

Figura 49: Relação entre o coeficiente de solidez  $\Omega$  e o TSR. (GASCH; TWELE, 2002.)

## 3.15 Resistência aerodinâmica do rotor

### 3.15.1 Força centrífuga

A força centrífuga empurra as pás para fora e tendem a arrancá-las do cubo do rotor é dada pela equação:

$$F_{cent} = \frac{1}{2}G \frac{u^2}{r_G} = \frac{1}{2r_G}G \left( \frac{\pi r_G n}{30} \right)^2 = \frac{\pi^2}{1800r_G}G (r_G n)^2 = \frac{\pi^2}{1800r_G}G \left[ \frac{kv (SR)_G}{0,105} \right] = \frac{0,1034G [kv (SR)_G]}{r_G} \quad (3.94)$$

Onde:  $G$  é o peso da pá em kg, e  $k$  um valor que depende das unidades,  $SR_G$  é a relação da velocidade tangencial referida ao vento no centro de gravidade da pá a distância  $r_G$ .  $r_G$  é a distância em metros, desde o eixo de rotação do rotor até o C.G. da pá. Como a velocidade do vento está elevada ao quadrado, um aumento brusco da mesma originaria um grande aumento da força centrífuga.

Para um rotor que funciona com um TSR fixo, a força centrífuga cresce com o quadrado da velocidade do vento. Existem duas condições operacionais a ter em conta para

o calcula da força centrífuga:

1. A primeira coisa que deve ser prevista, quando o rotor esta em fase de desenho ainda, é a velocidade máxima do vento que a máquina poderá suportar antes que o regulador comece a limitar o seu número de rotações.
2. Uma vez construídas a máquina e esta entra em funcionamento, se ela por alguma razão acelera, por falha no mecanismo de regulagem, deve-se prever a máxima velocidade que se pode permitir alcançar. Se a máquina eólica é pequena, pode suportar um excesso na velocidade de rotação de até 50%, mas se a máquina é grande, nestas circunstâncias ela ficaria avariada e inutilizada.

### 3.15.2 Resistência aerodinâmica da pá

Um fórmula aproximada para determinar a resistência de um aerogerador em rotação, imerso em uma corrente de ar de velocidade  $v$ , pode ser expressa da seguinte forma:

Em que  $A$  é dado em  $m^2$  e  $v$  em  $m/s$ .

### 3.15.3 Momento fletor da pá

O momento fletor da pá é calculado a partir das forças aerodinâmicas que atuam sobre as pás, que são paralelas ao eixo de rotação, a distancia  $r_G$  do mesmo e são calculadas da seguinte maneira:

$$M_{fletor} = r_G F_{aerod} \quad (3.95)$$

Que proporciona um valor aproximado, somente, porque os valores que intervém no cálculo são também aproximados, mas suficientes para um grande número de aplicações. Para valores exatos, seria necessário uma formulação mais complexa. O ponto de máximo esforço, e que portanto estará sujeito a fadiga máxima, encontra-se situado no engaste da pá com o cubo.

### 3.15.4 Momento torsor

O momento de torsão das pás com relação ao eixo de rotação (torque motor) é dado pela seguinte expressão:

$$C = \frac{N_{geradarotor}}{w} = \frac{N_{util}d}{2(TSR)v} \quad (3.96)$$

onde  $N_{util}$  em  $kgm/s$ ,  $d$  em  $m$  e  $v$  em  $m/s$

A equação anterior pode ser escrita, também, da seguinte maneira:

$$C = \frac{51N_{util}d}{(TSR)v} \quad (3.97)$$

O torque motor  $C$ , obtido dessa forma, é o total, e para saber o torque originado de cada pá, divide-se o torque total pelo número de pás. Deve-se ter em conta que a potência  $N_{util}$  a ser usada é a que se tem no eixo do motor, e não no eixo de saída do gerador ou outro aparato impulsionado pelo aerogerador. Esse momento atua no plano de rotação, e a máxima tensão se localiza também no engaste das pás com o rotor. O torque aumenta com o coeficiente de solidez  $\Omega$ .

## 3.16 Cálculo simplificado de aerogeradores rápidos de eixo horizontal

### 3.16.1 Diâmetro do rotor

Para calcular o diâmetro do rotor, iguala-se a potência específica proporcionada pelo gerador, a potência de saída do sistema a velocidade máxima do vento. Supondo os seguintes dados:

$$N_{util} = 1kW; \rho = 1,25kg/m^3; v = 6,7m/s; \eta = 25\%$$

$$1kW = \frac{10^{-3}}{2} * 1,257 * (6,7)^3 * A * 0,25 \quad A = 21,27m^2$$

e o diâmetro  $d$  é igual a  $d = 5,25m$

Ao se aumentar o rendimento para 36%, para obter-se a mesma energia de 1kW, poderia-se diminuir o rotor,:

$$A = 15,2m^2; d = 3,75m$$

Um aumento na velocidade do vento implica na diminuição do diâmetro das pás para se obter a mesma potência.

### 3.16.2 Acoplamento rotor eólico-gerador elétrico

No acoplamento do rotor ao gerador elétrico, através de uma redução, deve-se ter em conta a rotação a qual o gerador irá funcionar. Ao se selecionar um gerador elétrico para trabalhar em baixa velocidade (por exemplo para carregar baterias), o rotor pode ser posto para trabalhar na velocidade máxima do vento. Se em nosso exemplo supomos que o gerador requer  $300rpm$  para gerar potência de  $1kW$  e o rotor funciona com estas  $300rpm$ , não é necessário colocar nenhuma redução e o acoplamento será direto. Essa rotação corresponde a um TSR igua a:

$$TSR = 0,105 \frac{rn}{v} = 0,105 * \frac{5,25 * 300}{6,7} = 12,34 > 10$$

Que é um valor um pouco elevado. Ao se colocar um redutor, com uma relação, por exemplo de  $2 : 1$ , poreria se utilizar um rotor que funcionasse a uma velocidade inferior,  $150rpm$ , reduzindo o TSR para  $6,17$ , que é um valor mais apropriado. Se o que se deseja é acionar um gerador elétrico, este requer uma velocidade síncrona a uma rpm constante e esta virá perfeitamente determinada em função da freqüência da energia elétrica a ser obtida e do número de pólos do mesmo, da seguinte forma:

$$50 \text{ ciclos/s} \times 60\text{s} = 3000 = n_{(rpm)alt} \times (n^\circ \text{ de pares de polos})$$

Para 2 pares de pólos,  $n = 1500rpm$ , o que implicaria uma redução de  $5 : 1$  funcionando o rotor a  $300rpm$ . Um aumento do número de pares de pólos diminui esse fator de redução.

### 3.16.3 Solidez das pás

Uma vez selecionada a relação de redução do acoplamento rotor-gerador e para tanto o TSR, determina-se a solidez  $\Omega$  mediante o gráfico da figura 49 e o número de pás segundo a tabela 7.

Tabela 7: Número de pás em função do TSR

TSR	1	2	3	4	5 a 8	8 a 15
Número de pás	6 a 20	4 a 12	3 a 8	3 a 5	2 a 4	1 a 2

Deduzindo-se que para um  $TSR=6$ , a solidez deve ser da ordem de 5% e o rotor tripá. Portanto, o número de pás de um aerogerador não é de grande importância em sua atuação, sendo os critérios de seleção mais econômicos do que técnicos, uma vez que quanto maior o número de pás maior o custo, quanto mais pás, maior o torque de partida.

### 3.16.4 Perfil da pá

Perfis com altos valores de  $D/L$ , da ordem de 60, para  $C_L$  próximo da unidade são mais interessantes. A espessura do perfil diminui desde o engaste com o cubo até a periferia. Quando a espessura do perfil aumenta, diminui a relação  $D/L$ , e o perfil transmite menos força ao rotor. Como os perfis grossos devem estar mais próximos do cubo, por razões estruturais, produzem pouco torque, e por isso pode-se suprimir essa zona. Concretamente, em uma região de 10 a 15% próximo ao cubo, não é necessário colocar perfis aerodinâmicos. Na periferia das pás, estas nunca devem superar espessuras de 18%. Para perfilar uma pá deve-se proceder, em primeiro lugar, um esquema da mesma, figura 50, dividindo-se a pá em várias seções, e calculando a relação de velocidades  $SR$  correspondentes a cada uma delas.

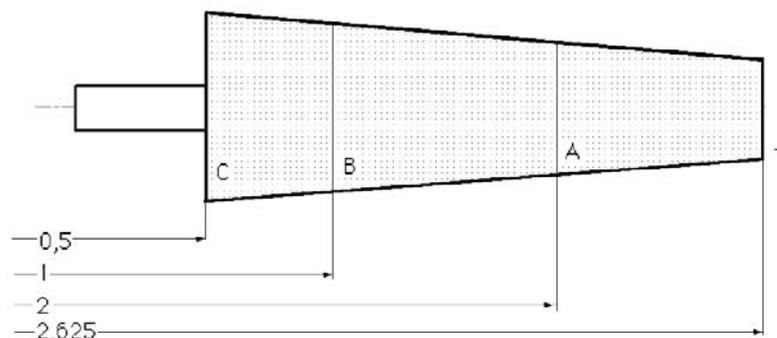


Figura 50: Divisão de uma pá (DIEZ, 2003.)

$$SR = \frac{TSRr}{R} \Rightarrow \begin{cases} SR_T = \frac{6 \cdot 2,625}{2,625} = 6; SR_A = \frac{6 \cdot 2}{2,625} = 4,57 \\ SR_B = \frac{6 \cdot 1}{2,625} = 2,29; SR_C = \frac{6 \cdot 0,5}{2,625} = 1,14 \end{cases} \quad (3.98)$$

Neste procedimento utilizou-se apenas três seções, embora na prática, a pá possa ser dividida em dez ou mais partes.

### 3.16.5 Valores de $\theta$

Tendo em conta os gráficos das figuras 51 e 52, determinam-se o ângulo  $\theta$  e um parâmetro de forma (SP) a partir de  $SR$ , da seguinte maneira:

$$\left\{ \begin{array}{l} q_T(6,00) = 6,3^\circ; (SP)_T = 0,17 \\ q_A(4,57) = 7,3^\circ; (SP)_A = 0,32 \\ q_B(2,29) = 16^\circ; (SP)_B = 1,02 \\ q_C(1,14) = 28^\circ; (SP)_C = 2,40 \end{array} \right.$$

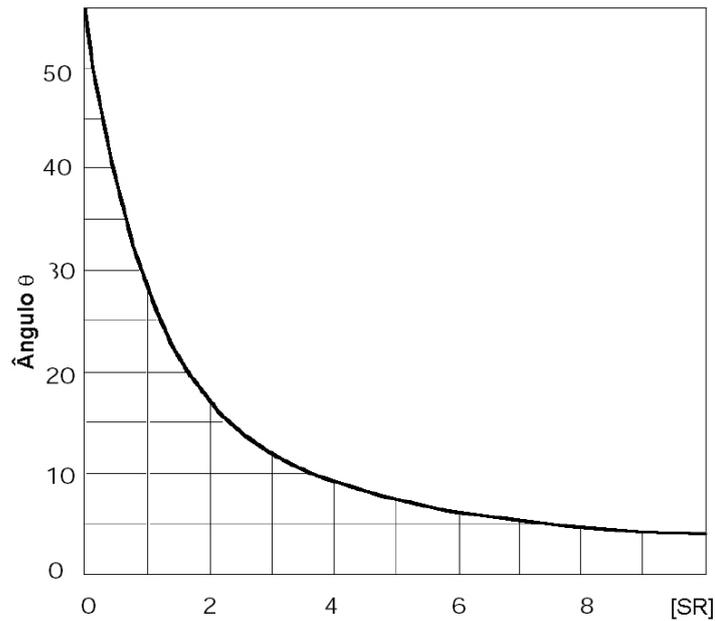


Figura 51: Valores de  $\theta$  em função de SR. (DIEZ, 2003.)

### 3.16.6 Cálculo dos coeficiente de sustentação $C_L$ máximo

Uma vez eleito o tipo de perfil e determinado o coeficiente  $C_D$  que se obtém de sua polar, determina-se o comprimento  $L$  da corda. Para o perfil FX60-126 da figura 45, o valor máximo de  $C_L = 1,08$  se obtém da relação:

$$\frac{C_L}{C_D} = \frac{1,08}{0,0108} = 100$$

assim como o ângulo de ataque correspondente,  $\alpha = 5^\circ$

### 3.16.7 Comprimento da corda

Para cada distância radial  $r$ , calcula-se o comprimento da corda mediante a seguinte expressão:

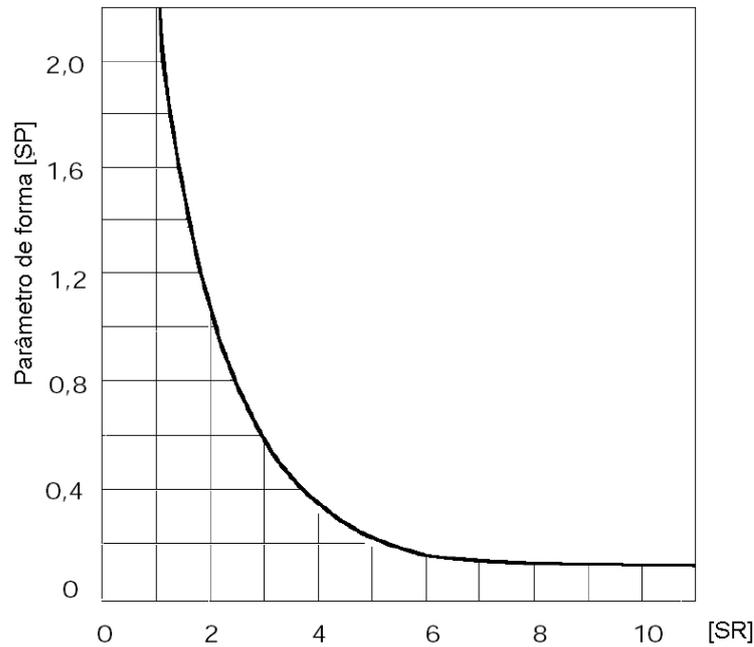


Figura 52: Valores do parâmetro de forma SP em função de SR. ((DÍEZ, 2003.))

$$L = \frac{r(SP)}{C_L Z} \quad (3.99)$$

Sendo  $Z$  o número de pás Os comprimentos das cordas correspondentes às diversas seções são:

$$L_T = \frac{2,625 \cdot 0,17}{1,08 \cdot 3} = 0,1377m \quad L_A = \frac{2,0 \cdot 0,32}{1,08 \cdot 3} = 0,1975 \quad L_B = \frac{1,0 \cdot 1,02}{1,08 \cdot 3} = 0,3148 \quad L_B = \frac{0,5 \cdot 2,40}{1,08 \cdot 3} = 0,37m$$

### 3.16.8 Relação R/L da pá

A relação  $\Delta L$  entre a envergadura da pá (seu comprimento) dada pelo seu raio máximo  $R$  e a média das cordas nas distintas seções consideradas:

$$\hat{L} = \frac{0,1377 + 0,1975 + 0,3148 + 0,37}{4} = 0,255m$$

Permite obter para o raio máximo  $R = 2,625m$ , o valor  $\Delta L = \frac{2,625}{0,255} = 10,29$  que serve para corrigir o ângulo de incidência  $\alpha$

### 3.16.9 Correção do ângulo de ataque $\alpha$

O ajuste do ângulo de ataque  $\alpha$  para um valor ótimo da relação  $C_L/C_D$  se faz mediante a seguinte equação empírica:

$$\alpha = -\alpha_0 + \frac{C_L}{0,11} \left(1 + \frac{3}{\Delta L}\right) = -5^\circ + \frac{1,08}{0,11} \left(1 + \frac{3}{10,29}\right) = 7,68^\circ$$

Que é, em uma primeira aproximação, constante para todas as cordas, tomando o valor médio  $\Delta L$  obtido anteriormente para as mesmas. Pode-se calcular com maior precisão tomando para cada distância da corda correspondente, e tratando cada seção como um caso particular.

### 3.16.10 Ângulo de inclinação $\beta$

Um fator importante no desenho de superfícies helicoidais é determinar a torsão que a pá de forma que seu ângulo de inclinação  $\beta$  não seja constante, isto é, deve existir uma variação desse ângulo ao longo de todo o perfil, de forma a consertar o fato de que para diversos raios ao longo da pá, a velocidade de saída do vento  $u$  varia com a distância ao centro de rotação, o que faz com que o ângulo  $\theta$  não seja constante em cada seção do perfil. O ângulo  $\beta$  se chama também ângulo de torção e se determina mediante a correção do ângulo de ataque  $\alpha$ , obtendo-se para cada seção transversal a inclinação das diferentes cordas da pá, para cada distância  $r$  ao centro de rotação, mediante a equação  $\beta = \theta - \alpha$ , da seguinte maneira:

$$\begin{aligned} \beta_T &= 6,3^\circ - 7,68^\circ = -1,38^\circ \\ \beta_A &= 7,3^\circ - 7,68^\circ = -0,38^\circ \\ \beta_A &= 16^\circ - 7,68^\circ = +8,32^\circ \\ \beta_A &= 28^\circ - 7,68^\circ = +20,32^\circ \end{aligned}$$

Que determinam o ângulo  $\beta$  que a corda forma em cada seção do perfil da pá com relação ao plano de rotação.

