

SISTEMA PARA TRATAMENTO, ARMAZENAMENTO E DISSEMINAÇÃO
DE DADOS DE VENTO

Patricia de Castro da Silva

TESE SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DA COORDENAÇÃO DOS
PROGRAMAS DE PÓS-GRADUAÇÃO DE ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE
FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS
NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM CIÊNCIAS EM
ENGENHARIA MECÂNICA.

Aprovada por:

Prof. Manuel Ernani de Carvalho Cruz, Ph.D.

Prof. Gustavo César Rachid Bodstein, Ph.D.

Prof. Maria Regina Oliveira Pereira de Araújo, D.Sc.

Prof. Miguel Hiroo Hirata, Ph.D.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL
SETEMBRO DE 1999

SILVA, PATRICIA DE CASTRO DA

Sistema para Tratamento, Armazenamento
e Disseminação de Dados de Vento [Rio de
Janeiro] 1999

XII, 113 p. 29,7 cm (COPPE/UFRJ, M.Sc.,
Engenharia Mecânica, 1999)

Tese - Universidade Federal do Rio de
Janeiro, COPPE

1. Energia Eólica

I. COPPE/UFRJ II. Título (série)

A meus pais,
Hamilton e Marli

AGRADECIMENTOS

A Aroldo José que, como grande responsável pela mudança de direção no rumo de minha vida, tornou-se uma das pessoas mais essenciais a ela;

A Mauricio Moszkowicz e Osvaldo Lívio Soliano Pereira que convidaram-me a realizar este trabalho;

Ao Centro de Pesquisas de Energia Elétrica - CEPEL, em especial, a Jorge Henrique G. Lima, que forneceu suporte financeiro e logístico para o desenvolvimento desta tese;

Aos amigos da Sala C-17 (e “agregados”) que, com alegria e bom humor, estiveram sempre presentes ao longo da elaboração deste trabalho;

A Marcello B. de Martino, Célia Regina Lourenço, Érico F. Anicet Lisboa que me auxiliaram na implementação do programa computacional em especial no que se refere ao uso da ferramenta *Visual Basic*;

A Ricardo M. Dutra que me auxiliou no desenvolvimento da *home-page* para distribuição das informações, bem como na animação da tela de abertura do programa;

À Suelaine dos Santos Diniz que me ajudou na criação dos discos de instalação do programa;

À Sílvia Martins que me ajudou na revisão do texto;

Ao pesquisador Antônio Leite de Sá que me forneceu informações e dados utilizados neste trabalho;

Ao pesquisador João Ignácio da Silva Filho que desenvolveu o “Filtro Visual” e permitiu que eu o utilizasse como parte integrante do meu programa;

À Vanessa Gonçalves Guedes que me auxiliou na implementação dos Algoritmos Genéticos para otimização dos parâmetros da distribuição de Weibull;

Aos meus orientadores Miguel Hiroo Hirata, Maria Regina Pereira Araújo e Gustavo César R. Bodstein pelo incentivo e orientação ao longo do desenvolvimento deste trabalho;

Aos meus amigos que sempre me apoiaram onde quer que estivéssemos. Com eles aprendi que “longe” é um lugar que não existe para aqueles que realmente são amigos;

A Deus que me deu o dom da vida.

Resumo da Tese apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Ciências (M. Sc.)

SISTEMA PARA TRATAMENTO, ARMAZENAMENTO E DISSEMINAÇÃO DE DADOS DE VENTO

Patricia de Castro da Silva

Setembro/1999

Orientadores: Gustavo César Rachid Bodstein

Miguel Hiroo Hirata

Programa: Engenharia Mecânica

O conhecimento preciso do regime dos ventos é um dos elementos mais importantes na especificação de um projeto para aproveitamento da energia eólica. O regime dos ventos é importante em todas as fases do projeto; inicialmente, na escolha das regiões potencialmente utilizáveis e na especificação do sistema eólico mais apropriado para a região e, posteriormente, na determinação da localização exata para a implantação do sistema eólico e para o cálculo da energia a ser gerada pelo mesmo. Como o regime dos ventos exige, normalmente, dados colhidos ao longo de vários anos, a aquisição e a elaboração de uma base de dados de vento é uma tarefa que deve ser executada por um órgão centralizador com as características de operação necessárias. Neste trabalho, estas características são discutidas e apresenta-se uma proposta de um sistema para tratamento, armazenamento e disseminação dos dados de vento.

Abstract of Thesis presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science (M.Sc.)

GENERAL PROCEDURE FOR THE TREATMENT, STORAGE AND
DISSEMINATION OF WIND DATA

Patricia de Castro da Silva

September/1999

Advisors: Gustavo César Rachid Bodstein
Miguel Hiroo Hirata

Department: Mechanical Engineering

The precise knowledge of the wind regime is one of the key elements to be taken into account in a project concerning the use of wind energy. The wind regime is important in all stages of the project, particularly in those stages that determine the potentially optimum regions to install a wind system, the most appropriate wind system, the exact location to install the system in the region chosen and the output energy expected to be generated from that system. Since the wind regime requires data taken over many years, the data acquisition process and the preparation of a database is a task that needs to be carried out by a specific agency that processes certain characteristics. In this work these characteristics are discussed and a general procedure for the treatment, storage and dissemination of wind data is proposed.

ÍNDICE

1	Introdução	1
2	O Aproveitamento da Energia dos Ventos	
2.1	Resumo Histórico	6
2.2	O Recurso Eólico	8
3	Regime dos Ventos: Teoria Geral	
3.1	Mecanismos de Geração dos Ventos	19
3.2	Fatores de Influência no Regime dos Ventos	23
4	Regime dos Ventos: Determinação	
4.1	Aquisição e Processamento de Dados de Vento	32
4.2	Determinação Estatística do Regime dos Ventos	43
4.3	WAsP: Uma Ferramenta para Determinação do Regime dos Ventos	54
5	Regime dos Ventos: Tratamento, Armazenamento e Disseminação de Dados	
5.1	Considerações Gerais	59
5.2	Armazenamento de Dados de Vento	61
5.3	Tratamento de Dados de Vento	61
5.4	Disseminação de Dados de Vento	64

6	Sistema para Tratamento, Armazenamento e Disseminação de Dados de Vento	
6.1	O Sistema Proposto	66
6.2	Operação do Sistema SAVE	68
6.3	Detalhes da Ferramenta para Análise dos Dados Brutos	71
6.4	Detalhes da Ferramenta para Análise de uma Série Histórica	88
6.5	Detalhes da Ferramenta para Diagnóstico e Acompanhamento dos Dados ao Longo do Tempo	89
6.6	Outras Funções do Sistema SAVE	90
7	Conclusões e Recomendações	93
	Referências	97
	Apêndice	100
	Anexo 1	113

LISTA DE ABREVIATURA

AG - Algoritmos Genéticos
ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica
ANSI - *American National Standards Institute*
ASCII - *American Standard Code for Information Interchange*
ASME - *American Society of Mechanical Engineers*
AWEA - *American Wind Energy Association*
CD - *Compact Disc*
CELESC - Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A.
CEMIG - Companhia Energética de Minas Gerais
CEPEL - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
CHESF - Companhia Hidroelétrica do São Francisco
COELCE - Companhia Energética do Ceará
COPEL - Companhia Paranaense de Energia
COPPE - Coordenação dos Programas de Pós Graduação de Engenharia
CRESESB- Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito
DEPV - Diretoria de Eletrônica e Proteção ao Voo (Ministério da Aeronáutica)
DEWI - *Deutsches Windenergie - Institut*
DHN - Diretoria de Hidrografia e Navegação (Ministério da Marinha)
ELETROBRÁS - Centrais Elétricas Brasileiras S.A.
EMBRAPA - Empresa Brasileira de Pesquisa Agropecuária
FO - Função Objetivo
GTEE - Grupo de Trabalho de Energia Eólica
INFRAERO - Infraestrutura Aeroportuária
INMET - Instituto Nacional de Meteorologia (Ministério da Agricultura)
INPE - Instituto de Pesquisas Espaciais
NREL - *National Renewable Energy Laboratory*
OMM - Organização Meteorológica Mundial
RISØ - *Riso National Laboratory*
SAVE - Sistema para Tratamento, Armazenamento e Disseminação dos Dados de Vento
SIMEPAR - Sistema Meteorológico do Paraná
SIVAM - Sistema de Vigilância da Amazônia
UFRJ - Universidade Federal do Rio de Janeiro

WAsP - *Wind Atlas Analysis and Application Program*

WECS - *Wind Energy Conversion Systems*

LISTA DE SÍMBOLOS

A - Área varrida pelas pás do rotor
 c - Parâmetro de escala da distribuição de Weibull
 c_p - Calor específico do ar à pressão constante
 d - Largura do obstáculo
 f - Frequência de ocorrência absoluta
 $F(V)$ - Função de distribuição ou probabilidade acumulada
 f_i - Número de observações no intervalo i
 f_r - Frequência de ocorrência relativa
 $f_{r(calc)}$ - Frequência relativa calculada
 $f_{r(real)}$ - Frequência relativa real
 g - Aceleração da gravidade
 $g(V)$ - Função densidade de probabilidade
 h - Altura do obstáculo
 H - Número total de horas
 H_o - Fluxo de calor na superfície
 I - Número de intervalos ou classes de velocidade
 k - Parâmetro de forma da distribuição de Weibull
 k_c - constante de von Kármán
 L - comprimento de mistura (“*mixing length*”)
 N - Número total de observações
 n - Parâmetro associado à rugosidade da superfície
 N_p - Número de indivíduos da população inicial
 P - Porosidade do obstáculo
 $p(V_i)$ - Distribuição de probabilidade
 P_d - Potência disponível de um sistema eólico
 P_g - Potência gerada pelo sistema eólico
 p_i - Probabilidade de ocorrência da velocidade V_i
 R_1 - Distância radial até o primeiro “vértice” de um obstáculo
 R_2 - Distância radial até o segundo “vértice” de um obstáculo
 T_o - Temperatura absoluta
 V - Velocidade instantânea do vento
 $V(z)$ - Velocidade na altura z

$V(z_r)$ - Velocidade na altura de referência z_r
 v_* - Velocidade de atrito
 v' - Flutuação
 V^+ - Velocidade mais freqüente (pico do histograma de velocidades do vento)
 V_l - Velocidade do vento no topo de uma colina
 V_2 - Velocidade do vento a montante de uma colina
 V_c - Velocidade de corte do sistema eólico
 V_e - Velocidade de entrada do sistema eólico
 V_{lim} - Produto da velocidade mais freqüente V^+ pelo fator γ
 V_m - Velocidade média do vento
 V_u - Velocidade correspondente à última classe de velocidade do vento do histograma
 z - Altura
 z_o - Comprimento de rugosidade
 z_{ol} - Comprimento de rugosidade à esquerda de uma linha
 z_{or} - Comprimento de rugosidade à direita de uma linha
 z_r - Altura de referência
 $\bar{V}$ - Velocidade média do vento
 σ - Desvio padrão
 Γ - Função gama
 ρ - Massa específica do ar
 η - Rendimento total do sistema eólico
 τ - Tensão de cisalhamento na superfície
 γ - Fator multiplicador que assumiu o valor de 1,5 ($V_{lim} = V^+ \times 1,5$)
 α , β e χ - Constantes escolhidas para compor a Função Objetivo FO
 α_1 - Ângulo formado entre o Norte e o primeiro “vértice” de um obstáculo
 α_2 - Ângulo formado entre o Norte e o segundo “vértice” de um obstáculo
 Δf - Diferença entre $f_{r(calc)}$ e $f_{r(real)}$
 ΔS - Aumento relativo na velocidade do vento
 ΔV - Largura do intervalo

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO

Na década de 70, a alta dos preços do petróleo fez com que houvesse um grande aumento do interesse por alternativas energéticas, principalmente para aplicações específicas. Além disso, os problemas encontrados na operação das centrais nucleares (de segurança, ecológicos, etc.) contribuíram ainda mais para alertar quanto a necessidade de se dispor de outras fontes de energia.

Para sanar tais dificuldades, amplas pesquisas foram realizadas no desenvolvimento de tecnologias a serem utilizadas nas fontes renováveis de energia, tornando algumas das alternativas encontradas altamente competitivas. Entre essas “novas” fontes energéticas destacam-se os ventos, pela sua disponibilidade e por serem uma fonte de energia renovável e de exploração técnica e economicamente viável, em muitos casos.

A tecnologia atual de fontes alternativas de energia proporciona amplas possibilidades de aplicação da energia eólica em bases competitivas. Essas aplicações são encontradas tanto em uma escala muito pequena (pequenos aerogeradores para bombeamento e aquecimento doméstico de água e geração de eletricidade para pequenos eletrodomésticos) quanto em grande escala (irrigação e geração de eletricidade para injeção na rede elétrica de utilidade pública). A complexidade tecnológica envolvida nessas aplicações varia bastante, podendo-se encontrar desde sistemas eólicos simples até os que exigem uma maior sofisticação.

A possibilidade de aplicação em amplas faixas de potência e o fato de já existir uma tecnologia suficientemente desenvolvida, que viabiliza a sua utilização imediata (o que nem sempre acontece com outras fontes alternativas de energia, cuja tecnologia exige ainda desenvolvimentos adicionais para ser competitiva) fazem com que a energia eólica seja uma fonte de energia bastante importante e tornam imperativo o seu uso. Esse fato é revestido de uma importância ainda maior, em se tratando de um país como o Brasil, pelo seu tamanho, pela sua variedade de condições e requisitos energéticos, resultado da variedade cultural, variado grau de desenvolvimento, dos costumes, dos recursos locais e principalmente das condições climáticas.

Em várias regiões do mundo, órgãos governamentais e a iniciativa privada têm investido fortemente nessa fonte de energia, desde a produção em larga escala (como,

por exemplo, as *wind farms* na Califórnia, EUA) até a produção de energia para atender a pequenas comunidades situadas nos países em desenvolvimento.

No Brasil, a energia dos ventos tem sido utilizada, há muito tempo, como iniciativa isolada, exceto em alguns poucos casos. Entretanto, ao ser constatado que o País apresenta um potencial eólico nada desprezível, principalmente nas regiões mais carentes de outras fontes energéticas, iniciou-se uma importante mobilização no sentido de proporcionar um aproveitamento racional dessa fonte de energia. Os recentes encontros técnicos sobre a energia dos ventos e as primeiras fazendas eólicas que estão sendo instaladas, principalmente na região nordeste, demonstram o crescente interesse do País na inclusão dessa fonte de energia em sua matriz energética.

A implantação de sistemas eólicos como fontes alternativas para geração de energia elétrica transcende a problemática do desenvolvimento tecnológico (técnicas de projeto, escolha de materiais e meios produtivos de baixo custo, facilidade de operação e manutenção). Além dos problemas técnicos ligados à geração, devem ser considerados aqueles decorrentes da utilização dessa fonte de energia, tais como flutuação, intermitência, ligação à rede elétrica, sistema de armazenamento ou de *backup* para fornecimento de “energia firme” (energia disponível para atender à demanda exigida no horário e período desejados), etc.

Uma das formas de se avaliar os problemas acima mencionados é através da implantação de protótipos de demonstração, em que se analisem, de forma concreta e completa, as dificuldades tecnológicas, os custos e os benefícios das futuras instalações para os diversos tipos de geradores e para as diversas formas de utilização da energia produzida. Deve-se notar, entretanto, que os custos e benefícios não devem ser avaliados somente através da determinação de índices convencionais, tal como o investimento por unidade de potência instalada ou o custo por unidade de energia produzida. Os custos e benefícios sociais e econômicos devem ser analisados em toda a sua amplitude.

A decisão sobre a conveniência da implantação de um sistema eólico para geração de energia está condicionada à existência de boas condições de vento. Sabendo-se que a potência disponível nos ventos varia com o cubo da velocidade, não resta dúvida de que o conhecimento do regime dos ventos é a informação mais importante a ser considerada no processo de decisão para a instalação de sistemas que visem o aproveitamento da energia eólica. Cabe ressaltar que o conhecimento das potencialidades energéticas de fonte eólica de uma região não pode ser determinado com os dados colhidos durante um

curto período de tempo. Como se menciona no Capítulo 3, o regime dos ventos pode variar no tempo devido a alterações climáticas, mudanças de rugosidade e obstáculos, entre outros fatores. Por esse motivo, são necessários vários anos de observação para definir o comportamento histórico do regime dos ventos.

A vasta extensão territorial do País, juntamente com a necessidade de utilização de uma malha anemométrica relativamente fina (para aumentar a confiabilidade dos dados), faz com que a coleta e armazenamento de dados de vento sejam, hoje, deficientes. Outros fatores que concorrem para essa situação também podem ser citados: a grande quantidade de dados a coletar e tratar por estação; os recursos a despender; e a qualidade do banco de dados, que mistura dados com diferentes níveis de tratamento.

Para modificar o quadro atual relativo à coleta, tratamento e armazenamento de dados de vento, torna-se essencial a participação de um órgão público, dotado de recursos humanos, materiais e financeiros, com uma estrutura capaz de deixar esses dados disponíveis aos interessados. A disseminação rápida, eficiente e atualizada dos dados deve ser feita de maneira ampla e irrestrita, utilizando-se os modernos meios computacionais e da eletrônica na comunicação.

Considerando esses aspectos, será de grande utilidade estabelecer um projeto coletivo para a montagem e operação de um banco de dados sobre o regime dos ventos. De nada adiantará realizar a coleta intensiva dos dados de vento se não houver uma estrutura capaz de analisá-los e colocá-los disponíveis à comunidade interessada.

De uma forma geral, a motivação desta Dissertação de Mestrado deve-se à constatação da inexistência de procedimentos que visem padronizar a coleta e o tratamento dos dados de vento. Em termos da aquisição dos dados, por exemplo, verificou-se que os vários órgãos responsáveis por sua coleta utilizam diferentes rotinas de operação para aquisição das informações. Verificou-se, também, a inexistência de sistemas de armazenamento que contenham mecanismos de alerta, quanto à consistência dos dados com que estão sendo abastecidos e inconstância nesse abastecimento, que permitam aos técnicos suspeitar de procedimentos inadequados de coleta de dados ou de aparelhagem descalibrada ou defeituosa.

O principal objetivo deste trabalho consiste em contribuir para o equacionamento do problema descrito acima através do desenvolvimento de uma seqüência de procedimentos capaz de auxiliar no tratamento, armazenamento e distribuição das informações acerca do potencial eólico do País. Estes procedimentos constituem o que

aqui é denominado de Sistema para Tratamento, Armazenamento e Disseminação de Dados de Vento (SAVE). Mais especificamente, pretende-se:

- i. criar uma estrutura para o funcionamento do sistema SAVE;
- ii. identificar todas as etapas que compõem o sistema proposto;
- iii. estabelecer um fluxograma de procedimentos que inicie com a leitura de dados brutos, passe por uma etapa de tratamento estatístico dos dados e termine com a distribuição dos dados aos usuários;
- iv. implementar o sistema SAVE em computador e testá-lo para um conjunto de dados reais;
- v. propor uma metodologia para a determinação dos parâmetros da distribuição de Weibull utilizando Algoritmos Genéticos.

A seguir, descreve-se o conteúdo desta Dissertação de Mestrado, composta por sete Capítulos, um Apêndice e um Anexo.

O Capítulo 2 apresenta um breve histórico do desenvolvimento da energia eólica no mundo e as perspectivas de sua utilização para os próximos anos. Ressalta-se a necessidade de se conhecer o potencial eólico de um país, de forma a identificar regiões promissoras para instalação de sistemas que visem o aproveitamento da energia dos ventos.

Apresenta-se, no Capítulo 3, uma análise dos fenômenos físicos responsáveis pela geração dos ventos, caracterizando-os como uma das muitas formas em que se manifesta a energia solar. Abordam-se, ainda, os mecanismos que influenciam na distribuição espacial da velocidade e modificam o regime dos ventos.

O Capítulo 4 apresenta um panorama da situação da coleta de dados de vento no Brasil e descreve os procedimentos utilizados para definir estatisticamente o regime dos ventos. Apresenta o método atualmente mais utilizado para a determinação dos parâmetros da distribuição de Weibull, c e k . Aborda, ainda, a utilização de programas computacionais que visam simular o comportamento dos sistemas eólicos distribuídos em uma determinada área.

O Capítulo 5 fornece os argumentos que levam à necessidade da criação de um sistema para o tratamento adequado dos dados de vento que, atualmente, são coletados em todo o País. Descreve, também, os cuidados que devem ser tomados para o seu correto armazenamento e apresenta uma proposta para a sua disseminação de forma eficiente.

Descrevem-se, no Capítulo 6, todas as etapas do sistema para tratamento, armazenamento e disseminação de dados de vento, com a apresentação de figuras que ilustram a operação do programa desenvolvido.

O Capítulo 7 apresenta as principais conclusões do trabalho, tanto em relação ao programa computacional desenvolvido quanto à utilização de Algoritmos Genéticos para otimização dos parâmetros da distribuição de Weibull. Sugerem-se, ainda, algumas atividades adicionais que complementariam a implementação do sistema SAVE.

No Apêndice, apresenta-se uma metodologia alternativa ao método tradicional para obtenção dos parâmetros da distribuição de Weibull, c e k , descrito no Capítulo 4. Descrevem-se os conceitos fundamentais da teoria dos Algoritmos Genéticos e apresentam-se os resultados obtidos com a utilização desta ferramenta.

CAPÍTULO 2

O APROVEITAMENTO DA ENERGIA DOS VENTOS

Este Capítulo apresenta um breve histórico do desenvolvimento da energia eólica no mundo e as perspectivas de sua utilização para os próximos anos. Ressalta a necessidade de se conhecer o potencial eólico de um país, de forma a identificar regiões promissoras para instalação de sistemas que visem o aproveitamento da energia dos ventos.

2.1- Resumo Histórico

Historicamente, máquinas movidas pela força motriz do vento podem ser consideradas como um dos primeiros avanços da humanidade. O primeiro registro histórico de utilização dessa força motriz para bombeamento de água e moagem de grãos através de cataventos remonta à Pérsia, por volta do ano 200 A.C. Tratava-se de um catavento de eixo vertical, de proporções razoáveis, cujo uso generalizou-se posteriormente no mundo islâmico.

Essas máquinas primitivas persistiram até o século XII quando, quase simultaneamente, apareceram, na Inglaterra, França e Holanda, moinhos de eixo horizontal, do tipo “holandês”. Esses cataventos destinavam-se ao bombeamento de água e moagem de grãos. No decorrer dos anos, o projeto desses cataventos evoluiu lentamente. Na segunda metade do século passado, surgiram os primeiros cataventos modernos. Nos Estados Unidos foram desenvolvidos os *multivane fans* de 1 HP para bombeamento de água em regiões remotas. Na Dinamarca, em 1890, começou-se a utilizá-los para a produção de energia elétrica. Em 1908, várias centenas de sistemas de conversão de energia eólica de 5 a 25 kW pontilhavam a Dinamarca. Esses cataventos, providos de rotores de pás aerodinâmicas, generalizaram-se pelos Estados Unidos onde proveram energia elétrica até os anos 30, quando o Ato de Eletrificação Rural americano os desativou, fornecendo energia a preços mais baixos (ELETROBRÁS, 1977).

O interesse pela energia dos ventos reapareceu, na década de 70, por dois motivos principais: a alta dos preços do petróleo nesse período e as dificuldades encontradas na operação segura das centrais nucleares. Essas razões fizeram com que muitos países se

lançassem à procura de novas fontes de energia, como alternativas viáveis às fontes tradicionalmente utilizadas. A energia eólica apresentou-se como uma das mais viáveis e vários países formularam programas muito bem elaborados para o aproveitamento racional dessa fonte de energia.

Nesse período de retomada de interesse pela energia eólica, os programas europeus caracterizaram-se pelo desenvolvimento, de maneira sistemática, de rotores tipo “hélice” (2 a 4 pás). Por outro lado, os programas americanos apresentavam objetivos mais ambiciosos, projetando e construindo, em curto prazo, sistemas gigantescos baseados em um único rotor de eixo horizontal (2 pás). Paralelamente ao desenvolvimento de sistemas baseados em rotores tipo “hélice”, os rotores de eixo vertical também foram muito estudados, especialmente no *Sandia Laboratories* (New Mexico, EUA) e no *National Research Council* do Canadá, onde os rotores de eixo vertical foram “reinventados”. Esses rotores receberam o nome de Darrieus, em homenagem ao seu primeiro inventor.

O desenvolvimento tecnológico fez com que a energia eólica pudesse ser utilizada em bases competitivas numa ampla faixa de potência, de alguns kW (para bombeamento de água, aquecimento e iluminação doméstica) até vários MW (para irrigação em grande escala e geração de eletricidade para injeção na rede elétrica).

Entretanto, para que essa fonte de energia se tornasse competitiva, a potência instalada teria que ser relativamente grande para permitir que a energia gerada pudesse ser lançada na rede de utilidade pública. Assim, como alternativa aos sistemas eólicos baseados em um único rotor, surgiu a configuração das “fazendas eólicas”, que utilizam um grande número de rotores (tipo “hélice” ou Darrieus) de pequena e média potência interligados.

As projeções para o futuro da energia eólica são também bastante promissoras. O crescimento internacional da aplicação da energia eólica envolve um número cada vez maior de países. A Espanha, por exemplo, instalou 262 MW apenas no ano de 1997 e quase ultrapassou a Dinamarca, país de grande tradição em energia eólica, com 285 MW instalados no mesmo período. Até o ano de 2002 é esperada a instalação de, aproximadamente, 12500 MW em aerogeradores em todo o mundo. Se esse número for atingido, a capacidade mundial instalada em 2002, será de 20284 MW (DEWI, 1998).

2.2- O Recurso Eólico

Considerações Gerais

Para se tornar competitivo, um país deve dispor de fontes abundantes de energia. É sabido, entretanto, que as fontes de energia, tradicionalmente exploradas, tornam-se escassas e de difícil exploração devido a problemas associados à economia, ecologia e distância dos centros consumidores, entre outros.

Dessa forma, é crescente a necessidade de se conhecer as potencialidades energéticas do país e essa necessidade torna-se mais aguda no que se refere às fontes alternativas de energia. Dentre essas, a energia eólica desponta como uma das mais promissoras.

Mesmo com recursos mínimos para a pesquisa e com a produção em pequenas quantidades, os custos da geração eólica já atingem, em localidades favoráveis, valores competitivos. Entretanto, os custos totais poderão ser reduzidos com o aumento da produção, pelo aperfeiçoamento técnico e, principalmente, com a identificação precisa de áreas que possuem bom potencial eólico.

Custos

Para a implantação de parques ou fazendas eólicas é necessário um espaço físico que permita a instalação de aerogeradores para atender à demanda local e que possibilite suprir, no futuro, o aumento da demanda. A instalação de aerogeradores não impede o uso produtivo da terra, que poderia abrigar atividades agrícolas ou de pecuária, por exemplo, ampliando a oferta de empregos.

Existem três fatores de grande importância na análise da viabilidade econômica do aproveitamento da energia eólica: (1) o regime local dos ventos, (2) o custo da energia produzida por outras fontes concorrentes e (3) os fatores institucionais. Nenhum desses três aspectos pode ser considerado isoladamente e a importância dos fatores institucionais não pode ser desprezada. Em determinados países, a energia dos ventos pode se tornar pouco competitiva comparada com as fontes convencionais porque o alto custo da tecnologia, em conjunto com os baixos preços dos combustíveis fósseis, pode tornar a energia eólica pouco atraente. Entretanto, em muitos países em desenvolvimento, os custos dos combustíveis fósseis, em termos relativos, são elevados,

ao passo que o custo da mão-de-obra para a fabricação de turbinas eólicas com tecnologia de ponta é reduzido. Isso altera completamente o balanço e coloca a energia eólica em uma posição mais competitiva.

As análises de custos para a geração de energia eólica oscilam segundo a experiência com as diversas instalações testadas. Nos Estados Unidos, já se atingiu a competitividade com a geração a carvão e nuclear. Na Inglaterra, o comitê de energia do governo calculou custos equivalentes aos da geração a carvão e muito menores do que os da geração nuclear. Em outras partes da Europa, com a utilização de equipamentos modernos e em regiões privilegiadas, os custos, em média, já são comparáveis com os de uma usina termoeletrica a carvão dotada de unidades purificadoras de fumaça.

Até bem pouco tempo, diante da incipiente tecnologia do setor, ninguém apostava na eficiência do aproveitamento comercial da energia eólica, pois era cara e tecnicamente muito complicada. Hoje, no entanto, a situação está bem diferente. Tanto no exterior quanto no Brasil, os técnicos conseguiram, nos últimos anos, desenvolver um arsenal tecnológico capaz de captar a energia dos ventos com maior eficiência e custo reduzido.

Novos avanços tecnológicos estão levando a uma permanente redução dos custos da eletricidade gerada a partir da energia eólica. Para exemplificar, em 1980, gastavam-se US\$120 para gerar 1 MW de energia a partir dos ventos. Atualmente, a *American Wind Energy Association* (AWEA) já considera a geração eólica competitiva, em áreas com um regime de vento superior a 6,7 m/s, ficando o seu custo na faixa de US\$40 a US\$50/MWh (PEREIRA, 1998).

A redução no custo da geração da energia eólica tem recebido grande contribuição dos recursos técnicos da eletrônica, visto que os equipamentos usados na coleta e armazenamento local dos dados de vento, em sua grande maioria, são computadorizados. Além disso, os algoritmos utilizados no processamento, armazenamento centralizado e na disseminação dos dados, desenvolvidos com a utilização de equipamentos de última geração, facilitaram a identificação de locais mais favoráveis à implantação de plantas eólicas.

As metodologias de projeto e os algoritmos numéricos desenvolvidos para operar com modernos computadores também têm proporcionado significativas melhorias no projeto da geometria das pás das turbinas eólicas. O projeto das pás deve ser feito com grande precisão para que o aproveitamento da força dos ventos atinja a máxima eficiência, mesmo nos casos de baixas velocidades. Da mesma forma, todo o processo

de captação da energia dos ventos, incluindo sua conversão em energia mecânica pelo rotor e a geração de energia elétrica, pode ser supervisionado e otimizado com a utilização dos recursos da eletrônica (TAYLOR, 1992). Pode-se citar, por exemplo, os sistemas eletrônicos que controlam o passo das turbinas em busca da máxima eficiência e os sistemas de conversão eletrônicos que aumentam o rendimento na transferência de energia do gerador para a rede elétrica.

O desenvolvimento de novos materiais, como os compostos de fibra de vidro e carbono semelhantes aos usados nos carros de Fórmula 1, também foi decisivo para transformar os antigos cataventos em turbinas de geração de energia elétrica. Segundo os especialistas, esses avançados materiais tornam mais econômica, segura e durável a estrutura das torres.

No momento, as pesquisas estão voltadas ao desenvolvimento de novas pás de rotores e ao aprimoramento das existentes quanto ao uso de materiais e ao desempenho aerodinâmico. Estuda-se ainda a utilização de instalações sem transmissão por engrenagens. Além disso, busca-se o aperfeiçoamento dos procedimentos de operação e manutenção dos sistemas eólicos e espera-se uma maior utilização dos componentes eletrônicos, tendo em vista o aumento da confiança operacional.

Todos os fatores acima mencionados tem contribuído, de forma decisiva, para o barateamento das instalações para geração de energia elétrica a partir do aproveitamento da energia dos ventos tornando-a bastante competitiva em áreas com um bom potencial eólico.

Considerações Ambientais

Pode-se dizer que o impacto da utilização de sistemas de produção de energia eólica sobre o meio ambiente é pouco significativo. Os sistemas eólicos não causam poluição atmosférica e, sob este aspecto, são muito superiores quando comparados à outros sistemas de geração de energia elétrica. Modificações climáticas são irrelevantes, mesmo no caso de numerosos sistemas eólicos operando numa mesma região.

Problemas de poluição sonora também são reduzidos. As turbinas do tipo múltiplas pás (*multivane fans*) fazem algum ruído devido à ineficiência de seu rotor, mas os aerogeradores de hélices de alta velocidade são bastante silenciosos. Vale lembrar que o problema de ruído só se torna crítico no caso das fazendas eólicas, comuns nos Estados Unidos e Europa, mas ainda de pequena expressão no Brasil. Para evitar que o ruído

venha a perturbar os moradores do local, é importante manter o nível de emissão de ruído dentro dos padrões estabelecidos pelas normas existentes.

O problema mais crítico a ser considerado é a poluição visual. Devido aos baixos valores da massa específica do ar, as turbinas eólicas tendem a crescer de tamanho para atender à potência solicitada. Sendo assim, nos projetos de sistemas eólicos devem ser consideradas as questões estéticas. Distúrbios ecológicos causados pelos combustíveis fósseis (petróleo, carvão), usinas nucleares e hidrelétricas são, sem dúvida, mais prejudiciais do que a eventual poluição visual causada pelos aerogeradores. No entanto, pode-se dizer que não existe forma de conversão energética que interfira menos na paisagem do que a energia eólica. A área realmente ocupada pelos aerogeradores é mínima e as atividades agrícolas sob essas instalações podem existir sem grandes problemas.

Aplicações

A energia eólica é especialmente útil para atender a necessidades específicas, principalmente em áreas remotas, onde o seu fornecimento oferece boa relação custo-benefício para uma extensa faixa de aplicações. Como exemplo, turbinas eólicas na faixa de 5 a 50 kW estão fornecendo energia para iluminação e aquecimento em comunidades isoladas da costa da Escócia e Nova Zelândia.

