**MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO**
**UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL**
**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA**

# ANÁLISE EXPERIMENTAL E SIMULAÇÃO DE SISTEMAS HÍBRIDOS EÓLICO-FOTOVOLTAICOS

**por**

**FELIPE HERNÁNDEZ GARCÍA**

**Tese de Doutorado**

**Porto Alegre, Janeiro de 2004**

**ANÁLISE EXPERIMENTAL E SIMULAÇÃO**
**DE SISTEMAS HÍBRIDOS EÓLICO-FOTOVOLTAICOS**

**por**

**Felipe Hernández García**
**Mestre em Engenharia**

**Tese submetida ao Corpo Docente do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, PROMEC, da Escola de Engenharia da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, como parte dos requisitos necessários para a obtenção do Título de**

**Doutor em Engenharia**

**Área de concentração: Energia**

**Orientador: Prof. Dr. Arno Krenzinger**
**Co-orientador: Prof. Dr. Jorge Antonio Villar Alé**

**Aprovada por:**

**Prof. Dr. João Tavares Pinho**

**Prof. Dr. Ricardo Rüther**

**Prof. Dr. Adriane Prisco Petry**

**Prof. Dr. Jun Sérgio Ono Fonseca**
**Coordenador do PROMEC**

**Porto Alegre, 27 de Janeiro de 2004**

À Nancy e Felipe,

*meus primeiros Mestres*

# Agradecimentos

Agradeço especialmente a meus orientadores, o Professor Arno e o Professor Alé, por suas valiosas indicações, sugestões e críticas que contribuíram ao desenvolvimento e conclusão deste Trabalho de Doutorado e a meu aperfeiçoamento enquanto pesquisador; assim como pela amizade que me outorgaram.

Ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq), pelo apóio financeiro e ao *Centro de Investigaciones de Energía Solar* (CIES), de Cuba, pela possibilidade dada para realizar estes estúdios.

Aos companheiros do Laboratório de Energia Solar desta Universidade por suas contribuições, em especial ao Engenheiro César Prieb, pelo apóio técnico e pela amizade.

Aos secretários do PROMEC pela colaboração e atenção.

À Heidi, valiosa amiga, sempre companheira, pela presença e compreensão, e pelo encantador filho João que dela ganhei.

À meus “velhos”: Dona Ruth e Seu Jaime, pelo afeto de pais que me concederam e aos irmãos Joel e Juarez que deles herdei.

À família Tavares toda, pela acolhida, pelo carinho, em especial para Dona Rya e para o amigo Antonio.

Aos compatriotas que aqui encontrei, em especial para Julia e Rubén.

Agradeço a Tamara e à família pela paciente espera e pela excelente educação dada a Margarita: *minha princesinha adorada*.

A todos aqueles que de uma forma ou de outra, contribuíram para a realização deste Trabalho.

# Resumo

Sistemas para a geração de eletricidade a partir de fontes renováveis de energia, com um mínimo impacto ambiental, apresentam uma contribuição energética cada vez mais significativa, sendo importante conhecer em detalhe o comportamento dos mesmos.

A radiação solar e o vento podem se mostrar complementares, sendo interessante empregar uma combinação eólica e fotovoltaica em um sistema único. Os sistemas assim constituídos recebem o nome de sistemas híbridos eólico-fotovoltaicos e em algumas aplicações podem mostrar vantagens em relação aos sistemas singelos.

Esta Tese tem por objetivo contribuir com o conhecimento sobre o comportamento de sistemas híbridos eólico-fotovoltaicos de pequeno porte.

Para obter dados experimentais foi montado um protótipo no Laboratório de Energia Solar, constituído de um painel de 420 Wp e de um aerogerador de 400 W de potência nominal, sendo que para o acionamento do aerogerador foi instalado um túnel de vento.

Para a observação do comportamento do sistema híbrido foi também montado um sistema de monitoramento, sendo analisadas na Tese as incertezas associadas às medições realizadas. O sistema de monitoramento forma parte de um sistema mais amplo, que permite também o controle da velocidade do vento no túnel de vento e a ativação automática de um conjunto de cargas resistivas para simular o perfil de consumo.

A Tese discute os modelos matemáticos de todos os componentes do sistema, assim como as principais configurações que podem ser dadas aos sistemas híbridos.

Foram realizadas várias experiências com o sistema híbrido que permitiram a coleta de informações sobre o comportamento dos componentes independentes e como um todo. Essas informações, por sua vez, serviram de base para a validação de modelos matemáticos dos diversos componentes do sistema, que foram integrados em um programa computacional de simulação elaborado como parte desta Tese.

Além dos resultados do funcionamento do sistema híbrido experimental, a Tese mostra os resultados do programa de simulação e faz uma estimativa da aplicação de sistemas híbridos semelhantes em localidades de Rio Grande do Sul, a partir da informação do Atlas Eólico do Estado.

# Abstract

The role of the renewable energy sources to the electricity generation system has becoming more and more significant. The small environmental impact of such sources is an indication that this trend will persist in the next years, so the importance of knowing their behavior in details.

Under certain circumstances solar radiation and wind show complementarities, being interesting to combine wind and a photovoltaic into a unique system. These are called hybrid wind-photovoltaic power systems, and in some applications, can show advantages when compared to single (one source only) systems.

The objective of this Thesis is to provide a contribution to the knowledge on the behavior of small sized hybrid wind-photovoltaic power systems.

To obtain experimental data, a prototype was installed at the Solar Energy Laboratory, constituted by a 420 Wp photovoltaic panel and a 400 W wind turbine. A wind tunnel was also installed to drive the wind turbine.

In order to observe the behavior of the hybrid system, an acquisition system was also set up. All the uncertainties associated to the experiment were also evaluated. The acquisition system is part of a wider system that also controls the wind speed in the tunnel and a variable resistive load simulating the consumption profile.

The Thesis discusses the mathematical models of every component of the system, as well as the main configurations a hybrid system can adopt.

Several tests were performed to collect information on the behavior of the independent components and the system as a whole. This information served as a basis to validate the mathematical models of the different components of the system, which were integrated into a simulation software, written as part of the Thesis.

Besides the performance results of the experimental hybrid system, the Thesis shows the results of the simulation software and forecasts the application of similar hybrid systems in locations at Rio Grande do Sul, based on the information obtained from the Rio Grande do Sul State wind atlas.

# Índice

**1 – Introdução** ..... 1
1.1 – Estado atual do conhecimento e importância do tema ..... 1
1.2 – Definição do problema em estudo ..... 8
1.3 – Objetivos ..... 8
1.4 – Escopo da Tese ..... 9

**2 – Os recursos energéticos solar e eólico** ..... 12
2.1 – A radiação solar ..... 12
2.1.1 – A radiação solar sobre superfícies na camada limite atmosférica ..... 13
2.1.2 – O efeito da inclinação da superfície em relação ao plano horizontal ..... 15
2.2 – A radiação solar na superfície terrestre ..... 18
2.2.1 – A radiação global sobre superfícies inclinadas ..... 20
2.2.1.1 – A irradiação global horária sobre superfícies inclinadas ..... 21
2.2.1.2 – As irradiações globais diária e média mensal sobre superfícies inclinadas ..... 22
2.3 – Aproveitamento da radiação solar para a geração de eletricidade ..... 24
2.4 – A velocidade do vento ..... 25
2.4.1 – Influência do terreno sobre a velocidade do vento ..... 26
2.5 – Aproveitamento da energia eólica para a produção de eletricidade ..... 28
2.6 – Avaliação do potencial energético do vento ..... 28
2.6.1 – Distribuição de Weibull ..... 31

**3 – Funcionamento e modelagem matemática dos geradores fotovoltaicos** ..... 34
3.1 – Princípio de funcionamento das células fotovoltaicas ..... 34
3.1.1 – Células de silício monocristalino ..... 34
3.2 – O módulo fotovoltaico ..... 36
3.2.1 – Influência da radiação solar e da temperatura do módulo sobre seu comportamento ..... 37
3.2.2 – Ponto de máxima potência ..... 38
3.3 – Desenvolvimento da curva característica do módulo fotovoltaico ..... 39
3.3.1 – Comportamento do módulo fotovoltaico em condições diferentes da padrão ..... 41

3.4 – O painel fotovoltaico e seu comportamento com módulos diferentes ..... 42
3.4.1 – Associação série ..... 43
3.4.2 – Associação paralela ..... 45
3.5 – Proteção dos módulos fotovoltaicos através de diodos ..... 47
3.6 – Fatores que influenciam na eficiência da célula solar e do módulo fotovoltaico .. 49

**4 – Funcionamento e modelagem matemática do gerador eólico** ..... 51
4.1 – Princípio de funcionamento dos aerogeradores ..... 51
4.1.1 – Princípio de funcionamento de um gerador elétrico ..... 52
4.1.2 – Potência fornecida por um sinal senoidal a uma carga resistiva ..... 54
4.2 – Efeito da retificação na potência fornecida por um sinal senoidal ..... 55
4.3 – Curva característica do aerogerador (sistema turbina eólica – gerador elétrico) ... 58
4.4 – Modelagem matemática do aerogerador ..... 60
4.5 – Arranjo de aerogeradores ..... 63

**5 – Sistemas híbridos solar-eólicos para a geração de eletricidade. Componentes e dimensionamento** ..... 64
5.1 – Sistemas híbridos eólico-fotovoltaicos ..... 64
5.2 – Componentes dos sistemas híbridos ..... 65
5.2.1 – Gerador fotovoltaico ..... 65
5.2.2 – Gerador eólico ..... 65
5.2.3 – Conversores de potência ..... 66
5.2.4 – Conversor rotativo ..... 66
5.2.5 – Sistema de distribuição ..... 66
5.2.6 – Cargas elétricas ..... 67
5.2.7 – Motor diesel independente ..... 67
5.2.8 – Sistema de armazenamento de energia ..... 68
5.2.8.1 – Conceitos básicos relacionados com as baterias de chumbo-ácido ..... 68
5.2.8.2 – Modelos para a célula básica da bateria de chumbo-ácido ..... 71
5.2.9 – Controladores de carga ..... 74
5.2.10 – Geradores diesel de corrente alternada ..... 75
5.3 – Exemplos de sistemas híbridos ..... 78
5.4 – Configurações dos sistemas híbridos ..... 78

5.5 – Dimensionamento de sistemas híbridos eólico-fotovoltaicos ..... 82

**6 – Sistema híbrido eólico-fotovoltaico experimental** ..... 86
6.1 – Características gerais ..... 86
6.2 – Características dos geradores do sistema híbrido ..... 87
6.2.1 – Aerogerador ..... 87
6.2.2 – Painel fotovoltaico ..... 90
6.2.2.1 – Caracterização térmica dos módulos do painel fotovoltaico ..... 92
6.3 – Características do banco de baterias ..... 97
6.4 – Características dos controladores de carga ..... 98
6.5 – Características dos elementos de consumo (cargas elétricas) ..... 101
6.6 – Túnel de vento ..... 102
6.6.1 – Determinação da velocidade média do vento na saída do túnel ..... 103
6.6.2 – O sistema de regulação da velocidade do vento do túnel ..... 106
6.6.3 – Influência da velocidade e direção do vento do local sobre a velocidade do vento do túnel ..... 108
6.6.4 – Estabilidade da velocidade do vento no túnel de vento ..... 109

**7 – Sistema de monitoramento e controle. Análise dos erros associados** ..... 113
7.1 – Características gerais ..... 113
7.2 – Sensores utilizados no sistema híbrido experimental e análise de incertezas na determinação dos valores das variáveis ..... 115
7.2.1 – Medição de radiação solar ..... 116
7.2.2 – Medição de temperaturas ..... 117
7.2.3 – Medição das correntes do sistema híbrido experimental ..... 120
7.2.4 – Medição de tensão dos módulos, do banco de baterias e do aerogerador 122
7.2.4.1 – Incertezas na determinação das potências dos módulos e do painel fotovoltaico ..... 123
7.2.4.2 – Incertezas na determinação da potência do aerogerador ..... 123
7.2.5 – Medição de velocidade e direção do vento local ..... 127
7.2.5.1 – Medição da direção do vento local ..... 128
7.2.6 – Medição da rotação da turbina eólica ..... 130
7.2.7 – Programa computacional para o monitoramento e controle do sistema híbrido experimental ..... 131

**8 – Análise do comportamento do sistema híbrido eólico-fotovoltaico** ..... 135
8.1 – Generalidades ..... 135
8.2 – Comportamento do aerogerador ..... 136
8.2.1 – Simulação do comportamento do aerogerador ..... 140
8.3 – Comportamento do painel e dos módulos fotovoltaicos ..... 141
8.3.1 – Influência da radiação solar e da temperatura das células sobre o comportamento do painel e dos módulos fotovoltaicos ..... 145
8.3.2 – Simulação do comportamento dos módulos e do painel fotovoltaico ..... 147
8.4 – Simulação da tensão do banco de baterias ..... 149
8.5 – Análise do comportamento do sistema híbrido experimental durante um período de 2 dias ..... 152
8.6 – Produção energética do sistema híbrido experimental durante um mês de funcionamento ..... 154
8.6.1 – Simulação do comportamento do sistema híbrido experimental durante o mês de funcionamento ..... 155
8.6.1.1 – Simulação do comportamento do sistema híbrido experimental para várias condições da temperatura das células solares e do estado de carga das baterias ..... 157
8.7 – Simulação de sistemas híbridos eólico-fotovoltaicos para diversas condições de recursos energéticos e perfis de carga ..... 158
8.7.1 – Características gerais do programa PVWIND ..... 160
8.7.2 – Dimensionado do painel fotovoltaico, do banco de baterias e do gerador eólico ..... 160
8.7.3 – Definição do perfil de consumo ..... 162
8.7.4 – Caracterização local e entrada de dados relacionados com os recursos energéticos ..... 163
8.7.5 – Correção da radiação solar para o plano inclinado e da velocidade do vento para a altura do aerogerador ..... 163
8.7.6 – Simulação ..... 164
8.7.7 – Apresentação dos resultados e armazenamento ..... 166
8.7.8 – Manipulação de arquivos de configurações de sistemas híbridos ..... 166
8.8 – Caracterização do potencial eólico do túnel de vento durante o período de avaliação do sistema híbrido experimental ..... 167

8.9 – Possibilidades de exploração de sistemas híbridos semelhantes ao experimental no Estado do Rio Grande do Sul ..... 168

9 – **Conclusões** ..... 171

**Referências Bibliográficas** ..... 175

**Publicações realizadas durante o desenvolvimento da Tese** ..... 185

# Lista de símbolos

*a:* Expoente da lei de potência ..... [-]

*A:* Área da seção exposta ao vento ..... [m²]

$a_a$: Produto da relação entre a eficiência do rotor do arranjo de geradores eólicos e sua área ..... [m²]

$A_a$: Área do rotor do aerogerador ou do arranjo de aerogeradores ..... [m²]

A$h_c$: Ampères-hora fornecidos pela bateria em um período de tempo ..... [Ah]

$Ah_g$: Ampères-hora aceitos pela bateria em um período de tempo ..... [Ah]

$A_H$: Área média (horizontal) do elemento do terreno ..... [m²]

$A_{\text{mod}}$: Área do módulo fotovoltaico ..... [m²]

$a_p$: Produto da relação entre a eficiência do painel e sua área ..... [m²]

$A_p$: Área do painel fotovoltaico ..... [m²]

*B*: Densidade de fluxo magnético do campo ..... [T]

*c*: Fator de escala da função de densidade de probabilidade de Weibull ..... [m/s]

*C*: Capacidade da bateria ..... [Ah]

$C_{10}$ : Capacidade da bateria no regime de 10 horas ..... [Ah]

CA: Corrente alternada .....

CC: Corrente contínua .....

CDA: Conversor digital analógico .....

$c_G$: Coeficiente obtido experimentalmente, relacionado com a radiação solar ..... [ºCm²/W]

$c_p$: Coeficiente de potência da turbina eólica ..... [-]

$c_{Tamb}$: Coeficiente obtido experimentalmente, relacionado com a temperatura ambiente ..... [$^oC^{-1}$]

$c_v$: Coeficiente obtido experimentalmente, relacionado com a velocidade do vento ..... [s/m]

*d*: Direção do vento ..... [-]

$d_n$: Dia do ano ..... [-]

*e*: Carga do elétron ..... [C]

$E_a$: Energia fornecida pelo aerogerador ou sistema eólico ..... [Wh]

EAG: Energia anual gerada ..... [Wh]

$EAG_A$: Energia anual gerada por unidade de área do rotor do aerogerador ..... [Wh]

$E_c$: Demanda ..... [Wh]

EC: Estado de carga da bateria ..... [-]

$E_d$: Energia correspondente a um gerador baseado em combustíveis tradicionais ..... [Wh]

$E_e$: Energia eólica ..... [Wh/m²]

$E_f$: Energia dos fótons ..... [J]

EM: Erro médio ..... [V]

EOT: Equação do tempo ..... [min]

$E_p$: Energia fornecida pelo sistema fotovoltaico ..... [Wh]

EQM: Erro médio quadrático ..... [V]

$E_s$: Energia solar ..... [Wh/m²]

$F$: Consumo de combustível diesel ..... [l/h]

$F_1$, $F_2$, $F_{11}$, $F_{12}$, $F_{13}$, $F_{21}$, $F_{22}$, $F_{23}$: Coeficientes do modelo de Pérez ..... [-]

$F_{cc}$: Fator de correção da curva do módulo fotovoltaico ..... [-]

$f_f$: Freqüência dos fótons ..... [Hz]

FF: Fator de forma do módulo fotovoltaico ..... [-]

$F_i$: Taxa de consumo do combustível diesel ..... [l/kWh]

$F_o$: Consumo de combustível diesel do gerador sem carga ..... [l/h]

$f(V_v)$: Probabilidade de ocorrência da velocidade do vento $V_v$ (Weibull) ..... [-]

$G$: Irradiância global ..... [W/m²]

$G_b$: Irradiância direta ..... [W/m²]

$G_{bn}$: Irradiância direta normal ..... [W/m²]

$G_d$: Irradiância difusa ..... [W/m²]

$G_o$,: Irradiância extraterrestre sobre a superfície horizontal ..... [W/m²]

$G_{on}$: Irradiância extraterrestre normal à superfície ..... [W/m²]

$G_{oT}$: Irradiância extraterrestre sobre a superfície inclinada ..... [W/m²]

$G_{sc}$: Constante solar ..... [W/m²]

$G_T$: Irradiação global no plano inclinado ..... [W/m²]

$h$: Altura exposta ao vento pelos elementos do terreno ..... [m]

$h$: Constante de Planck ..... [J s]

$H$: Irradiação global diária ..... [Wh/m²]

$\overline{H}$ : Irradiação global diária em média mensal ..... [Wh/m²]

$H_d$: Irradiação difusa diária ..... [Wh/m²]

$\overline{H}_d$ : Irradiação difusa diária em média mensal ..... [Wh/m²]

$H_{dT}$: Irradiação difusa diária na superfície inclinada ..... [Wh/m²]

$H_o$: Irradiação extraterrestre diária ..... [Wh/m²]

$\overline{H}_o$ : Irradiação extraterrestre diária em média mensal ..... [Wh/m²]

$H_{oT}$: Irradiação extraterrestre do dia na superfície inclinada ..... [Wh/m²]

$H_{rT}$: Irradiação global refletida diária, na superfície inclinada ..... [Wh/m²]

$i$: Corrente instantânea ..... [A]

$I$: Irradiação global horária ..... [Wh/m²]

$I_0$: Corrente reversa de saturação ..... [A]

$I_{10}$: Corrente da bateria no regime de 10 h ..... [A]

$i_a$: Corrente instantânea do aerogerador ..... [A]

$I_a$: Corrente do aerogerador ..... [A]

$I_{ass}$: Corrente da associação de células solares e módulos fotovoltaicos ..... [A]

$I_b$: Corrente da bateria ..... [A]

$I_b$: Irradiação direta horária ..... [Wh/m²]

$I_{bn}$: Irradiação direta normal horária ..... [Wh/m²]

$I_{bT}$: Irradiação direta horária na superfície inclinada ..... [Wh/m²]

$I_c$: Corrente da célula solar ..... [A]

$I_d$: Irradiação difusa horária ..... [Wh/m²]

$I_{dT}$: Irradiação difusa horária na superfície inclinada ..... [Wh/m²]

$I_f$: Corrente fotogerada ..... [A]

$I_m$: Corrente de máxima potência do módulo fotovoltaico ..... [A]

$I_{\mathrm{mod}}$: Corrente do módulo fotovoltaico ..... [A]

$I_o$: Irradiação extraterrestre horária ..... [Wh/m²]

$I_{on}$: Irradiação normal extraterrestre horária ..... [Wh/m²]

$I_{oT}$: Irradiação extraterrestre horária na superfície inclinada ..... [Wh/m²]

$I_p$: Corrente do painel fotovoltaico ..... [A]

$I_{rmsv}$: Valor *rms* verdadeiro da corrente ..... [A]

$I_{rT}$: Irradiação refletida horária na superfície inclinada ..... [Wh/m²]

$I_{sc}$: Corrente de curto-circuito da célula solar ou do módulo fotovoltaico ..... [A]

$I_{sh}$: Corrente através do *shunt* ..... [A]

$I_T$,: Irradiação horária na superfície inclinada ..... [Wh/m²]

$k$: Constante de Boltzman ..... [J/K]

$k$: Fator de forma da função de densidade de probabilidade de Weibull ..... [-]

$k_e$: Fator padrão de energia ..... [-]

$k_T$: Índice de transparência horário ..... [-]

$K_T$: Índice de transparência diário ..... [-]

$\overline{K}_T$: Índice de transparência diário médio mensal ..... [-]

$L$: Longitude geográfica ..... [º]

$l_c$: Longitude do condutor ..... [m]

$L_{obs}$: Meridiano local ..... [º]

$L_{std}$: Meridiano no qual a hora local está baseada ..... [º]

$m$: Fator de idealidade do diodo ..... [-]

$m_a$: Massa de ar ..... [-]

$n$: Rotação do ventilador do túnel de vento ..... [rpm]

$n_a$: Rotação da turbina eólica ..... [rpm]

$n_{max}$: Rotação máxima do ventilador do túnel de vento ..... [rpm]

$NOCT$: Temperatura normal de operação das células ..... [ºC]

$N_p$: Número de células em paralelo ..... [-]

$N_s$: Número de células em série ..... [-]

$p$: Potência elétrica instantânea ..... [W]

$P$: Demanda aparente (para o gerador diesel) ..... [W]

$P$: Potência elétrica ..... [W]

$\overline{P}$ : Potência elétrica média ..... [W]

$P_a$ : Potência do aerogerador ..... [W]

$P_c$: Potência consumida ..... [W]

PD: Profundidade de descarga da bateria ..... [-]

$P_m$: Potência máxima do módulo fotovoltaico ..... [W]

$P_n$: Potência nominal do aerogerador (e do gerador diesel) ..... [W]

$P_p$: Potência do painel fotovoltaico ..... [W]

$P_v$: Potência do vento para a velocidade $V_v$ ..... [W]

$Q$: Carga consumida durante um determinado período de tempo ..... [Ah]

$Q_t$: Vazão de ar no túnel de vento ..... [m³/s]

$r$: Constante de proporcionalidade ..... [$V^{-1}$]

$R$: Resistência elétrica ..... [Ω]

$r_b$: Coeficiente geométrico para a radiação global horária ..... [-]

$R_b$: Coeficiente geométrico para a radiação direta ..... [-]

$R_c$: Resistência do condutor elétrico ..... [Ω]

$R_d$: Resistência até o terminal móvel do potenciômetro do sensor de direção do vento [Ω]

$R_i$ : Resistência interna da bateria ..... [Ω]

$R_n$: Resistência nominal do potenciômetro do sensor de direção do vento ..... [Ω]

$R_p$ : Resistência paralela da célula solar e do módulo fotovoltaico ..... [Ω]

$R_s$ : Resistência série da célula solar e do módulo fotovoltaico ..... [Ω]

$R_{sh}$: Resistência do *shunt* ..... [Ω]

$R_x$: Resistência auxiliar no circuito de medição da direção do vento ..... [Ω]

$R_1$, $R_2$, $R_3$, $R_4$: Resistências térmicas relacionadas à medição de temperaturas ..... [ºCm²/W]

$S$: Seção exposta ao vento pelos elementos do terreno ..... [m²]

$S_t$: Seção transversal do túnel de vento ..... [m²]

$t$: Hora oficial ..... [h]

$T$: Período ..... [h]

$t_s$: Hora solar ..... [h]

$T_a$: Temperatura do aerogerador ..... [ºC]

$T_{amb}$: Temperatura ambiente ..... [ºC]

$T_c$: Temperatura absoluta da célula solar ..... [K]

$T_m$: Temperatura do módulo ..... [ºC]

$u$ : Velocidade relativa entre o condutor e o campo magnético ..... [m/s]

$U_a$: Tensão analógica de controle do inversor de freqüências ..... [V]

UAD: Unidade de aquisição de dados .....

$U_{amax}$: Valor máximo para $U_a$ ..... [V]

$U_m$: Tensão máxima do sinal senoidal ..... [V]

$v$: Tensão instantânea ..... [V]

$\overline{V}$ : Tensão média de um sinal ..... [V]

$v_a$: Tensão instantânea do aerogerador ..... [V]

$V_a$: Tensão do aerogerador ..... [V]

$V_{ass}$: Tensão da associação de células solares e módulos fotovoltaicos ..... [V]

$V_b$: Tensão da bateria ..... [V]

$V_c$: Tensão da célula solar ..... [V]

$V_{cb}$: Tensão da bateria durante a carga ..... [V]

$V_{cc}$: Tensão contínua estabilizada ..... [V]

$V_{cc}$: Valor da componente contínua de um sinal ..... [V]

VC: Valores calculados (simulados) ..... [V]

$V_d$: Tensão no terminal móvel do sensor de direção do vento ..... [V]

$V_{db}$: Tensão da bateria durante a descarga ..... [V]

$V_{ef}$ *:* Valor eficaz ou *rms* da tensão ..... [V]

$V_m$: Tensão de máxima potência do módulo fotovoltaico ..... [V]

$V_{max}$: Máxima velocidade média do vento no túnel de vento ..... [m/s]

$V_{mc}$: Tensão da bateria de reconexão dos geradores ..... [V]

$V_{md}$: Tensão da bateria na qual é interrompido o fornecimento de corrente ..... [V]

$V_{\mathrm{mod}}$: Tensão do módulo fotovoltaico ..... [V]

VM: Valores medidos ..... [V]

$V_{Mc}$: Tensão da bateria na qual é interrompido o carregamento ..... [V]

$V_{Md}$: Tensão de reconexão dos elementos de consumo ..... [V]

$V_{oc}$: Tensão de circuito aberto do módulo fotovoltaico ..... [V]

$V_p$: Tensão do painel fotovoltaico ..... [V]

$V_{rms}$: Valor médio quadrático da tensão (*rms)* ..... [V]

$V_{rmsv}$: Valor *rms* verdadeiro da tensão ..... [V]

$V_{sh}$: Queda de tensão no *shunt* ..... [V]

$V_t$: Tensão térmica da célula solar ..... [V]

$V_v$: Velocidade do vento ..... [m/s]

$V_{v0}$: Velocidade do vento de início de geração ..... [m/s]

$V_{vn}$: Velocidade do vento nominal do aerogerador ..... [m/s]

$V_{vs}$: Velocidade do vento de saída do aerogerador ..... [m/s]

$\overline{V_{vt}}$ : Velocidade média do vento no túnel de vento ..... [m/s]

$z_0$: Comprimento de rugosidade ..... [m]

*Z:* Altura ..... [m]

$\alpha$: Altura solar ..... [º]

$\alpha$: Coeficiente térmico relacionado à corrente de curto-circuito ..... [A/ºC]

$\beta$: Ângulo de inclinação ..... [º]

$\beta$: Coeficiente térmico relacionado à tensão de circuito aberto ..... [mV/ºC]

$\delta$: Declinação ..... [º]

$\varepsilon_o$: Fator de correção da excentricidade da órbita da Terra ..... [-]

$\phi$: Latitude ..... [º]

$\Gamma$: Ângulo diário ..... [º]

$\Gamma$: Função Gamma ..... [-]

$\eta_a$: Eficiência do rotor do arranjo de geradores eólicos ..... [-]

$\eta_c$: Eficiência faradaica de carga ..... [-]

$\eta_g$: Eficiência total do aerogerador ..... [-]

$\eta_{\mathrm{mod}}$: eficiência do módulo fotovoltaico ..... [-]

$\eta_p$: Eficiência do painel fotovoltaico ..... [-]

$\theta$: Ângulo de incidência ..... [º]

$\theta_z$: Ângulo de zênite ..... [º]

$\rho$: Albedo ..... [-]

$\rho$: Massa específica do ar ..... [kg/m³]

$\sigma$: Desvio padrão ..... [m/s]

$\omega$: Ângulo horário ..... [º]

$\omega$: Freqüência angular ..... [rad/s]

$\omega_{Ia}$: Incerteza na determinação da corrente do aerogerador ..... [A]

$\omega_{Irmsv}$: Incerteza da determinação da corrente *rms* ..... [A]

$\omega_{Ish}$: Incerteza na determinação da corrente no *shunt* ..... [A]

$\omega_{Pa}$: Incerteza na determinação da potência do aerogerador ..... [W]

$\omega_{Pp}$: Incerteza na determinação da potência do painel fotovoltaico ..... [W]

$\omega_{Rd}$: Incertezas da leitura do valor de $R_d$ ..... [Ω]

$\omega_{Rn}$: Incertezas da leitura do valor de $R_n$ ..... [Ω]

$\omega_{Rsh}$: Incerteza do *shunt* ..... [Ω]

$\omega_s$: Ângulo de pôr-do-sol ..... [º]

$\omega_s^{'}$ : Ângulo de pôr-do-sol teórico da superfície inclinada ..... [º]

$\widetilde{\omega}_s$ : Ângulo de pôr-do-sol real da superfície inclinada ..... [º]

$\omega_{Va}$: Incerteza na leitura da tensão do aerogerador ..... [V]

$\omega_{Vcc}$: Incertezas da leitura do valor de $V_{cc}$ ..... [V]

$\omega_{Vd}$: Incerteza na leitura da tensão indicativa da direção do vento ..... [V]

$\omega_{Vp}$: Incerteza na leitura da tensão do painel fotovoltaico ..... [V]

$\omega_{Vrmsv}$: Incerteza da medição da tensão *rms* ..... [V]

$\omega_{Vsh}$: Incerteza da medição da tensão no *shunt* ..... [V]

$\omega_{Vv}$: Incerteza da medição da velocidade do vento local ..... [V]

$\Delta T$: Diferença de temperatura ..... [ºC]

$\Delta V_{ass}$: Variação da tensão da associação ..... [V]

# Lista de figuras


Figura Página

2.1 – Energia extraterrestre diária em superfícies horizontais ..... 15

2.2 – Demonstração do efeito da inclinação da superfície de captação ..... 16

2.3 – Energia extraterrestre diária em superfícies com diferentes ângulos de inclinação ..... 17

2.4 – Irradiação global média mensal recebida em Caxambu ($\phi$ = 21,05º S) sobre superfícies com diferentes ângulos de inclinação ..... 24

2.5 – Circulação global dos ventos ..... 25

2.6 – Perfil de velocidades do vento para uma velocidade média de 10 m/s a 50 m ..... 28

2.7 – Distribuição de probabilidade de ocorrência de velocidades: real e estimada ..... 34

3.1 – Circuito equivalente simplificado da célula solar..... 35

3.2 – Circuito equivalente da célula solar ..... 36

3.3 – Comportamento do módulo fotovoltaico de silício monocristalino para diferentes condições de radiação solar e temperatura das células ..... 39

3.4 – Comportamento da potência de um módulo fotovoltaico ..... 39

3.5 – Curvas características de módulos fotovoltaicos e de suas associações série ..... 43

3.6 – Curvas características de módulos fotovoltaicos e de suas associações paralelas ..... 46

3.7 – Conexão de diodos de *bypass* nos módulos fotovoltaicos ..... 48

3.8 – Curvas características de módulos e sua associação série, com e sem diodos *bypass* .. 49

3.9 – Curvas características de módulos e sua associação paralela, com e sem diodos *bypass* e de bloqueio ..... 49

4.1 – Componentes principais de um aerogerador ..... 51

4.2 – a) Posições instantâneas de uma espira durante a rotação a velocidade constante. b) *fem* induzida no lado “ab” nas posições respectivas ..... 53

4.3 – Formas de ondas retificadas a) meia onda b) onda completa ..... 56

4.4 – a) Curva característica do gerador elétrico para diferentes rotações e curvas características da turbina eólica em diferentes velocidades do vento. b) Potência do sistema gerador elétrico – turbina eólica, em função da velocidade do vento ..... 58

4.5 – Curvas características de aerogeradores com e sem regulação do passo das pás ..... 60

4.6 – a) Curva característica real e simulada de um aerogerador. b) Eficiência de conversão do aerogerador ..... 62

5.1 – Variações da tensão de uma bateria durante os processos de a) descarga b) carga ..... 70
5.2 – Estado de carga e tensão de circuito aberto de uma bateria ..... 70
5.3 – Representação da histerese dos controladores de carga. a) da carga b) da descarga .... 76
5.4 – Potência de saída típica de um gerador diesel como função da carga ..... 77
5.5 – Configuração híbrida de um barramento de CC ..... 80
5.6 – Configuração híbrida de dois barramentos para o atendimento de cargas em CC e CA ..... 81
5.7 – Configuração híbrida de dois barramentos, com equipamentos operando em paralelo nos barramento de CC e de CA ..... 82
5.8 – Configuração híbrida de dois barramentos, com equipamentos operando em paralelo nos barramentos de CC e de CA, com o retificador em série com o aerogerador de CA ..... 82
5.9 – Configuração híbrida de três barramentos ..... 83
5.10 – Balanços energéticos sazonais para um sistema híbrido ..... 85

6.1 – Disposição dos geradores do sistema híbrido experimental ..... 87
6.2 – Potência do aerogerador durante 8 horas de funcionamento ..... 89
6.3 – Dependência da potência do aerogerador com a tensão do sistema ..... 89
6.4 – a) Bancada refrigerada para a caracterização dos módulos fotovoltaicos em condições padrão. b) Curva característica de um dos módulos fotovoltaicos do sistema híbrido experimental ..... 91
6.5 – Associação dos módulos fotovoltaicos no sistema híbrido experimental ..... 92
6.6 – Termômetro infravermelho modelo Raynger®ST™ ..... 94
6.7 – Distribuição de temperaturas nas células do módulo 2 (36 células, 9 x 4) ..... 94
6.8 – Comportamento de algumas das variáveis relacionadas com a caracterização térmica do módulo 2 ..... 95
6.9 – Curvas características para diferentes temperaturas das células ..... 96
6.10 – Configuração do banco de baterias ..... 98
6.11 – Esquema eletrônico do controlador de carga ..... 100
6.12 – Elemento básico da interface para a reprodução de perfis de carga ..... 101
6.13 - Túnel de vento para o sistema híbrido experimental ..... 102

6.14 – a) Demarcação da saída do túnel para a determinação da velocidade média do vento. b) Anemômetro ..... 103
6.15 – Distribuição de velocidades do vento na saída do túnel para duas rotações do ventilador: a)- 655 rpm, b)- 950 rmp ..... 104
6.16 – Relação entre a velocidade média do vento no túnel e a rotação do ventilador ..... 105
6.17 – Inversor de freqüências ..... 106
6.18 – Diagrama em blocos relacionado à regulação de freqüência ..... 107
6.19 – Croqui da orientação do túnel de vento ..... 109
6.20 – Túnel de vento com anteparos para minimizar o efeito da velocidade do vento local sobre a velocidade do vento incidente na turbina eólica ..... 109
6.21 – Velocidades do vento ($V_v$) em duas seções da saída do túnel de vento para uma rotação do ventilador de 950 rpm ..... 110
6.22 – Comportamento da corrente e da rotação do aerogerador para rotações constantes do ventilador do túnel de vento e velocidade do vento local de 0 m/s ..... 111
6.23 – Influência da velocidade do vento local sobre o comportamento do aerogerador para uma rotação do ventilador de 950 rpm a) para direções entre o Leste e o Sudeste e entre o Oeste e o Sudoeste e b) para direções próximas do Sul ..... 112
6.24 – Influência da velocidade do vento local sobre o comportamento do aerogerador para direções próximas do Norte, para uma rotação do ventilador de 950 rpm ..... 112