## 3.17 O Projeto da turbina eólica GRW5000

Turbinas eólicas são equipamentos mecânicos complexos que exigem ampla variedade de conhecimentos em seu projeto. Ainda que a metodologia a ser empregada na execução do projeto deva atender aos requisitos básicos de engenharia para o tipo de produto em questão há ainda espaço para sua adaptação à experiência e ao gosto pessoal da equipe de projeto envolvida.

Ao longo das diversas etapas do trabalho os projetistas freqüentemente são levados a

tomar decisões de escolha entre as alternativas possíveis para atender cada requisito ou necessidade de projeto.

Atualmente, existem várias alternativas de conjuntos eólicos, com o uso de geradores de corrente contínua, geradores síncronos, geradores assíncronos e geradores de comutador de corrente alternada.

Cada tipo oferece vantagens e desvantagens que devem ser analisadas com cuidado na sua incorporação aos sistemas de conversão de energia eólica.

Também devem ser estudadas e analisadas as seguintes condições:

- regularidade do vento: variações na direção e intensidade da velocidade;
- intensidade do vento: disponibilidade energética do local destinado à instalação do sistema eólico;
- exigência de frequência e tensão constante na energia final produzida;
- facilidade de instalação, operação e manutenção devido ao isolamento geográfico de tais sistemas, sobretudo em caso de pequena escala de produção implicando na necessidade de alta confiabilidade.

### **3.18 Fundamentos para o dimensionamento estrutural dos componentes**

As cargas de projeto são obtidas aplicando-se os fatores de segurança e qualidade propostos em normas e requisitos sobre as cargas de serviço calculadas para cada componente. Teorias de resistência dos materiais são usadas na definição das dimensões adequadas ao atendimento de critérios de resistência e rigidez.

Na definição das cargas de serviço deve ser avaliado cada um dos tipos de carregamento atuantes sobre os componentes bem como a combinação dos carregamentos que eventualmente atuem simultaneamente.

Ferramentas computacionais de engenharia podem ser usadas para simulação da rigidez e resistência de todo o conjunto de modo a verificar que não haja interferências entre eles, e avaliar a adequação do dimensionamento.

### 3.18.1 Cargas atuantes

#### 3.18.1.1 Carregamento aerodinâmico

O escoamento de uma massa fluida, o ar, através da envergadura da pá, gera forças de reação aerodinâmica. As cargas aerodinâmicas são cargas estáticas e dinâmicas causadas pelo fluxo de ar e sua interação com os elementos estacionários e móveis do sistema eólico.

As condições do escoamento dependem da velocidade angular do rotor  $\Omega$ , da velocidade média do vento incidente sobre o plano de rotação  $U$ , do ângulo de pá  $\beta$  da densidade do ar  $\rho$  e dos perfis aerodinâmicos utilizados na construção dos componentes e seus efeitos interativos, incluindo fenômenos aeroelásticos e turbulência.

A reação aerodinâmica pode ser decomposta em uma força de sustentação  $L$ , perpendicular à direção do escoamento local e uma força de arrasto  $D$ , paralela à direção do escoamento. A direção do escoamento é definida em função das velocidades do vento, rotação das pás e aquelas induzidas pela natureza do escoamento.

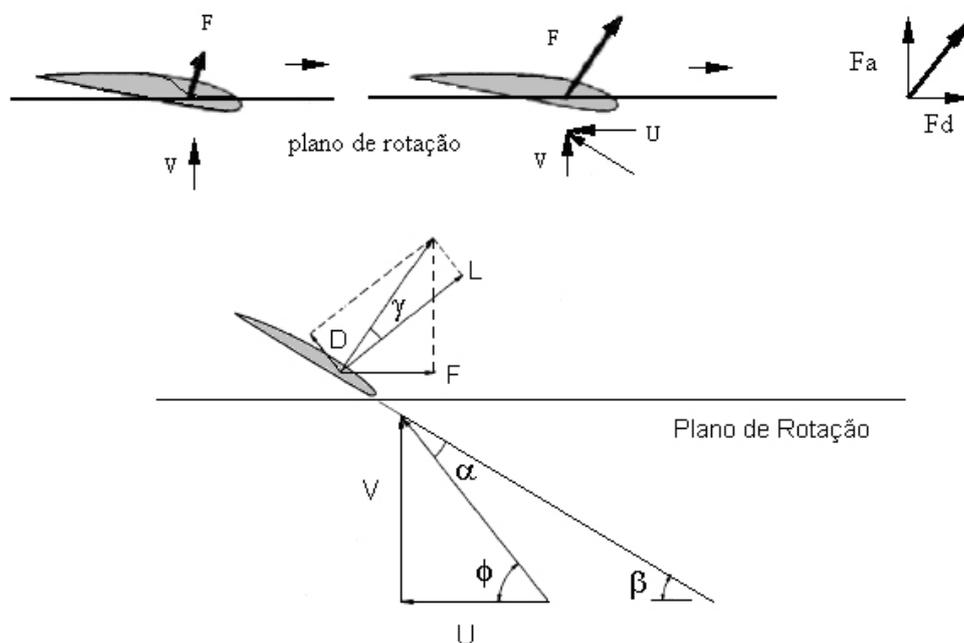


Figura 53: Projeção das forças aerodinâmicas. (DIEZ, 2003.)

Como mostrado na Figura 53, a reação aerodinâmica  $F$  pode ser decomposta numa força  $F_a$  que é a projeção das forças aerodinâmicas no sentido perpendicular ao plano de rotação e na força  $F_d$  que atua na direção paralela ao plano de rotação das pás.

A força  $F_d$  é responsável pela rotação do motor gerando o torque útil de saída da

turbina e a força  $F_a$ , que deverá ser resistida pela torre, provoca esforços de flexão nas pás. Considerando agora, a distribuição das forças aerodinâmicas ao longo da corda da pá, elas geram um momento em torno do eixo longitudinal, provocando esforços de torção ao longo da envergadura da pá.

Os momentos de flexão e torção podem ser determinados de acordo com as seguintes equações:

$$M_f = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot \int_0^S c(x) \cdot V^2(x) \cdot C_l(x) \cdot x \cdot dx \quad (3.100)$$

onde  $M_f$  é o momento de flexão fora do plano na seção;  $\rho$  é a densidade do ar,  $c(x)$  é a corda na seção;  $V(x)$  é a velocidade resultante na seção;  $C_L(x)$  é o coeficiente de sustentação local;  $x$  é a distancia em relação à extremidade

e:

$$M_t = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot \int_0^S c^2(x) \cdot V^2(x) \cdot C_m(x) \cdot dx \quad (3.101)$$

onde  $M_t$  é o momento de torção na seção;  $\rho$  é a densidade do ar;  $c(x)$  é a corda na seção;  $V(x)$  é a velocidade resultante na seção;  $C_m(x)$  é o coeficiente de momento local;  $x$  é a distancia em relação à extremidade.

O esforço torsional provocado pelo momento aerodinâmico é transferido para o cubo na fixação da pá, e para outros componentes ligados ao cubo. Então para estes componentes, é necessário um estudo do comportamento estrutural (resistência e rigidez) sofridos por eles, devido à torção descrita.

Uma estimativa do momento causado pela força de precessão, pode ser feito através da expressão:

$$M_Z = 3 \cdot \omega \cdot \dot{\theta} \cdot I_P \quad (3.102)$$

onde  $M_Z$  é o momento devido à força de precessão,  $\omega$  é a velocidade angular da pá da turbina,  $\dot{\theta}$  é a velocidade angular da turbina em torno do eixo central da torre e  $I_P$  é o produto de inércia em torno do centro de rotação.

### 3.18.1.2 Carregamento gravitacional

As cargas gravitacionais são provenientes da ação estática da aceleração gravitacional. No caso das pás de turbinas eólicas de eixo horizontal, esta aceleração provoca ao longo da envergadura uma carga senoidal, visto que o elemento em consideração está girando num plano de rotação ortogonal à aceleração gravitacional.

Assim, as cargas impostas pela ação da gravidade ao longo da envergadura das pás variam de cargas de tração de um lado e de cargas de compressão de mesma intensidade na posição oposta à primeira. A carga radial provocada pela ação gravitacional pode ser determinada pela seguinte expressão:

$$F_G = -g.m_P. \cos \phi \int_0^S c(x).dx \quad (3.103)$$

onde  $F_G$  é a força gravitacional na seção,  $m_P$  é a massa específica da pá,  $c(x)$  é a corda na seção,  $\phi$  é o ângulo em relação ao eixo vertical e  $g$  é a aceleração gravitacional.

### 3.18.1.3 Carregamento inercial

As cargas inerciais são provocadas pela ação dinâmica da aceleração centrífuga ao longo das pás devido ao peso próprio, causando forças nas direções radial e axial das pás. Este carregamento tem como efeito secundário o alívio do momento (fora do plano) causado pela força de sustentação. As cargas inerciais podem ser divididas entre cargas radiais e cargas axiais ao longo da pá. A determinação destas componentes pode ser feita pelas equações a seguir:

$$F_{IR} = m_P. \cos \theta. \int_0^S c(x).V^2(x). \frac{1}{r(x)}.dx \quad (3.104)$$

onde  $F_{IR}$  é a força inercial radial na seção,  $m_P$  é a massa específica das pás,  $c(x)$  é a corda na seção,  $V(x)$  é a velocidade resultante na seção,  $R$  é o raio da pá,  $x$  é a distância em relação à extremidade,  $r(x) = R - x$  é o raio local e  $\theta$  é o ângulo entre o plano de rotação e o plano ortogonal ao eixo.

$$F_{IA} = m_P. \sen \theta. \int_0^S c(x).V^2(x). \frac{1}{r(x)}.dx \quad (3.105)$$

onde  $F_{IA}$  é a força inercial axial na seção,  $m_P$  é a massa específica das pás,  $c(x)$  é a corda na seção,  $V(x)$  é a velocidade resultante na seção,  $R$  é o raio da pá,  $X$  é a distância em relação à extremidade,  $r(x) = R - x$  é o raio local e  $\theta$  é o ângulo entre plano de rotação e o plano ortogonal ao eixo

Também se deve considerar o efeito giroscópico sobre a estrutura. Este efeito é verificado quando movimentos rotacionais em torno de dois eixos perpendiculares entre si são aplicados em um corpo. O momento provocado pelo efeito giroscópico pode ser determinado pela seguinte equação:

$$M_G = 2.\omega.\Lambda.\cos\phi\int_0^S R^2(x).m_P(x).dx \quad (3.106)$$

onde  $M_G$  é o momento flexor giroscópico,  $\omega$  é a velocidade de rotação das pás,  $m_P$  é a massa específica,  $\Lambda$  é a velocidade de guinada,  $R$  é o raio da pá,  $X$  é a distância em relação à extremidade,  $r(x) = R - x$  o raio local e  $\varphi$  é o ângulo em relação ao eixo vertical.

Estes efeitos giroscópicos são da ordem de apenas 5% do valor máximo do momento flexor (fora do plano) devido às cargas aerodinâmicas. (PROVENZA, 1990.) Assim, para o presente caso, não são considerados estes carregamentos para efeito do dimensionamento estrutural, visto que os limites são determinados pelos carregamentos aerodinâmicos.

#### 3.18.1.4 Carregamento operacional

As cargas operacionais são provenientes das condições de operação e controle de velocidade e torque do sistema eólico. Incluem também frenagem mecânica e carregamentos transientes causados por paradas e partidas, entrada e saída do gerador elétrico e de movimentos da turbina ao longo do eixo vertical. Neste trabalho os efeitos operacionais não são considerados por apresentarem, de acordo com a literatura, níveis de cargas subcríticos em relação às cargas aerodinâmicas e inerciais.

#### 3.18.2 Estimativa do cálculo da potência

A energia cinética de massas de ar em movimento, na forma de vento, pode ser calculada por:

$$E_C = \frac{1}{2}mV^2 \quad (3.107)$$

onde  $m$  é a massa de ar e  $V$  a sua velocidade.

As turbinas eólicas não permitem converter a totalidade da energia do vento em energia útil. A potência recuperável por uma turbina eólica é função da velocidade do vento ao cubo, conforme equação abaixo:

$$P = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot V^3 \cdot C_p \cdot N_g \quad (3.108)$$

onde  $P$  é a potência,  $\rho$  é a densidade do ar,  $A$  é a área do rotor exposto ao vento,  $V$  é a velocidade do vento,  $C_p$  é o coeficiente de potência, valor baseado no limite de Betz e  $N_g$  é a eficiência do sistema mecânico.

### 3.19 Desenvolvimento das tarefas

A revisão bibliográfica evidencia, no cenário mundial, a participação crescente da energia eólica dentro da matriz energética com o conseqüente interesse em seu desenvolvimento.

De fato, programas governamentais e privados em vários países vêm permitindo sua capacitação para produzir os equipamentos necessários ao atendimento de suas necessidades internas bem como entrar num reduzido número de fornecedores de equipamentos e serviços nessa área.

Assim julgamos importante que se desenvolvam no Brasil pesquisas capazes de capacitar o país em todo o ciclo do conhecimento de utilização da energia eólica.

A proposta essencial desse trabalho é o desenvolvimento de uma metodologia para o projeto de turbinas eólicas de eixo horizontal de baixa potência.

Nessa metodologia as características operacionais, de controle e o desempenho dos equipamentos de conversão da energia mecânica em energia elétrica são adotadas como dados de entrada do projeto da turbina eólica e do sistema de variação de passo. Portanto, esses equipamentos são abordados no nível de especificação e não do ponto de vista de seus projetos específicos.

A metodologia proposta abrangeos vários aspectos necessários ao projeto da turbina eólica sendo organizados conforme o fluxograma mostrado na Figura 14.

No texto final do trabalho estão descritas e comentadas as várias etapas do projeto, a saber:

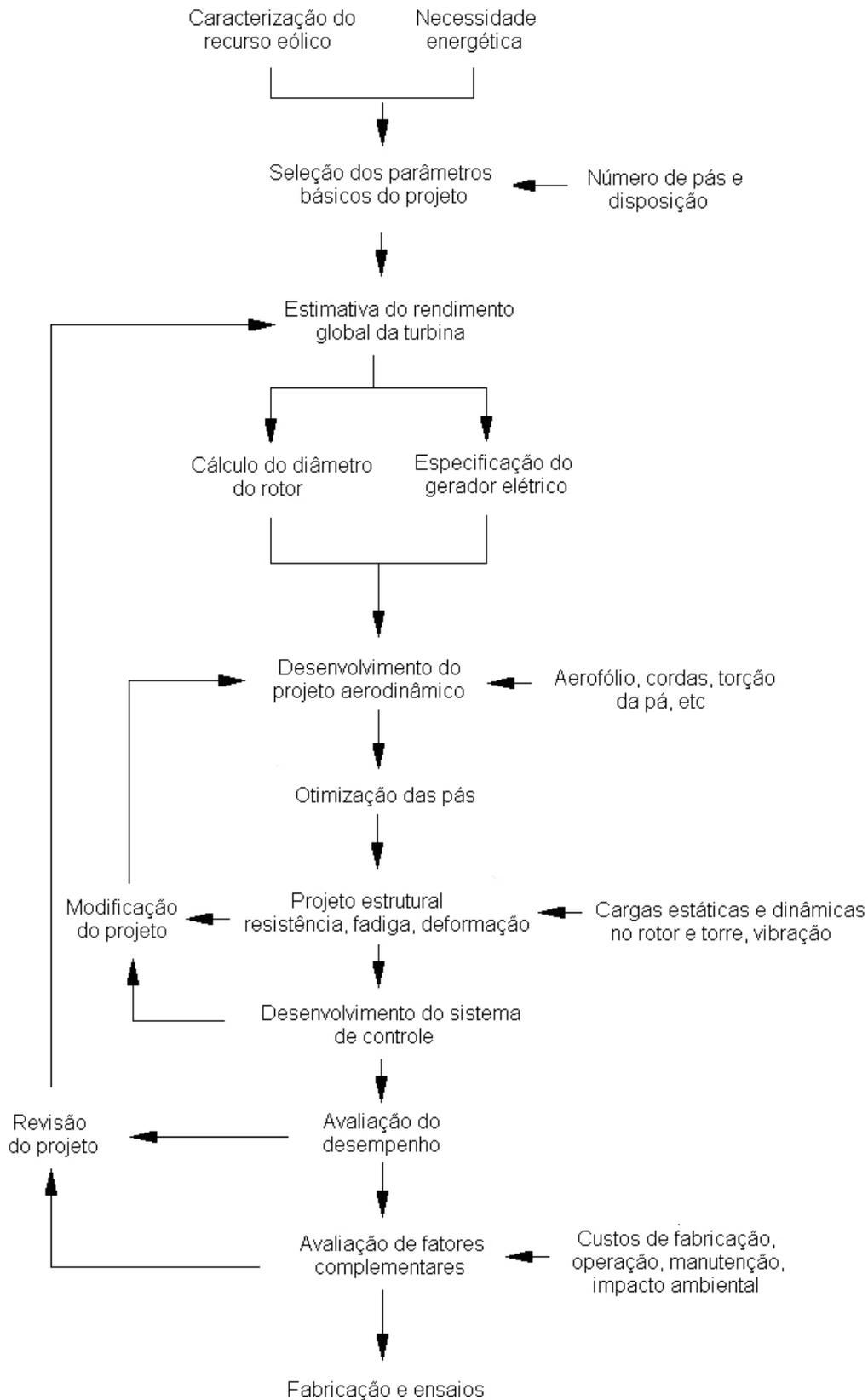


Figura 54: Fluxograma da metodologia de projeto. (RIBEIRO, 2006.)