Na China, estão sendo instalados aerogeradores para abastecer uma rede de 3000 km de fibras ópticas para telefonia, localizada em regiões onde não há energia convencional disponível.

Na América do Sul, o Chile e a Argentina também estão utilizando energia eólica com a finalidade de abrir e fechar válvulas de oleodutos e gasodutos.

No Brasil, os estímulos externos oriundos de cooperações internacionais possibilitaram a implantação de vários projetos-piloto no âmbito das concessionárias de energia elétrica, visando demonstrar a viabilidade da tecnologia eólica. Esses projetos foram orientados essencialmente para áreas remotas, tais como o sistema híbrido diesel-solar-eólico, instalado em Joanes, na Ilha de Marajó (PA). Atualmente, numa fase de transição, buscam-se modelos comercialmente sustentáveis (PEREIRA, 1998), como por exemplo, as Usinas de Taiba e Prainha instaladas no litoral do Ceará.

Vale lembrar entretanto, que uma das grandes aplicações da energia dos ventos são as fazendas eólicas interligadas à rede elétrica, muito comuns na Alemanha e nos Estados Unidos.

Esses exemplos ilustram a extensa faixa de aplicação da energia eólica e pode-se dizer que sua crescente utilização, entre as energias renováveis, relaciona-se ao fato de esta representar uma das tecnologias de geração alternativa de melhor relação custo-benefício.

Tendências

De uma forma geral, existe uma tendência de que o custo da máquina por kW decaia à medida que os sistemas eólicos aumentem de tamanho. A Figura 2.1 ilustra esse fato no caso específico das turbinas eólicas de pequeno porte. Entretanto, esta tendência confirma-se também para as turbinas de médio e grande porte.

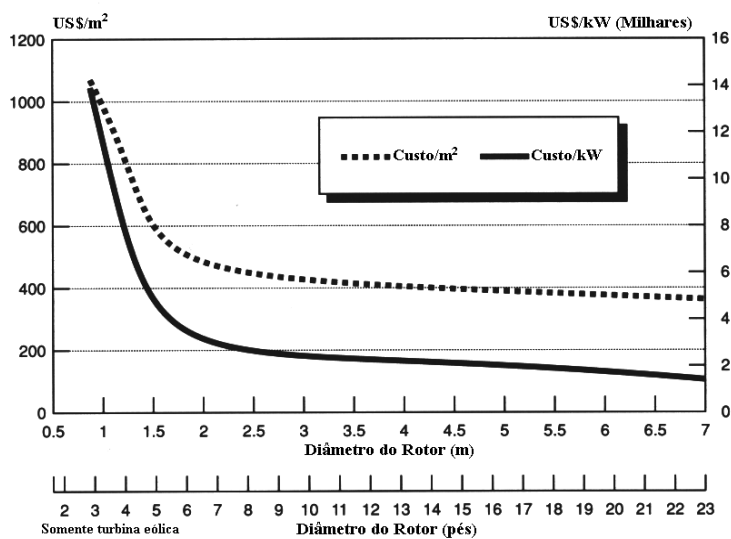


Figura 2.1 - Custo relativo de turbinas de pequeno porte

Fonte: GIPE, 1993.

Nos últimos quinze anos o tamanho das turbinas eólicas evoluiu de 12 metros de diâmetro e 15 kW de potência nominal até 66 metros e 1650 kW. Um desenvolvimento surpreendente em um período relativamente curto. Alguns estudos mostram que o tamanho operacional econômico de um aerogerador está na faixa de 40 a 80 metros de diâmetro do rotor ou entre 500 a 2500 kW de potência nominal (DEWI, 1998).

A principal limitação no crescimento do tamanho reside nos crescentes custos de transporte e de montagem no campo. Entretanto, projetistas europeus já utilizam novas soluções técnicas para montar e transportar grandes peças sem custos adicionais.

Especialmente para aplicações *off-shore*, aerogeradores ainda maiores estão em fase de projeto, com conclusão prevista para o ano 2000. Esses, provavelmente, terão potências nominais de 2,2 a 2,5 MW e diâmetros dos rotores na faixa de 75 a 80 metros.

Pelo fato de o desenvolvimento da energia eólica ter se iniciado com o estímulo dado pelos países do Primeiro Mundo, especialmente Alemanha, Estados Unidos e Dinamarca, a maioria das turbinas eólicas foi projetada para elevadas velocidades de ventos que prevalecem nessas regiões. Entretanto, com o mercado emergente dos países em desenvolvimento, que, muitas vezes, possuem velocidades de vento mais baixas, houve uma recente mudança na filosofia dos projetos de turbinas voltadas para esse novo mercado. Assim, turbinas eólicas de 500 a 600 kW estão sendo substituídas por unidades menores de 200 a 300 kW, que são projetadas para operarem com um bom rendimento a menores velocidades de vento (MILBORROW, 1995). Além disso, essas versões são transportáveis, de fácil instalação e exigem menor investimento.

Embora tenha havido um rápido desenvolvimento da tecnologia de turbinas eólicas, especialmente nos últimos quinze anos, há um consenso geral de que aperfeiçoamentos adicionais podem ser conseguidos, tanto em nível de desempenho, quanto em nível de custo das turbinas eólicas. Entre os principais fatores responsáveis pela melhoria do desempenho e redução de custos, estão:

- i. torres altas fabricadas com materiais mais leves;
- ii. melhoria do perfil aerodinâmico e pás mais leves;
- iii. possibilidade de operação com velocidades variáveis;
- iv. geradores diretamente acoplados, eliminando a caixa de transmissão, que é uma freqüente causa de problemas.

Estado da Arte no Mundo

Atualmente, a capacidade total de geração eólica é da ordem de 10500 MW, a maioria instalada na Alemanha, Estados Unidos e Dinamarca, conforme mostra a Tabela 2.1. Os investimentos feitos para atingir esse número têm levado a um permanente acúmulo de experiências de campo e aprendizado organizacional.

Tabela 2.1 - Utilização internacional da energia eólica.

País	Capacidade instalada em Março de 1999 (MW)	Capacidade instalada no final de 1998 (MW)	Capacidade instalada <i>Per Capita</i> em Março 1999 (W/capita)
Alemanha	3068	2875	37,46
Estados Unidos	1856	1820	7,00
Dinamarca	1560	1448	296,54
Índia	1004	968	1,06
Espanha	834	707	21,24
Holanda	369	361	23,78
Reino Unido	341	333	5,81
China	233	214	0,19
Itália	223	180	3,88
Suécia	187	174	21,14
Canadá	82	82	2,74
Irlanda	73	73	20,11
Grécia	63	39	6,02
Portugal	60	60	6,04
Japão	47	40	0,37
Áustria	32	30	3,97
Costa Rica	26	26	7,55
Brasil	20	17	0,12
França	19	19	0,33
Finlândia	18	17	3,52
Austrália	17	17	0,93
Argentina	13	12	0,37
Bélgica	12	8	1,18
Irã	11	11	0,18
Luxemburgo	9	9	21,95
Noruega	9	9	2,05
Turquia	9	9	0,14
República Tcheca	7	7	0,68
Polónia	7	5	0,18
Israel	6	6	1,05
Egito	5	5	0,08
Nova Zelândia	5	5	1,39
Rússia	5	5	0,03
Ucrânia	5	5	0,10
México	3	3	0,03
Suíça	3	3	0,42
Total	10242	9603	

Fonte: NEW ENERGY, 1999.

Em parte, o crescimento do mercado está associado às diretrizes estabelecidas no documento “*Time of Action*”, que foi publicado em 1991, pela *European Wind Energy*

Association. O principal objetivo desse Plano de Ação é fornecer, até o ano 2030, 10% da eletricidade da Europa, a partir da energia eólica (SCHEER, 1995).

No estágio atual de desenvolvimento da tecnologia de energia eólica, os *Battelle Pacific Laboratories* afirmam ser possível gerar 20% da eletricidade dos Estados Unidos. Esse otimismo é ainda mais justificado quando se sabe que a análise de custos é realizada com cautela. Normalmente considera-se uma vida útil de 20 anos para as plantas eólicas. Há, contudo, bons motivos para admitir uma vida mais longa ou para admitir custos de aquisição muito menores para as unidades sucessoras, se for considerado que apenas algumas partes da instalação necessitariam de substituição (SCHEER, 1995).

Na Europa, atualmente, o país mais ativo é a Alemanha devido ao fato desse país ter empreendido ações políticas de incentivo ao uso da energia eólica, demonstrando que, especialmente no estágio inicial, o apoio político é a característica mais importante para o desenvolvimento da tecnologia.

Em nível mundial, além da Europa e dos Estados Unidos, existem atividades relevantes na Índia, China, Egito e Nova Zelândia.

GARRAD (1995) acredita que, nos próximos anos, o mercado de energia eólica se desenvolverá principalmente nos países em desenvolvimento no mundo quando a instalação de plantas eólicas na Europa tenderá a se estabilizar e o mercado nos Estados Unidos diminuirá seu ritmo de crescimento.

Considerando a questão de custos, que melhora constantemente, e a descentralização proveniente dessa forma de aproveitamento de energia, abrem-se grandes possibilidades para novas iniciativas econômicas por parte dos empreendedores, que se tornam independentes de outros produtores de energia e ajudam a promover a economia fora dos grandes centros.

Estado da Arte no Brasil

Impulsionado por possuir ventos bastante favoráveis, o Brasil, que possui cerca de 20 milhões de habitantes sem acesso à energia elétrica, está implantando vários projetos para aproveitamento da energia eólica, conforme ilustra a Tabela 2.2. A política brasileira objetiva seguir os passos de países como a Alemanha, os Estados Unidos e a Dinamarca, que atualmente possuem a ponta da tecnologia para geração elétrica a partir da energia dos ventos.

Tabela 2.2 - Utilização da energia eólica no Brasil.

Estado	Localidade	Equipamento	Potência Instalada	Estado Atual
Ceará	Usina Taíba	Wobben - Enercon	5 MW (10x500kW)	Em operação
Ceará	Usina da Prainha	Wobben - Enercon	10 MW (20x500kW)	Fase de ajustes
Ceará	Porto de Mucuri	Take	1,2 MW (4x300kW)	Em operação
Paraná	Usina de Palmas I	Wobben - Enercon	2,5 MW (5x500kW)	Fase de ajustes
Paraná	Usina de Palmas II	Wobben - Enercon	9,5 MW (19x500kW)	Em estudo
Paraná	Usina de Palmas III	Wobben - Enercon	50 MW (100x500kW)	Em estudo
Pará	Usina de Joanes	Bergey	40 kW (4x10kW)	Em operação
Minas Gerais	Usina do Morro do Camelinho	Take	1 MW (4x250kW)	Em operação
Pernambuco	Usina de Fernando de Noronha	FolkCenter	75 kW (1x75 kW)	Em operação
Pernambuco	Centro de Teste de Olinda	FolkCenter	30 kW + 225 kW	Em operação

Fonte: *Home-page* CRESESB, 1999 (<http://www.cresesb.cepel.br>).

ARAÚJO (1997) chama atenção para o fato de que grande parte do litoral brasileiro apresenta velocidades de vento propícias ao aproveitamento em larga escala da energia dos ventos para a geração de energia elétrica. Os ventos com direção nordeste/sul, principalmente os alísios (gerados pela diferença de pressão atmosférica entre o mar e a terra), podem alcançar 7,5 m/s, em diversos pontos do litoral, o que é aproximadamente o dobro do mínimo necessário para a geração de energia.

Entre as muitas aplicações da energia eólica, certamente aquelas voltadas ao meio rural ganham importância no Brasil (HIRATA, 1990). Várias características do País que justificam este fato podem ser identificadas, tais como:

- i. as dimensões continentais do País fazem com que as distâncias sejam grandes, encarecendo as linhas de transmissão e, conseqüentemente, tornando inviável, a curto prazo, a eletrificação de todas as áreas rurais;
- ii. as grandes dimensões tornam anti-econômica a geração de eletricidade utilizando derivados de petróleo nas comunidades isoladas, devido às dificuldades e ao custo elevado do transporte de combustível;

- iii. a necessidade de buscar energéticos alternativos para substituição dos combustíveis fósseis, que apresentam custos crescentes, face à dificuldade de exploração e às restrições ambientais (poluição do ar, danos à saúde, etc.);
- iv. a existência de extensas áreas cultivadas que exigem irrigação, bem como a existência de grandes áreas que, com irrigação, são potencialmente muito promissoras;
- v. as velocidades médias dos ventos em alguns locais, caracterizadas por valores relativamente baixos, não apresentam maiores problemas nas aplicações de baixa potência encontradas no meio rural;
- vi. as razões de cunho social são numerosas, quando se trata de levar certo conforto e informação à área rural, de forma a propiciar a fixação do homem no campo.

Uma das atividades essenciais ao projeto de sistemas eólicos é o levantamento do potencial eólico da região. Para isso, é fundamental dispor-se de dados a respeito do comportamento do vento nas diversas regiões, de forma a tornar viável a expansão do uso de turbinas eólicas, pois somente a partir desses dados será possível fazer um estudo da viabilidade técnico-econômica desses sistemas. Essas informações são também importantes para o aprimoramento dos equipamentos, no sentido de permitirem o desenvolvimento de aerogeradores otimizados ao perfil de ventos de uma determinada região.

De forma geral, pode-se dizer que o regime dos ventos (isto é, seu comportamento estatístico ao longo do dia, da estação e do ano) fica definido se for conhecida a variação espaço-temporal da velocidade do vento, já que esta varia, tanto em intensidade quanto em direção, com o passar do tempo e com a localização geográfica da região. A velocidade do vento é influenciada por vários acidentes topográficos como o relevo, a rugosidade do terreno, a presença de obstáculos, etc. Além disso, fixado um ponto (uma estação meteorológica ou um sítio, por exemplo), a velocidade varia com a altura, uma vez que há o desenvolvimento da camada limite terrestre. A Organização Meteorológica Mundial especifica a altura de 10 metros como a altura de referência para as medidas e especificação do regime dos ventos.

Como mencionado, a velocidade do vento num dado sítio, varia no tempo e é comum especificar as condições médias de vento para um ano (valores médios anuais), para uma estação do ano (valores médios sazonais), para um mês (valores médios mensais) e, em algumas aplicações mais específicas, utilizam-se valores médios diários.

Sendo assim, do ponto de vista do aproveitamento da energia eólica, torna-se importante distinguir os vários tipos de variações temporais além de variações de curta duração, onde incluem-se desde pequenas flutuações até rajadas de vento.

No entanto, os valores anuais, sazonais e mensais também podem sofrer modificações ao longo do tempo. Dessa forma, para definir o regime dos ventos num local não é suficiente basear-se na análise de dados de apenas um ano. É necessário levar em consideração dados relativos a vários anos. Entretanto, existe uma grande dificuldade de coletar esses dados. O Ministério da Agricultura (INMET), a Marinha e a Aeronáutica são fontes de consulta aos dados de vento. Vale lembrar, no entanto, que esses dados devem ser utilizados com uma certa cautela, pesquisando, sempre que possível, a qualidade dos mesmos.

No Brasil, a necessidade de se dispor de dados confiáveis sobre o regime dos ventos, visando o aproveitamento da energia eólica, só foi reconhecida muito recentemente. Por isso, não existem bancos de dados automatizados sobre a velocidade dos ventos para a maioria das regiões do País. Apenas em algumas poucas localidades, onde as estações meteorológicas foram instaladas com a finalidade específica de obter dados de velocidade do vento para geração de energia, é que esse banco de dados começa a ser criado.

Deve-se observar que, em função do crescimento da utilização da energia dos ventos no Brasil, haverá uma permanente necessidade de realizar levantamentos do potencial eólico do País, de forma a identificar locais adequados à implantação de novos parques. Com isso, a necessidade de realizar um trabalho sério para a coleta, tratamento, atualização, armazenamento e disseminação dos dados torna-se relevante.

Sendo assim, pretende-se, com este trabalho, apresentar uma filosofia que permita a implantação de um sistema com as características mencionadas. Descreve-se uma proposta com todas as etapas do mesmo, analisando as suas necessidades e desenvolve-se um algoritmo que deverá ser a base de todo o sistema.

CAPÍTULO 3

REGIME DOS VENTOS: TEORIA GERAL

Este Capítulo apresenta uma análise dos fenômenos físicos responsáveis pela geração dos ventos, caracterizando-os como uma das muitas formas em que se manifesta a energia solar. Aborda, ainda, os mecanismos que influenciam na distribuição espacial da velocidade e modificam o regime local dos ventos.

3.1- Mecanismos de Geração dos Ventos

A energia eólica pode ser considerada como uma das formas em que se manifesta a energia proveniente do Sol, isto porque os ventos são causados pelo aquecimento diferenciado da atmosfera. Essa não uniformidade no aquecimento da atmosfera deve ser creditada, entre outros fatores, à orientação dos raios solares e aos movimentos da Terra.

Em média, pode-se supor que 50% da energia irradiada pelo Sol é interceptada pelas nuvens (25% volta para o espaço, 23% atinge a Terra e 2% é absorvida pelas nuvens), 19% é absorvida pela Terra, 17% é absorvida pelos gases e poeira contidos na atmosfera, 12% é espalhada pelo ar (7% volta para o espaço e 5% atinge a superfície da Terra) e 2% é refletida pela Terra de volta ao espaço. Sendo assim, apenas 47% da energia irradiada pelo Sol é absorvida pela Terra, 34% é irradiada de volta para o espaço e 19% é absorvida pela atmosfera (SEINFELD, 1986). Portanto, grande parte da energia que atinge a superfície da Terra é emitida de volta para o espaço. Essa porção de energia é a principal responsável pelo aquecimento da atmosfera.

Uma estimativa da energia total disponível dos ventos ao redor do planeta pode ser feita a partir da hipótese de que, aproximadamente, 2% da energia solar absorvida pela Terra é convertida em energia cinética dos ventos.

As regiões tropicais, que recebem os raios solares quase que perpendicularmente, são mais aquecidas do que as regiões polares. Consequentemente, o ar quente que se encontra nas baixas altitudes das regiões tropicais tende a subir, sendo substituído por uma massa de ar mais frio que se desloca das regiões polares, gerando assim um movimento de ar (vento) em escala planetária.

Supondo que a Terra não tivesse movimento de rotação, esse seria o único mecanismo presente e seriam formadas duas células, uma em cada hemisfério, compondo o sistema de geração dos ventos. Conforme ilustra a Figura 3.1, no hemisfério norte, os ventos tomariam a direção sul-norte e retornariam, junto à superfície da Terra, na direção norte-sul. No hemisfério sul, os ventos assumiriam a direção norte-sul para retornar, junto à superfície da Terra, na direção sul-norte.

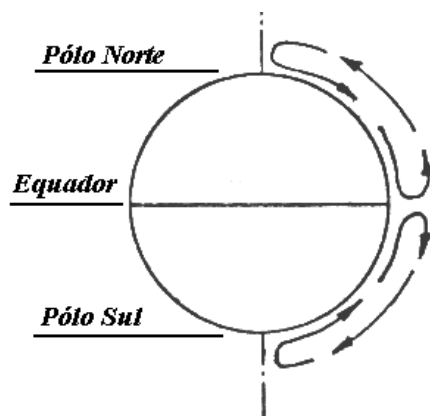


Figura 3.1 - Circulação global: Terra sem movimento de rotação (caso hipotético).

Fonte: CHESF/BRASCEP, 1987

Observa-se, porém, que no seu movimento em direção aos pólos, a temperatura das partículas de ar decresce rapidamente (1° a 2° C por dia). Após percorrer aproximadamente um terço da distância, a temperatura já é suficientemente baixa e o ar começa seu movimento descendente. Conforme ilustra a Figura 3.2, parte da massa de ar move-se em direção ao Equador, formando a célula tropical (uma em cada hemisfério); o restante avança em direção aos pólos. A parcela da massa de ar que se dirige aos pólos, junto à superfície da Terra, sofre um novo aquecimento e assume novamente um movimento ascendente, formando a célula temperada (uma em cada hemisfério). Novamente, uma parcela da massa de ar ascendente toma a direção polar formando a célula polar (uma em cada hemisfério).

Entretanto, o movimento de rotação da Terra afeta a direção dessa circulação e produz três efeitos que modificam o mecanismo descrito acima.

O primeiro efeito tem pouca influência e consiste na compensação parcial da aceleração da gravidade, causada pela aceleração centrífuga.

O segundo efeito está associado à força de *Coriolis* que, no hemisfério norte, acelera as partículas de ar para a direita de seu movimento e, no hemisfério sul, acelera

as partículas de ar para a esquerda. O resultado desse efeito faz-se sentir através dos ventos geostróficos que são observados, principalmente, em altitudes superiores a 600 metros (SPERA, 1994).

De maior importância para o aproveitamento da energia eólica é o fenômeno que se observa nas camadas inferiores da atmosfera, consequência direta da viscosidade, que tende a manter as partículas de ar girando com a Terra. Esse fato lhes imprime uma quantidade de movimento orientada de oeste para leste. À medida que as partículas de ar se movem para os pólos, elas também se aproximam do eixo de rotação da Terra e, para que a quantidade de movimento seja preservada, é necessário que assumam uma velocidade na direção de oeste para leste. Esse efeito é muito pequeno nas vizinhanças do Equador, mas torna-se relevante nas zonas temperadas. Esses mecanismos permitem elaborar o modelo de *circulação global*, conhecido como modelo de três células, ilustrado na Figura 3.2 .

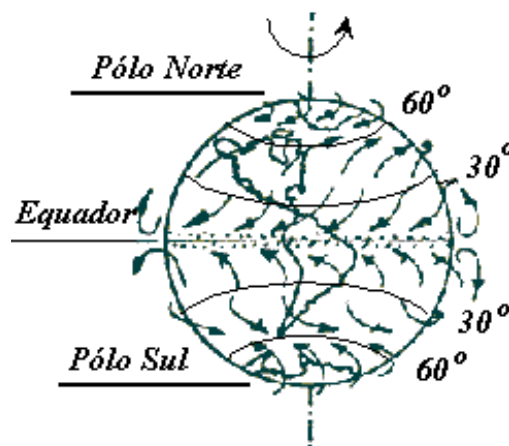


Figura 3.2 - Circulação global: Terra com movimento de rotação (caso real).

Fonte: CHESF/BRASCEP, 1987

Como o eixo da Terra está inclinado de $23,5^\circ$ em relação ao plano de sua órbita em torno do Sol, variações sazonais na distribuição de radiação recebida na superfície da Terra resultam em variações sazonais na intensidade e duração dos ventos, em qualquer local da superfície da Terra.

Sobreposto a esse sistema global encontram-se os *ventos locais*, que são originados por outros mecanismos mais específicos. Sendo assim, as análises de viabilidade para aproveitamento da energia dos ventos também devem considerar a importante influência dos ventos locais, que se manifestam em pequena escala.

As capacidades de refletir, absorver e emitir o calor recebido do Sol são bastante variáveis para os diversos tipos de superfícies, tais como mares, continentes, matas, plantações, cerrados. Por esse motivo, a mais conhecida manifestação local dos ventos acontece nas regiões costeiras onde são observadas as brisas marinhas e terrestres. No período diurno, devido à maior capacidade da terra de refletir os raios solares, a temperatura do ar aumenta e, como consequência, forma-se uma corrente de ar que sopra do mar para a terra (brisa marinha). À noite, a temperatura da terra cai mais rapidamente do que a temperatura da água e, assim, ocorre a brisa terrestre que sopra da terra para o mar. Normalmente, a intensidade da brisa terrestre é menor do que a da brisa marinha devido à menor diferença de temperatura que ocorre no período noturno.

Outra importante manifestação local dos ventos é observada nos vales e montanhas. Durante o dia, o ar quente nas encostas da montanha se eleva e o ar mais frio desce sobre o vale para substituir o ar que subiu. No período noturno, a direção em que sopram os ventos é novamente revertida e o ar frio das montanhas desce e se acumula nos vales. A Figura 3.3 mostra as variações diárias ocorridas no vento pela diferença de temperatura entre o mar e o continente e entre as montanhas e os vales.

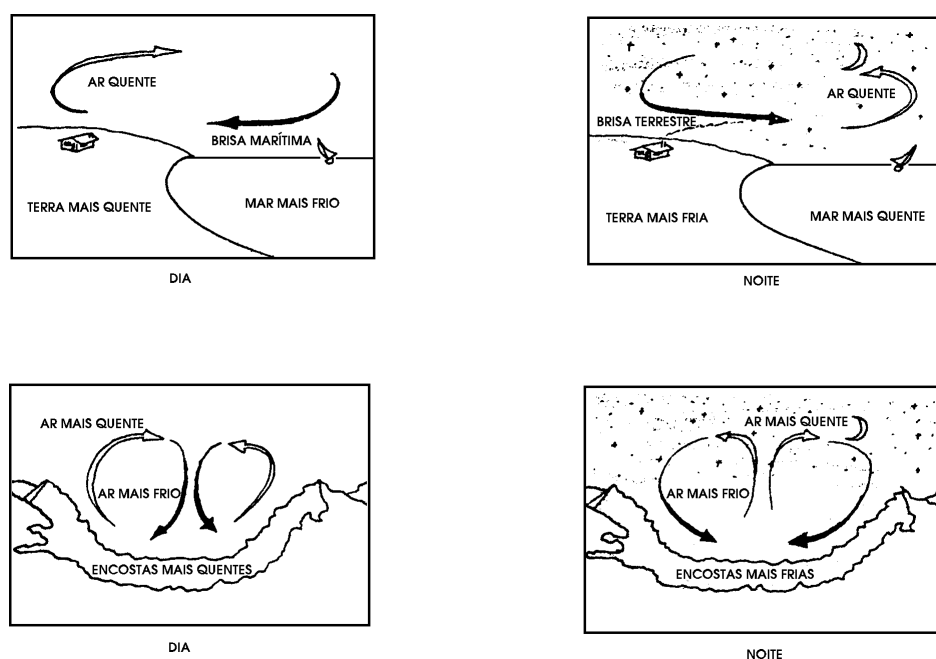


Figura 3.3 - Circulação local: variações diárias ocorridas no vento.

Fonte: CHESF/BRASCEP, 1987

Os ventos que sopram em escala global e aqueles que se manifestam em pequena escala (ventos locais) sofrem modificações que influenciam na distribuição espacial da velocidade dos ventos. Entre os principais responsáveis por essas alterações destacam-se o relevo, os obstáculos e a rugosidade. A seguir, será analisada a influência de cada um desses fatores.

3.2- Fatores de Influência no Regime dos Ventos

De uma maneira geral, pode-se dizer que o regime dos ventos, isto é, o seu comportamento estatístico ao longo do dia, fica definido se for conhecido como a velocidade varia no tempo e no espaço. A velocidade dos ventos varia de um ponto para outro e é influenciada por vários acidentes topográficos. Além disso, fixado um ponto (uma estação anemométrica, por exemplo) a velocidade também varia com a altura.

Tendo em vista que a velocidade do vento pode variar significativamente em curtas distâncias, por exemplo, algumas centenas de metros, os procedimentos para avaliar o local no qual se deseja instalar turbinas eólicas devem levar em consideração todos os parâmetros regionais que influenciam nas condições do vento. Tais parâmetros são:

- i. a presença de obstáculos nas redondezas;
- ii. a rugosidade do terreno, que é caracterizada pela vegetação, utilização da terra e construções;
- iii. a orografia, como colinas, que podem causar efeito de aceleração ou desaceleração no escoamento do ar.

As informações sobre as condições regionais podem ser obtidas a partir de mapas topográficos. Visitas aos locais de interesse também auxiliam na identificação da rugosidade do terreno e presença de obstáculos. Dados de satélite também são de grande importância na determinação desses fatores.

Variação da Velocidade com a Altura

A Mecânica dos Fluidos mostra que a velocidade de um fluido que se movimenta junto à superfície deve se anular. Esse fato, observado em experimentos cuidadosamente conduzidos em laboratórios, está associado à viscosidade, uma propriedade física dos fluidos que é quantificada pelo coeficiente de viscosidade μ .

Se o perfil de velocidade é levantado no sentido perpendicular à superfície, verifica-se que a velocidade do fluido passa deste valor (nulo) junto à superfície e atinge a velocidade do escoamento V em um curto espaço de tempo. Essa região, junto à superfície, onde se verifica uma rápida mudança no valor da velocidade é conhecida como camada limite.

As características da camada limite estão associadas a vários fatores, entre os quais os mais importantes são a velocidade do escoamento V , a massa específica do fluido ρ , a viscosidade do fluido μ , o acabamento da superfície (rugosidade), a forma da superfície (presença de obstáculos, curvatura, etc.). Quando o escoamento é turbulento, o acabamento e a forma da superfície passam a ter grande importância no desenvolvimento da camada limite.

O ar, ao se deslocar sobre a superfície terrestre, forma uma camada limite que se estende a grandes alturas e, em geral, o escoamento no seu interior é turbulento. Como as turbinas eólicas são instaladas no interior da camada limite, é de grande importância o conhecimento do perfil da velocidade ao longo de uma vertical, ou seja, a distribuição da velocidade com a altura.

O desenvolvimento da camada limite terrestre é complexo e sofre a influência de diferentes fatores, incluindo aqueles de origem térmica, que podem causar instabilidades na atmosfera.

Tomando como referência resultados conhecidos da Mecânica dos Fluidos, foram desenvolvidos modelos que visam simular, mesmo que de forma aproximada, o desenvolvimento da camada limite terrestre. Para utilização em problemas relacionados com o aproveitamento da energia eólica, costuma-se descrever a distribuição de velocidade com a altura utilizando-se os modelos conhecidos como “Lei de Potência” e “Lei Logarítmica”.

O modelo mais simples é representado pela Lei de Potência (“*Power Law*”), que resulta dos estudos da camada limite sobre uma placa plana. Esse modelo apresenta a vantagem de ser de fácil utilização; entretanto, os resultados obtidos não possuem a precisão necessária. A Lei de Potência é expressa por

$$V(z) = V(z_r) \left(\frac{z}{z_r} \right)^n, \quad (3.1)$$

onde $V(z)$ é a velocidade na altura z , $V(z_r)$ é a velocidade na altura de referência z_r e n é um parâmetro que está diretamente associado à rugosidade da superfície. O valor de n mais comumente utilizado é $n = 1/7$. A Tabela 3.1 apresenta alguns valores do fator n para diferentes tipos de superfície.

Tabela 3.1 - Fator n para diferentes tipos de superfície.

Descrição do Terreno	Fator n
Superfície lisa: lago ou oceano	0,10
Gramma baixa	0,14
Vegetação rasteira (até 0,3 m), árvores ocasionais	0,16
Arbustos, árvores ocasionais	0,20
Árvores, construções ocasionais	0,22 - 0,24
Áreas residenciais	0,28 - 0,40

Fonte: HIRATA, 1985.

Um modelo mais complexo é representado pelo Perfil Logarítmico e leva em consideração o fato de que o escoamento na atmosfera é altamente turbulento. A modelagem utiliza o conceito de comprimento de mistura L (“*mixing length*”) definido com a utilização da constante de von Kármán k_c e do comprimento de rugosidade z_o , que considera que a superfície da Terra nunca se apresenta perfeitamente lisa.

Para velocidades elevadas, o perfil vertical do vento, que sopra sobre um terreno plano e razoavelmente homogêneo, pode ser modelado usando-se a Lei Logarítmica dada por

$$V(z) = \frac{v_*}{k_c} \ln \frac{z}{z_o} \quad , \quad (3.2)$$

onde $V(z)$ é a velocidade do vento na altura z acima do nível do solo, z_o é o comprimento de rugosidade, k_c é a constante de von Kármán ($k_c = 0,4$) e v_* é a velocidade de atrito, que está relacionada com a tensão de cisalhamento na superfície τ e a massa específica do ar ρ pela seguinte expressão

$$\tau = \rho \cdot v_*^2 \quad . \quad (3.3)$$

O modelo do Perfil Logarítmico é freqüentemente utilizado para estimar a velocidade do vento em uma determinada altura a partir de uma altura de referência. Assim, escrevendo duas expressões para perfis logarítmicos, uma para a altura de referência z_r e outra para a altura z , pode-se determinar a velocidade de vento em uma dada altura, com o uso da seguinte expressão

$$V(z) = V(z_r) \frac{\ln\left(\frac{z}{z_o}\right)}{\ln\left(\frac{z_r}{z_o}\right)}, \quad (3.4)$$

onde $V(z)$ é a velocidade do vento na altura z acima do nível do solo, $V(z_r)$ é a velocidade do vento na altura de referência z_r acima do nível do solo, z_o é o comprimento de rugosidade.