7.1 – Equipamentos do sistema de monitoramento ..... 113
7.2 – Unidade de aquisição de dados com um dos seus cartões ..... 114
7.3 – Resultados durante a calibração do piranômetro CM11 ..... 117
7.4 – Dispositivos empregados para a calibração dos sensores de temperatura ..... 118
7.5 – Resultados da caracterização dos sensores de temperatura ..... 119
7.6 – Circuito equivalente da transferência de calor ..... 120
7.7 – Painel de conexões elétricas e *shunts* ..... 121
7.8 – a) Tensão trifásica com retificação de meia onda. b) Sistema aerogerador mais bateria ..... 124
7.9 – Sensor de conchas para anemômetro ..... 127
7.10 – Sensor de direção do vento ..... 128
7.11 – Diagrama elétrico representativo da medição da direção do vento ..... 129
7.12 – a) Turbina eólica com imãs b) Sensor magnético (*reed-switch*) ..... 130
7.13 – Diagrama elétrico representativo da medição da rotação da turbina eólica ..... 131

7.14 – Tela principal do programa MoniHib ..... 132
7.15 – Tela para a seleção das variáveis a monitorar e do período de monitoramento ..... 133

8.1 – Comportamento da corrente fornecida pelo aerogerador ..... 136
8.2 – Bancada experimental para testes no alternador ..... 137
8.3 – Influência da temperatura do aerogerador sobre a potência produzida durante os testes de bancada ..... 138
8.4 – Comportamento da temperatura do aerogerador ..... 139
8.5 – Comportamento da potência do aerogerador do sistema híbrido experimental, real e simulado ..... 140
8.6 – Associações dos módulos fotovoltaicos no painel ..... 141
8.7 – Curvas características dos módulos fotovoltaicos e suas associações paralelas correspondentes em condições padrão ..... 142
8.8 – Curvas características das associações de módulos nas condições padrão ..... 144
8.9 – Curvas características das associações de módulos para condições reais de operação 145
8.10 – a) Tensões e b) correntes do painel e dos módulos fotovoltaicos durante um dia de funcionamento ..... 146
8.11 – Comportamento da temperatura do módulo 2 durante dois dias: real e simulada ..... 149
8.12 – Simulação da corrente do painel fotovoltaico considerando a polarização devida à tensão do banco de baterias, empregando a temperatura determinada através da Eq.8.3 ..... 150
8.13 – Fluxograma da determinação da corrente do painel fotovoltaico ..... 150
8.14 – Simulação da tensão do banco de baterias do sistema híbrido experimental ..... 151
8.15 – Comportamento experimental do sistema híbrido no dia “a” ..... 153
8.16 – Comportamento experimental do sistema híbrido no dia “b” ..... 153
8.17 – Tela principal do programa de simulação PVWIND ..... 159
8.18 – Formulário para a definição dos parâmetros dos módulos fotovoltaicos ..... 161
8.19 – Formulário para a seleção/atualização do aerogerador ..... 162
8.20 – a) Janela da seleção do aparelho e (b) formulário do perfil de consumo diário ..... 163
8.21 – Fluxograma do princípio de simulação do programa PVWIND ..... 165
8.22– Janela de resultados gráficos do programa PVWIND ..... 166
8.23 – Velocidade média anual do vento para o Estado do Rio Grande do Sul ..... 169
8.24 – Fator de forma para o para o Estado do Rio Grande do Sul ..... 170

# Lista de tabelas


Tabela Página

2.1 – Albedo de algumas superfícies ..... 20
2.2 – Coeficientes do modelo de Pérez ..... 22
2.3 – Ventos dominantes devido à movimentação global ..... 26
2.4 – Comprimentos de rugosidade para várias superfícies ..... 27
2.5 – Densidade de potência de uma série de velocidades do vento ..... 30

3.1 – Condições padrão para a definição do comportamento de um módulo fotovoltaico .... 40
3.2 – Condições normais de operação de um módulo fotovoltaico ..... 42

4.1 – Valores médios e eficazes de sinais senoidais retificados ..... 57

5.1 – Exemplos de sistemas híbridos no mundo ..... 79

6.1 – Características do aerogerador ..... 87
6.2 – Diferenças relativas entre a potência nominal dada pelo fabricante (400 W) e a possível de se obter a 12,5 m/s ..... 90
6.3 – Características elétricas dos módulos fotovoltaicos utilizados ..... 92
6.4 – Potência máxima considerando diferentes temperaturas na associação de células ..... 97
6.5 – Níveis de tensão do controlador de carga ..... 99

7.1 – Variáveis consideradas no sistema híbrido experimental ..... 115
7.2 – Exatidão da unidade de aquisição de dados segundo o tipo de medição ..... 116
7.3 – Principais características do piranômetro CM11 ..... 116
7.4 – Resistências consideradas para a determinação do erro na estimação da temperatura do aerogerador e das células fotovoltaicas ..... 121
7.5 – Características elétricas dos *shunts* empregados no sistema ..... 122
7.6 – Incertezas associadas às máximas correntes do sistema híbrido ..... 122
7.7 – Características do sensor de conchas ..... 128
7.8 – Características elétricas do sensor de direção do vento ..... 128
7.9 – Setores de direção do vento considerados ..... 130
7.10 – Níveis de tensão experimentais para o controlador de carga ..... 132

8.1 – Características dos pontos de máxima potência dos módulos fotovoltaicos e suas associações paralelas, em condições padrão ..... 143
8.2 – Balanço de energia diária para os dias representados nas Figs.8.15 e 8.16 ..... 154
8.3 – Energia diária em média mensal relacionada com os componentes do sistema híbrido experimental ..... 155
8.4 – Energia diária em média mensal dos geradores obtida através da simulação, com consumo igual ao empregado durante o funcionamento do sistema híbrido experimental e estado inicial de carga do banco de baterias estimado segundo a relação linear da Fig.5.2 ..... 156
8.5 – Efeito da carga inicial do banco de baterias sobre a energia estimada ..... 157
8.6 – Efeito da temperatura das células solares sobre a energia estimada ..... 158
8.7 – Parâmetros estatísticos e energéticos do vento do sistema híbrido experimental ..... 167
8.8 – Características do vento do túnel de vento durante um período de 30 dias ..... 168
8.9 – Parâmetros da função de distribuição de Weibull para o vento do túnel de vento e indicadores energéticos determinados a partir destes parâmetros ..... 168
8.10 – Perfil de velocidades do vento para uma velocidade média de 7 m/s a 50 m de altura ..... 169

# 1. Introdução

Este capítulo apresenta uma rápida visão do estado atual do conhecimento sobre sistemas híbridos eólico-fotovoltaicos para introduzir o tema da Tese, sendo que os objetivos da mesma estão explicitados na seção 1.3.

## 1.1 – Estado atual do conhecimento e importância do tema

A principal causa dos impactos ambientais que se verificam hoje em dia está relacionada ao uso indiscriminado dos combustíveis fósseis. Independentemente do grau de desenvolvimento do país, o uso desses combustíveis, seja para a geração de energia elétrica, produção de calor ou força mecânica, ainda é dominante na matriz energética da maioria das nações.

A energia solar e a energia eólica são reconhecidas fontes de energias renováveis, inextinguíveis, limpas, com mínimo impacto ambiental, apresentando na atualidade uma contribuição energética cada vez mais significativa. Tal contribuição torna-se qualitativamente importante em localidades rurais dos países em desenvolvimento, já que o atendimento energético das mesmas está diretamente ligado às necessidades básicas, tais como: aquecimento, cocção de alimentos, iluminação, bombeamento de água e outras formas de aplicação da energia elétrica, como para comunicação, educação e conservação de medicamentos e alimentos.

Em muitas localidades, especialmente as isoladas e afastadas das redes de distribuição, o custo da energia elétrica fornecida por sistemas fotovoltaicos ou eólicos pode ser inferior ao custo da energia convencional que se conseguiria ao levar até o local as linhas de distribuição. Este fato tem sido demonstrado na prática e extensamente documentado por pesquisadores do mundo todo, inclusive para localidades do Rio Grande do Sul.

A maturidade dos geradores diesel e seu relativamente baixo custo incentivaram sua utilização e tais geradores foram por decênios a solução para a eletrificação das localidades isoladas e afastadas. Mas os custos do combustível, do seu transporte até o local de utilização, dos cuidados no seu armazenamento e manuseio, dos próprios geradores e da sua manutenção, podem tornar a energia produzida mais cara do que a obtida mediante os sistemas fotovoltaicos ou eólicos autônomos.

Contudo, os preços dos equipamentos fotovoltaicos e eólicos continuam sendo elevados, sendo necessária uma boa caracterização dos recursos energéticos (eólico fundamentalmente) e da demanda elétrica, para dimensionar o sistema que melhor satisfaça tal

demanda com o menor custo. O indicador do nível de satisfação é a confiabilidade, a qual está geralmente se contrapondo ao custo do sistema.

Uma solução interessante é a combinação de equipamentos fotovoltaicos e eólicos em um sistema único, que se mostra econômico e confiável para algumas aplicações, além de permitir uma maior flexibilidade na configuração. Tais sistemas recebem o nome de sistemas híbridos.

Os sistemas híbridos eólico-fotovoltaicos tornam mais efetiva a utilização das energias solar e eólica ao conseguir uma melhor adequação produção-demanda empregando geradores eólicos e fotovoltaicos de menor tamanho (em comparação aos sistemas independentes). Além disto, os sistemas híbridos permitem aproveitar uma maior porção de ambas energias sem um aumento significativo do excedente produzido, e/ou com a diminuição do tamanho do subsistema de armazenamento. Isto é possível pelas distribuições temporárias de ambas as fontes (em períodos diários e/ou sazonais) que podem até apresentar determinada defasagem em relação aos períodos de maiores disponibilidades. Desta forma, ambas as fontes se complementam e conseguem satisfazer a demanda, inclusive com maior confiabilidade, pois, mesmo que os dias nublados e de calmaria continuem a se manifestar, a probabilidade de que coincidam pode ser muito baixa.

Os sistemas híbridos eólico-fotovoltaicos aproveitam a estrutura modular dos sistemas eólicos e fotovoltaicos independentes, aceitando o aumento/diminuição de módulos fotovoltaicos, aerogeradores e baterias, segundo o crescimento ou a diminuição futura da demanda.

Um dos primeiros sistemas híbridos era do tipo eólico-diesel e foi conformado em Clayton, Novo México, EUA, em 1977, com a instalação de 200 kW de potência dos aerogeradores, junto a um sistema com geradores diesel de 7,85 MW [Quinlan, 1996]. Desde então, foram desenvolvidos vários procedimentos e modelos para o dimensionamento integral e/ou a avaliação dos sistemas, que continuaram sendo, quase totalmente, do tipo eólico-diesel. Ver por exemplo Ladakakos *et al*., 1996, Manwell e McGowan, 1994, Kariniotakis *et al*., 1993, Infield *et al*., 1993.

No Norte do Brasil, o Grupo de Estudos e Desenvolvimento de Alternativas Energéticas (GEDAE) da Universidade Federal do Pará (UFPA) realizou trabalhos para estudar sistemas híbridos eólico-diesel e fotovoltaicos. Entre estes, Cunha, 1998, apresentou estudos realizados para o levantamento do potencial eólico e da demanda da Ilha de Algodoal, no Pará, bem como os procedimentos de simulação para a especificação do sistema híbrido eólico-diesel de geração de energia elétrica. Vale, 2000, efetuou a monitoração de um sistema híbrido eólico

diesel para a geração de eletricidade e Macêdo, 2002, desenvolveu um software para a simulação de sistemas de geração de eletricidade utilizando energia solar fotovoltaica e eólica.

Desde finais da década dos 70 do século XX o preço dos módulos tinha diminuído consideravelmente e as instalações fotovoltaicas se expandiam pelo mundo. Ver por exemplo Soliano-Pereira *et al*., 1994, Iliceto *et al*., 1994, Eyras e Lorenzo, 1993 e Preiser *et al*., 1992. Provavelmente desde aquela época se iniciaram as pesquisas sobre sistemas híbridos eólico-fotovoltaicos, a exemplo da que começava a desenvolver o *Solar Energy Research Institute of Western Australia*, como parte de um programa para o fornecimento de energia em áreas remotas (sistema de 5 kW eólico e 1 kW fotovoltaico) [Szocolay, 1980]. Logo apareceram sistemas híbridos fotovoltaico-diesel e em menor medida eólico-fotovoltaico-diesel.

Diferentemente dos sistemas híbridos fotovoltaico-diesel, os sistemas eólico-diesel não precisavam imperativamente do banco de baterias, pois a maioria das aplicações era de corrente alternada e a quase totalidade dos aerogeradores fornece este tipo de corrente. Porém, para evitar as flutuações na potência fornecida pelo aerogerador (devido às flutuações da velocidade do vento) o gerador diesel deveria trabalhar continuamente, com o que não diminuiria o período para manutenção. Além disto, durante os períodos de elevada disponibilidade eólica a eficiência do gerador diesel mostrava-se baixa, pois trabalhava com pouca carga (ou em vazio) e conseqüentemente a economia de combustível era limitada. Para melhorar este quadro, o gerador diesel poderia ser desligado, mas isto precisaria de uma estratégia de controle avançada (e um controlador mais caro), pois o controle baseado apenas em um balanço de potência instantânea produz ciclos liga-desliga de maior freqüência, com o conseqüente aumento na demanda de manutenção. Na atualidade, em algumas aplicações é empregado um conjunto de geradores diesel de diferentes capacidades, o qual permite que apenas o gerador de potência mais aproximada à carga a ser atendida esteja funcionando (é possível que para isto seja necessário não apenas um gerador e sim alguns deles).

Diferentes métodos foram empregados para reduzir o “desacoplamento” entre a produção e a demanda (ver Bhatti *et al*., 1997), sendo o mais utilizado o armazenamento de energia em bancos de baterias. Com esta opção, o sistema é capaz de absorver o excedente de energia quando a disponibilidade eólica é elevada e garante o armazenamento da energia demandada para complementar – ou suprir – a energia produzida pelo aerogerador quando a disponibilidade eólica não é suficiente. O resultado tem sido um controle adequado da tensão e da freqüência elétrica e uma redução considerável do combustível consumido e da freqüência dos ciclos liga-desliga, inclusive para tempos de armazenamento pequenos [Beyer *et al*., 1995].

Felizmente, a maturidade da tecnologia renovável e a expansão dos sistemas com o aproveitamento das energias solar e eólica favorecem a diminuição dos preços (e custos) dos componentes e novos (e econômicos) controles poderão permitir a eliminação ou uma maior redução do tamanho do banco de baterias (ver Bhatti *et al.*, 1999, Choi e Larkin, 1995). Em qualquer caso, é uma prioridade a economia de combustível e a procura do mínimo custo para a instalação. Neste sentido têm sido desenvolvidas estratégias de controle que permitem o funcionamento mais adequado dos geradores diesel e que podem ser empregadas em aplicações com diferentes condições. Ver por exemplo Ashri e Nayar, 1999, Muselli *et al.*, 1999, Beyer e Degner, 1997, Barley e Winn, 1996, Uhlen e Toftevaag, 1996. Estas estratégias procuram em geral diminuir o tempo de funcionamento e a freqüência dos ciclos liga-desliga dos geradores diesel, fazendo-os trabalhar nas faixas de suas curvas características onde são mais eficientes.

O sucesso dos sistemas fotovoltaicos e dos sistemas híbridos eólico-diesel e fotovoltaico-diesel permitiu a "migração" para os sistemas híbridos eólico-fotovoltaico-diesel a partir da década dos 90. Lamentavelmente, assim como para os outros sistemas mencionados, não foi localizado um cadastro em nenhum país sobre o número de sistemas em funcionamento, e menos ainda, um registro de acompanhamento do funcionamento das instalações. Tais dados constituiriam a mais importante retro-alimentação para o aperfeiçoamento dos métodos e procedimentos de dimensionamento dos sistemas. As maiores contribuições neste sentido provêm de institutos de pesquisa e outras instituições interessadas na utilização dessas energias renováveis, que têm patrocinado a instalação e/ou o monitoramento de várias instalações, e que, através de diversas vias, têm divulgado suas experiências (ver por exemplo McGowan e Manwell, 1999, Castedo *et* al.,1996, Bopp *et al*., Schubert *et al*., 1993).

Os métodos para o dimensionamento dos sistemas híbridos são geralmente do tipo energético e partem da condição que a energia produzida com a participação dos diferentes geradores possa satisfazer a demanda, considerando o custo em alguns casos.

As variáveis de entrada dos diferentes métodos são os valores energéticos locais da radiação solar sobre o plano dos módulos fotovoltaicos e do vento na altura do eixo do aerogerador e a demanda da instalação, conjuntamente com as características técnicas de todos os componentes do sistema.

Um método simples empregado por vários pesquisadores consiste em escolher o tamanho de algum(s) dos componentes e determinar o tamanho dos restantes, procurando minimizar os custos do sistema e de manutenção e/ou maximizar a economia de combustível (ver Manolakos *et al*., 2001, Elhadidy e Shaahid, 2000). De forma geral, é escolhido um

aerogerador(s) que satisfaça uma grande porção da demanda para diminuir a participação fotovoltaica, dado seu maior preço relativo.

Um procedimento mais aperfeiçoado baseado no mesmo princípio de complementaridade é empregado para sistemas sem a presença do gerador diesel, isto é, eólico-fotovoltaicos puros. O procedimento considera a produção das componentes eólica e fotovoltaica e muda, complementariamente, o tamanho de ambas componentes para satisfazer a demanda. Para selecionar uma combinação, Protogeropoulos *et al*., 1992, por exemplo, sugerem considerar a probabilidade de perda de carga do sistema (PPC), a qual diminui, para uma mesma configuração, na medida que é incrementado o tamanho do subsistema de armazenamento. Habib *et al*., 1999, consideram o custo do sistema e escolhem a configuração de custo mínimo, que para sua aplicação, com uma demanda constante de 5 kW, combina 59% de participação eólica e 41% de fotovoltaica.

É comum a estes métodos realizar a análise a partir das características reais de uma bateria, um módulo fotovoltaico e/ou um aerogerador. O processo de seleção determinará o número de elementos de cada subsistema. Assim por exemplo, para uma PPC e uma capacidade do banco de bateria predeterminada, o método de Protogeropoulos *et al*. indica o número de módulos e de aerogeradores necessários; enquanto que, com o método de Habib *et al*. a combinação fica definida com a relação solar/eólica que projeta o menor custo.

Para simular o desempenho energético dos sistemas híbridos, os grupos e institutos de pesquisas têm desenvolvido alguns programas computacionais, a partir da modelagem de cada um dos componentes do sistema (ver Morgan *et al*., 1997, Wichert, 1997, Ladakakos *et al*., 1996, Infield *et al*., 1993, Macêdo, 2002).

O comportamento do módulo fotovoltaico é bem conhecido, estando definido pela equação que relaciona a corrente gerada com a tensão nos terminais [CIEMAT, 1995, Charles *et al*., 1981]. Os aerogeradores têm um comportamento menos padronizado, e mesmo que a forma da sua curva de potência seja típica (potência *vs* velocidade do vento), é mais difícil estabelecer uma equação que defina um comportamento geral; assim, para o modelo mais simples, os valores de potência e velocidade do vento da curva fornecida pelo fabricante são tabelados. A resposta para uma determinada velocidade do vento será o valor correspondente (ou interpolado) da tabela. Modelos matemáticos com outros graus de complexidade têm sido desenvolvidos, alguns simples, que consideram lineares todas as partes da curva e outros mais elaborados, que consideram até parâmetros da forma da distribuição da velocidade do vento no local (ver Lysen, 1982, Powell, 1981).

A bateria é outro dos componentes de modelagem complexa, pois seu funcionamento compreende processos químicos de carga e descarga, cada um dos quais responde diferentemente a diversos fatores (correntes, temperatura, estado de carga). Os modelos empregados têm por objetivo determinar a capacidade da bateria, para gerenciar a quantidade de energia armazenada ou possível de armazenar e assim poder estimar-se a autonomia do sistema e sua confiabilidade.

A confiabilidade é analisada através da probabilidade de perda de carga, para a qual é determinado o estado de carga da bateria [Seeling-Hochmuth, 1997, Copetti *et al*., 1993], mas, a dificuldade da medição do estado de carga tem limitado o estabelecimento de uma relação precisa desta quantidade com a tensão da bateria, a temperatura, a corrente e demais parâmetros, razão pela qual vários pesquisadores preferem empregar o estado da tensão [Morgan *et al*., 1997, Protogeropoulos *et al*., 1994].

Os modelos analíticos dos diferentes programas podem ser classificados em duas categorias: dinâmicos e logísticos.

Os modelos dinâmicos são empregados fundamentalmente para a avaliação da estabilidade do sistema, a determinação da qualidade da energia e o projeto de componentes. Childs *et al*., 1996, por exemplo, estudam o impacto do incremento da componente eólica sobre o comportamento da rede em duas comunidades isoladas no estado de Alaska, visando o estabelecimento de modelos que possam antecipar a instabilidade durante os transitórios e de estratégias de funcionamento para corrigí-la. Na mesma direção, Choi e Larkin, 1995, determinam que a contribuição eólica não pode ultrapassar 45% da demanda, sob pena de que o sistema de controle projetado não possa manter a qualidade da tensão da rede diante das variações da velocidade do vento.

Os modelos logísticos são os mais utilizados, estando direcionados ao dimensionamento dos componentes, às predições do desempenho do sistema em longo prazo e à análise econômica. Estes modelos incluem (e combinam) modelos de séries temporais – com intervalos entre 5 minutos e 1 hora – e modelos estatísticos – que tipicamente empregam recursos médios mensais (ver Morgan *et* al., 1997, Castro *et al*., 1996, Kellog *et al*., 1996, Hoesé, 1993).

Os modelos das séries temporais podem ser de dois tipos: de estado quase estacionário – que consideram constantes a carga, a velocidade do vento e a irradiância dentro do intervalo (ver Manolakos *et* al., 2001, Beyer e Langer, 1996), e estocásticos – que consideram flutuações aleatórias daquelas variáveis no intervalo (ver Beyer *et al*., 1995, Manwell e McGowan, 1994).

O dimensionamento dos sistemas híbridos mediante estes modelos é comumente realizado através da simulação, isto é, a partir das características técnicas de vários exemplares

de cada um dos componentes, da demanda e dos recursos renováveis, os modelos permitem escolher um tipo de configuração e mudar determinados parâmetros e/ou estratégias de funcionamento, até encontrar-se a combinação de custo mínimo ou aquela com desempenho adequado.

Elhadidy e Shaahid, 2000, por exemplo, mostram que com dois aerogeradores de 10 kW e 3 kWp de painel fotovoltaico, o gerador diesel do sistema híbrido supre 48% da demanda, compromisso que cai para 23% quando é incorporado um banco de baterias com 3 dias de armazenamento. McGowan *et al*., 1996, testaram 11 configurações para sistemas de telecomunicações típicos do Brasil, sendo que a mais econômica resultou ser uma das que combinava apenas as componentes eólica e fotovoltaica (com banco de baterias). Ashari e Nayar, 1999, por sua vez, estabelecem várias estratégias de funcionamento para otimizar sistemas híbridos fotovoltaico-diesel. Na aplicação que empregaram como exemplo, conseguiram diminuir o custo da energia de US$1,16/kWh – do sistema diesel – para US$0,6-0,8/kWh com o sistema híbrido.

O preço da energia elétrica disponibilizada através das redes de distribuição não tem um valor padrão em todos os países, nem mesmo em todo um país. Isto ocorre devido ao custo das diferentes formas de geração e aos interesses econômicos das companhias produtoras e distribuidoras (combinados em ocasiões com interesses políticos). Da mesma forma são variáveis os custos de operação e manutenção de geradores diesel, a extensão das redes elétricas até lugares afastados e os preços dos componentes para o aproveitamento das energias solar e eólica.

O capital inicial de um sistema para o aproveitamento das energias solar e eólica, híbrido ou não, é várias vezes superior ao necessário para adquirir um gerador diesel de potência equivalente. Contudo, a vida útil de aerogeradores e módulos fotovoltaicos está em torno dos 20-30 anos (das baterias está na faixa de 2-5 anos) e, diferentemente dos geradores diesel, precisam de um mínimo de manutenção. De outro lado, a tendência é a diminuição do preço desses componentes no mercado, dada sua maior comercialização/produção, enquanto o custo do kWh de redes de distribuição e geradores diesel tende a aumentar. O sistema mais econômico pode então não ser o que custar menos ao comprá-lo, mas aquele que produz os menores custos ao final da sua vida, daí a importância da análise econômica no ciclo de vida das diferentes opções energéticas.

## 1.2 – Definição do problema em estudo

Os sistemas autônomos para o aproveitamento das energias solar e eólica têm demonstrado sua viabilidade técnica em localidades de diferentes condições naturais. Nas localidades onde abundam a energia eólica ou a solar, sistemas eólicos ou fotovoltaicos poderão significar a opção de melhor custo efetivo. Mas, de forma predominante, as energias solar e eólica têm valores moderados na maior parte do mundo e as comunidades e residências isoladas, as ilhas e outros muitos lugares afastados das redes de distribuição não necessariamente estão nas localidades onde aqueles recursos energéticos são abundantes.

Em muitas localidades, mesmo contando com valores moderados das energias solar e eólica, é possível dimensionar um sistema híbrido que explore a complementaridade que elas possam mostrar. Complementaridade ideal não significa necessariamente alternância de ambas energias no tempo (ou no espaço). O mérito da mesma dependerá da aplicação em particular. Por exemplo, para Elhadidy e Shaahid, 1999, a complementaridade se mostra mais efetiva no verão – onde radiação solar e velocidade do vento têm seus valores máximos – pois é nesta estação onde o consumo de energia elétrica aumenta devido ao uso do ar condicionado. Já para Perers e Tunell, 1994, a complementaridade se mostra efetiva o ano todo, desde o inverno, onde a energia eólica é abundante e há necessidade de energia para a calefação, até o verão onde é maior a energia solar.

Embora um grande número de sistemas híbridos esteja instalado em países em desenvolvimento, são os países desenvolvidos da Europa, mais os Estados Unidos que encabeçam as pesquisas sobre tais sistemas. Mesmo assim, não existe um conhecimento aprofundado, e menos ainda generalizado, sobre o comportamento das múltiplas configurações possíveis. Por outro lado, a maioria das aplicações documentadas corresponde a sistemas de médio e grande porte, sendo que as maiores necessidades continuam estando nas pequenas comunidades e residências isoladas dos paises em desenvolvimento, onde o consumo energético é menor. Finalmente, a maioria das aplicações conta com geradores diesel, e muitos dos trabalhos reportados estão direcionados à economia de combustível e ao estabelecimento de estratégias de operação que otimizem o funcionamento de tal componente.

## 1.3 – Objetivos

Este trabalho tem por objetivo contribuir com o conhecimento sobre o comportamento de sistemas híbridos baseados no aproveitamento das energias solar e eólica. Especificamente

buscou-se validar modelos de simulação dos componentes de sistemas híbridos através da montagem e acompanhamento de um protótipo. Esses modelos foram reunidos em um programa computacional de simulação, cujo desenvolvimento é também um dos objetivos desta Tese.

Os objetivos específicos do trabalho foram:

1- montar um sistema híbrido eólico-fotovoltaico com velocidade do vento controlada para gerar dados experimentais;
2- montar um sistema de aquisição de dados para monitorar o sistema experimental;
3- caracterizar o gerador elétrico do aerogerador submetido a diferentes condições em bancada;
4- caracterizar o túnel de vento utilizado no sistema experimental;
5- desenvolver um programa computacional para controlar simultaneamente a velocidade do vento e as cargas consumidoras do sistema;
6- operacionalizar um conjunto anemômetro-veleta para obter dados locais de velocidade e direção do vento;
7- comprovar a dinâmica do sistema quando são conectados em paralelo o aerogerador e o painel fotovoltaico;
8- analisar a geração de eletricidade do aerogerador em função da sua rotação e o estado de carga das baterias
9- analisar o comportamento de uma associação de módulos fotovoltaicos diferentes e comprovar a capacidade dos modelos utilizados para reproduzir a curva característica nas condições operacionais da mesma;
10- combinar os modelos dos componentes do sistema de forma a compor um algoritmo capaz de reproduzir resultados similares aos experimentais;
11- elaborar uma ferramenta computacional para o dimensionamento e a simulação de sistemas híbridos eólico-fotovoltaico autônomos com armazenamento de energia em banco de baterias.

## 1.4 – Escopo da Tese

Esta Tese está constituída desta introdução e mais 8 capítulos onde são descritos e discutidos modelos, métodos e resultados relacionados com os principais componentes dos sistemas híbridos eólico-fotovoltaicos autônomos de pequena potência. São também mostradas a infraestrutura montada para a realização das experiências e o programa de simulação elaborado como parte da Tese.

O capítulo 2 contém o equacionamento básico para a análise da radiação solar na superfície da Terra, assim como para a determinação do potencial eólico a partir da informação da velocidade do vento local.

No capítulo 3 é discutido o princípio de funcionamento das células solares de silício monocristalino e seu modelo matemático. O modelo matemático do módulo fotovoltaico de silício monocristalino é semelhante ao da célula solar, sendo considerados o número de células em série e paralelo nele associadas. Nesse capítulo é mostrado o equacionamento necessário para o traçado da curva característica dos módulos a partir da informação técnica sobre o mesmo e é discutida a influência da radiação solar e da temperatura das células sobre a curva característica. Sendo que o painel fotovoltaico do sistema híbrido experimental é constituído de uma associação peculiar de módulos diferentes, o capítulo 3 analisa o efeito deste fato sobre a curva característica de associações série e paralelo, assim como a influência dos diodos de proteção sobre a mesma.

O capítulo 4 mostra os principais componentes de um aerogerador e discute o equacionamento básico relacionado à determinação da potência dos geradores elétricos. Nesse capítulo são discutidas a determinação da curva característica do aerogerador e a modelagem do mesmo, mostrando-se um procedimento para a simulação da curva característica a partir da informação técnica da máquina.

No capítulo 5 são discutidos os principais componentes dos sistemas híbridos eólico-fotovoltaicos, assim como as configurações típicas que os mesmos podem adotar.

O capítulo 6 mostra as características de todos os componentes do sistema híbrido eólico-fotovoltaico montado no Laboratório de Energia Solar. No capítulo é analisada a influência da não uniformidade da temperatura das células de um módulo do sistema sobre o comportamento do mesmo e é mostrado o controlador de carga elaborado para a proteção do banco de baterias do sistema. São analisados também o túnel de vento e o procedimento e o sistema montado para a regulação da velocidade do vento no mesmo. É finalmente discutida a influência do comportamento do vento local sobre a instabilidade da velocidade do vento no túnel.

O capítulo 7 mostra as características do sistema de monitoramento montado para o seguimento do comportamento do sistema híbrido experimental e analisa as incertezas associadas a cada um dos sensores empregados. Esse capítulo mostra um procedimento adequado para a determinação da potência de um aerogerador de tensão retificada quando acoplado a um banco de baterias, a partir de medições realizadas com um voltímetro capaz de efetuar medidas “*true rms*”. O capítulo mostra também as características do programa

computacional elaborado para gerenciar o processo de monitoramento e o controle da velocidade do vento no túnel e a ativação automática das cargas do sistema.

O capítulo 8 analisa o comportamento de cada um dos componentes do sistema híbrido durante as experiências realizadas, comparados com os resultados obtidos através da simulação. Para a simulação foi também elaborado um programa computacional cujos principais algoritmos são mostrados nesse capítulo. O capítulo analisa ainda a produção energética do sistema híbrido experimental durante um mês de funcionamento, mostra os parâmetros da função de distribuição de Weibull determinados para o vento reproduzido no túnel de vento e discute a possibilidade de exploração de sistemas híbridos semelhantes no Estado de Rio Grande do Sul, a partir da informação de seu Atlas Eólico e de dados de radiação solar. O capítulo mostra finalmente a ferramenta computacional elaborada para a simulação do comportamento de sistemas híbridos, definindo suas principais características e algoritmos de cálculo.

No capítulo 9 são apresentadas as conclusões da Tese e as sugestões para trabalhos futuros.

# 2. Os recursos energéticos solar e eólico

## 2.1 – A radiação solar

O Sol emite radiações eletromagnéticas em todas as direções no espaço. Devido a sua distância da Terra a radiação chega uniforme e com os raios quase paralelos.

A *irradiância* recebida é máxima quando a superfície de captação intercepta de forma perpendicular os raios solares, sendo mínima no caso em que a superfície esteja paralela aos raios solares. Entre estes dois limites percebem-se inúmeras intensidades devido à inclinação da superfície, pois na prática significa que diminui a área sobre a qual chega a radiação ou que a radiação solar da seção transversal tem que se espalhar em uma maior área de captação.

A energia captada por uma superfície qualquer durante um certo período ou *irradiação* é a soma ou integração da irradiância recebida durante o mesmo. Tanto a irradiação quanto a irradiância podem ser determinadas de forma precisa mediante relações conhecidas que envolvem funções trigonométricas de ângulos definidos na relação geométrica entre o Sol e a superfície de captação e outros devidos às características da Terra. Esses ângulos aparecem bem explicitados em livros de energia solar (ver por exemplo Iqbal, 1983) sendo apresentados a seguir apenas devido a seu uso no desenvolvimento desta Tese.

- *Latitude*, $\phi$: posição angular do observador em relação ao equador terrestre, sendo positivo ao norte e negativo ao sul (máximos $\pm 90^o$).
- *Longitude*, *L*: arco do equador terrestre compreendido entre o meridiano que passa por Greenwich e o meridiano que passa pelo observador. Varia de $0^o$ a $180^o$ Leste ou Oeste, a partir de Greenwich. *Meridiano* é uma linha vertical imaginária traçada de pólo a pólo e a cada grau ($1^o$) a partir da linha que passa pela localidade inglesa de Greenwich.
- *Declinação*, $\delta$: ângulo formado em entre a direção dos raios solares (ao meio dia solar) e o plano do equador (máximos $\pm 23{,}45^o$). É devida ao fato de que o eixo de rotação da Terra apresenta uma inclinação permanente de $23{,}45^o$ em relação ao plano da trajetória de translação. O *meio dia solar* é o instante em que o meridiano do observador cruza a linha que une os centros do Sol e da Terra (linha Sol-Terra).
- *Ângulo horário*, $\omega$: distância angular com base no centro da Terra entre a longitude do ponto considerado e a posição do meio dia solar correspondente. É considerado negativo na manhã e positivo na tarde, ao meio dia $\omega = 0^o$ (máximos $\pm 180^o$), avançando $15^o$ a cada hora.
- *Ângulo diário*, $\Gamma$: ângulo da trajetória percorrida diariamente pela Terra.

- *Ângulo de incidência*, $\theta$: é o ângulo formado entre a normal a uma superfície e direção dos raios solares.
- *Ângulo de inclinação da superfície*, $\beta$: é o ângulo formado entre o plano horizontal e a superfície em questão.

Outras grandezas importantes relacionadas com o estudo da radiação solar são as seguintes:

- *Constante solar*, $G_{sc}$: é a energia por unidade de tempo e de área recebida por uma superfície normal aos raios solares localizada a uma distância média da distância Sol-Terra. Seu valor tem sido estimado por vários procedimentos, sendo o de 1367 W/m² o aceito pelo Centro Mundial de Radiação (WRC) na atualidade.
- *Tempo ou hora solar*, $t_s$: tempo empregado para definir a hora no dia solar. Está baseado no movimento angular aparente do Sol. A hora 12 para um ponto qualquer acontece ao meio dia solar.
- *Ângulo de pôr-do-sol*, $\omega_s$: valor do ângulo horário durante o pôr-do-sol. É idêntico em magnitude ao ângulo de nascer do sol, porém com sinal invertido, conforme convenção adotada para o ângulo horário (máximos $\pm 180^o$).
- *Altura solar*, $\alpha$: ângulo formado entre a direção dos raios solares e o plano horizontal. No nascer e pôr-do-sol vale $0^o$, podendo alcançar um máximo de $90^o$ ao meio dia solar (nas zonas onde é possível que a declinação coincida com a latitude).
- *Ângulo de zênite*, $\theta_z$: ângulo formado entre a vertical do observador e a direção dos raios solares. É o complemento da altura solar ($\theta_z = 90 - \alpha$).
- *Massa de ar*, $m_a$: Comprimento relativo entre a trajetória dos raios solares e a espessura da atmosfera. É portanto igual a 1 quando o Sol está no Zênite (MA1) e a superfície ao nível do mar. Outros valores são referidos como MA1,5, MA2, etc.