- projeto conceitual global
- projeto conceitual de sistemas
- estudos comparativos
- análise de normas e requisitos
- definição do desempenho almejado
- especificação preliminar
- cálculos aerodinâmicos prévios
- cálculos estruturais prévios
- otimização do projeto aerodinâmico das pás
- desenvolvimento de sistema de variação de passo
- desenvolvimento de sistema para alinhamento com o vento
- estudo dos mecanismos
- dimensionamento dos componentes
- detalhamento dos componentes
- revisão do projeto
- especificação final
- desenhos de fabricação
- fabricação
- ensaios preliminares

## 3.20 NORMA IEC

A IEC- International Electrotechnical Commission publicou, a partir de 1988, uma padronização internacional estabelecendo requisitos de segurança aplicáveis à construção de sistemas eólicos de geração de energia elétrica. Segundo a norma IEC 61400-1 Wind Turbine Generator Systems - Part 1, são estabelecidos cinco classes distintas de turbinas

eólicas a fim de enquadrar as diferentes condições de ventos em cada local, onde o numero de indicação da classe de uma turbina cresce com a diminuição da intensidade do vento. Os parâmetros de vento para cada classe de turbina estão dispostos na tabela 8 a seguir.

Tabela 8: Classes de turbinas

Parâmetro (Vel)	Classe I	Classe II	Classe III	Classe IV	Especial
Vento Referencia	50	42,5	37,5	37,5	Determinada em função das condições locais
Media Vento Anual	10	8,5	7,5	7,5	
Vento Rajada 50 anos	70	59,5	52,5	52,5	
Vento Rajada 1 ano	52,5	44,6	39,4	39,4	

A intensidade de vento usada como referência é definida como sendo a maior intensidade média do vento durante um período de dez minutos, à altura do cubo do rotor, considerando-se os últimos cinquenta anos. Para permitir a definição de parâmetros para um local onde as condições não se enquadrem nas classes estabelecidas, a classe cinco permite que tais parâmetros sejam estabelecidos pelo fabricante. O valor da densidade do ar normalmente considerado é de  $1,225 \text{ Kg}/\text{ms}$ . Um parâmetro de extrema importância no dimensionamento de turbinas eólicas é a intensidade da turbulência no local de operação, que é definida como sendo a razão entre a variância da velocidade do vento e a velocidade média. A norma estabelece dois níveis de intensidade de turbulência, designados por categoria A (maior) e categoria B (menor), que são independentes da classe de vento citada anteriormente. Em cada caso, a turbulência varia com a velocidade média do vento à altura do cubo da turbina,  $\bar{U}$  de acordo com a fórmula

$$I_U = \frac{I_{15} \cdot (a+15/\bar{U})}{(a+1)}$$

Onde  $I_{15}$  indica a intensidade da turbulência à velocidade média de  $15 \text{ m}/\text{s}$ , definida como 18% para a categoria A e 16% para a categoria B. A constante  $a$  assume os valores 2 e 3 para as categorias A e B respectivamente. A carga final de projeto de cada componente é calculada como sendo a soma dos produtos de cada carregamento individual pelo fator de segurança aplicável. Os fatores de segurança estabelecidos pela norma IEC 61400-1 para cada tipo de carregamento estão mostrados na Tabela 9.

Fonte de Carga	Cargas Desfavoráveis	Cargas Favoráveis
Aerodinâmica	1,35	0,9
Operacional	1,35	0,9
Gravitacional	1,10	0,9
Inércia	1,25	0,9

Tabela 9: Fatores de segurança

De acordo com a norma, especialmente em situações onde cargas variáveis resultem

em efeitos dinâmicos, as cargas originadas por cada fonte, seja ela aerodinâmica, gravitacional, inercial ou operacional, não podem ser analisadas separadamente. O fator de carga referente às cargas de fadiga é definido como sendo a unidade. O dimensionamento estrutural de sistemas eólicos de geração de energia deve ser baseado na verificação da integridade estrutural dos componentes responsáveis por suportar as cargas impostas pelas condições de operação. A carga final de projeto e a carga de fadiga dos membros estruturais devem ser verificados por cálculos ou ensaios para demonstrar a integridade estrutural da turbina eólica de acordo com um nível apropriado de segurança. Um nível de segurança aceitável deve ser estabelecido de forma a garantir que as cargas não excedam os níveis suportados pelos materiais empregados na construção. O nível de carregamento em qualquer teste de carga deve atender ao estabelecido de acordo com os fatores de segurança utilizados nos cálculos. A análise estrutural será considerada de acordo com a norma ISO 2394, que estabelece as cargas limites e operacionais aceitáveis. O objetivo deste enfoque é manter uma probabilidade de se atingir uma condição limite abaixo de um certo valor de acordo com o tipo de estrutura em questão. As cargas limites correspondem às situações de perda de equilíbrio, ruptura de elementos críticos ou deformações excessivas e colapso estrutural. As cargas operacionais limites correspondem às deformações que afetam a eficiência operacional ou a aparência do sistema, vibrações excessivas que provocam desconforto ou afetam elementos não estruturais do sistema e danos locais que reduzem a durabilidade da estrutura. Para controlar os limites operacionais, é necessário que se considere as condições limite estabelecidas na norma IEC 61400-1.

## 3.21 Condições operacionais

As condições operacionais utilizadas para a determinação das cargas de projeto do presente trabalho serão estimadas em função das velocidades dos ventos de acordo com uma escala empírica, a escala de Beaufort. Esta escala estabelece 12 diferentes níveis de intensidade do vento e podem ser estimados de acordo com a influência que o vento tem sobre o mar e a terra. Os níveis de intensidade estabelecidos pela escala Beaufort são os dispostos na tabela a seguir.

Utilizando como referência a escala de Beaufort, figura 55 adotaremos como condição operacional para a turbina eólica em questão um valor de intensidade de vento correspondente ao nível 9 ou seja, com velocidades de até  $21.5\text{m/s}$  cuja influencia em terra inclui danos nas partes salientes das árvores e a impossibilidade de se caminhar contra o vento. Esta estimativa, apesar de não remeter às condições históricas de ocorrências climáticas,

Força	Designação	m/seg	km/h	nós	Aspecto do Mar	Influência em Terra
0	CALMARIA	0 a 0,5	0 a 1	0 a 1	Espelhado.	A fumaça sobe verticalmente.
1	BAFAGEM	0,6 a 1,7	2 a 6	2 a 3	Mar encrespado em pequenas rugas, com aparência de escamas.	A direção da bafagem é indicada pela fumaça, mas a grimpia ainda não reage.
2	ARAGEM	1,8 a 3,3	7 a 12	4 a 6	Ligeiras ondulações de 30 cm (1 pé), com cristas, mas sem arrebenção.	Sente-se o vento no rosto, movem-se as folhas das árvores e a grimpia começa a funcionar.
3	FRACO	3,4 a 5,2	13 a 18	7 a 10	Grandes ondulações de 60 cm com princípio de arrebenção. Alguns "carneiros".	As folhas das árvores se agitam e as bandeiras se desfraldam.
4	MODERADO	5,3 a 7,4	19 a 26	11 a 16	Pequenas vagas, mais longas, de 1,5 m, com freqüentes "carneiros".	Poeira e pequenos papéis soltos são levantados. Movem-se os galhos das árvores.
5	FRESCO	7,5 a 9,8	27 a 35	17 a 21	Vagas moderadas de forma longa e uns 2,4 m. Muitos "carneiros". Possibilidade de alguns borrifos.	Movem-se as pequenas árvores. Nos lagos a água começa a ondular.
6	MUITO FRESCO	9,9 a 12,4	36 a 44	22 a 27	Grandes vagas de até 3,6 m. muitas cristas brancas. Probabilidade de borrifos.	Assobios na fiação aérea. Movem-se os maiores galhos das árvores. Guarda-Chuva usado com dificuldade.
7	FORTE	12,5 a 15,2	45 a 54	28 a 33	Mar grosso. Vagas de até 4,8 m de altura. Espuma branca de arrebenção; o vento arranca laivos de espuma.	Movem-se as grandes árvores. É difícil andar contra o vento.
8	MUITO FORTE	15,3 a 18,2	55 a 65	34 a 40	Vagalhões regulares de 6 a 7,5 m de altura, com faixas de espuma branca e franca arrebenção.	Quebram-se os galhos das árvores. É difícil andar contra o vento.
9	DURO	18,3 a 21,5	66 a 77	41 a 47	Vagalhões de 7,5 m com faixas de espuma densa. O mar rola. O borrifo começa a afetar a visibilidade.	Danos nas partes salientes das árvores. Impossível andar contra o vento.
10	MUITO DURO	21,6 a 25,1	78 a 90	48 a 55	Grandes vagalhões de 9 a 12 m. O vento arranca as faixas de espuma; a superfície do mar fica toda branca. A visibilidade é afetada.	Arranca árvores e causa danos na estrutura dos prédios.
11	TEMPESTUOSO	26,2 a 29	91 a 104	56 a 65	Vagalhões excepcionalmente grandes, de até 13,5 m. A visibilidade é muito afetada. Navios de tamanho médio somem no cavado das vagas.	Muito raramente observado em terra.
12	FURACÃO	30 a ...	105 a ...	66 a ...	Mar todo de espuma. Espuma e respingos saturam o ar. A visibilidade é seriamente afetada.	Grandes estragos.

Figura 55: Escala de vento Beaufort

apresenta razoável indicação das condições às quais o sistema eólico estará sujeito. Além disso, temos outro fator relevante a ser considerado: a região onde o sistema será instalado. A densidade do ar considerada será, de acordo com a norma IEC 61400-1, 1.225Kg/m<sup>3</sup>. Os perfis aerodinâmicos utilizado nas pás são os MH's 101, 102, 103, 104 e 105. A massa específica das pás será considerada 10Kg/m<sup>2</sup>, valor avaliado em comparação com asas de avião construídas pelo mesmo processo.

### 3.22 Cálculo das cargas de projeto

O cálculo de cargas em sistemas sujeitos à rotação, apresenta algumas peculiaridades como a variação de vários parâmetros ao longo da extensão da envergadura. Para o

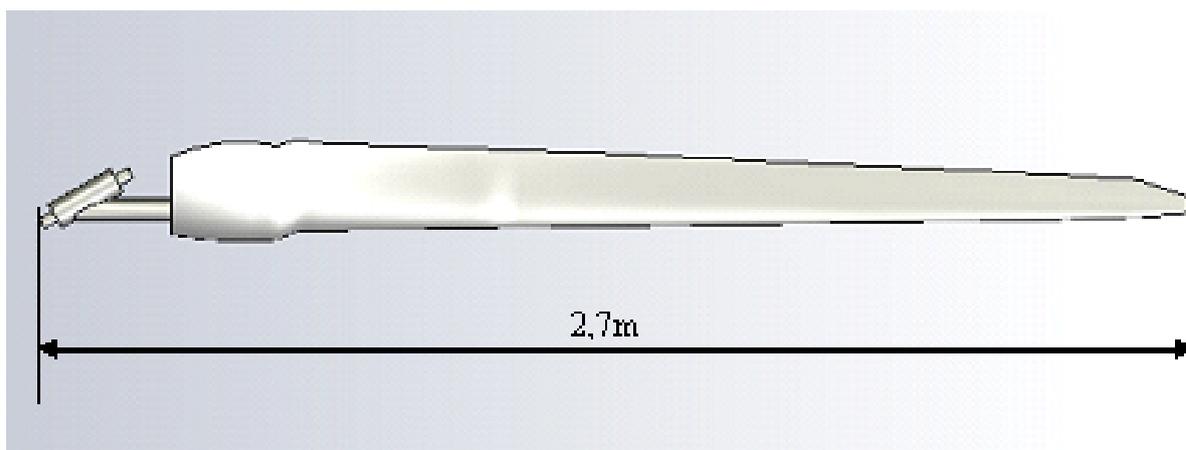


Figura 56: Forma em planta das pás. (Desenho feito pelo autor com o uso do software Solidworks 2006)

caso em estudo, com pás afiladas, tem-se que se considerar as variações da corda, da distribuição de massa, do raio local, da velocidade resultante, do ângulo de ataque e dos coeficientes de sustentação e arrasto locais.

### 3.22.1 cargas na longarina

A longarina será fabricada em fibra de vidro reforçada com cabos de aço, sendo responsável por suportar as cargas de momento fletor ao longo da envergadura. A carga líquida de flexão atuante na longarina será a carga aerodinâmica menos a carga de inércia axial, modelo idêntico à da teoria de rotores de helicópteros. As cargas serão calculadas ao longo de 21 seções transversais da envergadura da longarina, de acordo com a seguinte fórmula:

$$M_{RS} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot \int_0^S c(x) \cdot V^2(x) \cdot C_l(x) \cdot x \cdot dx - m \cdot \text{sen} \theta \int_0^S c(x) \cdot V^2(x) \cdot \frac{1}{R(x)} \cdot x \cdot dx \quad (3.109)$$

onde:

$M_{RS}$  é Momento fletor resultante na seção,  $\rho$  é a densidade do ar,  $\theta$  é o ângulo entre plano de rotação/plano ortogonal ao eixo,  $V(x)$  é a velocidade resultante sobre o perfil,  $m$  é a massa específica,  $C_l(x)$  é o coeficiente de sustentação local,  $R(x)$  é o raio local,  $x$  é a posição em relação à ponta e  $c(x)$  é a corda local.

A distribuição da carga de momento fletor ao longo da envergadura pode ser visualizada pelo gráfico a seguir:

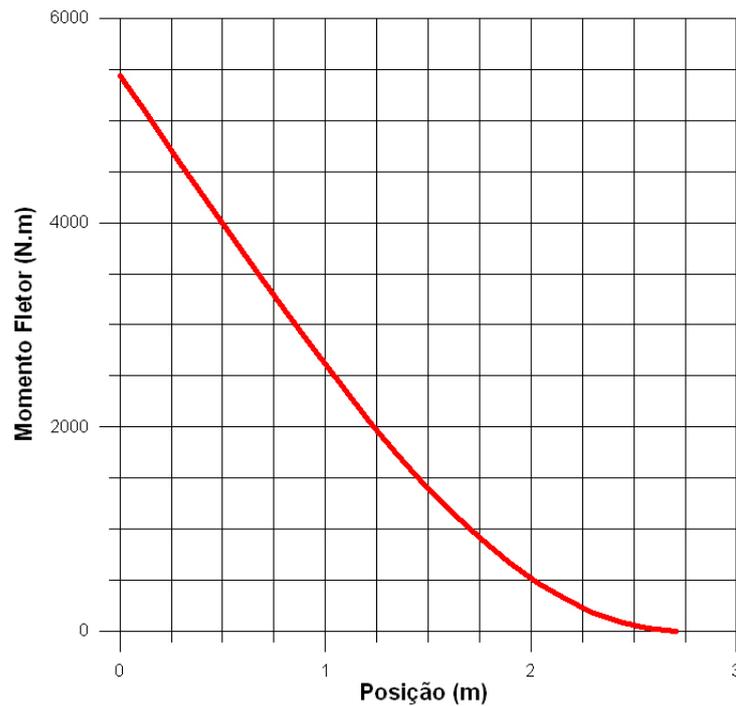


Figura 57: Momento fletor ao longo da envergadura. (Gráfico plotado pelo autor utilizando o software Grapher 6.0)

### 3.22.2 Cargas no revestimento

O revestimento será feito em tecido de fibra de vidro com resina epóxi. Esta estrutura será responsável por suportar as cargas de torção ao longo do eixo da própria pá, proveniente do momento aerodinâmico gerado pelo perfil. As cargas de torção serão determinadas para 21 seções da envergadura, de acordo com a seguinte equação:

$$T_S = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot \int_0^S c^2(x) \cdot V^2(x) \cdot C_m(x) \cdot dx \quad (3.110)$$

onde:  $T_S$  Momento torsor na seção,  $\rho$  é a densidade do ar,  $\theta$  é o ângulo entre plano de rotação/plano ortogonal ao eixo,  $V(x)$  é a velocidade resultante sobre o perfil,  $C_m(x)$  é o coeficiente de momento local,  $c(x)$  é a corda local.

