



CCPgEE/CCT-UFPB

COORDENAÇÃO DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA
CENTRO DE CIÊNCIAS E TECNOLOGIA
UNIVERSIDADE FEDERAL DA PARAÍBA

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

ESTUDO DAS ESTRATÉGIAS DE CONTROLE DE UM SCEE
DE PEQUENO PORTE PARA GERAÇÃO ELÉTRICA,
APLICADO AO CARREGAMENTO DE BATERIA

PIERRE MACEDO

1989

ESTUDO DAS ESTRATEGIAS DE CONTROLE DE UM SCEE DE PEQUENO PORTE
PARA GERAÇÃO ELETRICA, APLICADO AO CARREGAMENTO DE BATERIA.

Dissertação apresentada ao curso de
MESTRADO EM ENGENHARIA ELETRICA da
Universidade Federal da Paraíba, em
cumprimento às exigências para
obtenção do grau de Mestre.

AREA DE CONCENTRAÇÃO : PROCESSAMENTO DA ENERGIA

PIERRE MACEDO

ORIENTADO

TELMO SILVA DE ARAÚJO

ORIENTADOR

CAMPINA GRANDE, PB

DEZ. 1989



M141e

Macedo, Pierre

Estudo das estratégias de controle de um SCEE de pequeno porte para geração elétrica, aplicado ao carregamento de bateria / Pierre Macedo. - Campina Grande, 1989.
151 f. : il.

Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal da Paraíba, Centro de Ciências e Tecnologia.

1. Engenharia de Sistemas 2. Energia Eólica 3. Dissertação I. Macedo, Pierre, Dr. II. Universidade Federal da Paraíba - Campina Grande (PB) III. Título

CDU 621.3(043)

ESTUDO DAS ESTRATÉGIAS DE CONTROLE DE UM SCEE
DE PEQUENO PORTE PARA GERAÇÃO ELÉTRICA,
APLICADO AO CARREGAMENTO DE BATERIA

PIERRE MACEDO

DISSERTAÇÃO APROVADA 18.12.89

Telmo Silva de Araujo
TELMO SILVA DE ARAUJO, Dr. Ing., UFPB
Orientador

Evandro Fachine Alencar
EVANDRO FECHINE ALENCAR, Dr. Ing., UFPB
Componente da Banca

Juan Carlos Ceballos
JUAN CARLOS CEBALLOS, Ph.D., UFPB
Componente da Banca

CAMPINA GRANDE - PB
DEZEMBRO - 1989

*Dir. 621.3 (675)
M. Silva*

- 1. Programação de carga*
- 2. Programação de carga - Carga*
- 3. Programação de carga*
- 4. Programação de carga*

RESUMO

A presente dissertação envolve aspectos de engenharia de sistemas de conversão de energia eólica aplicados à geração de energia elétrica para turbinas de pequeno porte para carregamento de baterias.

A partir de ensaios realizados em laboratório e testes efetuados na Central de testes do NERG, tem-se efetuado a modelagem dos diversos componentes do sistema, visando a determinação de parâmetros.

A metodologia deste trabalho opta pelo emprego de modelos simplificados que descrevam satisfatoriamente o sistema.

A influência dos parâmetros ajustáveis da distribuição de Weibull sobre o SCEE é estudado a partir das expressões da densidade de energia, procurando determinar a faixa de operação da turbina para um casamento otimizado com as velocidades de ventos, medidas na central de testes.

O acoplamento da turbina e do sistema acionado é estudado analisando-se as metodologias de casamento estático do SCEE que visam a determinação analítica e gráfica da melhor relação de transmissão.

São realizados ensaios de campo aberto que avaliam o desempenho do SCEE para determinadas condições.

O SCEE em estudo baseia-se no acionamento realizado para uma turbina eólica vertical, tipo Savonius.

ABSTRACT

This work involves some aspects in Wind Energy Conversion Systems (WECS), applied to electric energy generation of small scale wind turbines, commonly used in battery charging systems.

The laboratory tests were mainly done in the Central of Tests in NERG/CCT/UFPB, and from these, modelling of the various individual components and parameters were made.

The adopted methodology has opted to work with simplified models that provide a satisfactory description of the system.

The influence of Weibull adjustable distribution parameters upon WECS' performance has been analysed using the energy density functions. These give the boundaries of turbine operations, and load matching.

The coupling of turbine with load is focused and the methodologies for static matching are described in search for the best transmission ratio.

The control strategies are analysed and open field tests are done in order to verify the performance of the total system.

This work is made using a Savonius vertical wind turbine.

Agradecimento especial

A Deus, pela conclusão deste trabalho.

O vento vai para o sul, e faz o seu giro para o norte; volve-se e revolve-se, na sua carreira e retorna aos seus circuitos.

Eclesiastes 1:6

AGRADECIMENTOS

Ao Prof. Telmo Silva de Araújo, pelo estímulo, compreensão e amizade, cultivados no transcurso deste trabalho.

A minha esposa, Maria de Fátima Moraes Macedo, e a meus Pais, Dr. Geraldo Macedo Lôbo e D. Adamir Macedo Lôbo, que muito me incentivaram neste trabalho.

Aos professores Evandro Fachine Alencar, Juan Carlos Ceballos (BCA), Edison Roberto Cabral da Silva, Cursino Brandão Jacobina, do DEE/UFPB, e ao Coordenador dos cursos de Pós-Graduação de Eng. Elétrica, Prof. Wellington Santos Mota, pelo interesse e amizade.

Ao Prof. Selênio Rocha Silva, da UFMG, pelo interesse e contribuições.

Aos Professores, funcionários e alunos dos Cursos de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da UFPB e da UFC, pela solidariedade e incentivo.

Ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico, pelo auxílio financeiro.

A equipe técnico administrativa do Núcleo de Energia (NERG) do CCT/UFPB, pelo apoio e interesse dedicados a este trabalho e pela amizade.

Coordenadora : Prof.^a. Maria Solange Moroni Vidal

Equipe Técnica :

Projeto Mecânico : Jorge Eduardo de Jesus Serey Lopez

Projeto-eletrônica : Manoel do Carmo Silva
Manoel Adalberto Guedes

Mecânica : Francisco Barros Filho
Francisco Cândido da Silva Filho
Gervásio Antônio Ribeiro Gomes

Marcenaria : José Policarpo de Souza Sobrinho
José Antônio da Silva

Desenho : Flávio Cândido da Silva

Secretaria : José Marcelo Medeiros Rodrigues
Normando Gomes de Carvalho.

INDICE

RESUMO

ABSTRACT

LISTA DE SIMBOLOS

CAPITULO I

I.1	Introdução	01
I.2	Histórico	06
I.3	O Potencial Eólico do Brasil	10

CAPITULO II

O SCEE

II.1	Introdução	13
II.2	A fonte eólica	19
II.2.1	Representação matemática do regime de vento	22
II.2.2	Ajustes de parâmetros	23
II.2.3	Determinação das velocidades dos ventos de maior conteúdo energético	26

II.3	A turbina eólica	
II.3.1	Aerodinâmica básica	32
II.3.2	O desempenho de turbinas eólicas	33
II.3.3	A turbina Savonius	33
II.3.4	A construção da turbina	38
II.3.5	Dimensões da turbina	40
II.3.6	O modelo da turbina	42
II.3.7	Métodos de determinação do coeficiente de potência	44
II.3.8	A determinação do momento de inércia da turbina	48
II.3.9	Algoritmos usados na compilação dos dados	49
II.3.10	Seleção e análise dos dados	54
II.3.11	Expressões analíticas associadas ao coeficiente de torque e potência	59
II.3.12	Densidade de energia disponível X energia extraível	65
II.4	O Multiplicador de velocidades	72
II.4.1	O modelo do multiplicador de velocidade	72
	O GERADOR	
II.5.1	A construção do gerador	74
II.5.2	O modelo do gerador	75
II.5.3	Ensaio realizados com o gerador	77

II.6	A Carga	90
II.6.1	Dispositivos de armazenamento	91
II.6.2	O modelo da carga	92
II.6.3	Dimensionamento da capacidade das baterias de acumuladores.	95
II.6.4	Dispositivos de controle	96
II.7	Característica global do sistema acionado	99
II.7.1	Curva de potência (Ω)	99
II.7.2	Curva de potência (V)	102

CAPITULO III

O Casamento Estático do SCEE

III.1	Introdução	104
III.2	O modelo do sistema acionado	105
III.3	Métodos de casamento estático	
III.3.1	Método gráfico	108
III.3.2	Método da potência	112
III.3.3	Método da tangente	115
III.4	Comparação dos métodos	118
III.4.2	Conclusão	119

CAPITULO IV

Ensaaios em campo aberto

IV. Ensaaios em campo aberto

IV.1 Introdução 126

IV.2 Ensaio em campo aberto 127

IV.3 Curvas obtidas 129

IV.4 Corrente fornecida pelo gerador

IV.4.1 Gerador independentemente excitado. 133

IV.5 Conclusão geral 137

Apêndice I Programas utilizados 139

Apêndice II Instrumentos utilizados nos ensaios 143

Bibliografia 145

INDICE DAS ILUSTRAÇÕES

FIGURA	PAGINA
1.1- Potência média bruta em W/m^2 , para Salvador, Fortaleza, São Luiz, Campina Grande, Recife, Teresina, Natal e Aracajú.	12
2.1- Diagrama dos componentes do SCEE aplicado a SCEE de pequeno porte.	14
2.2- Diagrama específico do SCEE para carregamento de bateria.	17
2.3- Tubo de linhas de corrente.	19
2.4- Relação σ / \bar{V} e parâmetro de forma de Weibull.	26
2.5- Fator Padrão Energético em função do parâmetro de forma de Weibull.	29
2.6- Distribuição anual de velocidades médias para Campina Grande-PB, durante o ano de 1988.	30
2.7- Função Densidade de energia Disponível.	31

2.8 - Comparação do rendimento de turbinas eólicas.	34
2.9 - Fluxo de vento no interior da turbina.	35
2.10- Seccão da turbina Savonius mostrando ângulo de incidência do vento.	37
2.11- Seccão superior da turbina mostrando os principais parâmetros.	41
2.12- Turbina Savonius de três estágios acoplada através de transmissão mecânica a um gerador.	43
2.13- Coeficiente de potência da turbina Savonius por vários autores.	46
2.14- Diagrama de montagem do ensaio da turbina pelo método da aceleração livre.	47
2.15- Curva de aceleração livre da turbina Savonius.	51
2.16- Curva de derivada da rotação da turbina Savonius.	52
2.17- Coeficiente de potência da turbina Savonius obtida a partir da análise de várias curvas.	55
2.18- Coeficiente de torque da turbina Savonius.	56
2.19- Modelos do segundo e terceiro grau do coeficiente de potência da turbina.	58
2.20- Características do coeficiente de potência da turbina em função da velocidade reduzida para as	

rotacões da turbina de 30, 60, e 90 rpm.	60
2.21- Característica do coeficiente de potência da turbina em função da velocidade reduzida para as rotações da turbina de 30, 60, e 90 rpm, obtido através do modelo de segundo grau.	60
2.22- Potência máxima Extraível da turbina e em função das velocidades de vento de 4, 5, 6, e 7 m/s.	64
2.23- Potência máxima Extraível da turbina e em função das velocidades de vento de 4, 5, 6, e 7 m/s, deslocada pela relação de transmissão $X_r = 4,125$.	64
2.24- Densidade de energia Disponível e Extraível máxima.	66
2.25- Densidade de energia Extraível para as rotações de 30, 40, 50 e 60 rpm.	67
2.26- Densidade de energia Extraível para as rotações de 70, 80, 90, e 100 rpm.	67
2.27- Densidade de energia Extraível para as rotações de 30, 40, 50, e 60 rpm, obtidas para o modelo de segundo grau do C_p .	68
2.28- Densidade de energia Extraível para as rotações de 70, 80, 90, e 100 rpm, obtidas para o modelo de segundo grau do C_p .	68
2.29- Densidade de energia Disponível , Extraível	

máxima e para a rotação de 80 rpm.	71
2.30- Relação de transmissão empregada para o acoplamento entre a turbina e o gerador.	73
2.31- Rotor do gerador NERG II.	76
2.32- Curvas simplificadas do modelo do gerador para cargas resistivas.	76
2.33- Diagrama de ensaio a vazio do gerador.	78
2.34- Teste em vazio do gerador Nerg II, valores convertidos em C.C.	79
2.35- Diagrama de ensaio em curto do gerador.	81
2.36- Curvas de curto-circuito do gerador nerg II, valores convertidos em corrente contínua.	82
2.37- Diagrama de ensaio em carga.	84
2.38- Teste em carga do gerador Nerg II, para a rotação de 500 rpm.	85
2.39- Teste em carga do gerador Nerg II, para a rotação de 700 rpm.	86
2.40- Teste em carga do gerador Nerg II, para a rotação de 900 rpm.	87
2.41- Ensaio de potência do gerador NERG II, para a rotação de 900 rpm.	87

2.42- Modelo Simplificado da bateria e carga.	94
2.43- Circuito de controle manual do estado de carga da bateria.	98
2.44- Determinação da interseção entre as características do gerador e da bateria.	100
2.45- Curva de potência do sistema acionado	101
2.46- Potência da turbina em função da velocidade de vento.	103
3.1- Emprego do método gráfico	111
3.2- Determinação da relação de transmissão pelo método da potência.	114
3.3- Emprego das relações de transmissão obtida através dos três métodos.	120
3.4- Limites de operação.	122
3.5- Densidade de energia máxima e para a rotação de 80 rpm.	125
4.1 - Esquema de montagem do gerador com excitação independente	128
4.2 - Velocidade do vento versus rotação do gerador para várias correntes de campo.	131
4.3 - Velocidade do vento versus potência instantânea obtida pela turbina.	132

4.4 - Corrente de carregamento na bateria em função do tempo.	133
4.5 - Corrente de carregamento na bateria em função do tempo.	134
4.6 - Corrente de carregamento na bateria em função do tempo.	135
A.1 - Fluxograma do programa para obtenção da função densidade de energia.	139
A.2 - Fluxograma Coeficiente de potência	140
A.3 - Fluxograma Potência extraível	141
A.4 - Fluxograma do programa "CPTESTE".	142

LISTA DE SIMBOLOS

- a : Coeficiente
- A : Area varrida pelo rotor
- A_N : Area da secção normal
- c : Coeficiente
- C : Parâmetro de escala de Weibull
- C_P : Coeficiente de potência ou eficiência aerodinâmica
- C_{PM} : Coeficiente de potência máximo
- C_Q : Coeficiente de Torque
- D : Relação de velocidades
- d : Grau de ajuste do polinômio
- E_D : Energia disponível
- E_{DI} : Energia disponível instantânea
- E_{DM} : Energia disponível média
- E_{DA} : Energia disponível média anual
- E_F : Energia extraível pela turbina
- E_{FM} : Energia extraível máxima

E_{FF} : Tensão entre fases

E_{DC} : Tensão retificada em corrente contínua

E : Tensão convertida em C.C.

E_{FN} : Tensão fase neutro em corrente alternada

E_{no} : Tensão da bateria em vazio em C.C.

E_n : Tensão do gerador convertida em C.C.

E_{oo} : Tensão em vazio do gerador convertida em C.C.

$f_x(X)$: Função densidade de probabilidade em X

$f(V)$: Função densidade de probabilidade em V

$F_x(X)$: Função de distribuição em X

$F(V)$: Função de distribuição em V

g : "Gap" ou excentricidade

G : Coeficiente de gravidade

$G(K)$: Polinômio de aproximação da função $r(K)$

h : Altura dos três estágios do rotor

H : Altura de um estágio do rotor

H_u : Número de horas de consumo de energia

I_r : Momento de inércia do rotor da turbina

I_{XT} : Momento de inércia da transmissão e gerador

I_{θ} : Momento de inércia global

I_{cc} : Corrente de curto circuito do gerador convertida em C.C.

I_G : Corrente do gerador convertida em C.C.

I_F : Corrente de campo do gerador em C.C.

I_{RMS} : Corrente eficaz

I_{DC} : Corrente da ponte retificadora em C.C.

K : Parâmetro de forma de Weibull

K_T : Constante da turbina Savonius

M : Massa do cilindro

N : Expoente

N_L : Número de dias do período mais longo de calmaria

P : Potência de determinado equipamento

P_{NO} : Potência nominal do gerador

P_E : Potência extraível pela turbina

P_{DI} : Potência direcional instantânea

P_{DM} : Potência disponível média

P_{TM} : Potência máxima da turbina

P_c : Potência do sistema acionado

Q : Capacidade em Ah da bateria

r : Raio da pá

r_c : Raio do cilindro

r_r : Distância entre os eixos do cilindro e do rotor

r_e : Resistência interna da bateria

R : Raio da turbina Savonius

R_c : Resistência da carga

R_A : Resistência de armadura por fase, em corrente contínua

R_p : Relação de eficiência de acoplamento

R_{en} : Rendimento do gerador e transmissão

S : Distância de queda

T_T : Torque da turbina

T : Período de tempo

T_p : Tempo de queda

T_B : Taxa de trabalho

V_{INF} : Velocidade de vento do limite inferior

V_{SUP} : Velocidade de vento do limite superior

- V : Velocidade do vento não perturbado
- V : Velocidade média cúbica
- V_m : Velocidade média
- X_T : Relação de transmissão do SCEE
- $X_{T\alpha}$: Relação de transmissão de tangência das características do sistema acionado e da turbina
- Y : Constante
- Z : Constante
- α : Ângulo de incidência do vento
- f : Massa específica do ar
- r : Função gama
- θ : Ângulo entre a direção da velocidade do vento e do vetor área
- π : 3,141592
- Ω : Frequência da turbina
- Ω_g : Frequência angular do gerador
- Ω_c : Frequência do sistema acionado
- Ω_m : Frequência de ensaio do gerador

Ω_{TA} : Freqüência de tanqência da turbina

Ω_K : Freqüência de corte

Ω_R : Freqüência de oscilação da turbina

σ : Desvio padrão das velocidades do vento

ABREVIATURAS

C.C. : Corrente contínua

NERG : Núcleo de Energia do Centro de Ciências e Tecnologia da
UFPB.

SCEE : Sistema de conversão de energia eólica

CAPITULO I

I.1 INTRODUÇÃO

A presente introdução visa dar prosseguimento e complementar, em alguns tópicos, trabalhos anteriormente publicados pelo NERG em energia eólica. Portanto, evitou-se dar ênfase a tópicos anteriormente abordados nos trabalhos de: Medeiros, 1986; Simões, 1986; Silva, 1988 e Nóbrega, 1989.

A energia eólica é uma das mais antigas e tradicionais formas de energia alternativa; sua aplicação tem despertado o homem para novas necessidades e avanços tecnológicos.

O desenvolvimento desigual do território nacional sugere o uso de certas fontes de energia mais adequadas e economicamente viáveis, em setores produtivos rurais e em localidades distantes de centros urbanos (Araújo, 1985).

O SCEE de pequeno e médio porte pode ser aplicado a bombeamento d'água ou geração elétrica. O bombeamento é utilizado nos sistemas de: irrigação, aspiração de poços e superfície, e salinas. Por sua vez a geração elétrica, oferece os serviços de: iluminação, fornecimento de energia elétrica para pequenos aparelhos eletrônicos, pequenos motores, redes isoladas de pequeno porte e carregamento de baterias.

A presente dissertação tem a finalidade de estudar a turbina Savonius associada à geração elétrica de pequeno porte, para carregamento de bateria e fornecimento de energia elétrica a

uma pequena carga de aproximadamente 50 W.

A turbina Savonius e o gerador Nerg II foram projetados e desenvolvidos no NERG, e fazem parte do programa de desenvolvimento de SCEE's para o Nordeste.

Não é comum associar-se uma turbina eólica tipo Savonius a geração de energia elétrica, pois, devido a suas características de alto torque de partida e baixa rotação, tem sido empregada quase que exclusivamente para usos mecânicos (F.I.P., 1980).

Apesar de tratar-se de um estudo específico para a turbina Savonius, a mesma metodologia poderia ser empregada para outros tipos de turbinas eólicas.

A presente dissertação envolve os seguintes tópicos relativos ao SCEE:

i - Ensaios em equipamentos, em laboratório e em campo aberto.

i.1 - Testes para análise do regime do vento, realizados na central de testes com obtenção de dois parâmetros de distribuição de Weibull, K (fator de forma) e C (fator de escala em m/s), através do método da análise de desvio padrão.

i.2 - Testes na turbina Savonius:

- Ensaio da turbina Savonius pelo método da aceleração livre, na central de testes do NERG, e compilação dos resultados através do programa "CPTESTE".

i.3 - Ensaios do gerador

Análise da performance do gerador NERG II, associado a SCEE de pequeno porte, em campo aberto e em laboratório.

- Medição de resistência
- Eficiência
- Obtenção da curva de vazio
- Obtenção da curva de curto-circuito
- Ensaio em carga

i.4 - Estimativa da resistência interna da bateria

ii - Determinação de modelos dos componentes do sistema.

ii.1 - Modelo do regime de vento

ii.2 - Modelo da turbina Savonius através dos coeficientes aerodinâmicos.

Modelagem do coeficiente de potência da turbina, através de um programa de ajustes de curvas, empregando-se um modelo de primeira ordem ($N=1$), terceiro grau, e comparação com o modelo de segundo grau anteriormente obtido (Power, 1980, Simões, 1986).

Modelagem do coeficiente de torque da turbina Savonius através da mesma metodologia empregada na obtenção do coeficiente de potência e de suas expressões correspondentes.

ii.3 - Modelo simplificado do gerador para cargas resistivas

ii.4 - Modelo da bateria e carga resistiva.

iii - Análise do sistema completo.

A partir dos parâmetros ajustáveis da distribuição de Weibull, e do modelo obtido para a turbina, determina-se a relação de eficiência de acoplamento (R_p), obtendo-se desta forma a faixa de rotação ideal de operação da turbina.

É necessária a determinação e análise das expressões de densidade de energia disponível, extraível, e extraível máxima, associadas aos coeficientes da turbina Savonius.

Desenvolveu-se o programa "CPTESTE", que determina vários parâmetros aerodinâmicos de rendimento de turbinas eólicas a partir do ensaio da aceleração livre.

Finalmente tem-se o acoplamento dos vários modelos para a escolha da corrente de excitação e dos limites de operação através da função densidade de energia.

Este procedimento tem como objetivo a determinação da corrente de excitação, de modo que se obtenha uma otimização da energia extraível do SCEE.

iv -Análise do acoplamento estático e otimizado do SCEE sob condições de vento determinadas.

Estudo da metodologia de casamento estático, por três métodos distintos, visando a determinação gráfica e analítica da relação de transmissão da turbina, voltada especificamente ao carregamento de bateria, e análise comparativa dos resultados.

- Análise energética
- Estudo de cargas, qual carga e demanda máxima local

- Nivel de carga das baterias

v -Montagem e operação do sistema completo na central de testes do NERG.

- Verificação e medição de dados elétricos, vento e rotação da turbina em campo aberto.

- Avaliação global do desempenho do SCEE em campo aberto.

1.2 HISTÓRICO.

Desde os primórdios da civilização o homem já sonhava como utilizar a força do vento para realizar trabalho e auxiliar-lhe nas suas atividades.

Vários séculos antes de Cristo já existiam barcos a vela no Nilo. Os primeiros cataventos foram de eixo vertical, devido à facilidade de construção, capturando ventos de qualquer direção, sem necessitar de leme diretor, denominados panemônios (Le Chapellier, 1981).

Os primeiros panemônios foram provavelmente inventados pelos Chineses ou pelos Persas, construídos para a moagem de grãos ou bombeamento. Sabe-se que o modelo mais antigo é um catavento vertical persa datado de 700 A.C., onde o ar, era conduzido para o interior de um edifício aberto construído em pedra (Park, 1981).

Gengis Khan provavelmente propagou consigo esta invenção asiática, difundindo-a por toda Europa, por volta do ano 915 A.C.

Posteriormente, os Persas desenvolveram os primeiros cataventos de eixo horizontal, inicialmente fixos e construídos na direção mais favorável ao vento. Com o passar dos anos esses cataventos passaram a possuir um controle de direção manual (Le Chapellier, 1981).

Através dos cruzados, esta nova invenção propagou-se pela Europa continental no século XI. Alguns destes cataventos

primitivos encontram-se ainda hoje na Grécia e em Portugal (Lanoix, 1947).

Em 1450, apareceram na Holanda os moinhos aplicados a bombeamento para fins de drenagem. No século XVI, Jacques Besson apresentou um moinho vertical utilizado para bombeamento d'água, muito semelhante ao modelo "S" de Savonius.

No ano de 1734 surgiu na Europa o leme diretor, e em 1787 Thomas Mead introduziu o princípio de utilização de forças centrífugas que asseguravam a regulação das hélices de passo variável. Por volta do ano 1850, Daniel Halliday desenvolveu o que tornou-se mais tarde o catavento múltipás americano, utilizado principalmente para bombeamento d'água.

Com a invenção do dinamo, da lâmpada elétrica e da bateria acumuladora de chumbo no final do século XIX, houve um grande progresso nos SCEE pois surgiram os primeiros SCEE para geração elétrica, desenvolvidos pelo Professor Paul La Cour, que publicou estudos e fórmulas aerodinâmicas e acoplou um dinamo a um catavento de eixo horizontal de quatro pás.

Em 1925, Sigurd J. Savonius inventou seu modelo Savonius, comercializado em 1929, para bombeamento d'água; aproximadamente na mesma época, o francês M. Darrieus inventou a turbina de eixo vertical, que leva o seu nome.

Em 1930, dezenas de americanos fabricavam e vendiam aerogeradores denominados "windcharger", para carregamento de bateria, que podiam fornecer até 1 KW de corrente contínua (Park,

1981).

A partir do programa de eletrificação rural, o governo dos EUA desincentivou o uso de aerogeradores. Infelizmente nesta época o baixo custo do petróleo fornecia energia elétrica através de energia térmica, a um nível competitivo inacessível à energia eólica.

Depois de 1973, o processo inverteu-se pouco a pouco, devido à crise do petróleo. Surgiram programas de estudos e construção de aerogeradores, mas, ainda em 1978, estes programas eram poucos numerosos (BWEA, 1982).

Nos países industrializados a demanda de aerogeradores de pequena e baixa potência (< 10 KW) era ainda muito restrita, porque a maioria dos consumidores estava ainda ligada à rede de energia elétrica.

Em 1977, a maioria dos países europeus lançou programas de desenvolvimento de aerogeradores de médio ou grande porte. Atualmente, a Dinamarca destaca-se com protótipos altamente avançados, destacando-se também a Holanda, Inglaterra, e Alemanha Ocidental (BWEA, 1982).

No que concerne à utilização de energia eólica para a produção de energia elétrica, pode-se distinguir duas tendências. A primeira, para países altamente industrializados, a de SCEE potentes e complexos de alta tecnologia. A segunda, para países em desenvolvimento, que é a de escala descentralizada de aerogeradores de pequena e baixa potência, uma vez que estes

países não incorporaram o aproveitamento eólico através do planejamento energético, ficando as iniciativas neste campo para indivíduos em setores isolados.

1.3 O Potencial eólico do Brasil.

O Brasil possui regiões onde a energia eólica pode ser aproveitada e vir a contribuir significativamente no desenvolvimento de determinadas regiões. Na análise de determinada região com a finalidade de exploração de seus recursos eólicos, deve-se considerar o seu estágio de eletrificação rural e sua economia.

Entre os recursos energéticos, a energia eólica constitui numa das áreas que mais dificuldades apresenta para uma avaliação apropriada. Pode-se citar que (Ceballos et al., 1980):

- A potência eólica em determinado local recebe influência da topografia do terreno circundante.

- A velocidade média fornece um estimador grosseiro da potência média bruta.

- Há escassez de séries temporais de dados extensos e confiáveis.

Em recente estudo realizado pela Eletrobrás, sugeriu-se o aproveitamento do potencial eólico brasileiro como fonte complementar nas seguintes regiões (Eletrobrás, 1988):

- Litoral setentrional nordestino, do Maranhão ao Rio Grande do Norte, onde verificaram-se os valores mais elevados de potência eólica do país, juntamente com o território de Fernando de Noronha.

- Determinados locais do Território de Roraima e Rondônia.

- Vale do São Francisco, em Minas Gerais, e regiões salinas de Cabo Frio.

A energia eólica no Brasil pode ser usada como fonte complementar de energia, e o SCEE de pequeno porte visa beneficiar os seguintes sistemas: Pequenos sistemas de eletrificação rural, eletrificação em regiões isoladas, energização de retransmissão, sinalização, e bombeamento d'água para a irrigação.

A Figura 1.1, mostra a Potência média bruta em W/m^2 , para as seguintes cidades do Nordeste : Salvador, Fortaleza, São Luiz, Campina Grande, Recife, Teresina, Natal e Aracajú. Os dados correspondem um período de 5 anos, 1972 a 1976 (Eletrobrás, 1988).

- Estudo de engenharia de sistemas, possibilitando a análise e projeto de SCEE para aplicações específicas.

Os sistemas tradicionais de aplicação de energia eólica até meados deste século eram voltados principalmente para bombeamento d'água. Hoje, verifica-se grande diversificação de aplicações (BWEA, 1982).

Númerosas vantagens são obtidas com a aplicação dos SCEE voltados à geração elétrica (Golding, 1976):

- A energia pode ser transmitida com alta eficiência, facilmente convertida, e modulada para outra forma.

- Armazenamento por meio de bateria de acumuladores para estações de medição automática

- Bombeamento eletromecânico que permite a bomba situar-se distante da geração, e bombeamento a qualquer profundidade.

- Aquecimento

O SCEE de pequeno porte é indicado para o funcionamento isolado, isto é, distante da rede elétrica; é de utilidade para acionamento de faróis, repetidoras e estações similares. A potência de demanda é modesta e o sistema de baterias pode ser dimensionado para o mais longo período de calmaria.

A figura 2.2 especifica o esquema convencional no qual um alternador alimenta uma pequena carga através de um retificador com uma bateria, como meio de armazenamento.

O arranjo mostrado na figura 2.2 pode ser modificado, e diversas opções são consideradas :

a) Um alternador independentemente excitado poderia ser substituído por um gerador de indução ou um alternador a imã permanente (Jufar, 1983; Bolton e Nicodemou, 1979).

b) A corrente de excitação poderia ser fornecida por um chaveador a partir da corrente da bateria; a corrente de carga pode ser chaveada e o seu valor controlado para regular a taxa de carga (Watson et al., 1979).

O sistema de controle da opção b envolve circuitos complexos cujo emprego está associado a geradores de alta eficiência. As seguintes alternativas foram preconizadas para adaptação de geradores a SCEEs:

a) Controle de carga

Tal controle tem se justificado apenas nos casos da utilização de geradores a imã permanente de alta eficiência.

O chaveamento estático ou mecânico de cargas conduz geralmente a um aproveitamento a elevado custo e eficiência prejudicada devido ao surgimento de harmônicos.

b) Controle de excitação

O emprego deste controle está associado a SCEE para geração elétrica interligada à rede, onde a garantia de níveis de tensão é fator decisivo.

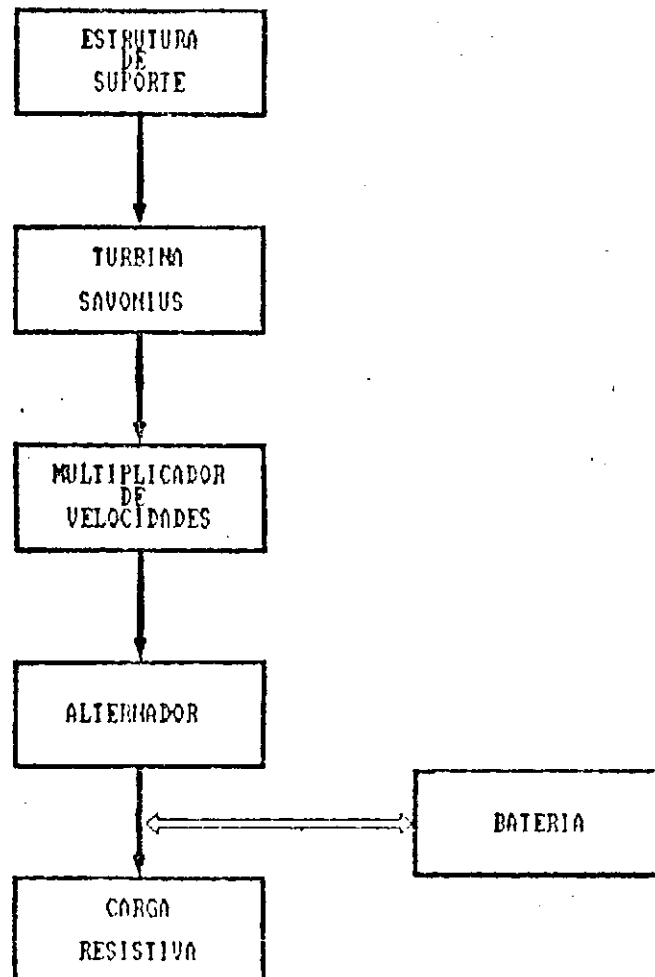


Figura 2.2 Esquema específico do SCEE aplicado ao carregamento de baterias.

c) Auto-excitação

Representa uma alternativa muito interessante; entretanto, deve-se levar em consideração os incômodos de perda de excitação e manutenção nos anéis e escovas coletoras.

II.2 A fonte eólica.

O fluxo de energia cinética ou potência eólica associada ao fluxo de vento que flui em um tubo de linha de corrente, com densidade do ar representada por ρ e velocidade V , que incide com ângulo θ sobre uma área A , é dado por:

$$dE/dt = 1/2 \cdot \rho \cdot V^3 \cdot A \cdot \cos\theta \quad (2.1)$$

A figura 2.3 representa um tubo de linhas de corrente, com área normal A_N .

A potência direcional disponível instantânea é dada por:

$$P_{dr} = 1/2 \cdot \rho \cdot A \cdot V^3 \quad (2.2)$$

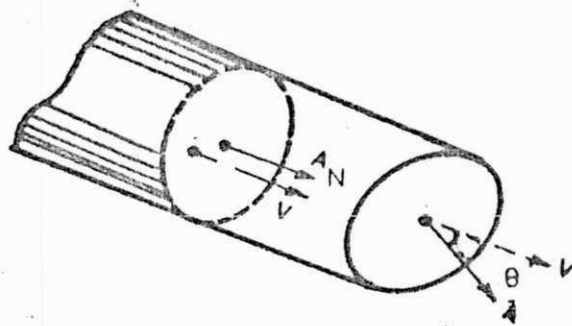


Figura 2.3 Tubo de linhas de corrente, mostrando área de uma seção normal A_N e velocidade do vento V .

Segundo Ceballos e outros (1980), esta equação é sempre válida se V representa a velocidade instantânea. Na medida em que os dados de vento representam velocidades médias em intervalos δt , então a equação 2.2 é aceitável se δt é pequeno.

A velocidade média do vento num intervalo temporal $(0, T)$, é definida como:

$$V_m = 1/T \cdot \int_0^T V \cdot dt \quad (2.3)$$

É necessário distinguir também a velocidade cúbica média $\langle V^3 \rangle$, definida pela relação:

$$\langle V^3 \rangle = \left(1/T \cdot \int_0^T V^3 \cdot dt \right) \quad (2.4)$$

A potência disponível média no intervalo $(0, T)$, é dada por:

$$P_{DM} = 1/2 \cdot f \cdot A \cdot \langle V^3 \rangle \quad (2.5)$$

A energia disponível média anual por metro quadrado, em kWh/m², é dada por:

$$E_{DA} = 4,38 \cdot f \cdot \langle V^3 \rangle \quad (2.6)$$

onde 1 ano = 8760 horas, com $\langle V^3 \rangle$ calculado para um período de vários anos.

Para períodos diários, P_{DM} poderia ser avaliada segundo a equação :

$$P'_{DM} = 1/2 \cdot \rho \cdot V_m^3.$$

Segundo Ceballos e outros (1980), as estimativas para P'_{DM} e P_{DM} podem divergir bastante; o erro relativo para intervalos de uma hora é da ordem de $3(\sigma/V_m)^2$ e pode atingir 12%. Num ciclo diário, este erro pode ser ainda maior.

Visto que a potência eólica é proporcional ao cubo da velocidade do vento, justifica-se uma seleção criteriosa do sítio eólico, pois um aumento de apenas dez por cento da velocidade do vento determina um acréscimo de trinta e três por cento em potência.

É interessante observar também que duas regiões com idênticas velocidades médias não apresentam obrigatoriamente a mesma potência eólica disponível, devido às flutuações turbulentas, diárias e sazonais.

O limite de Betz estabelece a máxima fração de potência extraível para qualquer turbina eólica é de 16/27, embora estudos realizados por Glauert em 1960 (Medeiros, 1986) tenham indicado que, levando-se em consideração um modelo mais complexo, este valor diminui consideravelmente para rotores de baixa velocidade.

Para uma maior eficiência, o SCEE deve receber o vento diretamente, sem estar sujeito a obstáculos, pois estes determinam o surgimento de turbilhões que prejudicam a captação

da energia eólica.

