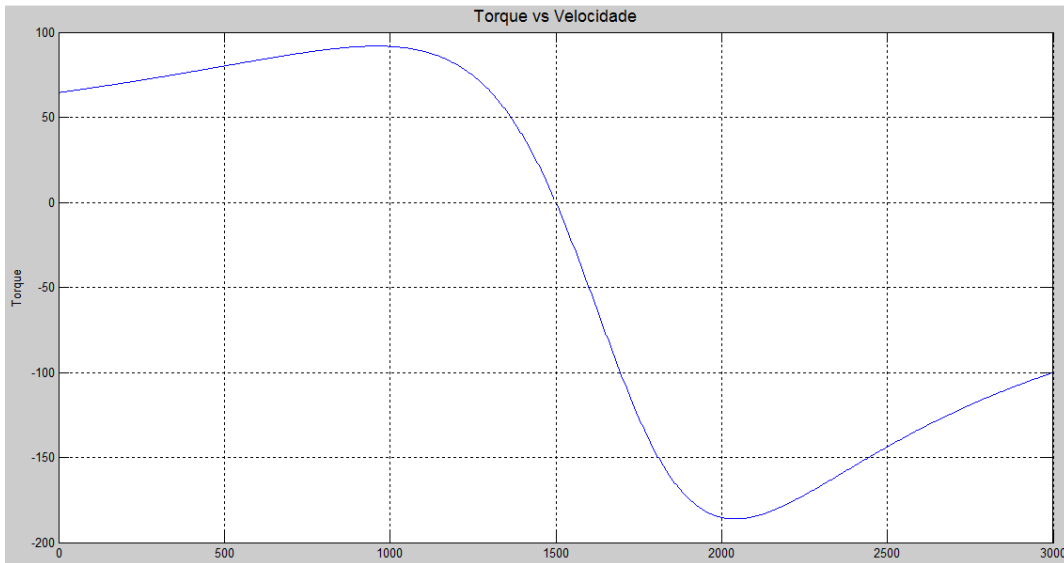


Figura 4 - 9: Gráfico do Torque Gerado a Partir do Modelo Equivalente por Fase

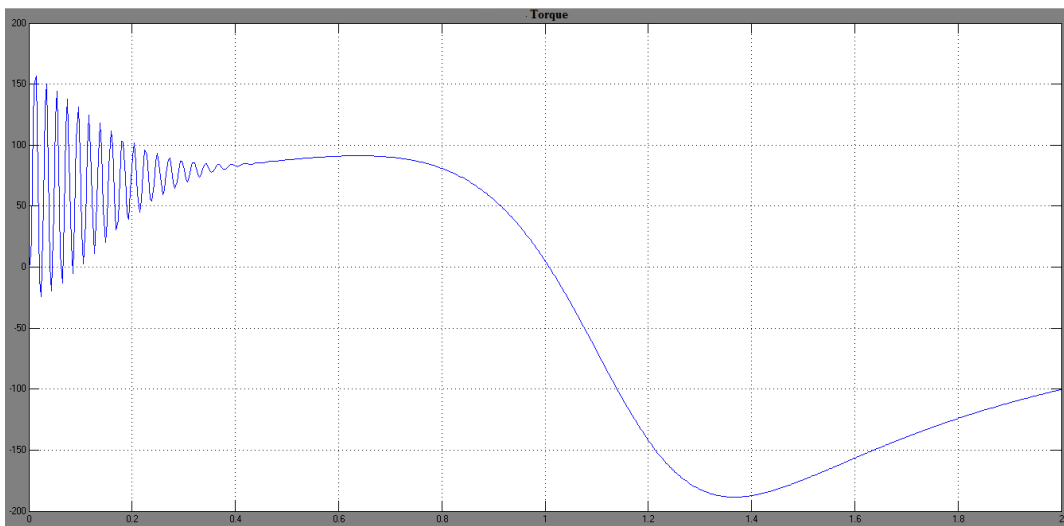


Figura 4 - 10: Gráfico do Torque no Modelo Dinâmico do simulink.

Em regime transitório o equivalente monofásico não é adequado, pois existem condições de manutenção de enlace de fluxo que obrigam o aparecimento de correntes assimétricas nas três fases, inviabilizando o equivalente monofásico. Como fica notório no momento em que a máquina vence a inércia a oscilação só é percebida no modelo dinâmico do simulink.

A modelagem geral pode ser feita nas variáveis abc, utilizando indutâncias próprias e mútuas entre enrolamentos de estator e de rotor. As indutâncias mútuas são variáveis com a posição do rotor em relação ao estator e, portanto variáveis no tempo.

Se for aplicada nas equações das tensões e enlaces de fluxo uma transformação de variáveis abc para qd0 (com os eixos d e q girando na velocidade síncrona do campo girante), as correntes e tensões se tornarão constantes em regime permanente e terão frequência reduzida durante períodos transitórios, propiciando precisão numérica com passo de integração relativamente grande.

O resultado fica ainda mais aproximado quando simula-se uma única velocidade da máquina, que como era de se esperar pois o modelo dinâmico passa também a ser estacionário.