A distribuição dos esforços torsores no revestimento ao longo da envergadura pode ser vista no gráfico 57 a seguir:

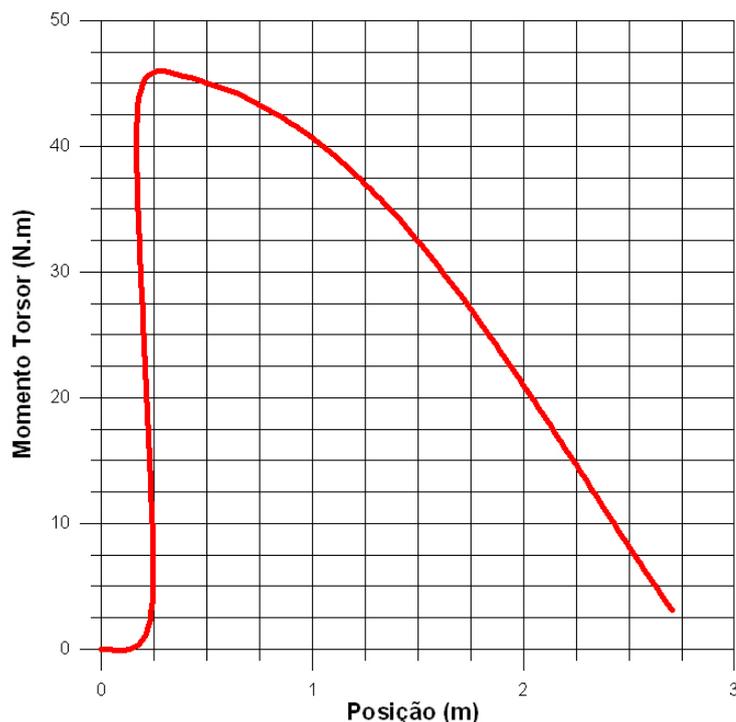


Figura 58: Momento torsor ao longo da envergadura. (Gráfico plotado pelo autor utilizando o software Grapher 6.0)

## 3.23 Cálculo das tensões

Aqui serão calculadas as tensões atuantes nos elementos em consideração: longarina e revestimento, sujeitas, respectivamente a esforços de flexão e torção.

### 3.23.1 Tensões na longarina

O dimensionamento da longarina deve atender a certos limites construtivos, como por exemplo a atura do perfil disponível na seção considerada, neste caso de 15% da corda local. A largura foi estabelecida de forma a ser obter uma distribuição linear de larguras ao longo da envergadura, com o objetivo de facilitar o processo construtivo, atendendo aos limites de tensões para o material empregado. As tensões atuantes em cada seção da envergadura podem ser determinadas pela seguinte equação:

$$\sigma_s = \frac{M_S \cdot h_S}{2 \cdot I} \quad (3.111)$$

onde:

$\sigma_s$  é a tensão atuante no ponto,  $M_S$  é o momento atuante na seção,  $h_S$  é a altura da

longarina na seção e  $I$  é o momento de Inércia na seção.

Algumas sessões apresentam valores acima de  $824\text{Kg}/\text{cm}^2$ , valor limite para o material em questão. Porém, nas referidas sessões, a longarina está embutida em um tubo metálico do cubo do rotor mais o reforço de cabos de aço, cujo dimensionamento já foi executado considerando-se este carregamento. O nível de tensões ao longo da envergadura pode ser observado no gráfico a seguir.

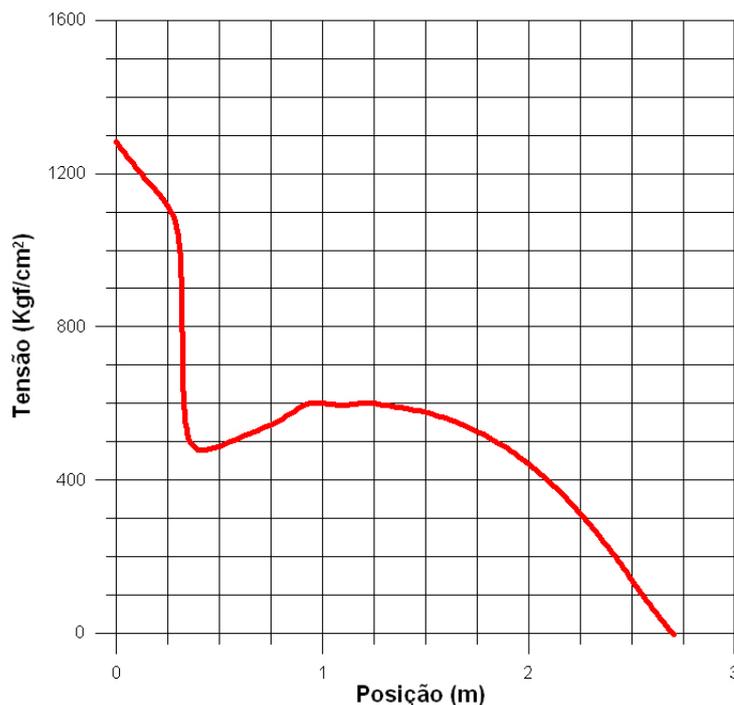


Figura 59: Nível de tensões ao longo da envergadura. (Gráfico plotado pelo autor utilizando o software Grapher 6.0)

Assim, todas as sessões da longarina atendem ao limite de tensão admissível do material empregado na fabricação, já considerados os fatores de segurança de 1.35 para cargas desfavoráveis e de 0.9 para cargas favoráveis.

### 3.23.2 Tensões no revestimento

As cargas de torção no revestimento são provenientes do momento aerodinâmico gerado pelo perfil. Este tipo de carregamento será suportado pelo revestimento do perfil. A tensão cisalhante pode ser calculada pela fórmula de Bredt a seguir:

$$\tau_S = \frac{T_S}{2 \cdot e \cdot A} \quad (3.112)$$

onde  $\tau_S$  é a tensão cisalhante na seção,  $T_S$  é a torção atuante na seção,  $e$  é a espessura

do revestimento na seção e  $A$  é a área da seção.

As tensões cisalhantes são mostradas no gráfico 60.

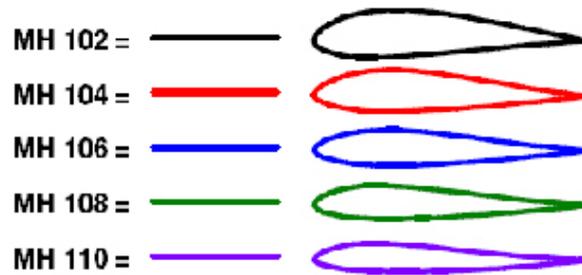


Figura 60: Seção transversal dos perfis das pás. (Desenho extraído do software PROFILI 2.21)

O gráfico 61 mostra a tensão no revestimento.

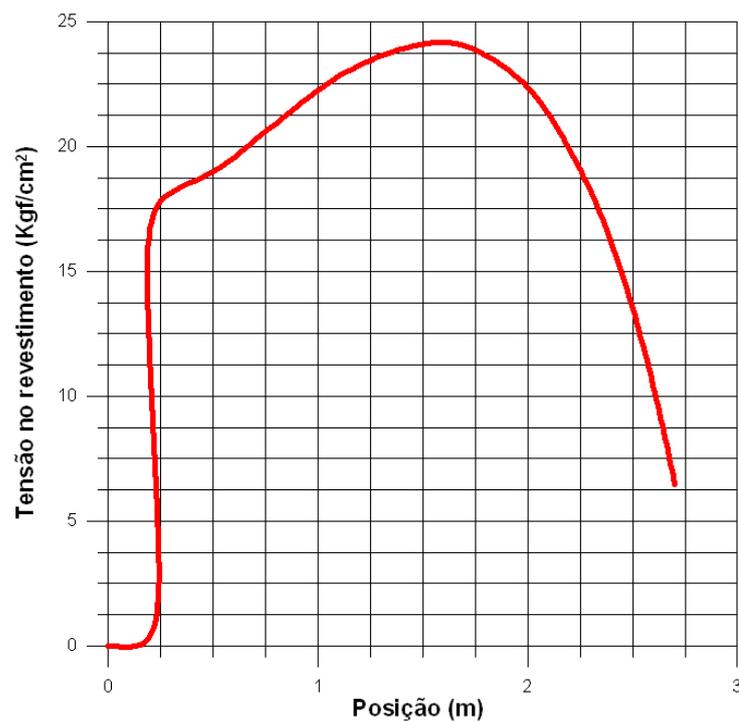


Figura 61: Tensões no revestimento ao longo da envergadura. (Gráfico plotado pelo autor utilizando o software Grapher 6.0)

Todos os valores de tensões cisalhantes calculados estão abaixo do limite de  $300\text{Kgf}/\text{cm}^2$  para o material em questão, tecido de fibra de vidro.

## 3.24 Verificação da rigidez

Neste ponto, deve-se proceder a uma verificação da rigidez dos elementos dimensionados, tanto flexural quanto torcional. Isto é de extrema importância em sistemas dinâmicos, visto que tais parâmetros podem influir no desempenho e nas cargas atuantes no sistema.

### 3.24.1 Verificação da rigidez flexural

Sabe-se que uma flecha de uma viga de igual resistência (todas as seções sob mesma tensão) com carga distribuída ao longo da mesma correspondem aproximadamente à flecha de uma viga de seção constante quando solicitada por um único carregamento aplicado em sua extremidade. As condições para esta consideração são que ambas as vigas sejam de mesmo material, seção da viga constante igual à seção da raiz da viga de igual resistência e momento na extremidade da viga de seção constante igual ao momento na raiz da viga de igual resistência. A carga utilizada para o cálculo da deflexão da viga será a carga de serviço e não a de projeto, ou seja, a carga sem considerar os fatores de segurança aplicáveis. A figura 59 a seguir ilustra as condições.

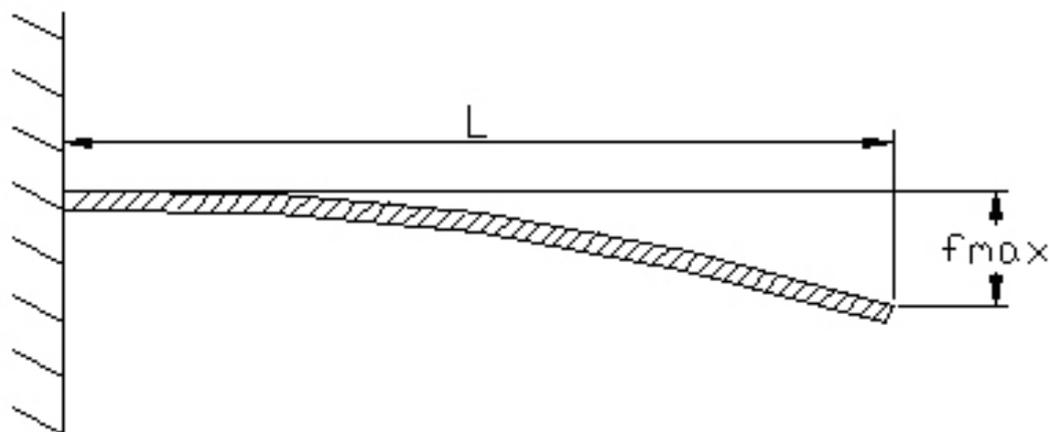


Figura 62: Condição considerada nos cálculos. (RIBEIRO, 2006.) modificado

$$f_{\max} = \frac{ML^2}{2EJ} \quad (3.113)$$

Para o caso em estudo temos:

$L = 2,7m$  Comprimento total livre  $M = 2750,4N.m$  Momento fletor na raiz  $E = 16,4GPa$  Modulo de elasticidade  $J = 1,5 \times 10^{-6}m^4$  Momento de Inércia na raiz

Assim, a flecha máxima esperada para esta longarina será de  $0.50m$ , desconsiderando

a contribuição do revestimento na flexão da pá.

### 3.24.2 Verificação da rigidez torcional

Pode-se calcular por:

$$d\phi = \frac{M_t \cdot P}{4 \cdot A^2 \cdot e \cdot G} dx \quad (3.114)$$

onde:

$d\phi$  é a torção elementar no trecho  $dx$ ,  $T_G$  é o momento de torção aplicado no trecho  $dx$ ,  $P$  é o perímetro da caixa de torção,  $A$  é area da caixa de torção,  $G$  é o módulo de elasticidade transversal do material, e  $e$  é a espessura do revestimento na seção

Sendo que,  $G = 50000 \text{kgf/cm}^2$  para laminado de tecido de fibra-de-vidro ( $E$ ), tipo plano, bidirecional, fibras dispostas a  $45^\circ$ , em matriz de resina epóxi.

A espessura inicial utilizada para os cálculos será de  $1,0 \text{mm}$ , correspondente a uma laminação com matriz em epóxi de 3 camadas de tecido de fibra de vidro com gramatura  $145 \text{g/m}^2$ . Para as condições do sistema em estudo, temos as seguintes respostas, como mostrado no gráfico da figura 63.

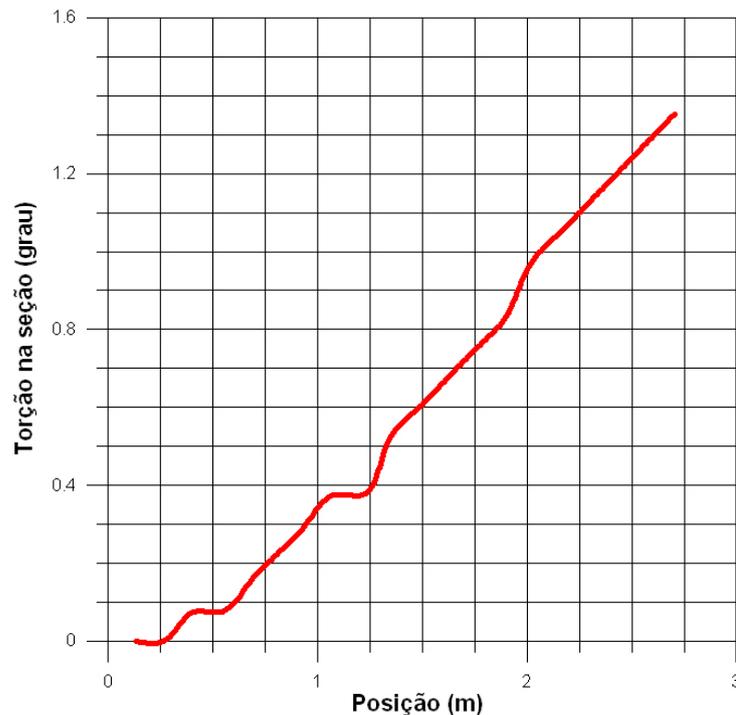


Figura 63: Torção na pá. (Gráfico plotado pelo autor utilizando o software Grapher 6.0)

## 3.25 Resultados

Este trabalho considerou, para efeito de dimensionamento estrutural, apenas as cargas estáticas atuantes sobre as pás da turbina eólica. As cargas dinâmicas não foram consideradas, como por exemplo o efeito da turbulência nos modos de vibração e os efeitos de instalação. A metodologia de cálculo se mostrou confiável pois, comparando-se os dados calculados com dados obtidos experimentalmente em turbinas de dimensões semelhantes, os valores são muito próximos. De acordo com o relatório NREL/CP-500-25787 (Predicting Ultimate Loads for Wind Turbine Design) do NREL - National Renewable Energy Laboratory, órgão do governo norte americano responsável por pesquisas na área de energias renováveis, o momento fletor fora do plano para uma turbina com pás de 5m de envergadura e configuração geral semelhante à do caso em estudo é de cerca de  $5140N.m$  para uma velocidade do vento de  $20m/s$ . No caso da turbina experimental em estudo, os cálculos desenvolvidos obtiveram um valor de  $3455N.m$  para este momento fletor, sendo bastante coerente, pois a envergadura da turbina em estudo é menor que a do experimento americano.

## 4 Metodologia Elétrica

### 4.1 Máquinas de fluxo axial

A máquina de indução convencional não é apropriada para aplicação em máquinas de pequeno porte devido a sua baixa densidade de torque e sua baixa capacidade sob carga. Essas máquinas, em geral, apresentam um percurso de fluxo magnético radial ao eixo mecânico. Comparando as máquinas elétricas convencionais com as máquinas de fluxo axial apresentam uma relação potência/peso muito mais alta que as máquinas convencionais para os mesmos rendimentos. Essa razão alta se consegue através de um número elevado de pólos. A denominação de Fluxo Axial tem origem no fato que o caminho do fluxo magnético principal se dá em paralelo ao eixo mecânico.

Para realizar esta comparação e justificar o emprego das máquinas de fluxo axial comparando-se a sua densidade de potência com as máquinas de fluxo radial pode-se utilizar a equação 4.1, (SILVA; ROCHA; MARCOLINO, 2006.), (COSTA, 2007.).

$$\xi_M = \frac{P_M}{V_M} \quad (4.1)$$

Onde  $\xi_M$  é a densidade de potência,  $P_M$  é a potência e  $V_M$  é o volume.

Para as máquinas de potências médias e pequenas, a razão que compara as densidades de potência para ambos os tipos de máquinas de características similares (um rotor e um estator) vem estabelecida pela equação 4.2.

$$\xi_M = \frac{\xi_{MA}}{\xi_{MR}} = \frac{p(1 + \pi/4p)^2}{\pi} \quad (4.2)$$

Onde  $\xi_M$  é a relação das densidades de potência,  $\xi_A$  é a densidade de potência das máquinas de fluxo axial  $W/m^3$ ,  $\xi_{MR}$  é a densidade de potência das máquinas de fluxo radial e  $p$  é o número de pares de polos.

A equação 4.2 demonstra que a relação das densidades de potência é uma função do número de pares de pólos  $p$ , e assim se deduz que para as máquinas multipolares a densidade de potência é muito maior, como nas máquinas de fluxo axiais.

Nas máquinas de fluxo axial o estator tem uma estrutura de anel e o rotor em forma de disco. O comprimento radial do raio interno ao raio externo é a parte ativa que produz torque. O comprimento axial é dependente da densidade do fluxo mútuo entre o estator e rotor.