Para a determinação do local ideal para a instalação da turbina deve-se fazer o registro das velocidades de vento por vários meses consecutivos e em diferentes locais, a fim de confirmar as predominâncias direcionais dos ventos.

11.2.1. Representação matemática do regime de vento.

Na análise do regime de ventos são feitos cálculos que visam auxiliar no julgamento de determinada região, tendo em vista o aproveitamento eólico. Analisando-se histogramas de velocidade de vento e frequência observa-se que, mesmo para diferentes locais, eles possuem alguma semelhança entre si. Desta forma procura-se interpolar funções que aproximem estes histogramas, de tal maneira que seja possível utilizá-las para estimar o potencial eólico em determinado local.

A função de Weibull tem se mostrado a melhor opção para o ajuste de distribuições de velocidades de vento (Stevens, 1979).

Dois funções são comumente empregadas, a fim de permitir esta análise: a função densidade de probabilidade e a função distribuição de probabilidade (Lysen, 1980; Ceballos et al., 1980).

A função de distribuição ou função cumulativa de Weibull é dada por:

$$F(V) = 1 - \exp(-(V/C)^k) \quad (2.7)$$

e a função densidade de probabilidade por :

$$f(V) = dF/dV = K/C \cdot (V/C)^{K-1} \cdot \exp\{-(V/C)^K\} \quad (2.8)$$

A velocidade média, a velocidade quadrática média e a variância em função dos parâmetros de Weibull, são dadas por:

$$\langle V \rangle = C \cdot r(1 + 1/K)$$

$$\langle V^2 \rangle = C^2 \cdot r(1 + 2/K)$$

$$\sigma^2 = \langle V^2 \rangle - \langle V \rangle^2 \quad (2.9)$$

onde a função $r^k(1+1/K)$ é aproximada pela seguinte expressão, com erro menor ou igual a 0,2 % para o intervalo $1 < K < 3,5$ (Lysen, 1980).

$$G(K) = (0,568 + 0,434/K) \quad (2.10)$$

Em função da velocidade reduzida, definida abaixo, obtêm-se as seguintes expressões para as equações 2.7 e 2.8:

$$F_x(X) = 1 - \exp\{-r^k(1+1/K) \cdot X^k\}$$

e

$$X = V / \langle V \rangle \quad (2.11)$$

$$f_x(X) = K \cdot r^k(1+1/K) \cdot X^{k-1} \cdot \exp\{-r^k(1+1/K) \cdot X^k\} \quad (2.12)$$

II.2.2 Ajuste de parâmetros

A estimativa dos parâmetros de Weibull pode ser feita por diversos métodos (Lysen, 1980; Medeiros, 1986):

- Método da análise do desvio padrão

Neste método determina-se o valor do parâmetro de forma a partir da relação $\sigma / \langle V \rangle$, podendo ser obtido pela via gráfica (figura 2.4). O valor do parâmetro de escala pode ser calculado a partir da velocidade média e do parâmetro de forma, através das equações 2.9.

Observa-se que as equações (2.9) são teóricas. Na prática, a partir dos dados de vento é feita a estimativa empírica :

$$\langle V \rangle = V_m = 1/N \cdot \sum_i V_i$$

- Método gráfico

O método gráfico determina os parâmetros de escala e de forma de Weibull através da construção da função de densidade cumulativa da velocidade do vento ($F(V)$), sobre o papel de Weibull. Neste caso os valores de K e C serão determinados automaticamente.

- Análise do fator padrão energético

O método do fator padrão energético determina os parâmetros de Weibull a partir do fator padrão energético (K_E), obtido através da análise de dados de vento. O valor de K pode ser obtido graficamente através da figura 2.5, ou analiticamente através da equação 2.14. O procedimento é explicitado no que se segue.

Parâmetros ajustáveis de Weibull, obtidos para a central de testes do NERG.

A partir das médias de cada dez minutos registrados na Central de testes, procede-se à determinação do padrão diário da velocidade do vento, histogramas de distribuição de frequência, histogramas de distribuição cumulativa e de duração.

Três alternativas foram examinadas, utilizando-se como entrada: somente os últimos dez minutos de cada hora; a média de seis medidas de cada hora; as seis medidas de cada hora.

A análise comparativa dos resultados apontou a média dos últimos dez minutos como a mais adequada para o caso (Araújo, 1987).

Através da aplicação desta alternativa e da análise do desvio padrão, obtiveram-se os seguintes resultados :

$$\begin{aligned}\bar{V} &= 4,41 \text{ m/s} \\ C &= 6,56 \text{ m/s} \\ K &= 4,14\end{aligned}\tag{2.13}$$

A figura 2.4 relaciona o desvio padrão das velocidades do vento com o parâmetro de forma de Weibull, sendo empregada para a obtenção gráfica do fator de forma.

O fator padrão energético é muito importante na avaliação do potencial energético de um local, sendo definido por (Lysen, 1983):

$$K_E = \frac{\rho(1+3/K)/\rho^3(1+3/K)}{\rho^3(1+3/K)} = \frac{\langle V^3 \rangle}{\langle \bar{V} \rangle^3} \quad (2.14)$$

O sentido físico deste fator é simplesmente a relação entre "média verdadeira" e "média aproximada" de potência eólica.

Obviamente, se $K_E > 1$ o aproveitamento será maior do que aquele previsível pela simples $\langle V \rangle$.

Na figura 2.5 o fator padrão energético é obtido a partir do parâmetro de forma de Weibull, para o intervalo: $1 < K < 4$.

Para a Central de testes do NERG em Campina Grande, obteve-se o seguinte valor para o fator padrão energético:

$$K_E = 1,25 \quad (2.14')$$

11.2.3. Determinação das velocidades de vento com maior conteúdo energético.

A figura 2.6 mostra a distribuição anual das velocidades médias para Campina Grande-PB, para o ano de 1988. (dados da estação climatológica do INEMET). É interessante resaltar que na central de testes do NERG o perfil de velocidades é superior a este mostrado na figura 2.6.

Dixon (1979), apresenta um método de otimização do desempenho que considera a distribuição de frequências de velocidades do vento no local de instalação da turbina. Justus (1978) também utiliza este método, que a partir da função densidade de energia disponível, fornece uma visão global do desempenho do sistema no local.

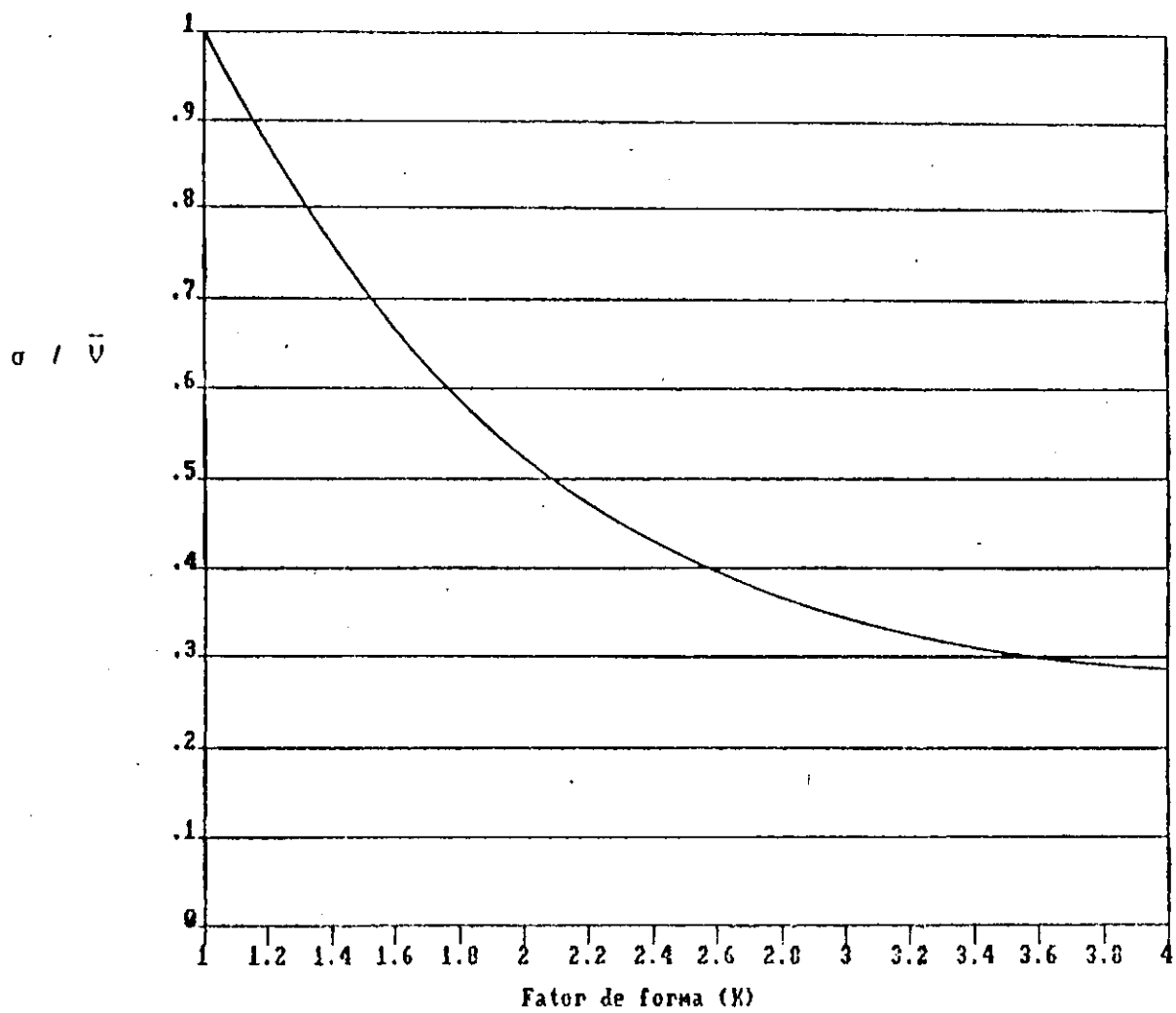


Figura 2.4 Relação entre o σ / \bar{V} e o parâmetro de forma de Weibull.

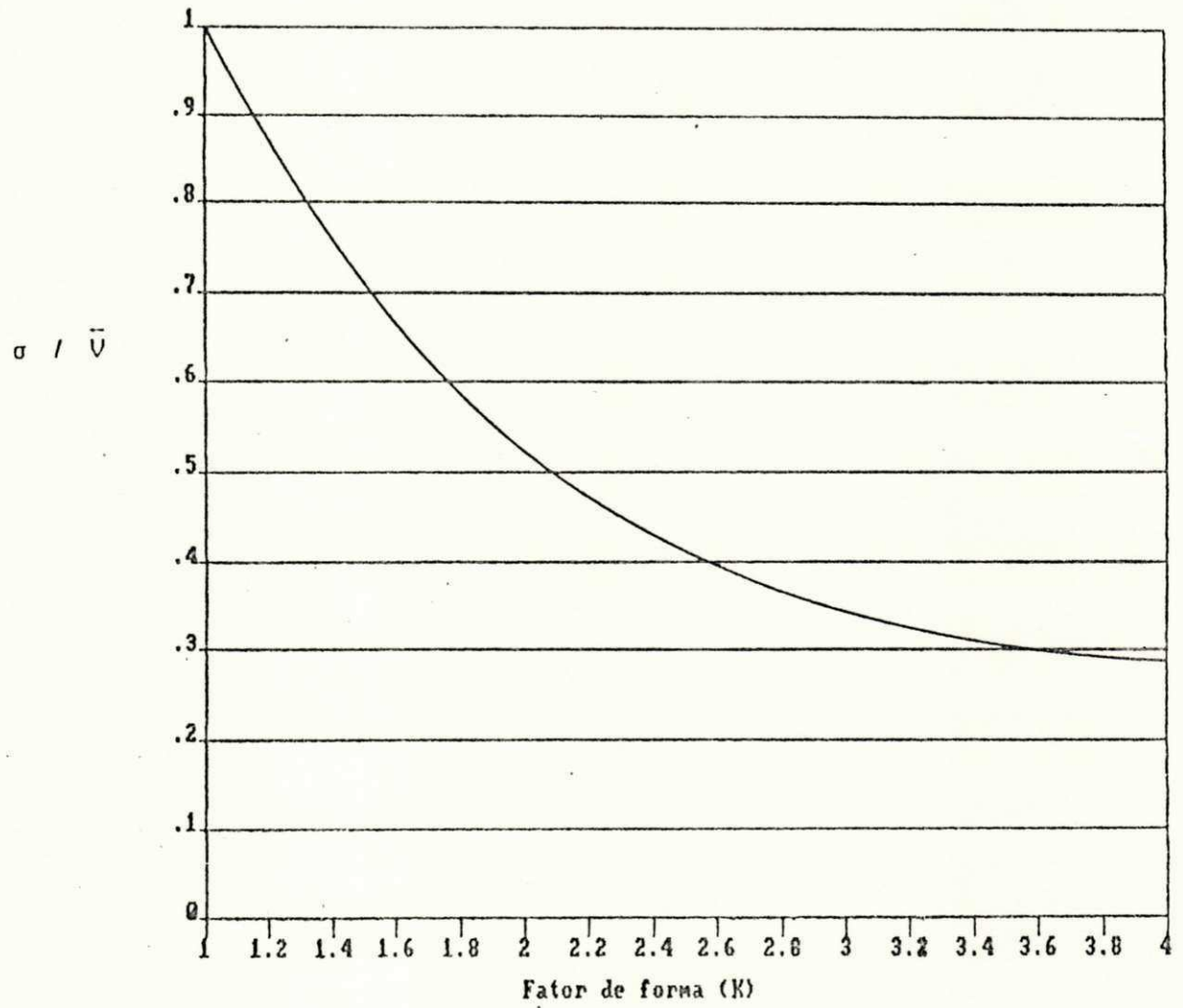


Figura 2.4 Relação entre o σ / \bar{V} e o parâmetro de forma de Weibull.

Esta função normalizada utiliza o fator padrão energético é denominada de densidade de energia disponível, e definida a partir das equações 2.11, 2.12 e 2.14

$$f(V) = (K/C)(V/C)^{k-1} \cdot \exp(-(V/C)^k)$$

$$f(X) = K/C \cdot X^{k-1} \cdot \exp(-X^k)$$

$$K_E = \langle E \rangle / .5 \cdot \bar{V}^3$$

$$dE_D/dV = 1/2 \cdot \bar{V}^3 \cdot f_V(V) = 1/2 \cdot \bar{V}^3 \cdot X^3 \cdot f_V(V) = \langle E \rangle \cdot X^3 \cdot f_V(V) / K_E$$

$$f_V(V) = df_X/dX \cdot dX/dV = df_X/dX \cdot 1/V$$

$$df_X/dX = V \cdot f_V(V) = f_X(X) \tag{a}$$

$$\frac{dE_D/\langle E \rangle}{dV/\langle V \rangle} = dE/dX = \langle V \rangle \cdot X^3 \cdot f_V(V) / K_E$$

$$dE_D/dX = 1/K_E \cdot X^3 \cdot f_X(X) \tag{2.15}$$

A equação (2.15) está incluindo $f_X(X)$ e não $f_V(V(X))$. Portanto, a função $f(X)$ da equação (2.12) não é a mesma da equação (2.8), mas deve ser multiplicada por $\langle V \rangle$, segundo mostra a equação (a).

K E versus K

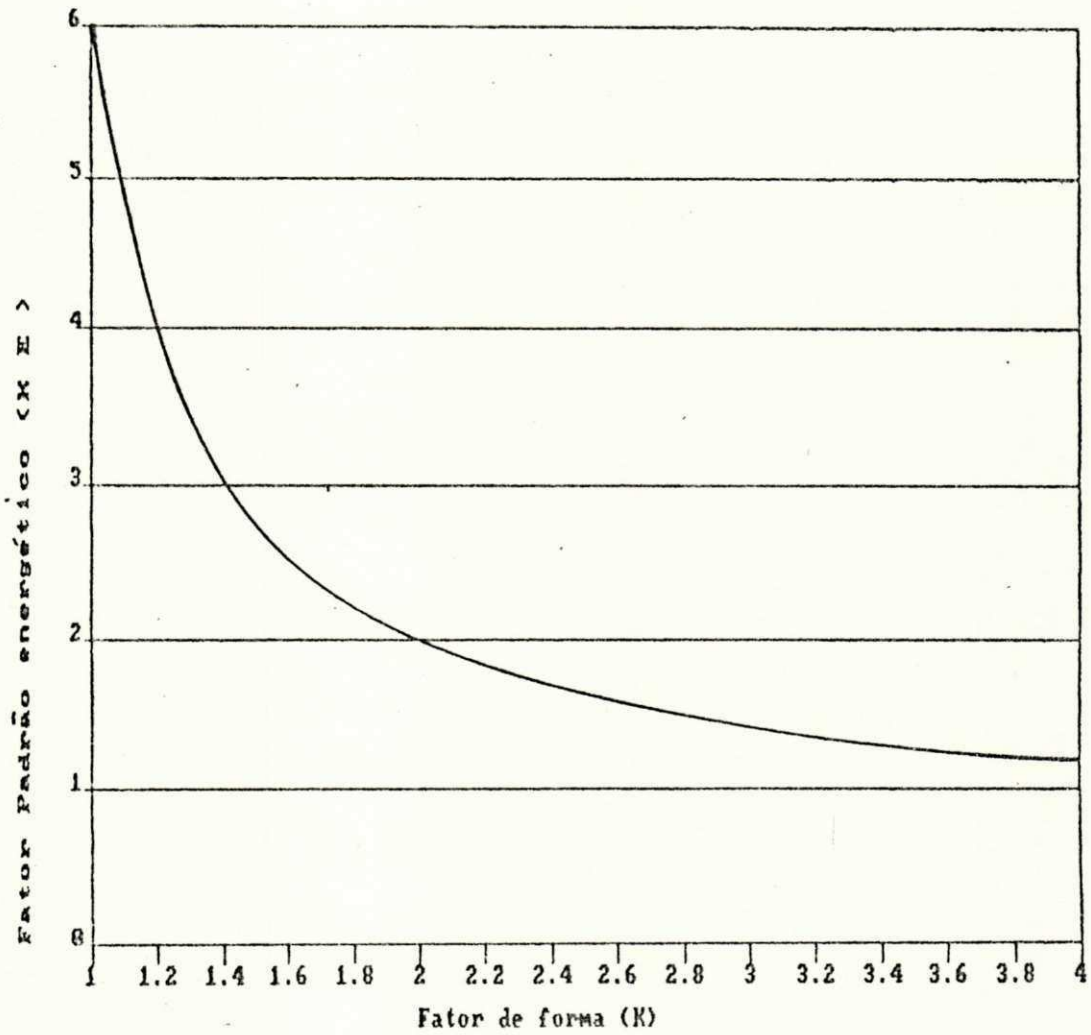


Figura 2.5 Fator padrão energético em função do parâmetro de forma de Weibull, para o intervalo $1 < K < 4$.

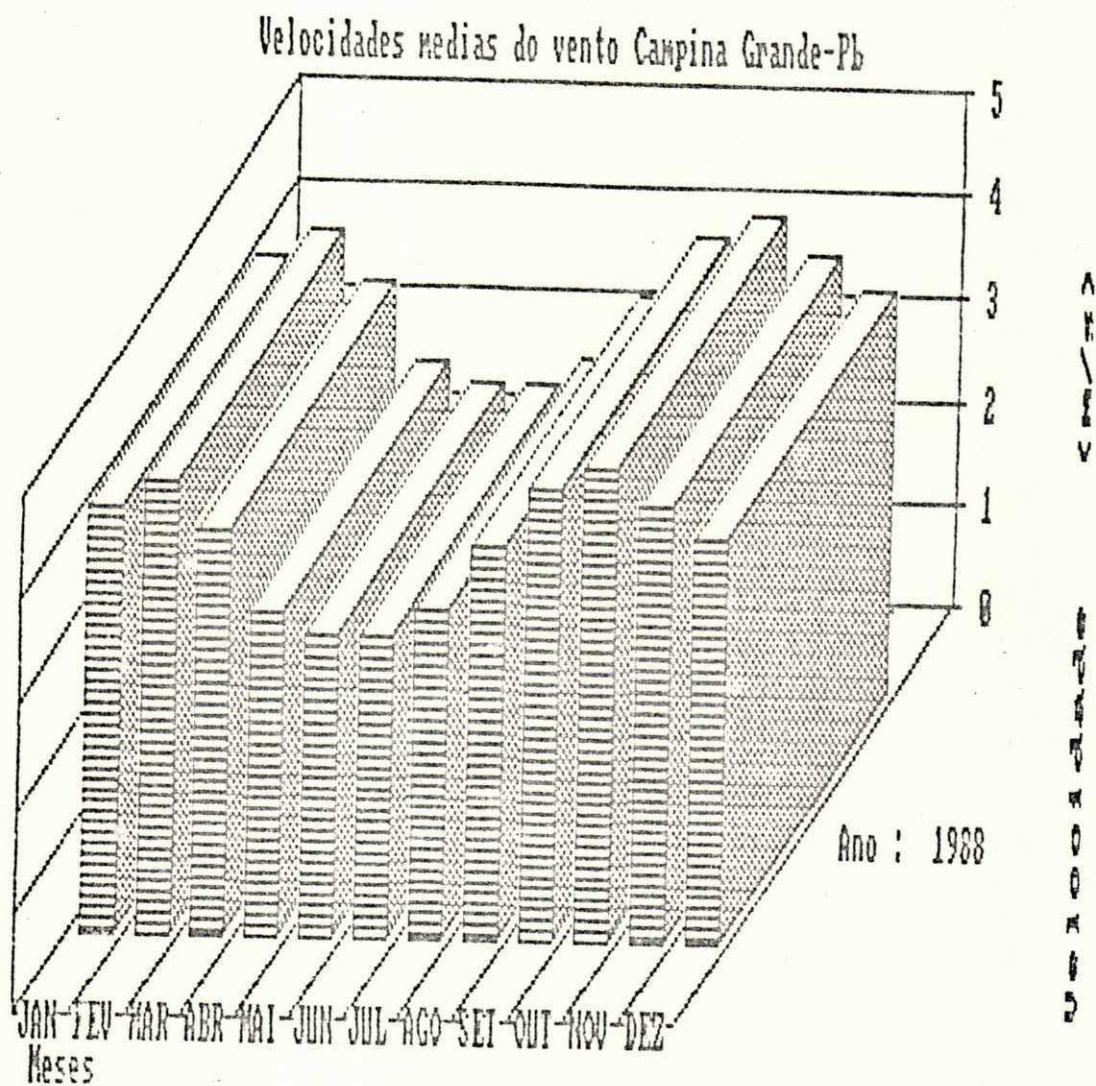


Figura 2.6 Distribuição anual das velocidades médias para Campina Grande-PB, para o ano de 1988 (INEMET).

A Figura 2.7 mostra a característica da função densidade de energia disponível, obtida a partir de dados da Central de testes do NERG, para o qual $K_E = 1,25$. A área abaixo da figura 2.7 para o intervalo $0 < X < \infty$ é igual a 1, porque se trata de uma função normalizada. A área entre $X_{INICIAL}$ e X_{FINAL} representa a fração da energia média disponível que é fornecida (estatisticamente) para esse intervalo. Segundo Medeiros (1983), 90% da energia disponível na central de testes do NERG, está compreendida no intervalo: $0,7 < X < 1,6$.

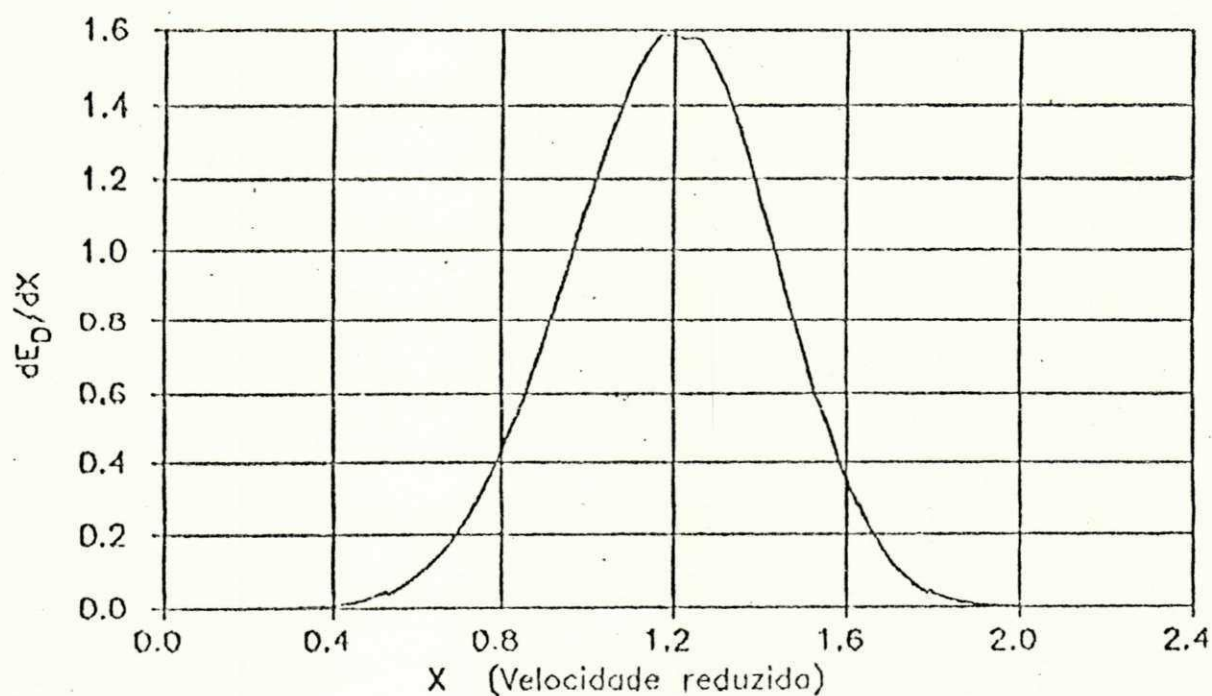


Figura 2.7 Densidade de energia disponível, obtida a partir de dados da central de testes do NERG.

11.3 A turbina eólica

11.3.1 Aerodinâmica básica.

Qualquer corpo exposto ao vento sofre a ação uma força com duas componentes: sustentação e arrasto. A força de sustentação (lift), é a componente perpendicular à direção de escoamento do vento não perturbado; a força de arrasto (drag) é a componente na direção do escoamento não perturbado (Araújo, 1986).

A turbina Savonius é acionada por forças predominantemente de arrasto, onde a velocidade angular da ponta da turbina é geralmente igual ou inferior à velocidade do vento de escoamento livre. As turbinas movidas a forças predominantemente de sustentação atingem velocidades superiores, o que é vantajoso à geração elétrica.

Dois parâmetros básicos relativos a turbinas são os seguintes: a relação de velocidades e a solidez. A relação de velocidades (D), denominada frequentemente por λ (lambda), é definida pela relação entre a velocidade angular na ponta da pá e a velocidade do vento em escoamento livre.

Os maiores valores de eficiência aerodinâmica são obtidos para grandes relações de velocidade. As turbinas com pequena relação de velocidade possuem baixos coeficientes de potência aerodinâmica e grandes conjugados de partida, características convenientes para aplicações mecânicas (F.I.P., 1978). A solidez é a relação entre a superfície varrida e a superfície aparente da pá. O aumento da solidez diminui a relação de velocidade e

rotação de operação, aumentando, porém, o conjugado de partida.

A relação de velocidades é definida por:

$$D = \Omega.R/V \quad (2.16)$$

II.3.2 O desempenho de turbinas eólicas

O desempenho de turbinas eólicas tem sido efetuado através de dois grupos adimensionais: O coeficiente de potência e o coeficiente de torque:

$$C_p = P_e / (0,5 . \rho . A . V^3) \quad (2.17)$$

e

$$C_w = T_r / (0,5 . \rho . A . V^3) \quad (2.18)$$

A teoria dos rotores eólicos permite representar as características de torque e potência a partir da velocidade angular (Ω). Através do emprego da relação de velocidade (D), pode-se obter estas mesmas características.

A figura 2.8 mostra os rendimentos de vários tipos de turbinas eólicas: Savonius, Multipás, Darrieus, e Bi-pás.

II.3.3 A turbina Savonius

O rotor Savonius foi inventado pelo engenheiro finlandês Siquerd J. Savonius em 1925. É uma turbina de eixo vertical, composta de duas secções semi-cilíndricas, formando aproximadamente um "S" quando observada pela sua parte superior.

Coeficiente de Potência

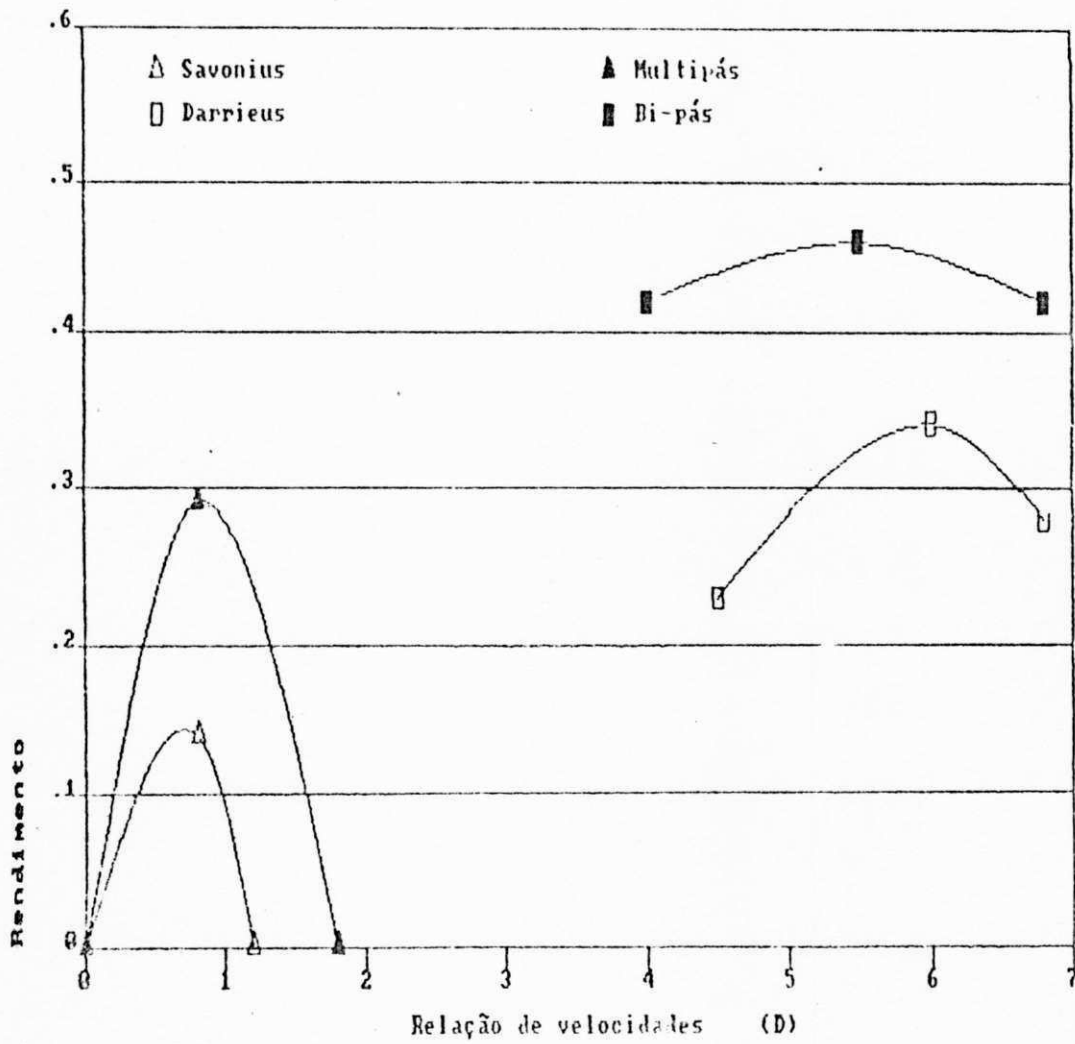


Figura 2.8 Comparação do rendimento de turbinas eólicas.

A figura 2.9 mostra o fluxo de vento no interior da turbina.

TURBINA SAVONIUS

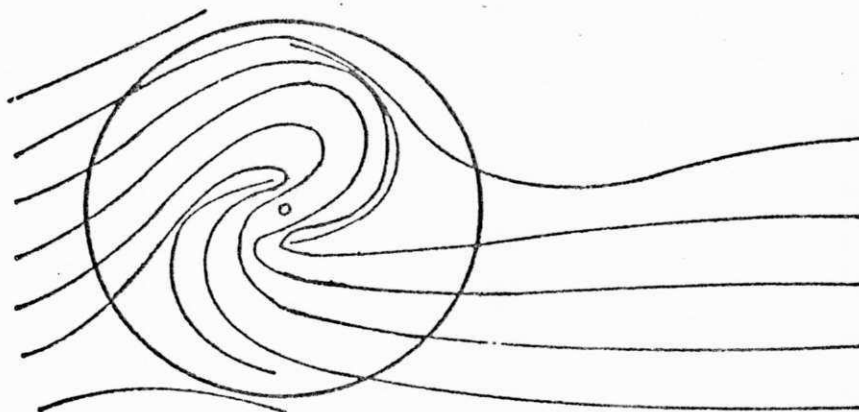


Figura 2.9 Fluxo de vento no interior da turbina Savonius.

A turbina Savonius não possui um torque constante durante uma revolução. O Ângulo de incidência do vento (α), é mostrado na figura 2.10. A posição de incidência do vento de 90° não produz máximo torque, segundo Moore (1976) o máximo, está próximo ao ângulo de incidência do vento de 40° , e segundo Simões (1986) na faixa entre 30° e 60° .

Estas características peculiares de torque da turbina podem ser superadas através de acoplamento de estágios defasados.

- Eficiência

Simonds e Bodek (1964), testaram um rotor Savonius em campo aberto e obtiveram uma eficiência de 14%. Em túneis de vento, a máxima eficiência obtida foi de 27%, o que pode ser atribuído a erros de medição dos testes (Moore, 1976).

No desempenho aerodinâmico do rotor a relação gap sobre o raio possui uma influência predominante, apesar de não ser conhecido nenhum modelo que relacione suas grandezas geométricas ao rendimento aerodinâmico.

Estudos realizados por Bazzo (1980), mostraram que o rotor Savonius de pás circulares apresenta uma característica de rotação proporcional a velocidade do vento não perturbado, e uma potência que cresce a medida que seu "gap" diminui.

Ângulo de incidência do vento

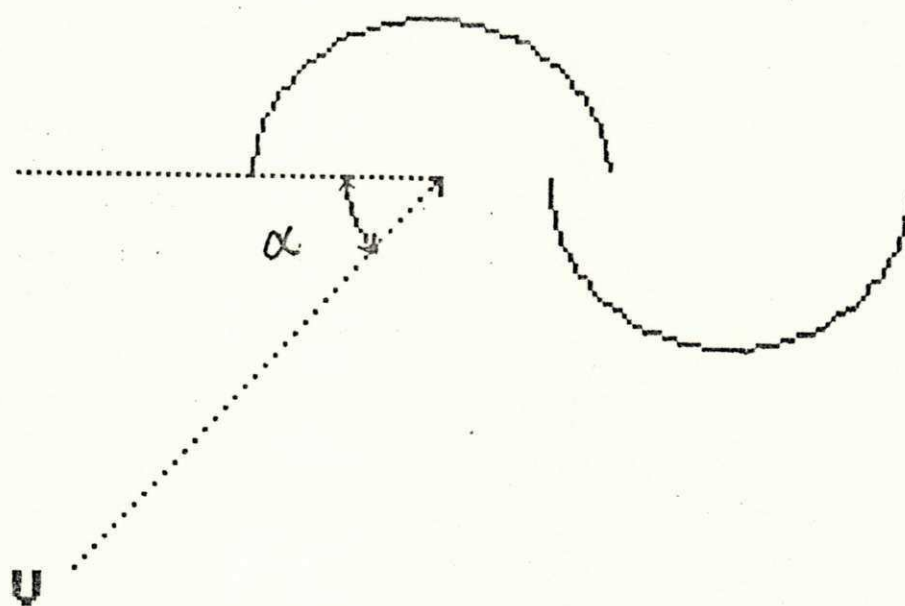


Figura 2.10 mostra o ângulo de incidência do vento na turbina

O princípio de funcionamento, baseia-se no torque que é produzido pelo vento, resultando em diferentes pressões sobre as superfícies côncava e convexa.

Segundo Park (1981), as relações de velocidade que permitem que ela trabalhe na máxima eficiência estão compreendidas entre: $0,8 < D < 1,0$.

O rotor Savonius reduz a velocidade do ar de um lado e a acelera do outro. Por possuir a forma cilíndrica está sujeito ao efeito Magnus, isto é, uma força de sustentação (lift) perpendicular ao vento não perturbado. Desta forma, o rotor pode experimentar forças de sustentação iguais a duas ou três vezes às forças de arrasto (drag), sobre a torre de suporte (Park, 1981).