### 2.1.1 – A radiação solar sobre superfícies na camada limite atmosférica

A irradiância acima da atmosfera da Terra, sobre a superfície horizontal, é determinada a partir da constante solar e dos ângulos que determinarão a inclinação dos raios solares. Obtém-se a irradiância extraterrestre sobre uma superfície horizontal, $G_o$, através das seguintes equações:

$$G_o = G_{on} \cos\theta_z \tag{2.1}$$

$$G_{on} = G_{sc}\left[1 + 0,033 \cos\left(\frac{2\,\pi\,d_n}{365,25}\right)\right] \tag{2.2}$$

$$\cos\theta_z = sen\alpha = \cos\phi \cos\delta \cos\omega + sen\phi\, sen\delta \tag{2.3}$$

$$\omega = 15\,(t_s - 12) \tag{2.4}$$

$$t_s = t + 4\left(L_{std} - L_{obs}\right)/60 + \mathrm{EOT}/60 \tag{2.5}$$

$$\begin{aligned}\mathrm{EOT} = 229,2\,\big(&0,000075 + 0,001868\cos\Gamma - 0,032077\, sen\Gamma + \\ &- 0,014615\cos 2\Gamma - 0,04089\, sen 2\Gamma\big)\end{aligned} \tag{2.6}$$

$$\Gamma = 2\,\pi\,\frac{d_n - 1}{365} \tag{2.7}$$

onde $G_{on}$ representa a irradiância extraterrestre normal à superfície, $d_n$ é o dia do ano juliano (1 é 1º de janeiro), $t$ é a hora oficial local, $L_{std}$ e $L_{obs}$ são o meridiano no qual a hora local está baseado e o meridiano do local da superfície respectivamente e EOT é a *equação do tempo*. A equação do tempo indica a diferença diária (em minutos) entre a hora solar e a hora local, devido a esta última ter sempre 24 horas.

Como a órbita da Terra não é circular, a irradiância que atinge as superfícies normais à direção dos raios solares varia ao longo do ano, aumentando ou diminuindo ligeiramente em relação ao valor da constante solar. O valor exato para cada dia é determinado a partir de $G_{sc}$ e um fator que relaciona a distancia Sol-Terra do dia em questão com o valor da distância na qual a radiação tem o valor de $G_{sc}$ (distância média). Este fator recebe o nome de *fator de correção da excentricidade da órbita da Terra, $\varepsilon_o$,* e pode ser determinado como o termo entre colchetes na Eq.2.2.

A determinação da irradiação recebida durante o dia, $H_o$, é realizada a partir da integração da irradiância entre o nascer e o pôr-do-sol:

$$H_o = G_{sc}\,\varepsilon_o\left[\cos\phi \cos\delta\, sen\,\omega_s + \pi/180\,\omega_s\, sen\,\phi\, sen\,\delta\right]24/\pi \tag{2.8}$$

A irradiação média mensal, $\overline{H}_o$, é obtida mediante a Eq.2.8, empregando o dia médio do mês nas Eq.2.2 e Eq.2.7. Esse dia é aquele no qual o valor de $H_o$ está mais próximo do valor médio da irradiação extraterrestre do mês.

A irradiação no período de 1 h também é obtida a partir da Eq.2.1 com os ângulos horários da hora inicial ($\omega_1$) e final ($\omega_2$) como períodos de integração:

$$I_o = G_{sc}\ \varepsilon_o \left[\cos\phi\cos\delta\left(sen\,\omega_2 - sen\,\omega_1\right) + \pi/180\left(\omega_2 - \omega_1\right) sen\,\phi\ sen\,\delta\right] 12/\pi \qquad (2.9)$$

A Fig.2.1 mostra a irradiação extraterrestre diária para superfícies localizadas em latitudes diferentes. Comprova-se que a variação é mínima ao nível do Equador, acentuando-se na medida em que a superfície considerada se aproxima dos pólos. A variação se explica pelo fato que no inverno a superfície horizontal tem a maior inclinação em relação à direção dos raios solares (a altura solar é baixa) e portanto é baixa a irradiância recebida. Durante o verão melhora a relação de normalidade aumentando a irradiância recebida.

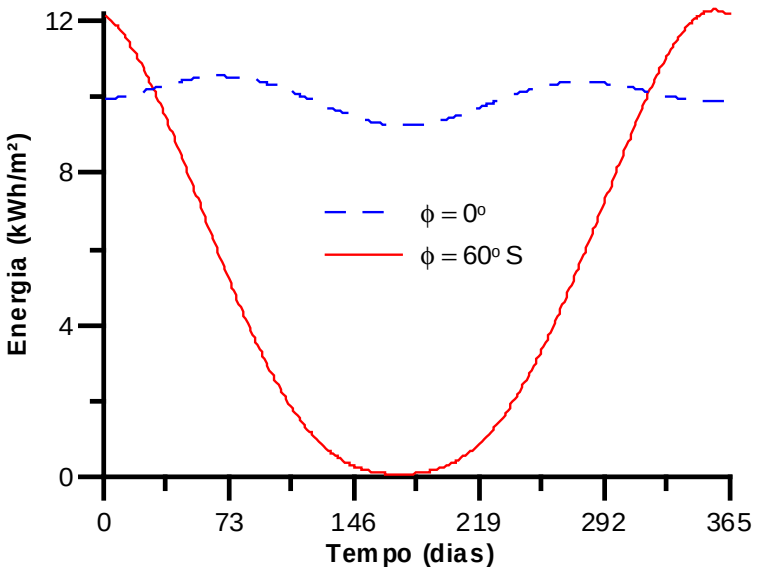



Figura 2.1 – Energia extraterrestre diária em superfícies horizontais.

### 2.1.2 – O efeito da inclinação da superfície em relação ao plano horizontal

A Fig.2.2 mostra que uma superfície localizada na latitude $\phi$, inclinada $\beta$ graus da horizontal e orientada ao Equador é paralela a uma superfície horizontal localizada na latitude $\phi - \beta$. Conseqüentemente, o ângulo de incidência ($\theta$) em uma latitude $\phi$ é igual ao ângulo do zênite ($\phi_z$) em uma latitude $\phi - \beta$, podendo transformar a Eq.2.3 em:

$$\cos\theta = \cos(\phi \mp \beta)\ \cos\delta\ \cos\omega\ +\ sen(\phi \mp \beta)\ sen\delta \qquad (2.10)$$

O sinal "$\mp$" é apenas para evitar escrever duas vezes a Eq.2.10 quando aplicada a um ou outro hemisfério. Quando aplicada ao Hemisfério Norte, onde $\phi > 0$, utiliza-se o sinal "–". No Sul utiliza-se o sinal "+" ($\phi < 0$).

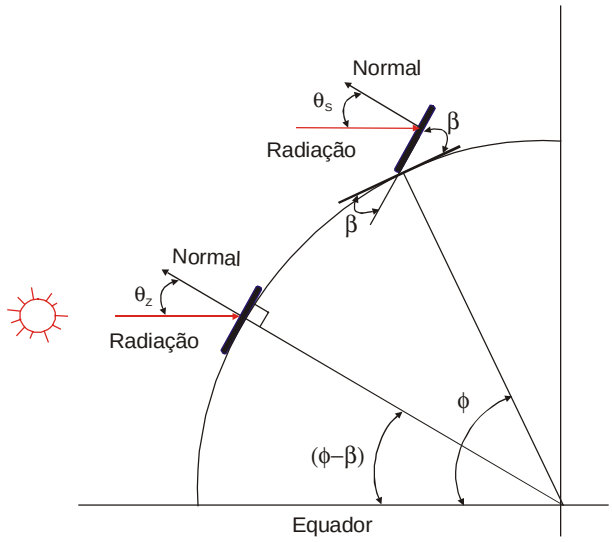



Figura 2.2 – Demonstração do efeito da inclinação da superfície de captação.

Com a inclinação, o ângulo de pôr-do-sol seria determinado como:

$$\cos\omega_s' = \ -\tan(\phi \mp \beta)\ \tan\delta \qquad (2.11)$$

Algumas combinações podem resultar em $|\phi \mp \beta| \ \geq 66,55^{o}$, as quais, segundo o dia do ano, podem fazer $\cos\omega_s' > 1$, significando que para as superfícies não existirão ângulos de saída ou pôr-do-sol. No Hemisfério Sul, no verão, $\omega_s > \omega_s'$ e os raios solares atingem a superfície inclinada depois de ter aparecido no horizonte; porém, no inverno, $\omega_s < \omega_s'$ com o que supostamente o Sol estaria saindo primeiro para a superfície inclinada, o que é fisicamente impossível (a relação é contrária para o Hemisfério Norte). Desta forma o ângulo de pôr-do-sol real da superfície inclinada, $\widetilde{\omega}_s$, é o menor entre o calculado através da Eq.2.11 e o da superfície horizontal:

$$\widetilde{\omega}_s\ = \min\{\ \omega_s\ ,\ \omega_s'\ \} \qquad (2.12)$$

A irradiância sobre a superfície inclinada é determinada através da Eq.2.13. As radiações diárias (Eq.2.14) e horárias (Eq.2.15) são obtidas através da integração da irradiância durante o período.

$$G_{oT} = G_{on} \cos\theta \tag{2.13}$$

$$H_{oT} = G_{sc}\ \varepsilon_o \left[\cos(\phi \mp \beta)\cos\delta\ sen\,\tilde{\omega}_s + \right. \\ \left. + \pi/180\ \tilde{\omega}_s\ sen(\phi \mp \beta)\ sen\delta\right] 24/\pi \tag{2.14}$$

$$I_{oT} = G_{sc}\ \varepsilon_o \left[\cos(\phi \mp \beta)\cos\delta\ (sen\omega_2 - sen\omega_1) + \right. \\ \left. + (\omega_2 - \omega_1)\ sen(\phi \mp \beta)\ sen\delta 12/\pi\right] \pi/180 \tag{2.15}$$

A Fig.2.3 mostra que com a inclinação aumenta a energia recebida pela superfície durante o inverno, motivado pela melhora na relação de normalidade em relação à direção dos raios solares. Durante o verão, a superfície agora inclinada pode ver piorada sua relação de normalidade com o que diminuiria a irradiância e portanto a energia recebida.

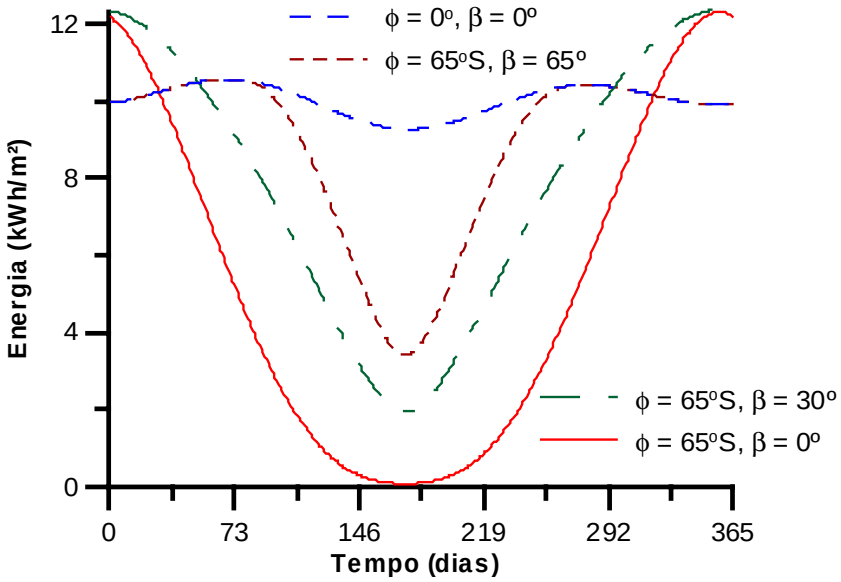



Figura 2.3 – Energia extraterrestre diária em superfícies com diferentes ângulos de inclinação ($\beta$: ângulo de inclinação; $\phi$: latitude).

## 2.2 – A radiação solar na superfície terrestre

Para as superfícies na Terra, horizontais e inclinadas, são válidas todas as relações geométricas analisadas nas seções precedentes. No entanto os valores de irradiância ou irradiação não podem ser predeterminados com a mesma exatidão a partir dessas relações e da constante solar. Isto é devido à interação dos componentes atmosféricos com a radiação solar, os quais a absorvem, dispersam ou refletem, diminuindo (ou aumentando) o valor recebido na Terra, em geral, e nas superfícies de captação em particular. As maiores atenuações são devidas às nuvens formadas com o processo de evaporação da água, embora o crescimento da poluição do ar comece a ser significativo em algumas grandes cidades.

Desta forma, a radiação incidente sobre uma superfície horizontal, chamada de *radiação global* ou total, é a soma de duas componentes: uma que representa a radiação que atinge a superfície sem mudar sua direção desde o Sol, chamada de *radiação direta*, e outra que representa a radiação que alcançou a superfície depois de ter perdido sua direção inicial na interação com a atmosfera, chamada de *radiação difusa*. A Eq.2.16 mostra a forma geral da radiação global, no caso aplicada à irradiância recebida pela superfície horizontal, $G$. $G_b$ e $G_d$ representam as irradiâncias direta e difusa, respectivamente:

$$G = G_b + G_d \tag{2.16}$$

Para a medição da radiação solar global são empregados instrumentos chamados *piranômetros*. O valor das componentes direta e difusa pode ser conhecido empregando instrumentos específicos, sendo que os empregados para medir a radiação direta (*pireliômetros*) são complexos (e caros), pois precisam de um sistema de orientação para se manter alinhados com os raios solares. O instrumento empregado para medir a componente difusa pode ser o piranômetro, ao qual é incorporado um anel que produz sombra, impedindo que receba a radiação direta. Os ajustes na inclinação do anel são realizados para acompanhar as mudanças da declinação, podendo ser realizados em intervalos de vários dias.

Para a análise da radiação na Terra é comum normalizar os valores de radiação global na superfície horizontal com seus correspondentes extraterrestres. Os valores determinados dependerão da percentagem de nuvens no céu a cada momento, isto é, denotarão a sua "transparência", razão pela qual a variável que os representa é denominada *índice de transparência*. Assim, valores médios mensais ($\overline{K}_T$), diários ($K_T$) e horários ($k_T$), são obtidos como:

$$\overline{K}_T = \frac{\overline{H}}{\overline{H}_o} \tag{2.17}$$

$$K_T = \frac{H}{H_o} \tag{2.18}$$

$$k_T = \frac{I}{I_o} \tag{2.19}$$

onde $\overline{H}$, $H$ e $I$ representam a irradiação global diária em média mensal, diária e horária, respectivamente.

Estudos de dados de radiação mostram que as frações $\overline{H}_d / \overline{H}$, $H_d / H$ e $I_d / I$ estão relacionadas com os índices de transparência atmosféricos correspondentes, sendo as seguintes correlações algumas das mais empregadas (Collares-Pereira e Rabl, 1979 e, Erbs *et al*., 1982):

$$\begin{aligned}\frac{\overline{H_d}}{\overline{H}} &= 0,775 + 0,347\left(\pi/180\right)(\omega_s - 90) + \\ &\quad -\left[0,505 + 0,261\left(\pi/180\right)(\omega_s - 90)\right]\cos\left(114,59\,\overline{K}_T - 103,13\right)\end{aligned} \tag{2.20}$$

$$\frac{H_d}{H} = \begin{cases} 0,99 & 0,17 \geq K_T \\ \left.\begin{array}{l} 1,188 - 2,272\,K_T + 9,473\,K_T^2 + \\ \quad -21,865\,K_T^3 + 14,648\,K_T^4 \end{array}\right\} & 0,17 < K_T \leq 0,75 \\ 0,632 - 0,54\,K_T & 0,75 < K_T \leq 0,80 \\ 0,2 & 0,80 \leq K_T \end{cases} \tag{2.21}$$

$$\frac{I_d}{I} = \begin{cases} 1 - 0,09\,k_T & 0,22 \geq k_T \\ \left.\begin{array}{l} 0,9511 - 0,1604\,k_T + 4,388\,k_T^2 + \\ \quad -16,638\,k_T^3 + 12,336\,k_T^4 \end{array}\right\} & 0,22 < k_T \leq 0,80 \\ 0,2 & 0,80 < K_T \end{cases} \tag{2.22}$$

onde $\overline{H}_d$, $H_d$ e $I_d$ representam a irradiação difusa diária em média mensal, diária e horária, respectivamente.

### 2.2.1 – A radiação global sobre superfícies inclinadas

A inclinação das superfícies modifica o perfil da radiação recebida em relação à horizontal, podendo incrementar sua magnitude em determinados períodos, como foi mostrado na Fig.2.3. Esta "peculiaridade" também se manifesta para superfícies localizadas na Terra, mas a magnitude recebida não pode ser determinada com igual facilidade devido à influência que exerce a atmosfera. O conhecimento dos valores correspondentes sobre o plano inclinado em questão é baseado nas medições de radiação realizadas. E como a grande maioria de dados de radiação solar foram e são medidos sobre a superfície horizontal, são necessários métodos para realizar a transposição para o plano inclinado.

Com a inclinação, uma nova componente forma parte da radiação difusa recebida: é a refletida pelas superfícies do solo, cuja magnitude dependerá do coeficiente de reflexão das mesmas. Este coeficiente relaciona a radiação refletida com a radiação incidente, recebe o nome de *albedo*, $\rho$, e se assume que tem um valor constante (ver Tab.2.1), embora para algumas superfícies (como os espelhos de água) tem uma forte dependência da altura solar.

Tabela 2.1 – Albedo de algumas superfícies

| Superfície | Albedo x 100 | Superfície | Albedo x 100 |
|---|---|---|---|
| Água (Sol alto) | 3 – 7 | Gelo glacial | 20 – 40 |
| Água (Sol baixo) | 15 – 65 | Gelo no mar | 30 – 40 |
| Areia | 20 – 40 | Neve fresca | 75 – 95 |
| Areia amarelenta | 35 | Neve velha | 40 – 70 |
| Areia branca | 34 – 40 | Nuvens | 30 – 85 |
| Areia de rio | 43 | Rodovia preta | 5 – 10 |
| Areia gris | 18 – 23 | Terra arada umedecida | 14 |
| Areia ligeira fina | 37 | Terra cultivada | 10 – 30 |
| Bosques | 10 – 18 | Terra gris seca/umedecida | 25 – 30 / 10 – 20 |
| Desertos | 25 – 30 | Terra sem vegetação | 4 – 25 |
| Ervas | 16 – 26 | Terra negra seca/umedecida | 14 / 8 |
| Floresta de coníferas | 5 – 15 | Tundra | 15 – 20 |
| | | Planeta Terra | 32 |

Fontes: Cabrerizo, 1987, CIEMAT, 1995, Moram e Morgan, 1991

### 2.2.1.1 – A irradiação global horária sobre superfícies inclinadas

A Eq.2.22 define a irradiação global horária recebida por uma superfície inclinada, $I_T$, onde $I_{bT}$, $I_{dT}$ e $I_{rT}$ representam a irradiação direta, difusa e refletida sobre a superfície respectivamente:

$$I_T = I_{bT} + I_{dT} + I_{rT} \tag{2.22}$$

Se a irradiação global e a direta sobre a superfície horizontal são conhecidas, $I_{bT}$ e $I_{rT}$ podem ser obtidas através das seguintes relações trigonométricas:

$$I_{bT} = r_b \; I_b = I_b \frac{\cos\theta}{\cos\theta_z} \tag{2.23}$$

$$I_{rT} = I \; \rho \left( \frac{1 - \cos\beta}{2} \right) \tag{2.24}$$

Para a componente difusa sobre o plano inclinado têm sido estabelecidas várias correlações a partir de diversas compreensões da distribuição da radiação difusa no céu. Entre esses modelos encontram-se os que consideram a radiação difusa procedente de alguma direção perto da direção dos raios solares, chamada de *circumsolar*, (ver Duffie e Beckman, 1980), outros que a consideram uniforme (chamada de *isotrópica*) ou regionalmente distribuída no céu [Liu e Jordan, 1961 e Temps e Coulson, 1977] e outros que combinam ambos "conceitos" para considerar todas as possibilidades de cobertura de nuvens do céu, isto é, nublado, parcialmente nublado e claro (ver Klucher, 1979, Hay e McKay, 1985 e Pérez *et al.*, 1987).

O modelo simplificado de Pérez *et al.*, 1987, é um dos mais abrangentes, assumindo uma radiação constante sobre todo o céu, exceto em um disco em torno ao Sol, e uma banda no horizonte, onde os valores da radiação difusa são incrementados. O incremento é realizado em função de três parâmetros que descrevem a condição do céu em cada instante, relacionados com a radiação difusa (Eq.2.25), a sua relação com a radiação direta (Eq.2.26) e o ângulo de zênite. A forma do modelo é dada pela Eq.2.27:

$$\Delta = \frac{m_a \; I_d}{I_{on}} \tag{2.25}$$

$$\varepsilon = \frac{I_{bn} + I_d}{I_d} \tag{2.26}$$

$$I_{dT} = I_d \left[ \left( \frac{1+\cos\beta}{2} \right)(1-F_1) + F_1 \left( \frac{\cos\theta}{\cos\theta_z} \right) + F_2 \, sen\, \beta \right] \tag{2.27}$$

onde os coeficientes $F_1$ e $F_2$ são obtidos através das equações empíricas seguintes:

$$F_1 = F_{11}(\varepsilon) + F_{12}(\varepsilon)\,\Delta + F_{13}(\varepsilon)\,\theta_z \tag{2.28}$$

$$F_2 = F_{21}(\varepsilon) + F_{22}(\varepsilon)\,\Delta + F_{23}(\varepsilon)\,\theta_z \tag{2.29}$$

Os valores dos coeficientes $F_{ij}$ são mostrados na Tab.2.2.

Tabela 2.2 – Coeficientes do modelo de Pérez

| Intervalo | $\varepsilon$ | $F_{11}$ | $F_{12}$ | $F_{13}$ | $F_{21}$ | $F_{22}$ | $F_{23}$ |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 1,000 a 1,056 | -0,042 | 0,550 | -0,044 | -0,120 | 0,138 | -0,034 |
| 2 | 1,056 a 1,253 | 0,261 | 0,559 | -0,243 | -0,019 | 0,083 | -0,081 |
| 3 | 1,253 a 1,586 | 0,481 | 0,460 | -0,354 | 0,077 | 0,006 | -0,116 |
| 4 | 1,586 a 2,134 | 0,825 | 0,187 | -0,523 | 0,172 | -0,050 | -0,151 |
| 5 | 2,134 a 3,230 | 1,102 | -0,299 | -0,586 | 0,350 | -0,398 | -0,171 |
| 6 | 3,230 a 5,980 | 1,226 | -0,451 | -0,617 | 0,444 | -0,949 | -0,073 |
| 7 | 5,980 a 10,080 | 1,367 | -0,838 | -0,655 | 0,431 | -1,750 | 0,094 |
| 8 | 10,080 a ∞ | 0,978 | -0,812 | -0,393 | 0,335 | -2,160 | 0,186 |

**2.2.1.2 – As irradiações globais diária e média mensal sobre superfícies inclinadas**

Para a irradiação global diária sobre o plano inclinado, constituída pelas componentes direta, difusa e refletida pelo chão, também foram desenvolvidas algumas correlações. A componente direta é determinada a partir da correspondente no plano horizontal, conforme mostra a Eq.2.30. O coeficiente geométrico $R_b$ foi determinado de forma aproximada por Liu e Jordan, 1961:

$$R_b = \frac{2\int_0^{\omega s} G_{bn}\cos\theta}{2\int_0^{\omega s} G_{bn}\cos\theta_z} = \frac{\cos(\phi \mp \beta)\cos\delta\ sen\,\tilde{\omega}_s + \pi/180\,\tilde{\omega}_s\ sen(\phi \mp \beta)\ sen\,\delta}{\cos\phi\cos\delta\ sen\,\omega_s + \pi/180\,\omega_s\ sen\,\phi\ sen\,\delta} \tag{2.30}$$

A componente refletida considera o albedo e a visão do chão da superfície:

$$H_{rT} = H\ \rho\left(\frac{1-\cos\beta}{2}\right) \tag{2.31}$$

As expressões diárias dos modelos de Klucher e de Pérez para a irradiação difusa são difíceis de formular, determinando-se os valores (diários) através da soma dos valores horários. Já o modelo de Hay e McKay pode ser desenvolvido a partir da expressão da irradiação difusa horária correspondente, tendo a forma:

$$H_{dT} = H_d\left\{R_b\left(\frac{H-H_d}{H_o}\right) + \left(\frac{1+\cos\beta}{2}\right)\left[1-\left(\frac{H-H_d}{H_o}\right)\right]\right\} \tag{2.32}$$

A irradiação global média mensal sobre o plano inclinado é determinada empregando o dia médio mensal nas equações das componentes direta, difusa e refletida.

A Fig.2.4 mostra a irradiação global média mensal sobre a superfície horizontal na cidade de Caxambu, extraída do programa RADIASOL [Krenzinger, 1998], conjuntamente com a irradiação extraterrestre na mesma latitude ($\phi$ = 21,05º S), comprovando-se a diminuição do potencial devido à interferência da atmosfera. Comprova-se também que a inclinação da superfície aumenta a irradiação durante o mês de junho, que é o mês de menor disponibilidade. Um aproveitamento da radiação solar durante o período de inverno, seria beneficiado com o aumento da inclinação da superfície, mas para um aproveitamento durante o ano todo, haveria um ângulo limite a partir do qual não seria benéfico continuar inclinando a superfície, pois a radiação incidente dos meses de verão começaria a ser menor que a do mês de junho.

Para cada aplicação e local em particular é possível determinar-se o ângulo para o qual se obtém a máxima irradiação para o mês critico. Um procedimento recomendado para os que não dominam o equacionamento para calcular tal “ângulo ótimo” (ou não dispõem de dados de radiação solar) é inclinar as superfícies ao ângulo da latitude local, que resultará em um ganho em relação à superfície horizontal (pelo menos durante os meses de inverno).

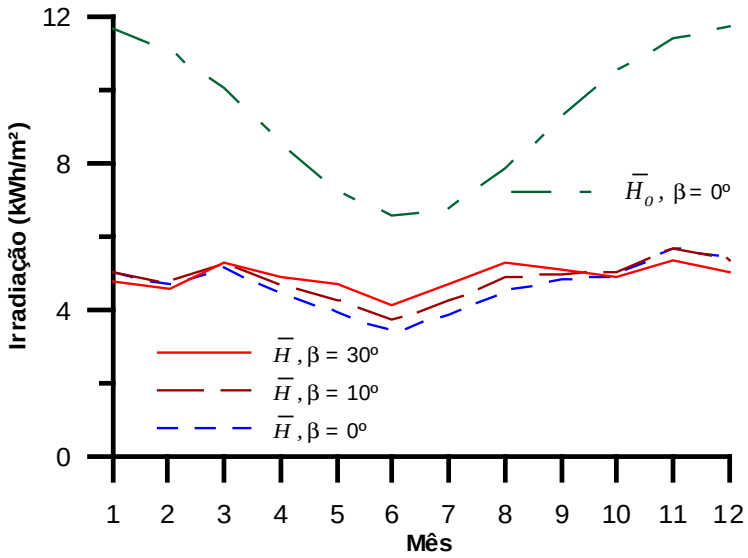



Figura 2.4 – Irradiação global média mensal recebida em Caxambu ($\phi$ = 21,05º S) sobre superfícies com diferentes ângulos de inclinação ($\overline{H}_o$: irradiação extraterrestre diária em média mensal; $\beta$: ângulo de inclinação).

## 2.3 – Aproveitamento da radiação solar para a geração de eletricidade

A falta de tecnologia impediu a aplicação imediata do efeito fotovoltaico, o qual foi observado por primeira vez por Becquerel, em 1839. Foi a conquista do espaço e a necessidade de fornecimento de energia elétrica em longos períodos para as naves espaciais quem determinou sua aplicação industrial, a qual se viu modernizada e incrementada após a crise energética dos anos 70 do século XX.

De acordo com a física moderna, a radiação solar pode ser considerada constituída por unidades discretas de energia denominadas *fótons*. A energia dos fótons é função da freqüência da radiação e, portanto, do comprimento de onda, podendo ser determinada em termos da constante de Planck, *h*:

$$E_f = h\, f_f \tag{2.33}$$

onde $f_f$ é a freqüência dos fótons.

Os fótons incidentes sobre semicondutores podem arrancar elétrons de suas ligações atômicas e, na presença de um campo elétrico formado por uma junção PN, estes elétrons podem ser deslocados, formando uma corrente elétrica, fenômeno conhecido como efeito fotovoltaico.

Os dispositivos empregados para a produção de eletricidade baseados no efeito fotovoltaico são conhecidos como *células solares* e serão analisados no Cap.3.

## 2.4 – A velocidade do vento

O solo, a água, as árvores e em geral todos os elementos da Terra têm diferentes capacidades caloríficas que motivam que sejam aquecidos de forma diferente pela radiação solar, e diferente também é seu processo de resfriamento devido à ausência ou diminuição da radiação.

O ar próximo das superfícies de menor capacidade calorífica se aquece e expande com maior rapidez, de forma contrária ao que acontece com o que está próximo das superfícies em resfriamento, ou do que está próximo das superfícies de maior capacidade calorífica. Formam-se desta forma, zonas de baixas e de altas pressões, que obrigam ao ar a se movimentar de umas a outras para corrigir os desequilíbrios. O movimento é das zonas de alta para as de baixa pressão, ao nível do solo (e contrário nas camadas superiores), e constitui o fenômeno denominado *vento*. A velocidade do vento, ou das massas de ar sendo renovadas, será maior na medida em que maiores sejam as diferenças de temperaturas, traduzidas em diferenças de pressões.

O aquecimento e a rotação da Terra provocam a circulação global. Próximo do Equador, a zona mais aquecida, forma-se uma zona de baixa pressão que suga o ar menos quente da faixa de latitudes de $\pm\ 30^{o}$, desviando-o para o Oeste devido à força de Coriolis. Junto às latitudes de $\pm 30^{o}$ encontram-se as zonas subtropicais de altas pressões que contribuem à movimentação do ar para o Equador e para os pólos. A movimentação desde esta zona até os pólos é invertida a partir das latitudes de $\pm\ 60^{o}$ na qual se encontram as zonas polares de baixas pressões. Estes comportamentos são esquematizados na Fig.2.5 e resumidos na Tab.2.3, segundo as direções predominantes para as diferentes faixas de latitudes.

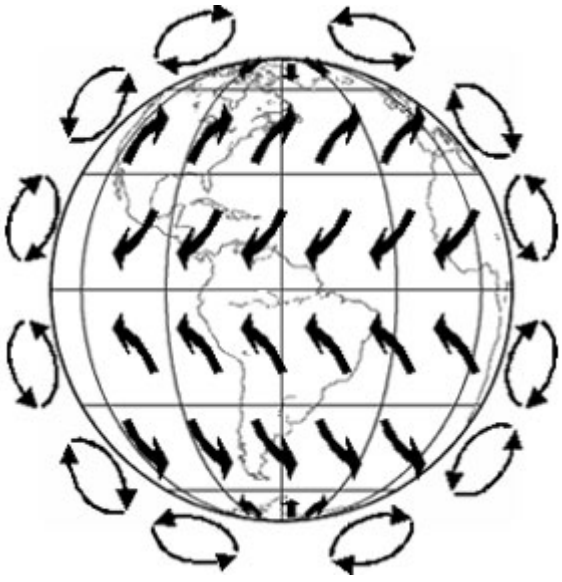


Figura 2.5 – Circulação global dos ventos.

Tabela 2.3 – Ventos dominantes devido à movimentação global

| Latitude | $90^o – 60^o$ S | $60^o – 30^o$ S | $30^o$ S – $0^o$ | $0^o – 30^o$ N | $30^o – 60^o$ N | $60^o – 90^o$ N |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Direção | SE | NO | SE | NE | SO | NE |

A nível local, o vento e sua velocidade são influenciados por fatores térmicos e topográficos. Os primeiros se manifestam fundamentalmente pela interação entre o mar e a terra, a planície e a montanha, a cidade e o campo. Já os fatores topográficos podem contribuir com perturbações da circulação global que favoreçam a formação de zonas singulares, onde a velocidade do vento seja incrementada notavelmente, melhorando sua disponibilidade para fins energéticos.

### 2.4.1 – Influência do terreno sobre a velocidade do vento

As características do relevo não apenas favorecem o incremento da velocidade do vento, mas, de modo mais geral, contribuem na diminuição da movimentação do ar na baixa altura, sendo maior a perturbação quanto maior seja a complexidade do terreno e a altura dos seus componentes, os quais constituirão obstáculos para o escoamento.

Por esta característica, a velocidade do vento não é uniforme verticalmente, mas desenvolve um perfil com valores mínimos junto ao solo, os quais vão se incrementando na medida em que alturas maiores são consideradas.

O perfil de velocidades do vento com a altura pode ser definido através de dois modelos. O conhecido como lei logarítmica considera a influência do terreno através dos chamados comprimentos de rugosidade, $z_0$, os quais fisicamente indicam a altura na qual a velocidade média do vento é zero. O valor dos comprimentos pode ser tão pequeno como 0,0002 m na superfície das águas ou tão “grande” quanto 1 m nas cidades, como mostra a Tab.2.4. A Eq.2.34 define matematicamente a lei [CIEMAT, 1994]:

$$V_{v2} = V_{v1} \frac{\ln\left(Z_2 / z_0\right)}{\ln\left(Z_1 / z_0\right)} \tag{2.34}$$

$$z_0 = 0{,}5 \frac{h\,S}{A_H} \tag{2.35}$$

onde $V_{v1}$ é a velocidade do vento na altura $Z_1$ (conhecidas) e $V_{v2}$ é a velocidade do vento a determinar, na altura $Z_2$. $h$ e $S$ são a altura e a seção exposta ao vento pelos elementos do terreno e $A_H$ é a área média (horizontal) correspondente a cada um deles.

Tabela 2.4 – Comprimentos de rugosidade para várias superfícies

| $z_0$ (m) | **Características da superfície** |
|---|---|
| 0,0002 | Superfície da água |
| 0,0024 | Terrenos totalmente abertos com superfícies lisas (rodovias, aeroportos, campos ceifados) |
| 0,03 | Áreas agrícolas abertas, sem cercas de árvores e poucas construções |
| 0,055 | Áreas agrícolas com algumas casas e cercas de árvores de 8 m de altura a uma distância aproximada de 1250 m |
| 0,1 | Áreas agrícolas com algumas casas e cercas de árvores de 8 m de altura a uma distância aproximada de 500 m |
| 0,2 | Áreas agrícolas com muitas casas, arbustos e árvores ou com árvores de 8 m de altura com distância de 250 m |
| 0,2 | Vilas, cidades pequenas |
| 0,8 | Grandes cidades |
| 1,6 | Grandes cidades com edifícios altos |

Fonte: DWIA, 2002, OLADE, 1984

O outro modelo é conhecido como lei de potência, sendo definido como:

$$V_{v2} = V_{v1}\left(\frac{Z_2}{Z_1}\right)^a \tag{2.36}$$

onde o expoente $a$ (*coeficiente de Hellmann*), é geralmente obtido de forma experimental, a partir de medições da velocidade do vento em diferentes alturas.

Ambas leis permitem estimar a velocidade do vento em alturas superiores (geralmente) a partir do conhecimento da velocidade do vento em uma altura inferior. Isto contribui à colocação dos anemômetros a baixas alturas (10 m normalmente), porém os coeficientes empregados devem ser os adequados, pois os erros produzidos podem ser grosseiros, como mostra a Fig.2.6 na baixa altura. Salienta-se que o valor de $a$ = 1/7, muito recomendado quando se desconhece o valor real para um local, pode conduzir a estes erros, não devendo ser empregado a menos que as características do local sejam semelhantes às indicadas pelo comprimento de rugosidade 0,03 da Tab.2.4.

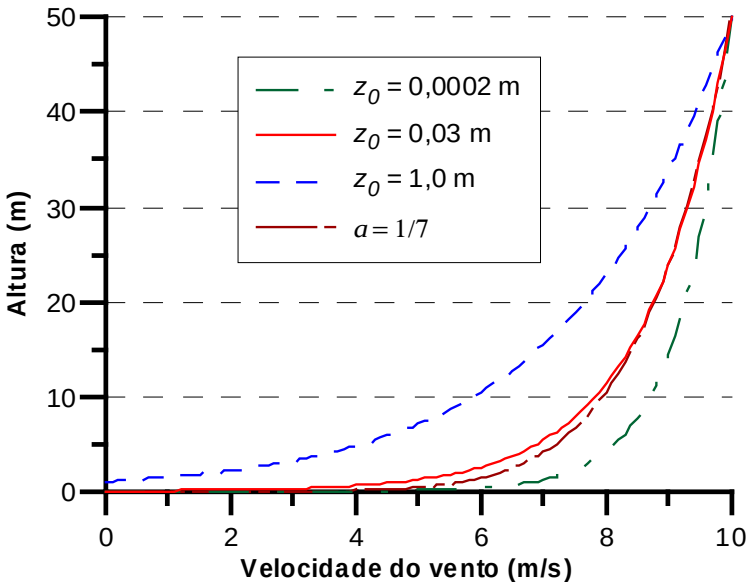



Figura 2.6 – Perfil de velocidades do vento para uma velocidade média de 10 m/s a 50 m ($z_0$: comprimento de rugosidade; $a$: expoente da lei de potência).