#### 4.1.1 Classificação das máquinas de fluxo axial e princípios de funcionamento.

As máquinas de fluxo axial podem ser classificadas inicialmente em função da forma pela qual gera corrente de magnetização, onde são denominadas como:

**Máquinas de ímãs permanentes (AFPM)** O campo magnético é estabelecido através de ímãs permanentes situados no rotor, e o funcionamento da máquina se caracteriza por produzir torque pela existência de sincronismo entre a velocidade do campo do estator e a velocidade de rotação do rotor.

**Máquinas de indução (AFIM)** Neste caso o torque é obtido pela existência de deslizamento entre as velocidades de campo do estator e a do rotor. A corrente de magnetização é gerada no estator.

Outra classificação é feita em função da disposição dos condutores no estator podendo ser com ranhuras ou não.

**Características e vantagens das máquinas de ímãs permanentes quando aplicada em energia eólica:**

- Não necessita da caixa de transmissão mecânica reduzindo assim manutenção mecânica.
- Podem operar em baixa rotação, devido à quantidade de pólos magnéticos.
- Sua estrutura permite melhor aproveitamento da potência extraída do vento.
- Facilidade de controle do sistema como, por exemplo, controle do fator de potência.
- Redução do ruído gerado, propiciando instalações em regiões habitadas.
- Eliminação de anéis e escovas de contato, reduzindo assim a manutenção.

- Redução das perdas no enrolamento do núcleo do rotor.
- Com a redução das perdas, se obtém maior rendimento, reduzindo-se o seu tamanho.

### Geradores a ímãs permanentes de fluxo axial.

A máquina possui estator enrolamento no entreferro com arquitetura toroidal e dois discos de rotor ou a máquina possui estator de dupla face e enrolamento no entreferro. Algumas máquinas possuem ímãs sintetizados de Nd-Fe-B (neodímio ferro boro) o que ocasiona alta excitação magnética. Com isso, é possível gerar FEM desejável, com um pequeno número de voltas no enrolamento, diminuindo a resistência e a indutância. São máquinas leves e compactas.

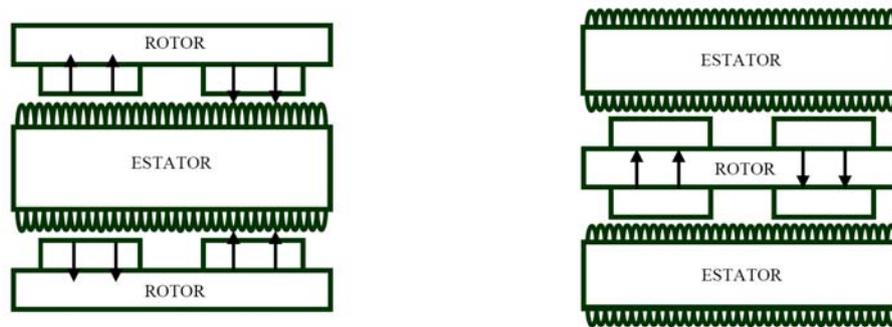


Figura 64: Disposição de estatores e rotores nas máquinas AFPM. (COSTA, 2007.)

## 4.2 Os ímãs permanentes

Aqui é apresentado um breve histórico dos ímãs desde os primeiros registros que se tem notícia até os dias de hoje

## 4.3 Cronologia do magnetismo

”Séculos antes da Era Cristã - os Gregos conheciam um mineral chamado 'lodestone', óxido de ferro, da região de Magnésia.

**2700 A.C.** - Registros do uso de bússolas rústicas feitas de Lodestone pelos chineses.

**1000-1200 D.C.** - Bússolas para navegação largamente utilizadas.

**1600** - William Gilbert considerado o pai do magnetismo publica os primeiros conhecimentos afirmando que a Terra é um grande ímã.

**1820** - Oersted descobre a relação entre eletricidade e magnetismo; Ampere determinou que duas bobinas carregando corrente elétrica agem como ímãs; Arago descobre que o ferro pode ser magnetizado e Faraday afirma que eletricidade pode ser gerada trocando o fluxo magnético dentro de uma bobina.

**1920** - Ímãs de maior capacidade magnética são desenvolvidos: o Alnico.

**1950** - Significantes desenvolvimentos de ímãs cerâmicos orientados (Ferrites).

**1970** - Impressionantes aumentos de forças magnéticas foram obtidos a partir de ligas de Samário Cobalto (Terras Raras); porém; com custos muito altos.

**1980** - Da família Terras Raras os ímãs de Neodímio Ferro Boro surgiram com capacidades magnéticas ainda maiores e com menor custo, porém muito sensíveis a altas temperaturas.

## 4.4 Ímã de neodímio

Um ímã de neodímio (também chamado de ímã de neodímio-ferro-boro, ou genericamente de ímã de Terras raras) é um poderoso ímã feito a partir de uma combinação de neodímio, ferro e boro - . Estes ímãs são muito fortes em comparação a sua massa, mas também são mecanicamente frágeis e perdem seu magnetismo em temperaturas acima de 80°C. Eles substituíram os ímãs de samário-cobalto na maioria das aplicações, que são ligeiramente mais fracos e significativamente mais resistentes a temperatura devido ao seu custo mais baixo. Sua força é classificada desde N24 até ao mais forte N54. O número após o N representa o produto da energia magnética em megagauss-oersteds

Há um intenso esforço de pesquisa para aumentar esta energia até que um limite de cerca de N60 seja alcançado. O N48 possui um campo magnético resultante de 1,38 Tesla e de H (intensidade de campo magnético) de 13,000 oersteds. Para alcançar a mesma força do ímã de neodímio usando ímãs de cerâmica é necessário um volume 18 vezes maior do material comparado ao de neodímio.

Cuidados devem ser tomados quando se usa um ímã de neodímio. Mesmo um pequeno ímã é capaz de destruir o conteúdo, por exemplo, de um disquete de modo que fique irrecuperável. Estes ímãs são normalmente fortes o suficientes não apenas para magnetizar as cores de televisores e monitores a base de CRT, mas também para deformar fisicamente partes do monitor. As tabelas 10, 11 e 12 abaixo (MAGNETOS GERAIS LTDA., 2007) mostram as características dos ímãs mais utilizados, suas unidades de medida e os fatores

de conversão.

Tabela 10: Propriedades magnéticas típicas

Material	Br (Gaus)	Hc (Oersted)	Hci (Oersted)	Bhmáx MGOe	Tmáx °C	Densidade $g/cm^3$	Custo relativo %
NdFeB	12100	11600	17000	42	100	7,4	60
SmCo	10300	8000	18000	23	250	8,5	100
Ferrite	3600	2900	3000	3.2	350	5,1	8
Alnico	12600	630	n/a	5.3	550	7,6	27

Tabela 11: Unidades de medidas magnéticas

Unidade	Símbolo	CGS	SI
Fluxo	$\phi$	Maxwell	Oersted
Remanência	B	Gauss	Tesla
Coercividade	H	Oersted	Ampere.turn/m
Comprimento	L	cm	M
Permeabilidade	$\mu$	1	$0,4 * \pi * 10$

Tabela 12: Fatores de conversão

CGS	SI	FATOR
Gauss (G)	Militesla	1 Gauss = 0,1 mT
Oersted (Oe)	Kilo.ampere/metro	1Oe = 0.07958 K/Am
Mega Gauss Oersted (MGOe)	Kilo Joules/metro	1 MGOe = 7,96 KJ/m

**Neodímio-Ferro-Boro (NdFeB)** são os mais poderosos ímãs de terras raras, tem ótimo desempenho e alto produto energético, altíssima indução residual e alta força coercitiva.

**Ímãs de SmCo** são fabricados com o elemento químico SAMÁRIO um Terra-Rara e Cobalto. Com alto desempenho quanto à força coercitiva, alto produto energético e altíssima resistência à oxidação. São muito usados onde se requer alto desempenho magnético aliado a altos valores de temperatura de trabalho, como por exemplo: motores, guias de plasma, separadores magnéticos, etc.

**Ferrite** são compostos essencialmente da combinação físico química de óxido de ferro (Fe<sub>2</sub> O<sub>3</sub>) com Óxidos Metálicos, tais como: Óxido de Níquel (NiO), Óxido de Mangânes (Mn O<sub>2</sub>), Óxido de Zinco (Zn O), Óxido de Bário (Ba O) ou Óxido de Estrôncio (Sr O), entre outros e manufaturados com o processo metalúrgico do pó. O ferrite que produz

o ímã permanente de bário ou estrôncio também é denominado de Ímã Cerâmico devido sua forma de produção assemelhar-se ao processo de uma cerâmica convencional. As características de baixa permeabilidade, junto com a força coercitiva elevada, fazem-nos altamente resistentes aos campos desmagnetizantes.

**AlNiCo.** Alumínio + Níquel + Cobalto forma uma liga magnética a partir da fundição de seus componentes básicos. Ímãs de AlNiCo tem grande estabilidade térmica e atingem picos de temperatura de trabalho de até 600 °C e regime constante de até 550°C. Podem-se exemplificar algumas aplicações: Velocímetros, tacógrafos, medidores de energia elétrica, radares, tomógrafos, etc.

## 4.5 Máquina de fluxo axial utilizada no experimento

Os argumentos apresentados justificam a utilização das máquinas de ímã permanente e de fluxo de axial para geração de energia elétrica eólica de pequeno porte. A topologia axial foi adotada pela ENERSUD devido à ótima relação custo relativo e eficiência já comprovada em modelos de pequeno porte em operação. A análise foi elaborada da máquina foi executada a partir de estudos realizados com uma máquina uma de 5000W.

As máquinas elétricas com ímã permanente ganharam eficiência com o desenvolvimento dos super-ímãs, samário e neodímio. A aplicação destas máquinas concentra-se em duas áreas: motores de tração, no crescente mercado de carros elétricos e alternadores, na geração eólico-elétrica.

Existem diversos tipos de máquinas de ímã permanente que são utilizadas em diversas aplicações. Apesar do custo elevado dos ímãs, este é compensado em função de algumas facilidades no processo de produção.

O gerador simétrico considerado neste trabalho apresenta características particulares diferente dos tradicionais. A análise desenvolvida permitiu caracterizar os parâmetros de tal forma a obter como resultado compatibilidade entre a rotação do rotor e a frequência gerada entre as fases, como também o torque e a potência exercida no eixo do gerador seja equivalente em termos de energia resultante.

A figura 65 demonstra a turbina de maneira genérica devidamente montada para uso.

A figura 66 descreve a máquina de Imã permanente de fluxo Axial (AFPM) GRW5000, em duas maneiras: a primeira ilustração apresenta o gerador montado e a segunda a sua vista explodida com os respectivos componentes externos e internos.

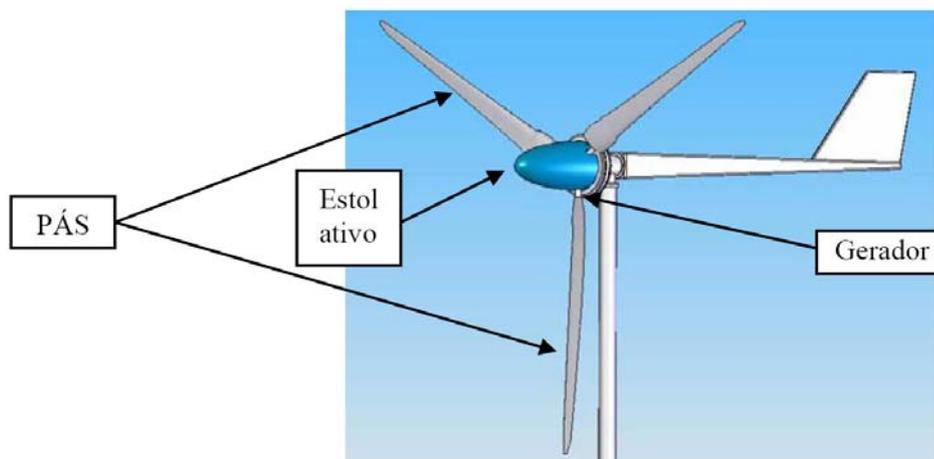


Figura 65: Desenho do aerogerador eólico GRW 5000. **desenho feito pelo autor utilizando o software Solidworks 2008**

Para facilitar o entendimento das partes fundamentais foram incluídos números cuja correspondência é a seguinte:

1. Refere-se ao Rotor que é a parte móvel do gerador onde as pás encontram-se fixadas.
2. Refere-se ao Estator que é a parte fixa do gerador e que na sua parte interna estão às bobinas do enrolamento.
3. Refere-se aos ímãs permanentes de material Neodímio, os mesmos encontram-se fixados a um anel metálico revestidos por resina e este fazendo parte do rotor.

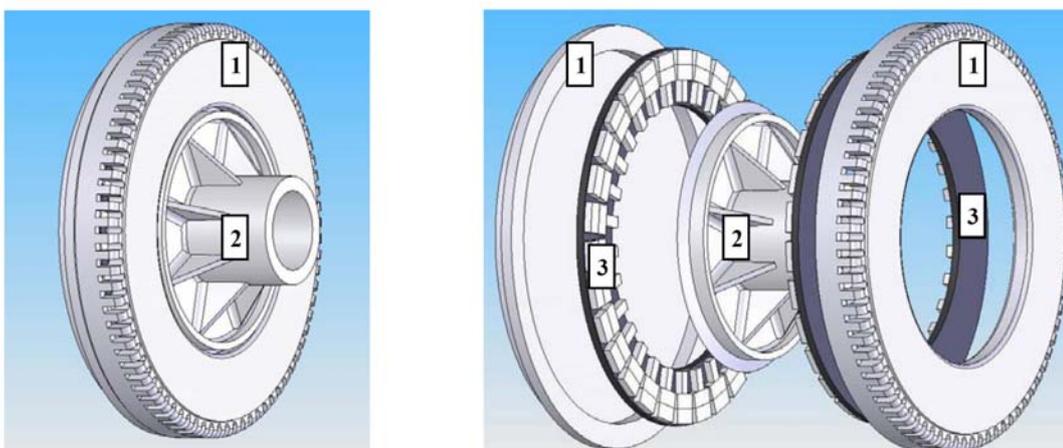


Figura 66: Gerador GRW 5000 fechado e em vista explodida. **(Desenho feito pelo Eng. Rodrigo Calado com o auxílio do software Solidworks 2006)**

### 4.5.1 Protótipo utilizado

A máquina utilizada no desenvolvimento deste trabalho possui estator com núcleo confeccionado em chapa de aço silício, e o rotor constituído de pastilhas ferro magnéticas, o enrolamento de cada bobina é de cobre, trifásico, do tipo toróide, contendo 15 bobinas por fase, com um total de 45 bobinas onde cada uma delas possui 36 espiras cujo esquema está ilustrado na figura 67. A arquitetura dos grupos possui comprimento igual por fase e estão conectadas em ligação estrela e isoladas eletricamente, com estrutura aberta em relação ao circuito magnético.

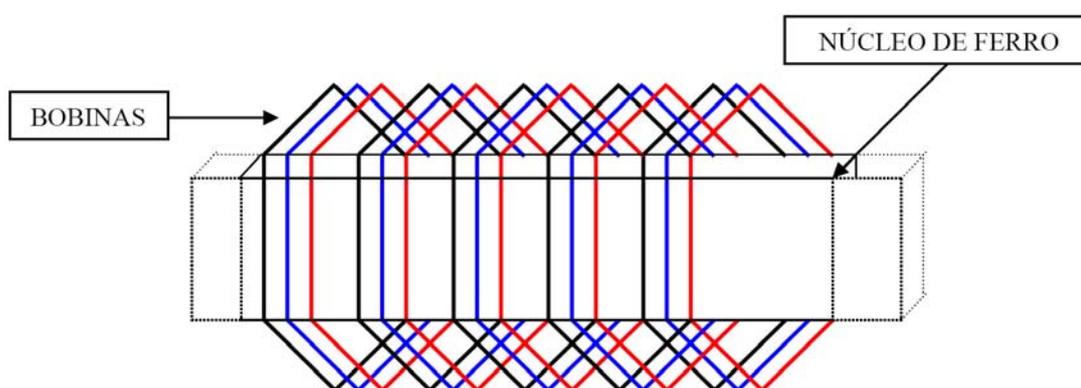


Figura 67: Arquitetura do enrolamento da máquina AFPM GRW 5000. (COSTA, 2007.)

A tabela 13 demonstra as características técnicas detalhadas da máquina de imã permanente de fluxo axial GRW5000.

A arquitetura da máquina foi concebida buscando adequar uma estrutura otimizada, levando em consideração custo e disponibilidade do material empregado, como também simplicidade no processo de fabricação. O núcleo de ferro que constitui o estator é laminado, porém não é ranhurado. Os ímãs de neodímio utilizados possuem a forma retangular e cada sapata polar é formada por três deles montados simetricamente formando um campo magnético capaz de fazer com que a máquina obtenha um rendimento próximo do ideal.