No caso de velocidades moderadas, o perfil vertical do vento se desvia do perfil logarítmico quando z é superior a algumas dezenas de metros. Os desvios são devidos às forças de empuxo da turbulência. Nestes casos, a rugosidade já não é a característica mais relevante; assim, há de se acrescentar os parâmetros necessários para descrever o fluxo de calor na superfície. Com o resfriamento noturno da superfície, a turbulência diminui e isso faz com que o perfil vertical tenha um crescimento mais rápido com a altura; da mesma forma, o aquecimento diurno aumenta a turbulência e mantém mais constante o perfil vertical com a altura. Assim sendo, para perfis verticais genéricos, utiliza-se a expressão

$$V(z) = \frac{v_*}{k_c} \left[\ln\left(\frac{z}{z_o}\right) - \Psi\left(\frac{z}{L}\right) \right], \quad (3.5)$$

sendo Ψ uma função empírica (TROEN, 1989). O novo parâmetro introduzido nesta expressão é chamado de comprimento de mistura L e é dado por

$$L = \frac{T_o}{k_c g} \frac{c_p v_*^3}{H_o}. \quad (3.6)$$

Na equação acima T_o é a temperatura absoluta, H_o é o fluxo de calor na superfície, c_p é o calor específico do ar à pressão constante, g é a aceleração da gravidade.

Rugosidade do Terreno

Como mencionado acima, a rugosidade do terreno influi no desenvolvimento do perfil de velocidade de vento, no interior da camada limite. O efeito causado pelo tipo de superfície, combinado com a presença de obstáculos próximos, causará uma redução na velocidade do vento, alterando o seu perfil logarítmico.

Em geral, o valor de n , presente na expressão da Lei de Potência (Eq.(3.1)), bem como o valor da rugosidade do terreno z_o , contido na expressão da Lei Logarítmica (Eq.(3.2)), estão associados à rugosidade do terreno.

A Figura 3.4 ilustra uma situação idealizada do escoamento sobre uma superfície com mudança de rugosidade. Pode-se observar a influência no perfil vertical do vento devido à mudança da rugosidade do valor z_{o1} para z_{o2} . A altura h da camada limite desenvolvida é função da distância x . Em TROEN (1989) apresentam-se dados para estimar o desenvolvimento da camada limite, quando há mudança de rugosidade.

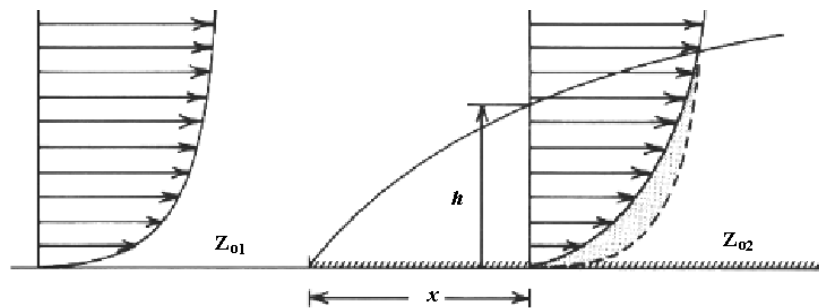


Figura 3.4 - Influência da mudança de rugosidade no perfil vertical do vento.

A rugosidade do terreno é identificada através do comprimento de rugosidade z_o . O parâmetro z_o é uma escala de comprimento utilizada para caracterizar a rugosidade do terreno e está associado à altura onde a velocidade média se anula, se o perfil de velocidade varia logaritmicamente com a altura. Dessa forma, a cada tipo de terreno atribui-se uma classe de rugosidade e um comprimento de rugosidade z_o . Como exemplo, $z_o \approx 0,001$ m quando a superfície é lisa (como areia, neve e água), $z_o = 0,20$ m quando se tem árvores e arbustos e $z_o = 0,5$ m quando se trata de áreas residenciais. Vale lembrar que o comprimento de rugosidade z_o deve ser considerado como um

parâmetro meteorológico, uma vez que está diretamente associado às mudanças naturais da paisagem.

Ao analisar a influência da rugosidade no desenvolvimento da camada limite, a rugosidade a montante deve ser considerada até uma distância aproximada de 5 km. Entretanto, se existirem grandes superfícies de água, a influência pode ser estendida a cerca de 10 km.

Na prática, o procedimento normalmente adotado para descrever a rugosidade de um local, utiliza a chamada *rosa de rugosidades*. Consiste em dividir a região em torno do ponto de interesse, em setores (por exemplo, 12 setores de 30°) e especificar a distância e a intensidade relativas às mudanças de rugosidade que ocorrem em cada setor (TROEN, 1989). Este procedimento é utilizado no programa WAsP (*Wind Atlas Analysis and Application Program*) destinado à determinação do regime dos ventos de uma região.

Obstáculos

A presença de obstáculos causa uma redução na velocidade dos ventos e produz o chamado *efeito de sombreamento*.

Os obstáculos não apenas obstruem o movimento das partículas de ar, como também modificam a distribuição de velocidades. A presença de árvores, por exemplo, impede a formação de ventos abaixo de suas copas. Somente a partir delas é que há o desenvolvimento do perfil de velocidades. Além da diminuição da velocidade, há a formação de uma esteira turbulenta a jusante das árvores. Vários fatores influem no escoamento, tais como: as formas das árvores, as distâncias entre elas, sua porosidade, etc. Não é fácil avaliar quantitativamente a influência desses aspectos mas obviamente há uma significativa perda em termos energéticos devido, por exemplo, à mudança de direção dos ventos ou à turbulência.

Em geral, os obstáculos são considerados como “caixas” com seção transversal retangular. Para analisar a influência de um obstáculo no perfil da velocidade deve-se considerar: sua posição relativa ao ponto de interesse, suas dimensões (altura, largura, comprimento) e sua porosidade. A Figura 3.5 apresenta os parâmetros utilizados por programas computacionais, tais como o WAsP, para análise da influência dos obstáculos.

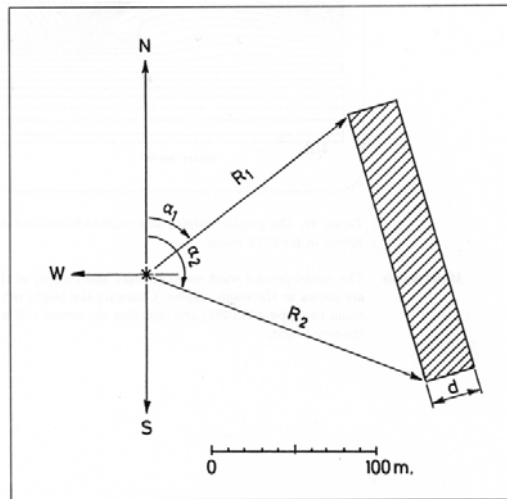


Figura 3.5 - Parâmetros utilizados pelo WAsP para análise da influência dos obstáculos.

Fonte: MORTENSEN, 1993.

Na Figura 3.5 o ponto de interesse está assinalado por (*), α_1 é o ângulo formado entre o Norte e o primeiro “vértice” do obstáculo, α_2 é o ângulo formado entre o Norte e o segundo “vértice” do obstáculo, R_1 é a distância radial até o primeiro “vértice” do obstáculo, R_2 é a distância radial até o segundo “vértice” do obstáculo, h é a altura do obstáculo, d é a largura do obstáculo e P é a porosidade estimada do obstáculo.

A porosidade de um obstáculo, que é definida como a relação entre a área livre e a área total do obstáculo, pode ser determinada com a utilização dos valores apresentados na Tabela 3.2.

Tabela 3.2 - Porosidade estimada.

Descrição	Porosidade
Edifícios	0,00
Fila de edifícios separados de 1/3 do comprimento	0,33
Árvores	0,50
Quebra-ventos muito densos	$\leq 0,35$
Quebra-ventos densos	0,35-0,50
Quebra-ventos abertos	$\geq 0,50$

Fonte: TROEN, 1989.

Deve-se observar que a porosidade das árvores varia com a queda das folhas, isto é, com a época do ano. Assim, como no caso do comprimento de rugosidade z_o , a

porosidade deve ser considerada como um parâmetro meteorológico, uma vez que está diretamente associada às mudanças naturais da paisagem.

Dado um acidente geográfico deve-se estar apto a associá-lo a um obstáculo ou a um conjunto que irá compor a rugosidade do terreno. Perto de um obstáculo, a distâncias comparáveis à sua altura, o perfil de velocidade é bastante perturbado, especialmente a jusante, onde há o desenvolvimento da esteira viscosa. Nessas condições, o obstáculo deverá ser tratado individualmente e não como parte de um conjunto que compõe a rugosidade do terreno.

Orografia (variação na altura do terreno)

Assim como a rugosidade e os obstáculos, a forma da superfície tem influência marcante no desenvolvimento da camada limite. De fato, na presença de uma colina, verifica-se um aumento na velocidade do vento e uma considerável mudança de direção. Além disso, a estrutura do perfil de velocidade é fortemente afetada pela colina. Outros acidentes geográficos, tais como vales, depressões e “gargantas” também influem no regime dos ventos. Para descrever o relevo de uma região normalmente utilizam-se curvas de nível, extraídas dos mapas topográficos padrão.

A Figura 3.6 ilustra o escoamento em torno de uma colina “ideal”, mostrando o desenvolvimento do perfil de velocidades a montante e no topo da colina.

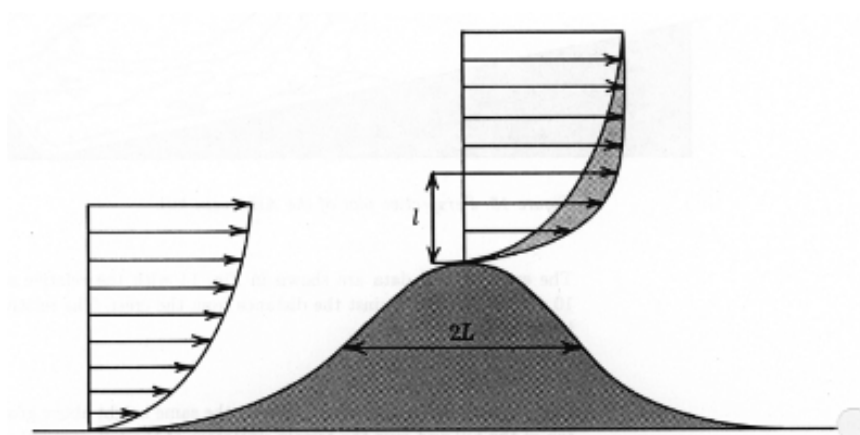


Figura 3.6 - Escoamento em torno de uma colina “ideal”.

O aumento relativo na velocidade do vento, ΔS , pode ser definido como

$$\Delta S = \frac{V_2 - V_1}{V_1} \quad , \quad (3.7)$$

onde V_1 é a velocidade do vento no topo da colina e V_2 é a velocidade do vento a montante da colina, medidas a 10 m de altura em relação ao nível do solo.

O escoamento em terrenos complexos não é de fácil modelagem. Muitas vezes, os valores da velocidade média são superestimados, o que prejudica na predição do regime dos ventos e conseqüentemente interfere no desempenho das turbinas eólicas. Deve-se lembrar que uma pequena variação na altura pode resultar em um pequeno impacto na velocidade média, mas resultará em uma significativa variação na energia disponível.

CAPÍTULO 4

REGIME DOS VENTOS: DETERMINAÇÃO

Este Capítulo apresenta um panorama da situação da coleta de dados de vento no Brasil e descreve os procedimentos utilizados para definir estatisticamente o regime dos ventos. Apresenta o método atualmente mais utilizado para a determinação dos parâmetros da distribuição de Weibull, c e k . Aborda, ainda, a utilização de programas computacionais que visam simular o comportamento espacial dos sistemas eólicos em uma determinada área.

4.1- Aquisição e Processamento de Dados de Vento

As medições da velocidade do vento são o ponto mais crítico para avaliação dos recursos eólicos de uma região, determinação do desempenho e predição da energia anual gerada. Em termos econômicos, erros de medição e predição da velocidade do vento traduzem-se diretamente em risco financeiro.

Historicamente, a primeira medida da velocidade do vento foi realizada em 1450 através de um dispositivo tipo “prato giratório”, que consistia de um prato pendurado verticalmente pela extremidade; a inclinação do prato fornecia uma medida aproximada da velocidade do vento. Em 1805, Francis Beaufort elaborou uma escala, baseada em estimativas pessoais, contendo 12 classes de velocidades, que varia de ventos calmos a furacões. Conforme ilustrado no Anexo 1, cada classe corresponde a uma faixa de velocidades médias do vento. Em meados dos anos 50, Golding descreveu a instrumentação necessária para medição da velocidade do vento (ROHATGI, 1994).

Atualmente encontram-se disponíveis no mercado vários tipos de instrumentos para medição da velocidade do vento, que vão desde os anemômetros manuais até equipamentos completamente automatizados.

Movimento das Massas de Ar

De uma forma geral, pode-se dizer que os movimentos das massas de ar na atmosfera (vento) processam-se em regime turbulento (HIRATA, 1985). Sendo assim, a

velocidade instantânea do vento é descrita simplificada como um valor médio acrescido de um desvio a partir da média (flutuação), tal que

$$V = \bar{V} + v' \quad , \quad (4.1)$$

onde $\bar{V}$ é a velocidade média do vento e v' é a flutuação. Na prática, para algumas aplicações, leva-se em consideração apenas a intensidade da velocidade média $\bar{V}$. A maioria dos instrumentos de medição, devido a sua configuração, “filtra” as flutuações e fornece somente o valor da velocidade média.

A direção do vento também é um importante parâmetro a ser analisado pois mudanças de direção freqüentes indicam situações de rajadas de vento. Além disso, a medida da direção do vento auxilia na determinação da localização das turbinas em um parque eólico. Devido à existência do problema de “sombra”, isto é, a interferência das esteiras das turbinas, é fundamental o conhecimento da direção ao longo do tempo.

Do ponto de vista do aproveitamento da energia eólica, é importante distinguir os vários tipos de variações temporais da velocidade dos ventos, a saber: variações anuais, sazonais, diárias e de curta duração.

Variações Anuais - Para se obter um bom conhecimento do regime dos ventos não é suficiente basear-se na análise de dados de vento de apenas um ano; o ideal é dispor de dados referentes a vários anos. À medida que uma maior quantidade de dados anuais são coletados, as características do regime local dos ventos tornam-se mais confiáveis.

Variações Sazonais - O aquecimento não uniforme da superfície terrestre resulta em significativas variações no regime dos ventos, resultando na existência de diferentes estações do ano. Considerando-se que, em função da relação cúbica entre a potência eólica e a velocidade do vento (na altura do eixo da turbina), em algumas faixas de potência, uma pequena variação na velocidade implica numa grande variação na potência. Sendo assim, a utilização de médias anuais (ao invés de médias sazonais) pode levar a resultados que se afastam da realidade.

Variações Diárias - Conforme mencionado na seção 3.1, as variações diárias na velocidade do vento também são causadas pelo aquecimento não uniforme da superfície da Terra. Essas variações são importantes quando, após a escolha de uma região, procura-se o local mais adequado para a instalação do sistema eólico dentro dessa área. Ao comparar a evolução da velocidade média ao longo do dia percebe-se que há uma

significativa variação de um mês para os outros. Com esse tipo de informação pode-se projetar melhor o sistema eólico. Por exemplo, nos locais em que os ventos no período do dia são mais fortes do que os ventos no período da noite e a carga de pico ocorre durante o dia, a carga base pode ser fornecida pelo sistema existente e a carga adicional pelo sistema eólico. Entretanto, se a carga de pico ocorre durante a noite, provavelmente a demanda será maior que o disponível e um sistema de estocagem pode se fazer necessário.

Variações de Curta Duração - As variações de curta duração estão associadas tanto às pequenas flutuações quanto às rajadas de vento. Num primeiro momento, essas variações não são consideradas na análise do potencial eólico de uma região, desde que não assumam grandes proporções. As flutuações e a turbulência do vento podem afetar a integridade estrutural do sistema eólico, devido à fadiga que ocorre especialmente nas pás da turbina. Por outro lado, as rajadas, caracterizadas por aumentos bruscos de curta duração da velocidade do vento, geralmente acompanhadas por mudanças de direção, merecem maior atenção.

Equipamentos para Medição da Velocidade do Vento

Com base no inventário realizado por (SILVA FILHO, 1996), os instrumentos, que medem e registram continuamente a velocidade do vento, podem ser classificados de acordo com o seu tipo e rotina de operação, em três categorias.

1. Anemômetro de leitura direta, com registro em formulário
2. Anemômetro com registro gráfico em papel
3. Anemômetro com sistema informatizado de aquisição e transmissão de dados.

Anemômetro de leitura direta, com registro em formulário

Este instrumento indica a velocidade e direção do vento em mostradores analógicos ou digitais. Por ser um instrumento de leitura direta, a observação contínua do vento requer a presença constante de um observador (operador). Nem todas as estações mantêm um operador 24 horas por dia em suas unidades; por isso, nas tabelas com as características das estações é informado o período do dia em que o operador está presente.

Anemômetro com registro gráfico em papel

Este instrumento, também chamado de anemógrafo, registra continuamente as evoluções temporais da velocidade e direção do vento em um gráfico de papel (anemograma). Na rede anemométrica estão em operação anemógrafos totalmente mecânicos e outros que utilizam circuitos eletro-eletrônicos em seus transdutores e sistemas de registros. Por isso, os anemômetros desta classe podem ser subdivididos em:

- i. Anemômetro elétrico com registro gráfico em papel
- ii. Anemógrafo mecânico

Anemômetro elétrico com registro gráfico em papel

As estações que operam este tipo de instrumento registram continuamente a velocidade e direção instantâneas do vento em uma bobina de papel, com uma autonomia que varia de 15 a 30 dias de registro. Entretanto, devido à escala de tempo do diagrama, o gráfico não permite determinar a velocidade média do vento em um dado período do tempo mas, somente, os valores de velocidades máximas instantâneas.

Anemógrafo mecânico

De uma maneira geral, as estações meteorológicas operam o anemógrafo mecânico conhecido como do tipo “universal”. Existem outros tipos de anemógrafos mecânicos que diferem do tipo “universal” quanto à escala de tempo usada no registro; enquanto o universal permite leitura da velocidade média em intervalos de 10 minutos, outros permitem apenas a leitura da média horária. Por isso, nas tabelas com as características das estações informa-se a marca e o modelo dos instrumentos para identificação futura do tipo de registro do anemógrafo.

O anemógrafo universal é composto por três sensores distintos e por um mecanismo de registro formado por quatro penas e por um tambor (sobre o qual se instala o papel onde é registrado o anemograma) acionado por um sistema de engrenagens do tipo utilizado em relógios mecânicos. Os sensores ficam suspensos em um mastro e o sistema de registro fica abrigado em uma caixa na base do mastro.

O três sensores são: 1) sensor de direção, com formato de um leme; 2) sensor de velocidade instantânea (ou de rajada), constituído por um sistema de pressão-sucção;

3) sensor de velocidade média do tipo três conchas. A Figura 4.1 ilustra um exemplo de sensores de velocidade e direção do vento.

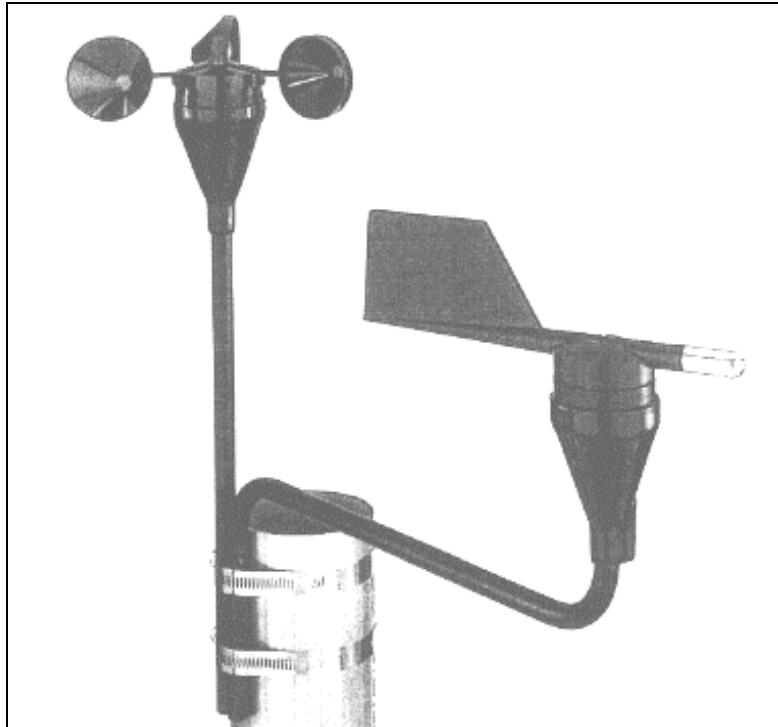


Figura 4.1 - Sensores de velocidade e direção do vento.

Estes sensores transmitem os dados de vento para o sistema de registro, mecanicamente e através do sistema de pressão-sucção.

Os anemogramas do instrumento do tipo universal possuem autonomias de registros diários e mensais. Deles podem ser lidas, de forma precisa, a velocidade média de 10 minutos e a velocidade de rajada, entre outras.

Anemômetro com sistema informatizado de aquisição e transmissão de dados

Basicamente, este instrumento consta dos sensores (que podem ser do tipo conchas ou hélice), do microprocessador e do meio magnético para registro dos dados. Em algumas estações, as medidas são transmitidas para uma central de coleta, através de satélites, telefone, microondas, etc.

Por limitações do tamanho de memória do meio físico usado para armazenar os dados no campo ou do tamanho da mensagem a ser transmitida por uma estação remota,

não é possível registrar a velocidade do vento todo o tempo. Normalmente, ele amostra continuamente a velocidade do vento e registra o seu valor médio de um determinado intervalo de tempo. Dependendo do tempo de média escolhido para a rotina de operação da estação, a medição de ventos fortes pode ser “mascarada”. Isso acontece, por exemplo, nas estações que registram apenas a média horária ou a média dos 10 minutos que antecedem as horas cheias.

Em geral, as estações anemométricas mais simples são compostas por um sensor de medição de velocidade do vento e um sensor de direção do vento situados no alto de uma torre e conectados a um *datalogger* que controla a coleta dos dados em um *chip* eletrônico EEPROM (BEZERRA, 1997).

O *datalogger* 9200 NRG, por exemplo, reproduzido na Figura 4.2, permite a conexão de até dois sensores de medição de velocidade do vento, dois sensores de direção e um canal de entrada analógica (que pode ser utilizado para medição da temperatura ambiente ou de uma outra grandeza).



Figura 4.2 - Exemplo de um sistema de aquisição de dados de vento.

O painel frontal deste equipamento consta de um visor em cristal líquido, soquete para instalação das baterias e um conjunto de teclas destinadas a ativar as funções que são necessárias ao programa computacional para o processamento dos dados. Por intermédio dessas funções são fornecidas várias informações, tais como:

- i. direção e velocidade do vento;
- ii. direção e velocidade da rajada máxima;

- iii. direção e velocidade média do período;
- iv. hora/minuto local;
- v. data (mês e dia);
- vi. ano;
- vii. tensão da bateria sem carga;
- viii. tensão da bateria sob carga máxima (não é recomendável realizar esta leitura com frequência por consumir muita carga da bateria);
- ix. intervalo de coleta de dados (5 min, 10 min, 30 min ou 60 min);
- x. número do local;
- xi. número do *chip*;
- xii. canal analógico;
- xiii. média no período do canal analógico.

Por exemplo, os *dataloggers* que utilizam *chips* de 256 K permitem uma capacidade de armazenamento de 32768 *bytes* ($256 \times 1024 \div 8$), correspondentes a 262144 *bits*. Se todas as informações acima mencionadas forem armazenadas, cada “linha” do arquivo consumirá 64 *bits*, ou seja, o arquivo terá capacidade de armazenar 4092 intervalos ($262144 \div 64$). Se o período de integração para obtenção das médias escolhido é 60 minutos, o *chip* poderá ser utilizado durante 170 dias e 12 horas; se, entretanto, o período de integração para obtenção das médias é 10 minutos, o *chip* será utilizado apenas 28 dias e 10 horas.

Rede de Coleta de Dados de Vento

Entende-se como rede de coleta de dados de vento (ou rede anemométrica) o sistema de coleta e processamento de dados de vento voltado para algum fim específico. Sendo assim, participam da rede anemométrica órgãos como o INMET (agricultura), o DEPV (aviação), o CEPEL (levantamento do potencial eólico), entre outros.

Em geral, a coleta de dados realizada pelos serviços de meteorologia é bastante extensa pois cobre longos períodos de tempo. Entretanto, em muitos casos, os dados não são suficientes para a determinação do potencial eólico de uma região, visto que, em função da grande extensão territorial do País, o número de estações meteorológicas instaladas não é suficiente para cobrir todas as regiões.

Por outro lado, os dados de vento coletados pelos aeroportos também não são muito adequados para a determinação do potencial eólico visto que os sensores geralmente estão instalados em torres de controle ou muito próximos aos edifícios. Além disso, os aeroportos e cidades, em geral, são locais de baixas velocidades que não despertam interesse para o aproveitamento da energia dos ventos. Outro fator responsável por tornar esses dados inadequados é que, embora existam longos períodos de aquisição, esses órgãos adotam pequenos períodos de integração para obtenção das médias; muitas vezes, são armazenados apenas registros diários ou médias mensais.

No Brasil, a necessidade de se dispor de dados confiáveis sobre o regime dos ventos, visando o aproveitamento da energia eólica, só foi reconhecida muito recentemente. Por isso, não existem bancos de dados automatizados sobre a velocidade dos ventos para a maioria das regiões do País. Apenas em algumas poucas localidades, onde as estações meteorológicas foram instaladas com a finalidade específica de obter dados de velocidade do vento para geração de energia, é que esse banco de dados começa a ser criado.

O Instituto Nacional de Meteorologia (INMET), do Ministério da Agricultura, dispõe de observações que cobrem várias dezenas de anos. Essas informações referem-se à mais extensa rede de estações meteorológicas do País. A Diretoria de Hidrografia e Navegação (DHN), pertencente ao Ministério da Marinha e a Diretoria de Eletrônica e Proteção ao Voo (DEPV), pertencente ao Ministério da Aeronáutica também possuem registros de mais de 40 anos.

Além dessas fontes de dados, existem outras instituições de coleta de dados de vento, entre elas, o Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL), a EMBRAPA, a ANEEL, as Secretarias Estaduais de Agricultura e várias concessionárias de energia elétrica.

A maior dificuldade de utilizar os dados do INMET consiste no fato de que grande parte desses registros referem-se a apenas três medidas diárias de velocidade do vento coletadas às 9h, 15h e 21h. Por outro lado, não se pode desprezar esse acervo, uma vez que ele representa uma extensa fonte de dados, que leva em consideração a variação do regime dos ventos nas últimas décadas.

A análise de registros contínuos de velocidade do vento demonstra que com três leituras diárias é possível obter uma boa aproximação para o desvio padrão σ mas

necessita-se de pelo menos quatro leituras diárias (3h, 9h, 15h e 21h) para obter-se o valor aproximado de velocidade média $\bar{V}$.

Levando isto em consideração e visando recuperar essa importante massa de dados, foram propostos procedimentos para definição do regime dos ventos nas localidades que possuem apenas três leituras diárias (GUEDES, 1997, HIRATA, 1997). Utilizando-se os conceitos de Lógica Nebulosa e Algoritmos Genéticos estimou-se, de forma aproximada, o valor da velocidade do vento às 3h, a partir dos três valores de velocidade extraídos do banco de dados do INMET (9h, 15h e 21h). Com as três leituras diárias calculou-se o desvio padrão e com os quatro valores de velocidade foi possível então calcular a velocidade média do vento. Os resultados obtidos podem ser considerados satisfatórios para efeito de prospecção inicial, em regiões promissoras para o aproveitamento da energia eólica.

Além disso, o CEPEL desenvolveu um programa computacional capaz de realizar a leitura dos anemogramas em *scanner* e transformá-los em um arquivo tipo ASCII. Com esse procedimento, será possível recuperar os dados existentes no acervo do INMET, que estejam registrados em papel.

Durante os encontros técnicos realizados pelo Grupo de Trabalho de Energia Eólica (GTEE), criado no âmbito do CEPEL, verificou-se que os dados de vento disponíveis no Brasil estavam sendo coletados por várias instituições e que cada uma delas adotava procedimentos distintos. Dessa forma, foram observadas (GTEE, 1997) diferentes rotinas de operação das estações para coleta dos dados de vento, a saber:

- i. estações que realizam 24 leituras diárias (média de 1 minuto, média “mental”);
- ii. estações que realizam 24 leituras diárias (média horária, registro gráfico);
- iii. estações que realizam 3 leituras diárias (média de 10 minutos, registro gráfico);
- iv. estações que realizam leituras contínuas (média de 10 minutos).

Quanto à altura dos sensores de velocidade e direção do vento, também verificaram-se grandes diferenças. Mais usualmente, adotou-se a altura de 10 metros, que é a altura recomendada pela Organização Meteorológica Mundial (OMM). Entretanto, muitos outros registros foram feitos a várias alturas.

Observou-se ainda uma grande variedade de instrumentos destinados à coleta dos dados de ventos. Entre esses, os instrumentos mais utilizados são os anemômetros de leitura direta, os anemógrafos mecânicos e os sistemas automáticos de aquisição de dados, totalmente informatizados.

Essas informações evidenciaram a necessidade de se elaborar uma padronização para coleta dos dados de vento. Assim, adotaram-se (GTEE, 1997) como padrão os seguintes parâmetros:

- i. período de integração da média - 10 minutos;
- ii. altura para instalação dos sensores - 10 metros;
- iii. taxa de amostragem - 24 leituras diárias;
- iv. rugosidade do terreno - plano, sem obstáculos.

Na Tabela 4.1 apresenta-se um panorama da atual situação da coleta de dados de vento no Brasil.

Tabela 4.1 - Panorama da atual situação da coleta de dados de vento no Brasil.

<i>Instituição</i>	<i>Nº de Estações</i>
INMET (3 leituras diárias)	300
INMET (anemogramas)	164
Min. da Aeronáutica (DEPV e Infraero)	51
Min. da Marinha (estações costeiras)	43
CEPEL/Eletrobrás (linha de transmissão)	35
CEPEL/Eletrobrás (energia eólica)	12
CEMIG	60
COPEL	25
SIMEPAR	40
CELESC	17
COELCE	13
ANEEL/INPE	26
SIVAM	100

Fonte: ARAÚJO, 1998.

Normalização

Para fins de comparação é importante observar as recomendações da OMM, adotadas como padrão pelos órgãos da área de meteorologia, tais como o INMET.

A entidade normativa americana específica para energia eólica, *American Wind Energy Association* (AWEA), publicou um procedimento padrão para a coleta de dados atmosféricos. Deve-se ainda observar as recomendações das normas européias,

European Wind Turbine Standards e *European Wind Turbine Standard II* que também são destinadas para aplicações da energia eólica.

No Brasil, ainda não existe uma norma específica para energia eólica. Entretanto, conforme mencionado, o Grupo de Trabalho de Energia Eólica (GTEE) apresenta alguns procedimentos padrões que poderiam ser utilizados para elaboração de uma norma brasileira sobre o assunto.

Recomendações para Medição da Velocidade do Vento

Muitas medições da velocidade do vento têm baixa confiabilidade. Em geral, isso ocorre porque não são aplicadas boas práticas na seleção, calibração e instalação dos anemômetros e na escolha do local de medição.

É muito importante calibrar os anemômetros periodicamente visto que, em função da relação cúbica entre a potência eólica e a velocidade do vento, em algumas faixas de potência, um erro de 1% na medição da velocidade do vento pode resultar em uma incerteza de 3% na medição da potência. Segundo recomendações do Instituto Alemão de Energia Eólica (DEWI) é absolutamente necessária a calibração de um anemômetro individualmente, num túnel de vento, antes e após uma campanha de medições da velocidade do vento (DEWI, 1998).

Tão importante quanto a calibração é a seleção dos anemômetros. Anemômetros de má qualidade causam altas incertezas nas medições da velocidade do vento, mesmo se eles forem individualmente calibrados num túnel de vento. A razão para isso é que, sob condições atmosféricas reais, em ar com turbulência, os anemômetros se comportam diferentemente em relação ao túnel de vento. Estudos demonstraram que alguns anemômetros são extremamente sensíveis aos escoamentos de ar inclinados que, sob condições reais, ocorrem mesmo em terrenos planos, devido ao escoamento turbulento. Em terrenos acidentados, esses efeitos são de grande importância e levam a uma super ou sub-avaliação das condições reais da velocidade do vento.

Outra fonte de erros nas medições da velocidade do vento está relacionada com a instalação dos anemômetros. As extensões dos mastros devem ser montadas de tal modo que a perturbação do campo de escoamento devida ao mastro seja minimizada. Caso seja necessária a proteção contra raios, a mesma regra deve ser seguida. A exatidão da montagem horizontal dos anemômetros é também importante para evitar os efeitos da inclinação.

Como já mencionado, devido às grandes variações sazonais da velocidade do vento, medições da velocidade do vento bem executadas por um período de, pelo menos, um ano reduzem significativamente o risco financeiro de um parque eólico, uma vez que as incertezas associadas às medições da velocidade de vento são muito menores do que as predições baseadas em modelos de escoamento.

O posicionamento do mastro deve ser representativo do parque eólico. Para grandes parques eólicos em terrenos acidentados, devem ser escolhidas duas ou três posições para colocação dos mastros meteorológicos. Pelo menos uma medição deve ser feita na altura do eixo das turbinas, pois a extrapolação, a partir de uma altura inferior para a altura do eixo, traz incertezas adicionais. Se um dos mastros meteorológicos for posicionado próximo à área do parque eólico, este poderá ser utilizado como um mastro de referência da velocidade do vento durante a operação do sistema, para permitir a determinação do seu desempenho.