## 2.5 – Aproveitamento da energia eólica para a produção de eletricidade

A energia contida no vento é a energia cinética do ar em movimento.

A potência disponível em uma seção de $A$ m² de uma massa de ar se movimentando a uma velocidade de $V_v$ m/s é:

$$P_v = \frac{1}{2} \rho \, A \, V_v^3 \tag{2.37}$$

onde $P_v$ é a potência do vento e $\rho$ é a massa específica do ar.

Em condições atmosféricas normais, a massa específica do ar não varia significativamente (o padrão é 1,225 kg/m³), de modo que a potência disponível no vento é essencialmente proporcional ao cubo da sua velocidade.

O aerogerador é a máquina empregada para converter a energia cinética contida no vento em energia elétrica. Primeiramente a energia do vento é convertida em energia mecânica no eixo da turbina eólica, que por sua vez é convertida em energia elétrica através do gerador acoplado. Segundo a Eq.2.37, a potência é proporcional à área de captação, que neste caso é a área definida pelo disco formado pelas pás da turbina eólica, sendo este o motivo fundamental do incremento observado no tamanho das pás dos grandes aerogeradores.

Um vento de 12 m/s tem uma densidade de potência de mais de 1 kW/m², a qual não poderá ser aproveitada totalmente devido à eficiência de conversão da turbina eólica. Tal

eficiência ou fator, recebe o nome de *coeficiente de potência*, $c_p$, e tem um limite máximo teórico de 59 % para aerogeradores com rotor em forma de disco. Assim, a potência aproveitável pelas máquinas eólicas será determinada pela Eq.2.38:

$$\frac{P_v}{A} = \frac{1}{2}\rho \; c_p \; V_v^3 \tag{2.38}$$

onde a relação $P_v/A$ permite normalizar a potência produzida em relação à área de captação, ou área definida pela turbina eólica.

## 2.6 – Avaliação do potencial energético do vento

Ao depender fundamentalmente do comportamento da radiação solar, o vento apresenta variações substanciais em nível temporal, desde escalas pequenas, da ordem dos segundos, até grandes escalas, da ordem de meses ou anos. E apresenta também variações em nível espacial, tanto em superfície como em altura, influenciado pelas características do relevo. Desta forma, o potencial eólico tem as mesmas limitações que o solar quanto à sua constância, sendo também necessário o dimensionamento das instalações com base na condição crítica da relação demanda/produção.

A avaliação do potencial eólico de um local tem por objetivo determinar a energia possível de se obter mediante um sistema eólico durante um período determinado, visando aceitar ou não sua exploração frente a outras opções, mais ou menos econômicas. Para isto pode ser necessária a extrapolação horizontal e vertical da velocidade do vento a partir das medições de vários anos do local ou de outros pontos da região, ou a extrapolação temporal a partir de medições locais em um período curto, que ofereçam valores representativos das características eólicas de longo prazo. É importante assinalar que as velocidades do vento “base” para a extrapolação devem ser muito exatas, pois como revela a Eq.2.37, uma incerteza de 10 % na velocidade do vento empregada provoca uma incerteza de mais de 30 % na potência determinada.

As medições realizadas são em geral reduzidas a parâmetros estatísticos, sendo os mais conhecidos a média, a variância e o desvio padrão. Entre os relacionados com a probabilidade de ocorrência de velocidades encontram-se o fator de forma ($k$) e fator de escala ($c$) da função de distribuição de Weibull, analisada na seguinte seção.

A forma mais simples de estimar a potência média do vento (por unidade de área), $\overline{P_v}$, a partir de uma série de medições de velocidades é através da Eq.2.40:

$$\overline{P_v} = \frac{1}{2}\rho \; k_e \; \overline{V_v}^3 \tag{2.40}$$

onde $\overline{V_v}$ é a velocidade média do vento no período e $k_e$ é o fator *padrão de energia*, que pode ser determinado como:

$$k_e = \frac{\frac{\sum V_{vi}^3}{N}}{\left(\frac{\sum V_{vi}}{N}\right)^3} \tag{2.41}$$

onde $V_{vi}$ representa a amostra *i* da série de velocidades do vento e *N* é o total de amostras.

A Tab.2.5 mostra a densidade de potência para uma série de velocidades do vento e confirma que o que deve ser determinado é a média das potências, ou potência média por unidade de área, e não a potência a partir do valor médio das velocidades do vento. Com tal proceder o potencial seria subestimado, como no exemplo mostrado no qual a redução é de 25 %.

Tabela 2.5 – Densidade de potência de uma série de velocidades do vento

| | $V_v$ (m/s) | $P_v$ (W/m²) |
|---|---|---|
| | 4,0 | 39.2 |
| | 7,0 | 210.1 |
| | 3,0 | 16.5 |
| | 5,0 | 76.6 |
| | 9,0 | 446.5 |
| | 8,0 | 313.6 |
| | 6,0 | **132.3** |
| Média | 6,0 | **176.4** |

A energia elétrica que poderia fornecer um aerogerador sob um regime de vento determinado, pode ser calculada mediante a seguinte expressão:

$$E_a = \overline{P_v}\ \eta_g\ A\ T \tag{2.42}$$

onde $T$ é o período analisado e $\eta_g$ é a eficiência total do aerogerador, considerando o coeficiente de potência do rotor, a eficiência do sistema de transmissão, a do sistema de orientação e a do gerador elétrico.

Quando considerado o período de um ano, onde $T$ = 8760 h, é empregado o indicador *energia anual gerada* (*EAG*):

$$EAG = 8760\ \overline{P_v}\ \eta_g\ A \tag{2.43}$$

### 2.6.1 – Distribuição de Weibull

Estudos estatísticos de séries de velocidades do vento de vários anos mostraram que a probabilidade de ocorrência das velocidades segue comportamentos típicos, que podem ser representados através de expressões analíticas. A mais empregada para este fim é a função de densidade de probabilidade de Weibull representada pela Eq.2.44:

$$f(V_v) = \frac{k}{c}\left(\frac{V_v}{c}\right)^{k-1} \exp\left[-\left(\frac{V_v}{c}\right)^{k}\right] \tag{2.44}$$

onde $k$ é um fator adimensional conhecido como *fator de forma*, que está relacionado com as características locais do vento e dá uma medida da dispersão dos valores de velocidades em relação à velocidade média do período, e $c$ é o *fator de escala*, estando relacionado com a velocidade média (tem unidades de m/s).

Os fatores $k$ e $c$ são obtidos a partir da análise dos dados de velocidades do vento, que preferencialmente devem representar o valor médio de 10 min de amostragem. Entre os métodos empregados para a determinação dos fatores encontram-se o do desvio padrão da velocidade média, e o da regressão linear e dos mínimos quadrados. Para o primeiro método mencionado são suficientes os valores da velocidade média e seu desvio padrão, os quais não são difíceis de achar para algumas localidades, devido a medições meteorológicas (fundamentalmente). Já o segundo método precisa de toda a série de velocidades do vento, a qual vai se tornando cada vez mais comum devido ao uso de modernos sistemas automatizados de monitoramento.

Depois de conhecidos, os fatores poderão contribuir a determinar o valor dos parâmetros estatísticos e o potencial energético do local:

$$\overline{V_v} = \int_0^\infty V_v \, f(V_v) \; dV_v = c \, \Gamma\left(1+\frac{1}{k}\right) \tag{2.45}$$

$$\sigma^2 = c^2 \left[\Gamma\left(1+\frac{2}{k}\right) - \Gamma^2\left(1+\frac{1}{k}\right)\right] \tag{2.46}$$

$$k_e = \frac{\Gamma\left(1+\frac{3}{k}\right)}{\Gamma^3\left(1+\frac{1}{k}\right)} \tag{2.47}$$

onde $\Gamma$ representa a função Gamma, cujos valores aparecem tabelados para vários valores do seu argumento.

A Fig.2.7 mostra a forma em que é realizada a análise. Primeiramente as amostras de velocidades do vento da série são agrupadas em intervalos regulares, de 1 m/s por exemplo, e permitem a determinação de *k* e *c*. Conhecidos os valores destes parâmetros é possível reproduzir em qualquer momento a distribuição de probabilidade de ocorrências, através da função de Weibull. No exemplo mostrado comprova-se a semelhança entre os valores reais e os estimados, confirmando a utilidade da função empregada (os dados analisados correspondem à localidade de Toledo (EEUU), 41,36$^o$N, 83,48$^o$O [NCDC e NREL, 1993]).

A partir da representação da Fig.2.7, informações importantes podem ser obtidas, como a probabilidade e, portanto, o período de manifestação de uma velocidade do vento na localidade, ou o período em que ocorrem velocidades do vento superiores, ou inferiores, a um determinado valor.

O emprego da Eq.2.48, para cada intervalo de velocidades do vento, permitirá estimar a quantidade de energia possível de se obter em cada um deles e, portanto, a energia que poderá ser fornecida por cada m² da área da turbina do aerogerador na localidade:

$$EAG_A = 4380 \, \rho \sum_{Vvo}^{Vvs} \eta_{gi} \; V_{vi}{}^3 \, f(V_{vi}) \tag{2.48}$$

onde $EAG_A$ refere-se à energia anual gerada por unidade de área do rotor do aerogerador, $\eta_{gi}$ é a eficiência do aerogerador para a velocidade considerada $V_{vi}$, e $f(V_{vi})$ é a probabilidade de ocorrência da velocidade $V_{vi}$ no período. $V_{vs}$ e $V_{v0}$ englobam a faixa de velocidades do vento de funcionamento da máquina, desde o inicio de geração ($V_{v0}$) até a sua parada por motivos de segurança ($V_{vs}$).

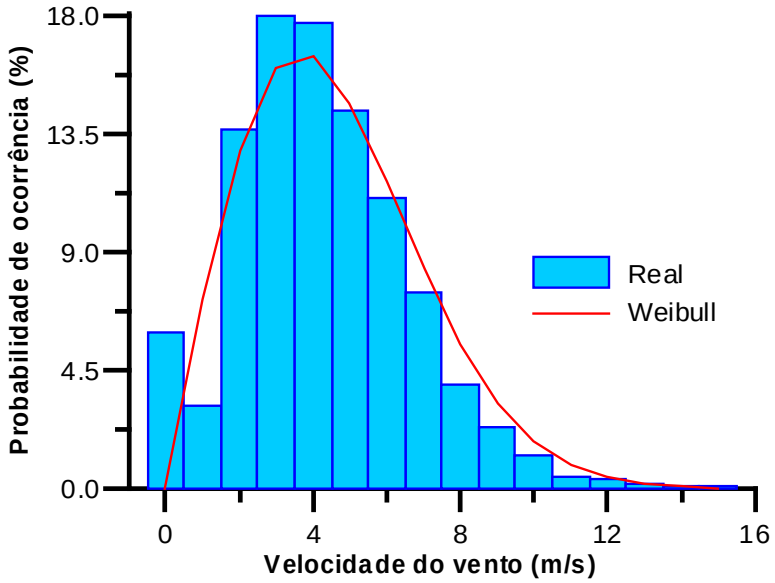



Figura 2.7 – Distribuição de probabilidade de ocorrência de velocidades: real e estimada.

Uma distribuição muito útil por sua simplicidade é a de Rayleigh, a qual é um caso particular da distribuição de Weibull com fator de escala igual a 2, característica que é muito comum na costa norte européia [Snel, 1999]. Com $k = 2$, $k_e = 1{,}91$, $c = 2\overline{V}/\sqrt{\pi}$ (da Eq.2.45) e:

$$f(V_v) = \frac{\pi}{2}\frac{V_v}{\overline{V_v}^2}\exp\left[-\frac{\pi}{4}\left(\frac{V_v}{\overline{V_v}}\right)^2\right] \tag{2.49}$$

que é uma distribuição que depende de um único parâmetro: a velocidade média do período $\overline{V_v}$.

Por sua simplicidade é empregada pelos fabricantes de aerogeradores no cálculo da energia anual que os mesmos poderiam fornecer.

# 3. Funcionamento e modelagem matemática dos geradores fotovoltaicos

## 3.1 – Princípio de funcionamento das células fotovoltaicas

No ano de 1839, Becquerel observou que a incidência de luz em um dos eletrodos de uma célula eletrolítica originava uma tensão (e corrente elétrica) e chamou ao fenômeno *efeito fotovoltaico* [Treble, 1991]. Posteriormente, Hertz fez algumas experiências e deduziu que os metais emitiam cargas negativas, isto é, elétrons, pela ação da luz [Cabrerizo, 1987].

No ano de 1873, Smith descobriu a fotocondutividade no selênio e com este metal Fritts fez a primeira célula solar nos anos 80 daquele século, com 1% de eficiência [Davidson, 1995]. O desenvolvimento da tecnologia dos semicondutores levou a novos avanços no campo fotovoltaico e a primeira célula solar de silício monocristalino, com 6% de eficiência, foi construída em 1954 por Chapin, Fuller e Pearson, segundo CIEMAT, 2000.

### 3.1.1 – Células de silício monocristalino

O silício é um semicondutor cujos átomos se organizam por meio de ligações covalentes realizadas pelos seus quatro elétrons de valência. Por efeito térmico alguns destes elétrons de ligação podem se deslocar dessa função, tornando-se elétrons livres e deixando lacunas onde antes havia a ligação. A fração de elétrons livres no silício intrínseco é muito baixa: cerca de 1 elétron para cada $3x10^{12}$ átomos (à temperatura ambiente).

Quando o silício é dopado com uma pequena fração de átomos pentavalentes que substituem poucos átomos da rede cristalina de silício, para cada átomo de impurezas é introduzido um elétron livre extra. Da forma inversa, se o silício é dopado com átomos trivalentes, cada átomo de impureza absorve um elétron, deixando uma lacuna (que pode se deslocar entre as posições de ligações atômicas). O semicondutor dopado com átomos pentavalentes (apresenta excesso de elétrons) é chamado tipo N e o semicondutor dopado com átomos trivalentes (apresenta excesso de lacunas) é chamado tipo P. Uma dopagem de apenas uma parte por milhão pode aumentar em um milhão de vezes a densidade de portadores de carga do silício.

Quando se fabrica, a partir de silício de altíssima pureza, um cristal com dopagem do tipo P em uma região e dopagem do tipo N em outra região adjacente, a união destas regiões é chama junção PN e tem características muito peculiares. Na zona da junção PN os elétrons em excesso

da região N deslocam-se por difusão para a região P e as lacunas, em um deslocamento aparente, da região P para a região N. Forma-se um campo elétrico localizado na junção e é estabelecido um equilíbrio em que a força devida ao campo elétrico se opõe à força de difusão, deixando o fluxo líquido de portadores de carga nulo através da junção.

Quando a região da união é iluminada os fótons arrancam elétrons das ligações covalentes, formando pares elétron-lacunas que serão acelerados por efeito do campo elétrico em sentidos opostos. Este fenômeno é em essência, o efeito fotovoltaico. A conseqüência desta "separação de carga" é a formação de uma diferença de potencial entre as superfícies opostas da célula. Esta tensão é chamada de *tensão de circuito aberto*.

Se um condutor conecta ambas faces da célula, quando a mesma está iluminada, circulará uma corrente, cuja intensidade é proporcional à irradiância que incide sobre a célula, conhecida como corrente de *curto-circuito*.

Tendo em vista que a célula é fabricada da mesma forma que um diodo retificador (junção PN) seu circuito equivalente simplificado é o apresentado na Fig.3.1, onde a fonte de corrente representa a formação da corrente fotogerada conforme descrito anteriormente. Segundo a mesma figura, a Eq.3.1 descreve este modelo de célula.

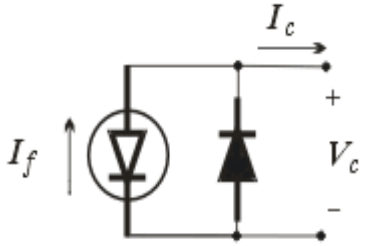



Figura 3.1 – Circuito equivalente simplificado da célula solar.

$$I_c = I_f - I_0\left(\exp\frac{V_c}{m\,V_t} - 1\right) \tag{3.1}$$

$$V_t = \frac{k\,T_c}{e} \tag{3.2}$$

onde $I_c$ e $V_c$ são a corrente e a tensão da célula, $I_0$ é a corrente reversa de saturação, $V_t$ é a tensão térmica da célula, com $e$ sendo a carga do elétron, $k$ a constante de Boltzman, $T_c$ a temperatura absoluta da célula e $m$ um fator de idealidade, com valor típico entre 1 e 2 [CIEMAT, 2000].

Um modelo mais realista deve considerar a resistência série ($R_s$) e a resistência paralela ($R_p$) que existem por imposição de características dos materiais, de defeitos e de técnicas de fabricação. A Fig.3.2 mostra este modelo.

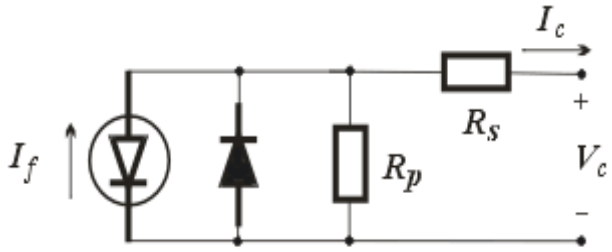



Figura 3.2 – Circuito equivalente da célula solar.

A partir do circuito da Fig.3.2 pode-se deduzir que a equação para descrever o comportamento elétrico da célula é:

$$I_c = I_f - I_0 \left( \exp \frac{V_c + I_c R_s}{m V_t} - 1 \right) - \frac{V_c + I_c R_s}{R_p} \tag{3.4}$$

**3.2 – O módulo fotovoltaico**

Se *n* células solares idênticas são conectadas em série, a corrente fornecida pela associação será a mesma que a fornecida por uma única célula, porém a tensão se incrementará em *n* vezes:

$$I_{ass} = I_{c1} = I_{c2} = ... = I_{cn} \tag{3.5-a}$$

$$V_{ass} = V_{c1} + V_{c2} + ... + V_{cn} = n V_{c1} \tag{3.5-b}$$

onde $I_{ass}$ e $V_{ass}$ são a corrente e a tensão resultantes da associação das células.

Se *n* células idênticas são conectadas em paralelo, a associação mostrará a tensão de uma única célula, com uma corrente *n* vezes maior.

$$I_{ass} = I_{c1} + I_{c2} + ... + I_{cn} = n I_{c1} \tag{3.6-a}$$

$$V_{ass} = V_{c1} = V_{c2} = ... = V_{cn} \tag{3.6-b}$$

Esta característica permitiu a construção dos módulos fotovoltaicos, os quais atualmente são produzidos, para tensão nominal de 12 V, com o número de células em série entre 30 e 36.

Com o número de células mencionado, o módulo é capaz de fornecer uma tensão superior a 12 V, inclusive nas radiações baixas, o que permite sua utilização para o carregamento de baterias, as quais por sua vez são necessárias na maioria das aplicações, pois a radiação solar não está sempre presente (à noite, por exemplo).

Para explicar o funcionamento do módulo é empregado o mesmo circuito equivalente da Fig.3.2, com um único gerador, de tensão e corrente *n* vezes o número de células em série e paralelo respectivamente. As resistências ($R_s$ e $R_p$) agora se referem ao módulo como um todo e o modelo matemático do módulo pode ser definido como:

$$I_{\mathrm{mod}} = N_p \left[ I_f - I_0 \left( \exp \frac{V_{\mathrm{mod}} + I_{\mathrm{mod}} R_s}{m V_t N_s} - 1 \right) - \frac{V_{\mathrm{mod}} + I_{\mathrm{mod}} R_s}{R_p} \right] \tag{3.7}$$

onde $I_{\mathrm{mod}}$ e $V_{\mathrm{mod}}$ são a corrente e a tensão do módulo e, $N_p$ e $N_s$ são o número de células conectadas em paralelo e série, respectivamente, sendo que geralmente $N_p = 1$.

### 3.2.1 – Influência da radiação solar e da temperatura do módulo sobre seu comportamento

Como a liberação de portadores na junção P-N é devida à ação dos fótons, a corrente produzida dependerá da intensidade da radiação solar incidente, sendo que a corrente de curto-circuito, $I_{sc}$, é diretamente proporcional a esta intensidade:

$$I_{sc2} = I_{sc1} \frac{G_2}{G_1} \tag{3.8}$$

onde $G_1$ e $G_2$ são dois valores de irradiâncias e $I_{sc1}$ é a corrente de curto-circuito para a irradiância $G_1$.

De forma experimental é comprovado que a corrente de curto-circuito segue esta relação linear com a radiação solar medida através de piranômetros, de modo que se a radiação solar dobra, dobra também a corrente de curto-circuito do módulo.

A tensão de circuito aberto do módulo, $V_{oc}$, pode ser determinada a partir da Eq.3.7, fazendo $I_{\mathrm{mod}} = 0$ A e desprezando o termo $V_{oc}/R_p$:

$$V_{oc} \approx m\, V_t\ N_s \ln\left(\frac{I_f}{I_0}+1\right) \approx m\, V_t\ N_s \ln\left(\frac{I_f}{I_0}\right) \tag{3.9}$$

Como a variação da corrente fotogerada é linear com a radiação solar, a variação da tensão de circuito aberto mostrará uma dependência logarítmica com a mesma.

Considerando as células solares de silício monocristalino como diodos semicondutores, o comportamento da sua corrente e tensão serão influenciados pela sua temperatura, diretamente no primeiro caso, e inversamente no caso da tensão. Isto é, aumentos da temperatura da célula contribuem para aumentos da corrente fotogerada e diminuições da sua tensão.

Estas variações são quantificadas a nível do módulo através de dois coeficientes térmicos para as condições de curto-circuito e de circuito aberto:

$$\beta = \frac{\partial V_{oc}}{\partial T_c} \tag{3.10}$$

$$\alpha = \frac{\partial I_{sc}}{\partial T_c} \tag{3.11}$$

com valores típicos, para silício monocristalino, de – 2 mV/$^o$C e 0,0003 $I_{sc}$/$^o$C, respectivamente [Araujo *et al*., 1985]. A modificação das curvas dos módulos em função da radiação solar e da temperatura é mostrada na Fig.3.3.

### 3.2.2 – Ponto de máxima potência

A corrente máxima fornecida pelas células e módulos fotovoltaicos é a de curto-circuito, porém, neste ponto ($I_{\mathrm{mod}}$ *vs* $V_{\mathrm{mod}}$) a potência fornecida é zero, pois a tensão nos terminais é de 0 V. O mesmo acontece no ponto em que a tensão é máxima, o de circuito aberto, pois nele a corrente é de 0 A. Percorrendo a curva característica no sentido da tensão crescente observa-se um aumento linear da potência fornecida (inicialmente a corrente permanece quase constante), até um ponto no qual a diminuição exponencial da corrente pesa mais do que o aumento linear da tensão, e a potência diminui rapidamente. Este comportamento da potência é mostrado na Fig.3.4 para um módulo fotovoltaico, conjuntamente com a curva característica correspondente, e revela um nítido ponto de potência máxima, $P_m$. Os valores de tensão e corrente neste ponto são

chamados de *corrente* e *tensão de máxima potência*, sendo identificados pelos os símbolos $I_m$ e $V_m$.

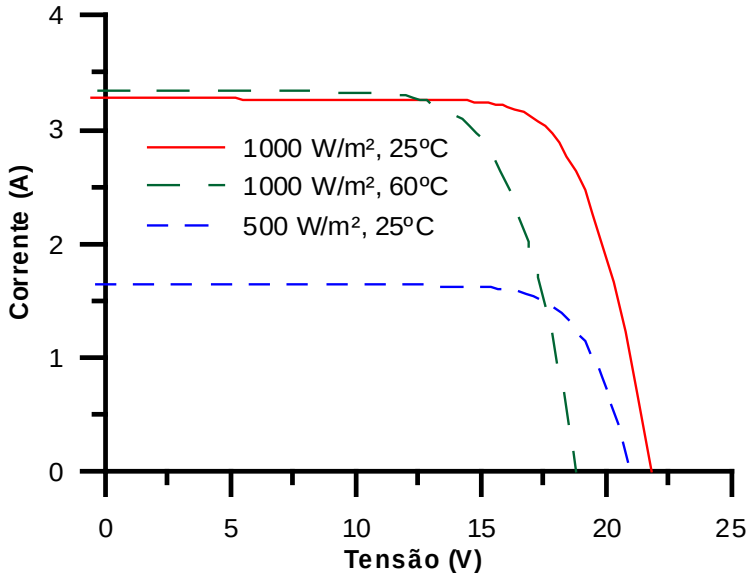



Figura 3.3 – Comportamento do módulo fotovoltaico de silício monocristalino para diferentes condições de radiação solar e temperatura das células.

### 3.3 – Desenvolvimento da curva característica do módulo fotovoltaico

Os fabricantes de módulos fotovoltaicos oferecem as curvas características dos mesmos apenas para umas poucas condições de radiação solar e temperatura dos módulos e oferecem também os valores dos parâmetros mostrados na Fig.3.4 para as condições da Tab.3.1, ditas *padrão*.

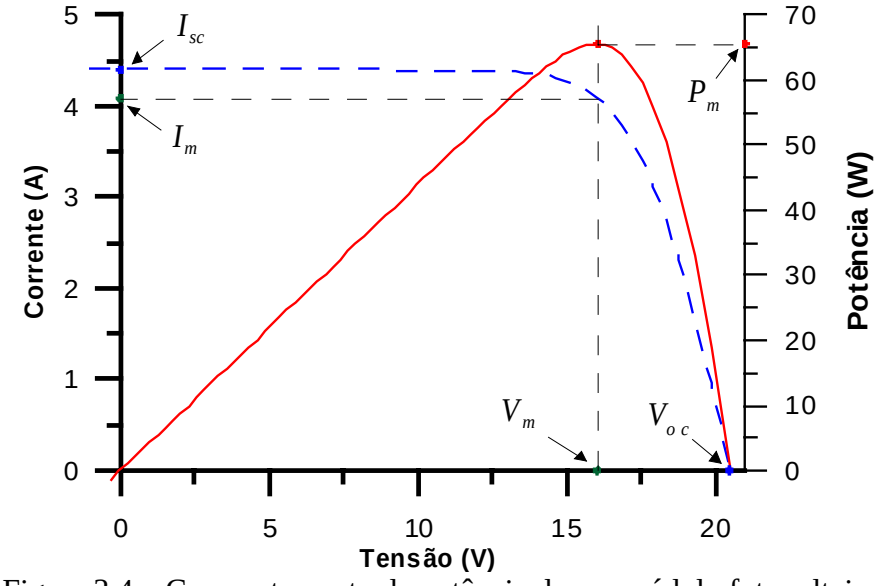



Figura 3.4 – Comportamento da potência de um módulo fotovoltaico.

Tabela 3.1 – Condições padrão para a definição do comportamento de um módulo fotovoltaico

| **Grandeza** | **Valor** |
|---|---|
| Irradiância | 1000 W/m² |
| Temperatura da célula | 25 $^{o}$C |
| Distribuição espectral | MA1,5 |

Para traçar a curva do módulo através da Eq.3.7, devem ser determinados o valor dos parâmetros $I_f$, $I_0$, $R_s$, $R_p$ e $m$, os quais não são fornecidos pelos fabricantes. A análise começa com as seguintes considerações:

$$I_f \approx I_{sc} \tag{3.12}$$

$$I_0 \approx \frac{I_f}{\exp \frac{V_{oc}}{m V_t} - 1} \tag{3.13}$$

as quais são obtidas da Eq.3.7 nas condições de curto-circuito e de circuito aberto. $m$, o fator de idealidade do diodo, pode valer entre 1 e 2 para silício cristalino e interfere no arredondamento da curva característica. Para silício monocristalino e policristalino, Krenzinger *et al.*, 1992, apresentam uma relação empírica:

$$m = 2{,}8 - 2{,}3\ \mathrm{FF} \tag{3.14}$$

onde FF é o fator de forma, definido como:

$$\mathrm{FF} = \frac{I_m V_m}{I_{sc} V_{oc}} \tag{3.15}$$

No ponto de máxima potência a derivada da potência do módulo em relação à tensão é nula e a resistência paralela pode ser determinada como [Krenzinger, 1994]:

$$R_p = \frac{V_m - I_m R_s}{\frac{I_0}{m V_t}\left[\left(I_m R_s - V_m\right)\exp\left(\frac{V_m + I_m R_s}{m V_t}\right)\right] + I_m} \tag{3.16}$$

Com a expressão de $R_p$, a Eq.3.7 fica apenas em função do parâmetro $R_s$ e, para o ponto de máxima potência:

$$R_s = \left\{ \frac{\frac{V_m}{I_m} - R_s}{\left[\frac{I_0}{m\,V_t}\left(I_m\ R_s\right)\right]\left[\exp\left(\frac{V_m + I_m\ R_s}{m\,V_t}\right)\right] + I_m} \right\} \left\{ I_f - I_m - I_0 \left[ \exp\left(\frac{V_m + I_m\ R_s}{m\,V_t}\right) - 1 \right] \right\} - \frac{V_m}{I_m} \quad (3.17)$$

A eq.3.17 pode ser resolvida numericamente através do método de Newton-Raphson [Hornbeck, 1975] e permite a determinação de $R_p$.

Com todos os parâmetros determinados, é possível traçar a curva característica do módulo na condição padrão. Os valores das resistências série e paralelo são considerados constantes para qualquer ponto da curva característica do módulo e para qualquer condição de radiação solar e temperatura da célula.

### 3.3.1 – Comportamento do módulo fotovoltaico em condições diferentes da padrão

Como durante o dia a radiação solar muda constantemente o módulo fotovoltaico estará submetido a condições de operação diferentes da padrão, podendo determinar-se o valor dos pontos limites da curva característica utilizando as seguintes equações [Araújo *et al*., 1985]:

$$I_{sc} = \left\{ I_{sc(p)} - \alpha\ N_p \left( T_{c(p)} - T_c \right) \right\}\ \frac{G}{G_{(p)}} \quad (3.18)$$

$$V_{oc} = V_{oc(p)} - \left[ \beta\ N_s \left( T_{c(p)} - T_c \right) + N_s\ m\,V_t \ln\left( \frac{G_{(p)}}{G} \right) \right] \quad (3.19)$$

onde o subíndice "($p$)" indica que o valor da grandeza correspondente é o definido na condição padrão e a ausência do subíndice indica que a grandeza associada corresponde à condição de operação do módulo.

A técnica para traçar a curva característica do módulo nas condições de operação consiste em transladar a curva definida nas condições padrão até interceptar com os valores de $I_{sc}$ e $V_{oc}$ determinados nas Eqs.3.18 e 3.19. Para isto, os pares de pontos $I_{\mathrm{mod}}$-$V_{\mathrm{mod}}$ são determinados

através das seguintes equações, onde $F_{cc}$ é um fator de correção da forma da curva, com valor típico de 1,25 mΩ/$^{o}$C para cada célula de silício monocristalino [Araújo *et al.*, 1985]:

$$I_{\mathrm{mod}} = I_{\mathrm{mod}(p)} - \left[ I_{sc} \left( \frac{G_{(p)}}{G} - 1 \right) + \alpha \, N_p \left( T_{c(p)} - T_c \right) \right] \tag{3.20}$$

$$V_{\mathrm{mod}} = V_{(p)} - \left[ \beta \, N_s \left( T_{c(p)} - T_c \right) - N_s \, F_{cc} \, I_{(p)} \left( T_{c(p)} - T_c \right) - R_s \left( I_{(p)} - I_{\mathrm{mod}} \right) \right] \tag{3.21}$$

A temperatura da célula pode ser estimada a partir do valor da temperatura ambiente e a radiação incidente, segundo Krenzinger, 1987:

$$T_c = \frac{NOCT - 20}{800} \, G + T_{amb} \tag{3.22}$$

onde *NOCT* é a temperatura normal de operação das células, fornecida pelo fabricante para as condições mostradas na Tab.3.2.

Tabela 3.2 – Condições normais de operação de um módulo fotovoltaico

| **Grandeza** | **Valor** |
|---|---|
| Irradiância | 800 W/m² |
| Temperatura ambiente | 20 $^{o}$C |
| Velocidade do vento | 1 m/s |
| Distribuição espectral | MA1,5 |

## 3.4 – O painel fotovoltaico e seu comportamento com módulos diferentes

O painel é uma associação de módulos fotovoltaicos, realizada para obter tensões e/ou potências maiores que as fornecidas por um único módulo, sendo-lhe, portanto, aplicadas as mesmas relações e considerações estabelecidas para aquele (ou para a célula solar).

Quando todos os módulos fotovoltaicos são idênticos, isto é, quando todos têm as mesmas características elétricas, a curva característica do painel formado através da associação mostra um comportamento similar ao obtido por uma associação de células em um módulo, visto na seção anterior.

Este comportamento não é válido quando são conectados módulos de diferentes características em um painel, o que pode acontecer se uma vez feita uma instalação, por exemplo, em uma expansão futura são adquiridos módulos diferentes dos originais. Comportamentos não idênticos podem ocorrer também como conseqüência de defeitos de fabricação e defeitos provocados pelo envelhecimento ou não uniformidade de iluminação.

### 3.4.1 – Associação série

A Fig.3.5 mostra a curva característica de dois módulos diferentes e as resultantes de associações série dos mesmos quando iluminados e conectados a uma carga *R* que diminui desde um valor suficientemente elevado até 0 Ω. Os módulos são propositalmente bastante diferentes para uma melhor ilustração.

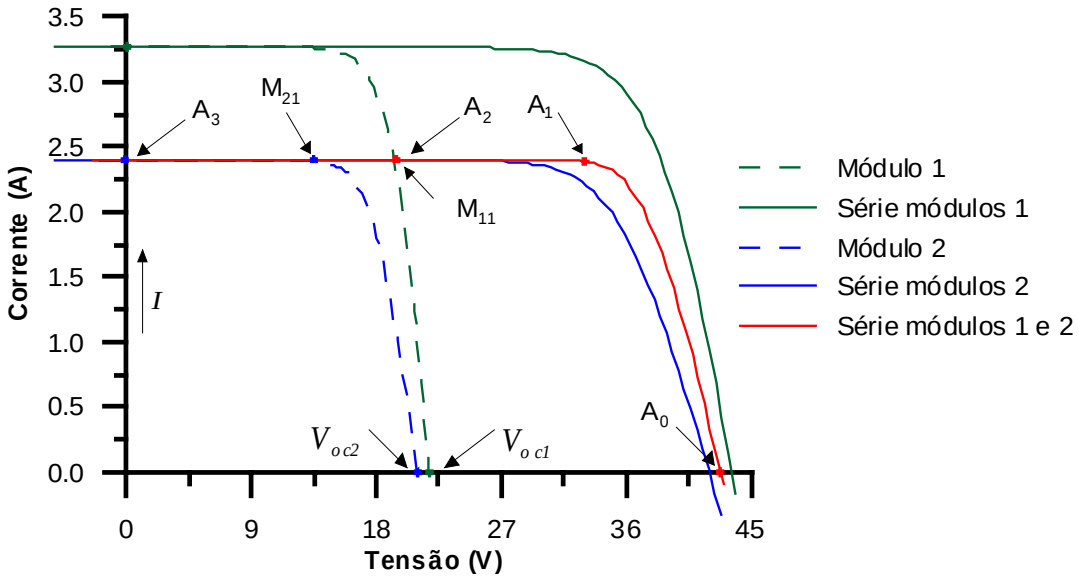



Figura 3.5 – Curvas características de módulos fotovoltaicos e de suas associações série.

A curva resultante da associação série de dois módulos iguais mostra-se como deslocada para a direita em relação à curva do módulo base, em correspondência com o estabelecido pela Eq.3.5. Na Fig.3.5 o módulo 1 tem maior potência que o módulo 2 e, portanto, maior será a potência da associação série correspondente. Já a associação série dos dois módulos diferentes mostra-se com um pequeno ganho em relação à potência da associação do módulo 2.

Para obter a curva de uma associação série são somados os valores de tensão da curva de cada um dos módulos para um mesmo valor de corrente (até determinado valor, como será mostrado a seguir), em toda a faixa de correntes possíveis (o que é também válido para módulos idênticos).