11.3.4 A construção da turbina Savonius

O NERG possui considerável experiência no estudo, projeto e construção de turbinas de eixo vertical, especialmente a Savonius e a Darrieus. Vários protótipos de turbina Savonius foram desenvolvidos pelo NERG, o que possibilitou um avanço na área de engenharia de sistemas.

Para o cálculo das dimensões da turbina em análise, levou-se em consideração o custo global do SCEE e a potência extraiável, verificando-se que um aumento nas suas dimensões acarretaria em um maior aumento no custo, do que na potência. Assim, esta turbina de pás circulares foi construída com máxima economia de material com o emprego de chapas disponíveis no

mercado, visando o baixo custo de um sistema de pequeno porte. A seleção deste tipo de turbina deve-se ao fato de sua facilidade de construção e robustez. havendo sido empregada outrora em usos mecânicos, tais como bombeamento d'água. Seu emprego oferece outras vantagens adicionais: não necessitar de elevada torre de suporte, como as convencionais dos cataventos múltiplos, assegurando manutenção sem riscos para o operador; não necessitar de leme diretor, e poder ser construída com materiais facilmente encontrados no mercado local.

A eficiência da turbina estudada, relativamente baixa, pode ser contornada com o aumento da área transversal varrida pelo vento, ou o aumento do número de estágios. O rotor é composto de três módulos dispostos verticalmente, contendo cada módulo duas conchas semi-circulares de ferro galvanizado, parafusadas mediante cantoneiras de ferro a dois discos de madeirite, montados em rolamentos de carga radial na viga superior e de carga axial na viga inferior da estrutura de suporte. A estrutura de suporte é formada por duas vigas verticais de ferro com duas seções. As suas conchas são defasadas de 60°, a fim de obter-se um torque médio constante, reduzindo as vibrações. A estabilidade da estrutura é garantida através de oito cabos de aço, tensionados com igual número de esticadores e fixados em bases de concreto.

II.3.5 Dimensões da turbina

O rotor possui as seguintes dimensões:

$$H = 1 \text{ m}, R = 0,525 \text{ m}, h = 3 \text{ m}, r = 0,29 \text{ m}$$

$$g/R = 1/5 \text{ e } h/2R = 2,73. \quad (2.19)$$

A figura 2.11 mostra os principais parâmetros da turbina Savonius. Observam-se grandes divergências entre os autores quanto às dimensões ideais.

Para Newman (1974), $g/2R = 1/11$, $h/2R = 1,36$; Simonds e Bodek (1964), $g/2R = 1/5$ e $h/2R = 1,88$; Kamal (1980), $g/2R = 1/10$.

A turbina opera em uma faixa de rotação situada em: $0 < D < 0,9$; considerando-se que ela trabalhe próximo à relação de velocidades ideal, que determina o máximo rendimento, têm-se as seguintes equações para a potência máxima:

$$P_{em} = C_{pm} \cdot P_{DT}$$

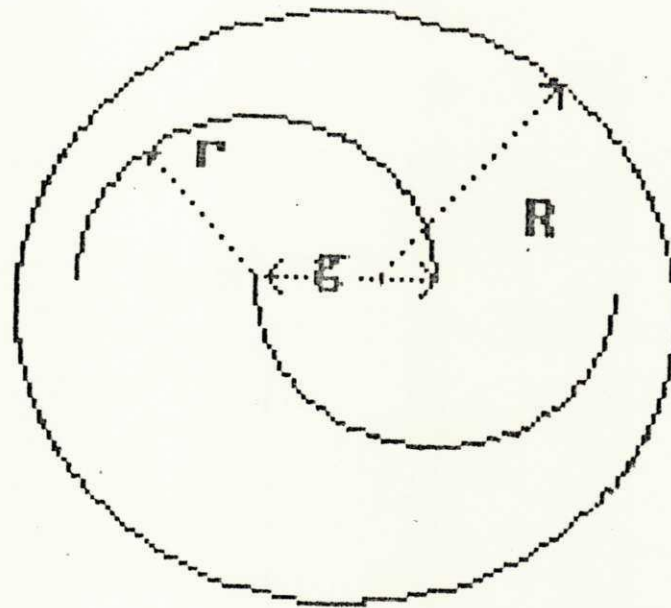
Para um C_{pm} igual a 0,14, obtém-se:

$$P_{em} = 0,25 \cdot V^3$$

Tem-se portanto, que para ventos de 10 m/s uma potência extraível máxima de 250 W, e 55 W para ventos de 6m/s.

O valor máximo do coeficiente de potência da turbina Savonius indica um rendimento máximo de 14% ou 23% em relação ao máximo de Betz. Supondo-se ainda, que a turbina opere com uma relação de velocidades igual a 0,7, a rotação da turbina em rpm é dada por:

Vista Superior



Estádio da turbina Savonius

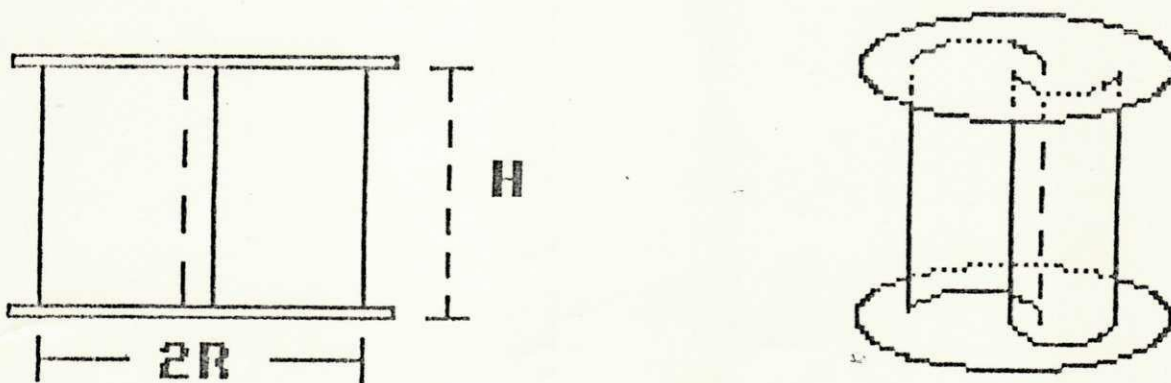


Figura 2.11 Principais parâmetros da turbina Savonius.

$$\Omega = 12,73.V$$

(2.20)

Desta forma, para uma velocidade de vento de 6m/s, obtem-se uma rotação da turbina igual a 76,4 rpm, e uma rotação do gerador ($\Omega_g = X_T \cdot \Omega$) igual a 315 rpm; para $V=10$ m/s, a rotação da turbina será de 127,32 rpm, e a rotação do gerador será de 525 rpm, para uma relação de transmissão igual a 4,125.

A partir de testes realizados na central de testes do NERG, verificou-se possuir esta, uma relação P_{Dm}/A , estimada em aproximadamente 72 W/m^2 para os meses de março a junho, com uma velocidade média de vento de 5m/s. No entanto, tomando-se por referência uma série histórica de 10 anos de dados obtidos da estação meteorológica de C. Grande, o valor médio seja de 44 W/m^2 (Ceballos, 1980).

A figura 2.12 mostra a turbina Savonius de três estágios acoplada através de transmissão mecânica ao gerador.

A área varrida pela turbina é de 3 m^2 , o que fornece uma potência extraível de 30 W, para as condições de vento anteriormente mencionadas.

11.3.6 O modelo da turbina

Para qualquer tipo de turbina são definidas grandezas adimensionais que possibilitam uma avaliação e análise do desempenho. Diversos modelos aerodinâmicos tem sido propostos, a fim de fornecerem as bases teóricas da análise do desempenho de turbinas (Kusters, 1985).

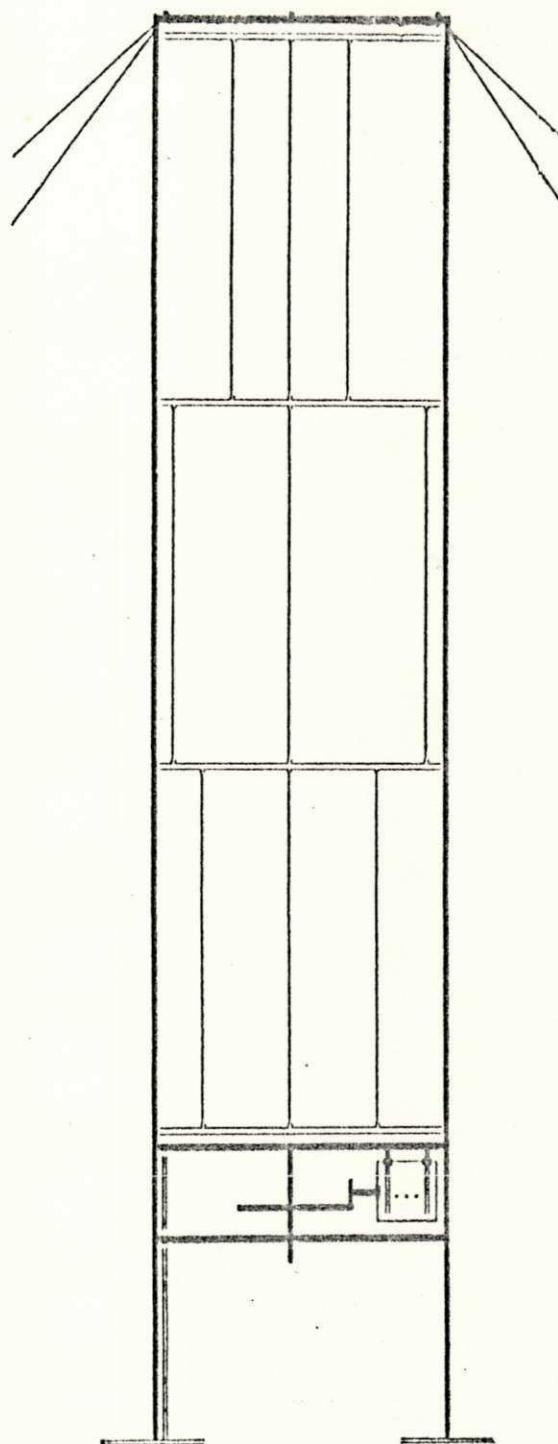


Figura 2.12 Turbina Savonius de três estágios acoplado a um gerador através de transmissão mecânica.

A relação entre potência extraível pela turbina e a potência eólica disponível, denominada de coeficiente de potência ou rendimento aerodinâmico, é essencial para a análise do desempenho.

O Coeficiente de potência pode ser expresso em função de D , e diversos modelos tem sido propostos. Segundo Power (1980), este coeficiente é melhor representado por uma função polinomial, com a seguinte fórmula geral:

$$C_p(D) = \sum_{I=1}^{2N+1} a_{I-1} \cdot D^{1+(I-1)/N} \quad (2.21)$$

Onde N é a ordem do modelo, $2N+1$ o seu grau

O modelo de primeira ordem ($N=1$) e de terceiro grau ($2N+1$) descreve com boa precisão o sistema real na faixa de operação. Para o coeficiente de potência emprega-se o modelo abaixo:

$$C_p(D) = a_0 \cdot D + a_1 \cdot D^2 + a_2 \cdot D^3 \quad (2.22)$$

II.3.7 Métodos de determinação do coeficiente de potência.

Diversas técnicas podem ser empregadas na determinação do coeficiente de potência, as principais são (Silva, 1988):

- Testes de tunel de vento (BWER, 1982)
- Ensaio em campo aberto (Simões e outros, 1986; Buehring e Freris, 1980).

A figura 2.13 mostra o coeficiente de potência da turbina Savonius, obtida por vários autores. Dentre os métodos desenvolvidos, o mais interessante é o que permite o ensaio sem deslocamento ou desmontagens e que pode ser realizado no próprio local de instalação da turbina.

O ensaio em campo aberto pode ainda ser realizado através de dois métodos: a) método da amostragem, e b) método da aceleração livre.

a) Para a realização do ensaio em campo aberto pelo método de amostragem é necessário que se realizem medições simultâneas da velocidade do vento, torque e rotação no eixo da turbina. A aplicação deste método geralmente conduz a uma dispersão de resultados devido aos seguintes fatores: Imprecisão do torquímetro utilizado e não simultaneidade das medições (Simões, 1986).

b) Ensaio pelo método da aceleração livre.

O método da aceleração livre conduz a resultados com menos dispersão, e do ponto de vista de implementação, necessita que se conheçam os seguintes parâmetros: momento de inércia da turbina, e rotação durante o processo de aceleração sem carga, com suas respectivas velocidades de vento.

A figura 2.14 mostra o diagrama do ensaio pelo método da aceleração livre.

Os equipamentos utilizados no registro foram os seguintes: O próprio gerador acoplado ao eixo da turbina, um registrador

gráfico para medir a evolução da rotação e um anemômetro para medir as velocidades do vento.

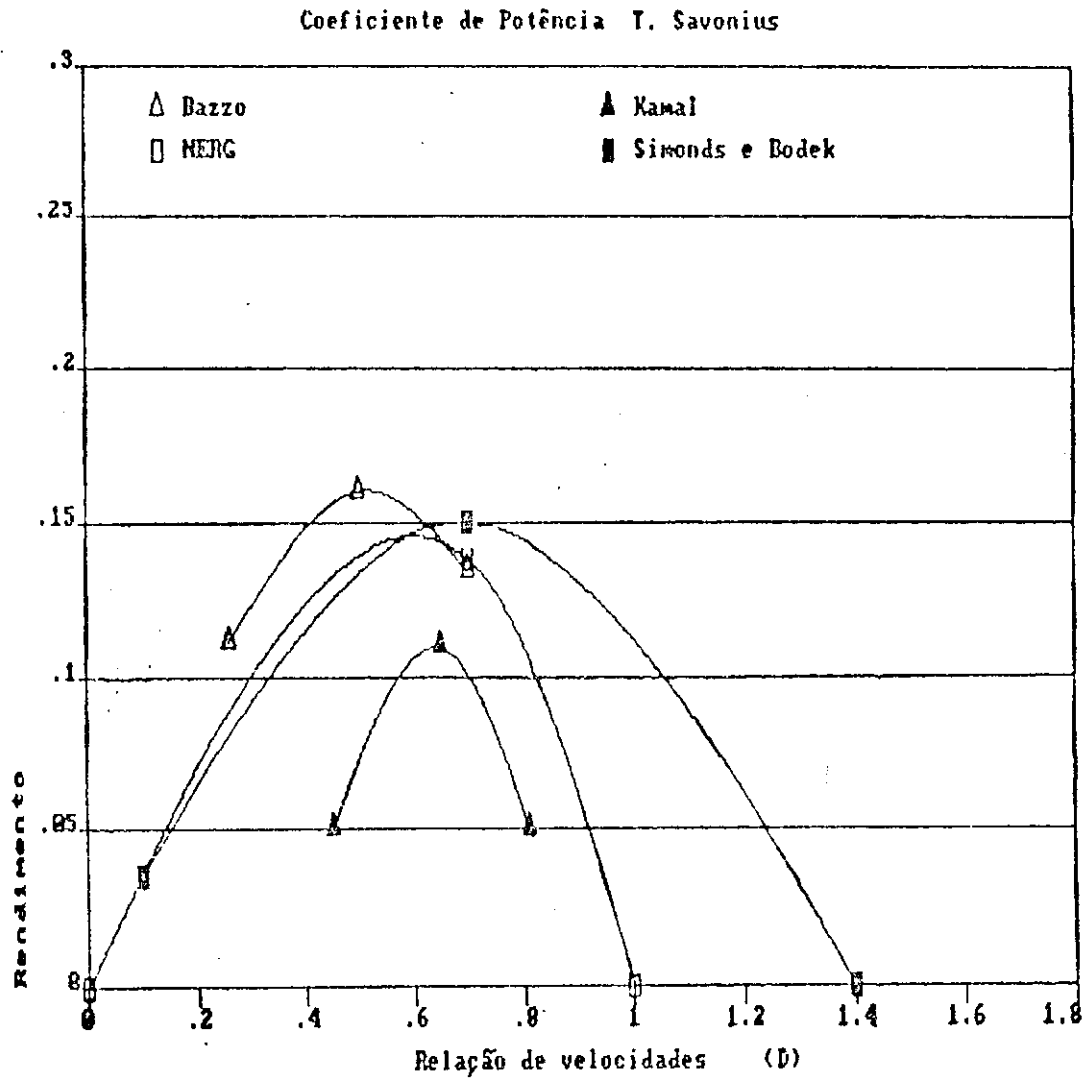
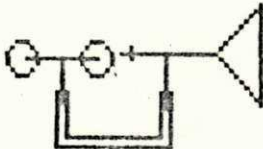
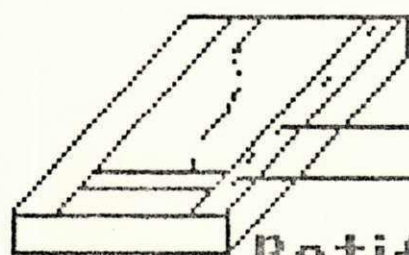


Figura 2.13 Coeficiente de potência da turbina Savonius obtido por vários autores.

Método da aceleração livre

Anemômetro  Turbina Savonius

Registrador X-Y



Retificador

Anemômetro Digital

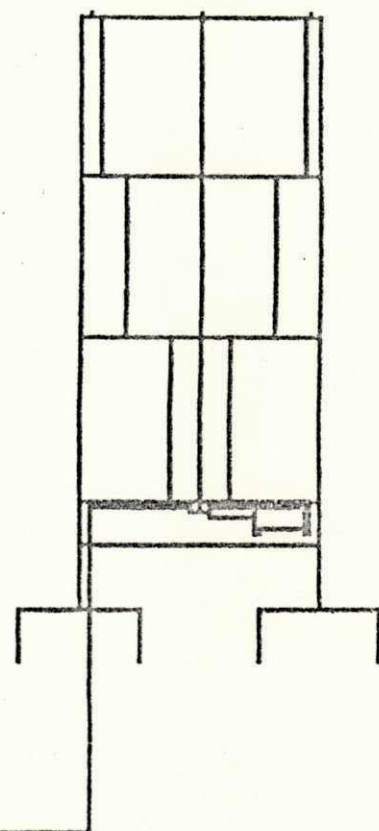
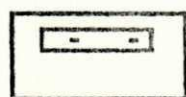


Figura 2.14 Diagrama de ensaio pelo método da aceleração livre.

Neste ensaio o torque da turbina é deduzido a partir da aceleração angular, durante o processo de aceleração sem carga.

11.3.8 A determinação do momento de inércia da turbina.

A determinação do momento de inércia da turbina Savonius pode ser feita de várias formas distintas.

a) Pode-se determinar o momento de inércia do rotor, somando-se os momentos de inércias das partes individuais:

- Momento de inércia de cada estágio
- Momento de inércia de cada disco
- Momento de inércia das flanges de fixação dos discos
- Momento de inércia do eixo do rotor

O somatório das contribuições resultantes de cada parte, fornece o momento de inércia global.

b) O momento de inércia pode ser calculado também, estudando-se o movimento em pêndulo do rotor, deslocado por um peso adicional, para pequenos ângulos. O seu valor é calculado desprezando-se o atrito e cronometrando a frequência das oscilações (Simões, 1986).

c) O momento de inércia da turbina pode ainda ser calculado da seguinte forma:

- Fixando-se ao eixo da turbina um cilindro de plástico ou madeira; posicionando-se a turbina na horizontal e associando-se ao eixo da turbina um peso conhecido; medido-se o tempo gasto

para o peso deslocar-se da posição inicial até a posição final, em queda livre.

Através da aplicação da opção c, o momento de inércia pode ser expresso aproximadamente pela seguinte expressão:

$$I_T = r_c^2 \cdot T_p^2 \cdot M \cdot G / 2 \cdot S \quad (2.23)$$

Onde : T_p corresponde ao tempo gasto para o peso deslocar-se da posição inicial até a posição final; r_c corresponde ao raio do cilindro; e S corresponde ao deslocamento.

O valor medido para o momento de inércia é dado por:

$$I_r = 11,6 \text{ kg.m}^2$$

O momento de inércia da transmissão e do gerador foram calculados, fornecendo os seguintes resultados:

$$I_{x0} = 0,9 \text{ kg.m}^2$$

O valor do momento de inércia global é dado por:

$$I_n = 12,5 \text{ kg.m}^2$$

11.3.9 Algoritmos usados na compilação dos dados

A fim de assegurar a obtenção de resultados confiáveis, os ensaios devem ser realizados nos instantes em que a oscilação da velocidade do vento seja mínima. A turbina é liberada a partir do repouso e sem carga. A velocidade angular da turbina é captada através do gerador e registrada no registrador gráfico X-Y, sendo obtidos simultaneamente os registros da velocidade do vento

durante todo o processo de aceleração.

Obtiveram-se 17 curvas de aceleração com suas respectivas velocidades de vento.

A partir da curva de rotação da turbina, mostrada na figura 2.15, é feito o alisamento dos dados, seguido da diferenciação numérica, mostrada na figura 2.16, realizada através do programa "CPTESTE".

O alisamento dos valores de rotação da turbina é feito através do seguinte algoritmo:

$$Y(x) = k_1 + k_2 x + k_3 x^2 + \dots + k_j x^{j-1} + \dots + k_m x^d$$

A equação que expressa a soma dos quadrados dos resíduos é dada por:

$$h = \sum_{I=1}^N (k_1 + k_2 x_I + k_3 x_I^2 + \dots + k_m x_I^d - Y_I)^2$$

N representa o número de pares de dados de rotação versus tempo; d representa o grau do polinômio em que é feito o ajuste.

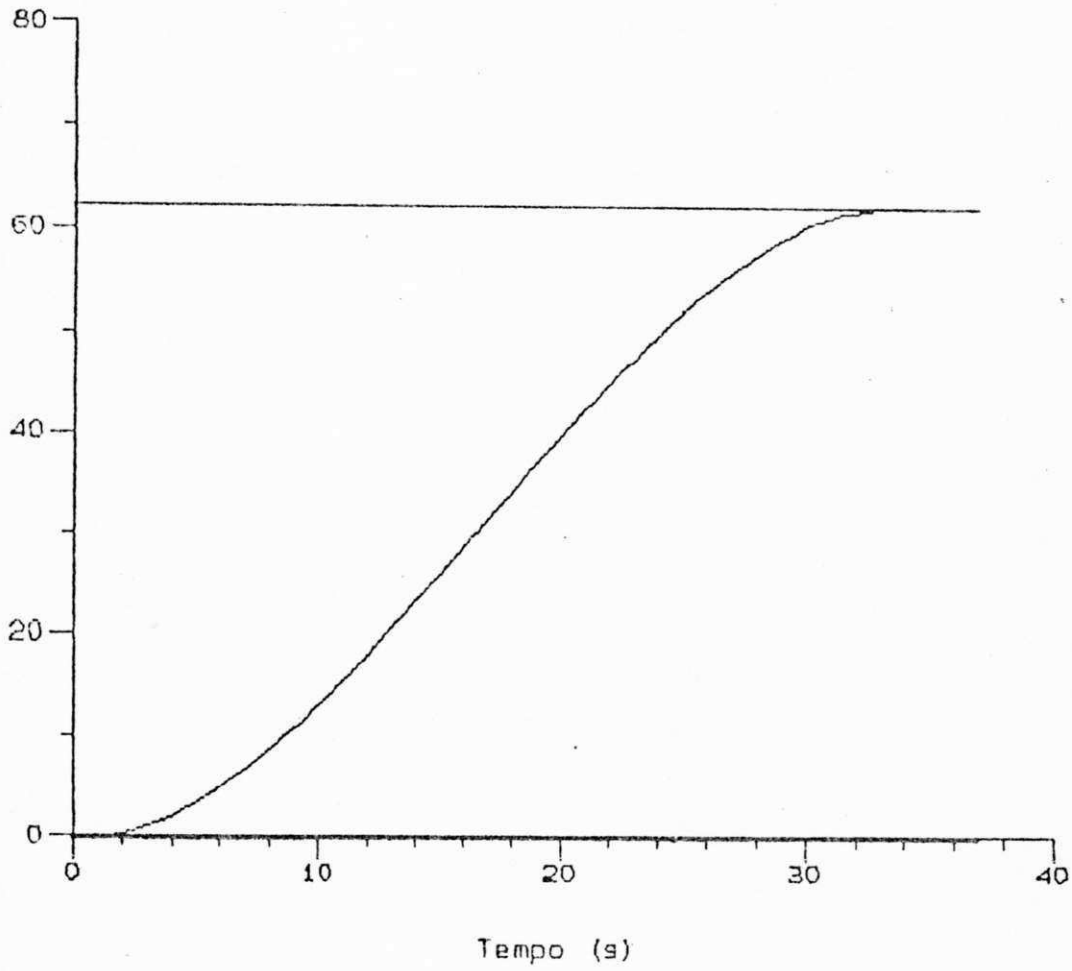
Os coeficientes da curva de ajuste são dados através da solução do seguinte sistema:

$$dh/dk_1 = 0$$

$$dh/dk_2 = 0$$

$$dh/dk_m = 0$$

rpm



Rotação

Figura 2.15 Curva de aceleração da turbina Savonius

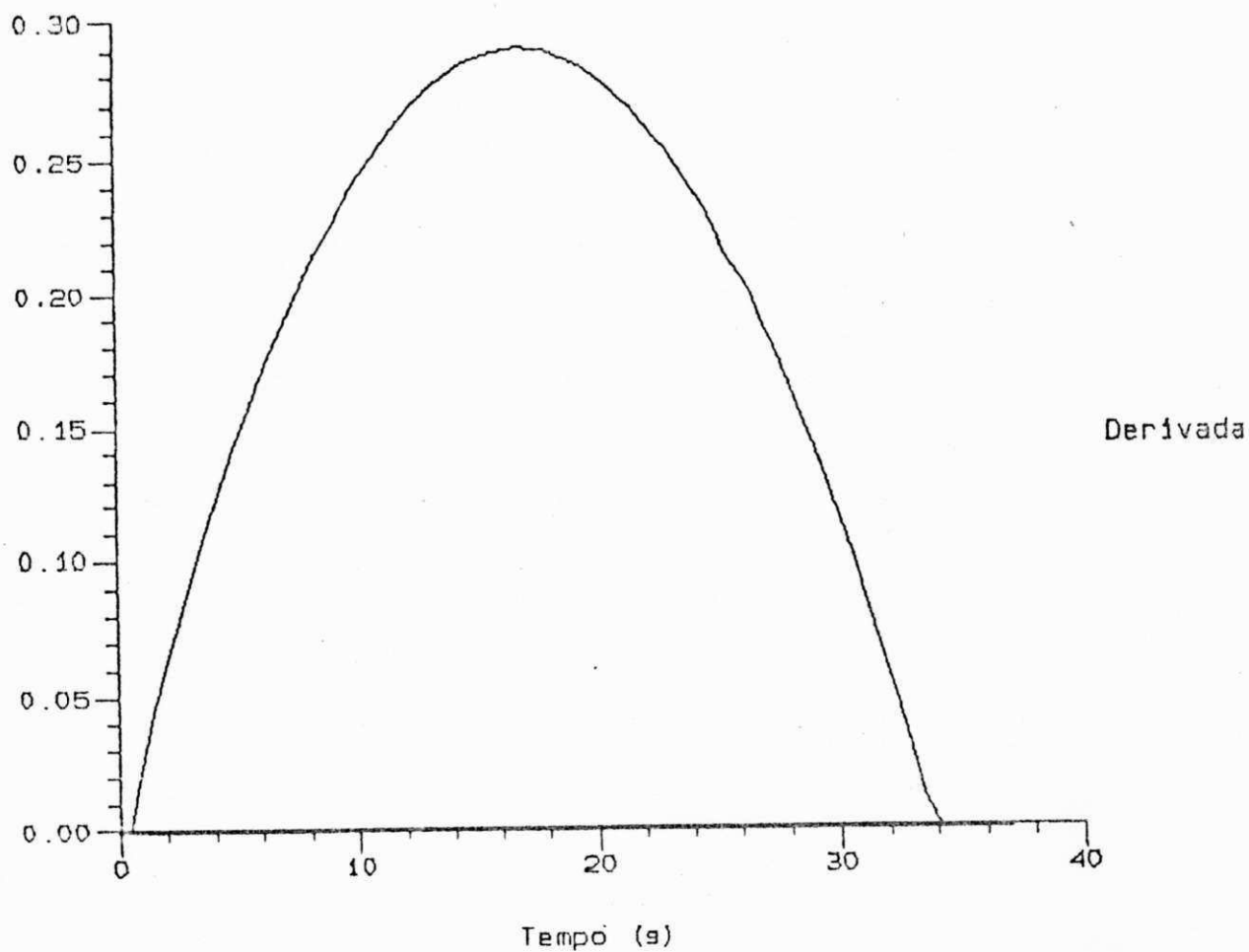


Figura 2.16 Diferenciação da rotação da turbina Savonius.

Cabe ao algoritmo solucionar o sistema, determinar as constantes K_j ($j = 1, \dots, M$), e formar uma tabela de valores alisados de rotação versus tempo.

Para a diferenciação numérica utiliza-se o seguinte algoritmo (Carnahan, 1969):

Para o primeiro ponto, rotação versus tempo:

$$dY/dx = 1/2 \cdot \delta x \cdot (-3Y(1) + 4Y(2) - Y(3))$$

Para o último ponto:

$$dY/dx = 1/2 \cdot \delta x \cdot (Y(N\Omega - 2) - 4Y(N\Omega - 1) + 3Y(N\Omega))$$

Para os demais pontos: $2 < J < N\Omega - 1$:

$$dY(J)/dx = 1/2 \cdot \delta x \cdot (-Y(J-1) + Y(J+1))$$

O coeficiente de potência é calculado associando-se os valores das velocidades dos ventos, aos valores correspondentes à rotação da turbina, pela seguinte equação (Oliveira, e outros, 1987):

$$C_p(D) = \frac{I_{\sigma} \cdot \Omega_T \cdot d\Omega_T / dt}{0,5 \cdot A \cdot V^3} \quad (2.24)$$

$$\begin{aligned} I &= 1, N\Omega \\ J &= 1, NV \end{aligned}$$

O coeficiente de torque (C_m), também é obtido através da seguinte equação:

$$C_p(D) = C_p(D) / D$$

$$C_p(D) = C_p(D) \cdot V_j / (\Omega_r \cdot R) \quad (2.25)$$

$$I = 1, N\Omega$$

$$J = 1, NV$$

Onde $N\Omega$ corresponde ao número de valores de rotação da turbina

NV corresponde ao número de valores de velocidade de vento.

A partir das curvas obtidas para a aceleração da turbina, figura 2.16, obtém-se vários pontos em torno do qual o valor do coeficiente de potência médio é definido, conforme mostra a figura 2.17.

A velocidade média cúbica do vento durante o processo de aceleração da turbina no teste nº 9, foi de aproximadamente 5,073 m/s, conforme mostram os resultados do programa "CPTESTE".

II.3.10 Seleção e Análise dos dados

Observou-se uma leve dispersão dos resultados devido as variações das velocidades do vento. As curvas selecionadas, foram aquelas que a turbina atingiu uma boa estabilidade, e que as velocidades do vento apresentaram pouca variação em relação a média, ou seja, um coeficiente de constância com uma variação menor ou igual a 10% (Silva, 1988).

Uma dificuldade encontrada na aplicação deste método é a determinação precisa dos valores de rotação em intervalos iguais e reduzidos. O uso da técnica dos mínimos quadrados permite a

suavização das variações individuais de um par de dados para outro, fornecendo desta maneira uma descrição mais natural da aceleração da turbina.

Estes ensaios foram realizados nos meses de novembro e dezembro de 1988.

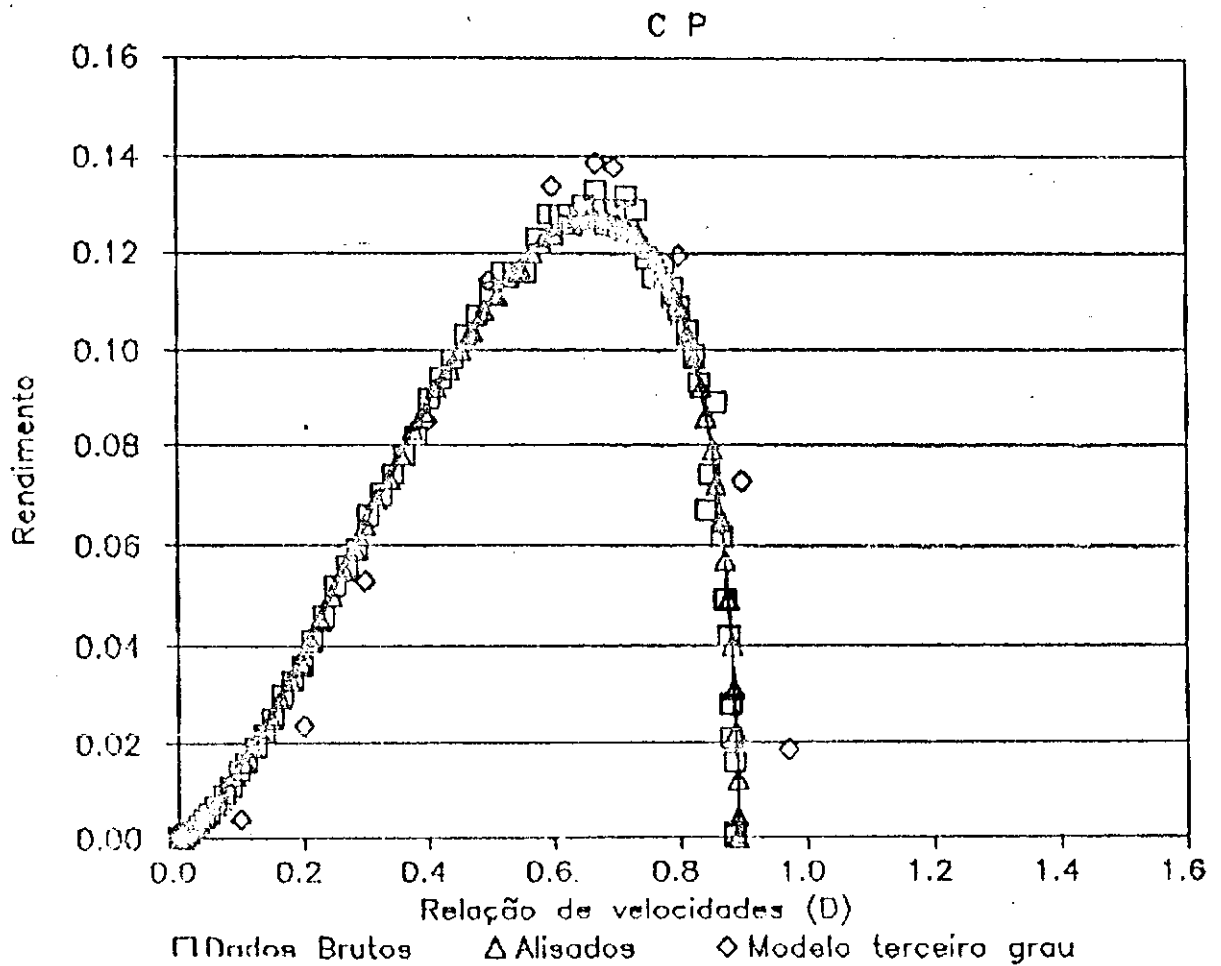


Figura 2.17 Coeficiente de potência da turbina Savonius

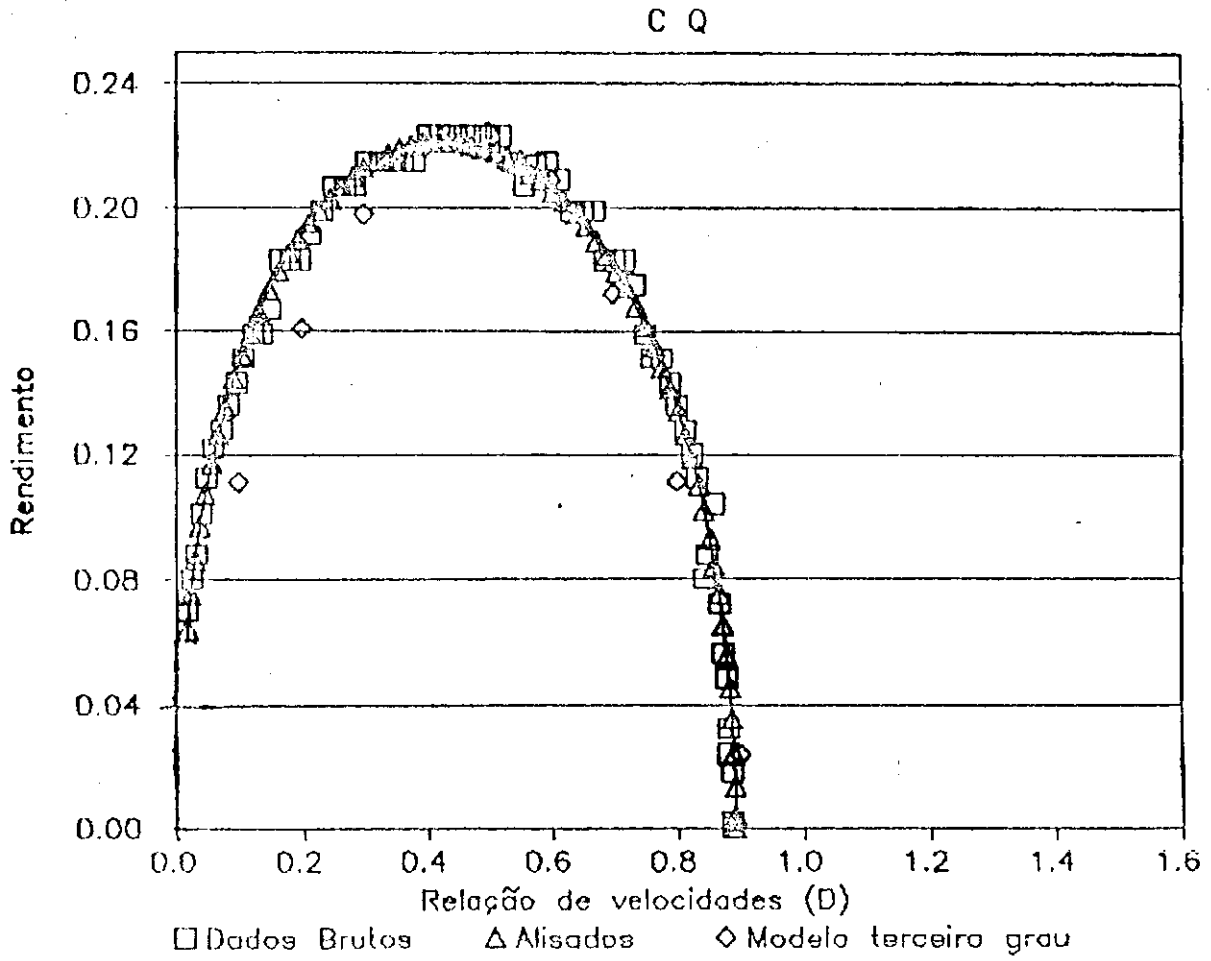


Figura 2.18 Coeficiente de torque da turbina Savonius.