5 Controle da Potência

Tradicionalmente, toda a energia que o vento pode fornecer flui pela rede elétrica de forma a reduzir os custos de investimento em equipamentos. Contudo, se um aerogerador for forçado a entregar uma potência constante à rede elétrica, definida por um despacho de carga, será necessário fazer o controle dessa potência. Consequentemente haverá uma diferença entre a potência mecânica no eixo da turbina eólica e a potência elétrica gerada no estator da máquina de indução. Com essa restrição, as tensões do rotor deverão ser controladas, de forma que esse excesso ou falta de potência mecânica seja absorvida ou suprida por um inversor de frequência conectado ao rotor do gerador de indução. Desse modo, baseado na equação de balanço de potência, a diferença entre a potência mecânica fornecida pela turbina eólica e a potência elétrica entregue pelo estator do GIDA, a menos das perdas, deverá ser fornecida ou absorvida pelo inversor conectado ao rotor do gerador. Assim, o rotor da máquina de indução duplamente excitada é conectado a um inversor trifásico conforme mostra a Figura 5-1. Com a definição da potência a ser despachada, a medição da potência entregue pelo estator e considerando que o rotor do gerador de indução irá absorver qualquer desvio na potência elétrica, o inversor conectado no rotor do gerador poderá controlar o fluxo de potência necessário para que o aerogerador possa despachar uma potência elétrica constante.

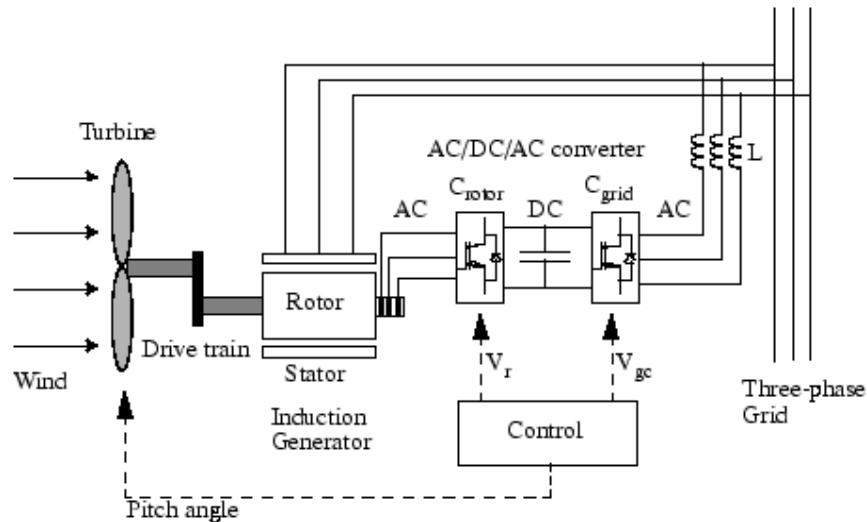


Figura 5 - 1: Esquema de ligação de um gerador duplamente alimentado.

5.1 Conceito de potência de escorregamento.

Com seu eixo em velocidade mecânica diferente daquela definida como síncrona, relativa ao eixo do campo magnético girante, exige que se compense esta diferença de velocidade. Esta compensação se dá pela inserção de uma tensão alternada no seu circuito de rotor, com a frequência correspondendo a aquela diferença de velocidades. Este é o conceito de potência de escorregamento, P_{escorr} , que é a potência entregue ao rotor pelo conversor de potência, necessária para a compensação de diferença de velocidades. Esta potência é uma parcela da potência correspondente ao conjugado eletromagnético total, entregue ao circuito do estator.

6 Considerações Finais

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

Conclui-se terem sido alcançados todos os resultados. Entretanto, salienta-se a dificuldade na obtenção de fontes bibliográficas confiáveis para a elaboração deste

trabalho. Ademais, vale salientar que o controle dos aerogeradores é tema de diversos estudos com diversos conceitos associados, e que a reprodução dos resultados é difícil de ser alcançada.

6.1 Trabalhos Futuros

Sendo cada vez maior a proporção de geração eólica no Brasil e no mundo, qualquer estudo futuro que venham a melhorar, complementar, adicionar ou corrigir os resultados, conclusões e observações deste trabalho são de grande importância para o desenvolvimento deste tema. Diante disso, algumas propostas de trabalhos futuros são apresentadas nesta seção.

Primeiramente, ressalta-se a utilização de um modelo simples do gerador e a realização de simulações digitais por isso sugere-se a abordagem e o detalhamento de determinados temas que ficaram ao largo deste trabalho, como, por exemplo, as filosofias de proteção aplicadas a aerogeradores, além do controle do fluxo de potência aplicado a energia eólica.

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

7 Bibliografia

[1] ACKERMANN, Thomas. Wind Power in Power Systems. 1 ed. Inglaterra: John Willey & Sons, 2005. 695 p.

[2] ALSTOM ECO 100. Especificações Técnicas. Disponível em: <<http://www.alstom.com/brazil/pt/>>. Acesso em: 27 de maio 2014.

[4] ATP. Especificações Técnicas. Disponível em: <<http://www.emtp.org/about.html>>: Acesso em 30 de maio 2014.