4.2- Determinação Estatística do Regime dos Ventos

A velocidade do vento varia muito com as estações do ano. Dessa forma, para a correta determinação do regime dos ventos é necessário analisar dados coletados por um longo período de tempo, em geral, alguns anos. As grandezas estatísticas mais utilizadas na determinação do regime dos ventos são a velocidade média $\bar{V}$ e o desvio padrão σ . Dado um conjunto de N valores de velocidade V_i , $1 \leq i \leq N$, pode-se calcular essas grandezas utilizando as seguintes expressões

$$\bar{V} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N V_i \quad , \quad (4.2)$$

$$\sigma^2 = \frac{1}{N-1} \sum_{i=1}^N (V_i - \bar{V})^2 \quad , \quad (4.3)$$

Se a velocidade dos ventos for medida continuamente, pode-se traçar um histograma de velocidades observadas como o representado na Figura 4.3. O eixo horizontal, associado à velocidade do vento, é dividido em intervalos iguais. Definem-se, dessa maneira, classes de velocidades às quais se associa uma frequência de

ocorrência. A frequência relativa f_r é obtida dividindo-se a frequência de ocorrência absoluta f pelo número total de observações N .

Do ponto de vista de aplicações em energia eólica é comum a frequência relativa f_r ser dada em número de horas. Para isto, multiplica-se f_r pelo número total de horas do período em consideração; por exemplo, se o histograma representa valores anuais, multiplica-se f_r por 8760 horas.

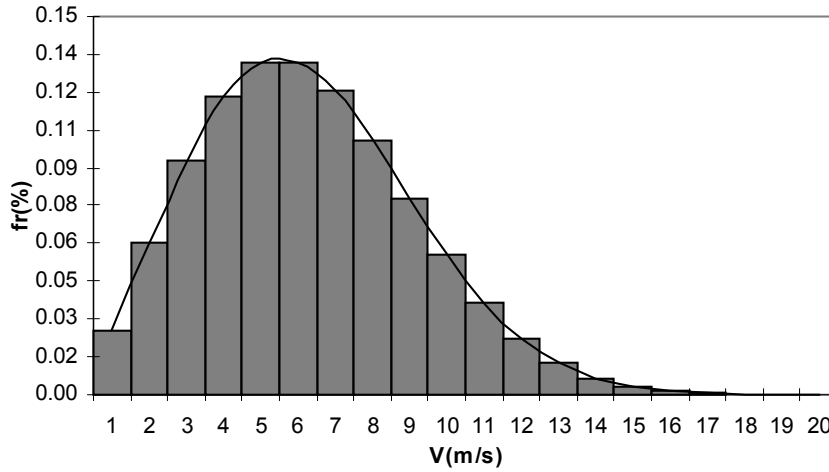


Figura 4.3 - Histograma de velocidades do vento.

Com essas definições, os valores podem ser agrupados por classes de velocidade e o cálculo da velocidade média e do desvio padrão pode ser realizado com o uso das seguintes expressões

$$\bar{V} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^I f_i V_i \quad , \quad (4.4)$$

$$\sigma^2 = \frac{1}{N-1} \sum_{i=1}^I f_i (V_i - \bar{V})^2 \quad , \quad (4.5)$$

onde f_i é o número de observações (frequência absoluta) no intervalo i , N é o número total de observações e I é o número de intervalos ou classes de velocidade.

A altura de cada barra do histograma é igual à frequência relativa associada à velocidade V dividida pela largura do intervalo ΔV . A área de cada barra, que é dada pelo produto $\Delta V \times f_r / \Delta V$, representa a probabilidade de ocorrência p_i da velocidade V_i . Em termos de probabilidade, as expressões acima podem ser reescritas na forma

$$\bar{V} = \sum_{i=1}^I p_i V_i \quad , \quad (4.6)$$

$$\sigma = \left[\sum_{i=1}^I p_i (V_i - \bar{V})^2 \right]^{1/2} . \quad (4.7)$$

Assim, a probabilidade de que o vento sopra com velocidade V_i pode ser calculada através da expressão

$$p_i = p(V_i) = \frac{f_i}{N} \quad , \quad (4.8)$$

sendo f_i o número de observações (frequência absoluta) no intervalo i .

A distribuição de probabilidade $p(V_i)$ possui a seguinte propriedade

$$\sum_{i=1}^I p(V_i) = 1 \quad , \quad (4.9)$$

já que

$$\sum_{i=1}^I f_i = N \quad . \quad (4.10)$$

A probabilidade de a velocidade do vento estar entre dois valores V_a e V_b é dada por

$$p(V_a \leq V \leq V_b) = \sum_{i=a}^b p(V_i) \quad . \quad (4.11)$$

Além do histograma, os dois diagramas apresentados na Figura 4.4 são também freqüentemente utilizados: o diagrama de frequência acumulada e o diagrama de duração.

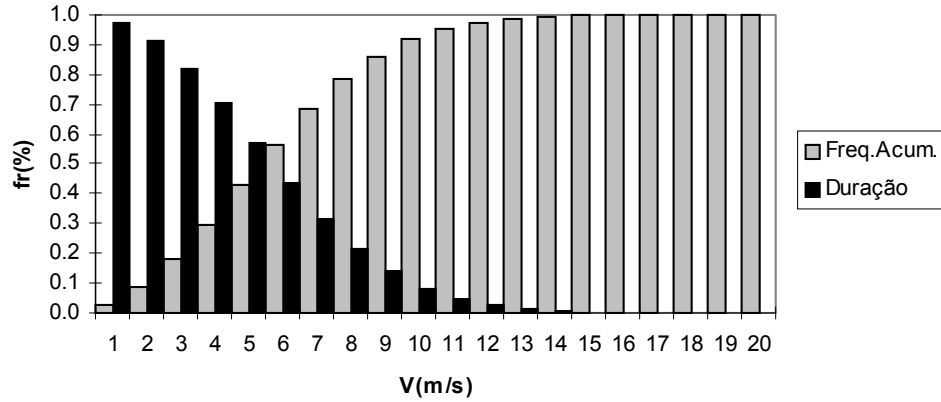


Figura 4.4 - Diagramas de frequência acumulada e duração.

O diagrama de frequência acumulada fornece a probabilidade da velocidade do vento ser menor ou igual a um certo valor V_o . Esse diagrama tende para a unidade e é calculado somando-se a frequência de uma classe com as frequências das classes anteriores. A função $F(V)$, que representa a probabilidade da velocidade assumir qualquer valor menor ou igual à V_o , denomina-se função de distribuição ou probabilidade acumulada e é dada por

$$F(V_o) = p(V \leq V_o) = p_1 + p_2 + p_3 + \dots + p_o \quad . \quad (4.12)$$

Ao contrário do diagrama de frequência acumulada, o diagrama de duração fornece a probabilidade de a velocidade do vento ser maior ou igual a um certo valor V_o . O diagrama de duração tende para zero e é calculado utilizando-se o conceito de frequência acumulada. Sendo assim, a função $1-F(V_o)$ é dada por

$$1 - F(V_o) = p(V \geq V_o) = 1 - (p_1 + p_2 + p_3 + \dots + p_o) \quad . \quad (4.13)$$

No caso de registros discretos, foi visto que as áreas dos retângulos, que compõem o histograma de velocidades, são proporcionais às frequências das classes. Entretanto, para um grande número de intervalos, a amplitude (largura dos retângulos) diminuirá. Na situação limite (amplitude infinitamente pequena), o histograma passará a ser uma

curva. Essa curva é a representação gráfica de uma função da variável contínua V , denotada por $g(V)$ e chamada de função densidade de probabilidade. Nesse caso, as probabilidades serão definidas para intervalos de velocidade e obtidas como áreas sob a curva da função densidade $g(V)$.

Assim, a velocidade V passa a ser representada por uma função densidade de probabilidade $g(V)$, tal que

$$\int_0^{\infty} g(V) dV = 1 \quad . \quad (4.14)$$

A velocidade média é expressa, em termos de $g(V)$, pelo primeiro momento da distribuição, isto é,

$$\bar{V} = \int_0^{\infty} V g(V) dV \quad . \quad (4.15)$$

A variância é expressa pelo segundo momento centrado em $\bar{V}$ e é dada por

$$\sigma^2 = \int_0^{\infty} (V - \bar{V})^2 g(V) dV \quad . \quad (4.16)$$

A função de distribuição acumulada $F(V)$ pode ser calculada como

$$F(V_o) = p(V \leq V_o) = \int_0^{V_o} g(V) dV \quad . \quad (4.17)$$

A probabilidade de a velocidade do vento estar entre dois valores V_a e V_b é dada por

$$p(V_a \leq V \leq V_b) = \int_{V_a}^{V_b} g(V) dV \quad . \quad (4.18)$$

Conclui-se da expressão (4.17) que

$$g(V) = \frac{dF}{dV} \quad , \quad (4.19)$$

ou seja, a derivada da distribuição acumulada $F(V)$ é igual à função densidade de probabilidade $g(V)$.

Deve-se observar, entretanto, que, se o objetivo é selecionar uma turbina eólica ou comparar várias regiões do País através de parâmetros estatísticos tais como velocidade média $\bar{V}$ e desvio padrão σ , o uso de tabelas de frequência e de representações gráficas (histogramas) torna-se pouco prático. Dessa forma, faz-se necessário armazenar os dados de uma forma compacta. Na prática, como descrito anteriormente, os dados de vento sofrem um tratamento estatístico adequado e, por comodidade, adota-se o procedimento de armazená-los na forma de expressões analíticas, conhecidas como distribuições de probabilidades, que fornecem a probabilidade de ocorrência de ventos com velocidade V .

Para fins de utilização prática, a função densidade de probabilidade $g(V)$ deve satisfazer a dois requisitos básicos: (1) o seu gráfico deve representar de maneira aproximada o histograma de velocidades e (2) ser uma função de fácil associação ao regime dos ventos que se deseja simular. Em geral, o segundo requisito leva à necessidade de definir $g(V)$ em função de grandezas estatísticas, tais como a velocidade média e o desvio padrão.

Foram testados vários modelos probabilísticos que poderiam ser utilizados para modelar, aproximadamente, as curvas de frequência de velocidade. Foi possível, assim, associar uma distribuição de probabilidade à curva de frequência de velocidades, cujas propriedades podem ser deduzidas matematicamente. São usadas com maior frequência as distribuições de Rayleigh e Weibull.

Distribuição de Rayleigh

A função densidade de probabilidade de Rayleigh fica definida apenas com o conhecimento da velocidade média e representa bem os regimes de vento que

apresentam velocidades moderadas. A Figura 4.5 mostra a influência da velocidade média na curva de distribuição de Rayleigh.

A função densidade de probabilidade de Rayleigh é dada pela expressão

$$g(V) = \frac{\pi}{2} \frac{V}{\bar{V}^2} \exp \left[-\frac{\pi}{4} \left(\frac{V}{\bar{V}} \right)^2 \right] \quad . \quad (4.20)$$

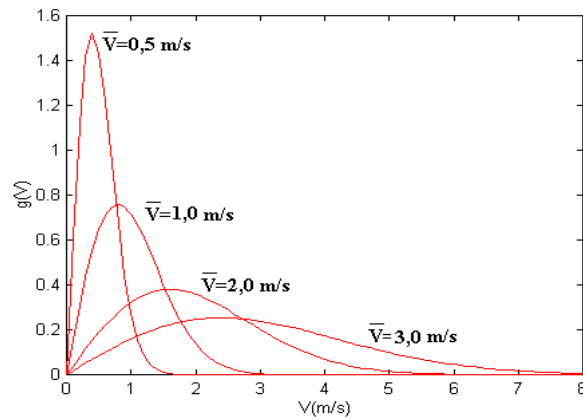


Figura 4.5 - Influência da velocidade média na curva de distribuição de Rayleigh.

A função de distribuição acumulada de Rayleigh é dada por

$$F(V_o) = 1 - \exp \left[-\frac{\pi}{4} \left(\frac{V_o}{\bar{V}} \right)^2 \right] \quad . \quad (4.21)$$

A conveniência da utilização da distribuição de Rayleigh é devida a sua simplicidade. Entretanto, esta é também a responsável pelas suas limitações, uma vez que não permite representar muitas situações práticas de interesse, especialmente quando as velocidades de vento são altas.

Distribuição de Weibull

A experiência tem mostrado que, para determinadas localidades e em certos períodos do ano, a expressão conhecida como distribuição de Weibull ajusta-se

razoavelmente bem ao histograma de velocidade, apresentando melhores resultados do que aqueles fornecidos por Rayleigh.

A função densidade de probabilidade de Weibull é dada por

$$g(V) = \frac{k}{c} \left(\frac{V}{c} \right)^{k-1} \exp \left[- \left(\frac{V}{c} \right)^k \right] , \quad (4.22)$$

e é, portanto, uma distribuição a dois parâmetros, uma vez que fica definida com o conhecimento dos parâmetros c e k . O parâmetro de escala c relaciona-se com o valor médio da velocidade do vento, enquanto o parâmetro de forma k é adimensional e fornece uma indicação da uniformidade da distribuição da velocidade, determinando a forma da curva de Weibull. A Figura 4.6 ilustra a influência do parâmetro de forma k na curva de distribuição.

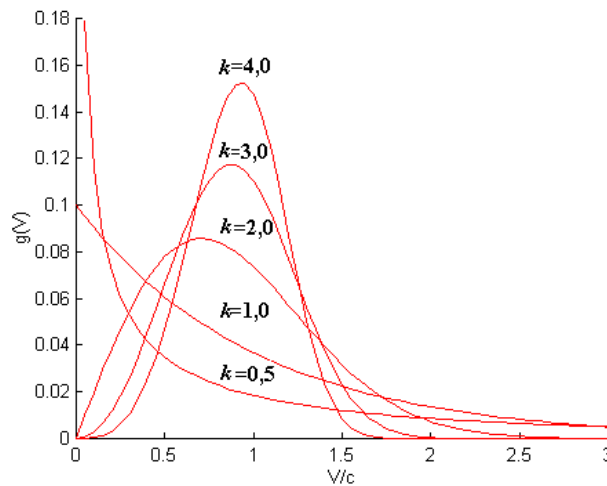


Figura 4.6 - Influência do parâmetro de forma k na curva de distribuição de Weibull.

A distribuição de Weibull reduz-se a distribuição de Rayleigh quando $k = 2$ com o parâmetro de escala assumindo o valor

$$c = \frac{2\bar{V}}{\sqrt{\pi}} . \quad (4.23)$$

A função de distribuição acumulada de Weibull é dada por

$$F(V_o) = 1 - \exp\left[-\left(\frac{V_o}{c}\right)^k\right] . \quad (4.24)$$

Vários métodos podem ser utilizados para estimar os parâmetros da distribuição de Weibull c e k , dependendo dos dados de vento disponíveis e do rigor requerido na análise, como pode ser visto em (ROHATGI, 1994, ARAÚJO, 1989, TROEN, 1989).

ARAÚJO (1989) fez um estudo para modelar os dados de velocidade de vento da região do Vale do São Francisco. Nesse trabalho, o método que apresentou resultados mais precisos utiliza a velocidade média e o desvio padrão como grandezas estatísticas que relacionam-se com os parâmetros c e k através das expressões:

$$k = \left(\frac{\sigma}{\bar{V}}\right)^{-1,086} , \quad (4.25)$$

$$c = \frac{\bar{V}}{\Gamma\left(1 + \left(\frac{1}{k}\right)\right)} , \quad (4.26)$$

onde Γ é a função gama de argumento

$$\left(1 + \left(\frac{1}{k}\right)\right) . \quad (4.27)$$

Entretanto, a experiência tem mostrado que, para algumas localidades, os métodos atualmente utilizados para obtenção dos parâmetros da distribuição de Weibull c e k fornecem valores que não possibilitam um bom ajuste aos histogramas da velocidade de vento. Com a finalidade de se obter um melhor ajuste entre a distribuição de Weibull e os dados reais, apresenta-se, a seguir, a proposta de um método alternativo para determinação dos parâmetros da distribuição de Weibull c e k . Essa alternativa utiliza os

conceitos de Algoritmos Genéticos que são métodos computacionais de busca baseados nos mecanismos de evolução natural e na genética.

Otimização dos Parâmetros da Distribuição de Weibull

O objetivo de utilizar-se Algoritmos Genéticos (AGs) é encontrar a melhor combinação dos fatores que proporcione o melhor desempenho possível para um sistema em estudo. No caso específico deste trabalho, AGs são utilizados visando a otimização dos parâmetros da distribuição de Weibull, em busca de um melhor ajuste para as curvas de distribuição de frequência da velocidade do vento. Outra ferramenta poderia ser utilizada ao invés dos AGs, mas a disponibilidade imediata deste método e a experiência acumulada com a utilização destes algoritmos na busca de ótimos globais (GUEDES, 1997) foram decisivas na escolha desta ferramenta.

Para implementação dos AGs, visando a otimização dos parâmetros da distribuição de Weibull, considerou-se o cálculo da energia gerada anualmente por um sistema eólico e as faixas de velocidade do vento de maior interesse para geração de energia.

A princípio, criou-se aleatoriamente um número finito de possíveis soluções para o problema (população inicial), cujo desempenho foi testado individualmente, através de uma função adequabilidade. Uma parte das melhores soluções, que corresponde aos melhores indivíduos, foi selecionada para passar para a geração seguinte. Os indivíduos foram submetidos aos processos de recombinação e mutação para criar uma nova população que possui, a princípio, um desempenho melhor do que aquele da população inicial. Esse processo foi repetido até satisfazer ao critério de parada adotado (neste trabalho, utilizou-se o número máximo de 10 gerações).

Para avaliar os membros da população, adotou-se uma função objetivo FO que associa, a cada indivíduo, uma medida da sua adaptabilidade ao ambiente. Neste trabalho assumiu-se que, quanto menor o valor da função objetivo, maiores seriam as possibilidades do indivíduo sobreviver no ambiente e reproduzir-se. Em outras palavras, a função objetivo adotada é o inverso da função adequabilidade.

Neste trabalho, estudaram-se as seguintes localidades: Água Fria no Estado de Roraima, Guimarães no Estado do Maranhão, Soure, Joanes e Ajututeua no Estado do Pará. Os dados utilizados foram coletados a 30 metros de altura e, de 10 em 10 minutos registraram-se, entre outras grandezas, a velocidade e direção média. Para o cálculo da energia gerada anualmente utilizou-se a curva de potência do aerogerador *BWC 1500*,

com potência nominal de 1,5 kW e 3,5 metros de diâmetro, de fabricação da *Bergey WindPower Company*.

Os resultados obtidos com o uso dos Algoritmos Genéticos mostraram que os novos valores dos parâmetros c e k fornecem uma estimativa da energia gerada mais próxima da energia real, que seria gerada por essa máquina se ela fosse instalada nas localidades em estudo.

Os resultados obtidos mostraram que, enquanto o erro cometido no cálculo da energia gerada utilizando-se o método tradicional (Eq. (4.25) e Eq. (4.26)) varia entre 10 e 25%, esse erro se reduz para, no máximo, 6% utilizando-se o método AG. Observou-se, ainda, que com os novos valores de c e k , obtém-se um melhor ajuste para a curva de distribuição de frequência de Weibull. A Figura 4.7, extraída do Apêndice, retrata uma situação típica em que a velocidade média do vento é alta; nesta figura, pode-se verificar a superioridade dos resultados obtidos com a utilização da técnica proposta.

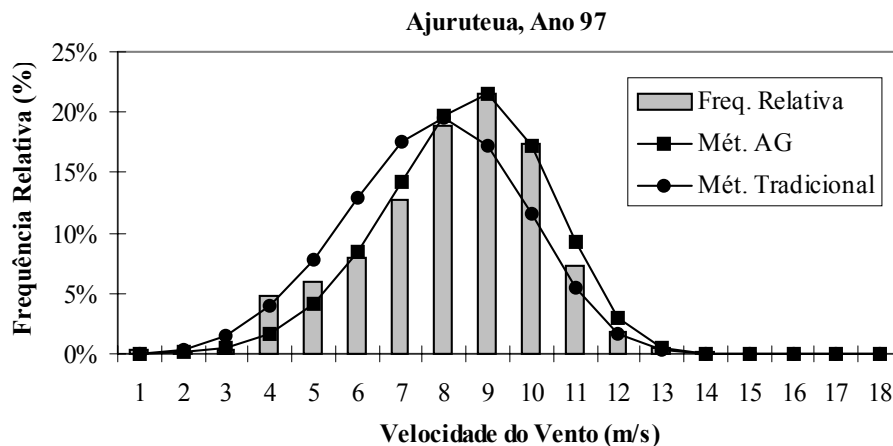


Figura 4.7 - Regime local dos ventos : $V_m = 7,73 \text{ m/s}$; $\sigma = 1,98 \text{ m/s}$; $V^+ = 9,00 \text{ m/s}$;
 $c_1 = 8,48 \text{ m/s}$; $k_1 = 4,38$; $c_2 = 9,17 \text{ m/s}$; $k_2 = 5,27$.

Tendo em vista que este é apenas um primeiro trabalho que visa otimizar os parâmetros de Weibull com a utilização dos AGs, este método não foi implementado no sistema SAVE. Atualmente, o sistema SAVE calcula os parâmetros k e c pelo método tradicional (Eq. (4.25) e Eq. (4.26)), respectivamente. Novas investigações deverão ser realizadas com a finalidade de obter-se uma melhor definição para todos os parâmetros relacionados tanto com a função objetivo quanto com os AGs propriamente ditos. Além disso, deve-se observar que este estudo contemplou apenas dados coletados na região

norte do Brasil. É preciso, portanto, que novos testes sejam realizados com a utilização de dados fornecidos por outras estações anemométricas, de forma a verificar a eficácia do método AG em otimizar os parâmetros de Weibull também para outras regiões do País.

No Apêndice, encontra-se a descrição dos conceitos da teoria dos AGs, o detalhamento da metodologia empregada visando a otimização dos parâmetros da distribuição de Weibull e os resultados obtidos com a utilização desta ferramenta.

4.3- WAsP: Uma Ferramenta para Determinação do Regime dos Ventos

A inserção da tecnologia eólica necessita do conhecimento do potencial eólico de micro-sítios para a implantação de centrais eólicas de grande porte, bem como para instalações de geração de energia de médio porte, isoladas. Além dos dados eólicos, obtidos a partir das estações anemométricas e que representam pontos discretos, é importante a utilização de recursos computacionais que permitam conhecer a distribuição da velocidade do vento em uma região. Além disso, faz-se necessário também simular o comportamento de máquinas eólicas distribuídas em uma determinada área. Um dos programas computacionais que mais se popularizou no mundo para essas aplicações é o WAsP (MORTENSEN, 1993).

O programa WAsP (*Wind Atlas Analysis and Application Program*) foi desenvolvido pelo laboratório dinamarquês RISØ (*Riso National Laboratory*) no período de 1987-1993. Destina-se a pesquisadores interessados em definir a climatologia dos ventos isto é, o comportamento da velocidade e direção dos ventos corrigidas dos efeitos locais. Além disso, o programa possui condições de estimar a produção de energia da turbina, auxiliar na localização de sistemas eólicos e na análise de fazendas eólicas (através do programa PARK).

O programa WAsP permite avaliar a influência das condições topográficas locais no regime dos ventos, a saber: variação da altura, rugosidade, obstáculos e relevo. Esses fatores são tratados independentemente pelo programa, que necessita das seguintes informações:

- i. dados que definam o regime dos ventos (por exemplo, uma série temporal ou parâmetros da distribuição de Weibull);
- ii. dados que descrevam a rugosidade do terreno;
- iii. dados que definam as dimensões e localização dos obstáculos;

- iv. dados sobre a orografia da região;
- v. dados sobre o sistema eólico que se pretende utilizar (por exemplo, a curva de potência de uma determinada turbina eólica).

O princípio de funcionamento do programa WAsP está apresentado na Figura 4.8. Para utilização do programa é necessário fornecer informações sobre a velocidade do vento em alguns pontos definidos dentro da área de interesse.

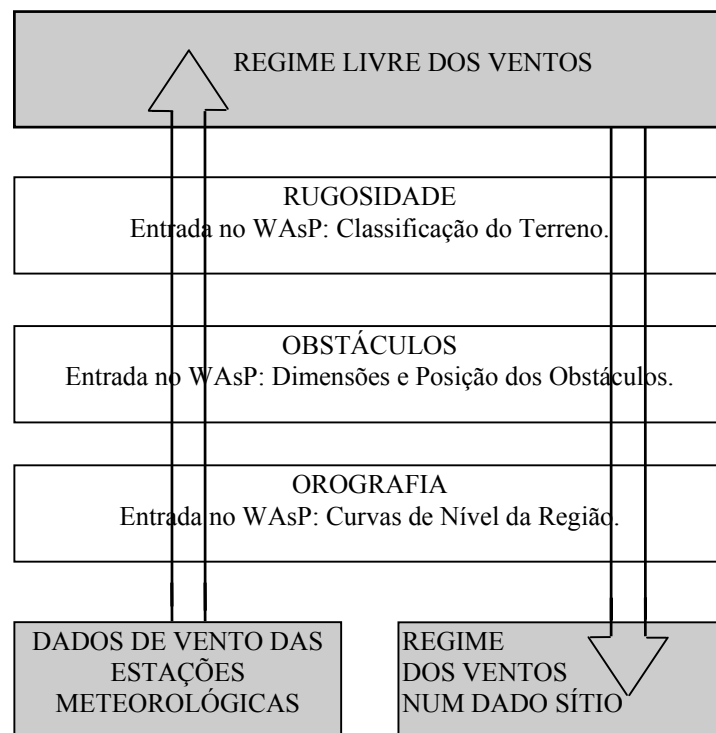


Figura 4.8 - Princípio de funcionamento do programa WAsP.

Em linhas gerais, o WAsP exige o conhecimento do regime dos ventos, em uma determinada localidade. Deve-se ter um registro histórico do regime dos ventos, que permita extrair a distribuição temporal da velocidade para diferentes direções. Como alternativa mais simples, podem-se utilizar os parâmetros que definem a distribuição de Weibull para cada uma das direções. Após o conhecimento do regime local dos ventos, retiram-se os fatores de influência (rugosidade, obstáculos e orografia). Obtém-se, dessa forma, o regime livre dos ventos, que corresponde ao regime local dos ventos se o terreno fosse perfeitamente liso (sem rugosidade), plano e livre de obstáculos.

Assume-se que o regime livre dos ventos seja válido numa região de 200 km x 200 km, que corresponde ao limite de aplicação do WAsP para regiões que se apresentam

relativamente planas. Vale lembrar que, para regiões onde o relevo é complexo, a aplicação do WAsP só é válida para locais muito próximos ao ponto onde foi realizada a coleta dos dados.

Para obter o regime dos ventos em outro sítio, estando este dentro dos limites de aplicação do WAsP, basta utilizar as informações locais sobre rugosidade, obstáculos e orografia de forma a incluir as suas influências no regime livre dos ventos. Dessa forma, obtém-se o regime local dos ventos, correspondente ao sítio em consideração.

Para o WAsP, a rugosidade do terreno é descrita através da “rosa de rugosidades” que pode ser obtida através de um mapa digital contendo linhas de mudanças de rugosidade (linhas que separam áreas de diferentes comprimentos de rugosidade) ou através de uma descrição da rugosidade específica do local em estudo. A Figura 4.9 ilustra um exemplo de linhas de mudanças de rugosidade. Cada linha possui um ponto inicial e um ponto final e, a cada linha, são atribuídos dois valores de comprimento de rugosidade (comprimento de rugosidade à direita da linha z_{or} e comprimento de rugosidade à esquerda da linha z_{ol}).

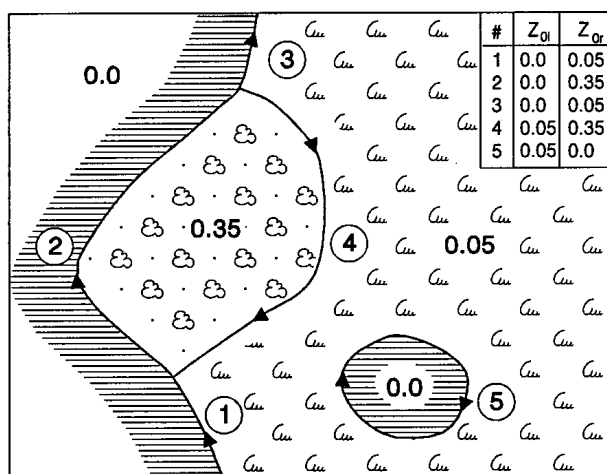


Figura 4.9 - Exemplo de linhas de mudança de rugosidade.

Os obstáculos são considerados pelo WAsP como “caixas” com seção transversal retangular. Para avaliar a influência dos mesmos, o WAsP necessita das seguintes informações: posição dos obstáculos em relação ao ponto de interesse, dimensões dos obstáculos (altura e largura) e porosidade dos obstáculos. O WAsP possui capacidade de avaliar simultaneamente a influência de até 50 obstáculos.

Algumas limitações do modelo que analisa a influência dos obstáculos são: (1) próximo aos obstáculos, o modelo não produz resultados realistas e (2) embora o

modelo produza bons resultados para obstáculos bidimensionais, ele superestima o sombreamento causado pelos obstáculos tridimensionais.

Para analisar a influência do relevo no regime dos ventos, o WAsP utiliza o “modelo *BZ*”, desenvolvido por Troen, em 1990. Algumas características desse modelo são:

- i. calcula as perturbações na velocidade do vento causadas por colinas “suaves” ou terrenos acidentados;
- ii. pertence à família de modelos relatados na “Teoria para escoamentos sobre colinas”, de Jackson e Hunt, desenvolvida em 1975;
- iii. utiliza uma espessura da camada limite atmosférica de aproximadamente 1 km (escoamento em grande escala ao redor de áreas de altitudes elevadas);
- iv. utiliza o efeito de “*zooming*” para ajustar a escala da malha de forma a conter todo o domínio do mapa topográfico;
- v. emprega uma malha polar com resolução concentrada em um ponto. Conforme ilustra a Figura 4.10, a resolução é elevada próxima ao centro do modelo e reduz-se gradativamente em direção às extremidades.

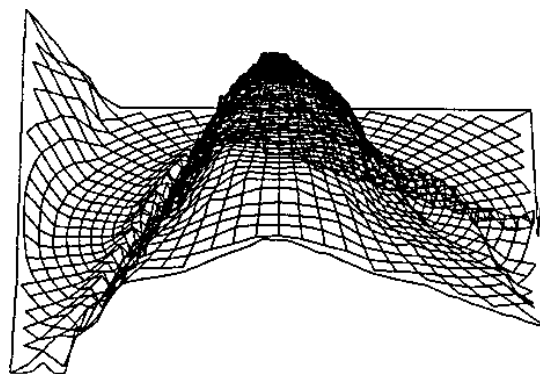


Figura 4.10 - Exemplo de uma malha polar empregada pelo WAsP.

Para descrever o efeito da variação da altura, deve-se digitalizar as alturas do terreno em cada ponto da malha, representadas pelas curvas de nível (linhas de igual altitude) extraídas dos mapas topográficos padrão. A Figura 4.11 ilustra um exemplo de curvas de nível.

Na prática, além dos erros introduzidos pelo modelo empregado pelo WAsP para avaliar a influência do relevo, na faixa de 8 a 10% para terrenos pouco acidentados (BARNARD, 1991), a resolução do modelo estará limitada pela precisão e densidade dos dados contidos nos mapas topográficos, já que o efeito de “*zooming*” exige que as curvas de nível próximas ao local de interesse sejam bastante precisas e detalhadas.

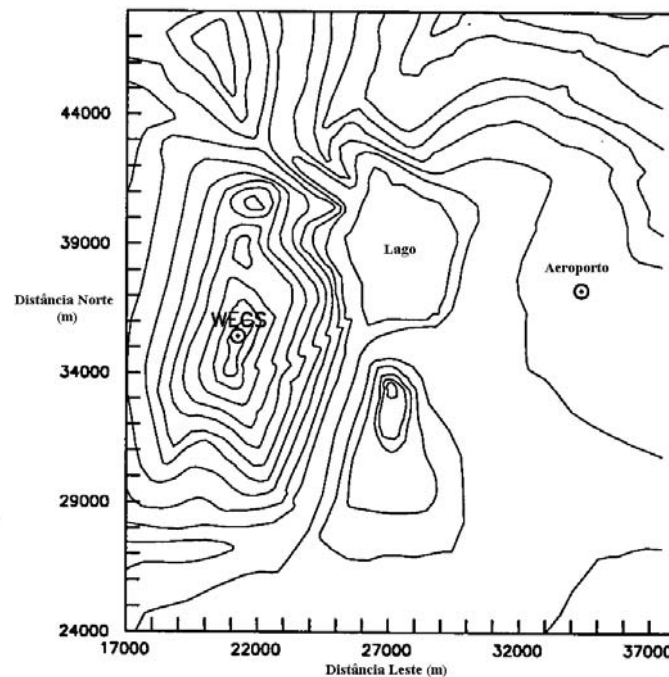


Figura 4.11 - Exemplo de curvas de nível.

Obs.: WECS (*Wind Energy Conversion Systems*) representa o sistema eólico.