A partir dos pontos obtidos através do programa "CPTESTE", foi possível ajustar um polinômio que melhor se adapte aos pontos, utilizando-se um programa computacional que emprega o método dos mínimos quadrados, obtendo-se a seguinte curva para o coeficiente de potência da turbina (Carnahan, 1969):

$$C_p(D) = a_0 \cdot D + a_1 \cdot D^2 + a_2 \cdot D^3$$

Onde os coeficientes são os seguintes:

$$a_0 = -0,0607$$

$$a_1 = 1,105$$

$$a_2 = -1,053 \quad (2.26)$$

O ajuste de terceiro grau na curva mostrada na figura 2.17, corresponde ao valor médio de C_p , dado pela equação 2.26.

Conforme mostrado na comparação das curvas de $C_p(D)$ obtidas a partir dos dados brutos e o modelo do segundo e terceiro grau (figura 2.17 e 2.19), verifica-se para este último uma melhor representação do sistema. No entanto, observa-se para este modelo uma imprecisão para baixas relação de velocidades, e boa aproximação nas regiões vizinhas ao rendimento máximo e funcionamento estável.

Esta constatação já havia sido assinalada por Simões (1986), indicando que para uma uma precisão global da representação de C_p seria necessário utilizar mais de um

polinômio.

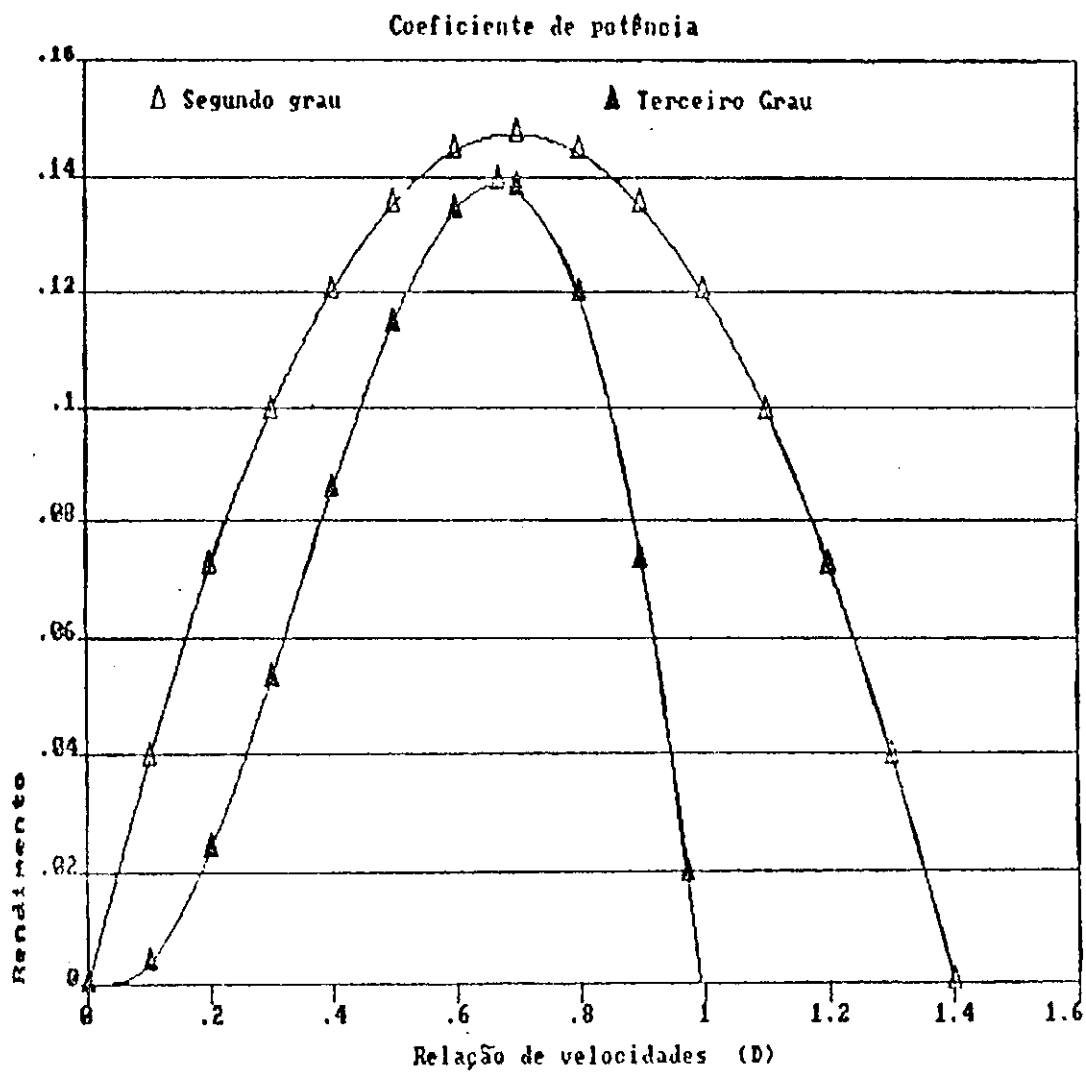


Figura 2.19 Comparação entre ajustes de segundo grau e terceiro grau para o coeficiente de potência.

$$C_p(D) = 0,42D - 0,3.D^2 \quad (2.27)$$

Analogamente para o coeficiente de torque, utilizando-se o método dos mínimos quadrados, obtem-se a seguinte expressão:

$$C_o(D) = c_0 + c_1.D + c_2.D^2 + c_3.D^3$$

onde:

$$c_0 = 0,05$$

$$c_1 = 0,655$$

$$c_2 = -0,429$$

$$c_3 = -0,368$$

A equação 2.28, mostrada na figura 2.18, foi determinada através do mesmo processo que o coeficiente de potência.

II.3.11 Expressões analíticas associadas ao coeficiente de torque e potência.

O coeficiente de torque é útil na determinação das velocidades de partida e rotação de operação, nos sistemas de bombeamento (Araújo, 1983).

O torque é obtido a partir das expressões 2.18 e 2.16:

$$T_r(\Omega, V) = c_3.f.h.R^5.\Omega^3/V + c_2.f.h.R^4.\Omega^2 + c_1.f.h.R^3.\Omega.V + c_0.f.h.R^2.V^2 \quad (2.29)$$

O coeficiente de potência em função da velocidade reduzida é obtido através das equações (2.16) e (2.11):

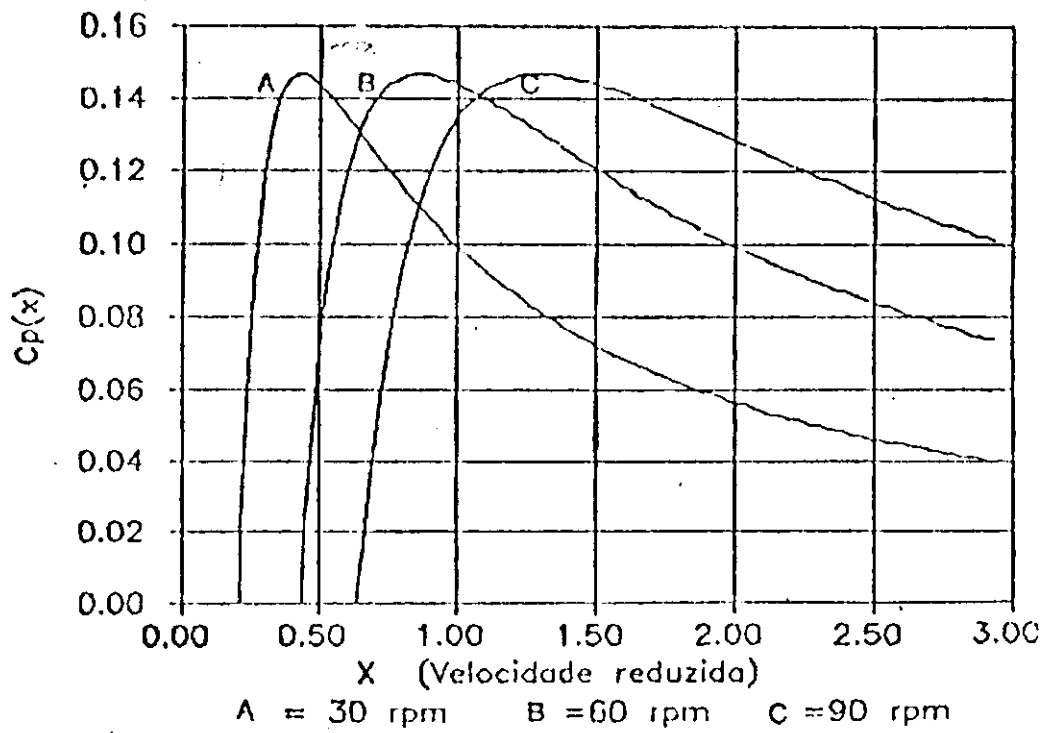


Figura 2.20 Coeficiente de potência da turbina em função da velocidade reduzida, para as rotações de 30, 60, e 90 rpm. (Modelo de segundo grau)

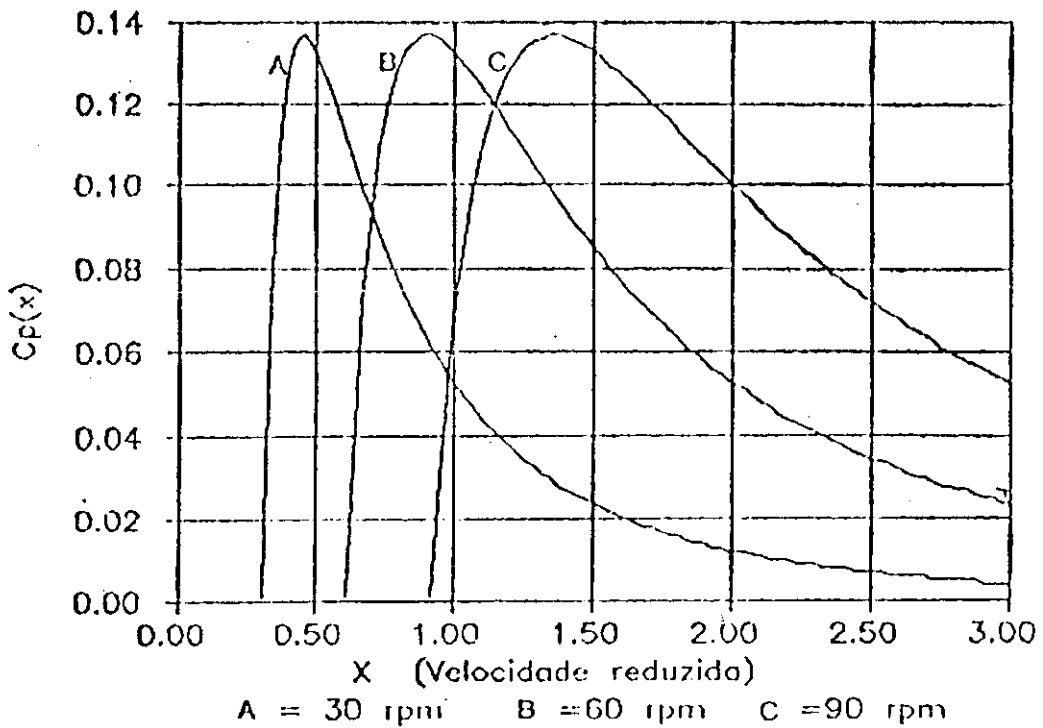


Figura 2.21 Coeficiente de potência da turbina para as mesmas rotações, obtido a partir de um modelo de terceiro grau.

$$C_p(\Omega, X) = a_2 R^3 \Omega^3 / (V \cdot X)^3 + a_1 R^2 \cdot \Omega^2 / (V \cdot X)^2 + a_0 R \cdot \Omega / (V \cdot X) \quad (2.30)$$

Substituindo-se nas equações (2.13), (2.19) e (2.26), tem-se, em rpm, a seguinte equação :

$$C_p(\Omega, X) = -2,04 \cdot 10^{-6} \cdot \Omega^3 / X^3 + 171,74 \cdot 10^{-6} \cdot \Omega^2 / X^2 - 756,72 \cdot 10^{-6} \cdot \Omega / X \quad (2.31)$$

Esta expressão é utilizada nas equações da densidade de energia.

A figura 2.20 mostra o coeficiente de potência da turbina em função da velocidade reduzida para as rotações de 30, 60, e 90 rpm, para o modelo de segundo grau.

A figura 2.21 mostra o coeficiente da turbina para as mesmas rotações, obtido a partir do modelo de terceiro grau do coeficiente de potência.

Analogamente, a expressão para a potência da turbina é dada por:

$$P_E = C_p(D) \cdot P_{DT} \quad (2.32)$$

A potência disponível é dada por :

$$P_{DT} = f \cdot h \cdot R \cdot V^3$$

A potência extraível em função de D, é dada por:

$$P_E(D) = (a_2 + a_1 / D + a_0 / D^2) \cdot f \cdot h \cdot R^4 \cdot \Omega^3$$

Substituindo-se para a expressão correspondente a D, obtem-se:

$$P_E(\Omega, V) = f \cdot h \cdot R^2 \cdot (a_2 \cdot R^2 \cdot \Omega^3 + a_1 \cdot R \cdot V \cdot \Omega^2 + a_0 \cdot V^2 \cdot \Omega) \quad (2.33)$$

$$P_E(\Omega, V, X_T) = f \cdot h \cdot R^2 \cdot (a_2 \cdot R^2 \cdot \Omega^3 / X_T^3 + a_1 \cdot R \cdot V \cdot \Omega^2 / X_T^2 + a_0 \cdot V^2 \cdot \Omega / X_T)$$

Obtem-se os seguintes valores em rpm :

$$P_E(\Omega, V) = -0.000317 \cdot \Omega^3 + 0,00649 \cdot V \cdot \Omega^2 - 0,006044 \cdot V^2 \cdot \Omega$$

A figura 2.22, mostra a equação da potência extraível, em função das velocidades de vento : 4, 5, 6 e 7m/s.

A figura 2.23, mostra a equação da potência máxima extraível, para uma relação de transmissão $X_T = 4,125$.

- Cálculo do $C_P(D)$ ótimo.

Derivando-se a expressão para o $C_P(D)$, tem-se:

$$dC_P/dD = 3 \cdot a_2 \cdot D^2 + 2 \cdot a_1 \cdot D + a_0$$

igualando-se a zero, obtem-se:

$$D_{\text{ót}} = -a_1 / 3 \cdot a_2 - (a_1^2 / 9 \cdot a_2^2 - a_0 / 3 \cdot a_2)^{1/2} \quad (2.34)$$

Utilizando-se a expressão acima e substituindo-se nas equações (2.18) e (2.30), obtem-se a seguinte expressão:

$$P_{EM}(\Omega) = K_T \cdot \Omega^3 \quad (2.35)$$

$$K_T = Z(1 + 6a_1 / (-2a_2 - Y) + 36a_2 \cdot a_0 / (8a_1^2 + 4a_2 \cdot Y - 12 \cdot a_2 \cdot a_0))$$

e $Z = a_2 \cdot f \cdot h \cdot R^4$

$$Y = (4 \cdot a_1^2 - 12a_2 \cdot a_0)^{1/2}$$

Obteve-se o seguinte valor para K_T :

$$K_T = 0,120293$$

obtem-se os seguintes valores em rad/s :

$$P_{EM} = 0,120293 \Omega^3 \quad (2.36)$$

obtem-se a seguinte equação em rpm :

$$P_{EM} (\Omega) = 138,14 \cdot 10^{-6} \cdot \Omega^3$$

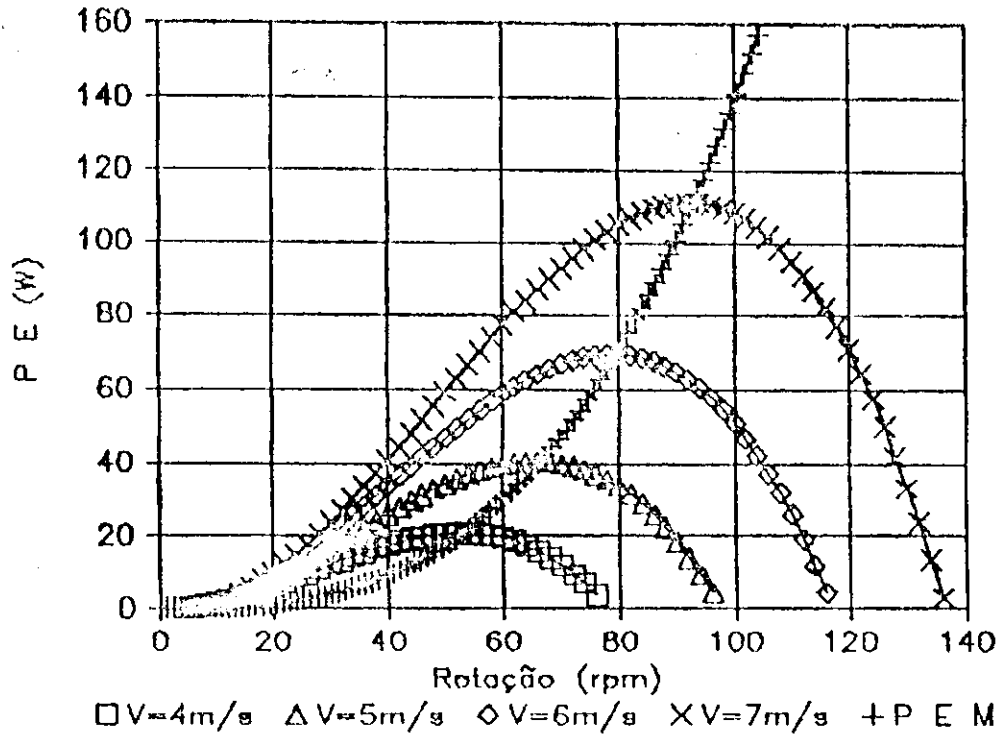


Figura 2.22 Potência extraível em função das velocidades de vento para 4, 5, 6 e 7 m/s.

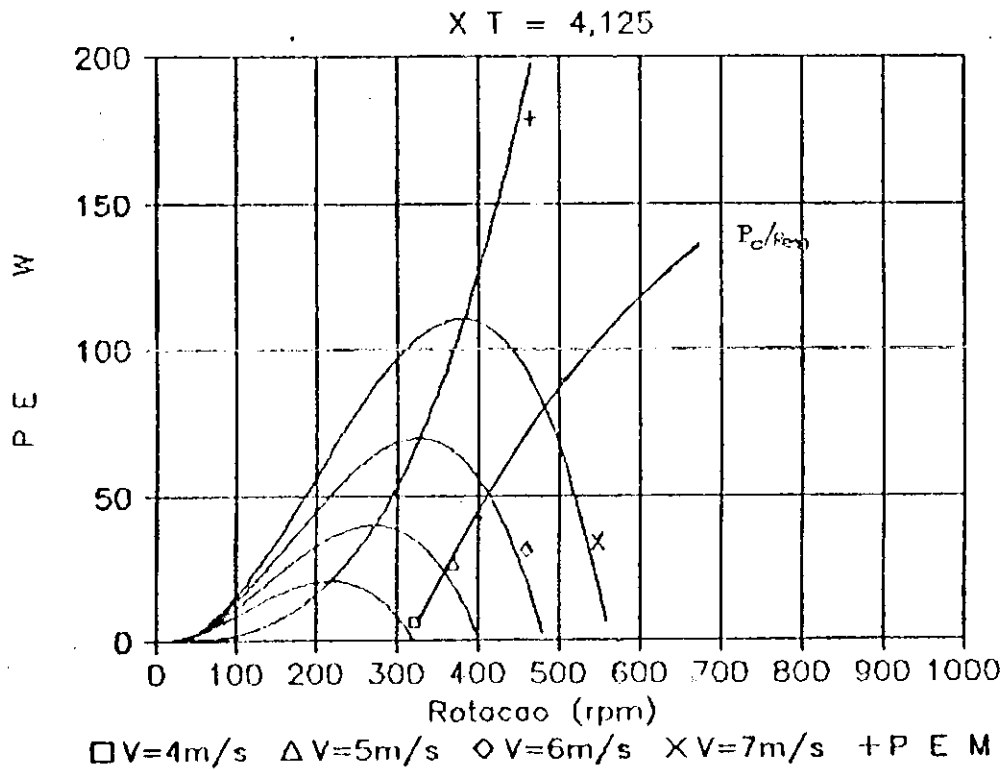


Figura 2.23 Potência máxima extraível deslocada por uma relação de transmissão $X_T = 4,125$.

11.3.12 Densidades de energia disponível X extraível

Para obter-se a energia extraível dos ventos é necessário que se multiplique a função densidade de energia disponível pelo coeficiente de potência aerodinâmico, expresso em função da velocidade reduzida (equação 2.32).

A função densidade de energia extraível é obtida através das equações 2.15 e 2.32, sendo dada por :

$$dE_e/dX = 1/K_e \cdot C_p \cdot X \cdot f(X) \quad (2.37)$$

A figura 2.24 mostra a localização da função densidade de energia disponível em relação a máxima extraível.

A partir da equação 2.37, várias características podem ser traçadas em função da rotação da turbina.

As figuras 2.25 e 2.26 mostram a equação 2.37, para várias rotações, a partir do modelo de terceiro grau.

As figuras 2.27 e 2.28 mostram a mesma função para o modelo de segundo grau (equação 2.28).

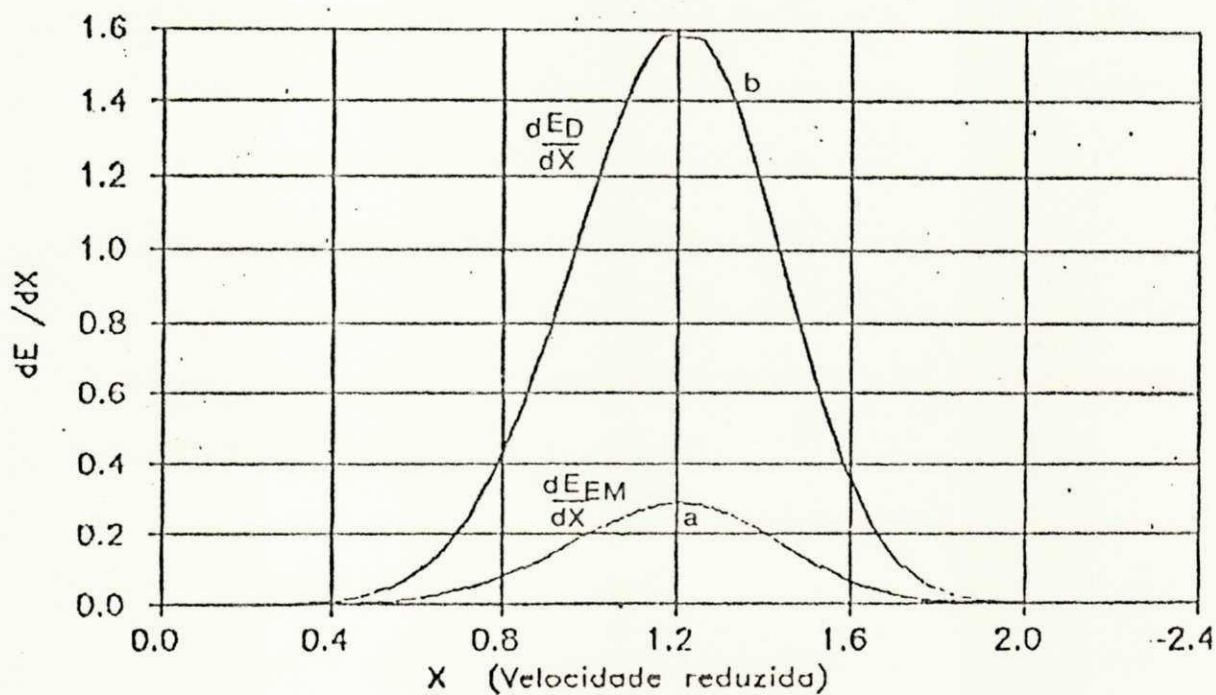


Figura 2.24 Função densidade de energia disponível e densidade de energia extraível máxima.

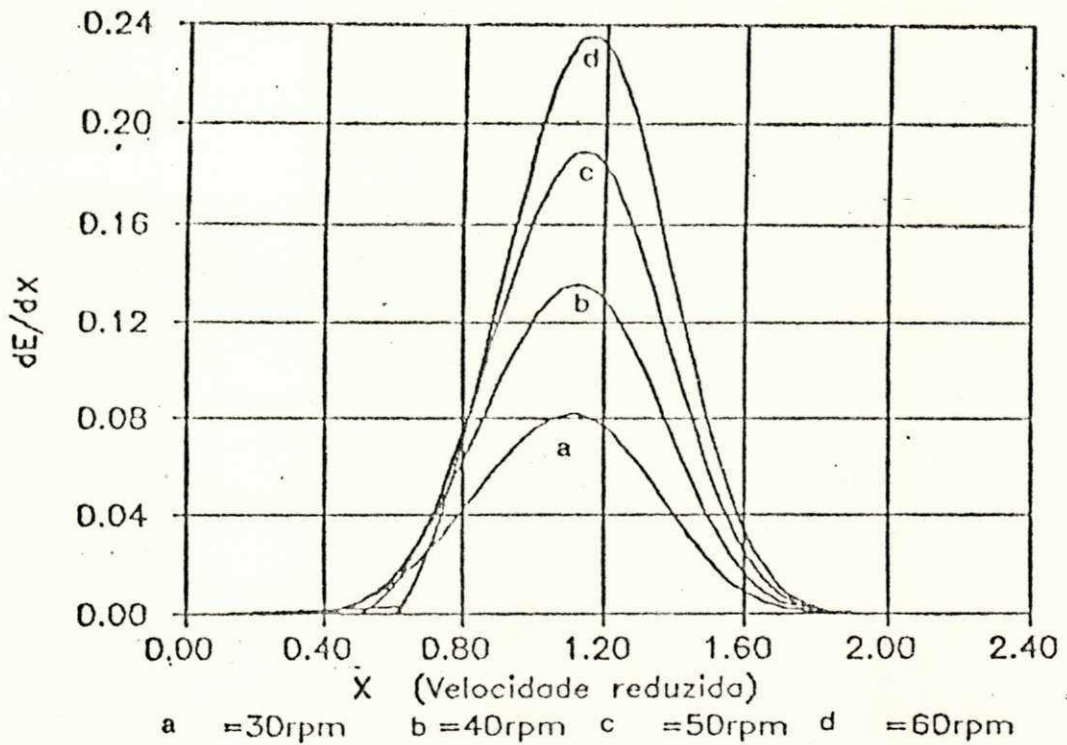


Figura 2.25 Função densidade de energia extraível para as rotações de 30, 40, 50 e 60 rpm.

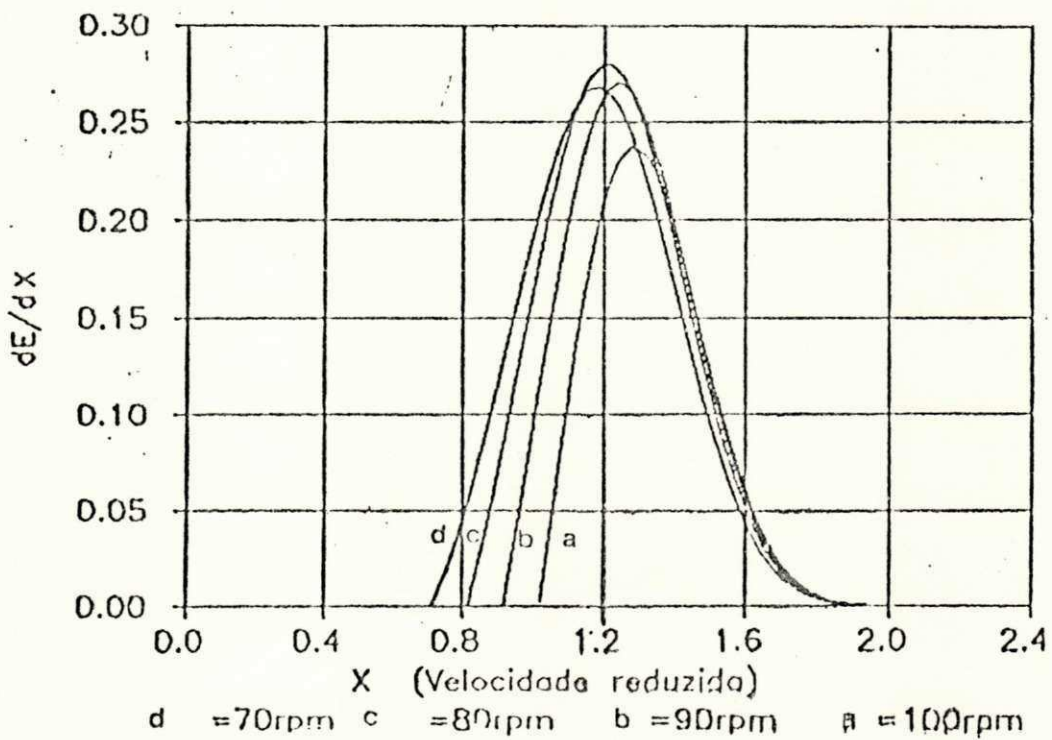


Figura 2.26 Função densidade de energia extraível para as rotações de 70, 80, 90, e 100 rpm.

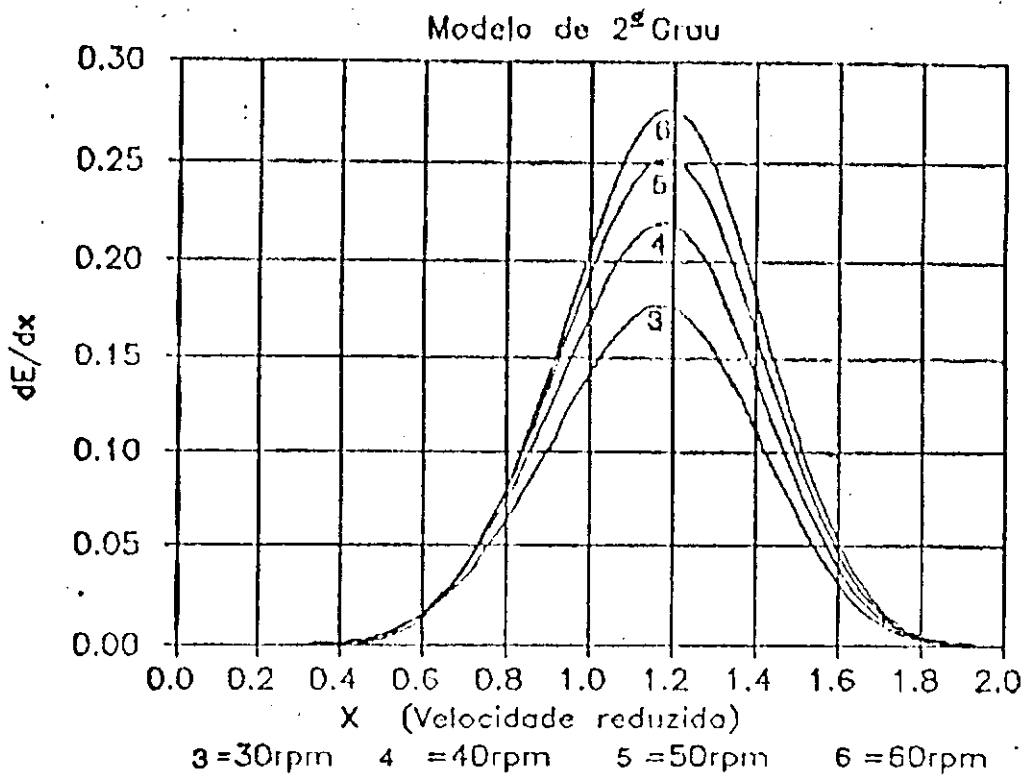


Figura 2.27 Densidade de energia obtida através do modelo de segundo grau para as rotações de 30, 40, 50, e 60 rpm.

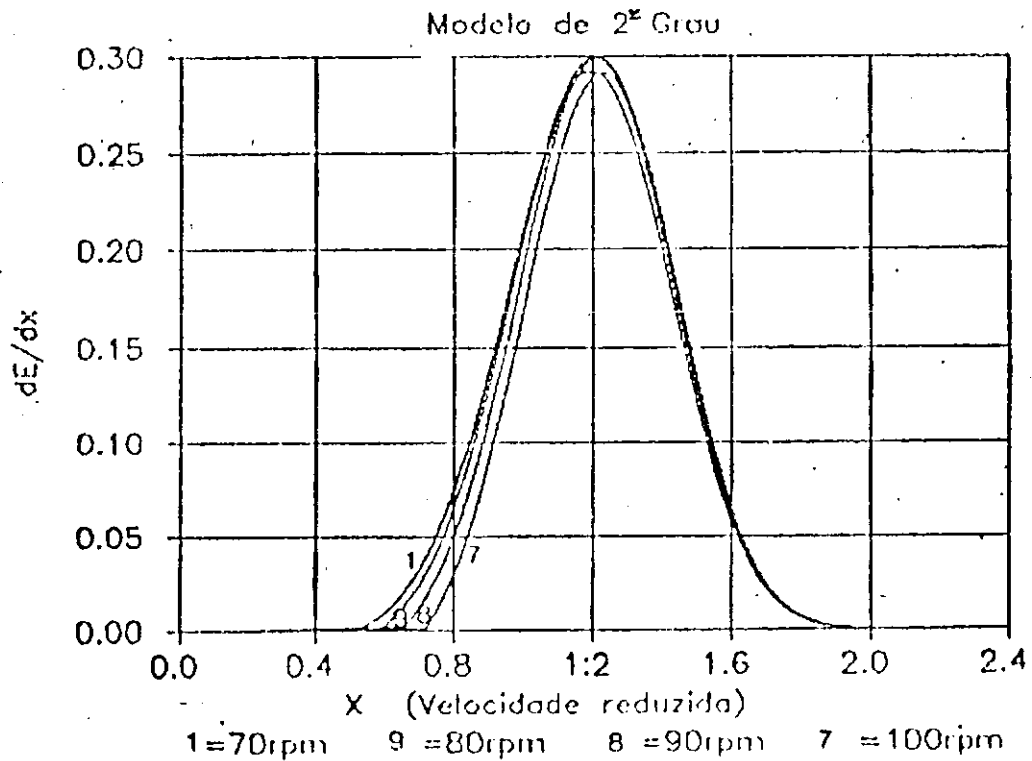


Figura 2.28 Densidade de energia extraível obtida a partir do modelo de segundo grau. (equação 2.28)

A função densidade de energia extraível permite determinar qual rotação da turbina (Ω) permite a máxima extração de energia ou qual a faixa de rotação com maior conteúdo energético.

Desta forma, quando as curvas de densidades extraível e disponível estiverem o mais próximo possível, obtém-se o ponto de acoplamento ótimo.