## 4.6 Descrição matemática

Para a análise realizada no projeto, são consideradas dois procedimentos; o primeiro deles fornece às condições otimizadas para o funcionamento do gerador em função das velocidades específicas da turbina, de acordo com um ou mais modelos. A segunda for-

Tabela 13: Dados construtivos da máquina GRW 5000

Numero de fases	3
Numero de pares pólos	15
<b>ROTOR</b>	
Diâmetro externo do rotor	480mm
Diâmetro interno do rotor	370mm
Forma do ímã Neodímio. 40x20x10	Retangular
Forma do ímã Neodímio. 30x20x10	Retangular
Altura do ímã da face 1 e 2	10mm
Total de ímãs (1). 40x20x10 por face	30
Total de ímãs (2). 30x20x10 por face	30
Área total dos ímãs (1) + (2) por Pólo	$22cm^2$
Área total dos ímãs por face	$330cm^2$
Volume total dos ímãs por face	$3300cm^3$
<b>ESTATOR</b>	
Diâmetro externo do estator+bob	530mm
Diâmetro interno do estator	300mm
Espessura do anel do estator (FeSi)	20mm
Número de bobinas por fase	15
Número de espiras por bobina	36
Número de espiras por fase	540
Número de camadas de espira	3
Fio utilizado 13 AWG $\Phi_{ISO}$	2,2mm
Altura do enrolamento da bobina	6,6mm
Altura do entre ferro (rotor, anel do estator).	7,5mm
Gap (distância entre enrolamento e rotor)	1,0mm
Largura do toróide do entre ferro	1,1mm
Largura da bobina	116mm
Ímã de Neodímio - Ferro Boro	$\approx 4W/cm^3$

nece às condições ideais de funcionamento, em função da potência recebida, capaz de movimentar o rotor da máquina e estabelecer o fluxo magnético necessário para geração de força eletromotriz.

#### 4.6.1 Variáveis primárias envolvidas

São grandezas obtidas diretamente das medições efetuadas para análise do sistema. A exemplo da tensão de fase na saída do gerador e da velocidade de rotação da máquina que determina a frequência da tensão alternada.

#### 4.6.2 Variáveis secundárias envolvidas

São grandezas lidas das medições efetuadas indiretamente para análise do sistema, a exemplo da corrente de carga do gerador, temperatura do estator e torque na carcaça do gerador. A figura 68 apresenta um diagrama em bloco de um sistema de geração de energia eólica.

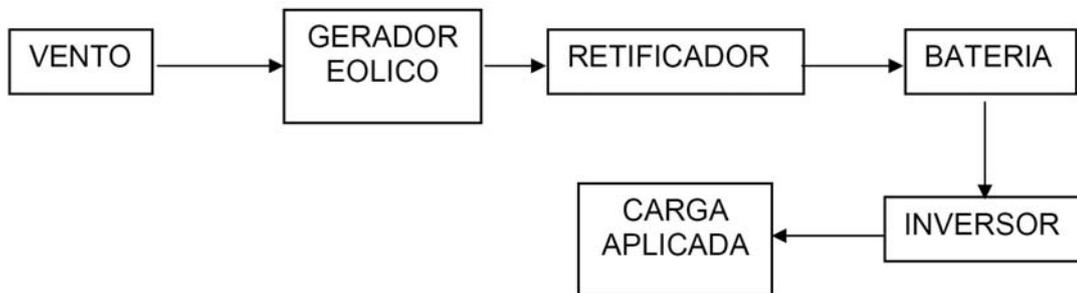


Figura 68: Diagrama de bloco de um sistema de geração de energia eólica. (COSTA, 2007.)

O gerador eólico AFPM recebe energia através do vento que movimenta as suas pás estabelecendo desta forma a potência necessária para que o gerador forneça energia elétrica em tensão alternada trifásica, esta tensão é retificada através de uma ponte retificadora transformando a corrente alternada em corrente contínua, que por sua vez carrega o banco de baterias. Em um sistema de geração de energia eólica é necessário um acumulador de energia elétrica porque a velocidade do vento fornecida para movimentação do gerador não é constante. Conseqüentemente como a velocidade de rotação é que determina a tensão elétrica gerada, o banco de baterias garante a estabilidade da tensão elétrica fornecida. Para adequar esta geração de energia aos diversos dispositivos e aparelhos que são ligados ao sistema, como também no caso interligação do sistema com a rede elétrica; utiliza-se

um inversor que converte a corrente contínua das baterias em corrente alternada de acordo com a aplicação. O sistema como um todo funciona com uma série de variáveis. Cada subsistema apresenta perdas de energia. Um dos objetivos dos planejamentos para implementação de geração de energia elétrica eólica é reduzir ao máximo estas perdas visando conseguir o maior rendimento possível. Neste aspecto concentraram-se os experimentos com o gerador desenvolvido.

## 4.7 Circuito equivalente de um gerador trifásico

No gerador trifásico em estudo, as bobinas de cada fase são idênticas e a indução magnética ocorre a partir dos ímãs permanentes. Com isso a representação do seu circuito elétrico pode ser considerada, para simplificação da análise, utilizando apenas um dos grupos de bobinas do enrolamento do gerador levando em conta apenas uma das fases. Assim as tensões eficazes de fase para N (neutro) são iguais. A figura 69 ilustra um circuito equivalente de um gerador trifásico.

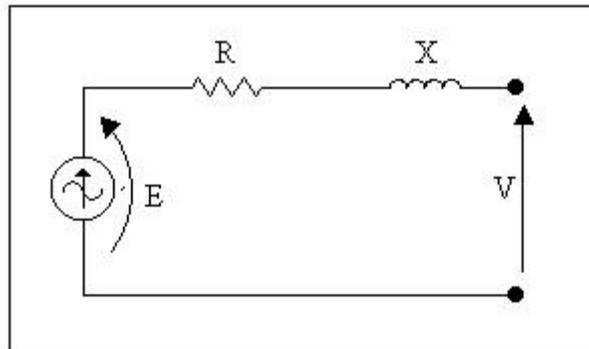


Figura 69: Circuito equivalente de um gerador trifásico. (COSTA, 2007.)

$$X = 2\pi fL \quad (4.3)$$

Onde  $E_{fase}$  é a f.e.m. induzida no enrolamento,  $R$  é a resistência do enrolamento por fase,  $X$  é a reatância por fase,  $V$  é a tensão nos terminais,  $f$  é a frequência e  $L$  a indutância por fase em Henry.

## 4.8 Equações de funcionamento

As equações 4.4, 4.5 e 4.6 descrevem as grandezas envolvidas na AFPM. As duas primeiras equações 4.4 e 4.5 representam a potência necessária para obtenção do movi-

mento mecânico do gerador, e o torque aplicado no gerador eólico, respectivamente, que correspondem a quantidade de vento disponível nas pás do gerador.

De acordo com (SILVA; ROCHA; MARCOLINO, 2006.) a potência na turbina é:

$$P_C = \frac{1}{2} \rho \cdot A \cdot V^3 \quad (4.4)$$

Onde  $P_C$  é a potência disponível na turbina,  $\rho$  é a massa específica do ar,  $A$  é a área varrida pelo vento e  $V$  é a velocidade do vento.

De acordo com (ROVIO; L.VIHRIÄLA; SÖDERLUND, sem referência de data.) a equação do torque na turbina é:

$$T = \frac{3BN\xi_{PO}IA_g\varpi}{\pi} \quad (4.5)$$

Onde  $T$  é o torque,  $B$  é a indução magnética do entre-ferro,  $N$  é número de espiras do enrolamento de campo,  $\xi_{PO}$  é o número de polos,  $A_g$  é a área de entre-ferro,  $I$  é a corrente elétrica de fase,  $\omega$  é a velocidade de rotação de máquina

A equação 4.6 é equação da f.e.m por fase para a AFPM, sendo esta a equação principal a sua modelagem.

De acordo com (ROVIO; L.VIHRIÄLA; SÖDERLUND, sem referência de data.) tem-se força eletromotriz por fase segundo a equação 4.6

$$E_{fase} = \frac{N\xi_{PO}BA_g\varpi}{\pi} \quad (4.6)$$

Onde  $E_{fase}$  é a tensão de uma fase,  $N$  é o número de espiras do enrolamento de campo,  $\xi_{PO}$  é o número de pólos,  $B$  é a indução magnética do entre-ferro,  $A_g$  é a área de entre-ferro magnetizada,  $\omega$  é a velocidade de rotação de máquina.

A equação 4.6 corresponde ao valor da tensão terminal em vazio da AFPM.

Com relação as equações acima descritas por (ROVIO; L.VIHRIÄLA; SÖDERLUND, sem referência de data.), as seguintes explicações se tornam necessárias. Segundo (FITZGERALD; JR.; UMAM, 2004) as seguintes equações se aplicam:

1.  $E = \omega N \phi \sin(\omega t)$   $B = \frac{\varphi}{A}$  donde  $\varphi = BA$
2.  $E_{MAX} = \omega N \phi_{MAX}$   $\omega = \omega_{el}$

$$3. \omega = \omega_{el} = \frac{p}{2}\omega_{mec}, \text{ onde } p \text{ é o número de polos } \begin{cases} n (RPM) = \frac{420f}{p} \\ \omega_{mec} = \left( rd/s = \frac{120f}{p} x \frac{2\pi}{60} rd/s \right) \\ \omega_{mec} = \frac{4\pi f}{p} rd/s \end{cases}$$

$$4. \omega_{mec} = \frac{2}{p}\omega_{el} (rd/s)$$

$$\omega_{mec} = \frac{2}{p}2\pi f_{el}$$

$$f_{el} = \frac{p}{2} \frac{1}{2\pi} \omega_{mec}$$

$$E_{MAX} = 2\pi \frac{p}{2} \frac{1}{2\pi} \omega_{mec} BA$$

$$E_{RMS} = \frac{2\pi}{\sqrt{2}} \frac{p}{2} \frac{1}{2\pi} \omega_{mec} BA$$

$$E_{RMS} = 4,4 \frac{p}{4\pi} \omega_{mec} BAN$$

Assumindo-se um fator de enrolamento  $k_a = 0,9$  tem-se:

$$E_{RMS} = 0,9 \times 4,4 \frac{p}{4\pi} \omega_{mec} BA$$

Assumindo-se uma potência elétrica desenvolvida igual a corrente por fase  $I_a$  e arranjo das bobinas em  $Y$ , tem-se que:

$$P_e = V_{RMS} * I_{RMS}$$

Para as três fases tem-se:

$$P_e = 3(V_{RMS} * I_{RMS})$$

Logo considerando-se o rendimento do gerador igual a  $\eta_g$  o torque aplicado será:

$$T = \frac{P_e}{\omega_m}$$

sendo assim:

$$T_m = \frac{3N\xi BA\omega_m}{\omega_m} I_{RMS}$$

$$T_m = 3N\xi BAI_{RMS}$$

## 4.9 Método experimental

O método experimental foi empregado com o objetivo, de validação dos parâmetros dos protótipos das AFPM utilizadas no trabalho e considera as equações 4.4, 4.5 e 4.6.

São adotados como dados de entrada da turbina eólica e do sistema: a potência aplicada nas pás do gerador. Para tal foi construído um simulador, que para maior eficácia do experimento são levados em conta as variações as quais a máquina e os controles são submetidos de forma a representar o gerador quando utilizado em campo.

### 4.9.1 Controles exercidos no experimento em bancada de teste.

Visando realizar o experimento foram exercidos controles sobre as seguintes grandezas: velocidade de rotação da máquina; tensão terminal por fase; corrente elétrica por fase; temperatura.

A figura 70 representa o diagrama em bloco da bancada de teste que foi utilizada no experimento.

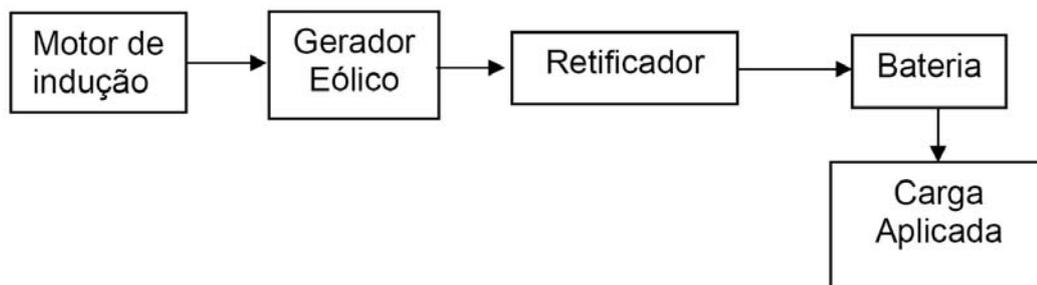


Figura 70: Diagrama de bloco da bancada de teste. (COSTA, 2007.)

### 4.9.2 Controles e Velocidade de rotação da máquina.

As turbinas eólicas são projetadas de maneira que atinjam a potência nominal com as velocidades de vento disponível. São previstos dispositivos de limitações da rotação e da potência para evitar esforços excessivos nos componentes mecânicos e elétricos do.

Existem dois tipos básicos de controle baseados em princípios aerodinâmicos:

- Pelo "estol" (deslocamento passivo do escoamento do ar);
- Pelo "pitch" ajuste ativo do ângulo de passo da pá.

No controle a "estol" quando a força de deslocamento diminui aumenta a resistência aerodinâmica (semelhante acontece com as asas de um avião). Para obter-se uma rotação constante a pá pode ser montada de maneira que, quando a velocidade do vento ultrapasse a velocidade nominal da máquina a potência gerada se mantenha praticamente constante. Para a velocidade do vento ligeiramente superior a nominal, há uma queda de potência, mas se a velocidade continuar a crescer, a potência volta a ter uma pequena elevação. As turbinas das classes pequena e média geralmente usam essa regulagem. No caso da máquina em análise para controle da velocidade foi utilizado o de "estol" onde a velocidade nominal de rotação foi estabelecida em torno de 250 RPM. A bancada construída para no experimento levou em conta os limites de velocidade e a segurança elétrica da máquina.

### 4.9.3 Controle da tensão terminal.

A tensão elétrica do gerador se dá em conseqüência da rotação do mesmo, em função do número de vezes que as linhas de fluxo magnético em movimento do rotor "cortam" as bobinas que se encontram no estator. O isolamento do estator tem um limite máximo de tensão uma vez ultrapassado causará danos ao circuito interno do gerador, portanto além do controle de velocidade de rotação realizado foi observada a tensão de saída do gerador, principalmente quando esse funciona em vazio. Assim a tensão máxima entre fases na saída do gerador foi controlada para não ultrapassar 500v, que é a tensão máxima admitida pelo isolamento do estator.

### 4.9.4 Controle da corrente elétrica.

O enrolamento do estator apresenta uma limitação de corrente elétrica em função dos condutores empregados. Este é um dos fatores que promove o aquecimento dos enrolamentos, por isto é essencial controlar a corrente elétrica por fase, não permitindo que a mesma ultrapasse para o protótipo utilizado 50A, que é a corrente máxima admitida pelo gerador.

### 4.9.5 Controle da temperatura.

Temperaturas elevadas prejudicam de maneira significativa o funcionamento do gerador entre as principais causas destacam-se: A elevação da resistência interna dos condutores alterando a tensão de saída do gerador, a redução da indução magnética dos ímãs neodímios que suporta uma temperatura máxima de 80°C. Note-se que a característica ferro magnética, do núcleo do rotor com o aumento da temperatura reduz a permeabilidade, causando desgastes importantes nos materiais isolantes utilizados no gerador além de precipitar danos mecânicos ao mesmo. Todos estes fatores se não observados diminuem a eficiência do funcionamento e por estas razões é primordial o controle da temperatura.

### 4.9.6 Observações sobre a bancada de ensaios.

Além dos fatores já relacionados acima, que dizem respeito principalmente aos controles principais procurou-se observar outros efeitos que poderiam influenciar o experimento dificultando a execução ou induzindo erros. Vibrações, excentricidades, sincronismo, condições ambientais, interferências magnéticas.

## 4.10 Determinação do número de amostras.

Antes do início dos ensaios foi realizado um planejamento do experimento em função das grandezas a serem medidas, das grandezas a serem controladas, do equipamento disponível, da duração dos ensaios, da equipe técnica e do custo. Utilizou-se como referência, (HOLMAN, 2001.)

Seguindo este planejamento foram estabelecidas como grandezas a serem medidas::

- Tensão AC (eficaz e de pico);
- Tensão DC;
- Frequência;
- Corrente AC;
- Corrente DC;
- Potência;
- Torque.

## 4.11 Subsídios ao dimensionamento.

As grandezas mencionadas foram medidas nas rotações de 50 a 400 RPM com uma variação de 50 em 50 RPM totalizando, assim, 8 grupos. As medições foram realizadas de duas maneiras: sem carga (em vazio) e com carga totalizando 16 grupos de teste. Em vazio, foram medidas as seguintes grandezas:

- Tensão AC (eficaz e de pico);
- Tensão DC,

Nos ensaios as cargas consideradas na saída da ponte retificadora, cuja potência total inicial foi de 500W e as subsequentes variaram de 1KW até 6KW, em intervalos de 1KW totalizando 448 medições.

Visando uma maior confiabilidade do experimento foram realizadas duas replicas dos testes e desta forma foram obtidos um total de 1440 valores correspondentes a um total de 32 horas de duração do experimento.

## 4.12 Bancada de teste para realização do experimento.

Buscou-se adaptar a instrumentação existente comercialmente no mercado para viabilização do experimento, porém, foi preciso desenvolver diversos dispositivos para atender os requisitos necessários. Foram tomadas algumas precauções para realização do experimento tais como: Instalações elétricas adequadas observando capacidade de corrente, tensão, isolamento e aterramento da instalação e o isolamento físico adequado da área de execução dos ensaios.