Quando a corrente da associação é de 0 A a tensão da mesma é a de circuito aberto (ponto $A_0$):

$$V_{ass} = V_{oc1} + V_{oc2} \tag{3.24}$$

Na medida em que uma corrente maior é considerada, isto é, com varredura no sentido de $A_3$, a tensão da associação diminui, com valor igual à soma das tensões de cada módulo, sendo que as mudanças nos valores de tensão não são iguais em ambos módulos. Na corrente correspondente ao ponto $M_{21}$ do módulo 2 a associação encontra-se funcionando no ponto $A_1$ com tensão de:

$$V_{ass} = V_{M11} + V_{M21} \tag{3.25}$$

onde $V_{M11}$ e $V_{M21}$ representam as tensões dos módulos 1 e 2, respectivamente, para a corrente correspondente à do ponto $M_{21}$ (e $M_{11}$).

A partir do ponto $A_1$ a associação não experimenta um ganho substantivo de corrente pois embora o módulo 1 tenha ainda capacidade para oferecer uma corrente maior, o módulo 2 atingiu seu limite de geração. Como ambos módulos estão em série a diminuição da tensão da associação e a manutenção da corrente ocorre às custas da diminuição da tensão do módulo 2, permanecendo o módulo 1 polarizado no ponto $M_{11}$.

$$V_{assi} = V_{M11} + V_{2i} \tag{3.26}$$

$$V_{2i} = V_{2i-1} - \Delta V_{ass} \tag{3.27}$$

onde $V_{assi}$ e $V_{2i}$ são aos valores de tensão da associação e do módulo 2, respectivamente, devido a uma diminuição de $\Delta V_{ass}$ V na tensão da associação. $V_{2i-1}$ é a tensão do módulo 2 em um tempo anterior ($i$-1).

Se a tensão da associação continuar diminuindo, será atingida a condição em que o módulo 2 tem 0 V nos seus terminais, isto é, está polarizado no ponto de curto-circuito. A associação está polarizada no ponto $A_2$, com tensão igual à do ponto $M_{11}$ do módulo 1.

$$V_{ass} = V_{M11} \tag{3.28}$$

Até este ponto o módulo 2 comportou-se como um gerador, embora de potência sub-utilizada, mas se a tensão da associação continuar diminuindo, se inverterá a tensão deste módulo, passando a se comportar como uma carga para o módulo 1:

$$V_{ass} = V_{M11} - V_{\mathrm{mod}2} \tag{3.29}$$

Quando a associação estiver operando na condição de curto-circuito, isto é para $V_{ass}$ = 0 V (ponto $A_3$), o módulo 1 ainda estará polarizado no ponto $M_{11}$ e toda sua potência estará sendo dissipada sobre o módulo 2:

$$V_{\mathrm{mod}2} = - V_{M11} \tag{3.30}$$

Generalizando, pode-se afirmar que na condição de curto-circuito de uma associação série de módulos fotovoltaicos diferentes, a tensão dos módulos não será de 0 V e que, sobre o módulo de menor potência será liberada ou dissipada toda a potência produzida através dos outros módulos (cujo valor dependerá das características específicas da associação e, obviamente, da radiação solar incidente).

A partir desta análise, é conveniente ressaltar que em uma associação série de módulos fotovoltaicos deve evitar-se a colocação de módulos de características elétricas muito diferentes, pois os módulos de menor corrente limitarão a corrente e, portanto, a potência da associação.

### 3.4.2 – Associação paralela

A Fig.3.6 mostra as curvas características de dois módulos diferentes e as resultantes da associação paralela dos mesmos, quando iluminados e acoplados a uma carga variável *R*.

A curva resultante da associação paralela de dois módulos iguais mostra-se como deslocada para cima em relação à curva do módulo base, em correspondência com o estabelecido pela Eq.3.6, assim, em $V_{ass}$ = 0 V, a corrente é duas vezes a de curto-circuito do módulo.

O módulo 1 tem maior potência que o módulo 2 e, portanto, maior será a potência da associação paralela correspondente. Já a associação paralela dos dois módulos diferentes mostra-se com um certo ganho em relação à potência do módulo 2, isto é, do de menor potência.

Para obter a curva de uma associação paralela são somados os valores de corrente da curva de cada um dos módulos para um mesmo valor de tensão, em toda a faixa de tensões possíveis (o que é também válido para módulos idênticos).

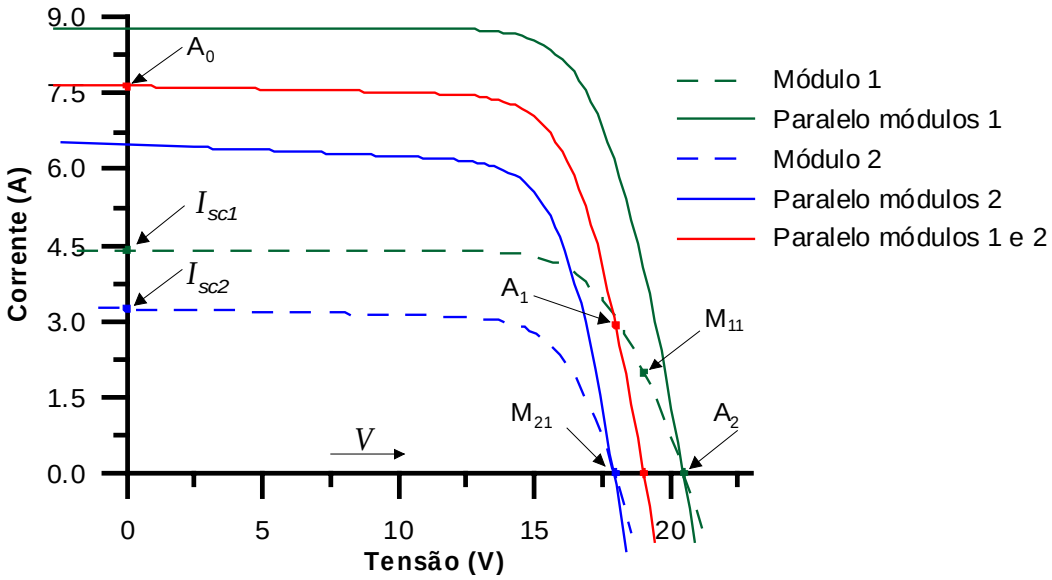



Figura 3.6 – Curvas características de módulos fotovoltaicos e de suas associações paralelas.

Quando a associação opera no ponto de curto-circuito (ponto $A_0$, onde $V_{ass}$ = 0 V) sua corrente é de:

$$I_{ass} = I_{sc1} + I_{sc2} \tag{3.31}$$

Na medida em que a resistência de carga aumenta, isto é, varrendo o gráfico no sentido de $A_2$, a corrente da associação diminui. Na tensão correspondente à do ponto $M_{21}$ o módulo 2 encontra-se operando na condição de circuito aberto, sua corrente á zero e a corrente da associação é:

$$I_{ass} = I_{\mathrm{mod}1} \tag{3.32}$$

onde $I_1$ é a corrente do módulo 1, à qual corresponde uma tensão igual à de circuito aberto do módulo 2.

Se a partir do ponto $A_1$ fosse solicitada uma tensão superior a $V_{oc2}$ em uma quantidade infinitesimal $\delta_V$ (motivado por um aumento da resistência acoplada), a corrente da associação seria obtida pela aplicação da lei de Kirchoff (das correntes):

$$I_{ass} = I_{\mathrm{mod}1} - I_{\mathrm{mod}2} \tag{3.33}$$

que, na prática, também significa que o módulo 2 abandonou sua função de gerador e está operando como carga do módulo 1.

Esta relação se mantém até que a corrente da associação seja zero, o que se obtém quando a mesma funciona na condição de circuito aberto e que não significa que a corrente dos módulos também seja zero (para módulos iguais $I_{ass} = I_{\text{mod}} = 0$ A). Neste caso o módulo 1 encontra-se operando no ponto $M_{11}$ e:

$$I_{\text{mod2}} = -I_{\text{mod1}} \tag{3.34}$$

Generalizando pode-se afirmar que na condição de circuito aberto de uma associação paralela de módulos diferentes a corrente dos módulos não será de 0 A e que, sobre o módulo de menor potência será liberada ou dissipada toda a potência produzida pelos outros módulos (o valor desta potência dependerá das características específicas da associação e da radiação solar incidente durante a condição de circuito aberto).

## 3.5 – Proteção dos módulos fotovoltaicos através de diodos

As seções precedentes mostraram que, quando associados, uns módulos fotovoltaicos podem converter-se em carga de outros em determinadas condições de operação. Isto poderá contribuir a sua deterioração acelerada e o conseqüente mau funcionamento do painel, sendo necessária a substituição parcial ou total no mesmo antes do tempo previsto.

Observa-se nas figuras Fig.3.5 e Fig.3.6 que o chamado módulo 2 pode ser o mesmo módulo 1 quando trabalhando com menor radiação, o qual pode ser devido a sombras que em determinados horários do dia ou épocas do ano venham a incidir sobre alguns dos módulos do painel, como pode acontecer a nível de um módulo em relação a alguma das suas células.

À noite, ou em geral quando o módulo não está suficientemente iluminado e se está acoplado a um banco de baterias, seu comportamento é o de uma associação série de diodos diretamente polarizados. Durante algum tempo, foram utilizados *diodos de bloqueio* entre o módulo e o banco de baterias para evitar sua descarga pelo motivo mencionado, mas alguns estudos mostraram que a potência dissipada nos diodos durante o dia era semelhante e até superior à poupada do banco de baterias, diminuindo a presença desses diodos nas instalações fotovoltaicas. Porém, quando várias fileiras de módulos em série são associadas em paralelo em um painel, são necessários os diodos de bloqueio, para evitar que umas fileiras se convertam em carga de outras (como mostrado na seção 3.4.2) por alguma situação, pois as correntes e tensões envolvidas podem ser muito altas e a potência dissipada em algum dos módulos pode estragá-lo.

Segundo foi explanado nas seções 3.4.1 e 3.4.2, quando módulos (ou células) em série se convertem em carga de outros sua tensão fica polarizada em sentido reverso, isto é, com potenciais positivo do lado N e negativo do lado P.

A proteção das células para esta situação poderia ser realizada instalando em "anti-paralelo" um diodo retificador chamado de *diodo de bypass*, através do qual se desviaria a corrente que de outro modo circularia pela célula. Na prática, não se coloca um diodo de *bypas*s para cada célula, mas sim para grupos delas, conforme mostra a Fig.3.7.

Em quaisquer das duas configurações da Fig.3.7 comprova-se que um defeito ou sombreamento em alguma das células que venha a provocar a dissipação da potência das outras células sobre ela, terá seu efeito minimizado, pois com a inversão da tensão os diodos ficarão diretamente polarizados darão passagem à corrente. Desta forma, a célula em questão e o grupo de células associadas fornecerão uma baixa potência, mas o módulo ficará protegido.

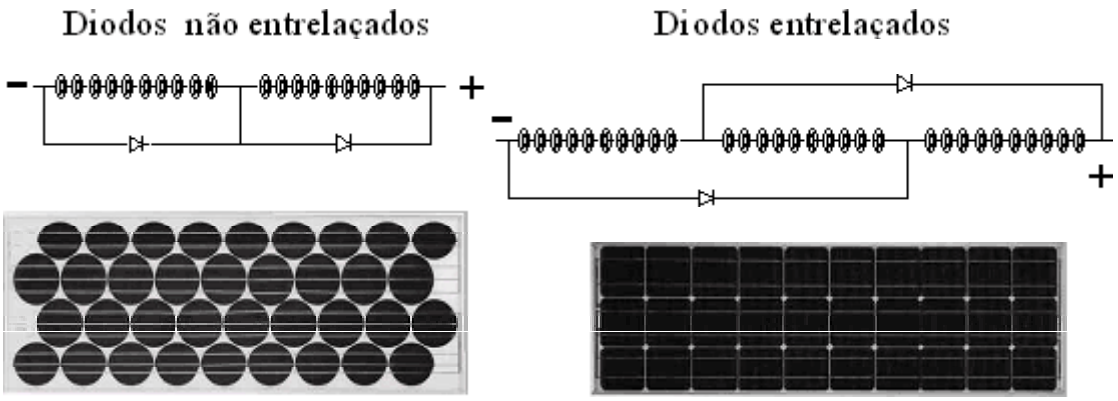



Figura 3.7 – Conexão de diodos de *bypass* nos módulos fotovoltaicos.

O efeito de ambas configurações de diodos sobre a curva característica das configurações série e paralela das seções 3.4.1 e 3.4.2 é mostrado nas figuras Fig.3.8 e Fig.3.9.

Observa-se, na associação série (Fig.3.8), que quando a tensão do módulo 2 se inverte suficiente para superar a tensão a partir da qual se incrementa a condução do diodo (nos módulos com diodos não entrelaçados) ou do diodo mais o conjunto de células (nos módulos com diodos entrelaçados), a corrente de associação não mais fica limitada pelo módulo 2 e cresce para "acompanhar" a curva de comportamento do módulo 1 (a corrente da associação passa através dos diodos). A Fig.3.8 mostra que se a tensão da associação fosse invertida os diodos de *bypass* dos módulos impediriam que tal tensão superasse um determinado valor, tendo eles que ter uma alta capacidade de corrente.

Na associação paralela, os diodos de *bypass* são importantes para minimizar a tensão reversa sobre os módulos e sobre a própria associação, sendo os diodos de bloqueio os que impedem que a corrente de uns (geradores) circule através de outros (cargas).

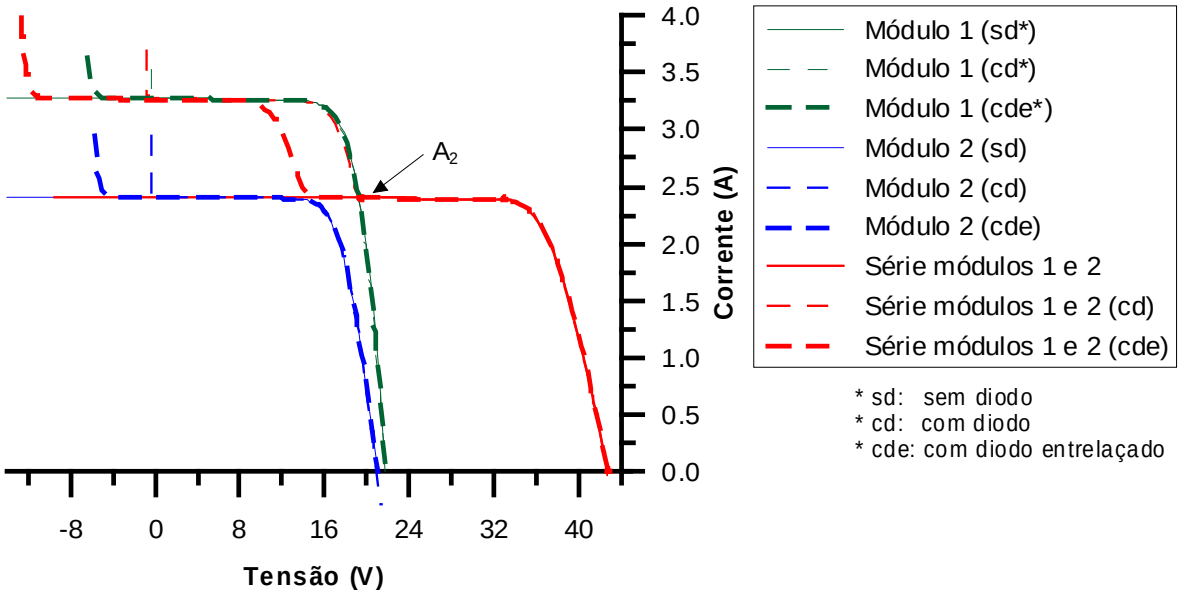



Figura 3.8 – Curvas características de módulos e sua associação série, com e sem diodos *bypass*.

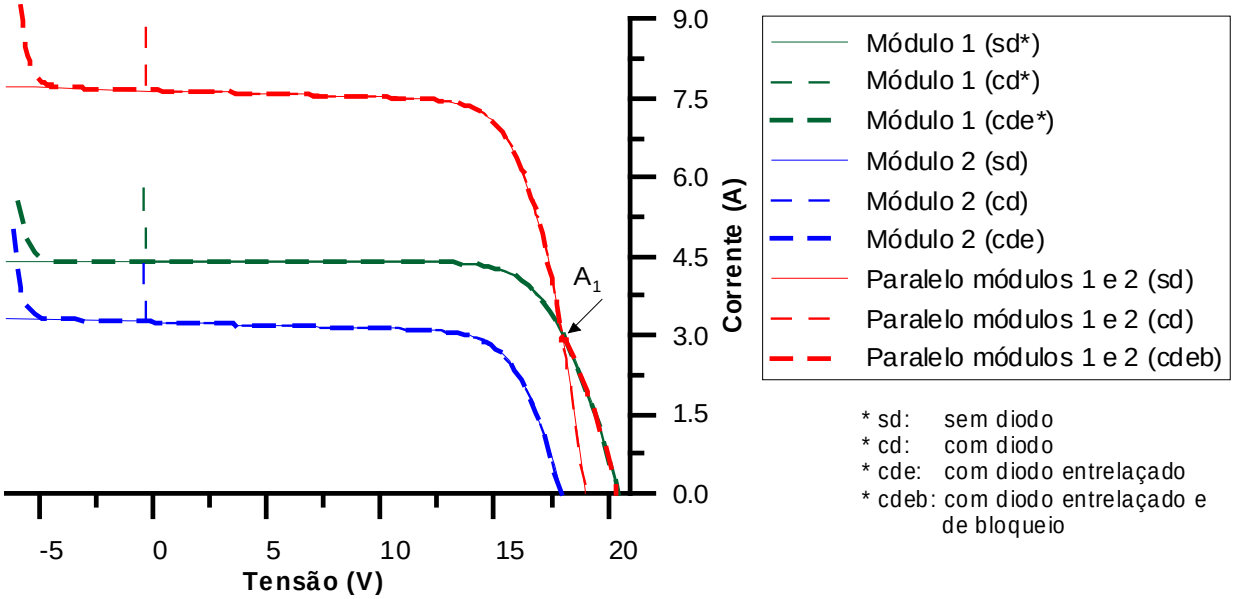



Figura 3.9 – Curvas características de módulos e sua associação paralela, com e sem diodos *bypass* e de bloqueio.

### 3.6 – Fatores que influenciam na eficiência da célula solar e do módulo fotovoltaico

Quando a célula é iluminada pela radiação solar, uma parte dos fótons incidentes é refletida e a outra penetra no cristal. Segundo Cabrerizo, 1987, e Araújo *et al.*, 1985, em uma

célula descoberta a reflexão é da ordem de 30%, motivo pelo qual as mesmas são texturizadas e recobertas por películas anti-reflexivas que diminuem este valor para aproximadamente 10%.

Dos fótons que penetram no cristal, só uma parte contribui para a corrente fotogerada, pois alguns possuem energia menor que a do *gap*, sendo incapazes de arrancar um elétron de sua ligação, e outros a possuem em excesso, e podem atravessar o cristal. Os fótons absorvidos podem apenas liberar um elétron, independentemente de possuírem uma energia maior que a do *gap* e, uma vez produzido o par elétron-lacuna, pode recombinar-se no cristal sem contribuição para o efeito fotovoltaico. As perdas associadas aos efeitos mencionados são da ordem de 65%, segundo Cabrerizo, 1987.

Além destes fatores físicos, a radiação sobre a célula é diminuída pela área da grade metálica que transporta a corrente fotogerada, uma parte da qual será impedida de sair da célula pela ação da sua resistência interna e dos contatos elétricos e se transformará em calor devido ao efeito Joule.

Embora a eficiência dos módulos fotovoltaicos tenha mantido valores em torno de 15%, em laboratório têm sido obtidas eficiências superiores para as células solares, podendo esperar-se que em um futuro próximo, devido a novas tecnologias, a eficiência das células e módulos fotovoltaicos de silício possa se aproximar de 28,8 % (considerado máximo por Green (1995), segundo Heckttheur, 2001).

A eficiência das células e módulos fotovoltaicos é determinada pela relação entre a potência que os mesmos são capazes de fornecer e a radiação solar incidente, como indica a Eq.3.23 para o módulo fotovoltaico:

$$\eta_{\text{mod}} = \frac{I_{\text{mod}}\, V_{\text{mod}}}{A_{\text{mod}}\, G} \tag{3.23}$$

onde $\eta_{\text{mod}}$ é a eficiência para uma irradiância dada ($G$) e $A_{\text{mod}}$ é a área do módulo.

No módulo fotovoltaico de silício cristalino toda a sua área não está coberta por células solares o que determina que a radiação solar aproveitada seja efetivamente menor. O maior efeito devido a isto acontece para os módulos com células redondas (ver Fig.3.7), cuja continuidade de uso não está descartada pois sua produção pode ser menos custosa que a das quadradas.

# 4. Funcionamento e modelagem matemática do gerador eólico

## 4.1 - Princípio de funcionamento dos aerogeradores

O *aerogerador* é uma máquina destinada à produção de eletricidade empregando o vento como fonte de energia primária. Seus componentes principais são mostrados na Fig.4.1.

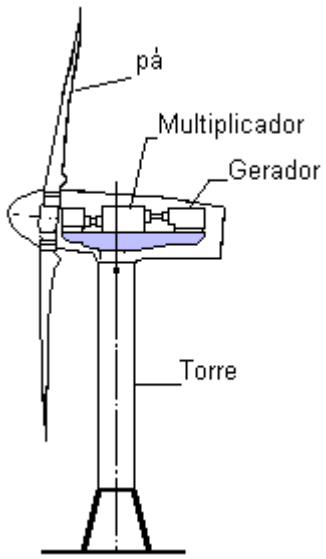



Figura 4.1 - Componentes principais de um aerogerador.

O *rotor* ou *turbina eólica* é o encarregado de captar a energia cinética contida no vento e convertê-la em energia mecânica, a qual estará disponível no seu eixo. Isto é possível porque como a turbina está “presa” por seu eixo não pode se deslocar pela ação do vento, tendo que girar sobre si mesma. A velocidade de giro e a potência capturada dependem de vários fatores que incluem a estrutura do rotor, isto é seu tamanho e o número de pás, assim como da forma ou perfil das pás. Nos aerogeradores atuais o número de pás mais comum é 3, embora existam de uma, duas e quatro pás.

O *multiplicador de velocidades*, quando necessário, tem a função de elevar a baixa rotação da turbina para a faixa de rotações do gerador elétrico.

A *torre* é necessária para elevar a máquina a alturas superiores à dos obstáculos locais ou, em geral, para aproveitar um potencial eólico maior, o qual aumenta com a altura, como foi mostrado na seção 2.4.1.

Embora estes componentes sejam também importantes para o bom desempenho de um aerogerador, não serão analisados em profundidade, ao contrário do gerador elétrico, que é o que está relacionado mais diretamente com o tema da pesquisa desenvolvida.

### 4.1.1 - Princípio de funcionamento de um gerador elétrico

A conversão eletromecânica de energia relaciona as forças elétricas e magnéticas do átomo com a força aplicada à matéria e ao movimento. Como resultado desta relação, a energia mecânica pode ser convertida em energia elétrica (e vice-versa) através dos geradores (motores) elétricos.

O *gerador elétrico* é, então, a máquina encarregada de converter a energia mecânica disponível no seu eixo em energia elétrica. Seu princípio de funcionamento é baseado na lei de Faraday da indução eletromagnética, enunciada em 1831, que explica o fato de que sobre um condutor localizado em um campo magnético se induz uma tensão elétrica quando há movimento relativo entre o condutor e o campo, isto é, quando o condutor se move dentro de um campo estacionário ou quando o campo varia sobre um condutor que permanece estático.

As partes principais do gerador são o *estator*, que se refere à parte da máquina que permanece fixa e o *rotor*, ou parte que gira. Além do material para a conformação destas partes, ambas podem estar constituídos por materiais magnéticos de natureza permanente (imãs) ou por bobinas, nas quais se induz a tensão, ou em torno das quais é criado um campo magnético pela ação de uma corrente elétrica.

A Fig.4.2 contribui para mostrar a forma em que é induzida a tensão em um dos lados de uma espira da bobina de um gerador. Neste caso o campo magnético permanente está no estator e a tensão é induzida no rotor da máquina, cuja rotação tem uma velocidade constante. A Fig.4.2-a mostra algumas posições relevantes da espira durante sua rotação no sentido dos ponteiros do relógio. Neste sentido, e em correspondência com a regra de Fleming ou da mão direita, e a lei de Lenz (Kosow, 1979), a polaridade da *fem* induzida é com o positivo no terminal *c1* entre as posições “0” e “4”. A partir da posição “4”, muda o sentido do movimento dos lados da espira, com o que se inverte a polaridade e o positivo passa para o terminal *c2*. A Fig.4.2-b mostra graficamente a variação da *fem* induzida no lado “ab” da espira, a qual é idêntica à do lado “cd”, sendo que, como ambos lados estão em série (e as *fem* têm a mesma polaridade), a tensão resultante da espira é igual ao dobro da *fem* no lado “ab” (nos outros lados não há *fem* induzida).

Quando o lado “ab” passa pela posição “0”, a direção do movimento é paralela à direção das linhas de força magnética, sendo zero, portanto, a *fem* nele induzida (não há variação do número de linhas de força cortadas pelo lado “ab”). No deslocamento para a posição “2”, o lado “ab” corta um número cada vez maior de linhas de força, por unidade de tempo, aumentando o valor da *fem* induzida. Ao passar pela posição “2”, a direção do movimento é perpendicular à

direção das linhas de força, sendo máximo o número de linhas cortadas (por unidade de tempo), e sendo máxima, portanto, a magnitude da *fem* induzida. A partir da posição "2" diminui o número de linhas cortadas e conseqüentemente a *fem* induzida, até a posição "4" em que, novamente, a movimentação é paralela às linhas de força e a *fem* induzida é zero. A partir da posição "4" a situação se repete (agora com polaridade invertida), aumentando novamente o número de linhas cortadas e a *fem* induzida, até o máximo da posição "6", isto é, a 270º da posição inicial. A partir da posição "6" o número de linhas cortadas e a *fem* induzida diminuem, até o mínimo da posição "0".

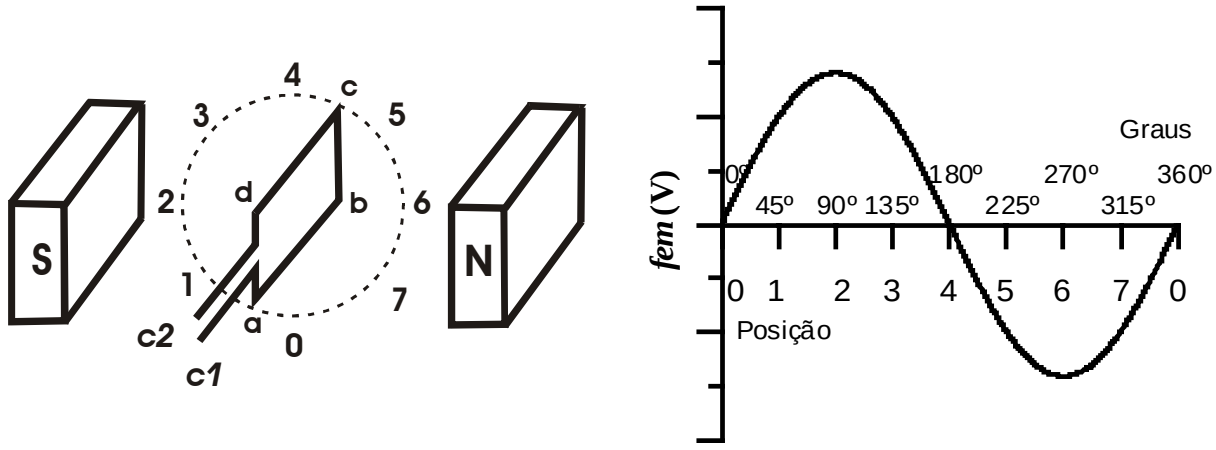



Figura 4.2 – a) Posições instantâneas de uma espira durante a rotação a velocidade constante. b) *fem* induzida no lado "ab" nas posições respectivas.

A *fem* induzida no lado "ab" da espira da Fig.4.2-a, é senoidal como mostra a Fig.4.2-b, e é semelhante à de qualquer condutor que gire em um campo magnético estacionário, sendo representada pela Eq.4.1:

$$v = U_m \, sen(\omega t) \tag{4.1}$$

onde $v$ é o valor instantâneo da tensão, $U_m$ é o valor máximo que a mesma poderá alcançar; $\omega$ é a freqüência angular e $t$ é o tempo ($\omega = 2 \pi f$, onde $f$ e a freqüência elétrica do sinal). A *fem* induzida dependerá da densidade de fluxo magnético do campo, $B$, do comprimento da porção ativa do condutor que concatena o fluxo, $l_c$, e da velocidade relativa entre o condutor e o campo, $u$, segundo a Eq.4.2 [Kosow, 1979]:

$$v = 10^{-8} B \, l_c \, u \tag{4.2}$$

onde $10^8$ é o número de linhas de força magnética que uma espira deve concatenar por segundo para que nela seja induzida uma tensão de 1 V.

O valor médio de uma tensão variável no tempo (que é o indicado pelos instrumentos que medem a tensão) pode ser determinado pela Eq.4.3, sendo zero para a tensão senoidal pois as magnitudes de ambos semiciclos são iguais porém de sinais contrários.

$$\overline{V} = \frac{1}{T}\int_0^T v\, d(\omega t) = \frac{1}{T}\int_0^T U_m\, sen(\omega t)\, d(\omega t) \tag{4.3}$$

onde $\overline{V}$ é o valor médio da tensão e $T$ é o tempo ou período ao cabo do qual o sinal se repete (na Fig.4.2-a é tempo que demora a espira para retornar à posição “0”).

Para aumentar em um mesmo espaço físico a tensão a induzir por um campo magnético, incrementa-se o comprimento do condutor através de uma estrutura em forma de bobina. A forma da onda da corrente fornecida como resultado da *fem* induzida dependerá do tipo de carga acoplada à bobina.

No comportamento analisado a seguir a corrente e a tensão do gerador elétrico estão em fase, o que corresponde a um acoplamento entre o mesmo e uma carga resistiva.

### 4.1.2 - Potência fornecida por um sinal senoidal a uma carga resistiva

Para uma tensão constante o valor da potência média, $\overline{P}$, fornecida ou dissipada em um resistor, pode ser determinado como o produto entre a tensão e a corrente média correspondente, $\overline{I}$, condição que também é válida quando se consideram valores instantâneos:

$$p = v\, i = \frac{v^2}{R} \tag{4.4}$$

No caso de uma tensão senoidal, a potência instantânea pode ser determinada pela Eq.4.4, não podendo ser determinada assim a potência durante um período mais longo, pois os valores médios da tensão e da corrente são zero. A determinação correta é obtida através da Eq.4.5, na qual o valor médio não é zero, pois, como os valores instantâneos estão em fase, ou mesmo quando se considera apenas a tensão, o sinal negativo é cancelado.

$$\overline{P} = \frac{1}{T}\int_0^T v\, i\, d(\omega t) = \frac{1}{T\,R}\int_0^T v^2\, d(\omega t) \tag{4.5}$$

A solução da Eq.4.5 quando empregada uma tensão senoidal é:

$$\overline{P} = \frac{U_m^2}{2\pi R}\int_0^{2\pi} sen^2(\omega t)\, d(\omega t) = \frac{1}{R}\left(\frac{U_m}{\sqrt{2}}\right)^2 = \frac{V_{ef}^2}{R} \tag{4.6}$$

onde $V_{ef} = U_m / \sqrt{2}$ é o *valor eficaz* da tensão, ou *valor médio quadrático*.

Comprova-se que a forma do resultado da Eq.4.6 é idêntica à da Eq.4.4 podendo definir o valor eficaz como aquele valor de tensão alternada (é o que mede o instrumento de medição) para o qual a potência média dissipada em um resistor é a mesma que a que seria dissipada por uma tensão constante ou contínua de igual magnitude.

De forma geral, o valor médio quadrático de um sinal, conhecido por suas siglas em inglês *rms* (*root mean square*) pode ser determinado pela Eq.4.7, exemplificada na determinação do valor de tensão para um sinal senoidal:

$$V_{rms} = \sqrt{\frac{1}{T}\int_0^T v^2\, d(\omega t)} = \sqrt{\frac{U_m^2}{2\pi}\int_0^{2\pi} sen^2(\omega t)\, d(\omega t)} = \frac{U_m}{\sqrt{2}} = V_{ef} \tag{4.7}$$

## 4.2 - Efeito da retificação na potência fornecida por um sinal senoidal

Os pequenos aerogeradores destinados à eletrificação de pequenos consumidores e ao carregamento de baterias dispõem de diodos retificadores para converter a tensão alternada de saída em uma tensão contínua.

A retificação de um sinal senoidal, em geral, pode ser de meia onda ou de onda completa, para aproveitar um ou ambos semiciclos do sinal.

Com a retificação modificam-se os valores médios e também *rms* da tensão oferecida e, portanto, da potência média, tendo-se, para a retificação de meia onda:

$$\overline{V} = \frac{1}{2\pi}\int_0^{\pi} U_m\, sen(\omega t)\, d(\omega t) = \frac{U_m}{\pi} \tag{4.8}$$

$$V_{rms} = \sqrt{\frac{U_m^2}{2\pi}\int_0^{\pi} sen^2(\omega t)\, d(\omega t)} = \frac{U_m}{2} \tag{4.9}$$

$$\overline{P} = \frac{U_m^2}{4R} \tag{4.10}$$

Para retificação em onda completa:

$$\overline{V} = \frac{1}{\pi}\int_0^{\pi} U_m\, sen(\omega t)\, d(\omega t) = \frac{2U_m}{\pi} \tag{4.11}$$

$$V_{rms} = \sqrt{\frac{U_m^2}{\pi}\int_0^{\pi} sen^2(\omega t)\, d(\omega t)} = \frac{U_m}{\sqrt{2}} \tag{4.12}$$

$$\overline{P} = \frac{U_m^2}{2R} \tag{4.13}$$

Segundo o tipo de retificação empregada, a tensão fornecida por um gerador trifásico pode ter uma freqüência três ou seis vezes maior que a freqüência do sinal de fase, como mostra a Fig.4.3.

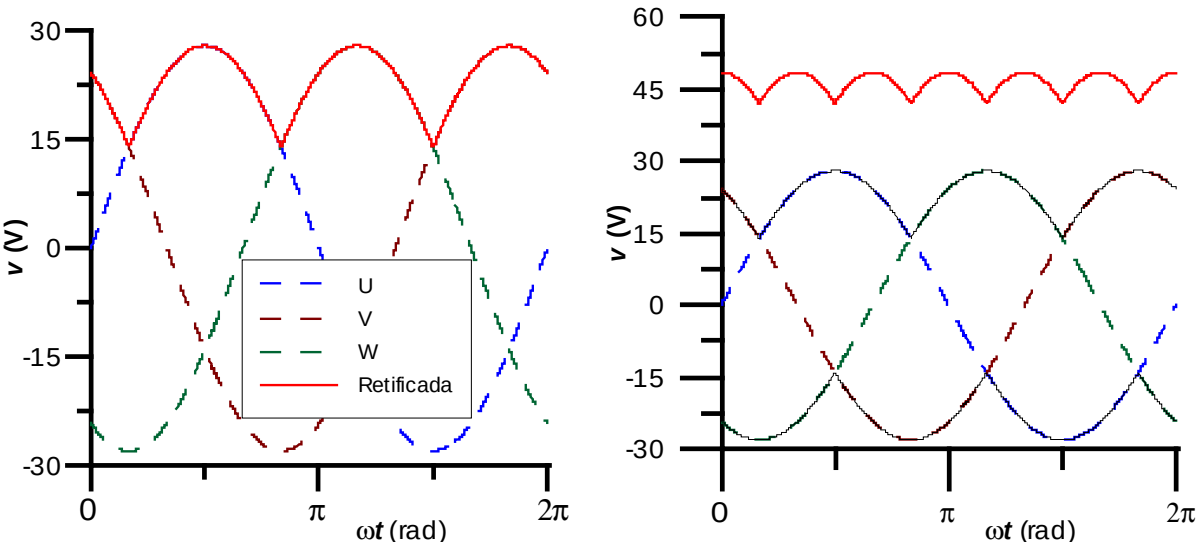



Figura 4.3 – Formas de ondas retificadas a) meia onda b) onda completa.