Observa-se dos dados levantados na central de testes para o mês de novembro a partir do gráfico da figura 2.29, que para a rotação da turbina, $\Omega = 80$ rpm, a função densidade de energia extraível atinge o valor máximo e aproxima-se da curva dE_{EM}/dX .

Esta função é obtida a partir da equação 2.39 quando $C_p(X) = C_{pM} = 0,14$.

$$dE_{EM}/dX = 1/K_r \cdot C_{pM} \cdot X^3 \cdot f(X) \quad (2.40)$$

A figura 2.29 mostra a função densidade máxima de energia extraível em relação à disponível e à extraível para uma rotação de 80 rpm.

O critério estabelecido para avaliação do aproveitamento da máxima energia está centrado nos seguintes limites:

a) Gama de velocidade compreendida no intervalo : $0,7 < X < 1$; que corresponde a 90% da energia disponível; valor estabelecido a partir de testes realizados na central de testes do NERG, que fixam os limites extremos da avaliação.

b) Gama de velocidade : $V_{INF}/\bar{V} < X < V_{SUP}/\bar{V}$, que

corresponde à operação sob C_{PM} .

c) Gama de velocidades compreendidas entre : $0,7 < X < V_{INF}/\bar{V}$ e $V_{SUP}/\bar{V} < X < 1,6$, que corresponde a operação sob C_p variável.

Substituindo-se pelos valores obtidos na central de testes , obteve-se os seguintes valores:

$$V_{INF} = 3,08 \text{ m/s}$$

$$V_{SUP} = 7,06 \text{ m/s}$$

A relação R_p , definida através da relação entre as áreas totais, isto é, operação sob C_{PM} e operação sob C_p variável, indica o nível de intervenção do controle.

A partir dos valores obtidos na central de testes, obteve-se o valor de : $R_p = 1,18$, associado a gama de velocidades compreendida no intervalo a, e que corresponde ao aumento de 18% sobre a energia extraível no eixo da turbina quando a ação do controle é efetivada, mostrada na figura 2.29.

Levando-se em conta estes resultados, conclue-se que a rotação ideal de funcionamento da turbina está próxima de 80 rpm.

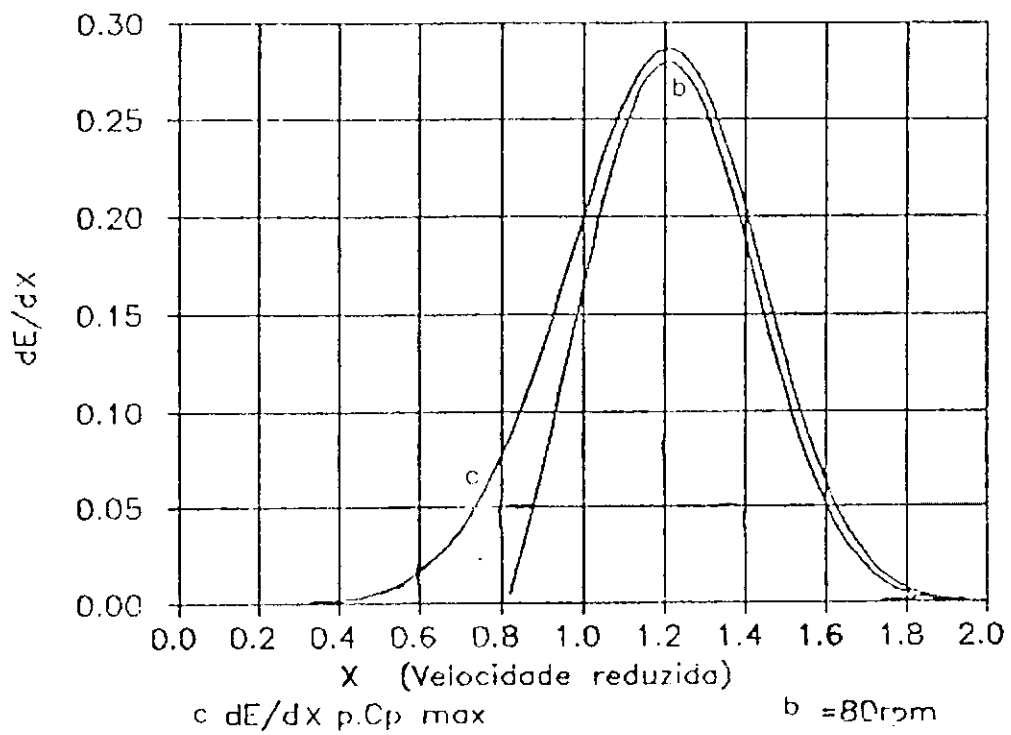


Figura 2.29 Densidade de energia extraível máxima e densidade de energia extraível para 80 rpm.

II.4 O Multiplicador de velocidades.

A utilização de alternadores impõe em muitos casos a utilização de multiplicadores. Os rotores superiores a 5m de diâmetro e turbinas de baixa velocidade como as turbinas Savonius e o múltipás americano, necessitam de multiplicadores sempre que a rotação for inferior a 200 rpm (Cunty, 1982).

Três tipos de multiplicadores de rotação podem ser empregados:

a) Multiplicador a engrenagens, ou rodas dentadas cilíndricas, que possibilita uma utilização econômica e sem inconvenientes, mesmo para uma relação de multiplicação elevada.

b) Utilização de engrenagens planetárias.

c) Multiplicador a conjugado cônico com dentes retos, permite uma disposição da árvore de saída perpendicular à árvore de entrada.

O multiplicador utilizado é do tipo descrito na opção c, devido apresentar elevado rendimento. Este multiplicador é mostrado na figura 2.30

II.4.1 O modelo do multiplicador de velocidades

No estudo o multiplicador será representado pela seguinte relação matemática :

$$\Omega_G = K_T \cdot \Omega$$

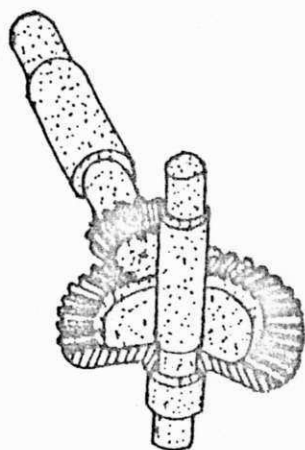


Figura 2.30 Multiplicador com dentes retos.

II.5 O Gerador

II.5.1 A construção do gerador.

A construção de um gerador partiu da idéia de adaptar-se os diferentes parâmetros de um gerador, tais como velocidade e potência, a fim de que pudessem operar na geração associada à energia eólica.

Os trabalhos de projeto e construção foram realizados no NERG, o que permitiu um aperfeiçoamento no campo construtivo e de montagem de dispositivos a ímã permanente.

O alternador apresenta excitação mista, isto é, bobina de campo e ímãs permanentes, a fim de proporcionar também uma operação autoexcitada.

Em sintonia com os requerimentos da turbina eólica foram construídos três protótipos de alternadores. Várias mudanças na composição rotórica foram efetuadas, a fim de superar as anormalidades detetadas nos primeiros protótipos.

O entreferro e a simetria foram melhorados consideravelmente. O gerador NERG II obteve a melhor performance.

A medida que as exigências de controle e custo tornam-se fatores preponderantes no projeto de SCEE de pequeno porte, os alternadores a ímãs permanentes aparecem como uma alternativa adequada.

Os geradores a fluxo concentrado (Araújo, 1985; Alencar e

Mazenc, 1987), apresentam algumas vantagens de montagem do ímã permanente e apresenta-se mais imune a desmagnetização devido ao tipo da peça polar.

O gerador NERG II compõe-se de oito módulos no estator, enquanto que o rotor, mostrado na figura 2.31, é constituído de quatro módulos, dois a ímãs permanentes e dois a bobina de excitação. Para ter-se acesso a excitação foram construídos quatro anéis, possibilitando-se diferentes associações de excitação.

Os resultados parciais, obtidos a nível de laboratório indicaram que a utilização deste tipo de alternador tem amplas possibilidades de aplicação a sistemas eólicos.

Observou-se, contudo, que a performance do gerador NERG II, pode ainda ser melhorada pela reorientação do projeto das garras que constituem o rotor e pelas disposições dos elementos a ímã permanente (Araújo, 1985).

11.5.2. O modelo simplificado do gerador

Na presente dissertação empregam-se equações simplificadas que representam satisfatoriamente o sistema estudado.

Para aplicação de cargas resistivas, obtém-se a seguinte relação entre tensão e a corrente, expressa em valores retificados, mostrado na figura 2.32.

$$E_o^2 / E_{oo}^2 + I_o^2 / I_c^2 = 1 \quad (2.41)$$

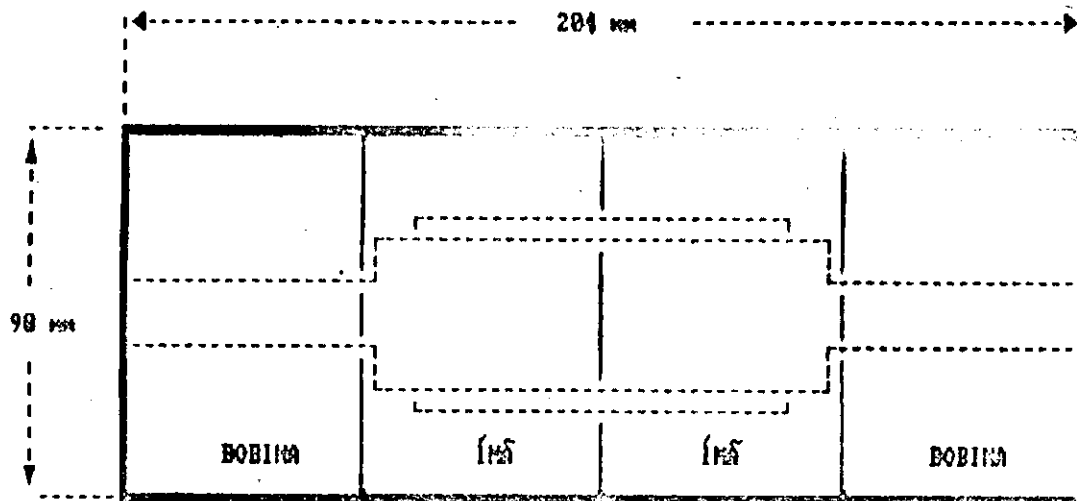


Figura 2.31 Secção do rotor NERG II com quatro estágios.

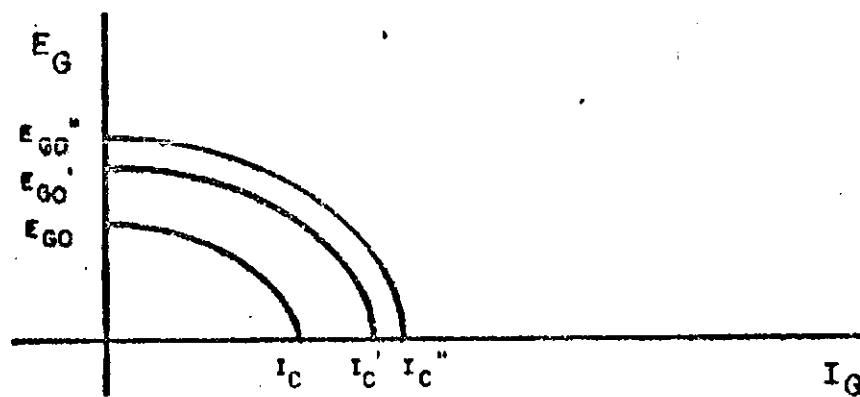


Figura 2.32 Modelo do gerador

11.5.3 Ensaio realizado com o gerador

As normas dos ensaios realizados com alternadores são descritas por vários autores (IEEE, 1965), constituindo-se um procedimento clássico a avaliação de parâmetros através dos ensaios de: Vazio, curto-circuito, e para determinação da resistência de campo e da armadura.

Com o intuito de avaliar o desempenho do gerador e carga são realizados os ensaios em carga e potência.

A fim de obter-se a resistência à corrente contínua pelo método da queda de potencial, é necessário medir-se a resistência aos terminais, determinando-se seu valor médio.

Este valor é expresso pela equação abaixo:

$$R_A = E_{DC} / 2 \cdot I_{DC} \quad (2.42)$$

A curva de saturação de circuito aberto, mostrada na figura 2.34, é obtida acionando-se o alternador na velocidade nominal, em circuito aberto e registrando-se a tensão terminal de armadura e corrente de campo. O esquema da montagem é mostrado na figura 2.33. O ensaio em vazio foi realizado para a seguinte gama de rotações: 300 a 900 rpm, em intervalos de 100 rpm.

A rotação de ensaio é mantida constante através de um estroboscópio.

Diagrama de ensaio em vazio

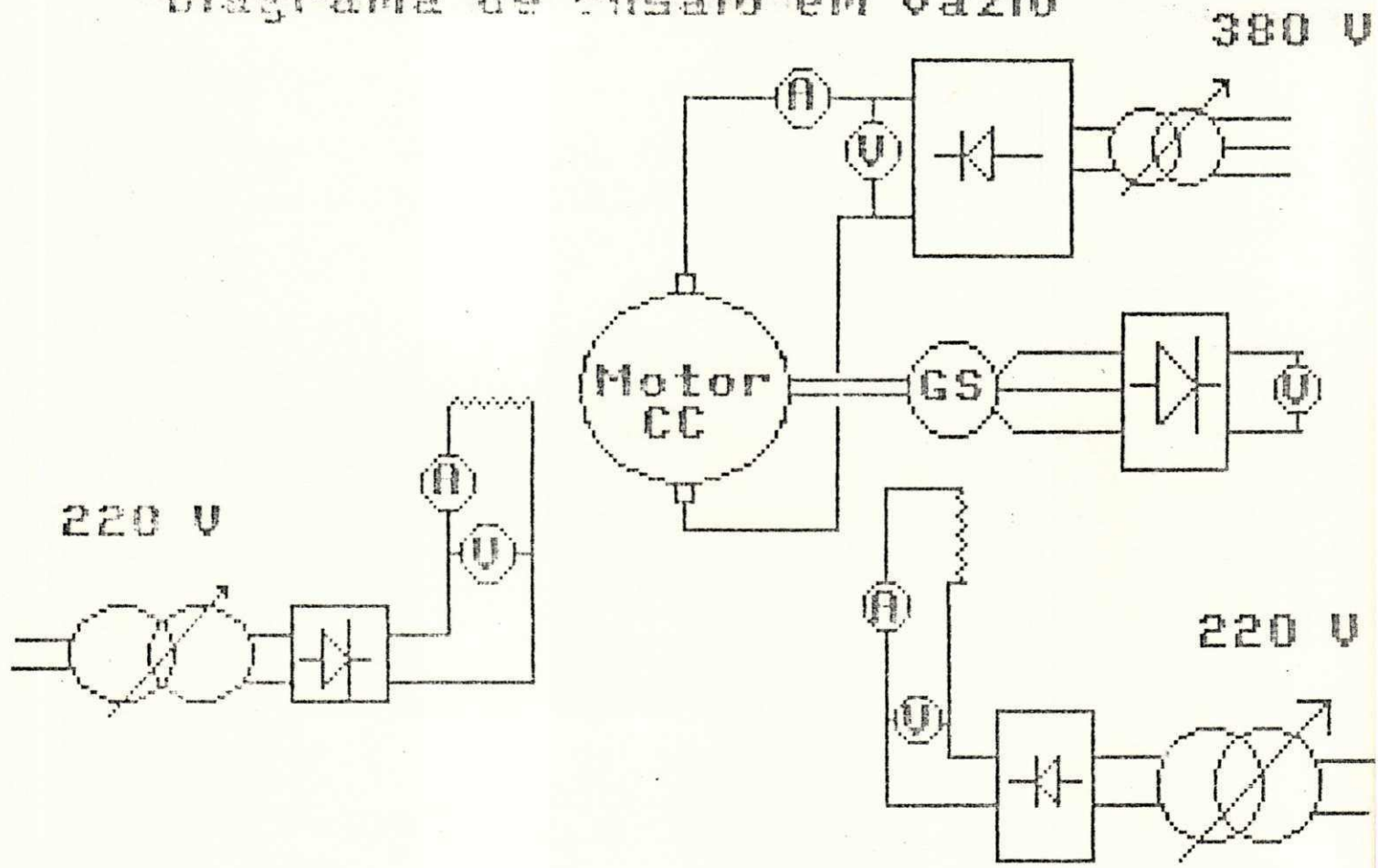


Figura 2.33 Diagrama de ensaio do gerador NERG II em vazio.

Teste em vazio

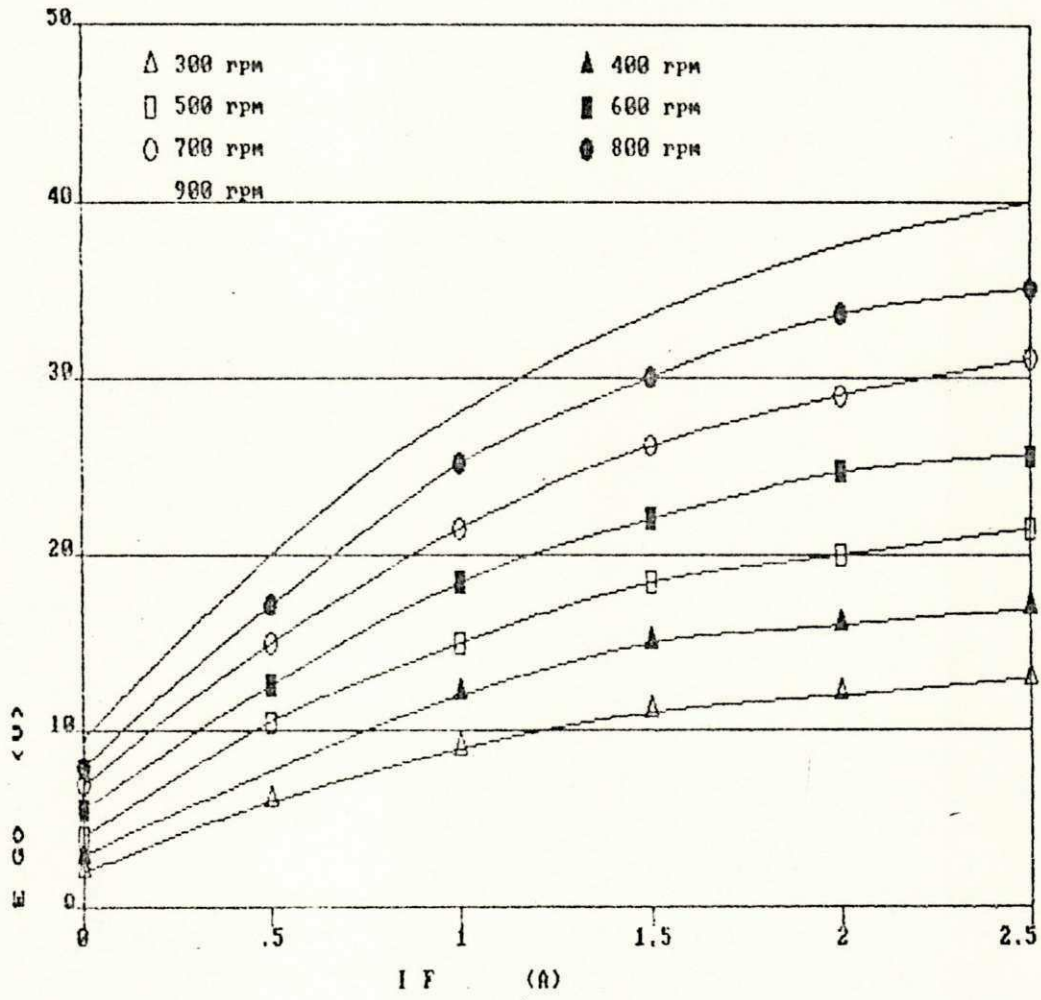


Figura 2.34 Curvas obtidas no ensaio em vazio.

As seguintes equações fornecem os valores de retificação para a conversão em corrente contínua:

$$E_{DC} = (\pi/3 \cdot (6)^{1/2}) \cdot E_{FN}$$

$$I_{DC} = (\pi/(6)^{1/2}) \cdot I_{RMS}$$

$$E_{FN} = E_{FF}/43 \quad (2.43)$$

Os testes de curto-circuito são obtidos acionando o alternador na velocidade nominal, curto-circuitado, conforme mostra o diagrama da figura 2.35, sendo registradas as correntes da armadura e de campo. Normalmente as leituras são realizadas para valores de até 125% da corrente nominal.

Os resultados deste ensaio são mostrada na figura 2.36, em valores retificados.

As leituras de corrente são tomadas para as três fases, a fim de verificar-se o balanceamento das correntes. As leituras são feitas com excitação decrescente, a começar do maior valor de corrente de campo. A rotação da máquina primária é ajustada, a fim de manter a rotação constante, para cada valor de corrente de campo.

Diagrama de ensaio em curto-circuito

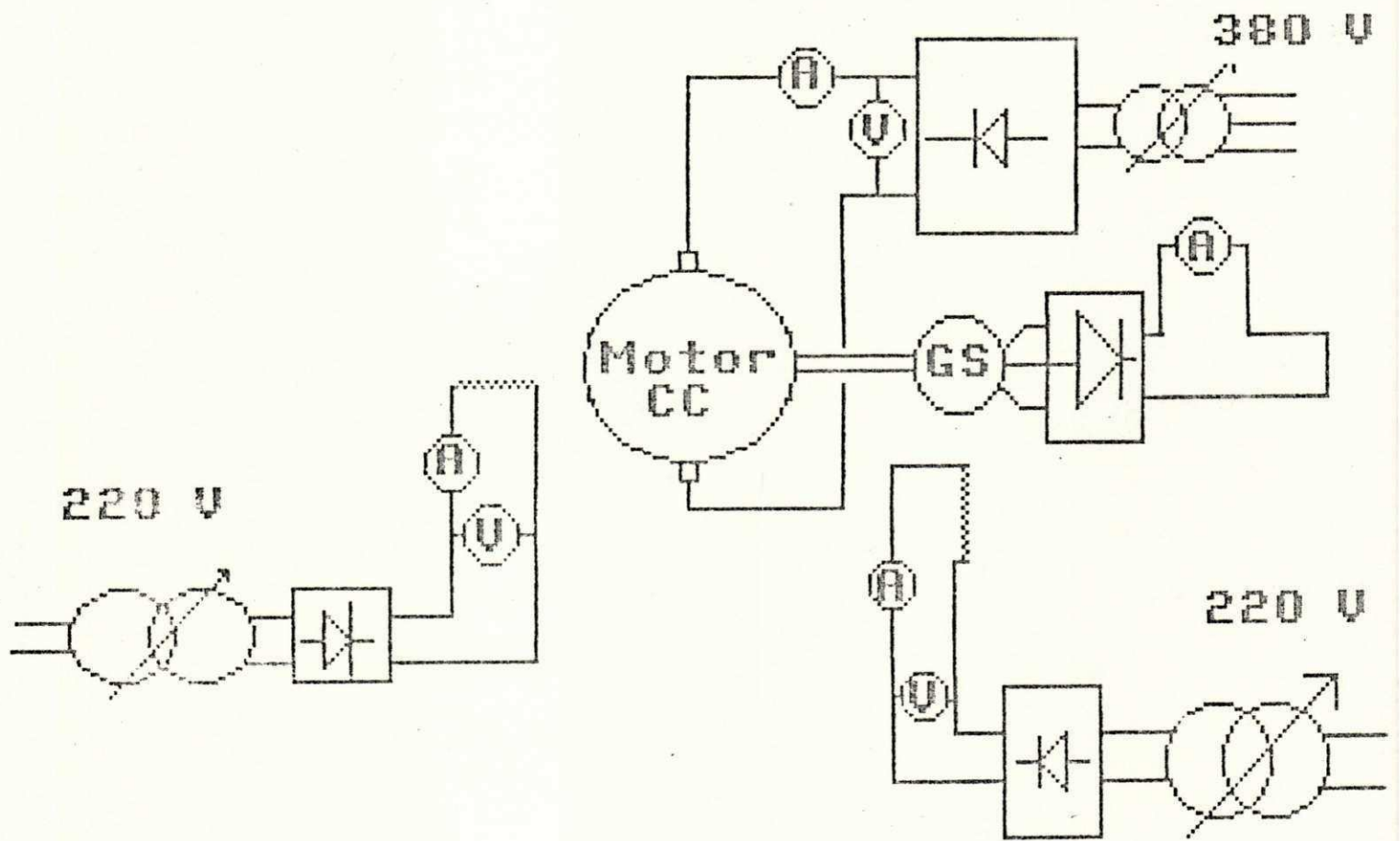


Figura 2.35 Diagrama de montagem usada no ensaio de curto-circuito.

Teste de Curto-circuito

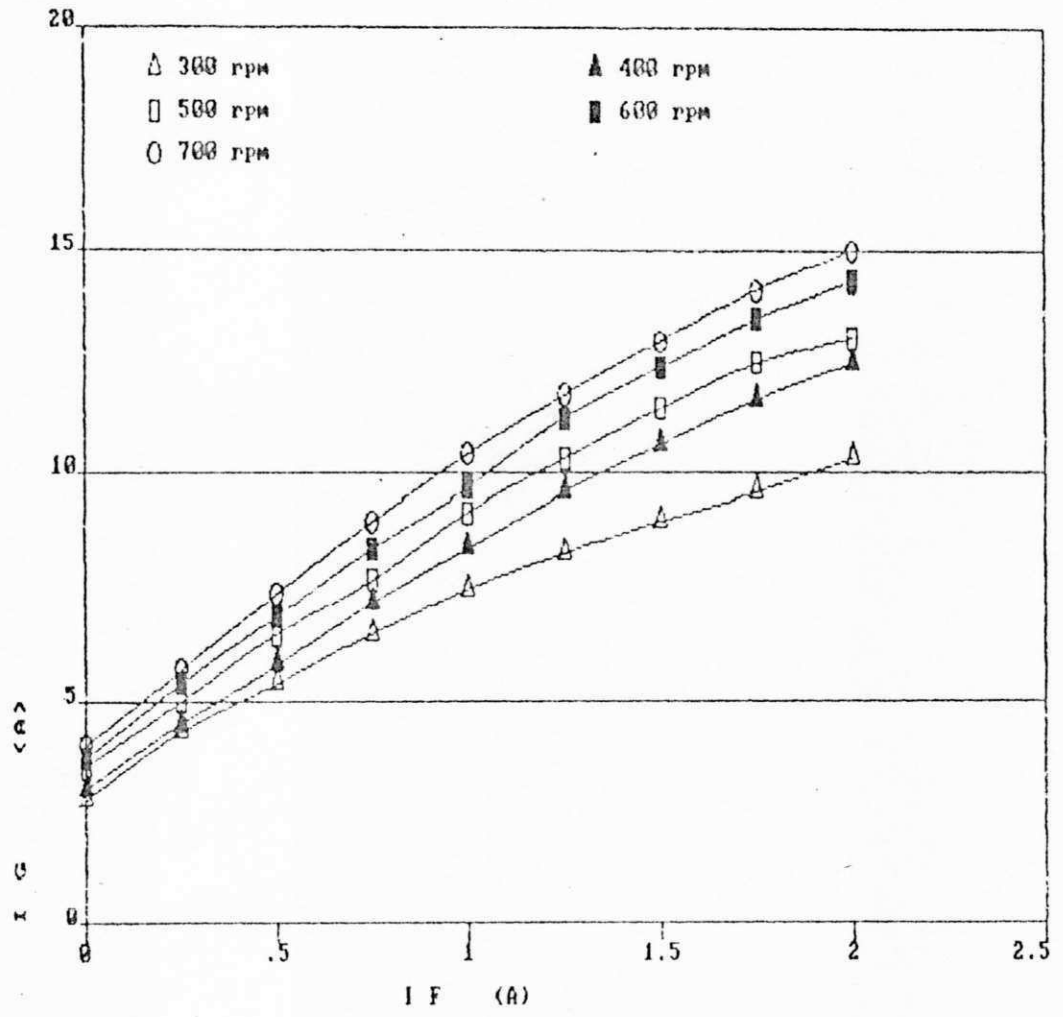


Figura 2.36 Curvas de curto-circuito.

Para finalizar foram realizados testes em carga nas rotações: 500, 700 e 900 rpm. A resistência de carga foi simulada por um reostato.

As curvas obtidas no ensaio são mostradas nas figuras : 2.37 a 2.40, onde a corrente de campo é variável.

Estas curvas, associadas às curvas bateria e resistência, auxiliam na determinação da relação de transmissão pelo método gráfico.

As curvas de potência para o gerador em 900 rpm é mostrada na figura 2.41.

Ensaio em carga

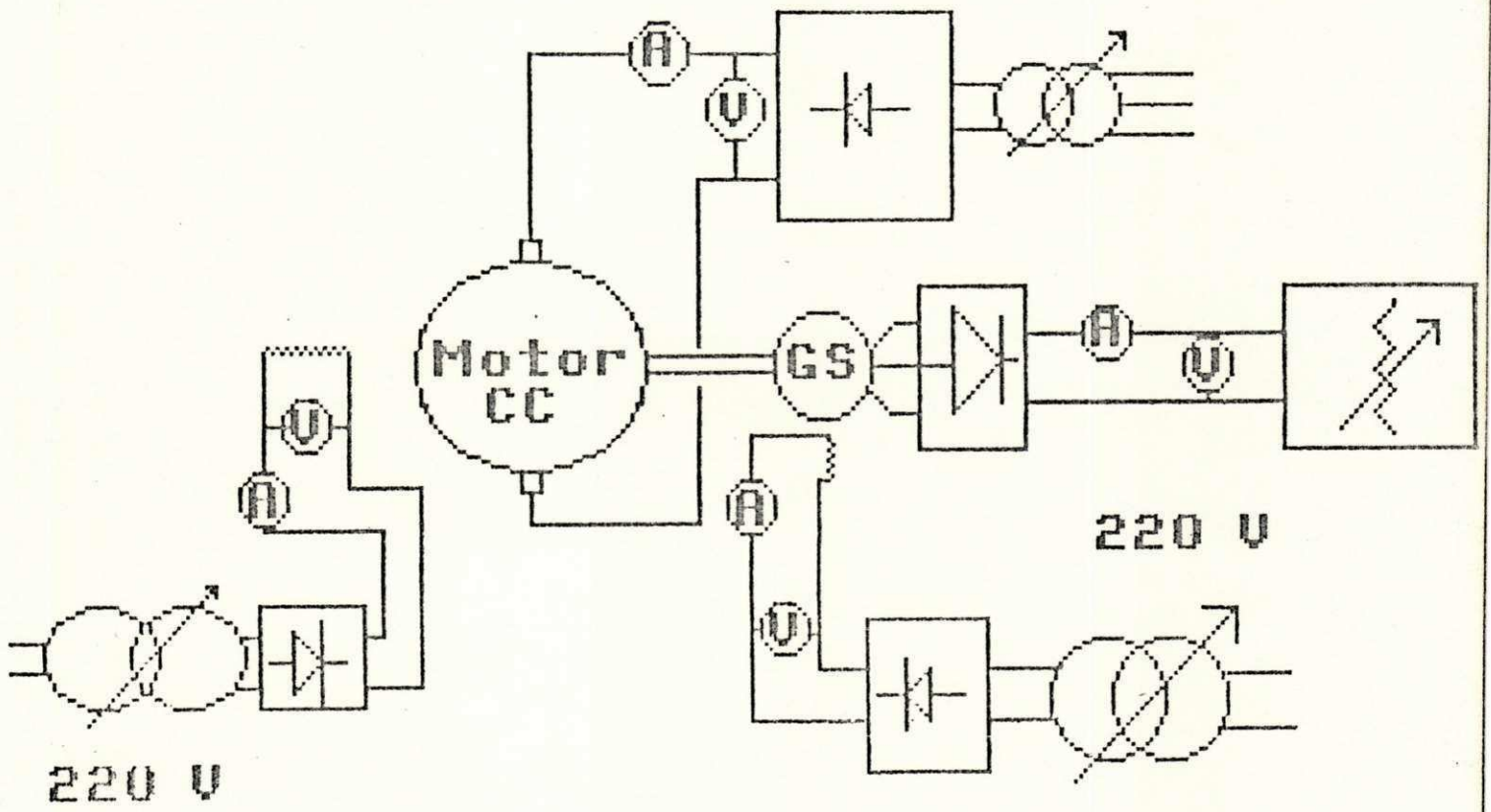


Figura 2.37 Diagrama de ensaio em carga

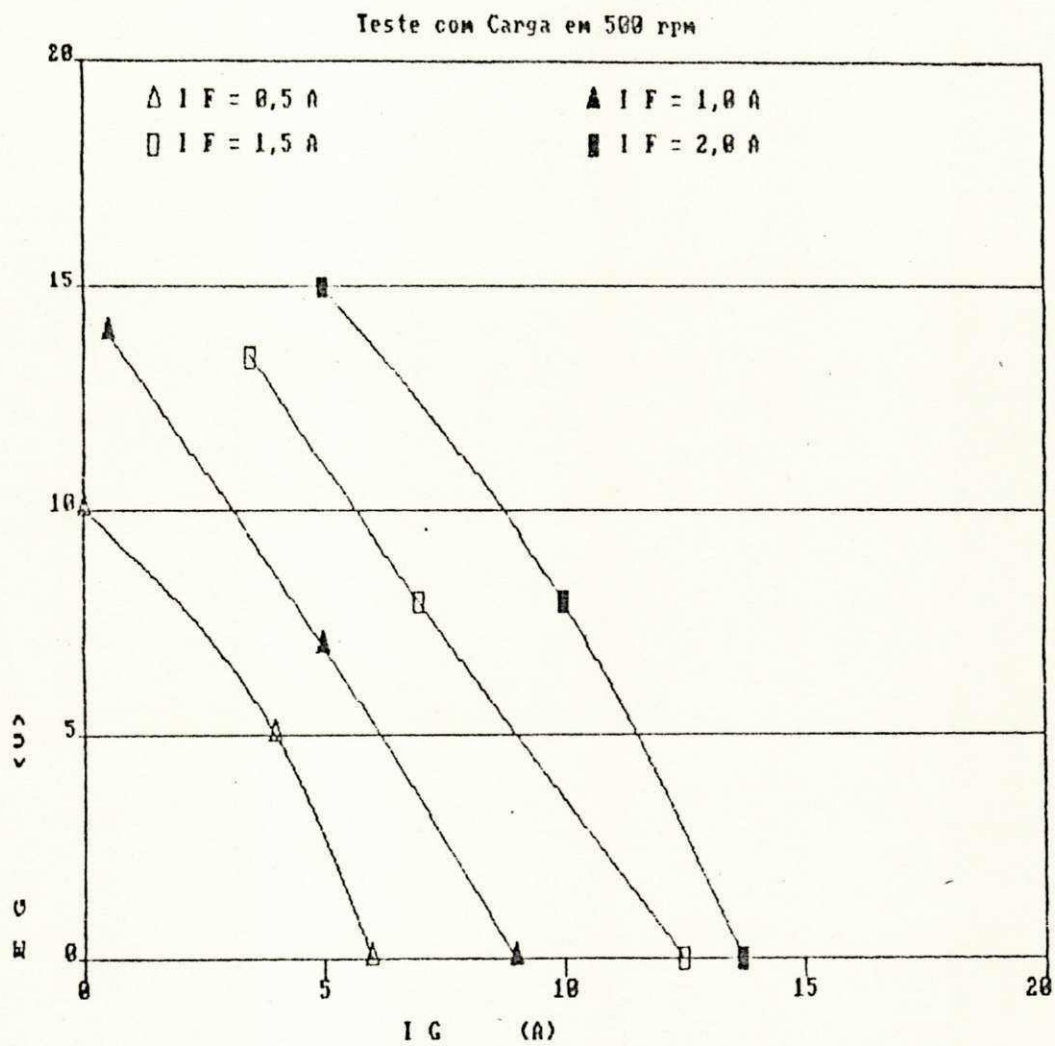


Figura 2.38 Curva de carga do gerador NERG II para a rotação de 500 rpm.