### 4.12.1 Dispositivos utilizados na bancada.

Buscou-se adaptar a instrumentação existente comercialmente no mercado para a viabilização do experimento, porém, foi preciso desenvolver diversos dispositivos para atender os requisitos necessários.

#### **Instrumentação e Equipamentos.**

1. Bancada móvel de estrutura de aço para fixação do motor elétrico e gerador.
2. Suporte móvel de estrutura de aço para fixação do inversor e do painel de comando.
3. Fonte de potência CA / Inversor WEG - CFW 09 R82. Tensão Trifásica: 220V; 60HZ. Potência mínima: 20 kVA. Saída Tensão Trifásica: de 0 a 220V; de 0 a 200HZ.
4. Cartão PLC1 para inversor de frequência WEG - CFW-09.
5. Motor trifásico de indução, tensão: 220V; Potência: 13KW, rotação nominal 1480 RPM.
6. Ponte Retificadora de corrente mínima 50 A.
7. Banco de cargas de resistores, variáveis de 50 W a 6kW.
8. Banco de baterias constituído de: 10 baterias estacionárias de 12V, 180 Ah, C/20.
9. Sistema de aquisição de dados Lab Wiew versão 7.1.
10. Cartão de aquisição de dados DaqCard 1200, para corrente, tensão e temperatura.
11. Notebook, 256 MB de memória Ram, disco rígido 80 GB, processador 1.6 GHZ, sistema operacional Windows XP.

A potência nominal do motor da bancada é de 13kW e a sua rotação nominal é de 1480RPM (154,98rd/s). Assim o torque correspondente é de 83,88Nm quando o motor atinge a rotação nominal.

O torque nominal do motor de indução de acordo a equação 4.7 fornece

$$\begin{aligned}\tau &= P\omega \\ \tau &= \frac{13000(W)}{154,98(rd/s)} \\ \tau_1 &= 83,88 (Nm)\end{aligned}\tag{4.7}$$

A rotação estabelecida para o gerador referente à potência de 5kW é de aproximadamente 210RPM (21,19rd/s). Assim são necessários 235,96Nm de torque para que o gerador alcance a potência nominal, isto é, sem considerar as perdas elétricas e mecânicas do sistema em estudo.

Se for considerada a eficiência máxima do gerador do sistema eólico em análise igual a de 52% e considerando também as perdas mecânicas da transmissão em torno de 4% um torque 52% maior será necessário para se obter a potência nominal do gerador.

Vale observar que o limite teórico de aproveitamento de um sistema eólico é igual a 59,3% conforme explicado anteriormente na metodologia aerodinâmica e que se constitui no limite de Betz.

Desta forma de acordo com a equação 4.7 o torque necessário no gerador considerando as perdas será

$$\begin{aligned}\tau &= [235,96 (Nm)] 1,52 \\ \tau_2 &= 358,65 (Nm)\end{aligned}$$

A bancada construída dispõe de três partes, a estrutura mecânica, o sistema elétrico de potência e o sistema de aquisição de dados e controle.

#### 4.12.2 Estrutura mecânica da bancada.

Foi construída uma bancada móvel de estrutura de aço para fixação do motor elétrico e gerador, utilizando-se aço metalon de 80 mm x 80 mm com dimensões de 1200 mm x 800 mm, sobre quatro rodas de 10 mm de diâmetro. Nessa estrutura ficaram alojadas além do motor elétrico e as geradoras eólicas, as devidas transmissões mecânicas para estabelecer uma relação de rotação de 1:4,7 com o objetivo de obter um torque maior visando realizar

os testes com diversas cargas diferentes. Para melhor entendimento a estrutura descrita encontra-se apresentada na figura 71

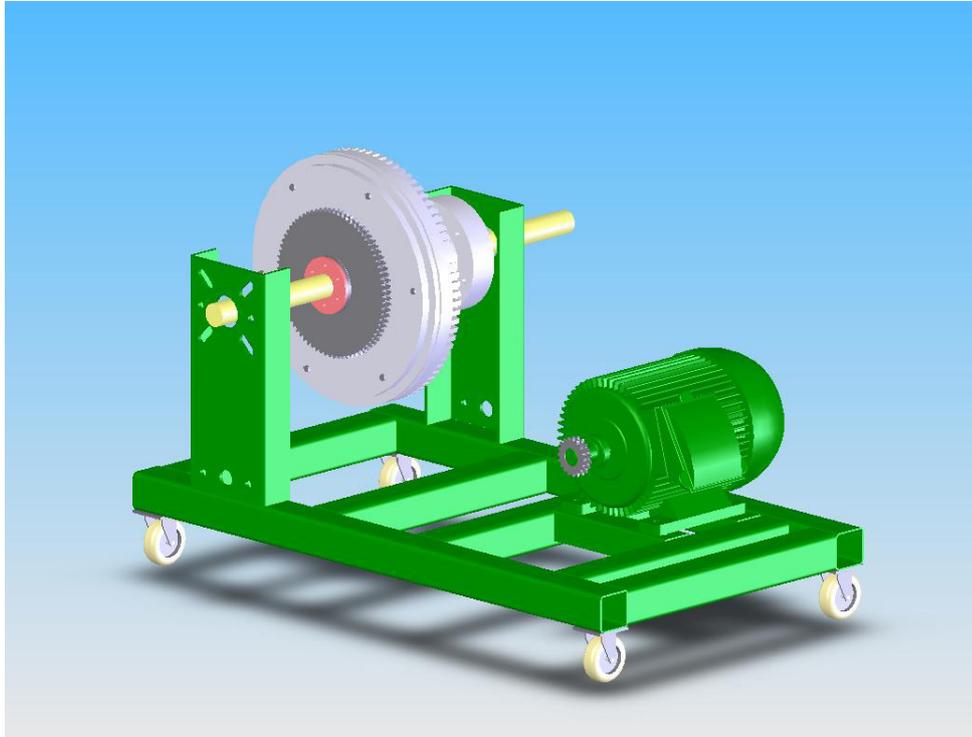


Figura 71: Bancada de testes do gerador GRW 5000. (Desenho feito pelo autor utilizando o software Solidworks 2008)

As equações 4.8 e 4.9 estabelecem a relação de transmissão.

$$P = \omega \cdot \tau \quad (4.8)$$

Onde  $P$  é a potência em (W),  $\tau$  é o torque em (Nm) e  $\omega$  é a rotação em (rd/s)

Para se obter a relação de transmissão citada anteriormente, é possível utilizar o torque fornecido e o torque necessário de acordo com a equação 4.9:

$$\begin{aligned} Rt &= 1 : \frac{\tau_3}{\tau_1} \\ Rt &= \frac{358,65(Nm)}{83,88(Nm)} \\ Rt &= 1 : 4,27 \end{aligned} \quad (4.9)$$

Esta relação de transmissão foi constituída utilizando um pinhão duplo de 17 dentes no eixo do motor trifásico, uma coroa dupla de 76 dentes fixada no rotor do gerador e corrente. Obteve-se assim a relação de transmissão.

### 4.12.3 Sistema elétrico de potência.

Para propulsão do gerador eólico na bancada foi utilizado um motor de indução de tendo em vista que o máximo de rendimento de uma instalação deste tipo é de 59,3%, conforme já citado. Além disto foi construído um suporte móvel de estrutura de aço para fixação do inversor e do painel de potência. Neste painel foram montados os dispositivos necessários para o experimento apresentado na figura 72. Em seguida são descritos os principais dispositivos.



Figura 72: Foto do painel com os dispositivos de potência. (Foto tirada pelo autor)

#### Painel elétrico de comando

O painel possui dimensões de 80x60x20cm, cinco tomadas de acoplamento; duas tomadas de 32A para o banco de resistores e para o banco de baterias e outras três de 63 A, para alimentação trifásica, do motor elétrico e entrada de tensão trifásica produzida pelo gerador. Dois contatores de 58A foram utilizados para alimentar a ponte retificadora trifásica como também realizar a frenagem do gerador através de curto circuito na saída do mesmo. Adicionalmente foram empregadas fusíveis, botoeiras, disjuntores, ponte retificadora, seis chaves facas para fazer as comutações do banco de resistência de acordo com as potências exigidas. A seguir nas figuras 73 e 74 estão representados respectivamente os diagramas elétricos do circuito de potência e o circuito de comando do painel elétrico de controle da bancada de teste.

**Inversor de Potencia** As especificações do Inversor foram estabelecidas em função da necessidade de obter as rotações especificadas para os ensaios levando em conta a potência a ser atendida pelo gerador eólico (GRW5000) simulando assim o vento que em condições reais movimentam as pás do mesmo. A Fig. 4 12 ilustra o inversor utilizado,

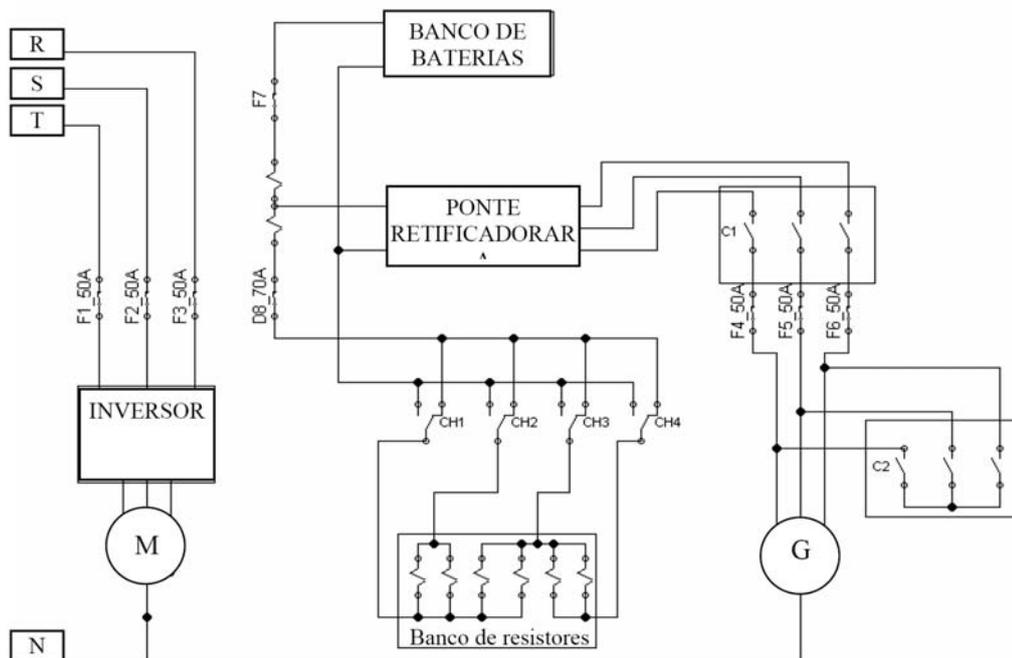


Figura 73: Circuito de potência do painel. (COSTA, 2007.)

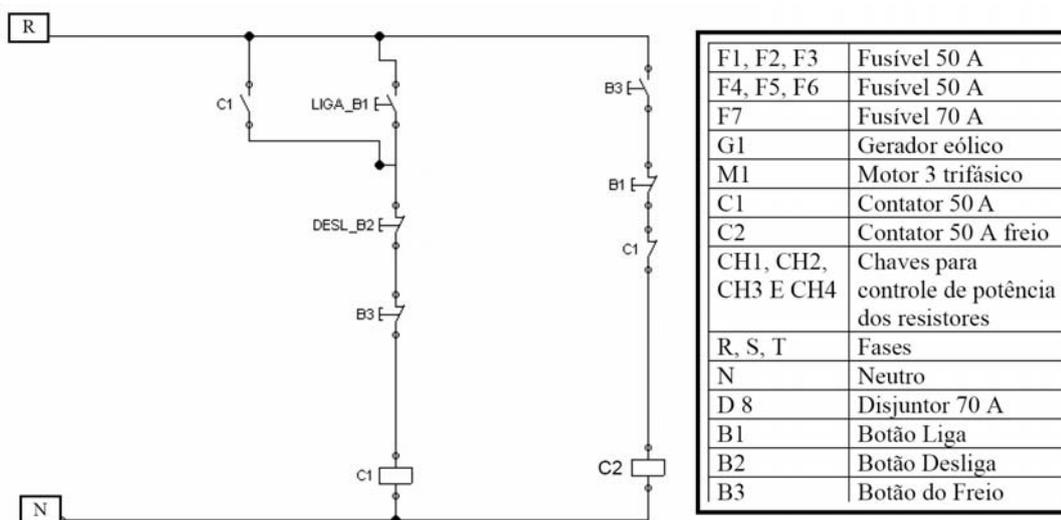


Figura 74: Circuito de comando painel. (COSTA, 2007.)

que é fabricado pela WEG modelo CFW 09 R82. Potência: 20kVA, Saída: em tensão trifásica: de 0 a 220V entre fases e frequência de 0 a 200HZ. O inversor comprado para o projeto é apresentado na figura 75



Figura 75: Foto do inversor de potência WEG CFW09. (Foto tirada pelo autor)

O inversor apresenta ainda as seguintes características:

1. Potência: 1,5 a 30 cv, Tensão: 220 a 230V, 380 a 480V e 500 a 600/690V;
2. Controle escalar e vetorial programável;
3. Controle vetorial com alto torque e rapidez na resposta, mesmo em velocidades muito baixas e na partida, auto-ajuste adaptando automaticamente o controle vetorial ao motor e a carga, Inversor Regenerativo;
4. Cartão opcional com funções de CLP. Multi-speed: Através da combinação de três entradas digitais o motor pode ser acionado em até oito velocidades pré-programadas, regulador PID integrado, partida com o motor girando, frequências de ressonância podem ser evitadas a fim de minimizar o stress mecânico na máquina.

O controle se faz necessário em função das diversas velocidades de rotação exigidas pelo experimento. Na fase de funcionamento do gerador, sem carga, é necessário verificar a que rotação o mesmo começa a produzir tensão como também o seu desempenho nas diversas rotações até atingir a rotação máxima de 400 RPM.

Nos ensaios realizados em carga haverá uma quantidade maior de parâmetros a serem analisados necessitando também de diversas velocidades de rotação. Para estes ensaios levou-se em consideração a velocidade de rotação nominal do gerador em torno de 204 RPM.

Outra avaliação importante se refere ao comportamento do gerador quando o mesmo encontra-se no campo sob a ação real dos ventos cuja velocidade não é constante e apresenta grandes variações. Neste caso é preciso fazer com que a bancada simule também essa situação. Assim os controles de velocidade do motor de indução para simulação do funcionamento do gerador poderiam ocorrer de duas maneiras: primeiro manualmente a partir do controle existente no próprio inversor CFW 09. Para isto é utilizada uma interface homem-máquina destacável, com duplo display (LCD + LED's). Através deste dispositivo configura-se o inversor, visualizam-se diversas variáveis de funcionamento do motor de indução. A segunda maneira seria de forma automatizada usando o cartão PLC1 ou PLC2. O cartão PLC1, ilustrado na figura 76, permite que o inversor de frequência CFW-09 assuma funções de um controle lógico programável, com as seguintes características:

1. referência de velocidade e módulo de posicionamento;
2. Programação em linguagem Ladder através do Software WLP, temporizadores, contadores, bobinas e contatos;
3. RS-232 com Protocolo Modbus RTU;
4. Disponibilidade de 100 parâmetros configuráveis via software ou IHM;
5. Interface CAN com protocolos Canopen e DeviceNet, CANopen mestre, pode operar como mestre da rede CAN open, permitindo controlar um conjunto de até 8 escravos, em um total de 1024 pontos (512 de entrada e 512 de saída).



Figura 76: Foto do cartão PLC. (WEG, 2007)

Utilizando o cartão PLC é possível realizar diversas programações de velocidade de rotação estabelecendo a cada fase de ensaio os parâmetros ideais para realização do experimento. Além disto, é possível também realizar o controle do painel de potência acionando os dispositivos de saída do gerador, frenagem e comutação de carga. Desta forma este controle juntamente com o sistema de aquisição de dados permite mais rapidez na realização dos ensaios.

A figura 77 ilustra parte da programação feita com o programa WLP que é utilizado para controlar a placa a placa PLC1 ou 2.

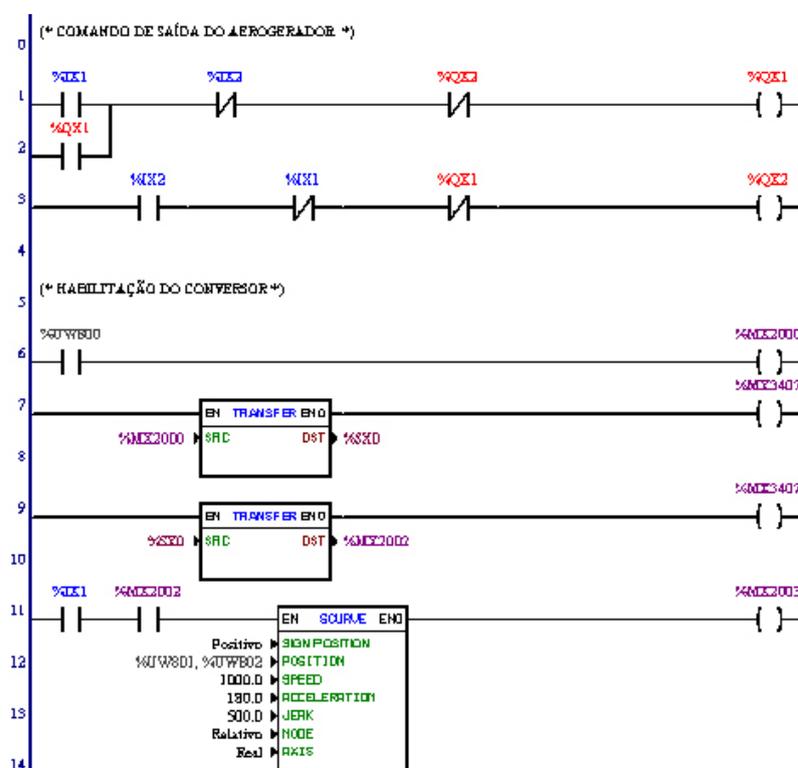


Figura 77: Ilustração do programa WPL. (WEG, 2007)

Para maior entendimento a seguir são explicitados os elementos deste programa.