[6] BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Banco de Informações de Geração. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.asp>>. Acesso em: 01 de jul. 2014.

[7] BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Proinfa. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/programas/proinfa/>>. Acesso em 01 de maio 2014.

[8] BRASIL. Operador Nacional do Sistema Elétrico. Procedimentos de Rede. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/procedimentos/index.aspx>>. Acesso em: 28 de maio 2014.

http://www.aneel.gov.br/arquivos/pdf/EOL_Cronograma_Eventos_agosto_2014.pdf

8 Anexo

```
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%% Motor de Indução Trifásico %%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
clear all
clc
%% Definições: Parametros do motor
V1 = 400/sqrt(3); % Tensão de alimentação
nf = 3; % Numero de fases
npl = 4; % Numero de polos
fe = 50; % Frequencia de alimentação
R1 = 1.405; % Resistencia do estator
R2 = 1.395; % Resistencia do rotor referido ao estator
X1 = 2*pi*0.005839*fe; % Reatancia de dispersão do estator
X2 = 2*pi*0.005839*fe; % Reatancia de dispersão do rotor
Xm = 2*pi*0.1722*fe; % Reatancia de magnetização
Prot = 0.0; % Perdas Rotacionais
%% Velocidade sincrona
omega = (4*pi*fe)/npl;
```



```

ns =(120/npl)*fe;
%% Equivalente de Thevenin do estator
Zleq = j*Xm*(R1+j*X1)/(R1 + j*(X1+Xm));
Rleq = real(Zleq);
Xleq = imag(Zleq);
Vleq = abs(V1*j*Xm/(R1+j*(X1+Xm)));
%% Calculos
s=[1:-2/1000:-1]; % vetor de escorregamentos
omegam=(1-s).*omega; % vetor de velocidades em rad/s
rpm=ns*(1-s); % vetor de velocidades em rpm
I2 = abs(Vleq./(Zleq+j*X2+R2./s));
Tmec = (nf*(I2.*I2).*(R2./s))/omegam; %Torque para diversos s
Zf = (((R2./s)+j*X2)*j*Xm)/((R2./s)+j*X2+j*Xm);
Zentrada = R1+j*X1+Zf; %Impedancia vista na entrada
I1 = V1./Zentrada;
modI1 = abs(I1); %modulo da Corrente no estator
FP = cos(angle(I1)); %Fator de potencia
Pentrada = nf*V1.*I1.*FP; %Potencia na entrada
P=real(nf*V1.*conj(I1));
Q=imag(nf*V1.*conj(I1));
Pg = nf.*(I2.*I2).*(R2./s)
Peixo = ((1-s).*Pg)-Prot; %potencia no eixo
Pmec =Peixo+Prot
rend = Peixo./Pentrada %rendimento
Tmec=Pmec./omegam
%% Pontos Limitrofes da simulação
smaxT = R2/(Rleq^2+(Xleq+X2)^2)^0.5 % Escorregamento onde ocorre o
torque máximo
RPMsmaxT=smaxT*ns % Velocidde onde ocorre o torque máximo
Tmax=(1/omega)*((0.5*nf*Vleq^2)/(Rleq+(Rleq^2+(Xleq+X2)^2)^0.5))
I2partida=Vleq/((Rleq+R2)^2+(Xleq+X2)^2)^0.5;
Tpartida=(nf*I2partida^2*R2)/omega
[Tmin, termo]=min(Tmec);
RPMTmin=rpm(termo)
[RendMax, termo]=max(real(rend));
RendMax
RPMrendMax=rpm(termo)
[RendMin, termo]=min(real(rend));
RendMin
RPMrendMin=rpm(termo)
[FPMax, termo]=max(FP);
FPMax
RPMFPMax=rpm(termo)
[FPMin, termo]=min(FP);
FPMin
RPMFPMin=rpm(termo)
%% Gráficos
figure(1)
plot(rpm, Tmec);
grid on;
xlabel('rpm');
ylabel('Torque');
title('Torque vs Velocidade','FontSize',13);
figure(2)
plot(rpm, Peixo, rpm, Pg );
grid on;
xlabel('rpm');
ylabel('Potencia [W]');
title('Potência vs Velocidade','FontSize',13);
figure(3)
plot(rpm, modI1);

```

```

grid on
xlabel('rpm');
ylabel('I1');
title('Corrente de estator vs Velocidade','FontSize',13);
figure(4)
plot(rpm,FP);
grid on;
xlabel('rpm');
ylabel('FP');
title('Fator de potencia vs Velocidade','FontSize',13);
figure(5)
plot(rpm, rend*100);
xlabel('rpm');
ylabel('Rendimento em %');
title('Rendimento vs Velocidade','FontSize',13);
grid on;
figure(6)
plot(rpm, I2);
grid on
xlabel('rpm');
ylabel('I2');
title('Corrente de rotor vs Velocidade','FontSize',13);
figure(7)
plot(rpm, -1*P,rpm, -1*Q);
grid on;
legend('Potência Ativa','Potência Reativa',2);
xlabel('rpm');
ylabel('Potencia [W]');
title('Potência vs Velocidade','FontSize',13);

```