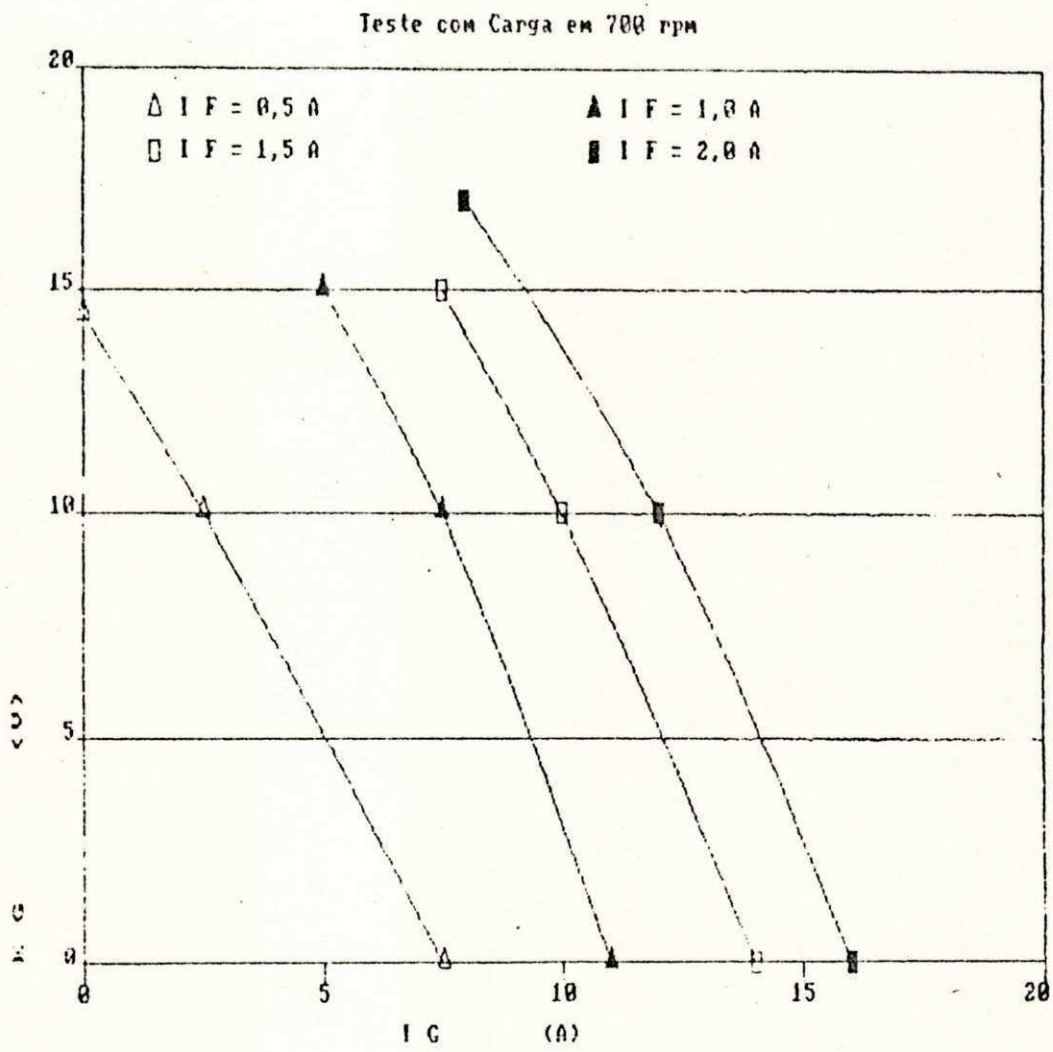


Figura 2.39 Ensaio com carga na rotação de 700 rpm.

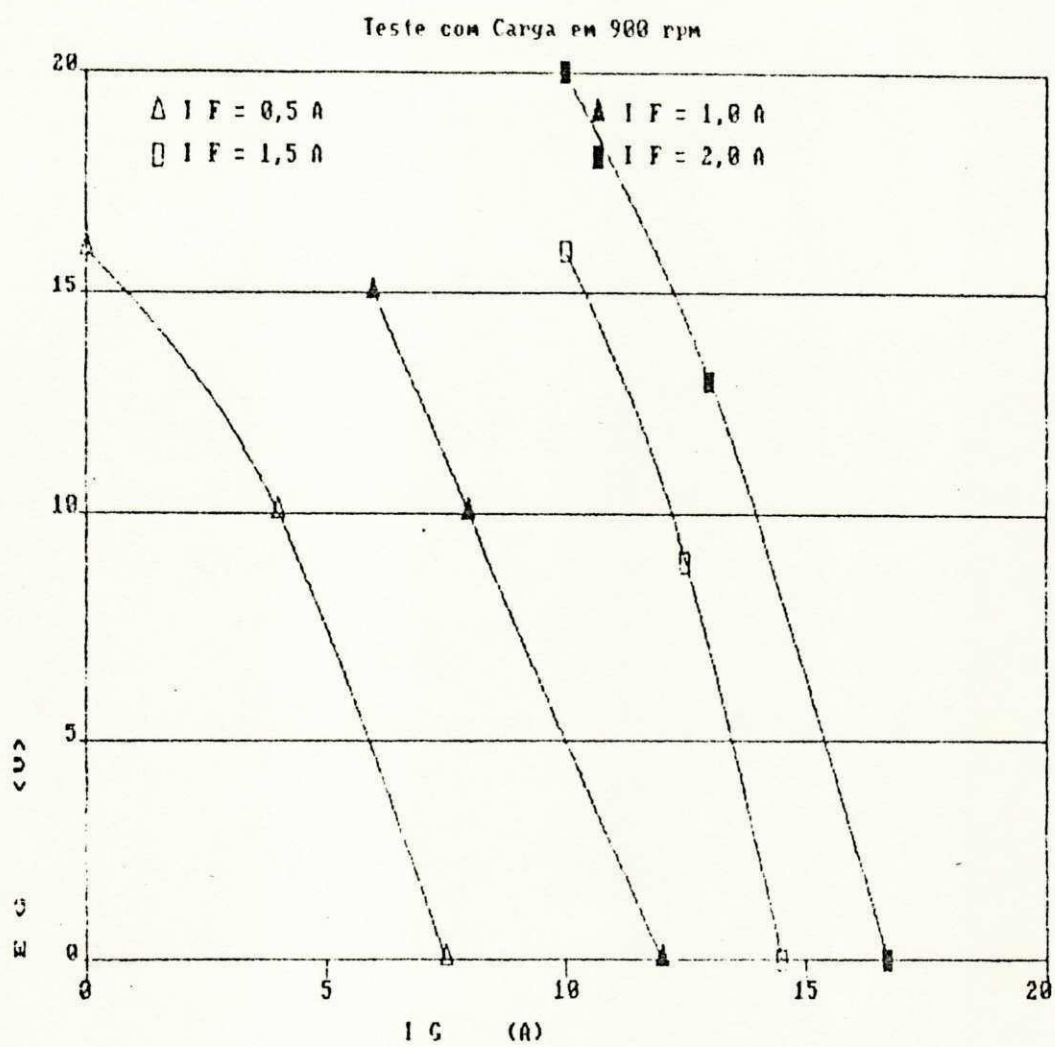


Figura 2.40 Ensaio com carga na rotação de 900 rpm.

Resultados dos ensaios do gerador NERG II

Tipo de ligação das bobinas do estator : Estrela
Tipo de excitação: Bobina de campo / imã permanente
Tipo de condutor : $\emptyset = 18$
Resistência do estator máquina fria : $0,6 \Omega/\text{fase}$
Resistência do estator máquina quente: $0,65\Omega/\text{fase}$
Resistência do campo: 5Ω
Reatância síncrona aproximada : $2,5 \Omega/\text{fase}$
Número de bobinas: 24
Número de espiras por bobina : 13
Número de polos : 8
Número de espiras do enrolamento de campo : 450
Passo polar : 1-4
Diâmetro interno do rotor : 88,62 mm.
Potência nominal : 100 W
Rotação nominal: 500 rpm

Tabela 2.1 Dados obtidos no ensaio do gerador NERG II

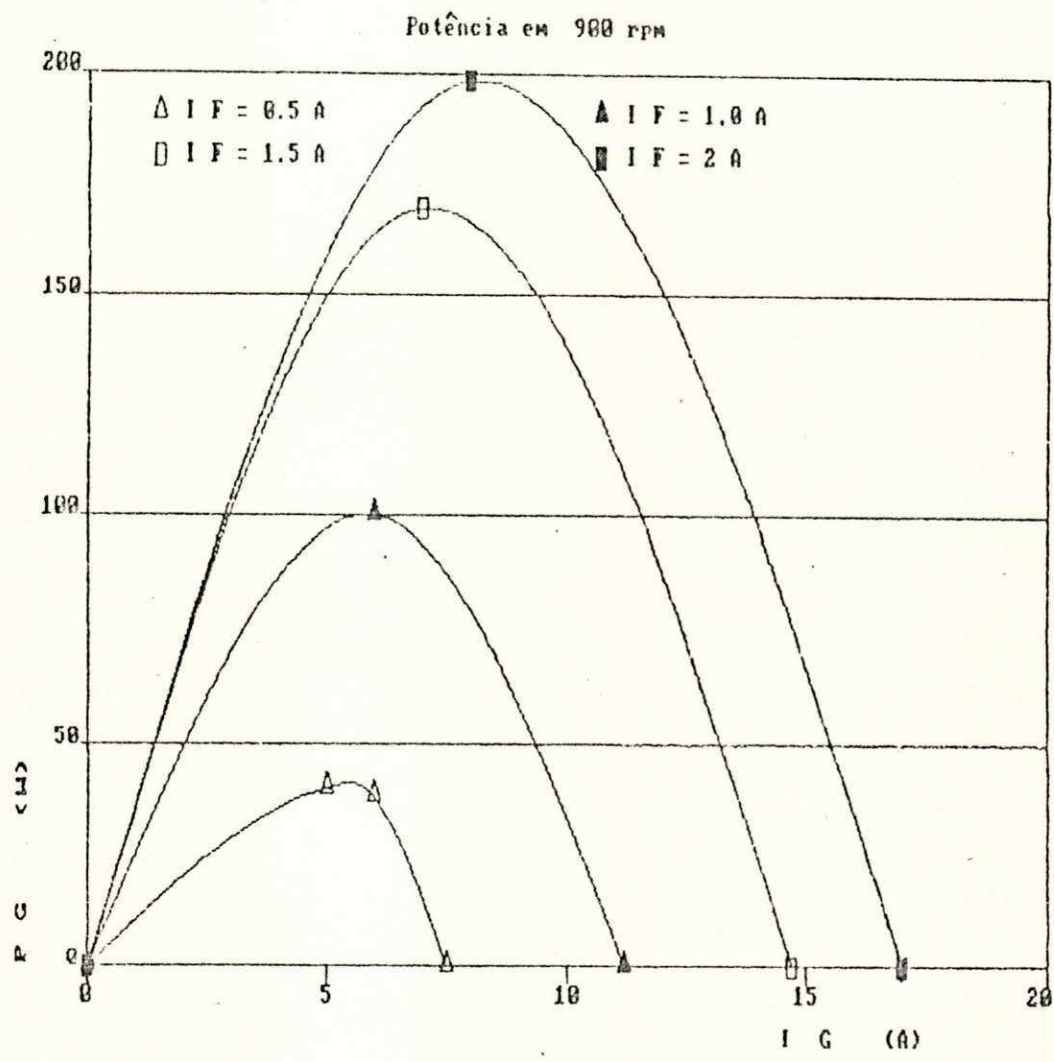


Figura 2.41 Características de potência em 900 rpm.

II.6. A CARGA

Baseado-se no fornecimento de eletricidade, dispoe-se de dois tipos de cargas: bateria de acumuladores e cargas resistivas.

Os SCEE associados a geração de energia elétrica podem ser caracterizados por três parâmetros: tensão, potência e taxa de trabalho. Estes parâmetros permitem definir as principais dimensões do SCEE.

Pode-se destacar dois tipos principais de aplicações para sistemas SCEE de pequeno porte associados à geração elétrica: Estações automáticas e usos domésticos.

Para estações automáticas, pode-se destacar os seguintes usos:

- Tele - transmissão, rádio - balizas, balizas luminosas, registradores, geográficos, e meteorológicos (Cunty, 1982).

Para usos domésticos pode-se destacar os seguintes empregos: Iluminação, fornecimento d'água corrente, equipamentos musicais e radiofônicos.

Para iluminação, as lâmpadas incandescentes funcionam independentemente do tipo de tensão, podendo ser encontradas em potências que variam de 15 a 100 W, e nas tensões retificadas de: 12V, 24V e 48 V.

II.6.1. Os dispositivos de armazenamento

Uma característica peculiar ao vento é sua descontinuidade. Diversos sistemas de armazenamento têm sido propostos, permitindo armazenar a energia produzida durante os períodos com vento, para uso durante o período de calmaria.

Nesta área de armazenagem, segundo Cunty (1982), tem-se desenvolvido vários sistemas de armazenagem, citados a seguir:

- Volante de inércia

A energia armazenada por este sistema é da ordem de 60 a 70W/kg com rendimento da ordem de 80 %.

- Eletrolisador

Este sistema de armazenamento destaca-se pelo seu crescente desenvolvimento tecnológico. O NERG atualmente faz pesquisa nesta área, e a produção de hidrogênio e oxigênio eletrolítico vem sendo pesquisada. O emprego de um eletrolisador bipolar reduz drasticamente os custos da fonte retificadora, podendo viabilizar seu emprego associado à aerogeradores.

- Sistema térmico

Sistema destinado a aquecimento de um fluido em um reservatório a ser restituído durante períodos de calmaria.

- Sistema hidráulico

A tecnologia associada a este sistema encontra-se ainda em estágio teórico, mas que poderá constituir-se no futuro num sistema armazenamento muito conveniente.

- Acumuladores químicos

Para o emprego associado a SCEE de pequeno porte, o sistema clássico de bateria de acumulador é o meio mais econômico. Estas baterias possuem um rendimento compreendido entre : 70 a 80 %.

11.6.2 O modelo da carga.

O acumulador de chumbo é o mais barato, seu princípio de funcionamento baseia-se na dissolução do ácido sulfúrico do eletrólito e formação de água, óxido e sulfato de chumbo.

Tabela de valores característicos de uma bateria do tipo ácido-chumbo:

Tensão de fim de carga : 2,35 a 2,4 V por elemento

Tensão de fim de descarga : 1,8 V por elemento

Consumo de água por elemento médio : 0,18 l/mês.

Corrente de manutenção média : 0,3 mA/Ah.

Resistência aproximada da bateria : 0,04 Ω

A Resistência da carga pode ser dimensionada em 5Ω , a tensão de carga da bateria durante o carregamento é dada por:

$$E = E_{BO} / (1 + r_B / R_C) + r_B \cdot I_B / (1 + r_B / R_C) \quad (2.44)$$

A figura 2.42, mostra o modelo simplificado da bateria e da carga.

A capacidade de um elemento varia em sentido inverso do regime de descarga, para um regime muito elevado a capacidade diminui, assim como seu rendimento.

Apesar dos inconvenientes que a bateria tipo ácido-chumbo apresenta, em particular de não poder ser muito sobrecarregada, nem bruscamente descarregada, este acumulador é o que mais se adapta ao emprego associado a SCEE de pequeno porte.

Para diminuir as perdas de rendimento devido ao armazenamento, a utilização da energia deverá adaptar-se ao regime de vento, de modo a utilizar a energia em conexão direta ao gerador.

Modelo da bateria e carga resistiva

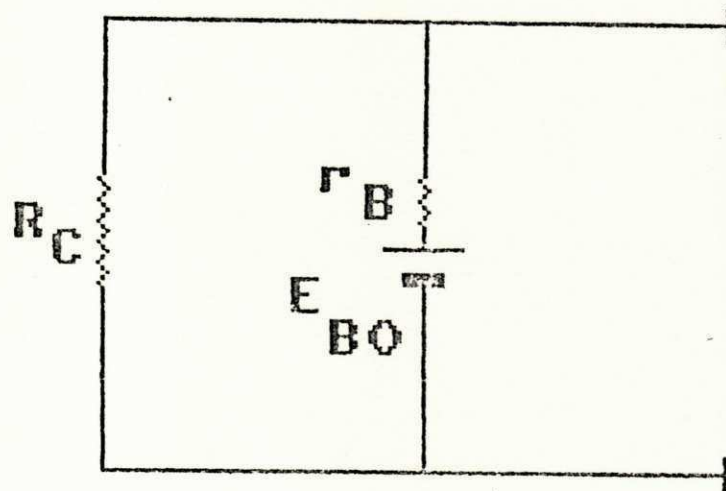


Figura 2.42 Modelo simplificado da bateria e da carga resistiva.

2.6.3 Dimensionamento da capacidade das baterias de acumuladores.

Para garantir o fornecimento de energia com um mínimo de descontinuidade, a capacidade da bateria deverá ser corretamente dimensionada. A avaliação da capacidade da bateria é feita a partir dos seguintes dados:

- Dados meteorológicos do sítio
- Potência do aerogerador associado à instalação
- Potência média consumida

A taxa de trabalho de um equipamento, é definida por:

$$T_n = H_u / 24 \quad (2.45)$$

, onde : H_u corresponde ao número de horas de consumo de energia durante um dia.

Segundo Cuntz, (1982), a capacidade da bateria em A.h é dada por:

$$Q = 30 \cdot N_d \cdot P \cdot T_n / E_{b0} \quad (2.46)$$

N_d corresponde ao número de dias do período de calmaria

P corresponde a potência do equipamento ou carga resistiva.

E_{b0} corresponde a tensão da bateria em vazio.

A bateria utilizada possui uma capacidade de 150 Ah.

Se o período de calmaria for muito elevado, a fim de não tornar o sistema de armazenamento muito oneroso, sugere-se recorrer a outra fonte de energia alternativa como a energia

solar, etc.

Um bom dimensionamento do sistema de armazenamento possibilitará uma boa autonomia, e um custo razoável.

II.6.4 Dispositivos de controle

O diagrama de controle manual do estado da bateria é apresentado na figura 2.43, mostrando os dispositivos de proteção em série com o circuito de carga.

Componentes do circuito de controle:

- Diodo que impede que a bateria se descarregue através do gerador.

- Retificador trifásico a diodo

- Interruptor e um fusível sobre o circuito de carga.

- Interruptor que permite cortar a carga, quando a bateria estiver completamente carregada.

- Voltímetro para verificação do estado da bateria.

- Amperímetro para medir a corrente entregue pelo gerador.

O estado de carga da bateria deverá ser periodicamente controlado.

A ponte retificadora não controlada apresenta as seguintes relações (2.43) :

$$I_{DC} = \pi / (6)^{1/2} \cdot I_{RMS}$$

$$V_{DC} = 3 \cdot (2)^{1/2} / \pi \cdot V_{FF}$$

Para fins de carregamento de bateria, o valor da amperagem é um parâmetro muito importante. Para a proteção da bateria de acumuladores contra sobre carga, é possível empregar-se um regulador de tensão, sendo este equipamento de grande utilidade para sistemas de baixa voltagem e alta amperagem.

Desta forma o regulador de tensão é indicado para sistemas que possuem pequenas cargas, de tal forma que possibilitem a sobrecarga da bateria.

Diagrama de controle

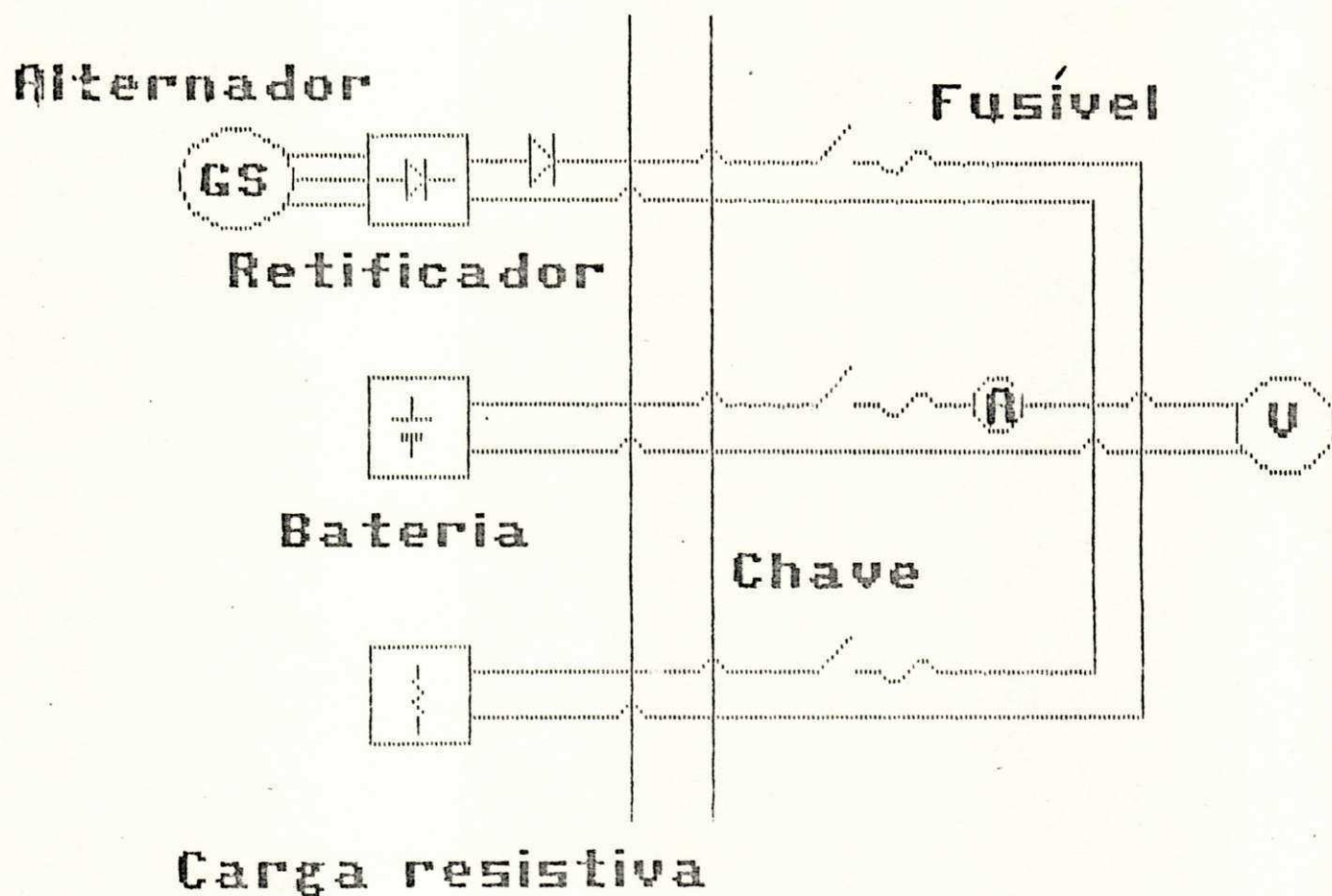


Figura 2.43 Circuito de controle do estado de carga da bateria.

11.7 Característica global do sistema acionado

11.7.1 Curva Potência (Ω)

A partir dos ensaios em carga realizados no gerador, obtém-se uma família de curvas, para uma corrente de campo fixa e várias rotações.

As curvas dos sistemas acionante e acionado são traçadas e sobrepostas num mesmo gráfico, obtendo-se interseções em vários pontos em função da tensão, corrente e rotação, mostrada na figura 2.44.

Utilizando-se os pontos obtidos a partir deste gráfico, pode-se traçar a característica da potência do sub-sistema acionado em função da rotação, mostrada na figura 2.45.

A figura 2.44 mostra a interseção entre as características do gerador e da carga.

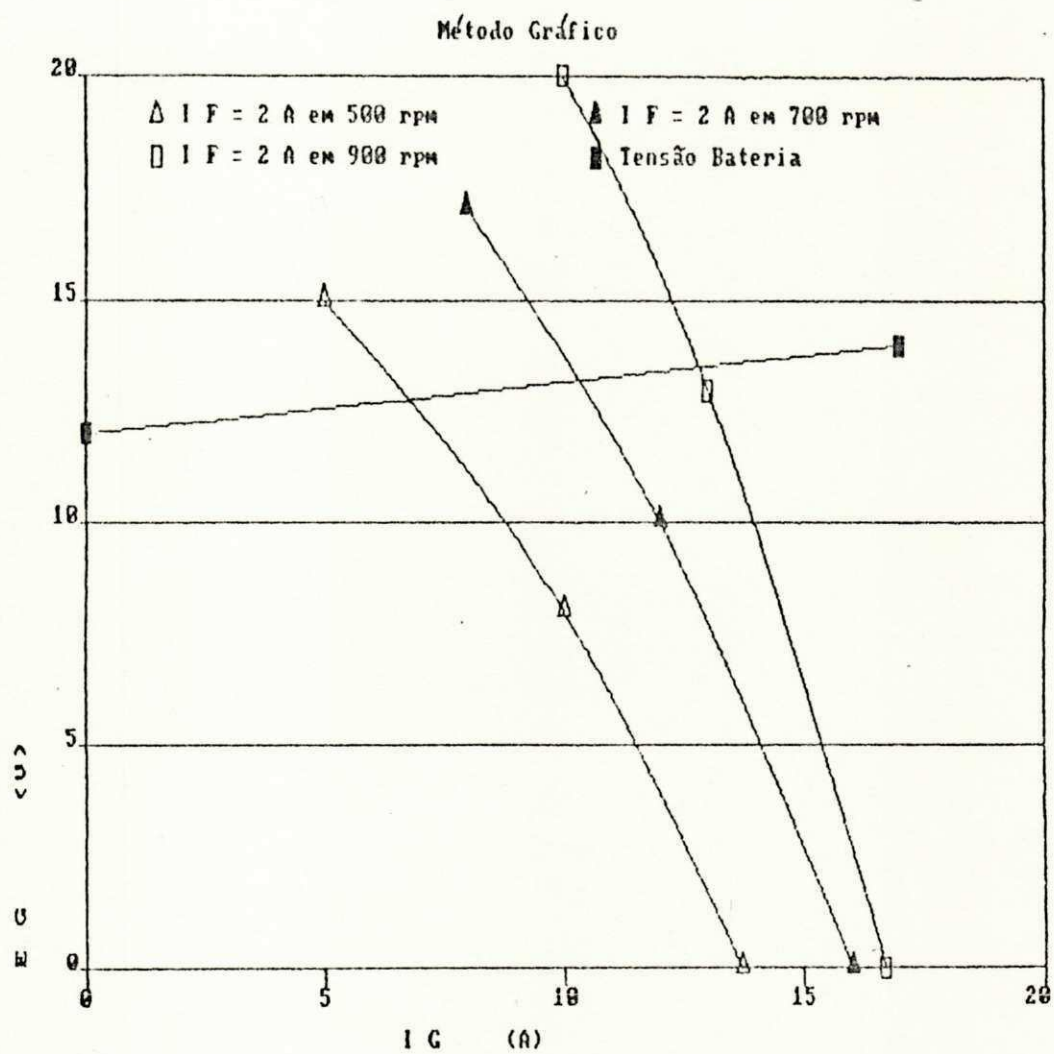


Figura 2.44 Determinação da intersecção entre as características do gerador e da bateria.

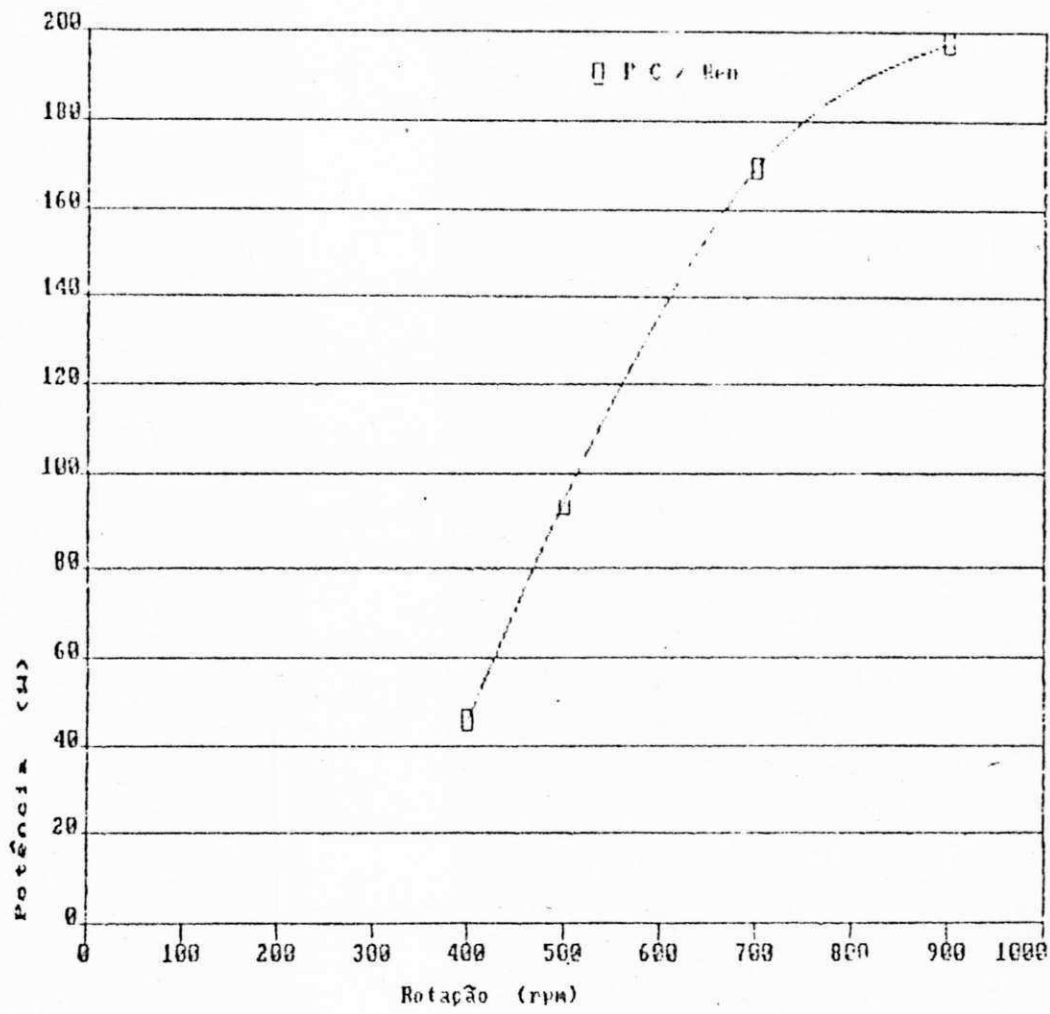


Figura 2.45 Curva de potência do sistema acionado.

II.7.2 Curva da potência (V)

Para um sistema determinado é importante explicitar a curva de potência do sistema em operação, em função da velocidade do vento $P(V)$.

A figura 2.23 apresenta as curvas da potência da turbina para cada velocidade de vento.

Associando-se a curva $P(\Omega)$ do sub-sistema acionado indicada na figura 2.45, com as curvas da potência da turbina, mostrada na figura 2.23, é possível a determinação da curva $P(V)$, mostrada na figura 2.46.

Potência X Velocidade do vento

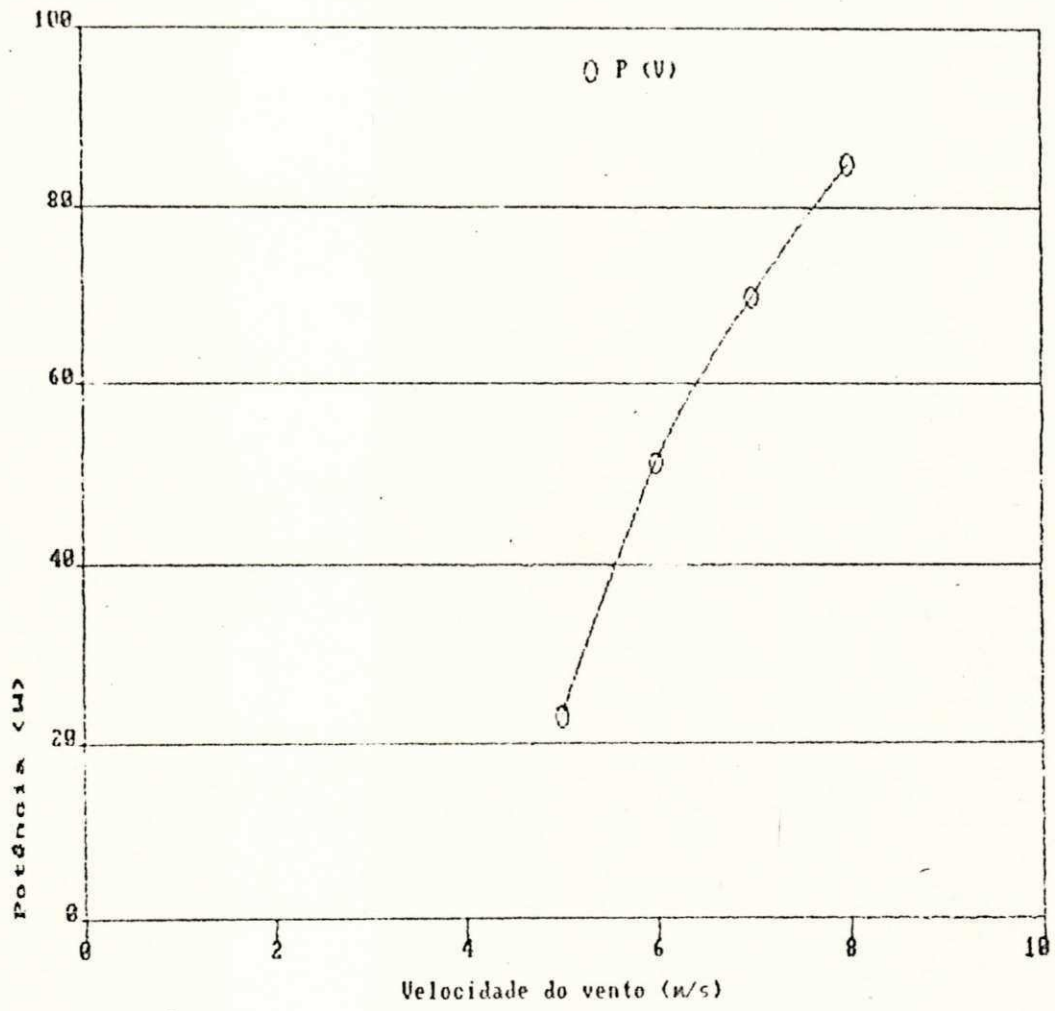


Figura 2.46 Potência da turbina em função da velocidade do vento.

CAPITULO III

O casamento estático do SCEE

III.1 Introdução.

Este capítulo proporciona uma visão global da temática relacionada ao casamento das curvas características do gerador, carga e da turbina, visando a obtenção de um maior rendimento do SCEE.

O método da potência nominal (Medeiros, 1983), consiste em otimizar o desempenho do SCEE partindo-se de um ponto ótimo de operação entre a turbina e o sistema acionado, constituído pelo gerador e carga ($P_r(\Omega)$).

As curvas relativas ao sistema acionado possuem características de conjugado e rotação que devem ser casadas com as da turbina. É bastante difícil obter-se um tipo de carga com características tais que a potência absorvida varie com o cubo da rotação. Desta forma, deseja-se apenas que as curvas da potência da turbina e o sistema acionado operem o mais próximo possível (Silva et al., 1989).

Esta otimização pode ser implementada das seguintes maneiras:

- Dimensionamento do sistema sub-sistema acionado, isto é, gerador e carga.
- Casamento estático do SCEE através da determinação da relação de transmissão.

Observar-se ainda que a escolha de uma relação de transmissão muito elevada reduzirá a velocidade de partida e fará com que a turbina opere a baixa rotação, isto é, distante das velocidades de ventos disponíveis (Simões, 1986).

Por outro lado, através do ajuste contínuo do sistema acionado, pode-se fazer que a turbina opere em uma rotação proporcional à relação de velocidades ótima.

Deve-se considerar, em cada caso, se o acréscimo em potência resultante de tal controle é justificável economicamente, associado ao tipo de turbina empregada.

III.2 Modelo do sistema acionado

O sistema acionante é constituído pela turbina eólica, o sistema acionado é constituído pelo multiplicador de velocidade, gerador, carga resistiva e baterias. A obtenção da curva de Potência do sistema acionado é feita a partir dos modelos simplificados do gerador e carga.

Analisando-se um gerador independentemente excitado e para cargas resistivas, pode-se empregar o seguinte modelo para o gerador, equação 2.41 (Araújo et al., 1988):

$$E_o^2 / E_{o0}^2 + I_o^2 / I_c^2 = 1 \quad (2.41)$$

Onde: E_{o0} corresponde a tensão em vazio do gerador em C.C.

I_c corresponde a corrente do gerador em curto circuito com valores convertidos em C.C.

Obteve-se a seguinte tabela de valores no ensaio de carga do gerador, para uma corrente de campo $I_F = 2 \text{ A}$.

Rotacão (rpm)	E_{00} (V)	I_C (A)
500	20	13,7
700	29	16,0
900	37	16,7

Tabela 3.1 Valores de tensão em vazio, corrente de curto circuito, para várias rotações.

O modelo para a carga, representado por uma bateria e uma carga resistiva apresenta suas grandezas de tensão e corrente retificada, expressos em função da resistência de carga (R_C), e resistência interna da bateria (r_B). Esta relação pode ser expressa pela equação 2.44:

$$E = E_{00} / (1 + r_B / R_C) + r_B \cdot I_G / (1 + r_B / R_C)$$

Através da interseção dos dois modelos, gerador e carga, obtem-se uma expressão para a corrente no ponto de interseção, dada por:

$$I_G = I_C(\Omega) \cdot (1 - E_{00}^2 / (1 + r_B / R_C)^2 \cdot E_{00}^2(\Omega))^{1/2} \quad (3.1)$$

A equação 3.1 corresponde a corrente fornecida pelo gerador à carga.