As bobinas QX1 e QX2 representam as saídas digitais do PLC que vão acionar os contatores C1 e C2 do painel de potência que comanda a tensão de saída do gerador e o freio do mesmo. É composto por 1 entrada e 1 argumento. Funciona transferindo o sinal contido em sua entrada para o seu argumento.

As bobinas MX tipo de dado do argumento é no caso um marcador de bit.

O bloco TRANSFER é composto por 1 entrada EN, 1 saída ENO e 2 argumentos, sendo eles: SRC - dado fonte e DST - dado destino, a entrada EN é responsável pela habilitação do bloco, a saída ENO vai para 1 somente quando o dado destino for atuali-

zado. O tipo de dado fonte pode ser constante ou constante (float). Possui marcador de bit de vários tipos. Sendo o primeiro de habilitação do inversor e o segundo retorno da habilitação.

O Importante é que este bloco trabalha em malha de posição, permanecendo assim mesmo após a sua conclusão. As equações da cinemática usadas nesse bloco são:

$$\begin{aligned}x &= x_0 + v_0t + \frac{1}{2}a_0t^2 + \frac{1}{6}Jt^3 \\v &= v_0 + a_0t + \frac{1}{2}Jt^2 \\a &= a_0 + Jt\end{aligned}$$

Onde  $x$  é a posição final,  $x_0$  é a posição inicial,  $v$  é a velocidade final,  $v_0$  velocidade inicial,  $v$  é a aceleração final, e  $a_0$  é a aceleração inicial e  $J$  é o jerk.

Obs: O JERK é composto por um tipo de dado e um endereço ou um valor constante, dependendo da escolha do tipo de dado. O tipo de dado do jerk pode ser: Uma constante, parâmetro do usuário ou marcador de Word.

O MODO é sempre uma constante, possui as opções: relativo e absoluto. O modo relativo refere-se a um posicionamento a partir de sua última posição. Neste caso, o sentido de giro deste posicionamento é dado pelo sinal, ou seja, sentido horário se for positivo e sentido anti-horário se for negativo. O modo absoluto refere-se à posição de zero máquina, só podendo ser utilizado se uma busca de zero já foi feita previamente. A figura 78 mostra de forma gráfica o funcionamento do bloco SCURVE.

#### 4.12.4 Sistema de supervisão.

Para o sistema de supervisão da bancada foi elaborado um programa através do Software Eclipse SCADA já que a WEG também o utiliza. Assim é possível operar a bancada experimental manualmente utilizando o comando manual do inversor ou por um computador pessoal conectado ao inversor. A figura 79 apresenta a tela de operação do programa de supervisão.

Para elaboração da tela foi colocado a figura do painel com os seus devidos comandos, uma caixa de animação com a figura da bancada, o motor de indução, o gerador eólico e os elementos de acoplamento e por fim foram também representados com caixas de animação os resistores de carga.

**Banco de Baterias.** O banco de baterias estacionárias foi especificado considerando

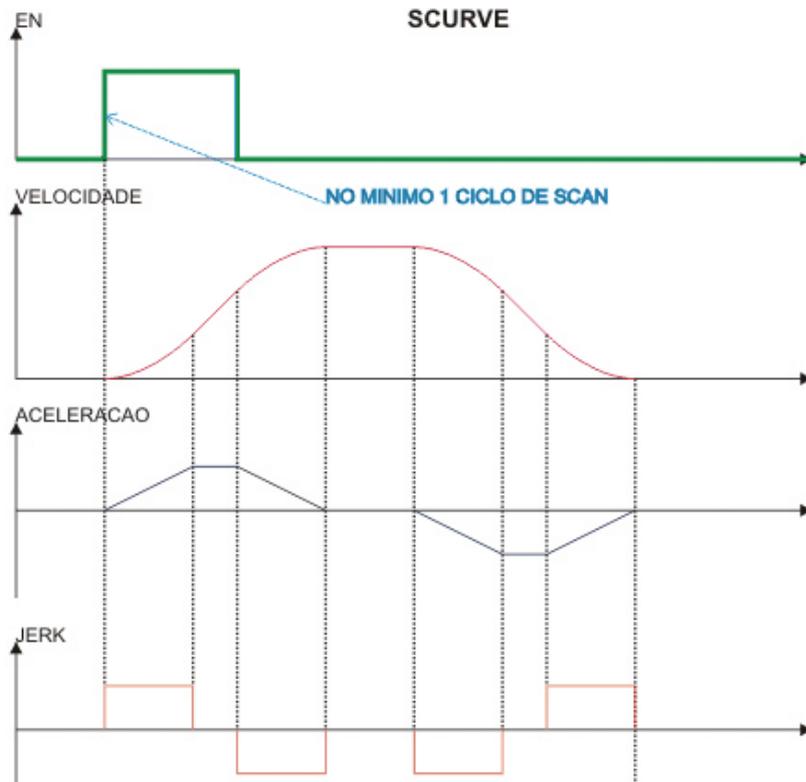


Figura 78: Modo SCURVE. (COSTA, 2007.)

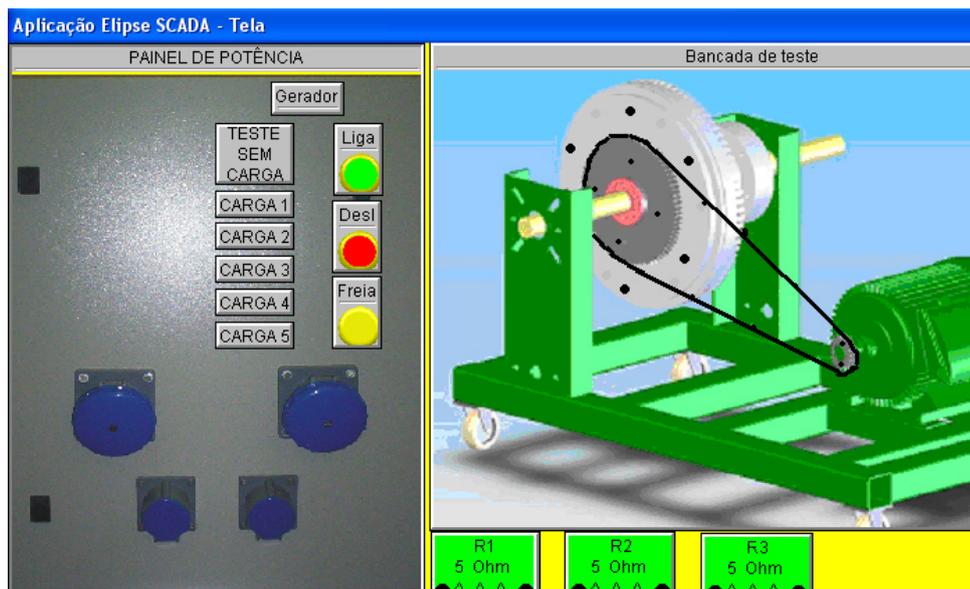


Figura 79: Tela de operação do programa de supervisão. (COSTA, 2007.)

cenários de consumo e de regime de ventos típicos diários a ser aplicado o sistema de geração de energia eólica. É constituído de dez baterias de 12Vcc, 180Ah, C20 ligadas em série. Dessa forma a tensão no banco de baterias é de 126 Vcc e o gerador esta projetado para trabalhar com uma tensão nominal de 130V já que a Tensão de flutuação para recarga da bateria é de 132Vcc.

**Banco de resistores** Para a carga consumida foi adaptado ao sistema um banco de resistores utilizado para dissipar a energia gerada comutados adequadamente de modo a simular o comportamento de um consumidor qualquer. Esse conjunto de resistores foi alimentado com corrente contínua retificada após a geração de energia realizada pelo gerador eólico GRW5000. Para essa montagem foi utilizado: seis resistores de 1500 W sendo tensão de isolamento de 250V e tensão de funcionamento máxima de 220V a resistência elétrica medida de cada um foi em torno de  $11\Omega$ .

#### 4.12.5 Aquisição de dados.

Para aquisição de dados diversas variáveis foram observadas e controladas a primeira delas foi o controle da velocidade que foi exercido através do inversor acoplado ao motor de indução trifásico. A partir da programação de rotação e do valor conhecido da relação de transmissão deduz-se a rotação no eixo do gerador. Quatro faixas de velocidades do vento foram consideradas. A primeira é de zero até a velocidade mínima de geração em torno de 2,2 m/s, abaixo da qual a potência gerada vence apenas as perdas por atrito. A segunda faixa é a de operação normal próxima de 12m/s, mantida por um sistema de controle de posição das pás em relação à direção de ataque do vento. A terceira faixa, de altos ventos, é controlada para manter uma potência de saída constante e máxima. Acima dessa faixa, em torno de 20,0 m/s, as pás do rotor são alinhadas na direção do vento, para evitar danos mecânicos ao gerador eólico. Com base nestes valores os ensaios foram feitos controlando a rotação do motor de indução numa faixa de 0 a 1100 RPM que representa uma rotação em torno de 0 a 250 RPM no gerador. As demais grandezas foram obtidas através do sistema de aquisição de dados Labview versão utilizando o cartão DaqCard para medição de corrente, tensão, temperatura e torque. (Em anexo consta uma explicação sobre o sistema Labview).

O sistema de aquisição de dados foi projetado para realizar as leituras das seguintes grandezas:

1. Tensão alternada na saída do gerador;

2. Tensão contínua na saída do retificador e no banco de baterias;
3. Corrente alternada do gerador;
4. Corrente contínua de carga da bateria;
5. Corrente contínua na saída do retificador;
6. Temperatura do estator, rotação do gerador,
7. Torque na carcaça do gerador;
8. Velocidade do vento, para o ensaio realizado em campo utilizou-se também um anemômetro.

Para aquisição de dados foi construída uma interface a partir de um circuito eletrônico com objetivo de adaptar os diversos sinais das grandezas a serem lidas com o sistema de aquisição de dados Labview. O diagrama em bloco do sistema de aquisição de dados é apresentado na figura 80.

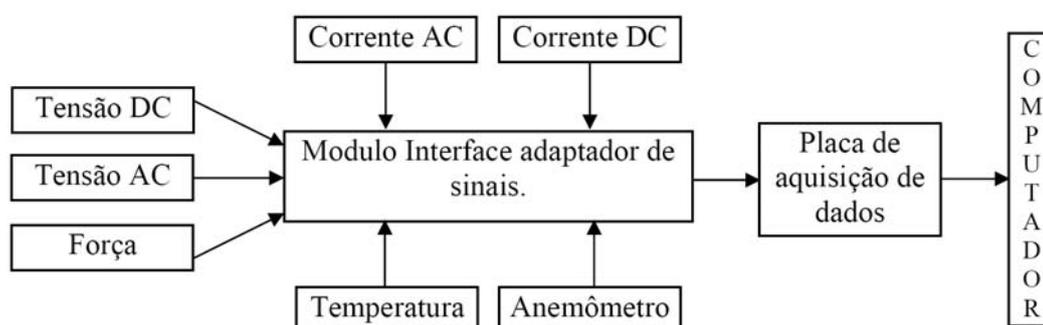


Figura 80: Sistema de aquisição de dados via LABVIEW. (COSTA, 2007.)

Para obtenção da temperatura utilizou-se um sensor de temperatura do tipo PTC (coeficiente positivo de temperatura).

Para medir o torque na carcaça do gerador, foi fixada em uma das extremidades da bancada uma célula de carga acionada por uma alavanca de 95 cm, fixada na carcaça do gerador eólico.

Através da figura 81 apresentada a seguir, é demonstrada a tela utilizada para supervisão dos dados obtidos durante os ensaios experimentais do gerador GRW 5000 utilizando o sistema de aquisição de dados Labview.

Através da figura 82, vem ilustrando o diagrama em bloco para os ensaios experimentais do gerador GRM5000, utilizado no sistema LabView.

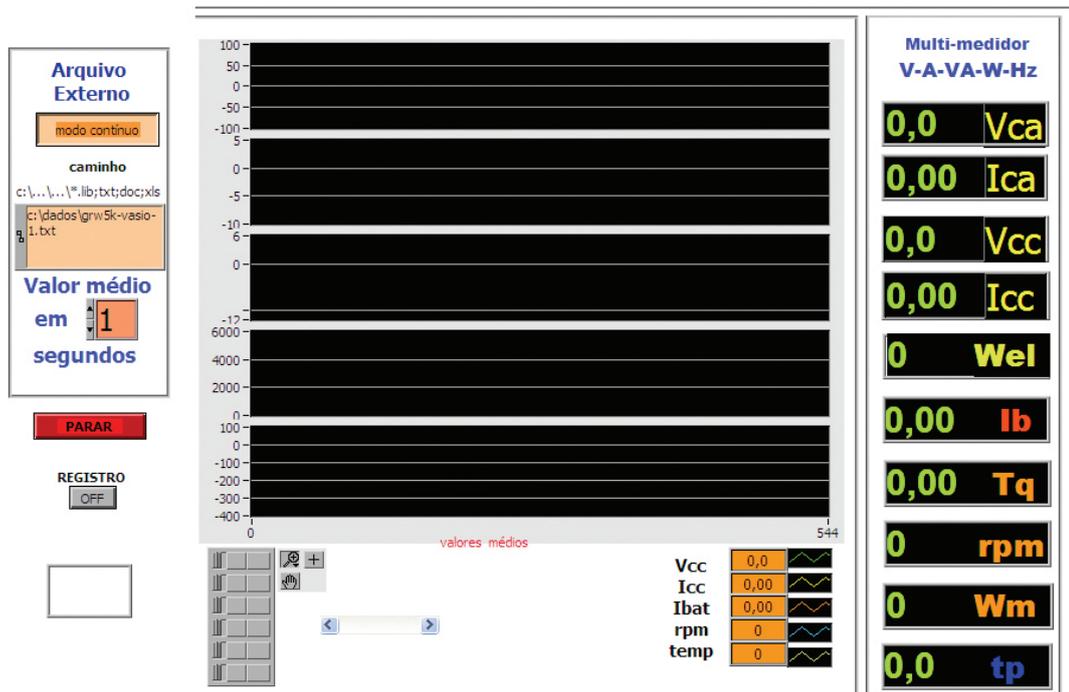


Figura 81: Tela do LABVIEW usada na aquisição de dados. (Sistema de aquisição de dados desenvolvido pelo autor com o software Labview 8.0)

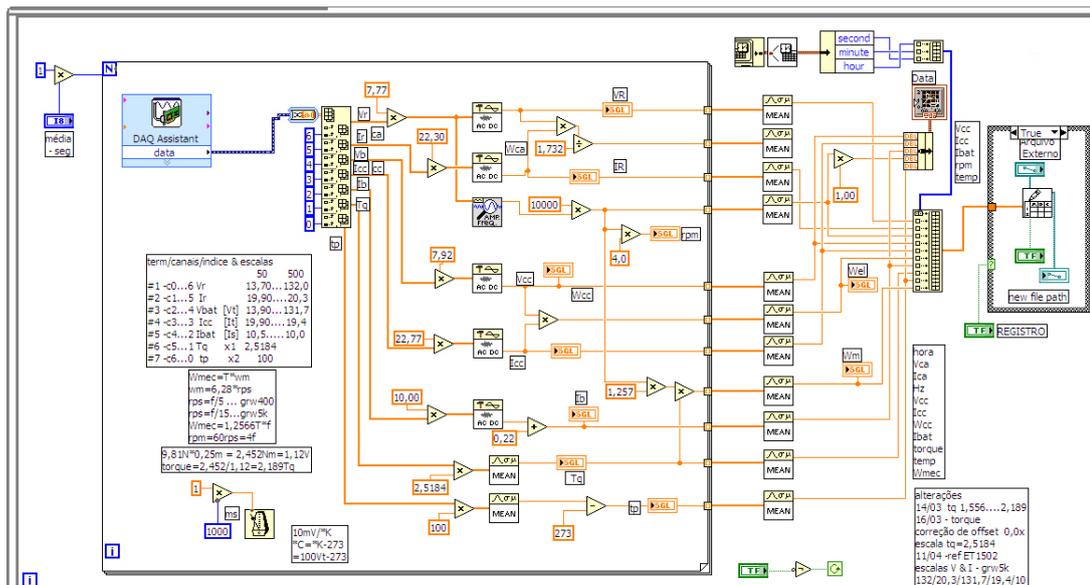


Figura 82: Diagrama em bloco do LABVIEW da aquisição de dados. (Sistema de aquisição de dados desenvolvido pelo autor com o software Labview 8.0)