Dependendo da complexidade das regiões em estudo, devem ser usados diferentes procedimentos para determinar as condições locais do vento. Além do modelo computacional WAsP, existem outros procedimentos, tais como o modelo mesoescala. De uma forma geral, esses procedimentos requerem muito esforço computacional, mas possibilitam descrições extensivas do movimento do fluido em três dimensões, especialmente para terrenos montanhosos complexos (DEWI, 1998).

CAPÍTULO 5

REGIME DOS VENTOS: TRATAMENTO, ARMAZENAMENTO E DISSEMINAÇÃO DE DADOS

Este Capítulo fornece os argumentos que levam à necessidade da criação de um sistema para o tratamento adequado dos dados de vento que, atualmente, são coletados em todo o País. Descreve, ainda, os cuidados que devem ser tomados para o seu correto armazenamento e apresenta uma proposta para a sua disseminação de forma eficiente.

5.1- Considerações Gerais

A promissora possibilidade da inclusão da energia gerada pelas fazendas eólicas (*wind farms*) na matriz energética do sistema elétrico brasileiro indica a necessidade de identificação de localidades com potencial eólico adequado, assim como de um conhecimento acurado do regime dos ventos.

Para isso, é fundamental a criação de uma malha anemométrica que cubra as regiões de interesse. Além dessa malha, torna-se necessária a criação de um sistema que irá tratar os dados coletados e armazená-los para posterior disseminação aos possíveis usuários dessas informações.

A coleta de dados representa uma etapa importante do processo de determinação do potencial eólico. Para que os dados coletados apresentem uma uniformidade mínima são necessários alguns cuidados, tais como:

- i. padronização na instalação e operação dos equipamentos;
- ii. manutenção e calibração periódica dos equipamentos;
- iii. padronização no processo de coleta (frequência de aquisição de dados, período de amostragem, posicionamento dos equipamentos, etc.).

Esses cuidados já demonstram a necessidade de um esforço de coordenação com centralização mínima, especialmente se consideradas as dimensões continentais do País, que apresenta condições e regimes de vento dos mais variados.

Se a etapa de coleta exige tal coordenação, para o tratamento e o armazenamento dos dados, ela é fundamental. Por esse motivo, devem ser estabelecidos critérios para o adequado tratamento de **todos** os dados coletados, assegurando assim a universalidade desejada.

Para assegurar a perenidade dos dados tratados é necessário garantir a existência de mecanismos apropriados de armazenamento, que não sofram descontinuidades, tão freqüentemente observadas. Esses mecanismos servirão, também, para alertar toda vez que houver variações inesperadas nos dados coletados ou variações contínuas que não sejam justificadas. Uma vez que esses mecanismos estejam funcionando, pode-se esperar que os dados fornecidos aos usuários serão resultantes de um longo período de coleta (alguns anos, pelo menos) e que estarão sendo constantemente atualizados.

Um aspecto importante do armazenamento dos dados é que, para cada conjunto de dados, haverá sempre dois arquivos. O primeiro arquivo conterá os dados devidamente tratados e o segundo conterá os dados apenas convertidos para um formato padrão (ou “formato de trabalho”). Esse segundo arquivo (contendo os dados brutos) servirá para possíveis análises futuras.

Entretanto, de nada adiantará realizar a coleta, tratamento e armazenamento dos dados de vento, se não houver uma estrutura capaz de torná-los disponíveis, de uma forma simples e efetiva, para a comunidade. Sendo assim, é proposto o desenvolvimento de um sistema capaz de auxiliar na coleta, tratamento, armazenamento e distribuição dos dados. O sistema proposto para tal finalidade é aqui denominado SAVE.

De uma forma geral, o sistema SAVE propõe:

- i. padronizar a coleta de dados de vento, que poderá ser realizada por vários órgãos, tais como o Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL), o Instituto Nacional de Meteorologia (INMET), os Ministérios da Aeronáutica e da Marinha, as concessionárias de energia, entre outros;
- ii. converter os arquivos que contêm os dados coletados, colocando-os num formato padrão. Uma cópia dos arquivos no formato padrão será armazenada para compor o banco de dados brutos, acima referido;
- iii. tratar os dados brutos que passarão por um processo estatístico, para serem, em seguida, anexados aos dados existentes que sofrerão, assim, uma permanente atualização;
- iv. colocar os resultados obtidos nesse tratamento à disposição dos usuários. Este aspecto é considerado pelo sistema de maneira inovadora em relação ao atual processo de distribuição das informações em que os dados são usualmente postos à disposição em formas gráficas ou eletrônicas (em papel ou mídia eletrônica). O que se propõe é utilizar meios mais eficientes e rápidos de

comunicação como a *Internet*, por exemplo. Assim, a distribuição dos dados torna-se mais democrática (não há a necessidade de solicitação, uma vez que os dados encontram-se disponíveis), a atualização é constante (não há a necessidade de impressões custosas) e o processo é relativamente pouco oneroso (despesas com o envio do material, seja em papel ou mídia eletrônica são dispensáveis).

O funcionamento do sistema SAVE será apresentado no Capítulo 6 desta Dissertação.

5.2- Armazenamento de Dados de Vento

O armazenamento dos dados de vento é realizado de forma a guardar dois tipos de arquivos: o arquivo de dados brutos (que contém dados que sofreram um mínimo de manipulação, o suficiente para que fossem colocados num formato padrão) e o arquivo de trabalho (que contém os dados tratados de anos anteriores aos quais foram anexados os dados atuais, após o tratamento). Armazena-se ainda um outro arquivo, que deverá sofrer atualizações periódicas, contendo as informações necessárias para descrever os parâmetros geográficos (rugosidade, obstáculos e relevo) da região em que se insere a estação de coleta.

O armazenamento dos dados de vento, como acima descrito, é recomendado porque, entre outros:

- i. permite a preservação de registros que irão compor uma série histórica, informação de grande importância no levantamento do potencial eólico de uma região;
- ii. possibilita a preservação de registros com suas características originais (dados brutos) para eventual utilização futura;
- iii. permite uma fácil manipulação dos registros, visando a obtenção de alguma característica desejável, visto que os dados estão armazenados em formato padrão.

5.3- Tratamento de Dados de Vento

Diferentes tipos de tratamento dos dados de vento são realizados pelo sistema SAVE. O primeiro tratamento dado aos dados brutos consiste apenas na conversão de formato dos dados brutos para o formato padrão. O mercado de equipamentos de

medição de velocidade do vento apresenta diversos fabricantes e modelos de anemômetros que permitem coletar e armazenar localmente os dados de vento com confiabilidade. Com a implantação de um número crescente de estações em diferentes localidades, operadas por diversos profissionais e empresas, evidencia-se a necessidade de padronização de procedimentos. Assim, visando obter uma uniformidade dos registros, optou-se por converter os dados brutos, recebidos das diferentes estações, em um formato único, aqui denominado formato padrão. Como resultado desse primeiro tratamento, dois arquivos idênticos são criados. O primeiro é armazenado para compor o banco de dados brutos. O segundo arquivo é denominado de arquivo de trabalho e sofrerá alguns tratamentos que consistem numa análise estatística realizada concomitantemente com a utilização de "filtros", onde se incluem as seguintes etapas:

- i. filtro visual;
- ii. cálculo das grandezas estatísticas utilizadas na definição do regime dos ventos (média, desvio padrão, dia típico);
- iii. cálculo dos parâmetros que definem a distribuição de Weibull;
- iv. gráficos representativos do regime dos ventos (histograma, rosa dos ventos);
- v. filtro histórico.

Os dados recebidos das estações devem passar por uma depuração inicial, que tem como finalidade identificar valores não esperados. Para isso, após terem sido colocados no formato padrão, os dados passarão pelo **filtro visual** que permite visualizar os dados de velocidade e direção do vento e identifica valores não esperados. É possível, nessa operação, por exemplo, tomar decisões como a de eliminar dados que estejam fora de um limite pré-estabelecido.

Uma vez que os dados tenham sido considerados "aceitáveis", o sistema irá separá-los mês a mês, já que os arquivos originais têm dados referentes a vários meses.

O **cálculo das grandezas estatísticas** utilizadas na definição do regime dos ventos inclui a determinação da velocidade média e do desvio padrão, além da formação do dia típico. Visando a futura utilização do programa WASP, os cálculos da velocidade média e do desvio padrão são realizados globalmente (considerando todos os registros, independentemente da direção do vento) e por setores (considerando apenas os registros cujos ventos sopraram em uma determinada direção). A cada setor corresponde um ângulo de 30°, resultando, portanto, em um total de doze setores.

Os dados de vento devem ser armazenados de forma compacta, sendo totalmente inviável manusear uma grande quantidade de registros. Assim, os dados de vento

sofrem um tratamento estatístico adequado para que sejam armazenados na forma de expressões analíticas, conhecidas como distribuições de probabilidades. Uma das mais utilizadas é a distribuição de Weibull, que fica definida com o conhecimento do parâmetros de forma k e do parâmetro de escala c , conforme descrito no Capítulo 4. O **cálculo dos parâmetros da distribuição de Weibull** também é realizado globalmente e por setores, segundo a direção do vento.

Os **gráficos representativos do regime dos ventos** são traçados para fornecer uma visualização gráfica do comportamento dos ventos. São eles:

- i. o histograma de velocidades (gráfico que apresenta a frequência de ocorrência da velocidade do vento);
- ii. a rosa dos ventos (gráfico bidimensional que mostra a distribuição da direção dos ventos);
- iii. o dia típico (conjunto de valores médios da velocidade do vento, associados à hora do dia, que pode referir-se a um mês, a uma estação ou a um ano).

O **filtro histórico** é uma ferramenta de análise que permite comparações com dados históricos da velocidade média do vento. Tem a finalidade de monitorar e identificar possíveis problemas existentes nas estações de coleta dos dados de vento. Essa identificação é feita durante a análise dos dados, através de mecanismos estatísticos que detectam variações inesperadas do regime dos ventos ou variações contínuas que não possuam explicações plausíveis. Esses problemas podem ser causados por falta de manutenção e calibração dos equipamentos, mudanças na paisagem (crescimento de árvores, edificações, etc.), entre outros fatores. A ferramenta permite realizar análises anuais, sazonais e mensais. Além disso, é possível verificar a evolução dos dados mensais e sazonais ao longo de um ano.

É importante mencionar que o tratamento dos dados de vento, na fase inicial de implantação do sistema, não incluirá a utilização do programa WASP, destinado a "limpar" os dados coletados pelas estações, retirando-lhes os efeitos locais (rugosidade do terreno, obstáculos, relevo). Essa "limpeza" não será realizada nesse momento, pois a maioria das estações ainda não dispõe de todas as informações digitalizadas sobre esses parâmetros. Pretende-se, no futuro, realizar a "limpeza" dos dados de vento, com a utilização do programa WASP, de forma a distribuí-los, a todos os interessados, sem a influência dos efeitos locais. A grande vantagem de ter os dados "limpos" é que o usuário não necessita das características da região de coleta (estação meteorológica), tornando a manipulação dos arquivos muito mais fácil, devido ao reduzido tamanho.

Sendo assim, o usuário receberia os dados “limpos” e, em seguida, acrescentaria os detalhes da região de seu interesse; detalhes esses que, pelo menos, o usuário deverá conhecer. Os dados “sujos”, contendo a influência dos efeitos locais, só seriam fornecidos mediante a solicitação do usuário final.

5.4 - Disseminação de Dados de Vento

O sucesso do sistema aqui proposto está baseado na disseminação rápida, eficiente e atualizada dos dados, que deve ser feita de maneira ampla e irrestrita.

O intercâmbio de informações sobre o regime dos ventos é o objetivo principal a ser atingido. Assim, é importante que todos os interessados tenham livre acesso aos dados, que estariam disponíveis, por exemplo, via *Internet*. Além disso, para que o intercâmbio de informações seja o mais abrangente possível, deve incluir, também, usuários de outras áreas de atuação.

Para atingir esse objetivo, a disseminação dos dados tratados deve ser feita de maneira não convencional, isto é, a distribuição das informações não pode utilizar:

- i. arquivos em papel guardados nas instituições para consulta *in loco*;
- ii. arquivos em papel (tipo atlas) com distribuição (gratuita ou paga) aos interessados;
- iii. arquivos eletrônicos (tipo CD's e fitas) com distribuição (gratuita ou paga) aos interessados;
- iv. arquivos criados por outros meios que não permitam um acesso irrestrito e uma atualização constante.

Entretanto, a disseminação de informações está associada a vários fatores, que devem ser analisados com cautela, tais como: custo, abrangência, rapidez, possibilidade de atualização, entre outros. Na Tabela 5.1 apresenta-se uma comparação entre as principais formas de disseminação de informações.

Ao analisar a Tabela 5.1, observa-se que uma das formas mais eficientes para disseminação de informações é a utilização de arquivos disponíveis via *Internet* a todos os interessados.

Tabela 5.1 - Comparação entre as principais formas de disseminação de informações.

Forma de Disseminação	Custo ⁽¹⁾	Abrangência ⁽²⁾	Rapidez ⁽³⁾	Atualização ⁽⁴⁾
Arquivos em papel guardados nas instituições para consulta <i>in loco</i> .	3	1	1	2
Arquivos em papel (tipo atlas) com distribuição (gratuita ou paga) aos interessados.	1	2	2	1
Arquivos eletrônicos (tipo CD's e fitas) com distribuição (gratuita ou paga) aos interessados.	2	3	3	3
Arquivos disponíveis via <i>Internet</i> com livre acesso aos interessados.	4	4	4	4

⁽¹⁾Custo de produção e distribuição dos arquivos: número crescente indica menor custo.

⁽²⁾Abrangência: número crescente indica atuação numa faixa mais ampla de usuários.

⁽³⁾Rapidez: número crescente indica maior rapidez de disseminação.

⁽⁴⁾Atualização: número crescente indica maior flexibilidade de atualização dos dados distribuídos.

CAPÍTULO 6

SISTEMA PARA TRATAMENTO, ARMAZENAMENTO E DISSEMINAÇÃO DE DADOS DE VENTO

Este capítulo descreve todas as etapas do sistema para tratamento, armazenamento e disseminação de dados de vento, apresentando figuras que ilustram a operação do programa desenvolvido.

6.1- O Sistema Proposto

A Figura 6.1 ilustra a estrutura de funcionamento do sistema para tratamento, armazenamento e disseminação de dados de vento, aqui denominado SAVE.

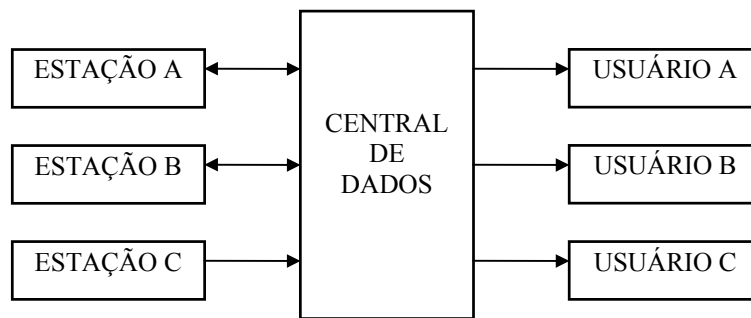


Figura 6.1 - Estrutura de funcionamento do sistema SAVE.

Pode-se observar que o sistema SAVE é composto por três grandes grupos:

- i. o grupo formado pelas estações meteorológicas, coletoras de dados de vento, onde se incluem o CEPEL, o INMET, os Ministérios da Marinha e da Aeronáutica e as concessionárias de energia, entre outros. Este grupo está representado na Figura 6.1 pelos blocos da esquerda (ESTAÇÃO A, ESTAÇÃO B, ESTAÇÃO C);
- ii. o grupo responsável pela análise e tratamento dos dados coletados, seu adequado armazenamento e distribuição, que, na Figura 6.1, está representado pelo bloco central (CENTRAL DE DADOS);
- iii. o grupo dos usuários, que pode incluir aqueles pertencentes ao primeiro grupo. Este grupo está representado na Figura 6.1 pelos blocos da direita (USUÁRIO A, USUÁRIO B, USUÁRIO C).

Conforme mostrado na Figura 6.2, o fluxo de informações entre os três grupos envolve, principalmente, a utilização da *Internet*.

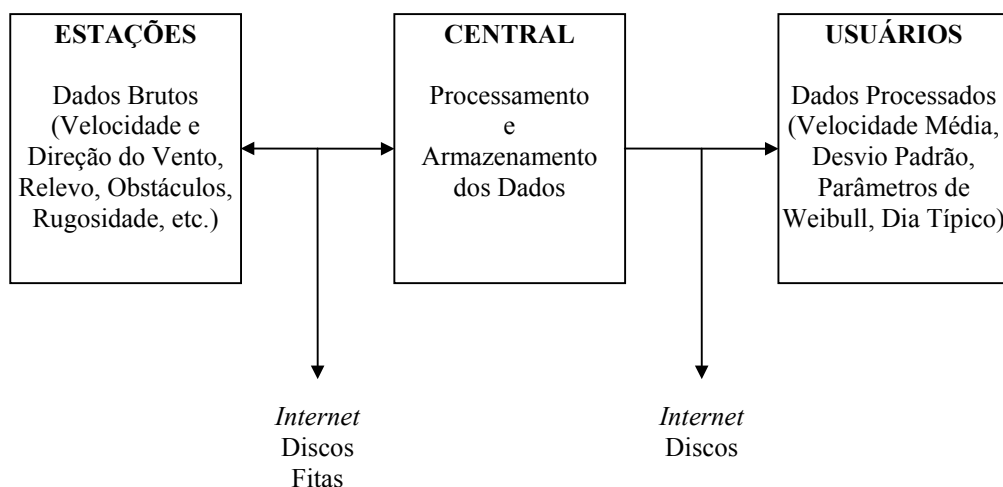


Figura 6.2 - Fluxo de informações no sistema SAVE.

A central recebe das estações os dados brutos (registros de velocidade e direção do vento), as condições de coleta dos dados e informações adicionais sobre relevo, obstáculos, rugosidade do terreno, etc. Com isso, a central mantém um dossiê completo das estações e pode identificar alguma irregularidade que esteja ocorrendo na coleta dos dados.

A comunicação entre as estações e a central é feita utilizando-se a *Internet* ou outro tipo de mídia (discos, fitas, etc.). Por sua vez, a comunicação entre a central e as estações deve aproveitar esses mesmos canais de comunicação.

A comunicação entre a central e os usuários será, principalmente, no sentido de fornecer dados que caracterizem o regime dos ventos, nos locais onde estejam instaladas as estações anemométricas. Tendo em vista que o fluxo de informações na central inclui as fases de tratamento e armazenamento, os dados fornecidos aos usuários serão dados tratados, ao invés de dados brutos, conforme recebidos das estações.

A comunicação entre a central e os usuários é feita utilizando-se a *Internet*. Em casos excepcionais podem-se utilizar discos (3½" e *ZipDisk's*). Essa comunicação resume-se a transmissão dos dados tratados que ficarão disponíveis via *Internet*, para livre acesso dos usuários.

A comunicação entre a central e as estações, bem como entre a central e os usuários pode ser feita, ainda, via boletins que divulgam normas, procedimentos, avisos e instruções gerais.

A central pode promover, ainda, seminários destinados ao grupo composto pelas estações, visando a divulgação de procedimentos para a adequada coleta dos dados de vento.

Em relação ao grupo composto pelos usuários, a central pode também divulgar boletins periódicos via *Internet*, realizar cursos ou seminários sobre a utilização dos dados e sobre programas computacionais, tais como o WAsP.

6.2- Operação do Sistema SAVE

O sistema SAVE é composto por três ferramentas de análise com objetivos distintos e que podem ser descritas como se segue:

1. ferramenta para análise dos dados brutos;
2. ferramenta para análise de uma série histórica;
3. ferramenta para diagnóstico e acompanhamento dos dados ao longo do tempo.

Ferramenta para análise dos dados brutos

Conforme mostrado na Figura 6.3, os dados coletados pelas estações anemométricas passam por várias etapas antes de se tornarem disponíveis para os usuários.

1ª Etapa: Recebimento dos dados – Existe uma interface para identificação do formato dos dados que foram recebidos das diferentes estações anemométricas.

2ª Etapa: Conversão de formato - Os dados brutos, recebidos das estações em diferentes formatos, são convertidos para um formato padrão, de forma a uniformizar o seu armazenamento. Esses dados, que irão compor o arquivo de dados brutos, referem-se à velocidade e direção dos ventos. Entretanto, pretende-se, posteriormente, acrescentar informações sobre: condições de coleta, rugosidade, relevo, obstáculos.

3ª Etapa: Filtro visual – Os dados brutos são submetidos a uma depuração inicial, onde possíveis irregularidades são detectadas visualmente no monitor (filtro visual). Essa depuração tem como finalidade identificar valores não esperados e após uma análise realizada por um especialista, qualquer irregularidade é comunicada à estação

para a adoção de medidas necessárias, de forma a evitar problemas futuros. Nesse momento, deve-se tomar uma decisão quanto aos dados “inaceitáveis”, bem como quanto às irregularidades identificadas.



Figura 6.3 - Ferramenta para análise dos dados brutos.

4ª Etapa: Cálculo dos parâmetros estatísticos - Os dados depurados passam, em seguida, por um tratamento estatístico, antes de serem armazenados. Nesta etapa, são calculadas as grandezas estatísticas necessárias para a determinação do regime dos ventos.

5ª Etapa: Filtro histórico - Após o cálculo dos parâmetros estatísticos, os dados passam por um novo filtro para identificação de variações ou irregularidades históricas (filtro histórico). Caso seja constatado algum problema, o fato é novamente comunicado à estação.

6ª Etapa: Armazenamento dos dados – Tendo passado pelo filtro histórico, os dados são finalmente armazenados para posterior disseminação. Vale lembrar que, neste momento, os dados serão armazenados para compor o arquivo de dados processados.

7ª Etapa: Disseminação dos dados – Os dados tratados ficam disponíveis na *Internet*, com livre acesso a todos os interessados. Deve-se prever uma atualização periódica dessas informações.

A ferramenta para análise dos dados brutos será descrita em detalhes na seção 6.3. Essa ferramenta será responsável por fornecer os dados que serão utilizados pelas duas outras ferramentas. Assim sendo, para realizar a análise de uma série histórica, as informações de entrada serão os arquivos contendo os dados referentes a um único mês

do ano (ou anos) que se deseja analisar. No que diz respeito à ferramenta para diagnóstico e acompanhamento dos dados, as informações de entrada serão os dados tratados (velocidade média e desvio padrão) que foram inseridos no banco de dados processados.

Ferramenta para análise de uma série histórica

Muitas vezes deseja-se conhecer a velocidade média (e outros parâmetros estatísticos) de um determinado período de tempo. Para possibilitar essa análise, desenvolveu-se uma ferramenta que permite avaliar os dados referentes a esse período, aqui chamado de série histórica.

Conforme mostrado na Figura 6.4, para realizar a análise de uma série histórica necessita-se dos arquivos contendo os dados referentes a um único mês do ano (ou anos) que se deseja analisar. Esses arquivos foram criados pela ferramenta para análise dos dados brutos e deverão estar devidamente armazenados no banco de dados processados. A ferramenta para análise de uma série histórica será descrita em detalhes na seção 6.4.



Figura 6.4 - Ferramenta para análise de uma série histórica.

Ferramenta para diagnóstico e acompanhamento dos dados ao longo do tempo

Esta ferramenta de análise consiste na visualização dos dados históricos da velocidade média do vento; é o denominado “filtro histórico”. Possui a finalidade de acompanhamento e permite diagnosticar possíveis problemas existentes nas estações de coleta dos dados de vento.

Conforme mostrado na Figura 6.5, as informações necessárias para a análise serão os dados tratados (velocidade média e desvio padrão) e que foram inseridos no banco de dados processados. Como resultado, essa ferramenta permitirá realizar análises anuais, sazonais e mensais. Além disso, é possível verificar a evolução dos dados mensais e

sazonais ao longo de um ano. A ferramenta para diagnóstico e acompanhamento dos dados ao longo do tempo será descrita em detalhes na seção 6.5.



Figura 6.5 - Ferramenta para diagnóstico e acompanhamento dos dados ao longo do tempo.

6.3- Detalhes da Ferramenta para Análise dos Dados Brutos

Neste tópico, será descrita, em detalhes, a ferramenta para análise dos dados brutos, com a apresentação de telas referentes à cada uma das etapas do programa desenvolvido para esta finalidade. Os dados utilizados para testar o programa desenvolvido são medições reais obtidas nas estações de Ajuruteua no Estado do Pará, Guimarães no Estado do Maranhão e Goiabal no Estado do Amapá. Os resultados estão apresentados nas figuras mostradas a seguir na forma de telas do programa.

A Figura 6.6 ilustra a sequência de operações realizadas pela ferramenta responsável pela análise dos dados brutos e cada um dos seus “blocos” será analisado.

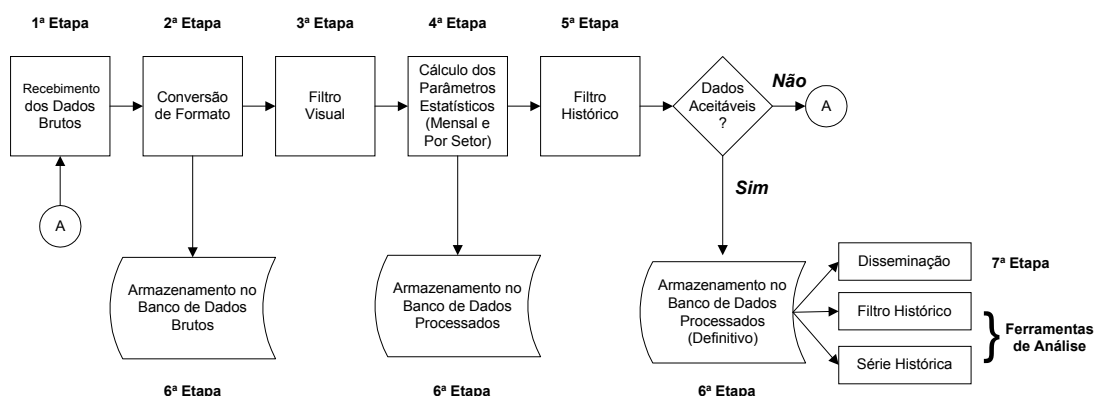


Figura 6.6 - Operações realizadas pela ferramenta para análise dos dados brutos.

1ª Etapa: Recebimento dos dados – Existe uma interface para identificação do formato dos dados que foram recebidos das diferentes estações anemométricas. No momento, o sistema SAVE é capaz de realizar a leitura dos arquivos nos formatos CAMPBELL, SECOND WIND e NRG. O reconhecimento do tipo de arquivo é feito através da extensão do nome do arquivo (.DAT identifica arquivos no formato CAMPBELL, .TXT identifica arquivos no formato SECOND WIND e .N** identifica arquivos no formato NRG, onde os asteriscos correspondem ao ano da coleta (por exemplo, N98).

A Figura 6.7 apresenta a tela do programa que serve de interface para identificação do arquivo que contém os dados brutos, recebido da estação de coleta.

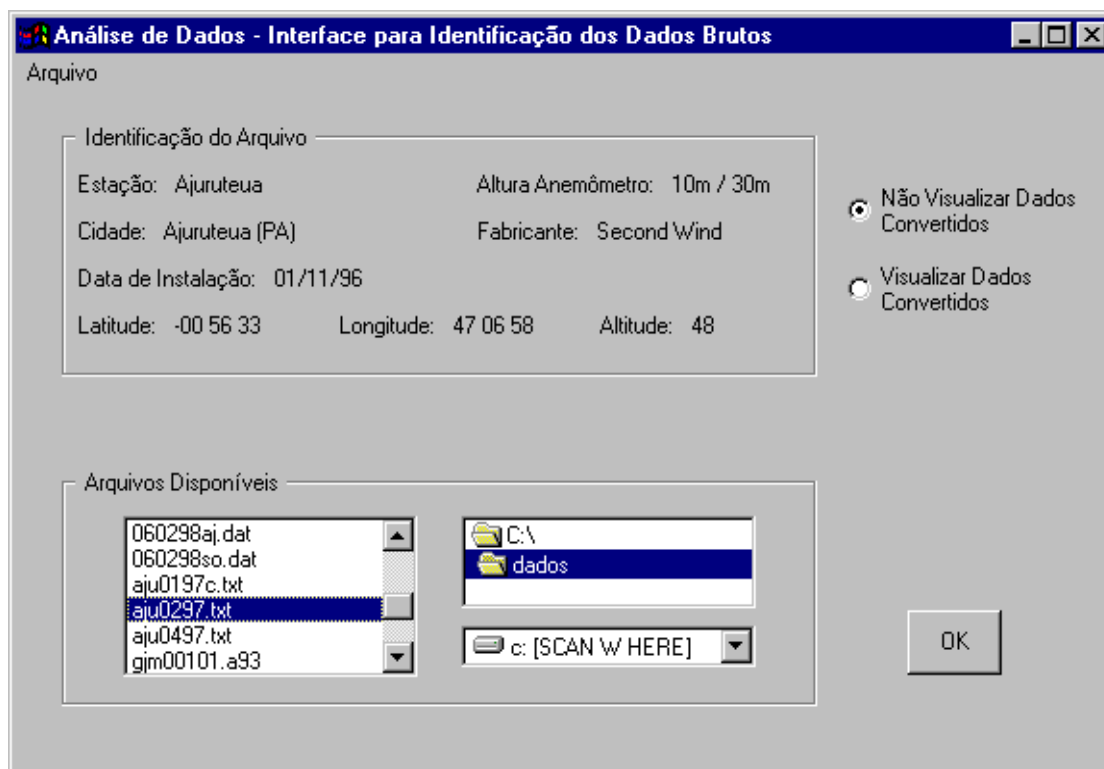


Figura 6.7 - Interface para identificação do arquivo que contém os dados brutos.

2ª Etapa: Conversão de formato - Conforme ilustra a Figura 6.8, esta etapa consiste em converter os vários formatos dos dados brutos num formato único, aqui chamado de “formato de trabalho”. Os dados brutos, por terem sido coletados por diferentes tipos de anemômetros, poderão estar nos formatos estabelecidos pelos fabricantes CAMPBELL, SECOND WIND e NRG. É claro que existem outros tipos de anemômetros disponíveis no mercado; conseqüentemente, os formatos dos dados também são variados.

Entretanto, optou-se por utilizar os três formatos acima mencionados, por considerar-se que representam a maioria dos formatos utilizados no País.

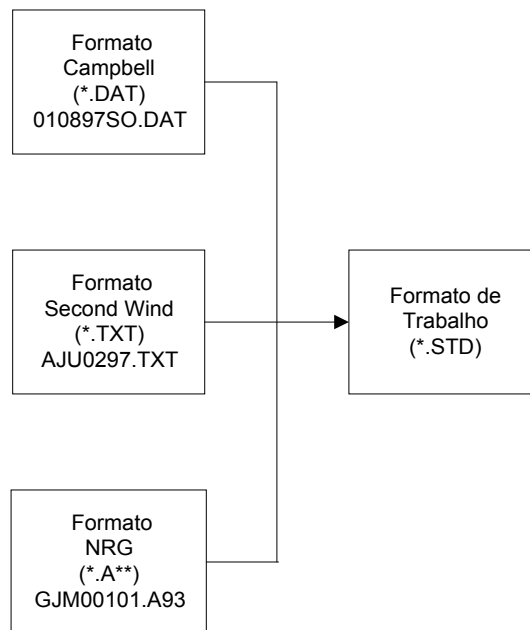


Figura 6.8 - Conversão dos dados brutos.

a) Características da Estação Anemométrica CAMPBELL

Os arquivos CAMPBELL armazenam as informações na seguinte sequência:

- i. número que identifica a estação anemométrica;
- ii. data juliana;
- iii. hora/minuto local;
- iv. dados de radiação global;
- v. dados de radiação difusa;
- vi. dados de radiação direta;
- vii. temperatura média do período;
- viii. velocidade média do período;
- ix. direção média do período.

A data juliana representa uma forma de converter uma data de modo que ela se transforme em um único número inteiro.

A Figura 6.9 ilustra um exemplo de arquivo no formato CAMPBELL. Os valores armazenados representam médias obtidas em um período de 10 minutos.

```
251, 121, 650, 16.21, 1.4744, 16.017, 22.895, 2.7281, 159.14001
251, 121, 700, 25.946, .4376, 25.87, 22.911, 2.6018, 167.01994
251, 121, 710, 39.203, .8309, 39.017, 22.985, 2.2682, 160.14994
251, 121, 720, 54.975, .2718, 54.904, 23.041, 1.7314, 165.96989
251, 121, 730, 73.943, .5544, 73.767, 23.1, 2.2212, 164.56007
251, 121, 740, 92.98, .5521, 92.81, 23.185, 2.2518, 158.05104
251, 121, 750, 113.08, .2262, 113, 23.265, 2.2021, 160.27216
251, 121, 800, 137.5, .5025, 137.29, 23.387, 2.0538, 162.4104
251, 121, 810, 159.6, .3846, 159.42, 23.605, 1.6498, 152.89928
251, 121, 820, 174.82, .0948, 174.76, 23.83, 1.0743, 150.93286
251, 121, 830, 198.47, 7.2824, 194.49, 24.011, .9913, 166.3253
251, 121, 840, 238.5, 1.3589, 237.72, 24.152, 1.0462, 156.48041
251, 121, 850, 293.68, 25.022, 278.71, 24.604, .749, 148.12593
251, 121, 900, 300.31, 12.83, 291.75, 24.916, .7903, 94.40207
```

Figura 6.9 - Exemplo de arquivo no formato CAMPBELL.

b) Características da Estação Anemométrica SECOND WIND

Os arquivos SECOND WIND armazenam dados de duas formas distintas, a saber:

1. arquivos que armazenam leituras de dois sensores (instalados em diferentes alturas);
2. arquivos que armazenam leituras de apenas um sensor.