Considerando-se que o valor da tensão na carga é aproximadamente igual a tensão em vazio da bateria (E_{BO}), o valor da potência do sistema acionado é dada por:

$$P_C = E_{BO} \cdot I_C(\Omega) (1 - E_{BO}^2 / (1 + r_B / R_C)^2 \cdot E_{BO}^2(\Omega))^{1/2} \quad (3.2)$$

A expressão acima é válida somente para rotações superiores à rotação de corte, tal que:

$$\Omega > \Omega_K$$

, a rotação de corte é dada por:

$$\Omega_K = E_{BO} \cdot \Omega_N / E_{GO} \cdot (1 + r_B / R_C)^2 \quad (3.3)$$

Levando-se em consideração os valores típicos dos parâmetros envolvidos, r_B / R_C é muito menor que 1, obtendo-se a seguinte simplificação:

$$P_C(\Omega) = E_{BO} \cdot I_C(\Omega) (1 - E_{BO}^2 / E_{GO}^2(\Omega))^{1/2}$$

$$P_C(\Omega) = E_{BO} \cdot I_C (1 - E_{BO}^2 / (K_O \cdot \Omega_O)^2)$$

$$E_{GO} = K_O \cdot \Omega_O \quad (3.4)$$

, onde K_O é função da excitação, sendo calculada para uma determinada rotação.

III.3 Métodos de casamento estático

Diversos métodos de casamento estático foram desenvolvidos e possibilitam a determinação da relação de transmissão (X_T), através dos seguintes métodos:

III.3.1 - Método gráfico (Lysen, 1980)

III.3.2 - Método analítico da potência (Silva, F.B.; Pinto, I.M., e Silva; M.F.L., 1989)

III.3.3 - Método analítico da tangente (Araújo, 1988)

III.3.1 O método gráfico.

O método gráfico permite a determinação gráfica da relação de transmissão, a partir das curvas de potência do sistema acionado, utilizando-se as imposições:

$$P_{Em}(\Omega) = P_c(\Omega) \quad (3.5)$$

$$P \leq P_{No} \quad (3.6)$$

A partir dos ensaios em carga realizados no gerador, obtém-se uma família de curvas, construída a partir da tabela 3.1, para uma corrente de campo fixa e várias rotações.

As curvas dos sistemas acionante e acionado são traçadas e

sobrepostas num mesmo gráfico, Figura 2.44.

Utilizando-se os pontos obtidos a partir deste gráfico, pode-se traçar a característica da potência do sub-sistema acionado em função da rotação, mostrada na figura 2.45

Estima-se um rendimento do gerador aliado a transmissão de 0,85. A potência nominal do gerador é de 100 W, para rotações próximas a 500 rpm.

O valor da relação de transmissão deve ser calculado aproximadamente no "joelho" da curva de potência máxima da turbina.

No método gráfico os pontos do sistema acionado $P_c(\Omega)$ são obtidos graficamente.

, Deste modo X_T é dado por:

$$X_T = \Omega_0 / \Omega \quad (3.7)$$

, Desde que: $P \leq P_{NO}$

, onde Ω_0 e Ω correspondem as frequências angulares do sistema acionado e da turbina respectivamente. :

A figura 3.1 mostra o princípio de obtenção da relação de transmissão através da equação 3.7.

O método gráfico, tem sido utilizado por muitos autores (Araújo, 1986; Lysen, 1980; Silva F.B., 1989).

- Aplicação do método gráfico

A partir dos ensaios em carga no gerador e de parâmetros da carga, obtém-se as curvas de potência dos sub-sistemas acionante e acionado. Estas curvas são representadas num mesmo gráfico, Figura 3.1.

A curva da turbina é diretamente representada a partir da equação da potência máxima P_{EM} , equação 2.37, e a curva do gerador e carga, a partir da tabela 3.2.

A tabela 3.2 foi montada a partir da intersecção entre a curva de carga da bateria e do ensaio em carga do gerador.

Rotacão (rpm)	P_r (W)	P_r / Ren (W)
500	80	94,1
700	144	169,4
900	168	197,9

Tabela 3.2 Potência fornecida pelo gerador à carga

Casamento de carga

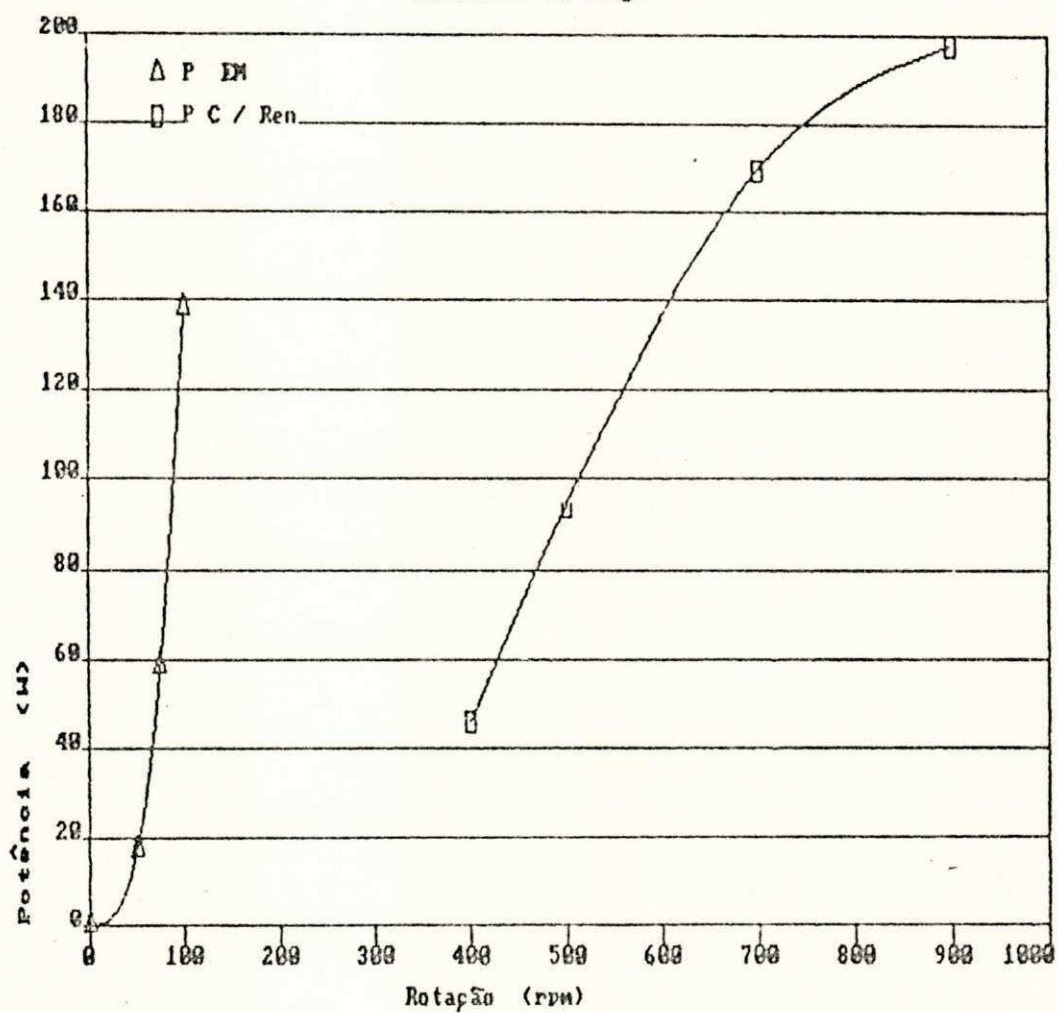


Figura 3.1 Método gráfico de determinação da relação de transmissão.

Para a rotação de 500 rpm, o valor da relação de transmissão é dada por:

$$X_T = 500 \text{ rpm} / 89,8 \text{ rpm} = 5,56$$

III.3.2 O método da potência.

O método da potência é semelhante do gráfico no que se refere a aproximação das curvas de potência mecânica máxima da turbina, de modo a trabalhar-se próximo à conversão máxima.

A relação de transmissão é fornecida a partir dos modelos para os sistemas acionante e acionado, de modo que, a partir das equações 3.5 e 3.6, tem-se:

$$P_{EM}(\Omega) = P_C(\Omega)$$

$$P \leq P_{NO}$$

A potência do sistema acionado e a relação de transmissão é dada a partir da equação 3.4 :

$$P_C = E_{no} \cdot I_c(\Omega) (1 - E_{no}^2 / E_{no}^2(\Omega))^{1/2}$$

-Aplicação do método da potência nominal

A solução através deste método é dada através das equações 3.5 e 3.6:

$$P_{EM}(\Omega) = P_c$$

$$P < P_{no}$$

Neste método, analogamente ao método gráfico utiliza-se a potência nominal do gerador, estabelecida a partir dos ensaios de carga. Com aplicação deste método, e dados da tabela 3.1, utilizando-se a equação 3.4, obtém-se a tabela 3.2:

Ω_N (rpm)	$P_c(\Omega)$ (W)	$P_c(\Omega)/R_{en}$ (W)
500	131,5	154,73
700	174,8	205,64
900	189,5	213,70

Tabela 3.3 Tabela obtida a partir do método da potência.

Obtem-se, portanto o seguinte valor para a relação de transmissão:

$$X_T = 400 \text{ rpm} / 89,82 \text{ rpm} = 4,45$$

, onde 100 W de potência máxima extraível corresponde a $\Omega = 89,82$ rpm

A figura 3.2 mostra a obtenção da relação de transmissão pelo método da potência.

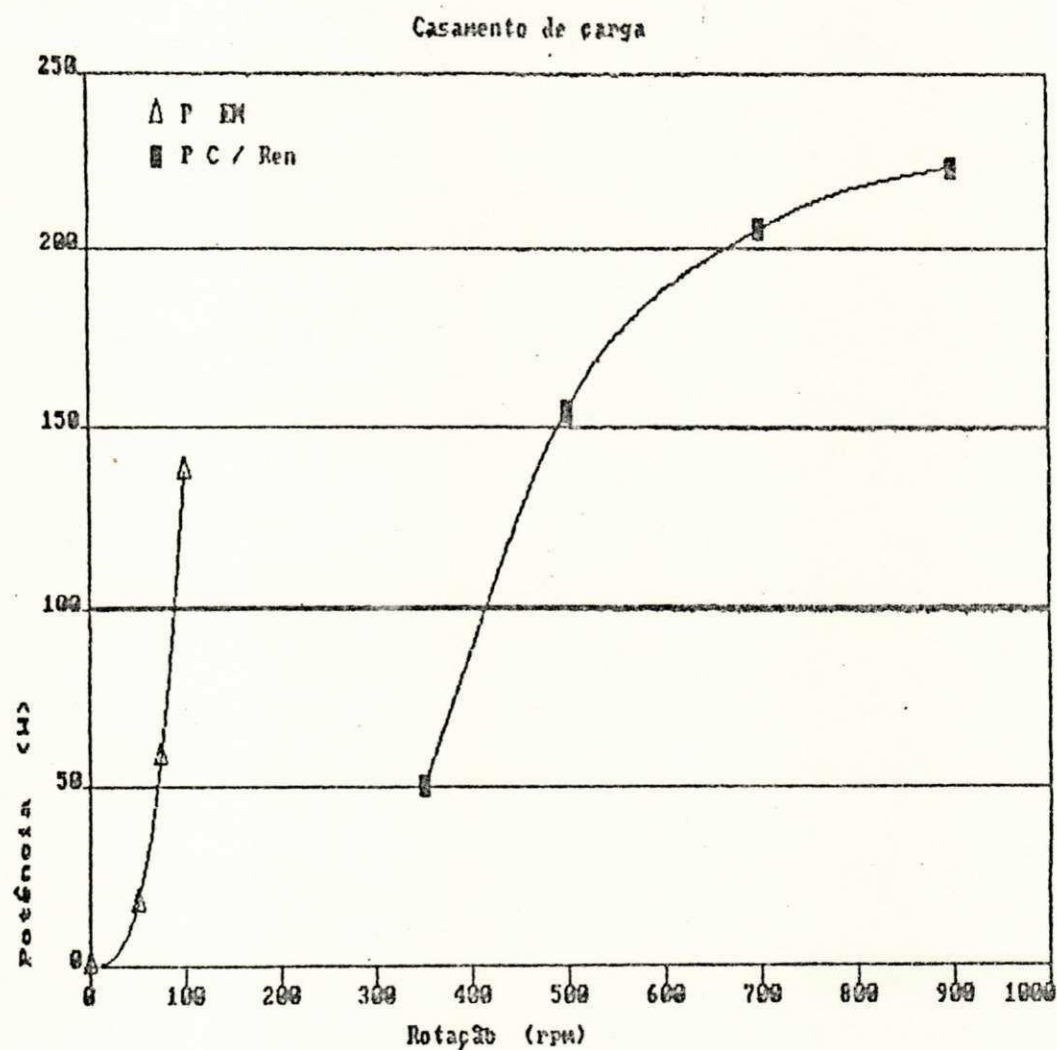


Figura 3.2 Determinação da relação de transmissão pelo método da potência.

III.3.3 O método da tangente.

O método da tangente também utiliza uma característica simplificada do gerador, expressando tensão e corrente em valores retificados.

Neste método são utilizadas as seguintes imposições:

$$P_{EM}(\Omega) = P_C(\Omega)$$

$$dP_{EM}(\Omega)/d\Omega = dP_C(\Omega)/d\Omega \quad (3.8)$$

A solução do sistema de equações acima é a rotação de tangência, que em rpm é dada por:

$$\Omega_{TA} = 30/\pi \cdot (E_{B0}/(1+r_e/R_c) \cdot I_c / 2 \cdot K_T \cdot Ren)^{2/3} \quad (3.9)$$

, como $r_e/R_c \ll 1$, tem-se a seguinte equação em rpm :

$$\Omega_{TA} = (30/\pi) \cdot 2^{-2/3} (E_{B0} \cdot I_c / K_T \cdot Ren)^{2/3}$$

, ou ainda:

$$\Omega_{TA} = 7,58 \cdot (E_{B0} \cdot I_c / K_T \cdot Ren)^{2/3} \quad (3.10)$$

A relação de transmissão é dada por:

$$\chi_{TA} = (2/3^{1/2}) \cdot E_{B0} \cdot \Omega_N / E_{B0} \cdot \Omega_{TA} \quad (3.11)$$

Neste caso a relação de transmissão desejada será dada por:

$$X_T = X_{TA}$$

, a rotação da turbina será dada por:

$$\Omega = \Omega_{TA}$$

Desta forma, a rotação do gerador (Ω_G), será dada por:

$$\Omega_G = X_T \cdot \Omega_{TA} \quad (3.12)$$

-Aplicação do método da tangente.

Empregado-se os mesmos parâmetros utilizados nos métodos anteriores ou seja, a resistência de carga R_C em $5,0 \Omega$, e uma resistência da bateria igual a $0,04\Omega$ (Cunty, 1982).

O valor da rotação da turbina em que ocorre a tangência das características é dada através da equação 3.10 :

$$\Omega_{TA} = 7,58 \cdot (E_{BO} \cdot I_C / K_T \cdot R_{en})^{1/3}$$

O valor da constante de potência máxima da turbina (K_T) é dada por:

$$K_T = 0,12$$

A relação de transmissão (X_T) é dada através da equação 3.11 por:

$$X_{T\Delta} = 1,155 \cdot E_{BD} \cdot \Omega_N / E_{DD} \cdot \Omega_{T\Delta}$$

A rotação do gerador em que ocorre a tangência é dada pela equação 3.12:

$$\Omega_G = X_T \cdot \Omega_{T\Delta}$$

A potência máxima fornecida pela turbina (P_{EM}), na rotação de tangência é dada por:

$$P_{EM}(\Omega_{T\Delta}) = 1,1484 \cdot 10^{-3} \cdot K_T \cdot \Omega_{T\Delta}^3$$

, desta forma, tem-se que:

$$P_G(\Omega_G) = P_{EM}(\Omega_{T\Delta})$$

Isto é, para uma determinada rotação de tangência ($\Omega_{T\Delta}$), e relação de transmissão ($X_{T\Delta}$), as potências da turbinas e sistema acionado são casadas.

Com a aplicação do método da tangente, obtem-se a seguinte tabela de valores para a relação de transmissão.

Valores encontrados na aplicação do método da tangente.

Ω_N (rpm)	$\Omega_{T\Delta}$ (rpm)	X_T
500	88,87	3,9

Tabela 3.4 Apresenta os valores encontrados na aplicação do método da tangente.

Observa-se que ocorre o casamento dos modelos da potência da turbina com o modelo do sistema acionado $P_c(\Omega_o)$.

III.4 Comparação dos métodos:

O método gráfico fornece a relação de transmissão a partir de um ou mais pontos, determinados através da interseção entre as curvas dos sub-sistemas acionante e acionado.

O método gráfico e o da potência fornecem resultados semelhantes, mas o da tangente sub-estima o valor da relação de transmissão, com erro em torno de 30 %.

Observa-se que os métodos da potência e da tangente utilizam a curva da potência do sistema acionado para descrever o do gerador (equação 2.40). Entretanto, este modelo não descreve com bastante precisão o modelo de geradores de baixa potência e se afasta das curvas obtidas experimentalmente no ensaio em carga.

A figura 3.3 ilustra o emprego dos valores obtidos para a relação de transmissão.

Rotação (rpm)	M.Gráfico X_T	M.da potência X_T	M.da tangente X_T
500	5,56	4,45	3,9

Tabela 3.5 comparação dos resultados obtidos na aplicação dos três métodos.

A tabela abaixo, mostra os valores de potência do sistema acionado obtidos graficamente e analiticamente.

Modelos:	Experimental	Analítico
Ω_o (rpm)	P_c / Ren (W)	P_c / Ren (W)
500	94,1	154,73

Tabela 3.6 Valores de potência do sistema acionado obtido a partir do ensaio e do modelo analítico.

III.4.2 Conclusão.

Três métodos de casamento estático do gerador e carga são apresentados visando a operação da turbina Savonius o mais próximo possível da conversão máxima de potência. A determinação da relação de transmissão é feita a partir dos três métodos.

Observa-se que o modelo simplificado do gerador determina potências de sistema acionado superiores aos valores encontrados a partir do modelo experimental, conseqüentemente, valores de relação de transmissão inferiores.

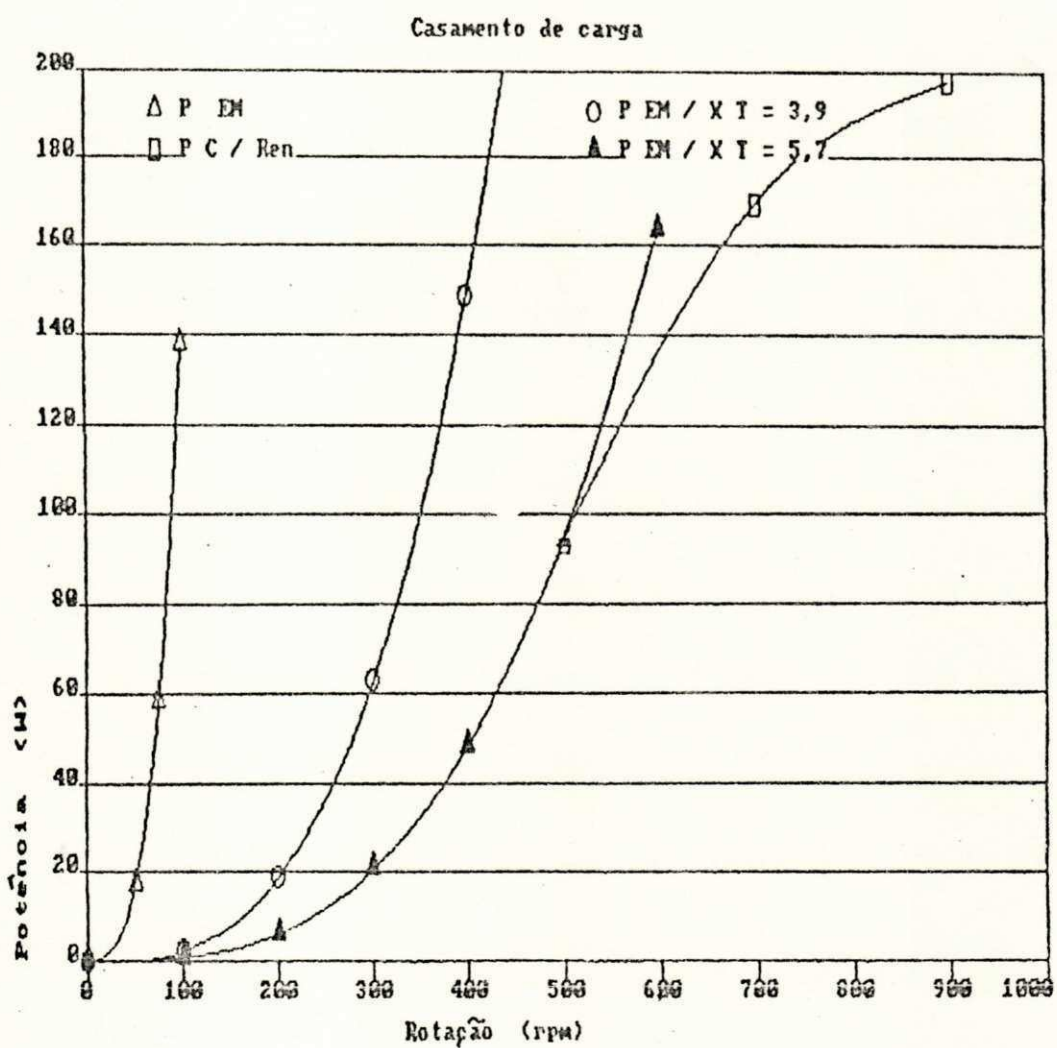


Figura 3.3 Emprego da relação de transmissão obtida através dos três métodos.

O comportamento das características de potência casadas indicam que grande parte da energia disponível não será aproveitada, caso não haja um elemento controlador.

Desta forma, procura-se determinar a influência da escolha da relação de transmissão sobre o controle da excitação, que poderia eventualmente ser utilizado.

Observa-se que para uma determinada corrente de excitação I_f , é possível através do controle da excitação, tendo como limite a corrente de campo I'_f , trabalhar entre as rotações: Ω_1 e Ω_2 , com o coeficiente de potência próximo ao seu valor máximo; devendo corresponder, portanto, ao intervalo de velocidade de maior conteúdo energético.

Em termos de energia aproveitada, pode-se verificar que o controle permite trabalhar dentro de uma ampla faixa de aproveitamento energético, através da função densidade de energia, para a central de testes em Campina Grande.

A partir da equação da potência máxima da turbina, equação 2.34, obtem-se a característica de potência máxima deslocada pelas seguintes relações de transmissão: $X_T = 3,8; 4,1;$ e $4,9$.

Da mesma forma a partir da equação 3.4, obtem-se a característica do sistema acionado para os seguintes valores de corrente de campo: $I_f = 1,5; 2,0; 2,5$ A.

O gráfico mostrado na figura 3.4 mostra que a escolha da relação de transmissão $X_T = 4,9$, permite ao gerador trabalhar com correntes de campo compreendidas na seguinte faixa: $1,5 < I_F < 2,5$ A.

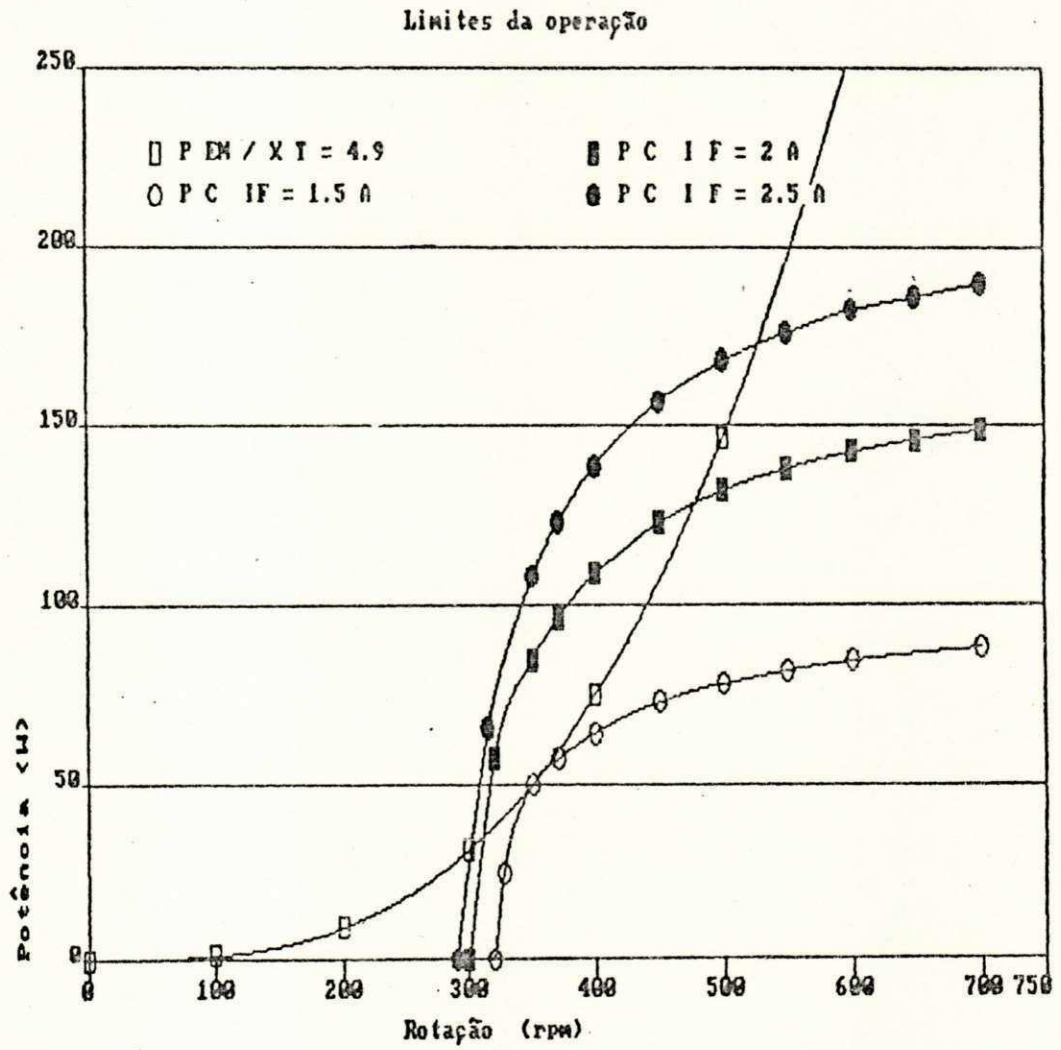


Figura 3.4 Limites de operação

Obteve-se os seguintes pontos de interseção para a relação de transmissão escolhida:

Ω (rpm)	Ω_0 (rpm)	P_{EM} (W)	V (m/s)	X
60	290	30	4,86	1,1
108	530	175	8,83	2,0

Tabela 3.7 mostra valores de interseção entre o sistema acionante e acionado, para uma relação de transmissão $X_T = 4,9$.

A função densidade de energia extraível, equação 2.16, é empregada a fim de verificar-se qual a relação entre as áreas de energia extraível máxima e extraível para a rotação da turbina Ω , no intervalo: $1,1 < X < 2,0$.

Esta relação para este intervalo é aplicado para a rotação de 80 rpm, é dado por:

$$R_p = 1,08$$

Para a rotação de 60 rpm, obtem-se o seguinte valor :

$$R_p = 1,143$$

O gerador projetado comportando excitação mista, verifica-se adequado a operação, possibilitando o ajuste da corrente de campo em um determinado valor, permitindo operar em um intervalo importante de vento.

Constata-se, no entanto, que para operações em torno de 80 rpm, a ação do controle não acrescenta valores significativos de energia.

A figura 3.5 mostra a função de densidade de energia extraível máxima e extraível para a rotação da turbina para $\Omega = 80$ rpm.

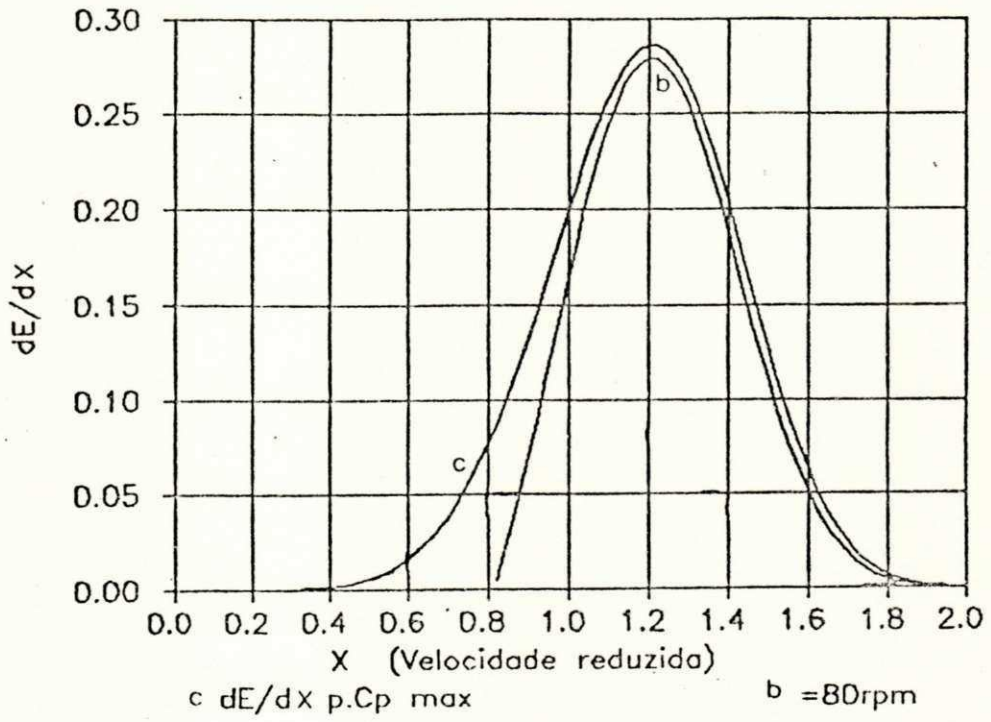


Figura 3.5 Densidades de energia máxima e para a rotação de 80 rpm.

CAPITULO IV

Ensaio em campo aberto

IV.1-Introdução

O presente capítulo tem a finalidade de apresentar os testes realizados com o sistema completo em campo aberto, isto é, turbina Savonius, gerador e carga. Para esta finalidade foi proposto o seguinte esquemas de ensaios.

O esquema prevê a realização de testes em campo aberto observando o funcionamento do gerador independentemente excitado, com três valores distintos de corrente de campo.

Para a realização destes ensaios foi empregado um sistema de aquisição de dados, que permite a leitura simultânea da velocidade média do vento dos últimos dez minutos e a rotação média do gerador. As respectivas correntes mostradas nos diagramas de ensaio são registradas instantaneamente em uma impressora do tipo X-Y.

Estes testes tem a finalidade de averiguar a performance do sistema global para uma determinada relação de transmissão, e a potência de carregamento da bateriada turbina em função da velocidade de vento, na central de testes do NERG.

O sistema possui uma relação de multiplicação igual a 4,125, do tipo multiplicador a conjugado cônico com dentes retos.

Através desta relação de multiplicação, do raio da turbina (2.19), e da relação de velocidades (2.16) é possível obter a seguinte equação em rpm :

$$\Omega_g = 75.D.V \quad (4.1)$$

$$D = \Omega_g / 75.V$$

Esta equação (4.1) relaciona a relação de velocidades com a rotação do gerador e a velocidade do vento.

O rendimento da turbina é função da relação de velocidades, sendo descrito pela equação 2.26. é possível determinar para o presente SCEE, qual corrente de campo proporcionará uma melhor performance.

IV.2 Ensaio em campo aberto

No ensaio em campo aberto, mostrada na figura 4.1, foram medidos os seguintes parâmetros:

- 1 - Corrente de campo do gerador
- 2 - Tensão de carga da bateria
- 3 - Corrente fornecida pelo gerador à bateria
- 4 - Corrente fornecida à carga resistiva
- 5 - Registro da velocidade do vento
- 6 - Registro da rotação do gerador

Turbina Savonius Ensaio em campo aberto 1

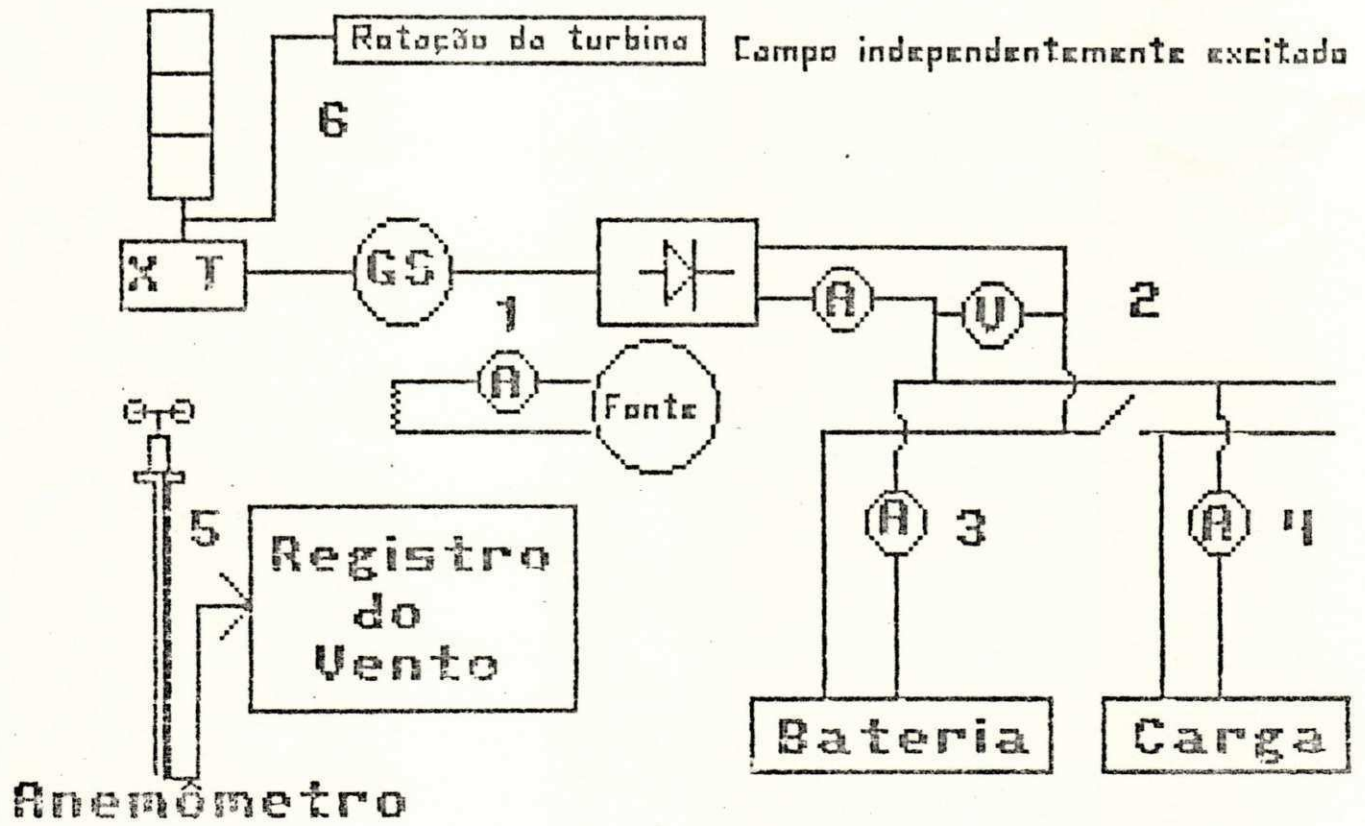


Figura 4.1 Esquema de montagem do gerador com excitação independente.

Um carregador de bateria normalmente fornece uma corrente de 5 A, o presente SCEE produz uma corrente máxima de 5 A / 12 V, em 10 m/s, funcionando com uma corrente de campo igual a 2 A.

Considerando-se que o consumo normalmente varia de 4 a 8 horas por dia, existe tempo e potência suficientes para recarregar o sistema elétrico, supondo-se um correto dimensionamento da carga.

Isto significa ser possível suprir as necessidades de um pequeno usuário.

IV.3 Curvas obtidas:

- Tempo (minutos) X Corrente (A)
- Velocidade do vento (m/s) X Potência (W)
- Velocidade do vento (m/s) X Rotação do gerador (rpm)

Para a obtenção deste gráfico são feitas várias medições simultâneas da potência e da velocidade de vento. Estas medidas são agrupadas por faixas de velocidade de vento de larguras iguais. A largura escolhida foi de 1,0 m/s.

Os valores médios obtidos foram relacionados para as faixas (BINS) de velocidade do vento, abaixo relacionadas.