Os valores de tensão eficaz e média, assim como a potência média fornecida por cada configuração são determinados a partir das equações genéricas mostradas acima, tendo como solução, para a retificação de meia onda (trifásica):

$$\overline{V} = \frac{3U_m}{2\pi} \int_{\frac{\pi}{6}}^{5\frac{\pi}{6}} sen(\omega t)\, d(\omega t) = \frac{3\sqrt{3}}{2} \frac{U_m}{\pi} \tag{4.14}$$

$$V_{rms} = \sqrt{\frac{3U_m^2}{2\pi} \int_{\frac{\pi}{6}}^{5\frac{\pi}{6}} sen^2(\omega t)\, d(\omega t)} = \sqrt{\frac{4\pi + 3\sqrt{3}}{4\pi}} \frac{U_m}{\sqrt{2}} \tag{4.15}$$

$$\overline{P} = \frac{V_{rms}^2}{R} = \frac{4\pi + 3\sqrt{3}}{2\pi} \frac{U_m^2}{4R} \tag{4.16}$$

Para a retificação em onda completa deve notar-se na Fig.4.3-b que, como a cada instante há dois diodos conduzindo devido a tensões de fases diferentes, a diferença de tensão entre as duas fases “em condução” ou em geral a tensão de saída instantânea, é uma composição de trechos de duas tensões de fase, com valor $\sqrt{3}$ vezes superior à tensão de fase e:

$$\overline{V} = \frac{6\sqrt{3}\,U_m}{\pi} \int_0^{\frac{\pi}{6}} \cos(\omega t)\, d(\omega t) = 3\sqrt{3} \frac{U_m}{\pi} \tag{4.17}$$

$$V_{rms} = \sqrt{\frac{18U_m^2}{\pi} \int_0^{\frac{\pi}{6}} \cos^2(\omega t)\, d(\omega t)} = \sqrt{\frac{2\pi + 3\sqrt{3}}{4\pi}} \sqrt{3}\, U_m \tag{4.18}$$

$$\overline{P} = \frac{V_{rms}^2}{R} = \frac{12\pi + 18\sqrt{3}}{2\pi} \frac{U_m^2}{4R} \tag{4.19}$$

A Tab.4.1 resume os valores de tensão média e eficaz para as diferentes possibilidades de retificação analisadas.

Tabela 4.1 – Valores médios e eficazes de sinais senoidais retificados

| Retificação | $\overline{V}$ (V) | $V_{rms}$ (V) |
|---|---|---|
| Meia onda (1ϕ) | 0,318 $U_m$ | 0,500 $U_m$ |
| Onda completa (1ϕ) | 0,637 $U_m$ | 0,707 $U_m$ |
| Meia onda (3ϕ) | 0,827 $U_m$ | 0,841 $U_m$ |
| Onda completa (3ϕ) | 1,654 $U_m$ | 1,655 $U_m$ |

### 4.3 - Curva característica do aerogerador (sistema turbina eólica – gerador elétrico)

Como a magnitude da *fem* induzida em um condutor (ou bobina) depende da velocidade relativa entre o campo magnético e o condutor em questão (Eq.4.2), a potência fornecida por um gerador elétrico dependerá, entre outros fatores, da sua rotação. Como a relação é proporcional, a maiores rotações corresponderão maiores potências, até o ponto em que, embora aumente a rotação, não haverá mais linhas de força a serem concatenadas e a *fem* induzida permanecerá praticamente estável, assim como a potência fornecida.

As turbinas eólicas por sua vez também incrementam a potência produzida devido ao aumento da sua rotação, até um ponto em que a elevada rotação dificulta a passagem do vento através da turbina e, mesmo aumentando a rotação, diminui a potência produzida.

O comportamento do sistema gerador elétrico-turbina eólica, que forma o aerogerador, será determinado pela interseção entre as curvas da turbina nas diferentes velocidades do vento e a correspondente do gerador elétrico para as mesmas rotações, conforme mostra a Fig.4.4-a.

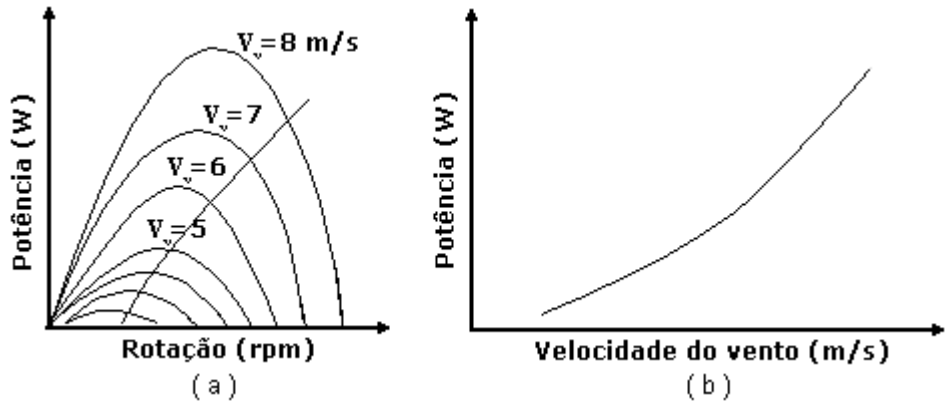



Figura 4.4 – a) Curva característica do gerador elétrico para diferentes rotações e curvas características da turbina eólica em diferentes velocidades do vento ($V_v$). b) Potência do sistema gerador elétrico – turbina eólica, em função da velocidade do vento.

A relação entre a velocidade do vento e a potência fornecida pelo aerogerador é conhecida como *curva de potência* ou *curva característica* do aerogerador, sendo obtida (teoricamente) a partir dos pontos de interseção da Fig.4.4-a.

Não obstante, a curva de potência reconhecida é aquela obtida experimentalmente, uma vez construído o aerogerador. Para o teste, o aerogerador é instalado em um local sem muitos obstáculos, medindo-se a potência produzida pela máquina e a velocidade do vento local. O teste termina quando a velocidade do vento tenha excursionado em toda a faixa de velocidades do vento de operação do aerogerador e quando se conte com uma quantidade apreciável de dados

em todas as velocidades do vento. Logo após, a potência produzida é classificada por intervalos de velocidade do vento (normalmente 1 m/s), e seu valor médio, conjuntamente com a velocidade média do intervalo, conforma a curva característica.

Para começar a girar e se manter em movimento, o sistema turbina eólica - gerador elétrico precisa de uma potência suficiente para se sobrepor ao chamado torque de arranque. Após arrancar, a máquina ainda pode precisar de uma velocidade maior para começar a produzir eletricidade, devido ao fato que o gerador elétrico deve atingir uma rotação mínima. Esta velocidade do vento é conhecida como *velocidade de início de geração* ou *velocidade de partida*, $V_{v0}$.

A partir da velocidade de partida, a potência produzida aumenta até atingir o valor definido como *potência nominal* da máquina, $P_n$, estando o aerogerador funcionando na sua velocidade nominal, $V_{vn}$, não significando necessariamente que o gerador elétrico esteja fornecendo sua máxima potência. A partir deste ponto de máxima potência mudará o comportamento da máquina, mudança devida ao fato de que, como a turbina está “presa” pelo seu eixo, a força das altas velocidades do vento a deformam piorando suas características aerodinâmicas, com o que diminui a potência produzida.

As pás de alguns aerogeradores podem girar sobre o eixo que as fixa ao núcleo central da turbina devido à ação do vento, contribuindo para a deformação, de modo que mantém a rotação e conseqüentemente não produzem uma maior potência. Essas máquinas são chamadas de *passo variável*. As que não possuem este sistema são conhecidas como de *passo fixo*.

Quando se atinge uma velocidade do vento muito alta, o aerogerador não deve continuar funcionado, pois a elevada rotação danificaria seus rolamentos encurtando sua vida útil, além de que a máquina poderia cair pela força do vento. Por este motivo, contam com um sistema de proteção que em alguns casos “afastam” o aerogerador da direção do vento. Outros torcem as pás até ângulos elevados diminuindo a ação do vento. A velocidade na qual isto acontece é denominada *velocidade de saída*, $V_{vs}$.

As velocidades do vento mencionadas modificam a curva que representa os pontos de intersecção entre as curvas de funcionamento da turbina eólica e do gerador elétrico (Fig.4.4-b), obtendo-se como resultado a curva característica do aerogerador.

A Fig.4.5 mostra os pontos e a curva característica idealizadas de dois aerogeradores com e sem regulação do passo das pás, comprovando-se a diferença de comportamento depois de atingida a velocidade nominal.

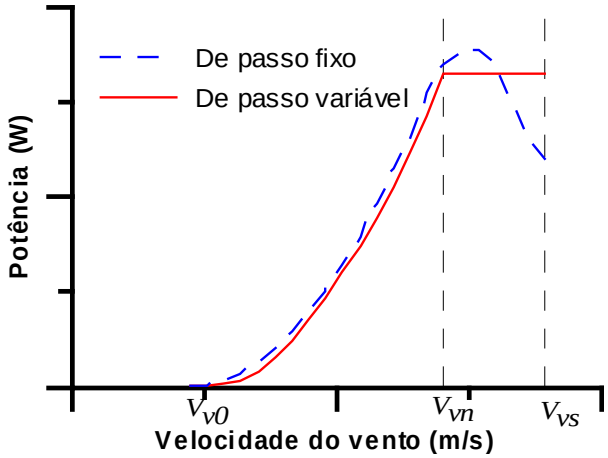



Figura 4.5 - Curvas características de aerogeradores com e sem regulação do passo das pás.

## 4.4 - Modelagem matemática do aerogerador

A curva característica dos aerogeradores é o "documento" que identifica o comportamento da máquina diante das diferentes velocidades do vento, podendo-se empregar seus valores para simular o funcionamento da mesma.

Acontece que os fabricantes de pequenos aerogeradores, como os que são considerados neste trabalho, em geral não fornecem a curva de potência de forma numérica, isto é, em forma de tabela com um par potência *vs* velocidade do vento por linha. Isto dificulta a simulação pois, mesmo que não seja impossível extrair a informação do gráfico, o método pode fornecer valores imprecisos, ainda mais quando, como em alguns casos, a curva é desenhada para fins publicitários. Em qualquer caso, os dados ajustados através de uma função matemática forneceriam o "modelo" necessário para a simulação, sendo que isto é geralmente realizado na faixa compreendida entre as velocidades de início de geração e a nominal da máquina (onde aerogeradores com e sem regulação do passo têm comportamento semelhante). Acima da velocidade nominal consideram-se os aerogeradores como trabalhando na sua potência nominal, isto é, como se fossem de passo variável, de modo que o comportamento será definido matematicamente como:

$$\begin{aligned} P_a &= 0 \qquad V_v < V_{v0} \\ P_a &= P_n \qquad V_{vn} \le V_v \le V_{vs} \\ P_a &= 0 \qquad V_v > V_{vs} \end{aligned} \tag{4.20}$$

Um modelo analítico para a análise da potência média do aerogerador é definido por Powell, 1981, empregando dados característicos da máquina e o fator de escala da função de distribuição do vento local:

$$P_a = a + b\,V_v^k \qquad V_{v0} < V_v < V_{vn} \tag{4.21a}$$

$$a = \frac{P_n\,V_{v0}^k}{V_{v0}^k - V_n^k} \tag{4.21b}$$

$$b = \frac{P_n}{V_{vn}^k - V_{v0}^k} \tag{4.21c}$$

Para fins de simulação será possível substituir o valor de *k* por um valor apropriado até conseguir-se a melhor aproximação em relação aos dados da curva característica, como mostra a Fig.4.6-a para um aerogerador com 320 W a 12,5 m/s e velocidade de início em torno dos 3,5 m/s (a curva foi tomada de Gipe, 2000).

Outra das formas de calcular a potência do aerogerador é a partir da parábola representada pela Eq.4.22, com parâmetros obtidos de pelo menos 3 pontos medidos experimentalmente (ou tomados da curva característica):

$$P_a = a + b\,V_v + c\,V_v^2 \tag{4.22}$$

Para este tipo de análise foram empregadas as seguintes velocidades do vento:

$$\begin{aligned} V_{v1} &= V_{v0} \\ V_{v2} &= \frac{V_{v0} + V_{vn}}{2} \\ V_{v3} &= V_{vn} \end{aligned} \tag{4.23}$$

A primeira e a última velocidades representam o início e fim do intervalo de velocidades analisado e a elas correspondem a potência mínima (zero) e a nominal ($P_n$). A velocidade do vento identificada como $V_{v2}$ é a do valor médio do intervalo, sendo que a potência correspondente, $P_{a2}$, caso não se conheça numericamente, pode ser tomada da curva característica ou estimada mediante as seguintes expressões:

$$P_{a2} = P_n \left( \frac{V_{v2}}{V_{vn}} \right)^3 \tag{4.24a}$$

ou,

$$P_{a2} = \eta_{gV2} \, P_{v2} \tag{4.24b}$$

onde $\eta_{gV2}$ é a eficiência de conversão do aerogerador para a velocidade $V_{v2}$. A potência do vento para esta velocidade ($P_{v2}$) é determinada através da Eq.2.37.

A Fig.4.6-b mostra que o coeficiente de conversão do aerogerador atinge um valor máximo em torno da velocidade média do intervalo de velocidades do vento de operação da máquina, mantendo-se este valor praticamente constante até a velocidade nominal. Sendo assim, a eficiência $\eta_{gV2}$ pode ser estimada, a partir da Eq.2.38, como:

$$\eta_{gV2} \approx c_p = \frac{P_n}{0{,}5 \, \rho \, A_a \, V_{vn}^3} \tag{4.25}$$

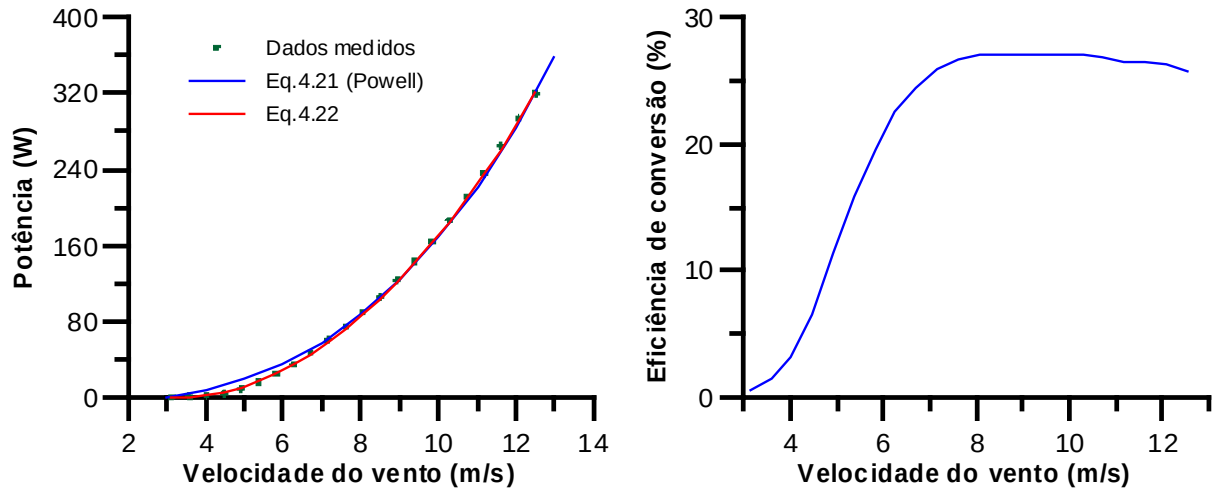



Figura 4.6 – a) Curva característica real e simulada de um aerogerador. b) Eficiência de conversão do aerogerador.

A partir das condições representadas pela Eq.4.23, os coeficientes da Eq.4.22 são determinados como:

$$c = \frac{\eta_{gV2} \, P_{v2} \left( V_{vn} - V_{v0} \right) + P_n \left( V_{v0} - V_{v2} \right)}{\left( V_{vn}^2 - V_{v0}^2 \right) \left( V_{v0} - V_{v2} \right) + \left( V_{v2}^2 - V_{v0}^2 \right) \left( V_{vn} - V_{v0} \right)} \tag{4.26a}$$

$$b = \frac{P_n - c\left(V_{vn}^2 - V_{v0}^2\right)}{V_{vn} - V_{v0}} \tag{4.26b}$$

$$a = -\left(b + cV_{v0}\right)V_{v0} \tag{4.26c}$$

sendo seus valores semelhantes aos obtidos através da solução mostrada por Powell, 1981.

Substituindo $V_{v2}$ pela condição correspondente da Eq.4.23 e $\eta_{gV2}$ pela Eq.4.25, a Eq.4.22 fica em função dos parâmetros do aerogerador fornecidos pelo fabricante, isto é, $V_{v0}$, $V_{vn}$ e $P_n$; $P_{v2}$ é a potência eólica para a velocidade do vento $V_{v2}$, sendo determinada com uso da Eq.2.37.

A Fig.4.6-a mostra que tanto o modelo de Powell como o representado pela Eq.4.22 foram úteis para estimar o comportamento do aerogerador a partir de uma informação mínima de sua curva de potência. O modelo da Eq.4.22 respondeu adequadamente ao comportamento do aerogerador testado nesta Tese, mas não se têm evidências de que para outros aerogeradores os resultados possam ter a mesma qualidade.

## 4.5 - Arranjo de aerogeradores

Nos pequenos aerogeradores as tensões de funcionamento mais comuns são de 12 e 24 V, mas também existem de 36 e 48 V e podem ser encomendadas outras tensões aos fabricantes dos mesmos.

Como os pequenos aerogeradores atuais estão fundamentalmente constituídos de geradores de corrente alternada, os mesmos necessitam de sistemas de retificação para armazenar energia nas baterias dos sistemas autônomos (considerados neste trabalho), não devendo ser utilizados aerogeradores em série.

A associação paralela é permitida para conseguir-se maiores potências, embora seja possível encontrar no mercado aerogeradores com potência aproximada da necessária.

# 5. Sistemas híbridos solar-eólicos para a geração de eletricidade. Componentes e dimensionamento

## 5.1 – Sistemas híbridos eólico-fotovoltaicos

Os geradores baseados em combustíveis tradicionais têm sido historicamente o meio para fornecer energia elétrica a instalações isoladas. No custo da energia fornecida participam os custos do combustível, do seu transporte e armazenamento no local, assim como os de manutenção e funcionamento das unidades de geração, custos que geralmente aumentam a cada ano, aumentando o custo da energia fornecida.

Por outro lado, encontram-se os equipamentos eólicos e fotovoltaicos, cuja maior divulgação e melhor tecnologia de fabricação têm permitido a diminuição dos custos das instalações, as quais, por precisar de muito pouca manutenção e nenhum combustível (tradicional) apresentam um custo para a energia fornecida cada vez menor e competitivo com o dos geradores convencionais (para localidades afastadas das redes elétricas tradicionais).

Embora as fazendas eólicas onde participam aerogeradores de grande porte sejam as mais difundidas pela mídia, é ao nível da mini e da micro potência que se encontra o maior número de aplicações dos sistemas eólicos (e fotovoltaicos), em correspondência com a forma disseminada e o número elevadíssimo de residências, postos de saúde, sistemas de telecomunicações, postos militares e de pesquisa, pequenas comunidades e outra infinidade de estabelecimentos isolados e de difícil acesso.

Como a radiação solar e a velocidade do vento não apresentam um comportamento constante ao logo do ano, é preciso que o dimensionamento dos geradores fotovoltaicos e eólicos seja realizado para a pior condição da relação demanda/produção, podendo resultar em um sistema que sempre será tecnicamente possível alcançar, mas que poderá ser economicamente inviável.

Com o objetivo de diminuir o custo da energia fornecida, alguns sistemas que empregavam combustíveis tradicionais começaram a suprir parte da demanda através de sistemas baseados nas energias alternativas, surgindo assim os sistemas híbridos. Segundo Quinlan, 1996, um dos primeiros protótipos destes sistemas (eólico-diesel) foi instalado nos Estados Unidos no final da década dos anos 70 do século XX. Logo apareceram sistemas híbridos fotovoltaico-diesel, eólico-fotovoltaico e eólico-fotovoltaico-diesel. Todos eles têm a vantagem de aproveitar a contribuição de duas ou mais fontes de energia, superpondo no tempo a distribuição de cada

fonte, aumentando assim o grau de flexibilidade, confiabilidade e eficiência dos sistemas e dos componentes independentes.

A expressão *sistema híbrido* refere-se então ao sistema de geração de energia elétrica baseado no aproveitamento de duas ou mais fontes de energia operando em conjunto para atender a demanda de um consumidor comum. Os *sistemas híbridos eólico-fotovoltaicos* estudados neste trabalho representam o sistema de geração baseado em um aproveitamento eólico e em um aproveitamento fotovoltaico.

## 5.2 – Componentes dos sistemas híbridos

De forma geral, um sistema híbrido pode ser constituído por geradores diesel (CC ou CA), um sistema de distribuição (CC ou CA), geradores eólicos, geradores fotovoltaicos, cargas, conversores de potencia, conversores rotativos, armazenadores de energia, controladores de carga ou sistemas supervisores de controle. O sistema híbrido pode também contar com geradores hidrelétricos ou de outro tipo, os quais não são analisados neste trabalho.

Sistemas híbridos de potencia superior a 100 kW são tipicamente constituídos por geradores diesel de CA, uma ou mais fontes de energia renovável, cargas e, ocasionalmente empregam armazenamento de energia. Sistemas menores, eventualmente, dispensam os geradores diesel entre seus componentes.

### 5.2.1 – Gerador fotovoltaico

O gerador fotovoltaico é constituído de um ou vários módulos fotovoltaicos. O arranjo dos mesmos formando associação série e/ou paralelo permitirá o incremento da potência, uma vez que são incrementadas a tensão ou a corrente do arranjo, conforme explanado nas seções 3.4.1 e 3.4.2.

O arranjo de módulos ou painel fotovoltaico deve ser inclinado para um melhor aproveitamento da energia solar durante os meses de inverno, conforme mostrado no Cap.2.

### 5.2.2 – Gerador eólico

O gerador eólico pode ser constituído de apenas um aerogerador visto que sua potência tem um leque de opções maior que a dos módulos fotovoltaicos. Aerogeradores são produzidos com tensões nominais das mais comuns empregadas em sistemas autônomos (12, 24, 36 e 48 V).

As vantagens das máquinas de corrente alternada em relação às de corrente contínua têm determinado que sejam elas as mais empregadas nos aerogeradores atuais, de modo que será necessário um sistema conversor nos casos em que entre os consumidores da instalação se encontrem elementos de corrente contínua.

### 5.2.3 – Conversores de potência

Como regra, os aerogeradores são produzidos com várias fases para incrementar a potência fornecida, segundo foi comentado na seção 4.2. O número de fases é normalmente 3.

Os pequenos aerogeradores destinados ao carregamento de baterias incluem um sistema de conversão constituído por diodos retificadores, ao estilo dos mostrados na seção 4.2 para aerogeradores trifásicos. De outro modo, um retificador independente será necessário para alimentar as cargas em corrente contínua.

Para instalações com cargas em corrente alternada a partir de um sistema de geração em corrente contínua são necessários inversores, que são os equipamentos que convertem a tensão contínua para alternada. São comumente constituídos por elementos de estado sólido, isto é, transistores e outros componentes eletrônicos.

Como a freqüência (e a tensão) do sinal fornecido pelos aerogeradores (“de CA”) depende da velocidade do vento e como esta pode ter uma ampla variabilidade, é comum nas instalações autônomas o emprego de retificadores para a conversão do sinal dos aerogeradores e de inversores para fornecer um sinal de qualidade para as cargas em corrente alternada.

### 5.2.4 – Conversor rotativo

Um conversor rotativo é essencialmente um retificador-inversor eletromecânico. É formado de uma máquina elétrica síncrona de CA diretamente acoplada a uma de CC. Alternativamente, quando uma máquina atua como motor a outra atua como gerador. Tem a vantagem de ser muito robusto e tecnologicamente seguro, porém sua eficiência é menor que a dos semelhantes eletrônicos.

### 5.2.5 – Sistema de distribuição

Os sistemas de distribuição são os sistemas encarregados de levar a energia até a carga.

Um sistema de distribuição de CA consiste de transformadores e condutores elétricos. A corrente direta em tensões baixas (abaixo de 48 V) é usualmente empregada quando os consumidores e os geradores estão próximos entre si, pois requer condutores de maior diâmetro para diminuir as perdas nos mesmos.

A elevação da tensão através dos sistemas de conversão e os transformadores permite que a energia possa ser transportada para distâncias maiores, com menos perdas nos condutores elétricos. Isto permite a exploração de áreas de produção afastadas dos locais ou instalações onde será aproveitada a energia elétrica. De outro lado, transformadores redutores contribuem a adaptar a possível maior tensão de aerogeradores de CA às baixas tensões de funcionamento das instalações autônomas.

### 5.2.6 – Cargas elétricas

As cargas elétricas estão constituídas pelas lâmpadas e os aparelhos consumidores podendo ser do tipo alternada e do tipo contínua.

O mercado de produtos de corrente alternada, CA, é muito amplo, correspondendo aos equipamentos que normalmente são encontrados nas lojas de eletrodomésticos e outros estabelecimentos comerciais, podendo as cargas ser classificadas em dois tipos: resistivas e indutivas. As primeiras incluem lâmpadas incandescentes, aquecedores de água, entre outros. Motores elétricos e lâmpadas fluorescentes são cargas resistivas e indutivas e são a principal causa da necessidade de fonte de energia reativa.

Os geradores de corrente contínua, CC, só podem fornecer energia para componentes de consumo que aceitem este tipo de alimentação elétrica. Com o crescimento do número de sistemas autônomos em CC expandiu-se o mercado de aparelhos deste tipo de energia e hoje se produzem televisores, aparelhos de som e outros equipamentos eletrodomésticos.

A magnitude da demanda projetada para a instalação, isto é, da energia que em conjunto consumirão todos as cargas, determina o tamanho dos geradores eólicos e fotovoltaicos do sistema híbrido.

### 5.2.7 – Motor diesel independente

O sistema híbrido que emprega um motor diesel independente contém geradores e cargas de CC e de CA. O motor diesel é acoplado a um conversor rotativo através de uma embreagem. Desta forma, o conversor rotativo pode fornecer energia acionado pelo o gerador

diesel em vez de utilizar energia mecânica de um de seus componentes. Por outro lado, é possível parar o motor diesel e continuar fornecendo energia às cargas em CA (pela ação do conversor rotativo), o que, evidentemente, não seria possível se o sistema contasse apenas com um gerador diesel e o mesmo fosse desligado.

### 5.2.8 – Sistema de armazenamento de energia

Nos sistemas para o aproveitamento das energias renováveis, em geral, podem ser necessários sistemas de armazenamento de energia, visto que o comportamento das energias primárias pode ser muito irregular, tendo inclusive períodos de baixa ou nula disponibilidade.

Entre os sistemas para o armazenamento encontram-se os reservatórios de ar comprimido e os volantes, sendo que o mais empregado é o constituído por acumuladores químicos, isto é, por baterias.

No mercado existem diferentes tipos de baterias, dentre as quais as mais importantes são as de níquel-cádmio e as de chumbo-ácido. As primeiras têm algumas vantagens, porém, o menor custo das últimas tem determinado a sua generalização e continuidade de uso, razão pela que serão as únicas analisadas a seguir.

#### 5.2.8.1 – Conceitos básicos relacionados com as baterias de chumbo-ácido

A bateria de chumbo-ácido é o elemento capaz de transformar a energia potencial química em energia elétrica. Sua célula básica é composta essencialmente de dois eletrodos submersos em uma solução aquosa, ionizada pela adição de ácido sulfúrico e chamada de *eletrólito* e onde se produzem as reações químicas devidas à carga/descarga. A tensão nominal da célula básica é de 2 V, de modo que para atingir-se tensões maiores devem ser acopladas várias delas em série, constituindo as *baterias* ou *acumuladores*, cuja tensão mais comum é de 12 V, produzindo-se em menor medida de 6 e 24 V.

Com os processos de carga/descarga a tensão da bateria aumenta ou diminui, até atingir-se determinados valores limites, além dos quais os componentes se modificam irreversivelmente. A magnitude do prejuízo nestes casos é acumulativa, isto é, por menores que sejam (quando a tensão está fora dos limites) conduzirão à deterioração da bateria e à diminuição da sua vida útil. Os limites de tensão mais comuns entre as baterias são em torno de 1,75 V e 2,35 V por célula e, ao ultrapassá-los se diz que as baterias estão sobre-descarregadas ou sobrecarregadas respectivamente.

A *capacidade nominal* da bateria é o número total de Ampères-hora que pode ser retirado de uma bateria nova, plenamente carregada, para os valores especificados de corrente de descarga, temperatura e tensão de corte. A capacidade tem uma forte dependência do tempo de descarga, diminuindo (em relação à nominal) quando o tempo é muito pequeno, isto é, quando a corrente de descarga é elevada, ou aumentando quando a corrente é pequena, onde, conseqüentemente, o tempo para a descarga é maior. Deste modo, a capacidade das baterias é medida em Ampères-hora e sua magnitude identificada pela unidade Ah.

Durante a carga a tensão limite superior é alcançada na proporção inversa ao tempo empregado para conseguí-la, sendo que a capacidade armazenada, ou corrente que poderá ser extraída posteriormente é menor quanto maior for a corrente de carga.

Estes comportamentos são mostrados na Fig.5.1 para uma bateria automotiva de 36 Ah caracterizada no Laboratório de Energia Solar [Moura, 1996]. A capacidade da bateria em cada instante é conhecida pela multiplicação da corrente de carga/descarga com o tempo empregado para se atingir determinada tensão.

O conhecimento do estado de carga das baterias é importante para prevenir os estados de sobrecarga e sobredescarga e poder administrar adequadamente a capacidade disponível. O estado de carga pode ser determinado por diversos métodos, alguns dos quais são referidos por Vela em CIEMAT, 2000 e analisados por Moura, 1996.

Como mostra a Fig.5.1-a, um valor de tensão nos terminais da bateria é atingido por diferentes correntes de descarga em diferentes períodos (corrente x tempo = Ah), de modo que o mesmo pode ser indicativo de diferentes estados de carga da bateria. Não obstante, quando as baterias permanecem durante algum tempo em repouso, isto é, sem serem carregadas e nem descarregadas a tensão nos seus terminais é um bom indicativo do seu estado de carga, tendo a relação entre ambas variáveis um comportamento linear como o mostrado na Fig.5.2.

Visto estas características os seguintes “conceitos” podem ser definidos:

- Carga/descarga: são os processos de conversão de energia elétrica em química (carga) quando à bateria é imposta uma corrente de uma fonte externa ou, de energia química em elétrica (descarga) quando à bateria é conectada uma carga elétrica.
- Capacidade nominal: é o número total de Ampères-hora que pode ser retirado de uma bateria nova, plenamente carregada, para os valores especificados de corrente de descarga, temperatura e tensão de corte.
- Capacidade disponível: é o número total de Ampères-hora que pode ser retirado de uma bateria no estado de carga em que se encontre, para um conjunto específico de condições operacionais.

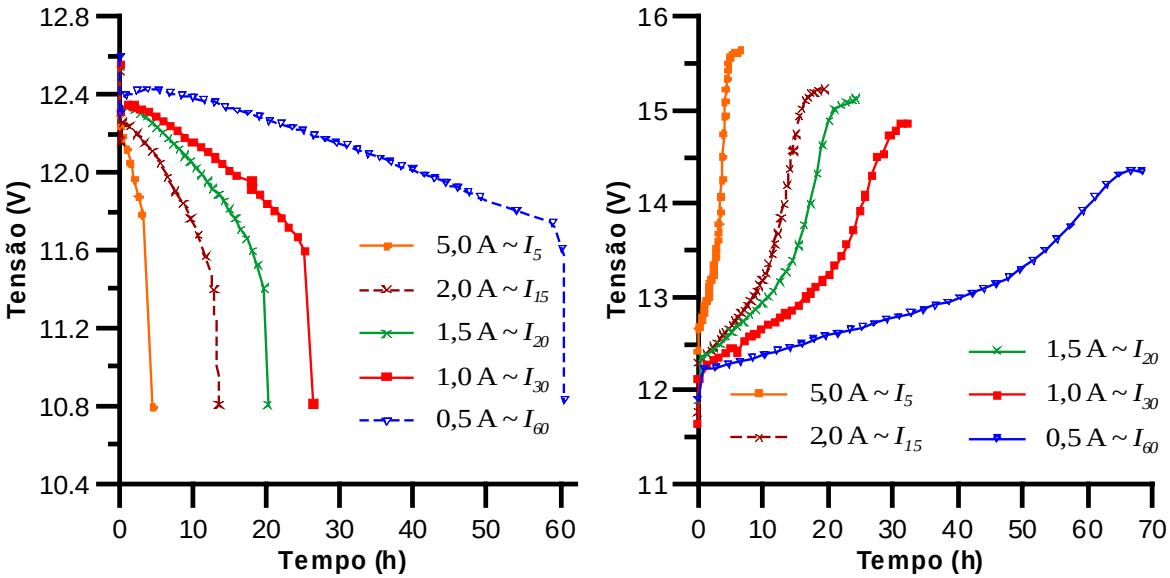



Figura 5.1 – Variações da tensão de uma bateria durante os processos de a) descarga b) carga.

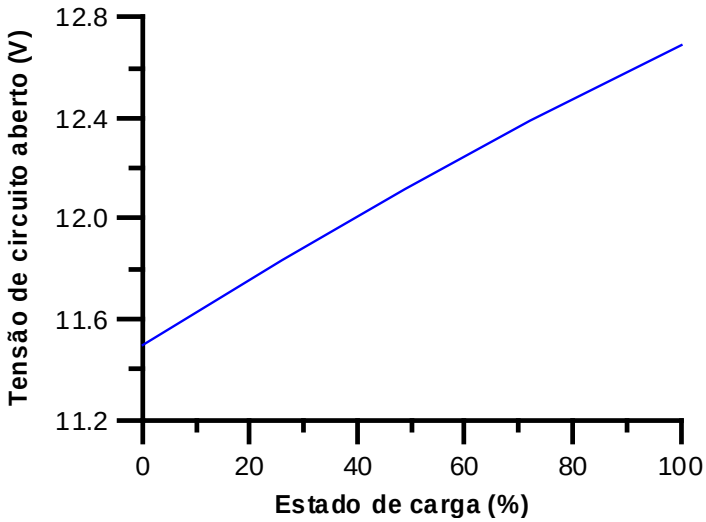



Figura 5.2 – Estado de carga e tensão de circuito aberto de uma bateria (Fonte: CIEMAT, 2000).

- Regime de carga/descarga: é o valor da corrente elétrica utilizado durante a carga/descarga para restabelecer/consumir a capacidade total da bateria. Está geralmente normalizado para a capacidade nominal e períodos de carga/descarga de 10, 20, 100 horas, ou outras. É indicado como $I_{10}$, $I_{20}$, $I_{100}$.
- Estado de carga, EC: é a capacidade disponível na bateria, expressa como uma porcentagem da capacidade nominal.
- Profundidade de descarga, PD: percentual da capacidade nominal da bateria que foi retirado a partir do estado de plena carga.
- Tensão de corte: tensão na qual deve finalizar a descarga da bateria.

- Autodescarga: perda da capacidade disponível para uma bateria não submetida a processos de carga/descarga.
- Ciclo: seqüência de carga/descarga para uma profundidade e regime de descarga determinados.
- Ciclo de vida: número de ciclos que uma bateria pode suportar sob determinadas condições de operação.
- Vida útil: período de tempo durante o qual uma bateria é capaz de trabalhar sob determinadas condições, mantendo a capacidade e o nível de rendimento
- Rendimento energético: relação entre a energia extraída da bateria durante a descarga e a energia requerida para restabelecer o estado de carga ao início do processo.
- Rendimento faradaico: relação entre a quantidade de Ampères-hora retirada de uma bateria durante a descarga e a quantidade necessária para restaurar o estado de carga inicial.

#### 5.2.8.2 – Modelos para a célula básica da bateria de chumbo-ácido

A expressão mais simples entre a tensão ($V_b$) e a corrente ($I_b$) de uma célula de uma bateria de chumbo-ácido durante os processos de carga/descarga é definida por:

$$V_b = V_{eq} \pm R_i \, I_b \tag{5.1}$$

onde $V_{eq}$ representa a tensão de uma fonte ideal, $R_i$ representa a resistência interna total e o sinal "±" indica que o segundo termo da equação é somado/subtraído segundo seja o processo de carga ou de descarga, respectivamente.

Segundo CIEMAT, 2000, os modelos existentes para estimar o comportamento das baterias podem ser classificados em modelos de comportamento interno, modelos de transferência de energia e modelos de comportamento externo ou de simulação. Os modelos de comportamento interno são baseados no estudo da composição dos materiais ativos e seu comportamento durante os processo de transferência de energia. Os modelos de transferência de energia podem predizer a evolução do estado de carga durante as simulações, porém, não prevêem o comportamento da tensão devido às múltiplas condições de operação e temperatura a que é submetida a bateria.

O modelo de Copetti *et al*., 1993, é um modelo de comportamento externo e, como tal, oferece relações entre a tensão, as correntes, o estado de carga e a temperatura das baterias, sendo apropriado para as simulações do comportamento das mesmas. Este modelo é normalizado

em relação à capacidade da célula e, por não precisar de parâmetros específicos, pode ser aplicável a baterias de qualquer tamanho.