Os arquivos que armazenam leituras de dois sensores fornecem informações na seguinte sequência:

- i. data (mês, dia e ano);
- ii. hora/minuto local;
- iii. velocidade média do período (Anemômetro “A”);
- iv. velocidade máxima do período (Anemômetro “A”);
- v. direção quando ocorre a máxima do período (Anemômetro “A”);
- vi. hora/minuto quando ocorre a máxima do período (Anemômetro “A”);
- vii. desvio padrão (Anemômetro “A”);
- viii. velocidade média do período (Anemômetro “B”);
- ix. velocidade máxima do período (Anemômetro “B”);
- x. direção quando ocorre a máxima do período (Anemômetro “B”);
- xi. hora/minuto quando ocorre a máxima do período (Anemômetro “B”);
- xii. desvio padrão (Anemômetro “B”);

- xiii.direção média do período (Anemômetro “A”);
- xiv.direção média do período (Anemômetro “B”);
- xv. temperatura máxima do dia;
- xvi.hora/minuto quando ocorre a temperatura máxima do dia.

A Figura 6.10 ilustra um exemplo de arquivo no formato SECOND WIND, que armazena leituras de dois sensores.

Site Name: AJU1													
Site Number: 1													
Start Time: 09:00 01/10/1997													
Finish Time: 14:00 02/25/1997													
Total Time: 46 day(s) 5 hour(s) 0 minute(s)													
DATE	TIME	Anem A Maximum Average 10 minut m/s	Anem A Maximum Maximum 10 minut m/s	Anem A Maximum Std Dev 10 minut m/s	Anem B Maximum Average 10 minut m/s	Anem B Maximum Maximum 10 minut m/s	Anem B Maximum Std Dev 10 minut m/s	Vane A Wind Van Average 10 minut deg	Vane B Wind Van Average 10 minut deg	InTemp Maximum daily C			
Jan 10,1997	09:00	7.9	9.0	55 09:06	0.6	6.6	8.0	55 09:03	1.0	54.8	60.5	33.7	10:45
Jan 10,1997	09:10	7.8	8.9	60 09:16	0.7	5.6	7.8	55 09:16	1.1	60.5	67.5		
Jan 10,1997	09:20	7.9	8.8	60 09:29	0.6	6.1	7.8	56 09:20	1.1	57.7	63.3		
Jan 10,1997	09:30	8.2	9.1	63 09:32	0.6	5.9	7.8	94 09:30	1.1	60.5	68.9		
Jan 10,1997	09:40	8.0	9.1	63 09:40	0.5	5.9	7.8	69 09:41	1.0	60.5	67.5		
Jan 10,1997	09:50	8.1	9.2	58 09:51	0.5	6.1	7.8	82 09:50	1.1	60.5	67.5		
Jan 10,1997	10:00	8.1	9.2	66 10:07	0.6	5.8	7.6	76 10:07	1.1	61.9	70.3		
Jan 10,1997	10:10	8.6	9.7	65 10:17	0.5	5.9	7.8	84 10:13	1.1	63.3	70.3		
Jan 10,1997	10:20	8.4	9.2	62 10:26	0.6	6.0	8.3	73 10:27	1.1	60.5	68.9		
Jan 10,1997	10:30	8.5	9.1	59 10:32	0.5	6.2	8.1	75 10:31	1.1	60.5	66.1		
Jan 10,1997	10:40	8.3	9.4	59 10:49	0.7	5.9	7.8	70 10:49	1.2	61.9	70.3		
Jan 10,1997	10:50	8.4	9.5	58 10:51	0.7	6.2	8.3	59 10:53	1.2	61.9	67.5		
Jan 10,1997	11:00	8.6	9.4	66 11:04	0.5	5.9	8.2	79 11:05	1.2	66.1	74.5		
Jan 10,1997	11:10	8.8	9.9	65 11:10	0.6	6.2	8.6	63 11:13	1.2	64.7	71.7		
Jan 10,1997	11:20	8.2	9.8	73 11:24	0.8	5.7	8.2	86 11:26	1.3	67.5	75.9		
Jan 10,1997	11:30	8.8	9.5	65 11:31	0.5	6.2	7.8	59 11:31	1.1	66.1	75.9		
Jan 10,1997	11:40	8.5	9.6	69 11:43	0.6	6.1	8.4	93 11:42	1.2	68.9	77.3		
Jan 10,1997	11:50	8.0	9.2	66 11:59	0.7	5.8	7.8	79 11:50	1.1	66.1	73.1		
Jan 10,1997	12:00	7.9	8.7	60 12:04	0.5	5.6	7.6	76 12:02	1.1	64.7	70.3		

Figura 6.10 - Exemplo de arquivo no formato SECOND WIND que armazena leitura de dois sensores.

Os arquivos que armazenam leituras de apenas um sensor fornecem informações na seguinte seqüência:

- i. data (mês, dia e ano);
- ii. hora/minuto local;
- iii. velocidade média do período (Anemômetro “A”);
- iv. desvio padrão (Anemômetro “A”);
- v. velocidade máxima do período (Anemômetro “A”);
- vi. direção quando ocorre a máxima do período (Anemômetro “A”);
- vii. hora/minuto quando ocorre a máxima do período (Anemômetro “A”);

viii.direção média do período (Anemômetro “A”);

ix. desvio padrão da direção (Anemômetro “A”).

A Figura 6.11 ilustra um exemplo de arquivo no formato SECOND WIND, que armazena leituras de apenas um sensor.

Site Name: 001								
Site Number: 1								
Start Time: 15:00 01/19/1998								
Finish Time: 04:00 02/19/1998								
Total Time: 30 day(s) 13 hour(s) 0 minute(s)								
DATE	TIME	Anem A	Anem A	Anem A		Vane A	Vane A	
		Maximum	Maximum	Maximum		Wind Van	Wind Van	
		Average	Std Dev	Maximum		Average	Std Dev	
		10 minut	10 minut	10 minut	dir time	10 minut	10 minut	
		m/s	m/s	m/s		deg	deg	
Jan 19,1998	15:00	7.9	1.5	11.0	69 15:04	63.3	10.0	
Jan 19,1998	15:10	5.2	0.6	6.4	72 15:10	70.3	3.7	
Jan 19,1998	15:20	6.1	1.5	8.8	53 15:29	60.5	10.9	
Jan 19,1998	15:30	7.7	0.7	9.0	52 15:38	47.8	6.4	
Jan 19,1998	15:40	7.8	0.7	9.0	55 15:42	53.4	4.4	
Jan 19,1998	15:50	8.8	0.7	9.8	65 15:50	63.3	4.1	
Jan 19,1998	16:00	8.1	0.7	9.2	56 16:06	57.7	3.9	
Jan 19,1998	16:10	7.9	0.7	9.0	62 16:14	61.9	4.1	
Jan 19,1998	16:20	8.0	0.6	8.8	59 16:20	56.2	3.4	
Jan 19,1998	16:30	7.9	0.6	9.1	53 16:35	53.4	4.1	
Jan 19,1998	16:40	7.1	0.6	8.3	53 16:46	56.2	4.7	
Jan 19,1998	16:50	7.3	0.8	8.7	55 16:57	59.1	3.1	
Jan 19,1998	17:00	7.4	0.5	8.0	58 17:02	57.7	2.9	

Figura 6.11 - Exemplo de arquivo no formato SECOND WIND que armazena leitura de apenas um sensor.

Devido à existência de diferentes formatos SECOND WIND há uma interface configurável à qual o operador deverá informar a altura em que se encontram os sensores de velocidade e direção do vento.

c) Características da Estação Anemométrica NRG

Os arquivos NRG armazenam dados de duas formas distintas, a saber:

1. arquivos que armazenam leituras horárias;
2. arquivos que armazenam leituras de 10 em 10 minutos.

Os arquivos NRG, que armazenam leituras horárias, fornecem informações na seguinte sequência:

- i. velocidade média do período (bloco com 30 ou 31 linhas, contendo 24 leituras);
- ii. direção média do período (bloco com 30 ou 31 linhas, contendo 24 leituras);
- iii. desvio padrão (bloco com 30 ou 31 linhas, contendo 24 leituras).

A Figura 6.12 ilustra um exemplo de arquivo no formato NRG, que armazena leituras horárias.

```
3,M/S,99.9,DEG,999,TRB,9.99,PKS,10:00 24 09 015.2,GJM00101.A93
6.1 6.1 6.9 6.4 7.1 5.9 5.9 7.6 6.9 7.3 8.7 9.3 9.9 9.3 8.8 8.1 6.8 5.6 5.1 4.9 5.3 5.4 5.2 5.3
5.5 6.3 7.0 6.1 5.8 6.6 5.8 7.1 8.2 8.8 9.5 9.0 9.2 9.1 8.2 7.4 6.9 6.1 5.7 4.3 5.6 5.5 5.8 5.0
5.3 3.8 4.2 4.1 4.5 3.2 1.5 2.3 4.7 7.2 6.7 6.9 7.0 6.6 6.5 6.4 6.3 4.5 5.0 4.2 4.2 4.4 4.5 4.0

.
.
.
3.7 4.2 4.6 4.3 4.4 4.4 4.4 3.2 6.0 6.5 6.5 6.7 6.3 6.7 6.4 6.0 5.6 5.1 4.3 4.5 4.1 4.6 4.6 4.9
5.2 4.9 4.5 4.3 4.2 4.6 4.5 5.1 6.0 6.1 7.0 6.9 7.2 6.8 6.5 6.3 6.2 5.4 4.6 4.1 4.7 4.6 4.7 4.5
4.6 4.2 4.0 4.2 4.1 3.9 4.2 4.7 5.2 5.7 5.7 6.3 5.9 5.9 5.8 5.5 5.7 5.2 4.5 4.4 4.2 4.2 3.8 3.5
112 119 120 123 126 136 138 138 146 143 123 121 117 112 110 99 98 104 88 103 117 111 112 112
115 122 130 131 133 129 132 133 135 129 127 121 122 121 109 83 85 89 92 105 108 104 110 108
114 123 120 115 117 140 170 158 146 134 131 126 120 120 112 117 110 112 103 96 83 76 78 80

.
.
.
109 105 108 111 117 122 135 156 129 120 122 115 114 120 118 111 102 84 86 86 87 91 103 110
111 111 113 112 119 117 126 126 119 131 123 121 116 115 109 107 98 83 81 87 82 84 87 91
98 103 104 101 112 114 118 116 117 117 115 111 112 114 107 111 113 103 95 95 106 112 114 115
0.23 0.19 0.20 0.20 0.22 0.21 0.27 0.26 0.27 0.23 0.20 0.17 0.15 0.17 0.18 0.18 0.20 0.18 0.20 0.26 0.22 0.21 0.23 0.28
0.23 0.21 0.21 0.21 0.25 0.21 0.22 0.23 0.22 0.21 0.18 0.18 0.17 0.17 0.18 0.18 0.19 0.19 0.21 0.20 0.20 0.21 0.19 0.25
0.23 0.23 0.20 0.23 0.22 0.28 0.33 0.34 0.26 0.20 0.22 0.18 0.18 0.18 0.18 0.16 0.17 0.18 0.20 0.20 0.22 0.22 0.22 0.22

.
.
.
0.24 0.23 0.20 0.21 0.21 0.21 0.21 0.27 0.24 0.20 0.18 0.18 0.19 0.18 0.18 0.21 0.19 0.21 0.21 0.22 0.24 0.24 0.23 0.25
0.21 0.21 0.24 0.25 0.21 0.22 0.21 0.21 0.20 0.23 0.19 0.20 0.17 0.17 0.19 0.20 0.19 0.20 0.19 0.25 0.22 0.23 0.20 0.22
0.22 0.22 0.21 0.27 0.22 0.23 0.23 0.21 0.23 0.18 0.18 0.18 0.17 0.20 0.19 0.19 0.17 0.18 0.19 0.22 0.23 0.23 0.24 0.23
```

Figura 6.12 - Exemplo de arquivo no formato NRG que armazena leituras horárias.

Os arquivos NRG, que armazenam leituras de 10 em 10 minutos, fornecem informações na seguinte sequência:

- i. data (mês, dia e ano);
- ii. hora/minuto local;
- iii. velocidade média do período;
- iv. desvio padrão;
- v. direção média do período;
- vi. canal extra.

Além dessas informações, o arquivo possui um “cabeçalho” com outros dados, tais como número do local, número do *chip*, latitude, longitude, tensão da bateria no início

da coleta, tensão da bateria no final da coleta, entre outros. A Figura 6.13 ilustra um exemplo de arquivo no formato NRG, que armazena leituras de 10 em 10 minutos.

```

Read by,DR Version 05,8/14/98 09:43
Site,0001
Site Description,"CEPEL"
Project Code,"1260"
Project Description,"Teste de estacao de aquisicao de dados eolicos"
Location Description,"Rio de Janeiro, Cidade Universitaria"
Site Elevation,30
Time Zone,-3
Latitude,20S
Longitude,20W
Units,English
Logger Model Number,2333
Logger Serial Number,0017
Logger Firmware Version,02
DataPlug Serial Number,0065
Previously Read,YES
Start Time,7/24/98 12:38
Battery Voltage at Start,8.4
Gust Speed,021
Gust Direction,180
Gust Time,7/29/98 13:37
Stop Time,7/31/98 09:30
Battery Voltage at Stop,8.3
[Channel01]
Sensor Type,01
Description,"NRG #40 Maximum Anemometer"
S/N,"None"
Height,0
Scale Factor,.76
Offset,.35
Print Precision,###.#
Units,"m/s"
[Channel02]
Sensor Type,04
Description,"NRG #200P Wind Direction Vane"
S/N,"None"
Height,0
Scale Factor,1
Offset,0
Print Precision,###
Units,"Degrees"
[Channel03]
Sensor Type,06
Description,"NRG #110S Temperature Sensor"
S/N,"None"
Height,0
Scale Factor,.556
Offset,-86.38
Print Precision,###.#
Units,"Degrees C"
Raw Header:
01 00 17 00 33 23 02 03 41 00 A0 F A1 55 FF FF
26 C 18 07 62 DA FF FF 36 80 25 D 1D 07 62 FF
1E 09 1F 07 62 D8 FF FF
Time Stamp,Average Speed,Standard Deviation,Average Direction,Extra Channel
7/24/98 12:30,001.4,01.54,180,-086.4
7/24/98 12:40,003.0,01.12,180,-086.4
7/24/98 12:50,002.7,01.04,180,-086.4

```

Figura 6.13 - Exemplo de arquivo no formato NRG que armazena leituras de 10 em 10 minutos.

Devido à existência de diferentes formatos NRG há uma interface configurável à qual o operador deverá informar o período de integração das médias (horário ou de 10 em 10 minutos).

Pelo que foi mostrado anteriormente, percebe-se que as diferentes características das estações anemométricas resultam numa grande variação de formatos para armazenamento dos dados de vento. Dessa forma, faz-se necessário uniformizar os arquivos, colocando-os num formato padrão para que possam receber o mesmo tipo de tratamento.

O formato padrão adotado assemelha-se muito ao formato CAMPBELL e consiste no armazenamento das informações essenciais ao tratamento dos dados de vento, a saber:

- i. número que identifica a estação anemométrica;
- ii. data juliana;
- iii. hora/minuto local;
- iv. dados de radiação global;
- v. dados de radiação difusa;
- vi. dados de radiação direta;
- vii. temperatura média do período;
- viii. velocidade média do período;
- ix. direção média do período.

Deve-se observar que os dados de radiação e de temperatura não são coletados por todas as estações anemométricas (ver itens *b* e *c* da seção 6.3 sobre as características das estações anemométricas SECOND WIND e NRG). Por esse motivo, essas informações serão desconsideradas e adotaram-se os números “99” e “999” para identificar os três campos de radiação e o campo de temperatura, respectivamente. Esses campos foram mantidos pensando que, no futuro, o sistema SAVE possa fazer outras análises envolvendo essas grandezas. Por exemplo, para calcular a potência de um sistema eólico, necessita-se da massa específica do ar que é função da temperatura média do ar e da pressão atmosférica, no local em estudo. A Figura 6.14 ilustra um exemplo de arquivo no formato padrão.

```

3, 56, 1400, 99, 99, 99, 999, 7.8, 44
3, 56, 1410, 99, 99, 99, 999, 8, 44
3, 56, 1420, 99, 99, 99, 999, 8.6, 44
3, 56, 1430, 99, 99, 99, 999, 8.6, 48
3, 56, 1440, 99, 99, 99, 999, 8.7, 39
3, 56, 1450, 99, 99, 99, 999, 8.4, 44
3, 56, 1500, 99, 99, 99, 999, 8.6, 41
3, 56, 1510, 99, 99, 99, 999, 8.3, 35
3, 56, 1520, 99, 99, 99, 999, 8.2, 45
3, 56, 1530, 99, 99, 99, 999, 8, 32
3, 56, 1540, 99, 99, 99, 999, 8.3, 42
3, 56, 1550, 99, 99, 99, 999, 8.4, 38
3, 56, 1600, 99, 99, 99, 999, 8.4, 31
3, 56, 1610, 99, 99, 99, 999, 8.2, 35
3, 56, 1620, 99, 99, 99, 999, 8.1, 37

```

Figura 6.14 - Exemplo de arquivo no formato padrão.

Requisitos para Leitura dos Dados Brutos

Para realizar a leitura dos dados que não estejam nos formatos SECOND WIND, CAMPBELL e NRG, os arquivos contendo os dados brutos deverão ser previamente convertidos para um desses formatos, através de programas de conversão criados pelo próprio usuário. O programa para realizar essa conversão deverá atender ao formato padrão proposto.

3ª Etapa: Filtro visual – Esta etapa consiste em visualizar os dados de velocidade e direção do vento, de forma a identificar valores não esperados. Os dados brutos são submetidos a uma depuração inicial, onde possíveis irregularidades, tais como o crescimento de uma árvore nas vizinhanças do anemômetro, a utilização de instrumentos descalibrados, entre outros fatores, são detectadas visualmente no monitor (filtro visual). Essa depuração tem como finalidade identificar valores não esperados e, após uma análise realizada por um especialista, o fato é comunicado à estação para adoção das medidas cabíveis, a fim de evitar problemas futuros. Nesse momento, deve-se tomar uma decisão quanto aos dados “inaceitáveis”, bem como quanto às irregularidades identificadas, decidindo-se, por exemplo, eliminar dados que estejam fora de um limite pré-estabelecido. A Figura 6.15 ilustra a tela referente ao filtro visual. Deve-se observar que no dia 25/Fev/98, os dados mostram leituras de velocidade de até 37,2 m/s, o que indica a ocorrência de um problema durante a leitura. No caso de dados inaceitáveis, será permitido ao operador realizar a eliminação dos mesmos. Futuramente, essa etapa poderá ser automatizada utilizando-se um critério estatístico de

rejeição de dados, tal como Chauvenet (HOLMAN, 1984) ou Thompson (ANSI/ASME, 1985).

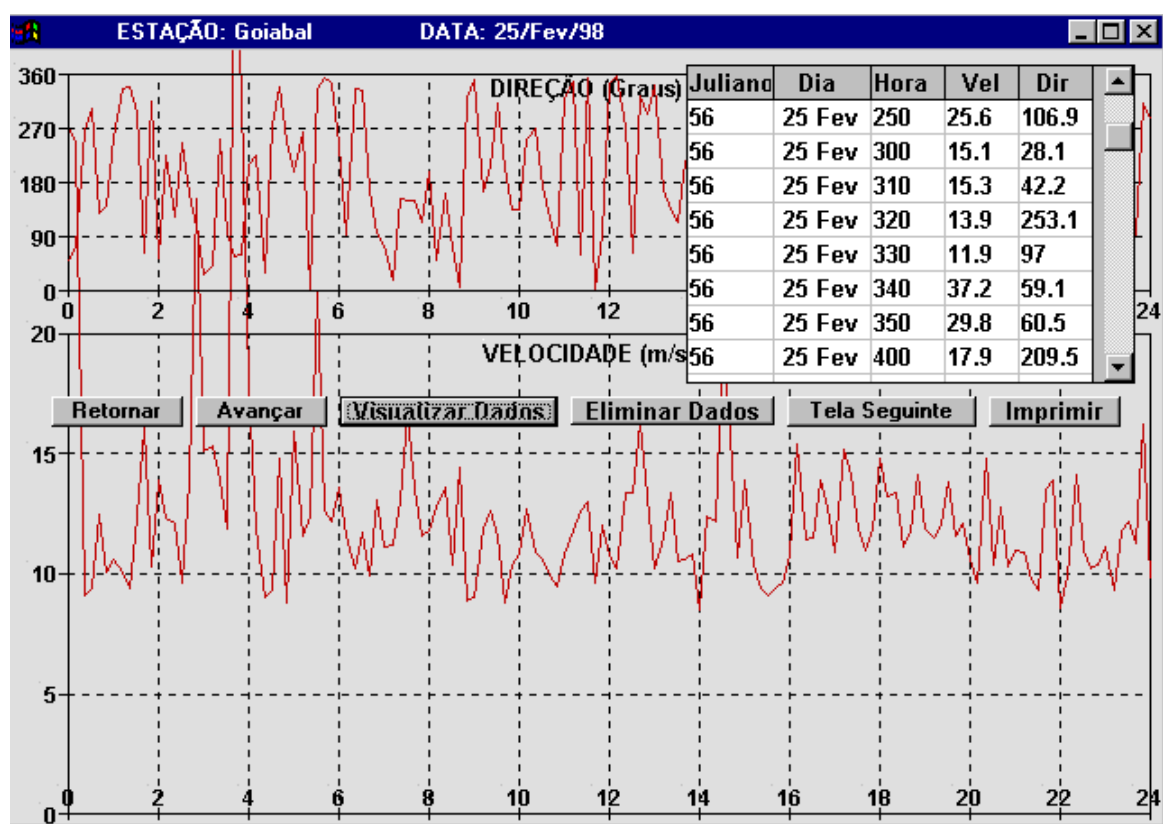


Figura 6.15 - Filtro visual (problema na leitura).

Na Figura 6.16 observa-se, através do filtro visual, que os dados podem ser considerados aceitáveis pelo operador.

4ª Etapa: Cálculo dos parâmetros estatísticos - Os dados depurados passam, em seguida, por um tratamento estatístico antes de serem armazenados. O sistema irá separá-los mês a mês, já que os arquivos originais possuem dados referentes a vários meses. Nesta etapa, são calculadas grandezas estatísticas mensais (velocidade média, desvio padrão, parâmetros da distribuição de Weibull) necessárias para a definição do regime dos ventos. Visando a utilização do programa WAsP, todas as grandezas estatísticas são calculadas por setor, considerando a direção do vento. Os resultados são apresentados ao operador conforme ilustrado nas Figura 6.17 e Figura 6.18.

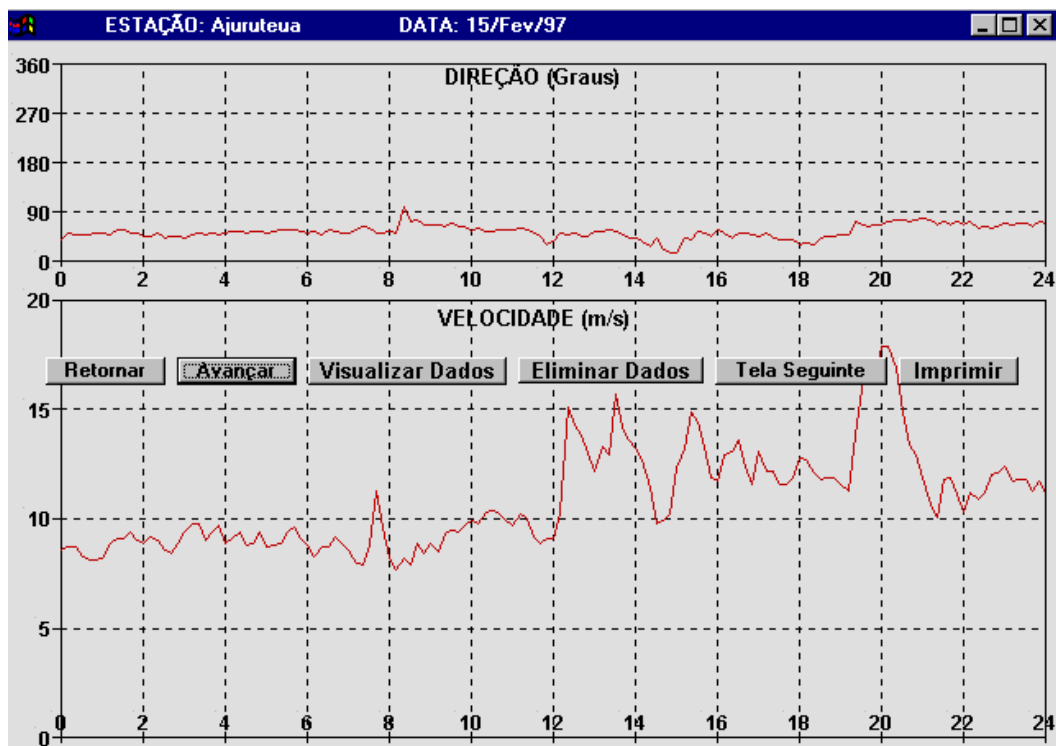


Figura 6.16 - Filtro visual (dados aceitáveis).

Além destas informações, são apresentados o histograma de velocidades (Figura 6.19), a rosa dos ventos (Figura 6.20), o dia típico (Figura 6.21) e o histograma de velocidades por setor (Figura 6.22).



Figura 6.17 - Resultados estatísticos.



Figura 6.18 - Resultados estatísticos por setor.

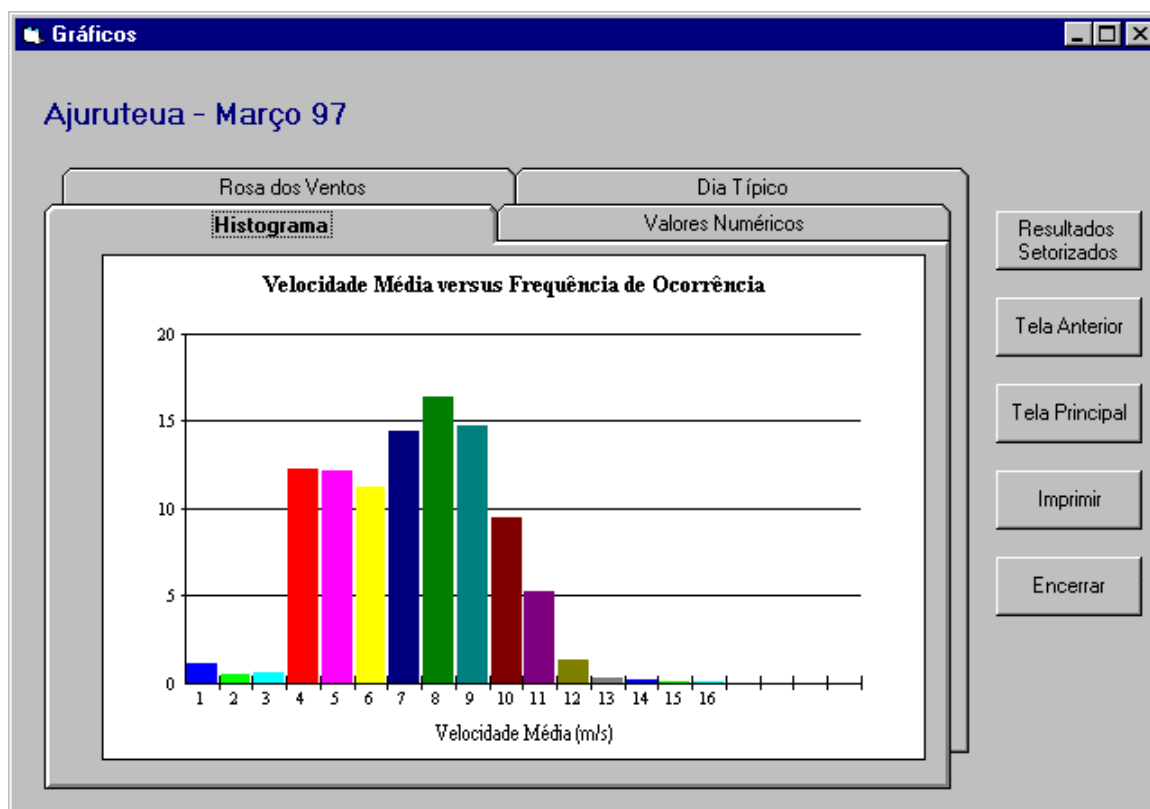


Figura 6.19 - Histograma de velocidades.

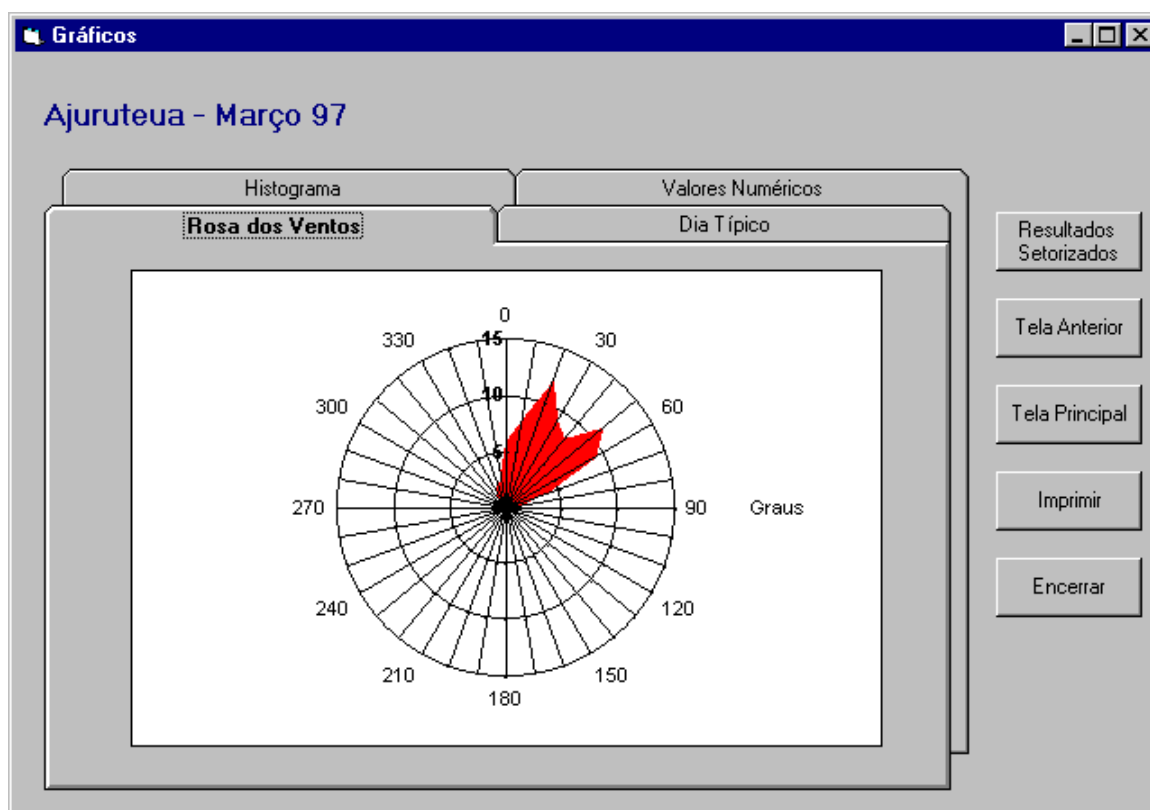


Figura 6.20 - Rosa dos ventos.