Velocidade (m/s)	Faixa (m/s)
3,0	2,5 - 3,5
4,0	3,5 - 4,5
5,0	4,5 - 5,5
6,0	5,5 - 6,5
7,0	6,5 - 7,5
8,0	7,5 - 8,5
9,0	8,5 - 9,5
10,0	9,5 - 10,5

Tabela 4.1 Faixa de velocidade de vento para redução de dados.

Estima-se que para uma corrente de campo $I_F = 2$ A, e para as condições de vento predominantes na central de testes o SCEE pode fornecer uma energia média correspondente a 18 kWh /mês.

As correntes de campo utilizadas foram $I_F = 1$, 1,5, 2 A, os resultados são mostrados na tabela abaixo:

Para o controle da tensão da bateria e necessário o acionamento das lâmpadas que constituem a carga do SCEE.

A bateria utilizada é uma bateria com uma capacidade de 150 Ah.

A figura 4.2 mostra as rotações atingidas pelo gerador na montagem independentemente excitado, observa-se a partir deste gráfico que para ventos de 10 m/s, o gerador atinge a rotação de 600 rpm.

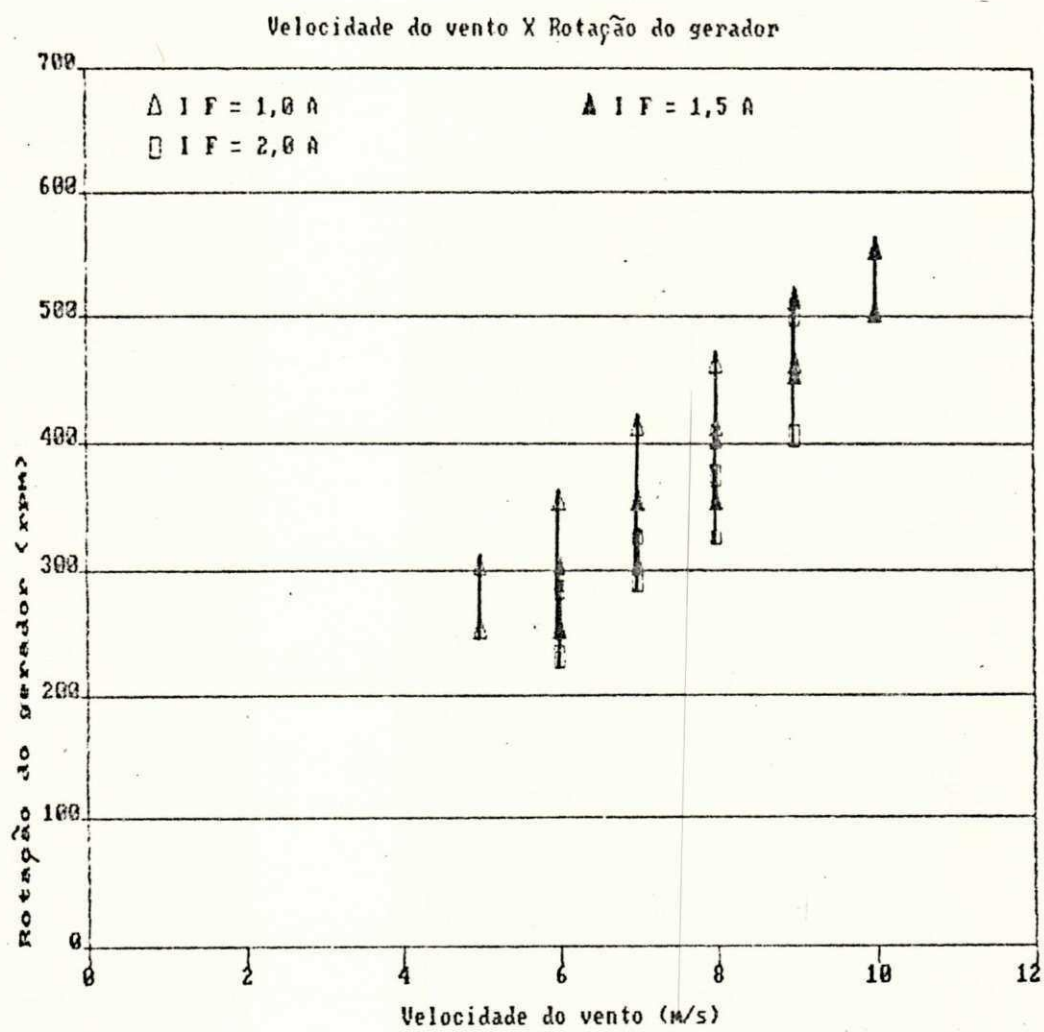


Figura 4.2 Velocidade do vento versus rotação do gerador para várias correntes de campo.

A figura 4.3 mostra numa primeira aproximação, a potência fornecida pelo gerador à bateria com uma corrente de campo igual a 2 A. Os gráficos correspondentes as correntes de campo 1,5 e 1 A, apresentam potências equivalentes a este, e levemente inferiores.

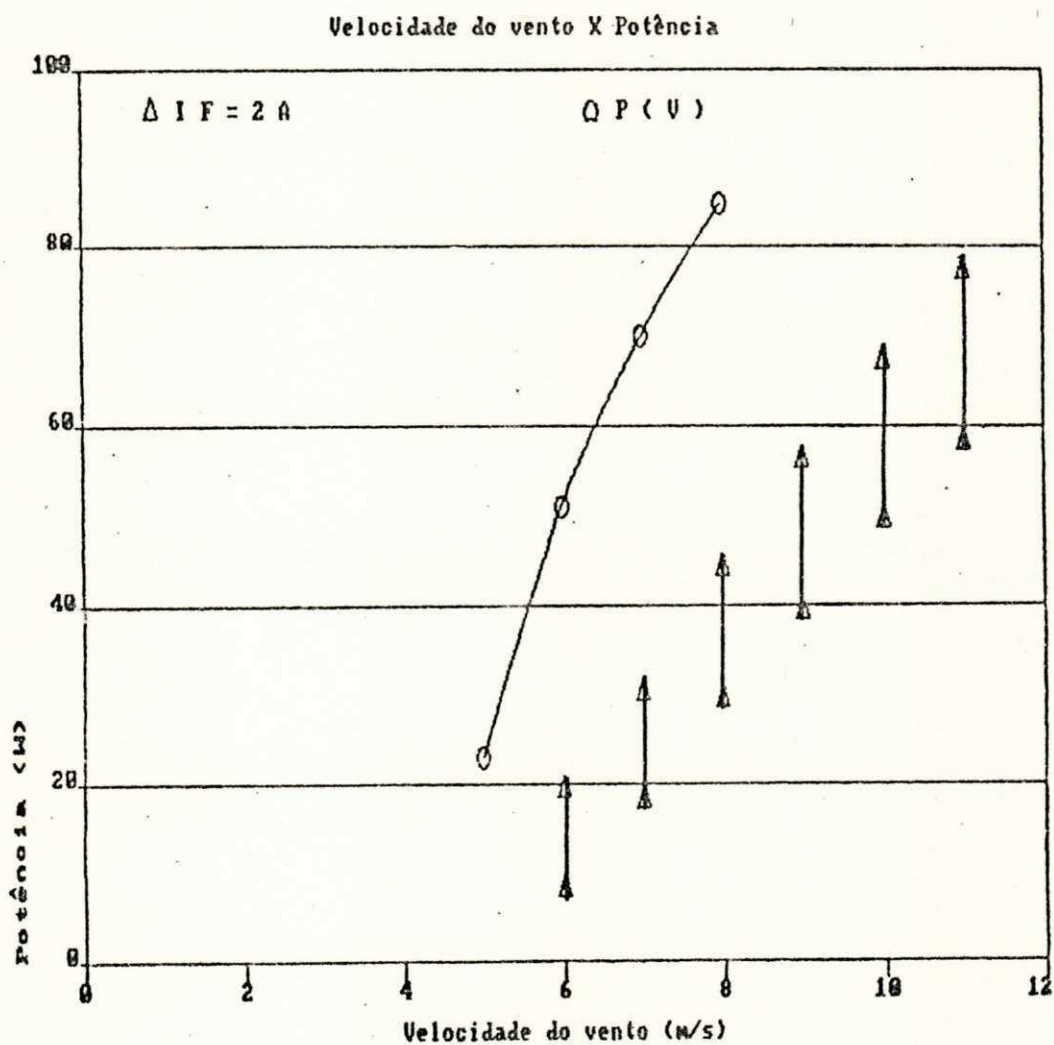


Figura 4.3 Potência instantânea versus velocidade do vento obtida aos terminais da bateria.

IV.4 Corrente fornecida pelo gerador

IV.4.1 Gerador independentemente excitado

i- Gerador independentemente excitado, corrente de campo

$$I_F = 1 \text{ A.}$$

A figura 4.4 mostra a corrente fornecida pelo gerador à bateria, hora da medição, velocidade do vento e rotação do gerador.

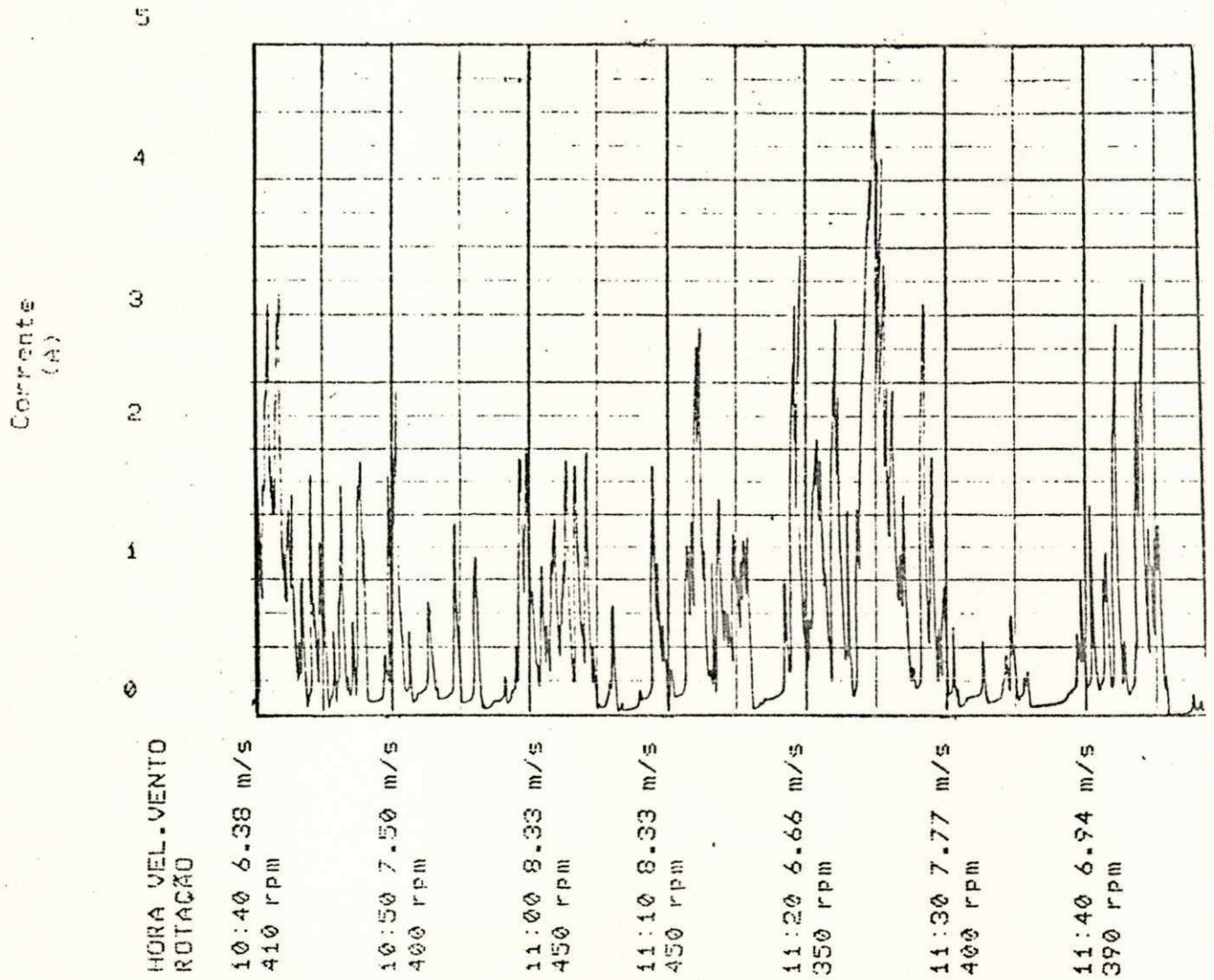


Figura 4.4 Corrente de carregamento na bateria em função do tempo.

ii- Gerador independentemente excitado corrente de campo

$$I_f = 1,5 \text{ A.}$$

A figura 4.5 mostra a corrente fornecida pelo gerador à bateria, hora da medição, velocidade do vento e rotação do gerador.

Corrente
(A)

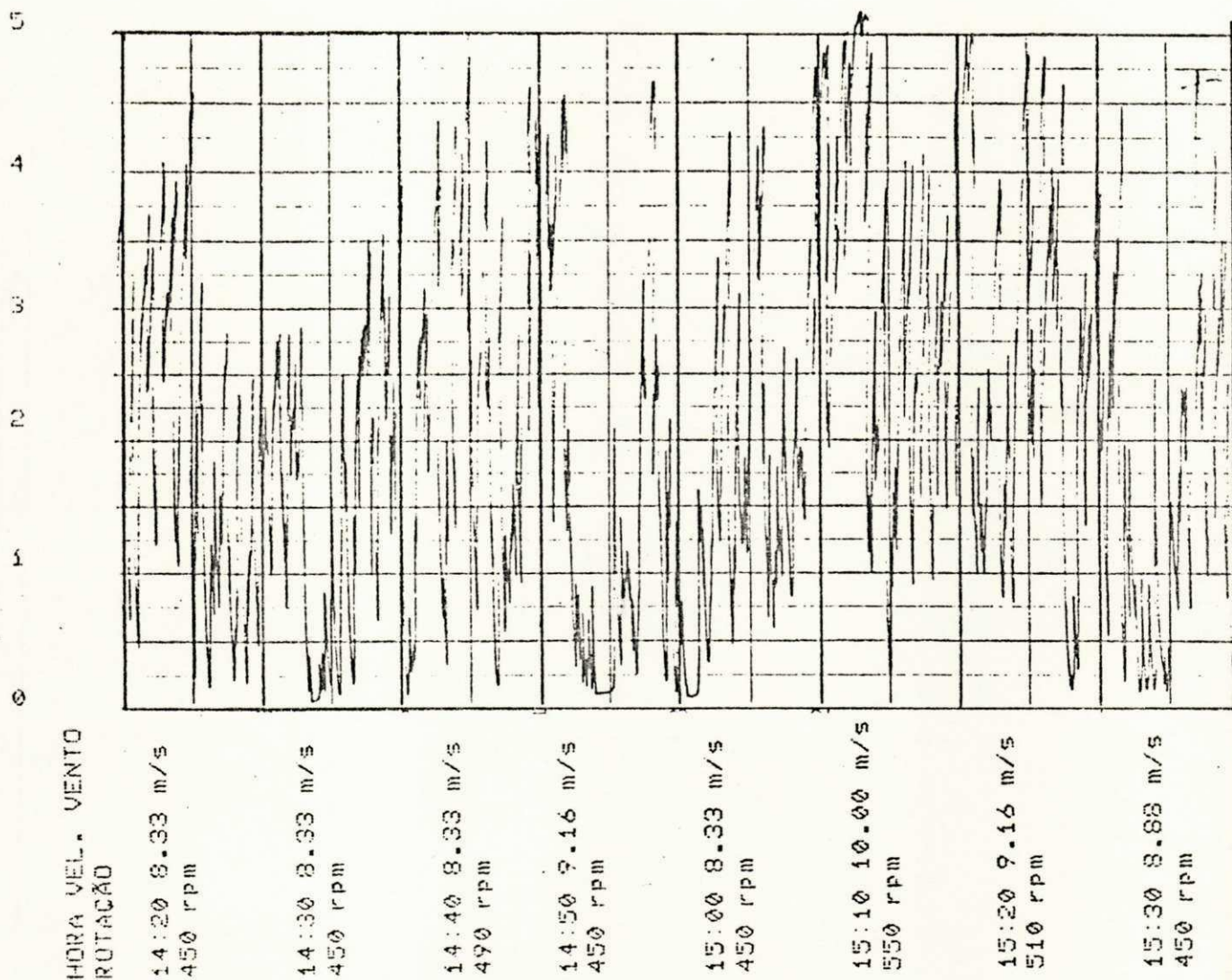


Figura 4.5 Corrente de carregamento na bateria.

iii- Gerador independentemente excitado corrente de campo igual $I_f = 2$ A.

A figura 4.6 mostra a corrente fornecida pelo gerador à bateria, hora da medição, velocidade do vento e rotação do gerador.

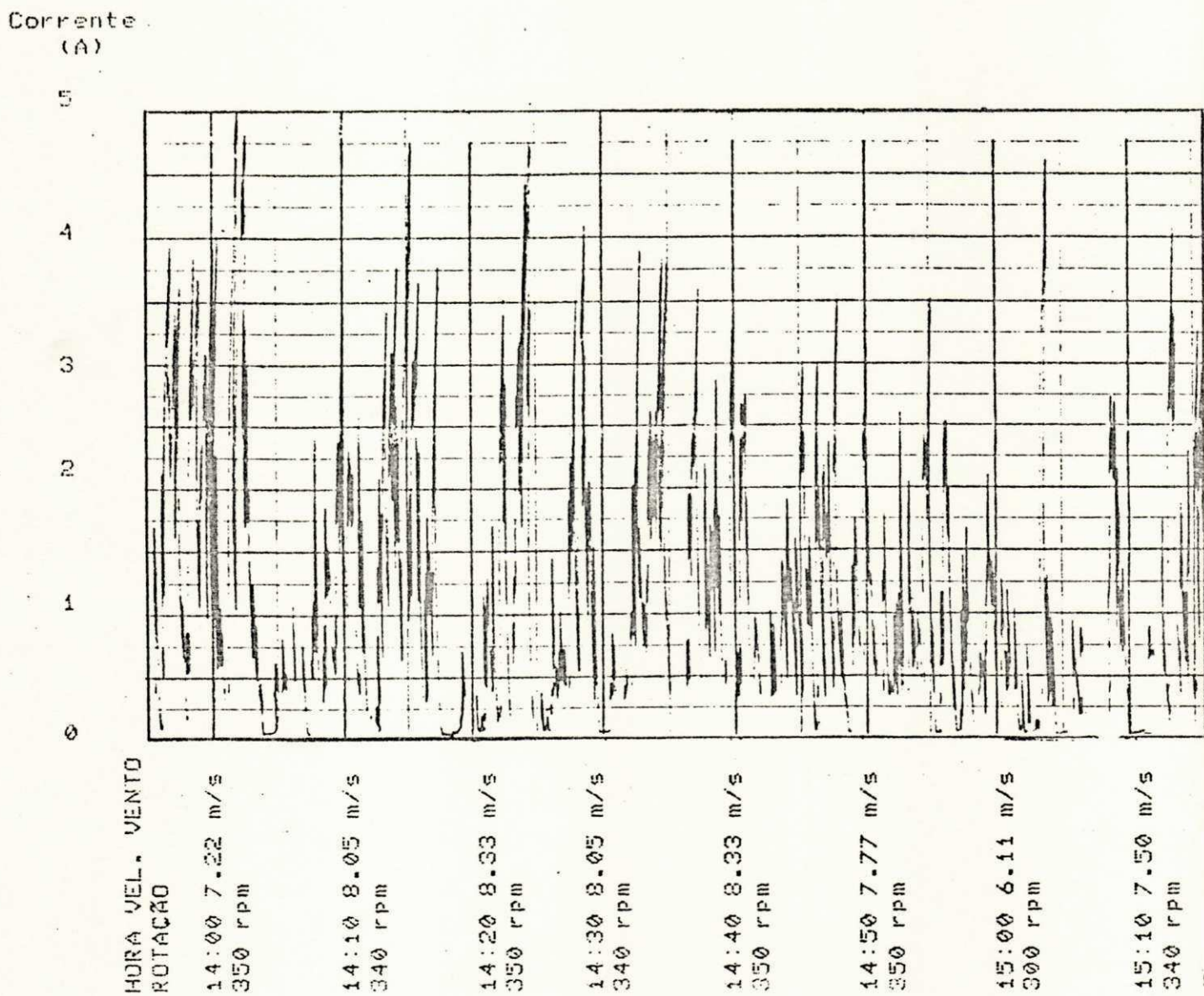


Figura 4.6 Corrente de carregamento na bateria.

A injeção de corrente no campo do gerador permite que este capte mais eficientemente a energia disponível do vento. Uma comparação entre as figuras 4.4 ,4.5 e 4.6, revela que um aumento na corrente de campo do gerador aumenta a energia fornecida para o carregamento da bateria.

Entre as figura 4.4 e 4.5, observa-se que a corrente de carga da bateria teve um aumento consideravel. A comparação entre as figuras 4.5 e 4.6, levando-se em conta os intervalos de mesma velocidade de ventos, revela que não houve um aumento significativo.

A corrente de campo $I_F = 1,5 \text{ A}$, permite a captação da potência disponível do vento.

IV.5 Conclusão geral

O comportamento das características de potência casadas indicam que grande parte da energia disponível não será aproveitada, caso não haja um elemento controlador.

Observa-se que para uma determinada corrente de campo I_F , é possível através do controle da excitação trabalhar em determinada faixa de rotação com seu coeficiente de potência próximo ao seu valor máximo, Portanto ela deve corresponder ao intervalo de velocidade de maior conteúdo energético.

Em termos de energia aproveitada, pode-se verificar que o controle permite trabalhar dentro de uma ampla faixa de aproveitamento energético. Da mesma forma, a partir da equação 3.4 obtém-se a característica do sistema acionado para os seguintes valores de corrente de campo: $I_F = 1,5; 2,0; 2,5$ A.

O gerador projetado comportando excitação mista, verifica-se adequado à operação, possibilitando o ajuste da corrente de campo em um determinado valor, permitindo, operar em um intervalo importante de vento.

Foram realizados também ensaios com o gerador autoexcitado com corrente de campo em série e paralelo, entretanto, a análise dos resultados mostrou que o arranjo do campo em série fornece melhores resultados, para o carregamento de bateria.

A corrente de campo escolhida foi a corrente de campo igual a 1,5 A, podendo ser ajustada a partir da bateria.

Em síntese, o trabalho comporta a análise do comportamento do vento, as modelagens da turbina acionante e o sistema de carga acionada. Para tal foi necessário o esforço de trabalho de ensaios em laboratório e Central de testes em campo aberto, orientados para a determinação de parâmetros e o comportamento global do sistema.

O esforço computacional foi realizado em diversas fases dos testes, cálculos e análise dos resultados.

O emprego metodológico utilizado deverá ter continuidade, orientando-se para outros regimes de vento, outras turbinas e SCEE, assim como a análise de SCEE sob outros ângulos de controlabilidade.

APENDICE 1 - Programas utilizados

Fluxograma do programa utilizado para obtenção das curvas de densidade de energia

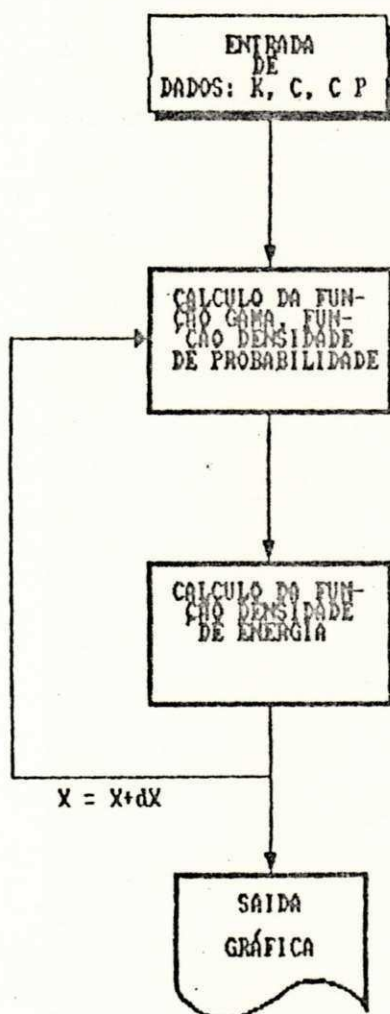


Figura A.1 Fluxograma do programa utilizado para obtenção das curvas de densidade de energia.

Fluxograma do programa para obtenção do coeficiente de potência em função da velocidade reduzida.

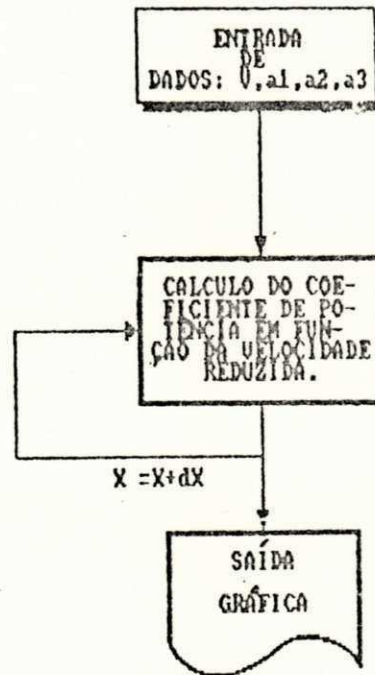


Figura A.2 Cálculo do coeficiente de potência em função da velocidade reduzida

Fluxograma do cálculo da potência extraível em função da rotação.

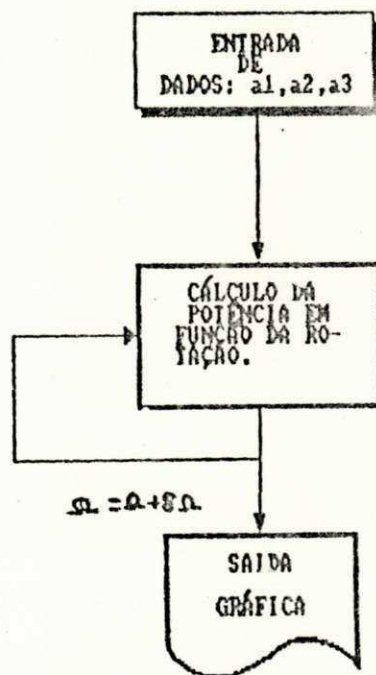


Figura A.3 Cálculo da potência extraível em função da rotação.

FLUXOGRAMA DO PROGRAMA "CPTESTE"

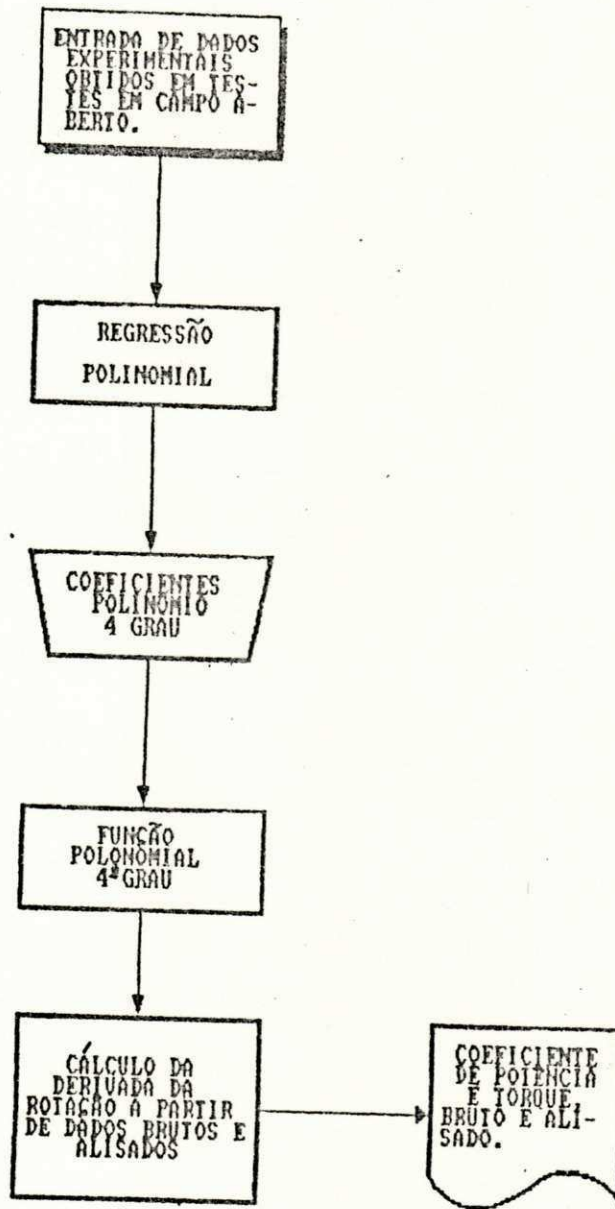


Figura A.4 Fluxograma do programa "CPTESTE".

Apêndice II - Instrumentos usados nos ensaios:

1- Amperímetros:

Escalas :

0-6 A DC

0-3 A DC

Fabricante:

ENGR0 Modelo.71

Escalas : 0-1 A DC

2- Anemômetro

Anemômetro de copos marca HEAT KITS, que fornece a velocidade média do vento para cada 5 segundos. A torre anemométrica possui uma altura de 4,5 metros e está situada a 3 metros da turbina.

3- Bateria de chumbo

150 A.h

4- Diodos: SKE 12/08

5- Fonte de tensão:

VARIVOLT TIPO VM-215

Corrente máxima : 6,3 A

kVA máximo : 1,5 kVA

Fabricante:STP-Soc.Técnica Paulista

6- Fusível : 15 A

7- Lâmpadas de 25 W, 12 V DC

8- Retificador Trifásico

Fabricante: NERG

9- Tacômetro

Marca: Takotron

Modelo: TD-100

10- Voltímetros:

Escalas : 0-60 DC

BIBLIOGRAFIA

- 01- ALENCAR, E.F. e MAZENC, M.L. Cálculo e realização de um gerador a imã permanente para utilização em turbina eólica de baixa potência. IV Congresso brasileiro de Energia, 1987, Rio de Janeiro, p. 257-266.
- 02- ARAUJO, T.S., Potencial energia eólica. Workshop-Potencial de mercado para fontes não convencionais de energia no Brasil 2000, COPPE-FINEP, Rio de Janeiro, 1983.
- 03- ARAUJO, T.S., Novas estruturas de dispositivos eletromagnéticos associadas ao aproveitamento eólico. Relatório de pesquisa para o CNPQ, 1985.
- 04- ARAUJO, T.S., Energia eólica no Brasil. Programa geral de capacitação para tomada de decisões em energia, FINEP-/PNUD, UNESCO, 1985, p.154-177.
- 05- ARAUJO, T.S.; SIMÕES, F.J.; SILVA, S.R. E SILVA, M.C. Projeto e estudo de um gerador de pequeno porte. IV Congresso Brasileiro de Energia, Rio de Janeiro, 1987, p.167-276.
- 06- ARAUJO, T.S. E SIMÕES, F.J. Fontes de energia alternativa para a agricultura, MEC/CAPE/ABEAS, 1985.

- 07- ARAUJO, G.M.B., Representação matemática do regime de vento. Relatório técnico NERG/UEPB, Campina Grande, 1987.
- 08- DANNAS, U.F. AND SULLIVAN, W.N., Engeneering of wind energy systems. Sandia Laboratories, SAND 75-0530, January 1976, 25 p.
- 09- BAZZO, W.A., Desempenho de rotores de eixo vertical tipo Savonius, Tese de mestrado em Engenharia, UFSC, 1980.
- 10- BOLTON, H.R. and NICODEMOU, V.C. Operation of self excited generators for Windmill application. Proceedings IEEE, Vol.126. N°9, September 1979, p.815-820.
- 11- BUEHRING, I.K. and FRERIS, L.L. Some aspects of small aero-generator design and testing. BHRA 3rd International Symposium on Wind Energy Svstems, Copenhagen, Agosto 1980.
- 12- BRITISH WIND ENERGY ASSOCIATION. Wind energy for the eighties, Peter Peregrinus Ltd., UK, 1982, 372 p.
- 13- CASANOVA, V.H. and FRERIS, L.L. Control policies for maximizing energy extraction from wind turbines. BHRA 4th International Symposium on wind energy systems, Cranfield, September 1982. p.233-245.
- 14- FERRELOS, J.BASTOS, E.J.B. E LUCENA, G.H. Nomogramas de potencia eólica para Campina Grande, período 1978. XXXI Reunião da sociedade brasileira para o progresso da ciência. Fortaleza, 1978.

- 15- CEBALLOS, J.C.; BASTOS, E.J.B. E LUCENA, G.H. Zoneamento eólico preliminar do Nordeste Brasileiro. Relatório Final. Núcleo de meteorologia aplicada, UFPB, 1980.
- 16- CUNTY, G. Eoliennes et aérogénérateurs. 2^e.Edition, Edisud, Paris, 1982, 165 p.
- 17- CARNAHAN, B.; LUTHER, H.A. AND WILKES, J.O. Applied numerical methods John Wiley & Sons, Inc., New York, 1969, 604p.
- 18- CHAPPELLIER, LE P. Le vent les éoliennes et l'habitat. Eyrolles, Paris, 1981.
- 19- DIXON, J.C. Load matching effects on wind energy converter performance. The Open university, UK, 1979, p.418-421.
- 20- ELETROBRAS. Atlas do potencial eólico nacional. Fundação Padre Leonel França, 1988.
- 21- F.I.P. (FRANKLIN INSTITUTE PRESS), Energie Eolienne, SCM, Paris, 1980.
- 22- GOLDIND, E.W. The generation of electricity by wind power. E & F Spon Ltd. London, 1976.
- 23- HENNESSEY, J.P. Some Aspects of wind power Statistics Journal of applied meteorology, 16.1977, p.119-128
- 24- HUNT, V.D. Windpower, Van Nostrand Reynold Company, New York, 1981

- 25- INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS. Test procedures for synchronous machines, N° 115. New York, March 1965, 77 p.
- 26- JUFER, M. Permanent magnet synchronous generator for windmill applications. International conference on Small and Special Machines. Budapest, 1983, p.608-611.
- 27- JUSTUS, G.G. Winds and Wind System Performance. The Franklin Institute Press, Philadelphia-Pa, 1978.
- 28- KAMAL, A.R.I. As perspectivas dos geradores eólicos. Ciência e cultura, junho, 1980.
- 29- KUSTERS, R.M. Evaluation of aerodynamic theories of the flow through a wind turbine and development of a force field model. Eindhoven University of Technology, Holland, april 1985 Report n 714 A.
- 30- LANOIX, H. Les aéromoteurs modernes, Girardot, Paris, 1947.
- 31- LYSEN, E.H. Introduction to wind energy. Consultancy services wind energy developing Countries, Amersfoort, The Netherlands, 1983.
- 32- MEDEIROS, A. Otimização de sistemas de conversão de energia eólica para bombeamento d'água. Dissertação de mestrado em engenharia mecânica, UFPB, João Pessoa, 1986, 242 p.

- 33- MEEL, J.V. Water pumping windmill. cwd 2740: Range of applications and output performance; Eindhoven University of Technology, 1984.
- 34- MOORE, V.W. Small scale wind machines, Dissertation of Master of Science, University of Reading, september 1976.
- 35- NERG Relatório de atividades / SUDENE. Relatório Técnico NERG M001-R, 1986.
- 36- NOBREGA, J.C.C., Sistema de conversão de energia eólica com transmissão elétrica para bombeamento de água com controle à fluxo constante. Dissertação de mestrado em Engenharia Elétrica, UFPB, Campina Grande, 1989.
- 37- NICODEMOU, V.C. AND BOLTON, H.R. Permanent magnet alternator for small wind systems. Proceeding of BWEA Conference, Cranfield , 1979, p.165-170.
- 38- NEWMAN, B.G. Measurements on a Savonius rotor with variable gap. Symposium Proceedings on wind energy: Achievement and Potential, University of Sherbrook, may, 1974.
- 39- OLIVEIRA, H.J.; CAVALCANTI, L.F.; e MACEDO, P. Determinação das características aerodinâmicas de uma turbina eólica do tipo Savonius. Relatório técnico NERG, Campina Grande, 1987.
- 40- PARK, J. The wind Power book, Cheshire Books, Palo Alto. Ca. , 1981.

técnico Nerg 83 M001R- Núcleo de energia - UFPB - 1983.

48- STEVENS, M.J.M. The estimation of the parameters of the Weibull Wind Speed Distribution for wind energy utilization purposes; E.Mowforth, University of Surrey, 1979.

49- SIMONDS, M.H. ; BODEK, A. Performance test of a Savonius rotor - Technical report n T10 - Brace Research Institute - McGill University, January, 1964.

50- WATSON, D.C.; ARRILLAGA, J. and DENSEN, B.E. (1979): Controllable DC power supply from wind-driven self-excited induction machines. Proc. IEE, 126, 1245-48

BIBLIOGRAFIA COMPLEMENTAR

01- PUTNAM, P.C. Power from the wind. Van Nostrand Reinold Co. New York, 1948.

02- LE GOURIERES, D. Energie Eolienne; Editions Eyroles, Paris, 1980.