A tensão de uma célula durante a descarga ($V_{db}$) para este modelo é:

$$V_{db} = \left[ 2,085 - 0,12\left(1 - \mathrm{EC}\right) \right] - \frac{I_b}{C_{10}} \left( \frac{4}{1 + I_b^{1,3}} + \frac{0,27}{\mathrm{EC}^{1,5}} + 0,02 \right) \left(1 - 0,007\,\Delta T\right) \tag{5.2}$$

onde EC representa o estado de carga da célula, $\Delta T$ representa a variação da temperatura em relação a 25 $^{o}$C e $C_{10}$ é a capacidade da célula no regime de 10 horas.

O primeiro termo da Eq.5.2 representa a variação da tensão com a quantidade de carga elétrica que está armazenada na célula em cada instante (concentração eletrolítica) e o segundo a variação devido à mudança da resistência interna. O estado de carga pode ser determinado como:

$$\mathrm{EC} = \left(1 - \frac{Q}{C}\right) = \left(1 - \frac{I_b\, t}{C}\right) \tag{5.3}$$

onde $Q$ é a carga consumida durante um determinado período de tempo, $t$. O quociente entre a carga consumida e a capacidade da bateria $C$, representa a profundidade de descarga da mesma, $PD$:

$$\mathrm{PD} = \frac{Q}{C} = 1 - \mathrm{EC} \tag{5.4}$$

Durante a descarga a eficiência faradaica é assumida como sendo de 100%, porém, a capacidade disponível é limitada pela razão de correntes e pela temperatura. A seguinte equação é normalizada em relação à corrente de descarga no regime de 10 horas:

$$\frac{C}{C_{10}} = \frac{1,67}{1 + 0,67\left(I_b / I_{10}\right)^{0,9}} \left(1 + 0,005\,\Delta T\right) \tag{5.5}$$

Segundo Copetti *et al.*, 1993, durante a carga é difícil calcular o estado de carga da célula, razão pela qual definem uma eficiência faradaica de carga dependente do estado de carga em um período anterior e da razão de correntes:

$$\eta_c = 1 - \exp\left[\frac{a}{b + I_b / I_{10}}(1 - \mathrm{EC})\right] \tag{5.6}$$

e o novo estado de carga é determinado como:

$$\mathrm{EC}_t = \mathrm{EC}_{t-1} + \eta_c \frac{Ah_{g\,t} - Ah_{c\,t}}{C} \tag{5.7}$$

onde $Ah_g$ e $Ah_c$ representam os Ampères-hora gerados e consumidos no período de tempo *t*.

Para células de placas positivas tubulares e baixo conteúdo de Antimônio, como as analisadas por Copetti *et al.*, $a$ = 20,73 e $b$ = 0,55.

Com o aumento do estado de carga da célula, diminui a eficiência da etapa de carga, a tensão e o estado de carga se incrementam apenas ligeiramente, até a situação em que o estado de carga se aproxima da condição limite (EC = 1) em que a tensão da célula se eleva rapidamente. Este comportamento é modelado pela equação da tensão durante a carga:

$$V_{cb} = \left[2 + 0{,}16\ \mathrm{EC}\right] + \frac{I_b}{C_{10}}\left(\frac{6}{1 + I_b^{0,86}} + \frac{0{,}48}{(1 - \mathrm{EC})^{1,2}} + 0{,}036\right)(1 - 0{,}0025\,\Delta T) \tag{5.8}$$

onde $V_{cb}$ é a tensão da célula durante a carga.

Desta forma, fica definido o comportamento da bateria durante os processos de carga e descarga, sendo que, segundo Moura, 1996, durante a autodescarga em um período de tempo *t*, o estado de carga pode ser determinado em função de um estado precedente e da temperatura *T*:

$$\mathrm{EC}_t = \mathrm{EC}_{t-1} \exp(-y\,t) \tag{5.9}$$

onde $y$ é um parâmetro dado por:

$$y = 300 \exp\left(-\frac{4400}{T + 273}\right) \tag{5.10}$$

### 5.2.9 – Controladores de carga

A elevação da temperatura dos módulos fotovoltaicos, devido ao aquecimento das células por efeito Joule e pela absorção da radiação solar, diminui a potência por eles fornecida, conforme foi mostrado no Cap.3, de modo que devem ser constituídos por um número de células que garanta que, mesmo na temperatura máxima, sua tensão seja superior à das baterias, para permitir seu carregamento. Por outro lado, a radiação solar não é constante ao longo do ano, nem mesmo durante o dia, podendo ser de baixa magnitude – com o que será pequena a potência fornecida – ou de valor elevado, o qual permitirá um fornecimento abundante de energia.

Se a demanda diária é sempre a mesma, em determinados períodos do dia e do ano as baterias ficariam sobrecarregadas e em outros sobre-descarregadas, o que resultaria na diminuição da sua vida útil.

Geralmente o controle do estado de carga das baterias é realizado baseado na leitura da tensão nos seus terminais, pois existe relação entre estas duas grandezas, como foi mostrado na seção anterior.

O *controlador de carga* é o equipamento encarregado de gerenciar o fluxo energético dos geradores para as baterias, e destas para as cargas. Existem basicamente dois tipos de controladores de carga, quando referido à função de controle dos geradores eólico e fotovoltaico: do tipo série e do tipo paralelo.

Os *controladores de carga do tipo série* possuem seu dispositivo de controle em série entre os geradores e o banco de baterias. Seu funcionamento é baseado em interromper a corrente proveniente dos geradores, com o qual cessa o carregamento das baterias.

Os *controladores de carga do tipo paralelo* possuem um dos seus dispositivos de controle em paralelo com os geradores, dissipando a energia dos mesmos quando as baterias atingem seu estado de carga máximo.

Os controladores série têm a vantagem de não precisar de um dispositivo de dissipação, porém, se são constituídos por relés eletromagnéticos os mesmos devem ter contatos de alta qualidade protegidos com sistemas anti-faíscas para impedir sua deterioração devido ao efeito das mesmas durante a conexão e desconexão.

Um aerogerador não pode trabalhar com um controlador de tipo série, pois a interrupção da carga levaria o seu rotor à máxima rotação, conforme mostra a Fig.4.4-a, a qual poderia ser excessivamente grande, danificando as partes móveis da máquina.

Os controladores do tipo paralelo precisam de uma “proteção” para impedir que as baterias se descarreguem através do elemento de dissipação. Se a resistência deste elemento é

muito baixa, deve considerar-se a configuração do painel, pois uns módulos podem converter-se em carga de outros, conforme analisado na seção 3.4.2.

Em relação ao fornecimento de energia às cargas, os controladores poderiam ser considerados como do tipo série, pois sua função é interromper o fornecimento de energia às mesmas quando as baterias atingem um nível de carga abaixo do desejado.

Ao desconectar dos geradores uma bateria carregada, sua tensão não permanece no valor do momento do corte, a mesma diminui quase instantaneamente alguns décimos de Volts. O contrário acontece quando a bateria está sob descarga e as cargas são desconectadas: sua tensão se eleva rapidamente. Deste modo, os controladores de carga devem estar preparados para reconectar os geradores quando a tensão da bateria diminuir por efeito do consumo e para reconectar as cargas quando a tensão da bateria aumentar por efeito da carga dos geradores. Para isto os controladores incorporam a chamada histerese que conecta e desconecta geradores e cargas em níveis de tensão diferentes aos de desconexão e conexão, respectivamente, conforme mostra a Fig.5.3. O controle destes níveis, isto é, o gerenciamento do estado de carga das baterias pode influenciar no seu dimensionamento.

Na Fig.5.3 $V_{Mc}$ representa a tensão (máxima) da bateria na qual será interrompido seu carregamento. Quando a tensão da bateria diminuir até $V_{mc}$, os geradores serão reconectados. $V_{md}$ representa a tensão (mínima) da bateria na qual será interrompido o fornecimento de corrente para os consumidores. Quando a tensão da bateria aumentar até $V_{Md}$ os consumidores serão re-conectados.

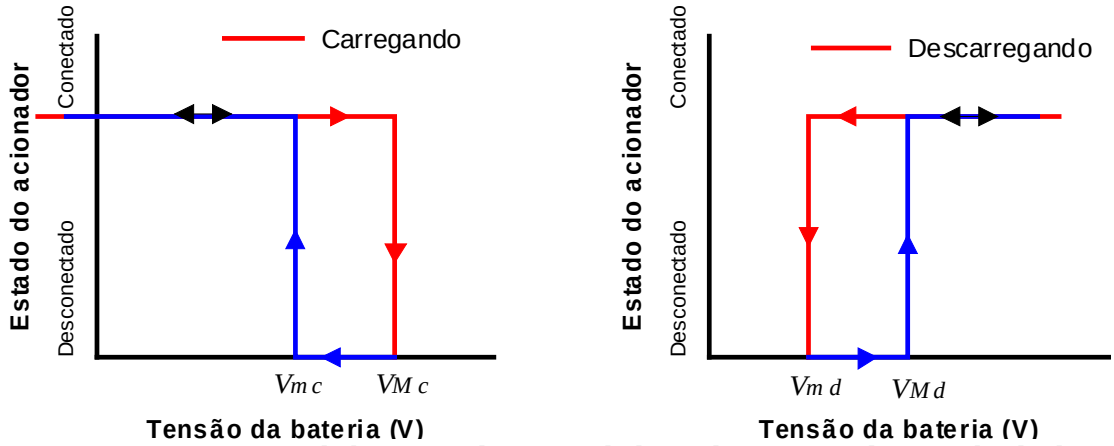



Figura 5.3 – Representação da histerese dos controladores de carga. a) da carga b) da descarga.

### 5.2.10 – Geradores diesel de corrente alternada

Um gerador diesel de corrente alternada é geralmente um motor de combustão interna diretamente acoplado a um gerador síncrono ou de indução. Para seu funcionamento empregam

o diesel, o que dá denominação de geradores diesel a este tipo de equipamento. Há também geradores que empregam outros tipos de combustíveis, mas que são menos utilizados.

Em sistemas que contêm este componente é importante diferenciar entre demanda aparente e carga real do gerador. A *demanda aparente* é definida como a potência solicitada ao gerador, a *carga* corresponde à potência que o gerador é capaz de entregar. Um sistema pode demandar uma potência de 15 kW mas o gerador só entregará 10 kW se essa for sua potência máxima. As fontes renováveis nos sistemas híbridos contribuem para diminuir a carga real dos geradores diesel, ainda assim atenuando a demanda aparente.

A tensão e a freqüência da corrente alternada dos geradores diesel é perfeitamente controlada mediante sofisticados e até simples sistemas de regulação e controle, centrando-se sua avaliação em um sistema híbrido no que diz respeito ao consumo de combustível.

Segundo Quinlan, 1996, um gerador diesel trabalhando sem carga tem um consumo de aproximadamente 25% do consumo a máxima carga, além disto, quando sua demanda aparente é inferior a determinado valor (usualmente entre 25% e 40% da potência nominal) acontece a formação de fuligem no cano de escape, a qual pode entrar em combustão e destruir o gerador. Segundo Quinlan, a eficiência máxima do combustível nos geradores diesel está em torno de 3 kWh/l, quando os geradores trabalham acima do 80% da sua potência nominal; quando trabalham abaixo de 30%, a eficiência do combustível é muito baixa [Ashari e Nayar, 1999].

Para simular o comportamento do gerador diesel é determinado o consumo de combustível em função da demanda aparente, a partir de uma relação considerada linear por vários autores, entre eles Barley e Winn, 1996, e mostrada na Eq.5.11.

$$F = F_i \, P + F_0 \tag{5.11}$$

onde $F$ representa o consumo de combustível diesel para uma determinada demanda aparente $P$, tendo um valor de $F_0$ l/h quando o gerador trabalha sem carga, $F_i$ é a taxa de consumo do combustível diesel (em l/kWh).

Segundo Barley e Winn, 1996, Skarstein e Uhlen (1989), analisando vários modelos de geradores diesel concluíram que o consumo em carga zero é proporcional à potência nominal, $P_n$, e que:

$$F = 0,246 \, P + 0,08415 \, P_n \tag{5.12}$$

modelo este que os autores, do Vale, 2000, e outros empregam ou recomendam que seja empregado quando se desconhece a relação real do gerador em questão.

A Fig.5.4 mostra o consumo de combustível de um gerador diesel de 2,3 kW de potência nominal. A potência mínima permitida é de 0,3 kW; se a carga for inferior a este valor o diesel deve ser detido. De outro lado, cargas superiores a $P_n$ não poderão ser atendidas.

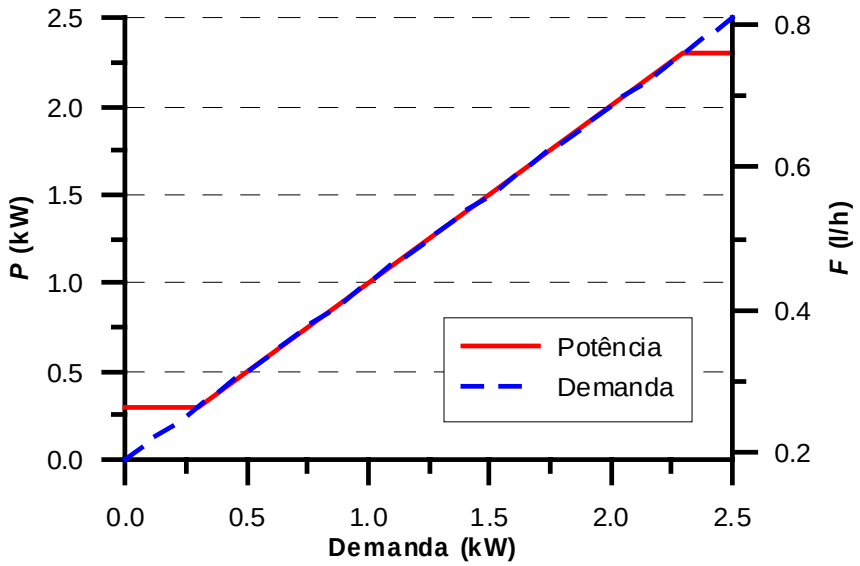



Figura 5.4 – Potência de saída típica de um gerador diesel como função da carga (Fonte: Quinlan, 1996).

O gerador diesel deve ser controlado para manter uma potência determinada na saída. Quando em um sistema participa apenas um destes geradores, o valor do controle é colocado igual à demanda aparente, o que provoca o seguimento da carga, como mostrado na Fig.5.4. Quando são empregados mais de um diesel, um controlador é necessário, sendo que a porção de carga atendida por cada gerador é determinada empregando uma estratégia de controle, sendo segundo Quinlan, 1996, a mais comum a que estabelece:

*Selecionar a combinação de geradores diesel de custo mínimo que satisfaça a demanda aparente.*

sendo que:

*O tamanho de cada gerador é idealmente 40% do tamanho do próximo gerador de maior capacidade.*

A determinação do custo mínimo é baseada no *consumo específico de combustível* de cada gerador (CEC), ou seja, da massa de combustível empregada para gerar 1 kWh de energia (g/kWh). Assim, o CEC dos geradores é um indicador da sua eficiência.

A presença desses geradores nos sistemas híbridos eólico-fotovoltaicos lhes concede uma alta confiabilidade. Nesses sistemas, o gerador diesel pode atuar como componente principal empregando-se os sistemas eólico-fotovoltaicos para economizar parte do combustível, ou podem atuar como gerador auxiliar para garantir o funcionamento de sistemas eólico-fotovoltaicos durante possíveis períodos de baixa nas energias alternativas. Contudo, seu estudo não será mais aprofundado neste trabalho.

## 5.3 – Exemplos de sistemas híbridos

Um número significativo de sistema híbridos têm funcionado durante vários anos como fonte de energia elétrica para comunidades, bombeamento de água, dessalinização, refrigeração e outras aplicações. Os mesmos aparecem em localidades áridas e árticas, em regiões montanhosas, marítimas e de outros tipos.

A Tab.5.1 mostra alguns exemplos de sistemas híbridos no mundo, conjuntamente com a referência a partir da qual se teve conhecimento, para facilitar sua localização e análise por outros pesquisadores.

## 5.4 – Configurações dos sistemas híbridos

A tensão fornecida pelo painel fotovoltaico é do tipo contínua, a do(s) aerogerador(es) pode ser contínua ou alternada, da mesma forma que as cargas do sistema. Para estes últimos casos será necessária a presença de conversores de potência que permitam adequar os sinais entre os equipamentos. O sistema híbrido precisa também dos controladores de carga, para gerenciar o funcionamento dos seus componentes e/ou do estado de carga do banco de baterias. Isto oferece um leque de possibilidades de configurações maior que a dos sistemas eólicos e fotovoltaicos singelos.

Como os sinais fornecidos e consumidos entre vários ou entre todos os componentes dos sistemas se unem em determinadas partes dos mesmos, é usual o emprego do termo *barramento*, no caso de corrente contínua e de corrente alternada, para identificar o ponto comum entre os equipamentos.

Tabela 5.1 – Exemplos de sistemas híbridos no mundo

| País | Localidade | Datas | Eólico | Fotov. | Diesel | Fonte |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Alemanha | Helgoland | 1987- | Sim | Não | Sim | Quinlan, 1996 |
| “ | Schnnittlingen | 1983- | S | N | S | Quinlan, 1996 |
| “ | Fachhochschule A. | 1992- | S | S | N | Melib, 1993 |
| Australia | Rottnest Island | 1985- | S | N | S | Quinlan, 1996 |
| Brasil | Fernando de Noronha | 1986- | S | N | S | Quinlan, 1996 |
| “ | Joanes | 1997- | S | S | N | CBEE, 2002 |
| “ | Praia Grande | 1998- | S | N | S | Nunes, 1999 |
| “ | Recife (CBEE) | 1995- | S | S | N | CBEE, 2002 |
| “ | São Tomé | 2003- | S | S | S | Pinho, 2004 |
| “ | Tamaruteua | 1999- | S | S | S | GEDAE, 2002 |
| Cabo verde | Sal Island | 1985- | S | N | S | Quinlan, 1996 |
| “ | Santa Catarina | 1987- | S | N | S | Quinlan, 1996 |
| Canadá | AWTS | 1987- | S | N | S | Quinlan, 1996 |
| “ | Cambrige Bay | 1987- | S | S | S | Quinlan, 1996 |
| “ | Ft. Severn | 1985- | S | N | S | Quinlan, 1996 |
| Chile | Isla Huapi | 1996- | S | N | S | Castedo, 1996 |
| “ | Puaucho | 1996- | S | N | S | Castedo, 1996 |
| Cuba | Cayo Romano | - | S | N | S | Hernández, 2003 |
| “ | La Cana | - | S | S | S | Hernández, 2003 |
| “ | Viento Frío | - | S | S | N | Hernández, 2003 |
| Dinamarca | Riso | 1984- | S | N | S | Quinlan, 1996 |
| Espanha | Argestues | 1992- | S | S | S | Llobet, 1994 |
| “ | Bujarolez | 1986- | S | N | S | Quinlan, 1996 |
| “ | Islas Canárias | 1995- | S | N | S | Cruz, 1996 |
| E.U.A. | Block Island | 1979-1982 | S | N | S | Quinlan, 1996 |
| “ | Clayton, NM | 1979-1982 | S | N | S | Quinlan, 1996 |
| França | Domaine de Las Tours | 1987- | S | N | S | Quinlan, 1996 |
| “ (Antilhas) | La Désirade | 1992- | S | N | S | Hopkins, 1996 |
| Grécia | Kythnos Island | 1984- | S | N | S | Quinlan, 1996 |
| Holanda | ECN | 1982- | S | N | S | Quinlan, 1996 |
| “ | Terschelling | 1990- | S | S | S | Burges, 1995 |
| Inglaterra | Fair Isle | 1982- | S | N | S | Quinlan, 1996 |
| “ | Lundy Island | 1982- | S | N | S | Quinlan, 1996 |
| “ | Machynnileth | 1986- | S | N | S | Quinlan, 1996 |

cont …

| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| “ | RAL | 1983- | S | N | S | Quinlan, 1996 |
| Inglaterra | Shetland Islands | 1988- | S | N | S | Quinlan, 1996 |
| Irlanda | Cape Clear | 1985- | S | N | S | Quinlan, 1996 |
| “ | Inis Oirr | 1981- | S | N | S | Quinlan, 1996 |
| Itália | Calábria | 1986- | S | N | S | Quinlan, 1996 |
| Japão | Ashikaga I.T. | 1995- | S | S | N | Ushiyama, 1996 |
| México | X-Calak | 1993- | S | S | S | Huacuz, 1995 |
| “ | El Oyameyo | 1991- | S | S | N | Sánchez-Juárez, 1993 |
| Noruega | Froeya | 1989- | S | N | S | Quinlan, 1996 |
| Suécia | Martingy | 1985- | S | N | S | Quinlan, 1996 |
| Suíça | Askestar | 1984- | S | N | S | Quinlan, 1996 |
| “ | Chalmers University | 1982- | S | N | S | Quinlan, 1996 |

A Fig.5.5 mostra a configuração mais simples de um sistema híbrido eólico-fotovoltaico, constituída de geradores eólicos e fotovoltaicos conectados em paralelo através de um barramento de corrente contínua. Neste caso o aerogerador(s) é também de corrente contínua, já que dispõe de um retificador interno.

O fornecimento de energia dos geradores ao barramento e deste às cargas é supervisionado por controladores de carga independentes, que medem a tensão das baterias e atuam no sentido de evitar a sobrecarga e a sobre-descarga das mesmas. Estes equipamentos aparecem representados na Fig.5.5 pelos componentes “C”, podendo ser, segundo o caso, série ou paralelo, como apresentado na seção 5.2.9.

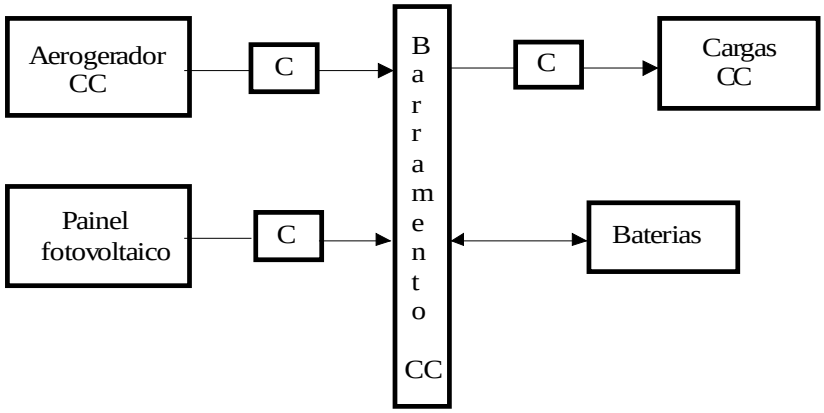



Figura 5.5 – Configuração híbrida de um barramento de CC.

A configuração da Fig.5.6 é a mais simples das destinadas ao fornecimento de energia a cargas do tipo contínua e do tipo alternada. Para isto conta com dois barramentos, um de cada tipo, aos quais estão conectados os equipamentos correspondentes.

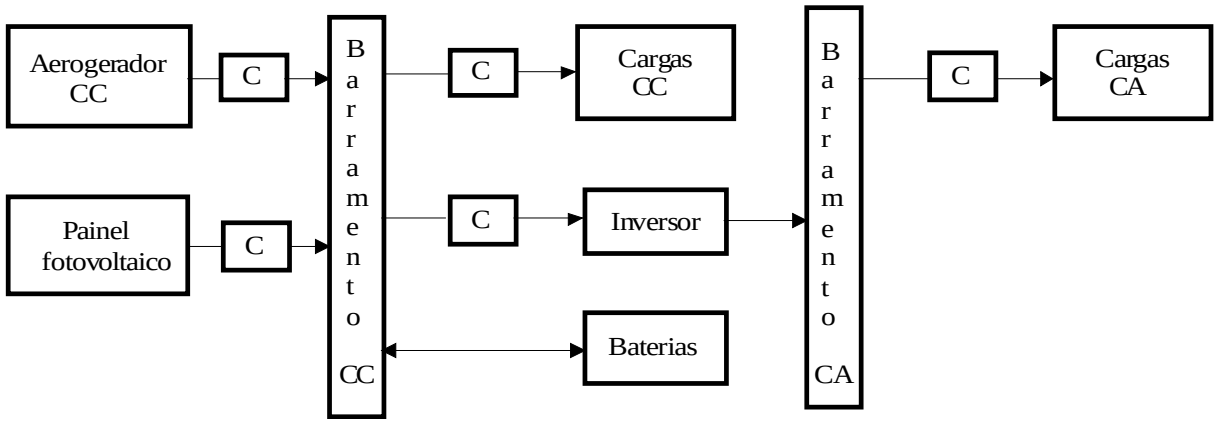



Figura 5.6 – Configuração híbrida de dois barramentos para o atendimento de cargas em CC e CA.

Quando esta configuração é apenas para o funcionamento de cargas do tipo alternada, alguns autores a chamam de tipo série, visto que a energia é transportada até as cargas de CA em "seqüência".

A configuração representada na Fig.5.7 apresenta dois barramentos a exemplo da configuração da Fig.5.6, porém, sua complexidade é maior, pois há dois equipamentos trabalhando em paralelo sobre o barramento de corrente alternada, sendo necessário um controle rigoroso sobre a freqüência do gerador eólico. A configuração mostra também um retificador que permitirá que a energia não aproveitada pelas cargas em CA seja direcionada para o barramento e os elementos de CC. Um supervisor geral deverá verificar o desligamento das cargas de CA e, na ausência de energia eólica, desligar os conversores de potência.

A configuração representada na Fig.5.8 apresenta como vantagem em relação à da Fig.5.7 a disposição do retificador na saída do aerogerador de CA e não junto ao barramento do mesmo tipo. Desta forma, diante da diminuição da velocidade do vento e atingindo rotação abaixo da necessária para o sincronismo, o aerogerador de CA poderia continuar trabalhando, disponibilizando sua energia sobre o barramento de CC.

Uma configuração geral que representa todas as anteriores é mostrada na Fig.5.9. Esta configuração contém um terceiro barramento formado pelo eixo do conversor rotativo, o qual permite a transferência de energia entre os barramentos de CA e CC segundo as disponibilidades das energias primárias e o estado de carga do banco de baterias.

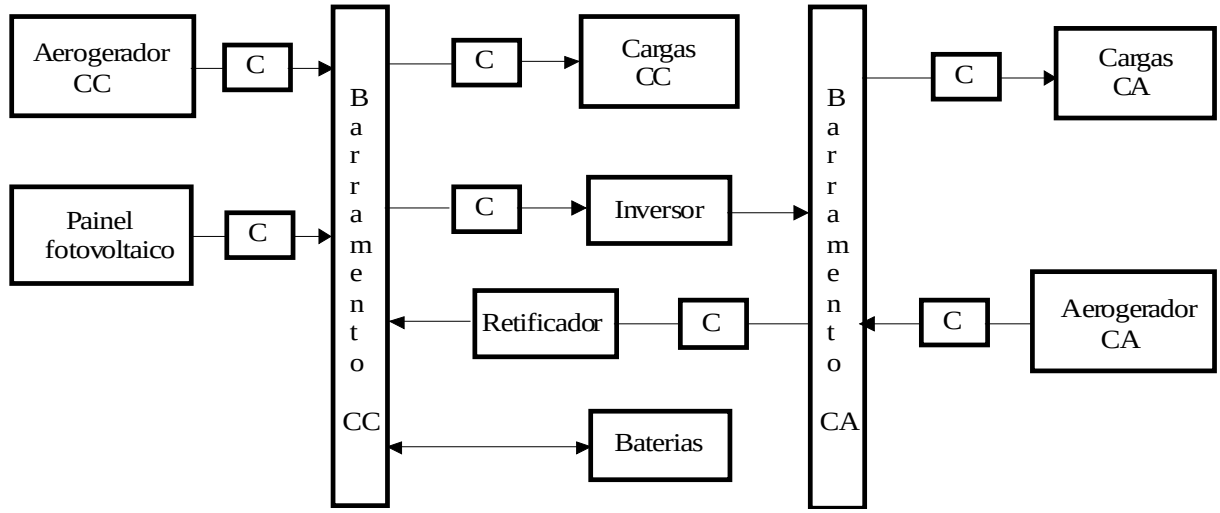



Figura 5.7 – Configuração híbrida de dois barramentos, com equipamentos operando em paralelo nos barramento de CC e de CA.

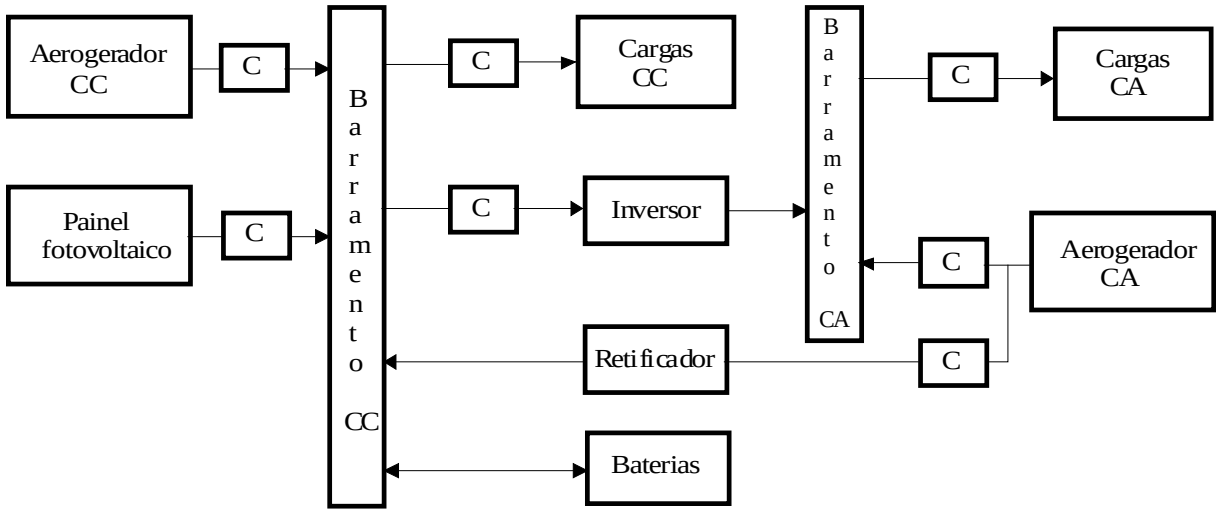



Figura 5.8 – Configuração híbrida de dois barramentos, com equipamentos operando em paralelo nos barramento de CC e de CA, com o retificador em série com o aerogerador de CA.

## 5.5 – Dimensionamento de sistemas híbridos eólico-fotovoltaicos

Da mesma maneira que para os sistemas eólicos ou fotovoltaicos autônomos, o critério para o dimensionamento dos sistemas híbridos é que a energia por eles fornecida possa satisfazer a necessidade energética da carga elétrica do sistema. Esta condição é representada pela seguinte equação de balanço:

$$E_c \leq E_p + E_a + [E_d] \tag{5.13}$$

onde $E_c$ representa a demanda e $E_p$ e $E_a$ representam as energias fornecidas pelos sistemas fotovoltaico e eólico, respectivamente. A energia representada por $E_d$ é a correspondente a um gerador baseado em combustíveis tradicionais (geralmente diesel), o qual pode fazer parte ou não do sistema.

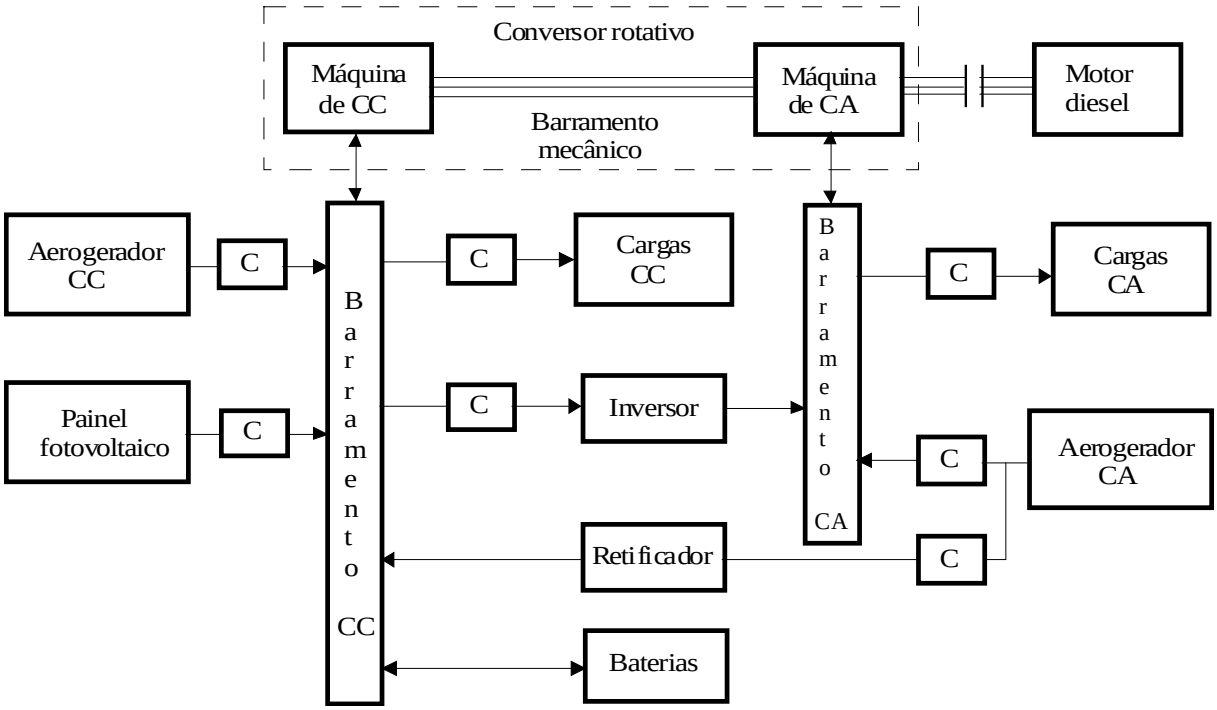



Figura 5.9 – Configuração híbrida de três barramentos.

Se a fração correspondente à componente fotovoltaica é identificada como *f*, então a energia fornecida pelo componente eólico é 1–*f*, e segundo Protogeropoulos, 1993, o dimensionamento é realizado solucionando as seguintes equações:

$$A_{pi}\, E_{si} = f\, E_{ci} \tag{5.14}$$

$$A_{ai}\, E_{ei} = (1 - f)\, E_{ci} \tag{5.15}$$

onde $E_s$ e $E_e$ representam as energias solar e eólica por unidade de área e $A_p$ e $A_{ai}$ representam as áreas do painel fotovoltaico e do rotor do arranjo de geradores eólicos, respectivamente.

A análise pode ser realizada considerando valores médios anuais, ou médios mensais, em cujo caso o subíndice *i* representa o mês do ano.

O método das “áreas” analisado por Markvart, 1996, transforma a Eq.5.13 em:

$$E_c = E_s \, a_p + E_e \, a_a \tag{5.16}$$

onde os termos $a_p$ e $a_a$ consideram a eficiência de conversão do painel fotovoltaico, $\eta_p$, e do rotor do arranjo de geradores eólicos, $c_p$:

$$a_p = \eta_p \, A_p \tag{5.17a}$$

$$a_a = c_p \, A_a \tag{5.17b}$$

com $A_p$ e $A_a$ representando as áreas do painel e do rotor do gerador eólico (ou do arranjo), respectivamente.

Como $\eta_p$ representa a eficiência do painel fotovoltaico, o resultado da Eq.5.17a (em m²) é numericamente igual à potência pico do mesmo (em kW). Para que o resultado da Eq.5.17b seja equivalente à potência do arranjo de geradores eólicos, os mesmos devem manifestar sua potência nominal a uma densidade de potência de 1 kW/m², isto é, por exemplo, para uma velocidade de 9.5 m/s em condições padrão se a velocidade do vento obedece a uma e distribuição de Rayleigh. Para não depender desta exigência, a Eq.5.17b pode ser transformada em:

$$a_a = 1000 \, \frac{\eta_g \, A_a}{\overline{P}\left(V_{vn}\right)} \tag{5.17c}$$

onde o termo $\overline{P}\left(V_{vn}\right)$ representa a densidade de potência média para a velocidade nominal do aerogerador, e onde foi substituído o coeficiente de potência do rotor ($c_p$) pela eficiência geral do aerogerador (que considera a eficiência do rotor, do gerador elétrico e das partes moveis da máquina).