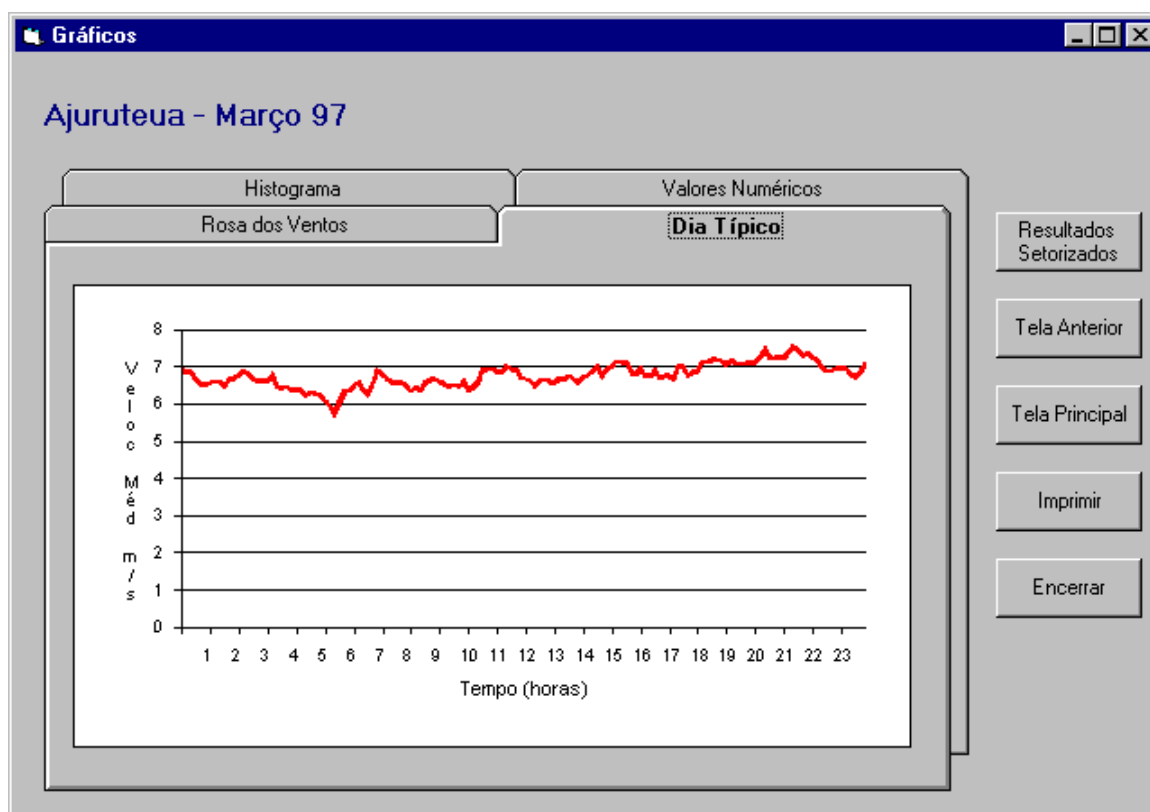


Figura 6.21 - Dia típico.

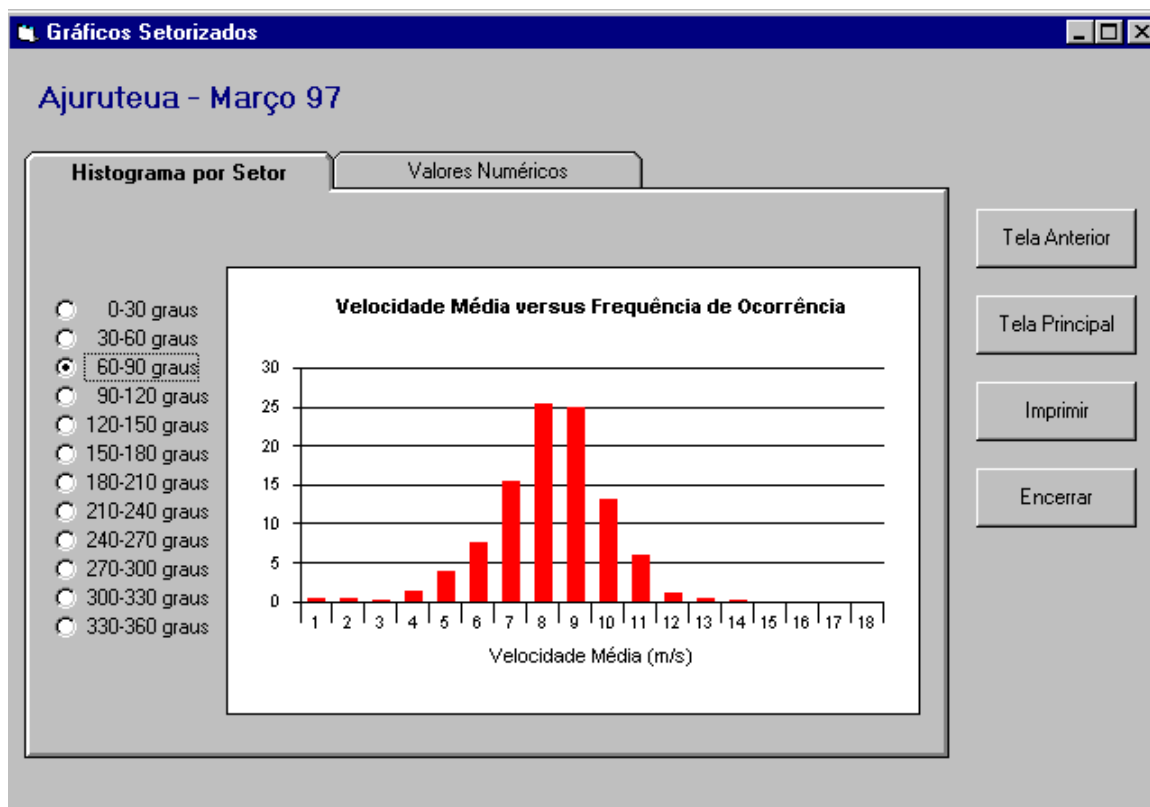


Figura 6.22 - Histograma de velocidades por setor.

O sistema SAVE apresenta, em cada uma das telas mostradas nas Figuras 6.19, 6.20, 6.21 e 6.22, mecanismos que permitem ao operador voltar à tela anterior, voltar à tela principal, imprimir ou simplesmente encerrar a execução do programa.

5ª Etapa: Filtro histórico - Após o cálculo dos parâmetros estatísticos, os dados passam por um novo filtro para identificação de variações ou irregularidades históricas (filtro histórico). Caso seja constatado algum problema, o fato é novamente comunicado à estação. Esta etapa do sistema destina-se ao diagnóstico e acompanhamento dos dados ao longo do tempo e, por isto, está sendo considerada como uma “ferramenta de análise”.

6ª Etapa: Armazenamento dos dados – Tendo passado pelo filtro histórico, os dados são finalmente armazenados para posterior disseminação. Vale lembrar que, neste momento, os dados serão armazenados para compor o arquivo de dados processados. O outro armazenamento que o sistema SAVE realiza diz respeito aos dados brutos, e consiste em armazenar os dados recebidos das estações após terem sido convertidos

para o formato padrão. Os arquivos, então, são armazenados com a seguinte denominação: *Nome do Arquivo Original* acrescido da terminação “.STD”. Por exemplo, o arquivo no formato CAMPBELL, originalmente denominado *010897SO.DAT* passa a ser chamado de *010897SO.STD*. O arquivo no formato SECOND WIND, originalmente denominado *AJU0297.TXT*, recebe a denominação *AJU0297.STD* e o arquivo no formato NRG, originalmente denominado *GJM00101.A93*, passa a ser *GJM00101.S93*. A Figura 6.23 ilustra a seqüência de operações para o armazenamento dos dados brutos convertidos.

Tendo armazenado os dados brutos convertidos, os arquivos passam, em seguida, para as outras etapas do sistema SAVE. Para isso, entretanto, é preciso uniformizar também o nome dos arquivos, tendo em vista que as informações fundamentais nele contidas (estação anemométrica e ano da coleta) estão posicionadas diferentemente. Sendo assim, internamente o sistema SAVE renomeia os arquivos, da seguinte forma: *Nome do Arquivo* (que é composto por dois caracteres que identificam a estação anemométrica e dois caracteres que identificam o ano da coleta) acrescido da terminação “.STD”. Por exemplo, o arquivo *010897SO.STD* recebe a denominação *SO97.STD*, o arquivo *AJU0297.STD* passa a ser *AJ97.STD* e o arquivo *GJM00101.S93* recebe a denominação *GJ93.STD*.

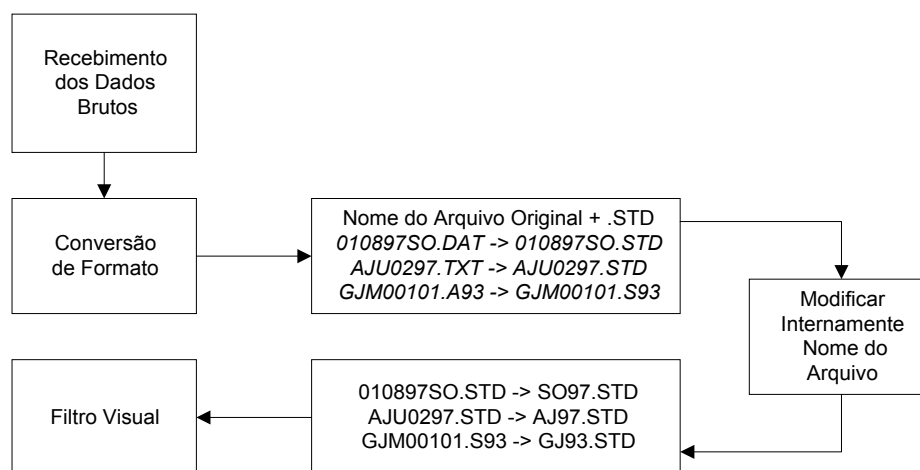


Figura 6.23 - Armazenamento dos dados brutos convertidos.

7ª Etapa: Disseminação dos dados – As Figuras 6.24 e 6.25 ilustram a *home-page* desenvolvida para disseminação dos dados de vento. Os dados tratados ficam disponíveis na *Internet*, com livre acesso a todos os interessados. Deve-se prever uma atualização periódica dessas informações.

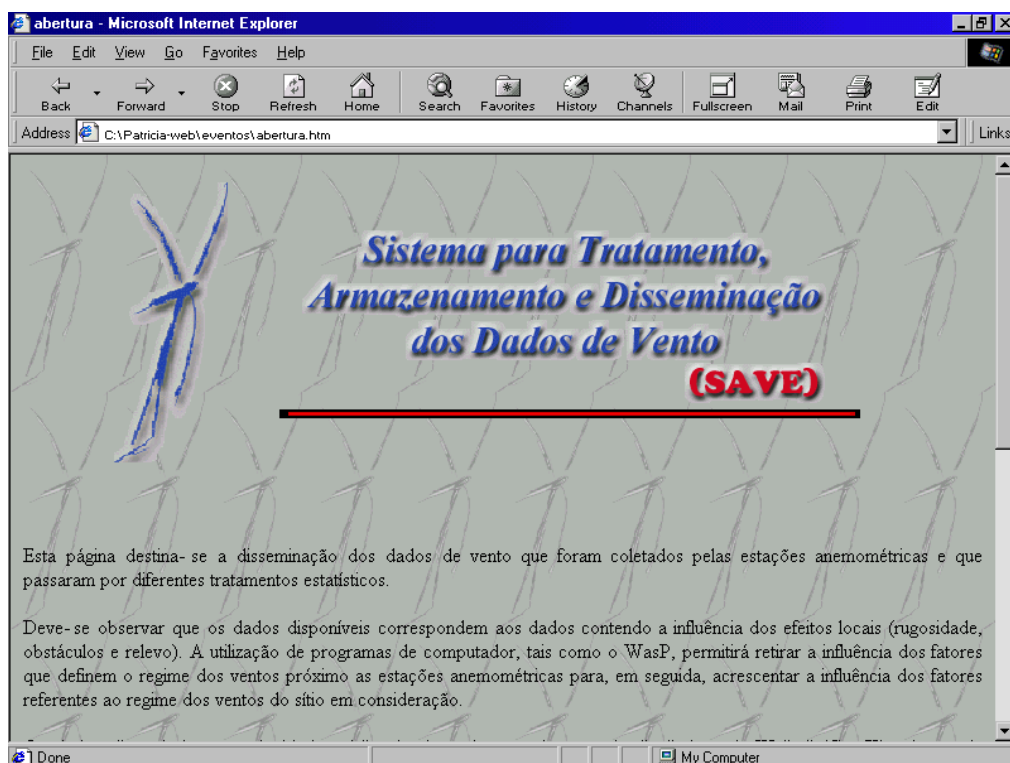


Figura 6.24 - Home-page para disseminação dos dados de vento (Abertura).



Figura 6.25 - Home-page para disseminação dos dados de vento (Resultados).

6.4- Detalhes da Ferramenta para Análise de uma Série Histórica

Muitas vezes deseja-se conhecer a velocidade média (e outros parâmetros estatísticos) de um determinado período de tempo. Para possibilitar essa análise, desenvolveu-se uma ferramenta que permite avaliar os dados referentes a esse período, aqui chamado de série histórica.

Conforme mencionado anteriormente, para realizar a análise de uma série histórica necessita-se dos arquivos contendo os dados referentes a um único mês do ano (ou anos) que se deseja analisar. Esses arquivos foram criados pela ferramenta para análise dos dados brutos e deverão estar devidamente armazenados no banco de dados processados.

Esta ferramenta de análise consiste na visualização do histograma, rosa dos ventos e dia típico referentes à série histórica em estudo. Além disso, são fornecidos os histogramas para cada um dos 12 setores. Podem-se realizar análises mensais, sazonais e anuais, contemplando-se um ou vários anos. A Figura 6.26 ilustra a tela para definição da série histórica em estudo. Os resultados da análise são apresentados em telas similares às mostradas nas Figuras 6.19, 6.20, 6.21 e 6.22.

A interface gráfica da ferramenta 'Série Histórica' apresenta o seguinte layout:

- Formação da Série Histórica**: Título da seção principal.
- Estação**: Campo de seleção com o valor 'Ajuruteua'.
- Tipo de Análise**: Grupo de botões de opção com 'Mensal', 'Sazonal' e 'Anual' (selecionado).
- Mês**: Campo de seleção.
- Estação do Ano**: Campo de seleção.
- Anos**: Campo de seleção com uma lista suspensa contendo os anos 1996, 1997 e 1998.
- Número de Anos**: Campo de entrada com o valor '3'.
- Botões de Ação**: 'Incluir' e 'Remover' adjacentes à lista de anos.
- Botões de Navegação**: 'Voltar à Tela Principal' e 'Iniciar a Análise' localizados no lado direito da interface.

Figura 6.26 - Tela para definição da série histórica em estudo.

6.5- Detalhes da Ferramenta para Diagnóstico e Acompanhamento dos Dados ao Longo do Tempo

Esta ferramenta de análise consiste na visualização dos dados históricos da velocidade média do vento; é o denominado “filtro histórico”. Tem a finalidade de acompanhamento e permite diagnosticar possíveis problemas existentes nas estações de coleta dos dados de vento.

Sendo assim, após o cálculo dos parâmetros estatísticos, os dados passam pelo filtro histórico para identificação de variações ou irregularidades históricas. Esse mecanismo de alerta permite aos técnicos suspeitar de procedimentos inadequados de coleta de dados ou de aparelhagem descalibrada ou defeituosa. Caso seja constatado algum problema, o fato é novamente comunicado à estação.

As informações necessárias para a análise serão os dados tratados (velocidade média e desvio padrão) que foram inseridos no banco de dados processados. Como resultado, esta ferramenta permitirá realizar análises anuais, sazonais e mensais. Além disso, é possível verificar a evolução dos dados mensais e sazonais ao longo de um ano. A Figura 6.27 ilustra o filtro histórico desenvolvido para esta finalidade.

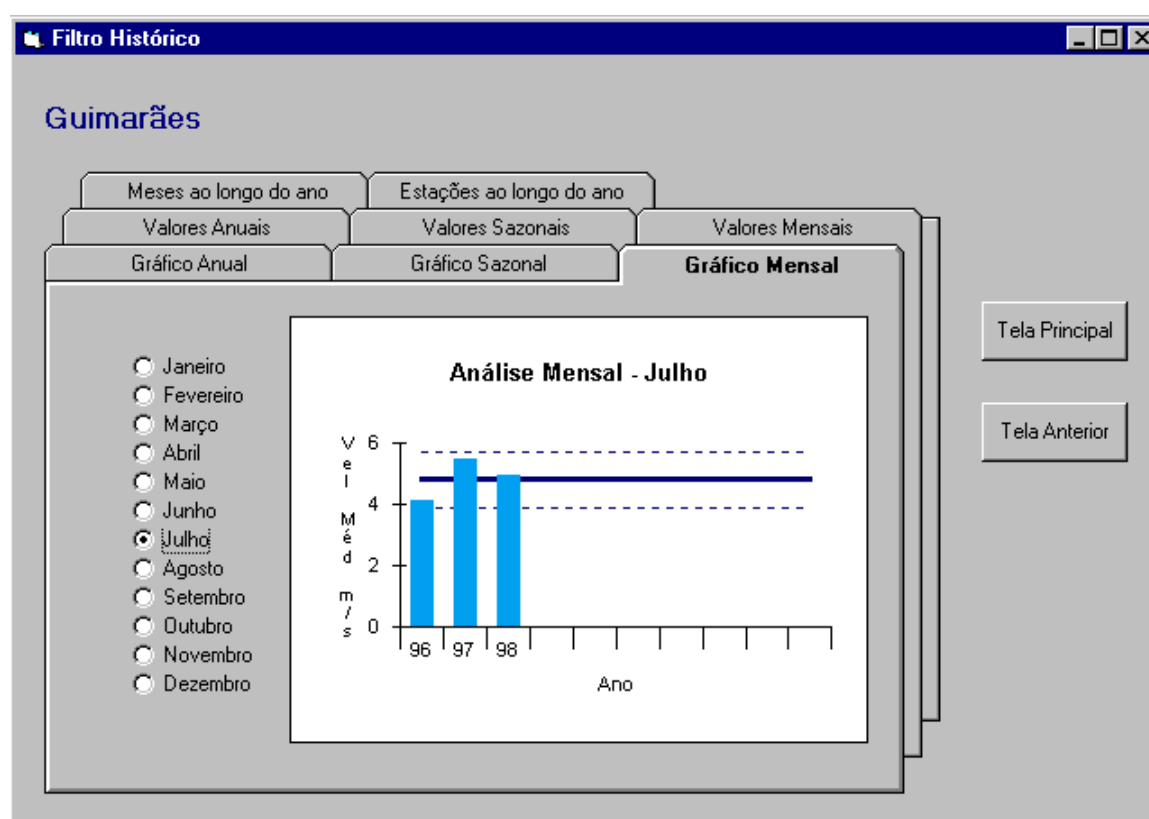


Figura 6.27 - Filtro histórico.

6.6- Outras Funções do Sistema SAVE

Na tela principal do sistema SAVE pode-se escolher entre 6 opções:

1. Análise de Dados
2. Série Histórica
3. Filtro Histórico
4. Cadastro de Estações
5. Cadastro de Operadores
6. Encerrar Programa

As opções 1, 2 e 3 são ferramentas de análise e foram descritas em detalhe nas seções 6.3, 6.4 e 6.5, respectivamente. Além dessas, são fornecidas ao operador, as opções 4, 5 e 6 que possibilitam cadastrar estações de coleta de dados de vento, cadastrar novos operadores e encerrar a execução do programa. Existe ainda a possibilidade de obter-se informações sobre o sistema SAVE ou sobre o regime dos ventos, através do menu “Ajuda”.

Cadastro de estações de coleta de dados de vento

Com esta opção será possível acrescentar, alterar ou remover informações acerca das estações de coleta de dados de vento. As Figuras 6.28 e 6.29 ilustram as telas para cadastro de novas estações anemométricas, com informações sobre a estação de coleta e sobre os sensores instalados, respectivamente.

Cadastro de Operadores

Esta opção permite ao operador do sistema (administrador) cadastrar novos operadores que poderão utilizar o programa com restrições. Essas restrições estão relacionadas principalmente à exclusão de dados do sistema e à inclusão/exclusão de estações de coleta dos dados de vento.

Cadastro de Estações - Entrada no Banco de Dados

Cadastro de Estações de Coleta de Dados de Vento

Dados da Estação		Sensores	Observações
Nome da Estação:	Código:	Número (ID):	Proprietário da Estação:
		15	
Cidade:	Estado:	Latitude:	Longitude:
Data de Instalação:	Fabricante:	Modelo:	Número de Série:
Empresa Coletora:	Endereço:		
E-mail:	Responsável:	Telefone:	
Mais ...			

Figura 6.28 - Tela para cadastro de novas estações (dados sobre a estação).

Cadastro de Estações - Entrada no Banco de Dados

Cadastro de Estações de Coleta de Dados de Vento

Dados da Estação	Sensores	Observações
Fabricante: Modelo: Tipo do Sensor: Faixa de Erro: Número de Sensores de Velocidade: Número de Sensores de Direção: Altura do Sensor de Velocidade 1: Altura do Sensor de Direção 1: Altura do Sensor de Velocidade 2: Altura do Sensor de Direção 2:		

Figura 6.29 - Tela para cadastro de novas estações (dados sobre os sensores).

Informações Gerais

Serão fornecidas ao operador informações gerais sobre o sistema SAVE (opção “Sobre o SAVE” do menu “Ajuda”). Além disso, as várias etapas da ferramenta para análise dos dados brutos, conforme ilustrado na Figura 6.6, são apresentadas ao operador, através da opção “Fluxograma” do menu “Ajuda”. É possível ainda o operador obter informações básicas sobre o regime dos ventos, por meio da opção “Conteúdo” do menu “Ajuda”.

Encerrar Programa

Esta opção permite, ao operador do sistema, encerrar o programa. Nesse momento, todos os arquivos temporários, que foram criados durante a execução do programa, armazenados no *Hard-Disk* (c:\arq_temp) e que não terão futura utilização, serão apagados.

CAPÍTULO 7

CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Apresentam-se neste capítulo as principais conclusões deste trabalho tanto em relação ao programa computacional desenvolvido quanto à utilização dos Algoritmos Genéticos para otimização dos parâmetros da distribuição de Weibull. Sugerem-se, ainda, algumas atividades adicionais que complementariam a implementação do sistema SAVE.

Conclusões

Conforme mencionado no Capítulo 1, o principal objetivo proposto para este trabalho consiste no desenvolvimento de uma seqüência de procedimentos capaz de auxiliar no tratamento, armazenamento e disseminação de dados sobre o potencial eólico do País. Estes procedimentos constituem o que aqui foi denominado de Sistema para Tratamento, Armazenamento e Disseminação de Dados de Vento (SAVE). Mais especificamente a proposta visa:

- i. criar uma estrutura para o funcionamento do sistema SAVE;
- ii. identificar todas as etapas que compõem o sistema proposto;
- iii. estabelecer um fluxograma de procedimentos que inicie com a leitura de dados brutos, passe por uma etapa de tratamento estatístico dos dados e termine com a distribuição dos dados aos usuários;
- iv. implementar o sistema SAVE em computador e testá-lo para um conjunto de dados reais;
- v. propor uma metodologia para a determinação dos parâmetros da distribuição de Weibull utilizando Algoritmos Genéticos.

Quanto ao item (i), propôs-se uma estrutura para o funcionamento do sistema SAVE que será composto por três grandes grupos: as estações coletoras de dados de vento, a central de dados responsável pelo tratamento, armazenamento e distribuição dos dados e os usuários das informações. A comunicação entre os grupos se fará prioritariamente via *Internet*.

Quanto ao item (ii), identificou-se sete etapas para compor o sistema SAVE: recebimento dos dados, conversão de formato, filtro visual, cálculo dos parâmetros estatísticos, filtro histórico, armazenamento e disseminação dos dados.

O fluxograma de procedimentos proposto neste trabalho (item iii) estabelece uma sequência de operações que visa realizar a leitura de dados brutos; colocá-los num formato padrão; verificar visualmente a existência de valores de velocidade e direção do vento não esperados possibilitando, se necessário, a sua eliminação; calcular as grandezas estatísticas que serão distribuídas; realizar uma “filtragem” para detectar possíveis variações ou irregularidades nos valores históricos; realizar o armazenamento das grandezas estatísticas relevantes; e distribuir as informações a todos os usuários.

Quanto ao item (iv), a implementação do sistema SAVE em computador foi realizada por intermédio da ferramenta *Visual Basic* que permitiu criar várias telas de interface com o operador. Especificamente para a etapa de disseminação dos dados, criou-se uma *home-page* que poderá ser consultada pelos usuários através da *Internet*. O programa foi testado para um conjunto de dados reais, coletados nas estações de Ajuruteua no Estado do Pará, Guimarães no Estado do Maranhão e Goiabal no Estado do Amapá.

No que diz respeito à metodologia proposta para otimização dos parâmetros da distribuição de Weibull utilizando Algoritmos Genéticos (item v, acima), os resultados obtidos mostraram que os novos valores dos parâmetros c e k fornecem uma estimativa da energia gerada mais próxima da energia realmente produzida. Observou-se, ainda, que os valores determinados com o emprego desta metodologia, oferecem um melhor ajuste para a curva de distribuição de frequência de Weibull.

Em última análise, este sistema para tratamento, armazenamento e disseminação de dados de vento proporcionará aos usuários fácil acesso à um conjunto de informações sobre o regime dos ventos de uma região e a formação de um grupo de abrangência nacional com o objetivo de conhecer o regime dos ventos do País.

Recomendações

Do ponto de vista do programa computacional desenvolvido neste trabalho, sugere-se a criação do *help on-line*, que permitiria ao usuário buscar informações sobre cada uma das funções do sistema durante a execução do programa, evitando-se, dessa forma, consultas à documentação impressa.

Sugere-se acrescentar à ferramenta computacional ora desenvolvida, informações sobre todos os parâmetros que influenciam o regime dos ventos, tais como rugosidade do terreno, obstáculos e relevo.

Faz-se necessário, também, realizar estudos estatísticos e criar outras interfaces que permitam a utilização dos dados que não estejam nos padrões CAMPBELL, SECOND WIND e NRG. Os dados existentes em outros padrões são de suma importância pois representam uma série histórica de vários anos. Não se pode desprezar essas informações e deve-se realizar um esforço no sentido de incorporá-las ao sistema.

Além disso, seria necessário incluir alguns módulos ao programa desenvolvido, tais como:

- i. módulo que permita a impressão de relatórios contendo as informações especificadas pelo usuário;
- ii. módulo que permita a realização do cálculo da energia gerada por uma determinada turbina eólica;
- iii. módulo que permita a realização de extrapolações visando o cálculo da velocidade do vento em diferentes alturas.

Deve-se ainda considerar as propostas de trabalho sugeridas no documento “Termo de Referência: Proposta Básica de Trabalho, Objetivos e Estratégias”, elaborado pelo subgrupo Potencial Eólico (GTEE, 1996) no qual se aborda a necessidade de:

- i. elaborar um guia que apresente recomendações técnicas para a adequada instalação de estações de coleta de dados eólicos, visando criar padrões de medida e metodologia, de forma a facilitar o intercâmbio de informações;
- ii. identificar normas técnicas para certificação e calibração dos anemômetros;
- iii. criar cadastro de fontes de informação sobre o potencial eólico relacionando referências sobre dados de vento, estações anemométricas instaladas, normas internacionais relacionadas, entre outras.

Quanto à utilização dos Algoritmos Genéticos, vale ressaltar que este é apenas um primeiro trabalho que visa otimizar os parâmetros da distribuição de Weibull com o uso dos Algoritmos Genéticos (AGs). Novos estudos deverão ser realizados com a finalidade de obter-se uma melhor definição para todos os parâmetros relacionados tanto com a função objetivo (α , β , χ , V_e , V_{lim}) quanto com os AGs propriamente ditos (tamanho da população inicial, taxa de recombinação, taxa de mutação, etc.).

Além disso, deve-se observar que este estudo contemplou apenas dados coletados na região norte do Brasil. É preciso, portanto, que novos testes sejam realizados com a

utilização de dados fornecidos por outras estações anemométricas, de forma a verificar a eficácia do método AG em otimizar os parâmetros de Weibull, também para outras regiões do País.

REFERÊNCIAS

- ANSI/ASME, *Instruments and Apparatus*, ASME, PTC 19.1, 1985.
- ARAÚJO, M.R.O.P., *Estudo Comparativo de Sistemas Eólicos Utilizando Modelos Probabilísticos de Velocidade do Vento*. Tese de M.Sc., COPPE / UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 1989.
- ARAÚJO, M.R.O.P., NASCIMENTO, M.V.G., DUVAL, M.N., *Resultado do Levantamento de Dados de Vento de 10 Estações Anemométricas na Região Norte no Período 06/96 à 06/97*. CEPEL-DPP/POG-849/97, 1997.
- ARAÚJO, M.R.O.P., *IV Encontro do Fórum Permanente de Energias Renováveis*. Palestra. Recife, Outubro 1998.
- BARNARD, J.C., “An Evaluation of Three Models Designed for Siting Wind Turbines in Areas of Complex Terrain”, *Solar Energy*, v. 46, n. 2, pp. 283-294, May. 1991.
- BEZERRA, P., MATOS, F., *Avaliação Operacional da Estação Anemométrica NRG do Campo de Teste Fotovoltaico: Proposta de Folha de Controle de Coleta de Dados*. CHESF-DEFA-EO-RT-001/97, 1997.
- CHESF-BRASCEP. *Fontes Energéticas Brasileiras. Inventário/Tecnologia. Energia Eólica. V.1 De cataventos a aerogeradores: o uso do vento*. Rio de Janeiro, 1987.
- CRESESB (Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito). *Home-page*. <http://www.cresesb.cepel.br>.
- DEWI, Deutsches Windenergie - Institut. *Energia Eólica*. 1 ed. Wilhelmshaven, 1998 (Documento traduzido pela ELETROBRÁS).

ELETROBRÁS-SCIENTIA, *Sistemas de Conversão de Energia Eólica*, Rio de Janeiro, 1977.

GARRAD, A., “Future prospects for wind energy”. In: JAMESxJAMES. *The World Directory of Renewable Energy: Suppliers and Services*, London, 1995.

GIPE, P., *Wind Power for Home & Business: Renewable Energy for the 1990s and Beyond*. 1 ed. Vermont, Chelsea Green, 1993.

GTEE, *II Reunião do Grupo de Trabalho de Energia Eólica*. Ata. Rio de Janeiro, Março 1996.

GTEE, *III Reunião do Grupo de Trabalho de Energia Eólica*. Ata. Belém, Junho 1997.

GUEDES, V.G., *Aplicações da Lógica Nebulosa na Mecânica dos Fluidos*. Tese de M.Sc., COPPE / UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 1997.

HIRATA, M.H., *Energia Eólica: uma introdução*. Rio de Janeiro, COPPE-UFRJ, 1985.

HIRATA, M.H., GUEDES, V.G., ARAÚJO, M.R.O.P., et al., “Additional Data for the Analysis of Wind Resources in Brazil”. In: *Windpower Congress*, Austin, 1997.

HIRATA, M.H., *O Aproveitamento da Energia Eólica no Meio Rural*. Rio de Janeiro, COPPE-UFRJ, 1990.

HOLMAN, J.P., *Experimental Methods for Engineers*. 4 ed. New York, McGraw-Hill, 1984.

MILBORROW, D.J., “Wind energy technology review”. In: JAMESxJAMES. *The World Directory of Renewable Energy: Suppliers and Services*, London, 1995.

MORTENSEN, N.G., TROEN, I., PETERSEN, E.L., et al., *Wind Atlas Analysis and Application Program (WAsP)*. 1 ed. Roskilde, RisØ National Laboratory, 1993.

- NEW ENERGY, “Wind around the world”, *New Energy*, n.2, pp. 57, May. 1999.
- PEREIRA, O.L.S., “As Energias Solar e Eólica”. In: *Seminário de Desenvolvimento Energético Sustentável*. pp 171-187, Rio de Janeiro, Março 1998.
- ROHATGI, J.S., NELSON V., *Wind Characteristics - An Analysis for the Generation of Wind Power*. 1 ed. Canyon, West Texas A&M University, 1994.
- SCHEER, H., “O Potencial e as Chaves de uma Estratégia Solar”. In: SCHEER, H., *O Manifesto Solar - Energia Renovável e a Renovação da Sociedade*. 1 ed., Capítulo 4, Rio de Janeiro, CRESESB/CEPEL, 1995.
- SEINFELD, J.H., “Air Pollution Meteorology”. *Atmospheric Chemistry and Physics of Air Pollution*, John Willey & Sons, New York, 1986.
- SILVA FILHO, J.I., SILVA BORGES, J.B., ANDRADE, V.H.G., *Inventário da Rede Anemométrica das Regiões Centro-Oeste, Sudeste e Sul do Brasil - Situação em Maio de 1996*. CEPEL-DPP/TEC, 1996.
- SPERA, D.A., (ed.) *Wind Turbine Technology - Fundamental Concepts of Wind Turbine Engineering*. 1 ed. New York, ASME Press, 1994.
- TANOMARU, J., “Motivação, Fundamentos e Aplicações de Algoritmos Genéticos”. *II Congresso Brasileiro de Redes Neurais*, Curitiba, 1995.
- TROEN, I., PETERSEN, E.L., *European Wind Atlas*. 1 ed. Roskilde, RisØ National Laboratory, 1989.

APÊNDICE

OTIMIZAÇÃO DOS PARÂMETROS DA DISTRIBUIÇÃO DE WEIBULL

Este Apêndice apresenta uma metodologia alternativa para obtenção dos parâmetros da distribuição de Weibull c e k . Descreve os conceitos fundamentais da teoria dos Algoritmos Genéticos e apresenta os resultados obtidos com a utilização dessa ferramenta.

1. Algoritmos Genéticos

Algoritmos Genéticos são as mais difundidas técnicas da Computação Evolucionária pela sua flexibilidade, relativa simplicidade de implementação e eficácia em realizar busca global em ambientes adversos. A Computação Evolucionária encara a Teoria de Evolução de Darwin como um processo adaptativo de otimização e inspira-se em dois fatos: (1) a existência dos seres vivos está relacionada com a regra de sobrevivência pela adaptação e (2) o aparecimento de novos seres ocorre através de processos genéticos.

Sendo assim, os Algoritmos Genéticos (AGs) caracterizam-se por serem métodos computacionais de busca baseados nos mecanismos de evolução e na genética. Em AGs, uma população de possíveis soluções para o problema em questão evolui de acordo com operadores probabilísticos concebidos a partir de metáforas biológicas, de modo que há uma tendência de que, na média, os indivíduos representem soluções cada vez melhores à medida que o processo evolutivo continua (TANOMARU, 1995).

O objetivo de utilizar-se AGs é encontrar uma combinação de fatores que proporcione o melhor desempenho possível para o sistema em estudo. Em termos técnicos, o conjunto de todas as combinações possíveis para os fatores constitui o *espaço de busca*. Pelo fato de existir uma dualidade entre os conceitos de busca e otimização, todo problema de busca pode ser considerado um problema de otimização e vice-versa.

O primeiro passo para aplicação de AGs a um problema qualquer é representar cada possível solução x no espaço de busca como uma sequência de símbolos s gerados a partir de um dado alfabeto finito A . A representação mais simples em AGs é constituída pelo alfabeto binário $A=\{0,1\}$; entretanto, no caso geral, tanto o método de representação quanto o alfabeto genético dependerão de cada problema.

Usando algumas metáforas empregadas pelos praticantes de AGs, cada seqüência s corresponde a um *cromossomo* e cada elemento de s é equivalente a um *gene*. Na maior parte dos AGs assume-se que cada *indivíduo* seja constituído por um único cromossomo, razão pela qual é comum usarem-se os termos indivíduo e cromossomo indistintamente.

Após definir-se a representação cromossômica para o problema em questão, gera-se aleatoriamente um conjunto de possíveis soluções, chamadas de *soluções candidatas*. A esse conjunto de soluções, codificadas de acordo com a representação selecionada, corresponderá uma *população* de indivíduos. AGs são métodos iterativos e a cada iteração a população é modificada, através da aplicação de operadores evolucionários e genéticos (por exemplo, seleção, recombinação e mutação). Cada iteração de um AG é denominada *geração*, embora nem todos os indivíduos de uma população sejam necessariamente “filhos” de indivíduos da população na iteração anterior. O fluxo básico de um algoritmo genético simples é ilustrado na Figura AP.1.

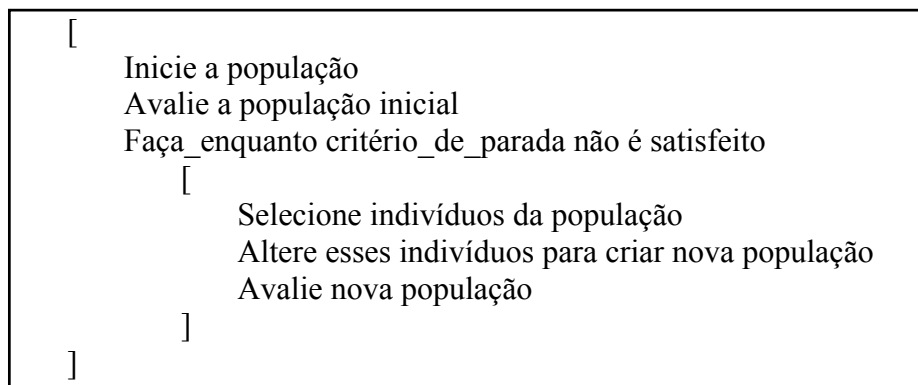


Figura AP.1 - Fluxo básico de um algoritmo genético simples.

Operadores Evolucionários e Genéticos

Os operadores evolucionários (seleção) atuam sobre os indivíduos de uma população enquanto que os operadores genéticos (recombinação e mutação) atuam sobre os genes que formam os cromossomos e que, conseqüentemente, formam os indivíduos.

O processo de seleção em AGs emula os processos de reprodução assexuada e seleção natural. Esse operador consiste em selecionar os cromossomos de melhor desempenho e garantir que as informações neles contidas sejam copiadas na geração

seguinte. Dessa maneira, garante-se que as melhores soluções, representadas pelos melhores cromossomos, persistam e contribuam para a formação de novas soluções nas próximas gerações. Em geral, por questões computacionais práticas, deve-se controlar o tamanho da população. Um dos mecanismos utilizados para isso consiste em descartar, na geração seguinte, as soluções de menor desempenho.

O processo de recombinação, também chamado de cruzamento ou permutação genética, é um processo sexuado (envolve mais de um indivíduo) e emula o fenômeno de *crossover*, isto é, a troca de fragmentos entre pares de cromossomos. Assim, permutações sistemáticas de informações entre cromossomos são efetuadas utilizando decisões probabilísticas. Na sua forma mais simples, trata-se de um processo aleatório que ocorre com probabilidade fixa, especificada pelo usuário.

Os operadores de seleção e recombinação são responsáveis pela maior parte do poder dos Algoritmos Genéticos. Entretanto, nem sempre esses dois operadores possuem a capacidade de obter a solução “ótima” para o problema em questão. Por exemplo, no processo de criação de uma população, pode ocorrer que todos os cromossomos estejam destituídos de uma informação vital para obtenção dessa solução “ótima”. Assim, as futuras gerações provavelmente jamais teriam essa informação se apenas os operadores seleção e recombinação fossem utilizados. Nessas situações, utiliza-se o operador mutação que é equivalente à busca aleatória. Basicamente, seleciona-se uma posição num cromossomo e muda-se o valor do gene correspondente aleatoriamente para um outro valor possível. O processo geralmente é controlado por um parâmetro fixo, que indica a probabilidade de um gene sofrer mutação.

Os operadores descritos acima possuem papel relevante na busca da solução “ótima”. Se não houvesse o processo de seleção, os AGs, além de perderem grande parte do caráter evolutivo, seriam processos ineficientes similares às buscas aleatórias. Sem recombinação, haveria somente busca aleatória a partir dos melhores elementos da população. Combinados, os processos de seleção e recombinação realizam uma espécie de busca local nas proximidades dos melhores indivíduos da população. Finalmente, sem mutação, os AGs efetuariam busca usando somente a informação contida na população e não teriam como repor material genético perdido durante o processo de seleção.

Existem ainda operadores mais avançados que podem ser incorporados aos Algoritmos Genéticos. Entretanto, os três operadores mencionados são os mais importantes e mais frequentemente utilizados.

Função Adequabilidade ou Aptidão

Algoritmos Genéticos necessitam da informação do valor de uma função para cada membro da população, que deve ser um valor não-negativo. Essa função será responsável por avaliar o indivíduo fornecendo uma medida da sua adaptabilidade ao ambiente, ou seja, quanto maior o seu valor, maiores serão as possibilidades do indivíduo sobreviver no ambiente e reproduzir-se, passando parte do seu material genético às gerações posteriores. A avaliação de cada indivíduo resulta num valor que é denominado adequabilidade ou aptidão (em inglês, “*fitness*”).

Nos casos mais simples, a função adequabilidade é exatamente igual à função que se quer maximizar (função objetivo). Entretanto, isto nem sempre é verdade. Por exemplo, sabe-se que problemas de maximização podem ser convertidos em problemas de minimização e vice-versa, através de artifícios bastante simples como, por exemplo, multiplicando-se a função por (-1) . Nesse caso, a função adequabilidade não é igual a função objetivo.

Condições de Término

Como AGs, em geral, tratam de problemas de otimização, o ideal seria que o algoritmo terminasse assim que o “ótimo global” fosse encontrado. Um problema prático é que, na maioria dos casos de interesse, não se pode afirmar se um dado “ponto ótimo” corresponde ao “ótimo global”. Sendo assim, para parar um AG, normalmente utiliza-se o critério do número máximo de gerações ou um tempo limite de processamento. Outro critério também utilizado é parar o algoritmo usando a idéia de estagnação, isto é, quando não se observa melhoria da população após várias gerações consecutivas.

2. Otimização dos Parâmetros da Distribuição de Weibull

O conhecimento do regime dos ventos é fundamental para que se faça um projeto racional visando o aproveitamento da energia eólica. Para a correta determinação do regime dos ventos é necessário analisar dados coletados durante um longo período de tempo, em geral, alguns anos. Todavia, trabalhar com um grande número de dados de vento torna-se impraticável. Como alternativa, utilizam-se modelos probabilísticos para

modelar as curvas de frequência de ocorrência da velocidade do vento. A expressão conhecida como distribuição de Weibull é uma distribuição biparamétrica e tem sido muito utilizada na análise do aproveitamento da energia eólica. Entretanto, a experiência mostra que, para algumas localidades, Weibull não está se ajustando bem aos histogramas de velocidade do vento.

Sendo assim, neste trabalho propõe-se a utilização de Algoritmos Genéticos como um método alternativo para o cálculo dos parâmetros de Weibull c e k , que possam fornecer uma maior aproximação com a distribuição real. Outra ferramenta poderia ser utilizada ao invés dos AGs; entretanto, a disponibilidade imediata do método e a experiência acumulada com a utilização desses algoritmos na busca de ótimos globais foram fatores decisivos na escolha desta ferramenta.

Antes de descrever a implementação dos AGs para otimização dos parâmetros da distribuição de Weibull, será necessário fazer uma breve referência ao cálculo da energia gerada por um sistema eólico, uma vez que essa grandeza foi utilizada para verificar a validade dos resultados fornecidos com o uso dos AGs. Além disso, a função objetivo adotada neste trabalho está intimamente associada aos valores de velocidade que são de maior interesse para geração de energia.

Energia Gerada por um Sistema Eólico

A produção anual de energia é o fator técnico e econômico mais importante na avaliação dos projetos de sistemas eólicos. Incertezas na determinação da velocidade do vento média anual e da curva de potência da turbina eólica contribuem para a determinação imprecisa da energia gerada anualmente, levando a um elevado risco técnico e financeiro.

Para estimar a energia gerada por um sistema eólico é necessário conhecer os elementos que definem o regime local dos ventos, a saber: (1) o histograma de velocidades obtido a partir de medições locais ou estimado a partir de curvas de distribuição de frequência e (2) a curva de potência da turbina eólica. As grandezas P_d e P_g definidas a seguir, são utilizadas no cálculo da energia gerada.

A potência disponível P_d transportada pelo vento é dada por

$$P_d = \frac{1}{2} \rho V^3 A \quad , \quad (AP.1)$$

onde ρ é a massa específica do ar (em geral, utiliza-se o valor médio de $1,225 \text{ kg/m}^3$); V é a velocidade do vento e A é a área varrida pelas pás do rotor.

A potência gerada P_g pelo sistema eólico é dada por

$$P_g = \eta \cdot P_d \quad , \quad (AP.2)$$

onde η é o rendimento total do sistema.

Vale observar, no entanto, que a conversão e o aproveitamento da energia não são feitos uniformemente ao longo de todas as faixas de velocidade do vento. Ventos de baixa velocidade não têm energia suficiente para acionar os sistemas eólicos. A velocidade a partir da qual o sistema inicia a sua operação é denominada *velocidade de entrada* V_e . Com o aumento da velocidade do vento a potência (energia gerada) aumenta gradativamente até atingir a potência nominal do sistema, o que ocorre na *velocidade nominal*. A partir da velocidade nominal, em muitos sistemas eólicos, a potência permanece constante até a *velocidade de corte* V_c , na qual o sistema deve sair de operação para evitar danos estruturais.

Os gráficos apresentados na Figura AP.2 ilustram o cálculo da energia gerada por um sistema eólico (GIPE, 1993) e representam respectivamente:

- i. Distribuição de Velocidade - os dados de velocidade do vento são representados pelo histograma de velocidades estimado a partir de curvas de distribuição de frequência; neste caso, o regime dos ventos foi descrito utilizando-se a distribuição de Weibull, para um sítio padrão ($V_m=6,26 \text{ m/s}$; $c=7,07 \text{ m/s}$; $k=2,29$).
- ii. Curva de Potência - a segunda curva $P_g \times V$ é a curva de potência de uma turbina eólica e é um dado do fabricante.
- iii. Distribuição de Energia - no terceiro gráfico podem ser observadas duas curvas: $E_d \times V$ que descreve como a energia cinética disponível no vento distribui-se com a velocidade e $E_g \times V$ que descreve como a energia gerada distribui-se com a velocidade do vento. O cálculo da energia disponível E_d e da energia gerada E_g pode ser realizado utilizando-se as seguintes expressões

$$E_d = \left(\frac{1}{2} \rho V^3 A \right) \cdot H \quad , \quad (AP.3)$$

$$E_g = P_g \cdot H \quad , \quad (AP.4)$$

onde H é o número total de horas. Se o objetivo é estimar a produção de energia anual $H=8760$ horas. Para análises sazonais, o valor a ser usado é $H=2160$ horas e para análises mensais, assume-se o valor de $H=720$ horas.

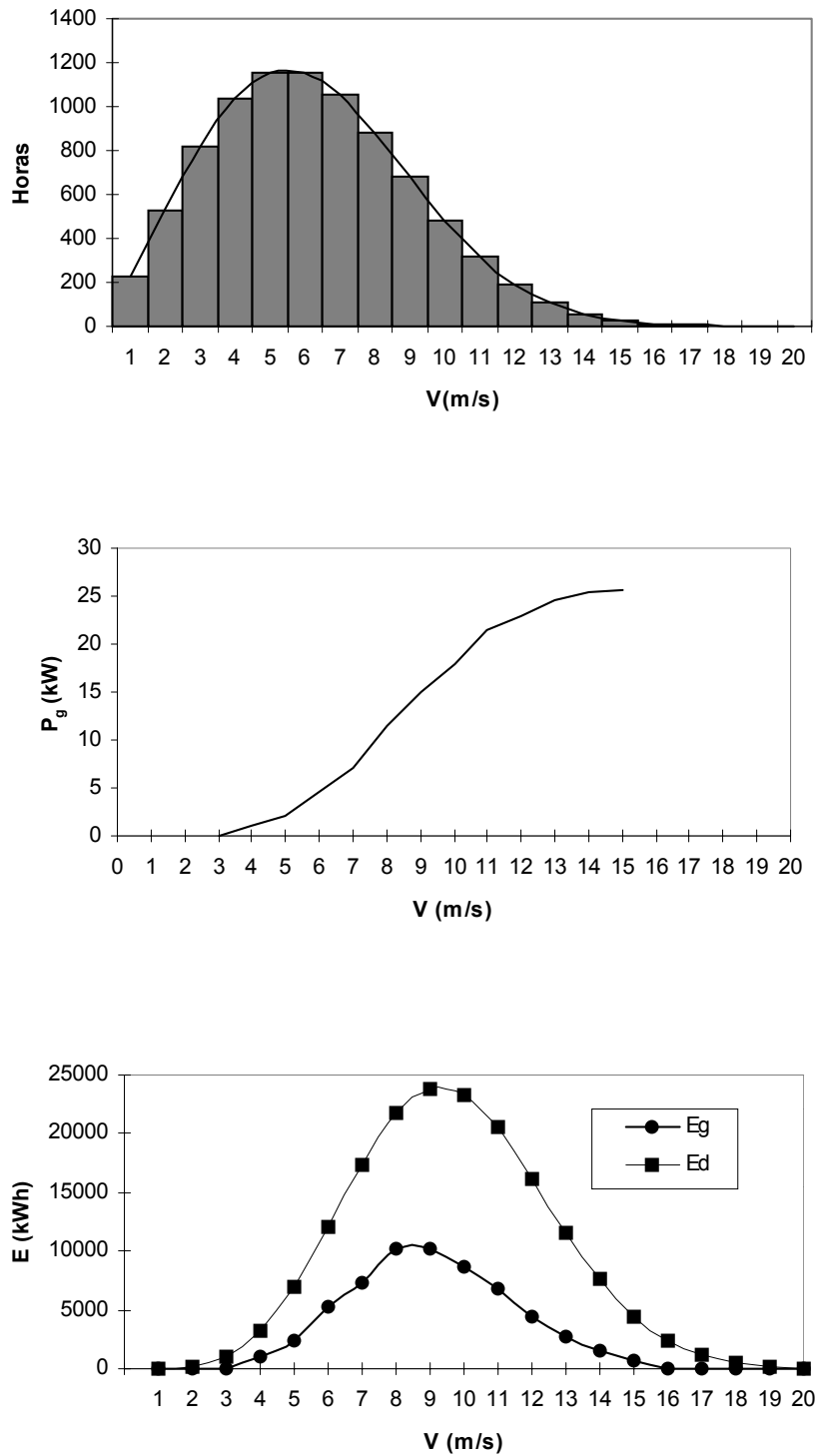


Figura AP.2 - Cálculo da Energia Gerada.

A partir do cálculo da energia gerada pode-se observar que, para fins de geração eólica, é importante o ajuste da distribuição de velocidades do vento principalmente na faixa compreendida entre a velocidade de entrada V_e e a velocidade de corte V_c do sistema eólico.

Implementação dos AGs

Para implementação dos AGs, visando a otimização dos parâmetros da distribuição de Weibull, considerou-se o cálculo da energia gerada anualmente por um sistema eólico e as faixas de velocidade do vento de maior interesse para geração de energia.

A princípio, criou-se aleatoriamente um número finito de possíveis soluções para o problema (população inicial), cujo desempenho foi testado individualmente, através de uma função adequabilidade. Uma parte das melhores soluções, que corresponde aos melhores indivíduos, foi selecionada para passar para a geração seguinte. Os indivíduos foram submetidos aos processos de recombinação e mutação para criar uma nova população que possui, a princípio, um desempenho melhor do que aquele da população inicial. Esse processo foi repetido até satisfazer ao critério de parada adotado (neste trabalho, utilizou-se o número máximo de gerações).

Para avaliar os membros da população, adotou-se uma função objetivo FO que associa, a cada indivíduo, uma medida da sua adaptabilidade ao ambiente. Neste trabalho assumiu-se que, quanto menor o valor da função objetivo, maiores seriam as possibilidades do indivíduo sobreviver no ambiente e reproduzir-se. Em outras palavras, a função objetivo é o inverso da função adequabilidade.

A função objetivo utilizada neste trabalho é dada por

$$FO = \alpha \cdot \frac{\sum_0^{V_e} \Delta f^2}{V_e} + \beta \cdot \frac{\sum_{V_e}^{V_{lim}} \Delta f^2}{V_{lim} - V_e} + \chi \cdot \frac{\sum_{V_{lim}}^{V_u} \Delta f^2}{V_u - V_{lim}}, \quad (AP.5)$$

onde $\Delta f = (f_{r(calc)} - f_{r(real)})$ sendo $f_{r(calc)}$ a frequência relativa calculada e $f_{r(real)}$ a frequência relativa real; as constantes α , β e χ podem ser interpretadas como pesos escolhidos de modo a obter o resultado mais adequado; V_{lim} é aqui definido como o produto da velocidade mais frequente V^+ (que corresponde ao pico do histograma) pelo fator γ , que

assumiu o valor de 1,5, ou seja, $V_{lim} = V^+ \times 1,5$; V_u é a velocidade correspondente à última classe de velocidade do histograma.

A determinação da função objetivo baseou-se nos seguintes pontos:

- i. a escolha correta dos parâmetros de Weibull deve privilegiar o ajuste na faixa de velocidades mais importantes para geração de energia; essa faixa pode ser definida pela velocidade de entrada V_e e por um valor da velocidade igual à velocidade de corte V_c . Se por um lado, a consulta a catálogos de fabricantes permite, aproximadamente, assumir a velocidade de entrada como $V_e = 3 \text{ m/s}$, a mesma unanimidade não pode ser obtida com relação à velocidade de corte;
- ii. o limite superior da faixa V_{lim} , por outro lado, pode ser obtido com a utilização do desvio padrão, que define a forma do histograma. Assim sendo, esse limite poderia ser especificado em função do desvio padrão. Para simplificar, no entanto, optou-se por definir o limite superior dessa faixa como sendo igual a uma vez e meia a velocidade mais freqüente, como descrito acima;
- iii. com a finalidade de privilegiar o ajuste na região de maior interesse (entre V_e e V_{lim}), o peso associado a esta faixa assumiu o menor valor; no caso, adotou-se $\beta = 1$;
- iv. o ajuste na faixa de baixas velocidades não é importante para geração de energia. Assumiu-se que $\alpha = 5$. Este valor elevado tem o objetivo de reduzir as possibilidades de sobrevivência do indivíduo na população;
- v. o ajuste na faixa de altas velocidades, embora mais importante do que o ajuste na faixa de baixas velocidades, pode ser feito assumindo-se $\chi = 4$. Em geral, os valores extremos da velocidade desta faixa são maiores do que a velocidade de corte e são também pouco freqüentes.

Resultados Obtidos

Partindo-se de uma população inicial de $N_p = 20$ indivíduos gerados aleatoriamente, adotando-se probabilidades de seleção, recombinação e mutação fixadas respectivamente em 0,2, 0,1 e 0,1 e considerando-se como critério de parada o número máximo de 10 gerações, obtiveram-se os resultados apresentados na Tabela AP.1 e Tabela AP.2.

Neste trabalho, estudaram-se as seguintes localidades: Água Fria no Estado de Roraima, Guimarães no Estado do Maranhão, Soure, Joanes e Ajututeua no Estado do

Pará. Os dados utilizados foram coletados a 30 metros de altura e, de 10 em 10 minutos registraram-se, entre outras grandezas, a velocidade e direção média. Para o cálculo da energia gerada anualmente utilizou-se a curva de potência do aerogerador *BWC 1500*, com potência nominal de 1,5 kW e 3,5 metros de diâmetro, de fabricação da *Bergey WindPower Company*.

Os resultados obtidos com o uso dos Algoritmos Genéticos mostraram que os novos valores dos parâmetros c e k fornecem uma estimativa da energia gerada mais próxima da energia real, que seria gerada por essa máquina se ela fosse instalada nas localidades em estudo.

A análise dos resultados apresentados na Tabela AP.2 mostra que, enquanto o erro cometido no cálculo da energia gerada utilizando-se o método tradicional varia entre 10 e 25%, esse erro se reduz para, no máximo, 6% utilizando-se o método AG.

Tabela AP.1 - Comparação dos resultados obtidos para os parâmetros de Weibull c e k utilizando-se o método tradicional e o método AG.

Estação	Valores Estimados (Método Tradicional)		Valores Estimados (Método AG)	
	c_1 (m/s)	k_1	c_2 (m/s)	k_2
Ajuruteua, verão, 97	8,18	3,97	8,69	4,82
Ajuruteua, outono, 97	7,54	3,67	7,97	3,81
Ajuruteua, inverno, 97	9,37	6,82	9,90	6,87
Ajuruteua, primavera, 97	8,85	6,87	9,25	6,73
Ajuruteua, anual, 97	8,48	4,38	9,17	5,27
Guimarães, verão, 97	5,46	3,24	6,08	4,19
Guimarães, outono, 97	4,84	2,59	5,37	3,04
Guimarães, inverno, 97	6,19	4,24	6,72	4,44
Guimarães, primavera, 97	5,86	3,82	6,39	4,06
Guimarães, anual, 97	5,62	3,23	6,11	3,73
Joanes, outono, 94	5,84	2,77	6,27	2,88
Joanes, inverno, 94	7,61	3,31	7,92	3,48
Joanes, primavera, 94	8,82	3,89	9,12	4,20
Joanes, anual, 94	7,67	3,04	8,42	3,49
Soure, verão, 97	6,48	3,00	6,98	3,41
Soure, outono, 97	5,75	2,57	6,31	2,79
Soure, inverno, 97	8,05	5,39	8,30	6,28
Soure, primavera, 97	8,11	4,99	8,56	5,91
Soure, anual, 97	7,27	3,36	7,91	3,86
Água Fria, verão, 97	6,99	3,25	7,41	3,48
Água Fria, outono, 97	5,98	2,85	6,45	3,18
Água Fria*, primavera, 97	6,97	3,59	7,47	3,86

*Pelo fato de terem sido encontrados erros nos dados referentes aos meses que compõem a estação “inverno”, optou-se por não incluí-los neste trabalho. Por este motivo, as análises sazonal (referente ao inverno) e anual não foram realizadas.

Observou-se, ainda, que com os novos valores de c e k , obtém-se um melhor ajuste para a curva de distribuição de frequência de Weibull como ilustra a Figura AP.3 e Figura AP.4.

Tabela AP.2 - Comparação dos resultados obtidos para o cálculo da energia gerada anual utilizando-se o método tradicional e o método AG.

Estação	Valor Real	Valores Estimados (Método Tradicional)		Valores Estimados (Método AG)	
	E_g (kWh)	E_{g1} (kWh)	Erro ₁ (%)	E_{g2} (kWh)	Erro ₂ (%)
Ajuruteua, verão, 97	1595,39	1384,33	13,23	1629,10	2,11
Ajuruteua, outono, 97	1319,73	1132,06	14,22	1299,14	1,56
Ajuruteua, inverno, 97	2189,45	2002,82	8,52	2198,66	0,42
Ajuruteua, primavera, 97	1996,14	1789,26	10,36	1948,96	2,36
Ajuruteua, anual, 97	7044,60	6172,27	12,38	7461,03	5,91
Guimarães, verão, 97	540,36	397,50	26,44	564,44	4,46
Guimarães, outono, 97	395,34	285,31	27,83	385,48	2,49
Guimarães, inverno, 97	780,34	603,31	22,69	805,00	3,16
Guimarães, primavera, 97	653,31	497,31	23,88	679,30	3,98
Guimarães, anual, 97	2426,32	1820,32	24,98	2383,61	1,76
Joanes, outono, 94	686,95	551,29	19,75	682,94	0,58
Joanes, inverno, 94	1350,12	1151,40	14,72	1269,21	5,99
Joanes, primavera, 94	1804,41	1612,15	10,66	1741,52	3,49
Joanes, anual, 94	5497,69	4729,94	13,97	5862,54	6,64
Soure, verão, 97	935,41	750,50	19,77	918,06	1,85
Soure, outono, 97	696,07	542,15	22,11	705,30	1,33
Soure, inverno, 97	1608,40	1384,54	13,92	1526,23	5,11
Soure, primavera, 97	1631,90	1398,55	14,30	1627,09	0,29
Soure, anual, 97	5084,66	4160,13	18,18	5183,57	1,95
Água Fria, verão, 97	1096,63	922,49	15,88	1077,31	1,76
Água Fria, outono, 97	746,16	590,55	20,85	731,27	2,00
Água Fria*, primavera, 97	1112,54	911,13	18,10	1105,87	0,60

*Pelo fato de terem sido encontrados erros nos dados referentes aos meses que compõem a estação “inverno”, optou-se por não incluí-los neste trabalho. Por este motivo, as análises sazonal (referente ao inverno) e anual não foram realizadas.

A Figura AP.3 retrata uma situação típica em que a velocidade média do vento é alta; verifica-se a superioridade dos resultados obtidos com a utilização da técnica proposta. Na Figura AP.4 pode-se observar que não há grandes diferenças na forma das curvas; entretanto, consultando a linha 11 da Tabela AP.2, pode-se verificar que o erro cometido no cálculo da energia gerada é de 0,58% , enquanto que é de 19,75% com a utilização do método tradicional.

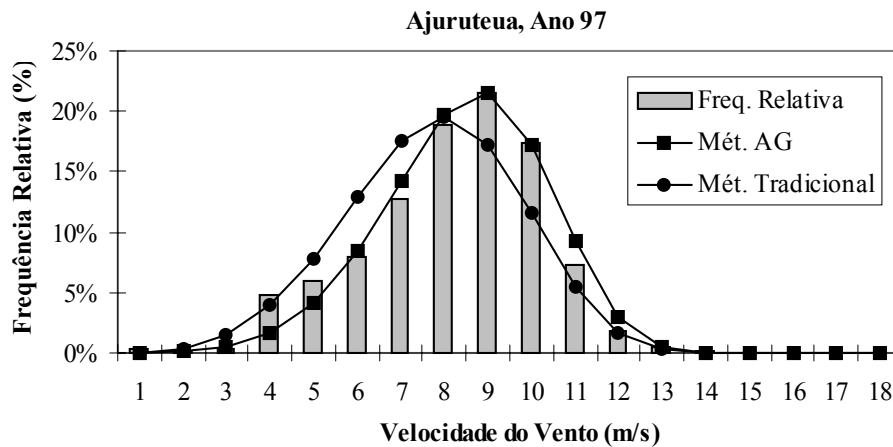


Figura AP.3 - Regime local dos ventos : $V_m = 7,73 \text{ m/s}$; $\sigma = 1,98 \text{ m/s}$; $V^+ = 9,00 \text{ m/s}$;
 $c_1 = 8,48 \text{ m/s}$; $k_1 = 4,38$; $c_2 = 9,17 \text{ m/s}$; $k_2 = 5,27$.

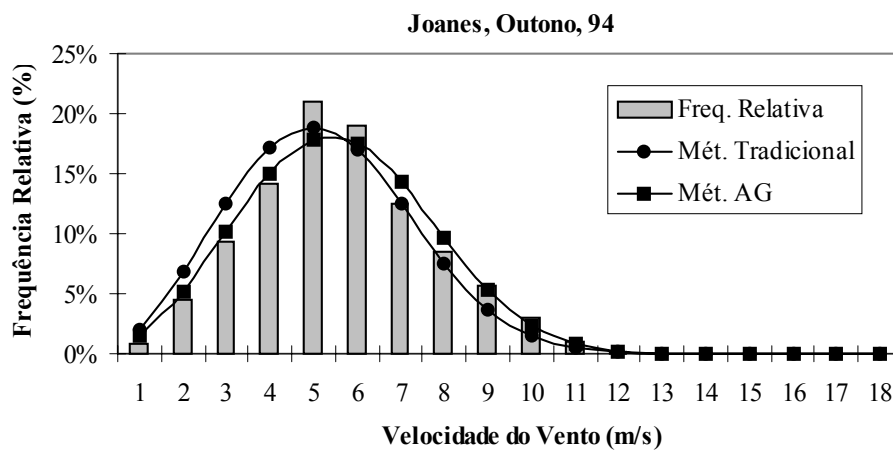


Figura AP.4 - Regime local dos ventos : $V_m = 5,20 \text{ m/s}$; $\sigma = 2,03 \text{ m/s}$; $V^+ = 5,00 \text{ m/s}$;
 $c_1 = 5,84 \text{ m/s}$; $k_1 = 2,77$; $c_2 = 6,27 \text{ m/s}$; $k_2 = 2,88$.

Vale lembrar que a utilização de AGs não garante que o resultado obtido corresponda ao ótimo global (o máximo dos máximos), nem mesmo ao ótimo local. Apenas foi encontrada uma solução que, em média, é melhor do que a solução fornecida com a utilização do método tradicional.

Outra característica dos Algoritmos Genéticos é que eles pertencem à classe dos métodos estocásticos de otimização global. Por esse motivo, o fato de produzirem resultados diferentes para uma mesma aplicação é inerente a sua utilização. Isso não

ocorre com os métodos determinísticos, que dariam o mesmo resultado toda vez que o programa fosse executado.

Vale ressaltar ainda, que este é apenas um primeiro trabalho que visa otimizar os parâmetros de Weibull com a utilização dos AGs. Novos estudos deverão ser realizados com a finalidade de obter-se uma melhor definição para todos os parâmetros relacionados tanto com a função objetivo (α , β , χ , V_e , V_{lim}) quanto com os AGs propriamente ditos (tamanho da população inicial, taxa de recombinação, taxa de mutação, etc.). Além disso, deve-se observar que este estudo contemplou apenas dados coletados na região norte do Brasil. É preciso, portanto, que novos testes sejam realizados com a utilização de dados fornecidos por outras estações anemométricas, de forma a verificar a eficácia do método AG em otimizar os parâmetros de Weibull também para outras regiões do País.

ANEXO 1

Tabela A1 - Escala de Beaufort.

Nº Beaufort	V(km/h)	V(m/s)	Organização Meteorológica Internacional	Efeitos Observados na Terra
0	1	0-0,2	CALM (Calmaria)	Calmaria (vegetação sem movimento); a fumaça sobe verticalmente
1	1-5	0,3-1,5	LIGHT AIR (Ar calmo)	A fumaça se inclina indicando a direção do vento
2	6-11	1,6-3,3	LIGHT BREEZE (Brisa calma)	Sente-se o vento na face; as folhas balançam; o indicador da direção dos ventos começa a se mover (quando existir)
3	12-19	3,4-5,4	GENTLE BREEZE (Brisa branda)	As folhas adquirem movimentos constantes; as bandeiras leves se estendem
4	20-28	5,5-7,9	MODERATE BREEZE (Brisa moderada)	Os galhos pequenos se movem; poeira, folhas e pedaços de papel são levantados
5	29-38	8,0-10,7	FRESH BREEZE (Brisa fresca)	Pequenas árvores começam a balançar
6	39-49	10,8-13,8	STRONG BREEZE (Brisa forte)	Os galhos grandes das árvores se movimentam; os fios assobiam
7	50-61	13,9-17,1	NEAR GALE (Ventania próxima)	Toda a árvore se move; sente-se resistência ao andar contra o vento
8	64-74	17,2-20,7	GALE (Ventania)	Os brotos e galhos pequenos são arrancados das árvores
9	75-88	20,8-24,4	STRONG GALE (Ventania forte)	Pequenos danos estruturais ocorrem; telhas são arrancadas dos telhados
10	89-102	24,5-28,5	STORM (Tempestade)	Ocorre muito raramente; árvores são quebradas e arrancadas; consideráveis danos estruturais