A Eq.5.16 tem múltiplas soluções, as quais podem ser representadas em planos cartesianos para períodos médios anuais, sazonais, mensais ou inferiores. A Fig.5.10 mostra uma destas representações para períodos sazonais. Cada ponto do plano representa uma possível configuração do gerador híbrido.

A confiabilidade de um sistema localizado à direita da curva contínua da Fig.5.10 é elevada, isto não implica, porém, que o sistema seja otimizado. Os sistemas localizados à esquerda da curva contínua não conseguirão satisfazer a demanda adequadamente.

A curva contínua representa o “local” onde ficam os sistemas de menor tamanho, sendo que, segundo Markvart, as configurações híbridas de custo mínimo correspondem aos pontos das intersecções dos segmentos das retas sazonais (quando a interseção é com os eixos os custos também são mínimos, porém, os sistemas são puramente eólicos ou fotovoltaicos). Markvart demonstra, além disso, que em determinada faixa da relação de custos unitários eólico-fotovoltaicos, as configurações híbridas de custo mínimo são a solução de menor custo efetivo (comparadas com sistemas eólicos ou fotovoltaicos).

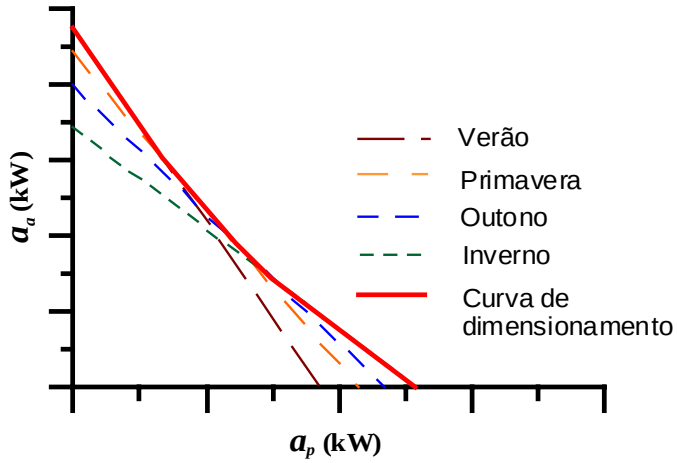



Figura 5.10 – Balanços energéticos sazonais para um sistema híbrido.

# 6. Sistema híbrido eólico-fotovoltaico experimental

## 6.1 – Características gerais

O sistema híbrido eólico-fotovoltaico em estudo foi montado no Laboratório de Energia Solar da Escola de Engenharia da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, estando portanto influenciado pela radiação solar e a velocidade do vento ocorrentes na cidade de Porto Alegre. As coordenadas geográficas da cidade são: 30° de latitude Sul e 51° de longitude Oeste.

Os componentes do sistema híbrido experimental são um aerogerador de 400 W de potência nominal (modelo Air 403), um painel com 8 módulos fotovoltaicos de silício monocristalino de potências que variam entre os 46 e os 65 W (modelos Siemens), um controlador de carga, um banco de baterias de 300 Ah (Delphi Freedom) e um conjunto de cargas de corrente contínua e corrente alternada (alimentadas através de um inversor senoidal). A tensão do sistema é de 24 V e é do tipo contínua.

A variabilidade de potências dos módulos fotovoltaicos atendeu a uma pesquisa anterior que visava analisar o comportamento dos mesmos quando associados em diferentes configurações (Heckttheuer, 2001). Estando estes equipamentos disponíveis, foram empregados para o presente trabalho. Em conjunto, conformam um painel de 420 W, o qual está montado sobre o telhado de um dos prédios do Laboratório. Sua inclinação é de $30^{o}$ e está orientado ao Norte.

Como o Laboratório está localizado em um vale, decidiu-se instalar um túnel ou gerador de vento para acionar o aerogerador. As mudanças na velocidade do vento são realizadas através de um sistema de controle que permite o acionamento automático e que facilita a reprodução de diferentes padrões de velocidades do vento.

A instalação conta também com um sistema de monitoramento que permitiu a medição das variáveis associadas.

A Fig.6.1 mostra a disposição dos geradores eólico e fotovoltaico no local.

Esquematicamente, o sistema híbrido experimental pode ser representado pela configuração de dois barramentos da Fig.5.6; sendo estes o de corrente contínua, que interage com os geradores e cargas deste tipo, e o de corrente alternada, para a alimentação das cargas correspondentes. Os geradores e outros componentes do sistema são caracterizados nas seções seguintes.

Figura 6.1 – Disposição dos geradores do sistema híbrido experimental.

## 6.2 – Características dos geradores do sistema híbrido

### 6.2.1 – Aerogerador

O aerogerador empregado no sistema híbrido experimental é uma unidade do modelo Air 403, que conta com uma turbina eólica de 3 pás, acionada a barlavento e acoplada diretamente ao gerador elétrico. A Tab.6.1 mostra algumas características da máquina.

Tabela 6.1 – Características do aerogerador

| **Parâmetro** | **Valor** |
|---|---|
| Tensão nominal | 24 V |
| Potência nominal | 400 W |
| Velocidade nominal | 12,5 m/s |
| Velocidade de partida | 3,0 m/s |
| Número de pás | 3 |
| Diâmetro da turbina | 1,15 m |
| Área da turbina | 1,04 $m^2$ |

Fonte: Southwest Windpower, 1999

Para o conhecimento do funcionamento do aerogerador é empregada sua curva de potência, a qual relaciona a potência fornecida com a velocidade do vento incidente no centro da turbina da máquina.

A curva de potência dos aerogeradores de pequeno porte é obtida com o mesmo procedimento com que é realizada para os aerogeradores de grande porte. O procedimento conhecido como método de *bins* considera intervalos regulares de velocidades do vento (comumente 1 m/s) nos quais determina-se o valor médio da potência produzida. A curva de potência é traçada com estes valores e o valor médio da velocidade do vento de cada intervalo considerado.

Os aerogeradores de grande porte, por estarem conectados a redes de altas demandas, podem fornecer o máximo da sua potência para cada velocidade do vento. Isto não necessariamente acontece nas instalações de baixa potência, onde a demanda (aos geradores) varia em função do estado de carga das baterias e dos consumidores que estão ligados a cada instante.

Isto é comprovado na Fig.6.2, que mostra a potência produzida pelo aerogerador do sistema híbrido experimental entre as 22:05 do dia 22 de junho do ano de 2003 e as 06:05 do dia seguinte. O aerogerador esteve acionado por uma série de velocidades do vento reproduzida através do túnel de vento, sendo que a carga do sistema durante todo o período foi de 90 W. O estado de carga do banco de baterias é representado na Fig.6.2 através da tensão nos seus terminais.

Para estudar a influência da tensão do sistema sobre o comportamento do aerogerador foram realizadas experiências varrendo toda a faixa de velocidades do vento do túnel para tensões constantes do banco de baterias. Os incrementos na velocidade do vento foram da ordem de 1 m/s; a tensão por sua vez foi incrementada 1 V em cada experiência. A Fig.6.3 mostra os resultados.

Em cada velocidade do vento foram realizadas em torno de 80 medições das variáveis envolvidas (corrente e tensão do aerogerador e do banco de baterias, corrente de carga, temperatura ambiente e do aerogerador). As variáveis foram monitoradas a cada 20 segundos e logo foi realizada uma média aritmética das medições. Os testes foram realizados à noite para evitar o aquecimento do aerogerador devido à radiação solar e em períodos em que a velocidade do vento local era inferior a 1 m/s (para minimizar a influência da mesma sobre a velocidade do vento do túnel).

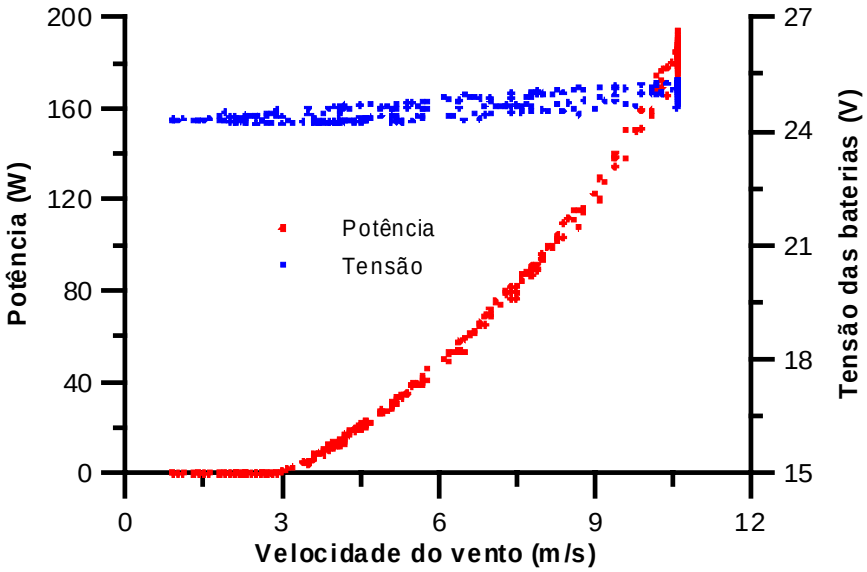



Figura 6.2 – Potência do aerogerador durante 8 horas de funcionamento.

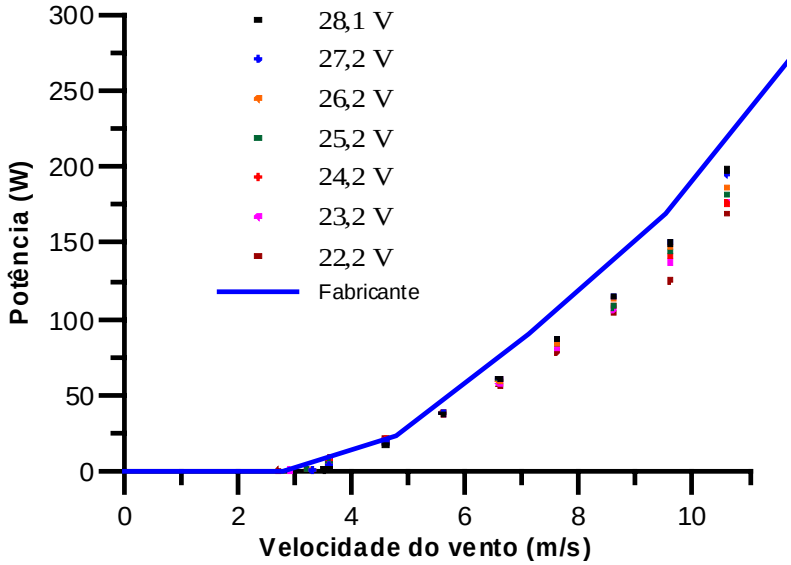



Figura 6.3 – Dependência da potência do aerogerador com a tensão do sistema.

A tendência das curvas da Fig.6.3 sugere que para velocidades do vento acima das que foram medidas, as diferenças entre as potências produzidas para diferentes tensões do sistema sejam maiores. Da mesma forma, as curvas da Fig.6.3 (e a da Fig.6.2) sugerem que a curva do fabricante pode estar superdimensionada, sendo que a extrapolação das mesmas revela que a potência nominal não seria fornecida a 12,5 m/s, mas sim ao redor de 15 m/s. A Tab.6.2 mostra que este “detalhe” não é pouco significativo, pois a potência, e portanto a energia fornecida, é no mínimo 24% inferior quando considerada a velocidade nominal da máquina (12,5 m/s). Para obter esta estimativa foram ajustadas as curvas da Fig.6.3 a polinômios de segundo grau.

Tabela 6.2 – Diferenças relativas entre a potência nominal dada pelo fabricante (400 W) e a possível de se obter a 12,5 m/s

| Tensão do banco de baterias (V) | Potência estimada a 12,5 m/s (W) | Diferença relativa (%) |
|---|---|---|
| 22,2 | 251 | 37 |
| 23,2 | 263 | 34 |
| 24,2 | 254 | 36 |
| 25,2 | 271 | 32 |
| 26,2 | 273 | 32 |
| 27,2 | 297 | 26 |
| 28,1 | 306 | 24 |

Outra constatação, de menor importância, é que a velocidade do vento de início de geração também depende da tensão de trabalho do sistema, correspondendo as maiores tensões às maiores velocidades. Isto ocorre porque a corrente que sai do aerogerador necessita uma diferença de potencial mínima, com a tensão maior do que a do barramento de CC, para poder fluir e isto acontece quando a rotação da turbina eólica ultrapassa um determinado limiar.

O gerador elétrico do aerogerador Air 403 é formado por um alternador trifásico, semelhante aos empregados pela indústria automotiva e que conta com 12 magnetos para obter uma razoável potência com uma menor rotação (com o que também elimina o multiplicador de velocidades). O circuito eletrônico interno tem incorporado um retificador com o que a corrente fornecida é do tipo contínua.

O aerogerador conta com um controlador de carga interno que o desconecta das baterias quando as mesmas alcançam a tensão máxima de carga escolhida; além disto, freia a turbina eólica, evitando assim o desgaste dos rolamentos devido ao excesso de rotação. A tensão máxima de carga é fixada na fábrica para 28,2 V, valor que pode ser ajustado mediante um potenciômetro instalado no exterior do corpo do aerogerador. Depois de freada, a turbina eólica só é liberada quando a tensão das baterias diminuir até aproximadamente 25,2 V.

### 6.2.2 – Painel fotovoltaico

Para identificar as características dos módulos fotovoltaicos e como parte da pesquisa desenvolvida por Hecktheuer, 2001, o Laboratório desenvolveu a bancada refrigerada mostrada na Fig.6.4-a. A bancada consta de ventiladores na câmera fria para homogeneizar a temperatura

interna (e do módulo), efetuando-se a medição da curva *I-V* nos períodos em que a massa de ar é de 1,5 e a radiação solar está próxima dos 1000 W/m$^2$, isto é, nas condições padrão estabelecidas pela norma correspondente [ASTM, 1985].

Antes do ensaio o módulo é inclinado até conseguir-se incidência normal da radiação direta e a câmara fria é fechada para impedir a ação da radiação solar sobre o módulo. Depois de alcançar-se os 25 $^o$C a câmara é descoberta e é iniciado o processo de monitoramento, em que são medidos 500 pares de pontos de corrente-tensão simultaneamente. O processo é suficientemente rápido (em torno de 1,8 s) para garantir que a temperatura do módulo não mude significativamente (menos de 2 $^o$C em todas as provas realizadas) e é realizado das tensões mais altas para as mais baixas, minimizando o efeito da variação da temperatura, o qual é mais notável nas proximidades da tensão de circuito aberto. Finalmente, a curva é corrigida mediante o procedimento mencionado na seção 3.3.1 caso a radiação solar não seja de 1000 W/m².

A Tab.6.3 resume as características elétricas dos módulos fotovoltaicos do sistema híbrido experimental, obtidas com o procedimento acima mencionado. A Fig.6.4-b mostra a curva do módulo No.1, medida a 1016 W/m² e 25 $^o$C.

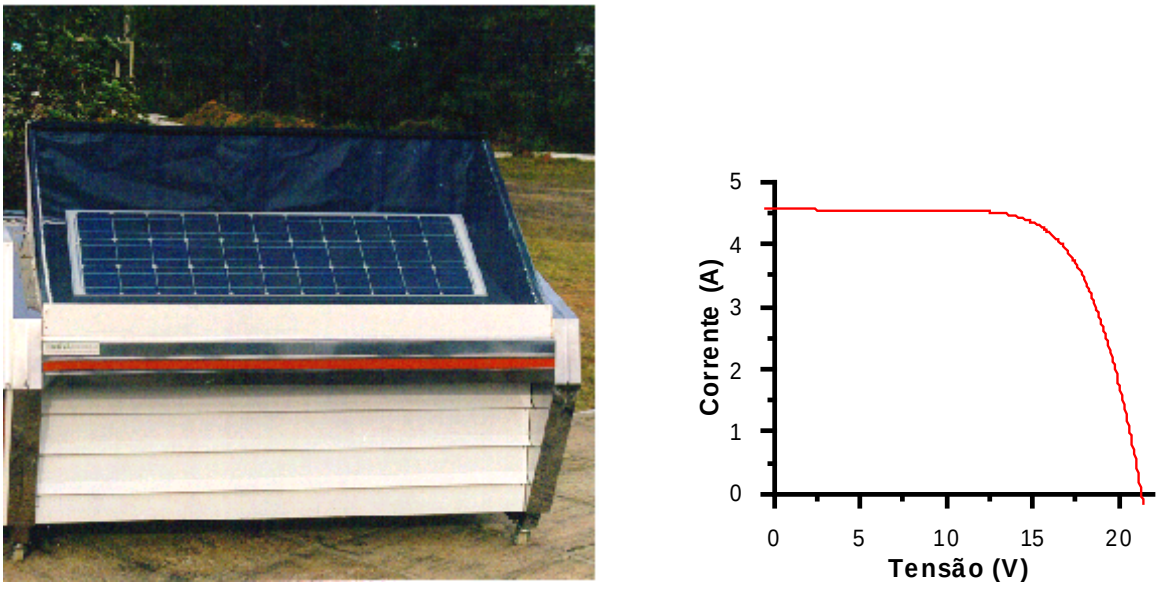



Figura 6.4 – a) Bancada refrigerada para a caracterização dos módulos fotovoltaicos em condições padrão. b) Curva característica de um dos módulos fotovoltaicos do sistema híbrido experimental.

Conforme procedimentos de instalação de módulos fotovoltaicos, o painel do sistema foi inclinado 30$^o$, isto é, com o ângulo da latitude local (com o qual aproveita a inclinação do telhado que lhe serve de base), orientado ao Norte e sem desvio azimutal.

Tabela 6.3 – Características elétricas dos módulos fotovoltaicos utilizados

| Módulo | No. de células | $P_m$ (W) | $V_m$ (V) | $I_m$ (A) | $V_{oc}$ (V) | $I_{sc}$ (A) |
|---|---|---|---|---|---|---|
| No.1 | 36 | 66,1 | 16,32 | 4,05 | 21,32 | 4,51 |
| No.2 | 36 | 62,5 | 16,07 | 3,89 | 21,05 | 4,33 |
| No.3 | 33 | 48,6 | 15,56 | 3,12 | 19,70 | 3,48 |
| No.4 | 33 | 48,4 | 15,56 | 3,11 | 19,59 | 3,38 |
| No.5 | 33 | 48,6 | 15,62 | 3,11 | 19,60 | 3,38 |
| No.7 | 33 | 46,1 | 15,49 | 2,98 | 19,58 | 3,30 |
| No.8 | 30 | 41,7 | 14,03 | 2,97 | 17,73 | 3,27 |
| No.9 | 30 | 40,2 | 13,85 | 2,91 | 17,77 | 3,20 |
| Total | | 420,0 | | | | |

Fonte: Heckttheuer, 2001

Para conseguir uma tensão de 24 V devem ser conectados dois módulos em série. Antes disto, os módulos da instalação foram associados em paralelo com outros módulos, como mostra a Fig.6.5, pois era objetivo da pesquisa anterior avaliar vários tipos de associações. A configuração da Fig.6.5 estava pronta no inicio da atual pesquisa e foi mantida, não para estudar seu efeito, mas apenas para não desestruturar as conexões já realizadas. Associações com módulos de diferentes modelos podem ser necessárias quando um painel tem sua potência expandida e modelos iguais aos originais não estejam disponíveis.

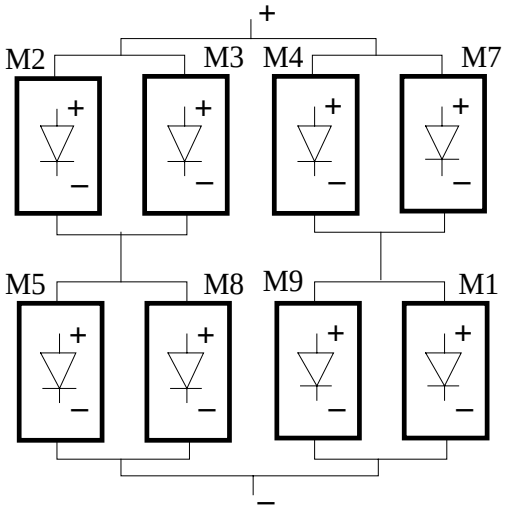



Figura 6.5 – Associação dos módulos fotovoltaicos no sistema híbrido experimental.

### 6.2.2.1 – Caracterização térmica dos módulos do painel fotovoltaico

O painel conta com três tipos de módulos diferentes, não apenas de potência como sugere a Tab.6.3, mas também em relação às dimensões, o encapsulamento, a textura e a forma

das células fotovoltaicas.

Supondo que cada tipo de módulo tivesse um comportamento térmico semelhante, foi colocado um sensor termorresistivo na face posterior da célula central de três módulos (um de cada tipo), protegido contra a ação do vento através de uma pequena lâmina de poliestireno expandido.

Para conhecer o comportamento térmico dos módulos foram realizadas experiências medindo a temperatura em toda a superfície dos mesmos pela face frontal e embaixo da célula central através do sensor termorresistivo.

Para a caracterização do módulo 2 que será mostrada a seguir, foi escolhido um dia de céu claro e um período em que a velocidade do vento era inferior a 1 m/s. O teste foi realizado durante 15 minutos em torno do meio dia (hora oficial), período em que a irradiância manteve-se entre 1032 e 1040 W/m².

Para o teste, procurou-se que o módulo mantivesse uma polarização constante e que não ficasse polarizado muito próximo da sua corrente de curto-circuito e nem da sua tensão de circuito aberto (das condições padrão). Para isto, a tensão das baterias foi mantida em $26{,}42 \pm 0{,}05$ V, com uso de uma fonte auxiliar com capacidade de regular a tensão nos seus terminais.

Utilizando o sistema de monitoramento desenvolvido para o acompanhamento do comportamento do sistema híbrido experimental (tratado no Cap.7), foram monitoradas a cada 20 s a radiação solar e a velocidade do vento, a tensão da bateria, a tensão e a corrente do módulo e, a temperatura da célula central do mesmo através do sensor termorresistivo acoplado.

Paralelamente a estas medições, foi tomada a temperatura sobre cada uma das células pela face frontal, utilizando o termômetro infravermelho mostrado na Fig.6.6, cuja precisão é de $\pm$ 1 ºC. O termômetro indica, em realidade, a temperatura da superfície do módulo, mas considerou-se que as células e a cobertura de vidro estivessem em equilíbrio térmico por aproximação.

Comprovou-se que nem todas as células têm a mesma temperatura observando-se nelas variações, com o maior valor na parte central (predominantemente). Os maiores valores, em geral, estiveram localizados nas células embaixo das quais encontra-se a caixa de conexões do módulo, pois nesta zona é menor a capacidade de resfriamento posterior. A Fig.6.7 mostra a distribuição de temperaturas para medições feitas no centro de cada célula. A diferença máxima observada foi de 13,6 $^{o}$C (no módulo 2).

Figura 6.6 – Termômetro infravermelho modelo Raynger®ST™.

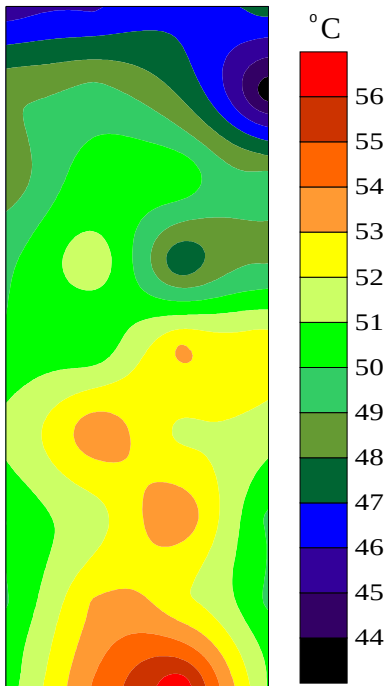



Figura 6.7 – Distribuição de temperaturas nas células do módulo 2 (36 células, 9 x 4).

A Fig.6.8 mostra a variação da corrente do módulo durante o ensaio, podendo-se observar os períodos de sombreamento e a recuperação da temperatura. O tempo de resposta do termômetro é muito pequeno contribuindo para que a medição fosse realizada rapidamente, sendo curto o período de sombreamento. Mesmo assim, entre uma medida e outra esperava-se um certo tempo, visando permitir que o módulo recuperasse a estabilidade térmica.

Para comprovar o efeito que a não uniformidade térmica provoca na resposta do módulo foi empregado o programa CREARRAY [Krenzinger, 2000], conformando-se um módulo com 36 células idênticas, submetidas à mesma radiação (1035 W/m²: valor médio durante a experiência).

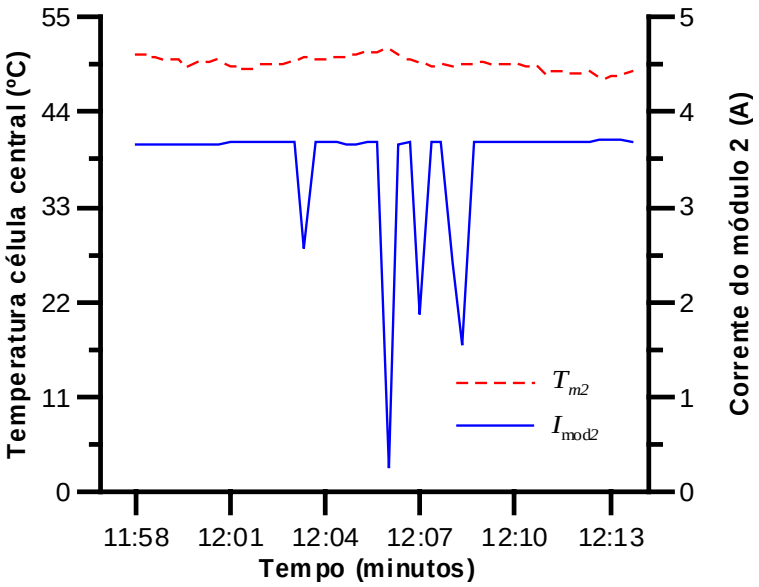



Figura 6.8 – Comportamento de algumas das variáveis relacionadas com a caracterização térmica do módulo 2 ($T_{m2}$: temperatura monitorada através do sensor termorresistivo, $I_{mod2}$: corrente do módulo).

Inicialmente comprovou-se que para as mesmas condições de irradiância e temperatura das células as curvas do módulo e da associação das 36 células em série eram idênticas. As experiências posteriores consideraram as seguintes condições (para $G$ = 1035 W/m²):

1. cada célula com temperatura diferente (usando as temperaturas medidas pela face frontal);
2. todas as células com a temperatura máxima observada (56,8 ºC);
3. todas as células com temperatura correspondente à temperatura média das medidas para cada uma delas (50,2 ºC);
4. todas as células com a temperatura mínima observada (43,2 ºC);
5. todas as células com a temperatura média das indicadas pelo sensor termorresistivo (49,7 ºC).

A Fig.6.9 mostra que, como era de se esperar devido à proximidade das temperaturas, a associação das 36 células em série mostra um comportamento semelhante, limitado pelas temperaturas máximas e mínimas observadas com o termômetro infravermelho.

Em relação à curva da associação com as temperaturas medidas em cada célula, comprova-se que a diferença é praticamente desprezível quando considerada uma temperatura uniforme e igual à média das temperaturas observadas. Se fossem traçadas as curvas de cada célula, comprovar-se-ia que as mesmas têm comportamentos semelhantes nas correntes, diferenciando-se no valor das tensões, as quais variariam em torno de um valor central, isto é, seria observado um deslocamento no eixo das tensões da curva característica. Desta forma, como na associação série somam-se as tensões para cada valor de corrente (seção 3.4.1), o ganho de tensão de umas seria "compensado" pela perda de outras e o resultado seria o comportamento médio observado.

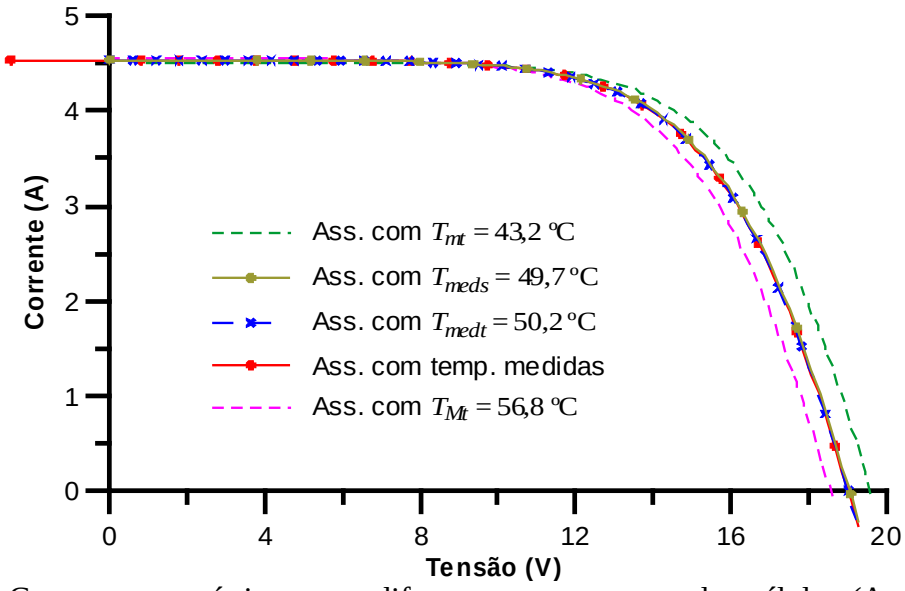



Figura 6.9 – Curvas características para diferentes temperaturas das células (Ass: associação; temp: temperaturas; $T_{Mt}$, $T_{medt}$, $T_{mt}$: temperaturas máxima, média e mínima segundo o termômetro infravermelho, respectivamente; $T_{meds}$ temperatura média segundo o sensor termorresistivo).

Sendo assim, considera-se que todas as células do módulo têm a mesma temperatura e que seu valor a cada instante, isto é, da temperatura do módulo, pode ser conhecido através da informação do sensor termorresistivo, cujo valor foi parecido ao valor da média das temperaturas frontais.

Foi posteriormente constatado que as temperaturas das células do módulo No.1 eram semelhantes às do módulo No.2, e que as dos módulos semelhantes restantes também o eram entre si (No.3, 4, 5 e 7 e No.8 e 9).

Estes testes permitiram a colocação de apenas 3 sensores para o conhecimento da temperatura dos 8 módulos, contribuindo com a redução do número de variáveis a serem monitoradas, uma vez em funcionamento o sistema híbrido experimental.

A Tab.6.4 mostra o valor da potência máxima para as diferentes curvas da Fig.6.9. Comprova-se em primeiro lugar que há uma diferença em relação à potência máxima em condições padrão (Tab.6.3), devido principalmente ao efeito do aumento da temperatura, mas também devido ao fato de que a irradiância utilizada foi de 1035 W/m² e não de 1000 W/m².

Tabela 6.4 – Potência máxima considerando diferentes temperaturas na associação de células

| Característica | Potência máxima (W) |
|---|---|
| Cada célula com temperatura diferente (usando as temperaturas medidas pela face frontal) | 55.95 |
| Todas as células com temperatura correspondente à temperatura média das medidas para cada uma delas (50,2 $^{o}$C) | 55.94 |
| Todas as células com a temperatura máxima observada (56,8 ºC); | 54.00 |
| Todas as células com a temperatura mínima observada (43,2 ºC) | 58.36 |
| Todas as células com temperatura correspondente à temperatura média das monitoradas através do sensor termorresistivo (49,7 $^{o}$C) | 56.13 |

Comprova-se que há duas potências praticamente iguais: quando considerada cada célula com temperatura diferente e quando consideradas todas as células à temperatura correspondente à média das medidas, sendo que ambas são similares à potência de 55.9 W, a qual corresponde à máxima potência medida.

## 6.3 – Características do banco de baterias

Um banco de baterias consiste de várias baterias conectadas em série e/ou paralelo para alcançar a tensão e a capacidade de acumulação necessárias para a adequada operação do sistema. Valores típicos de tensão são de 12, 24, 48 e 120 V, sendo que são mais comuns baterias de chumbo-ácido de 2, 6 e 12 V.

No dimensionamento do banco de baterias de uma instalação participam vários fatores, como o padrão energético da fonte primária, a magnitude da carga e a sua importância. Para o sistema híbrido experimental, o critério foi mais técnico, tendo sido escolhido um banco adequado para um regime de carga em 10 h à corrente máxima dos geradores do sistema (em torno de 20 A).

Como a tensão nominal do sistema híbrido é de 24 V, escolheu-se uma combinação com 2 baterias de 12 V em série. As escolhidas são baterias automotivas de chumbo-ácido, livres

de manutenção (Delphi Freedom modelo DF150) e 150 Ah de capacidade. Sendo que para atender ao critério técnico seriam necessários ao redor de 200 Ah, foi duplicada a combinação série, obtendo-se a associação mostrada na Fig.6.10.

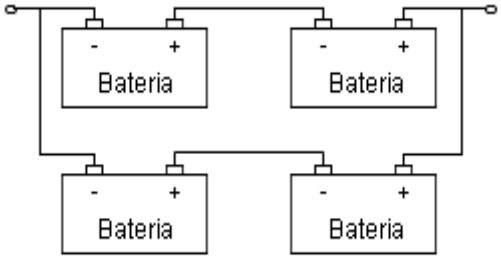



Figura 6.10 – Configuração do banco de baterias.

A capacidade total do banco é então de 300 Ah, o qual minimiza a quantidade de energia não aproveitada devido ao funcionamento do regulador de carga.

Ressalta-se que além de armazenador de energia e amortecedor de transientes eletrônicos e eletromecânicos, o banco de baterias determina o “ponto de operação” do painel fotovoltaico e do aerogerador, como foi mostrado em capítulos precedentes.

## 6.4 – Características dos controladores de carga

O papel do controlador de carga da instalação é o de proteger o banco de baterias contra cargas e descargas excessivas.

Para a proteção do banco de baterias contra sobrecargas, o aerogerador dispõe de um controlador interno, que interrompe o fornecimento de energia quando a tensão alcançar um valor previamente determinado. Tal valor pode ser ajustado, como já foi mencionado, através do potenciômetro disposto na parte exterior do corpo da máquina.

O controle da descarga do banco de baterias é uma opção independente, a qual geralmente acompanha os equipamentos que controlam a carga nas instalações fotovoltaicas. O Laboratório conta com um controlador que realiza estas funções, e que, para o caso da carga, modula o período de fornecimento segundo a magnitude da corrente do painel. Tal princípio é ótimo para as instalações autônomas mas dificultava a qualidade da medição da corrente fornecida. Por outro lado, tinha-se a intenção de estudar a influência do estado de carga do banco de baterias sobre o comportamento da instalação e por isto seria necessária a regulação dos níveis de carga/descarga do controlador.

Por estes motivos, foi elaborado um controlador de carga através do qual é possível a regulação manual e automática dos níveis de tensão. O equipamento permite o funcionamento autônomo da instalação, ou automático, quando será comandado por um controlador de carga digital implementado no computador e explanado no próximo capítulo. A função autônoma do controlador é permanente, atuando como proteção redundante durante o funcionamento automático. Isto porque o controlador digital depende do funcionamento de um programa computacional, o qual pode deixar de fazê-lo por vários motivos (falta de eletricidade, por exemplo). A Fig.6.11 mostra o esquema eletrônico do equipamento.

O equipamento incorpora a chamada histerese, ligando e desligando os elementos de acionamento (relés eletromagnéticos) em níveis de tensões diferentes do banco de baterias. Os potenciômetros P1 e P9 permitem ajustar os valores máximos de carga e mínimo de descarga. Para isto, coloca-se um voltímetro nos pinos 5 (para a carga) e 10 (para a descarga) do CI3 e acionam-se os potenciômetros P1 (para a carga) e P9 (para a descarga), sendo que a leitura indica um décimo do valor de tensão a ser controlado.

Para controle autônomo ou automático aciona-se o interruptor I1. Os níveis de tensão do controle autônomo devem ser superiores aos do controle automático para garantir o efeito de proteção. Quando o equipamento opera em regime autônomo, a tensão para máxima carga diminui 0,3 V da ajustada para a função de proteção e a tensão para a mínima descarga aumenta em 0,3 V.

Nas experiências realizadas na presente pesquisa o equipamento foi ajustado para trabalhar com os níveis de tensão indicados na Tab.6.5.

Tabela 6.5 – Níveis de tensão do controlador de carga

| Tensão de: | Automático | | Autônomo | |
|---|---|---|---|---|
| | Painel | Carga | Painel | Carga |
| interrupção (V) | 28,5 | 21,9 | 28,2 | 22,2 |
| re-conexão (V) | 25,2 | 24,8 | 25,2 | 24,8 |

O controlador interno do aerogerador foi empregado no início da pesquisa, sendo logo substituído pelo controlador de carga desenvolvido, trabalhando o resto do tempo com os mesmos níveis do painel fotovoltaico.

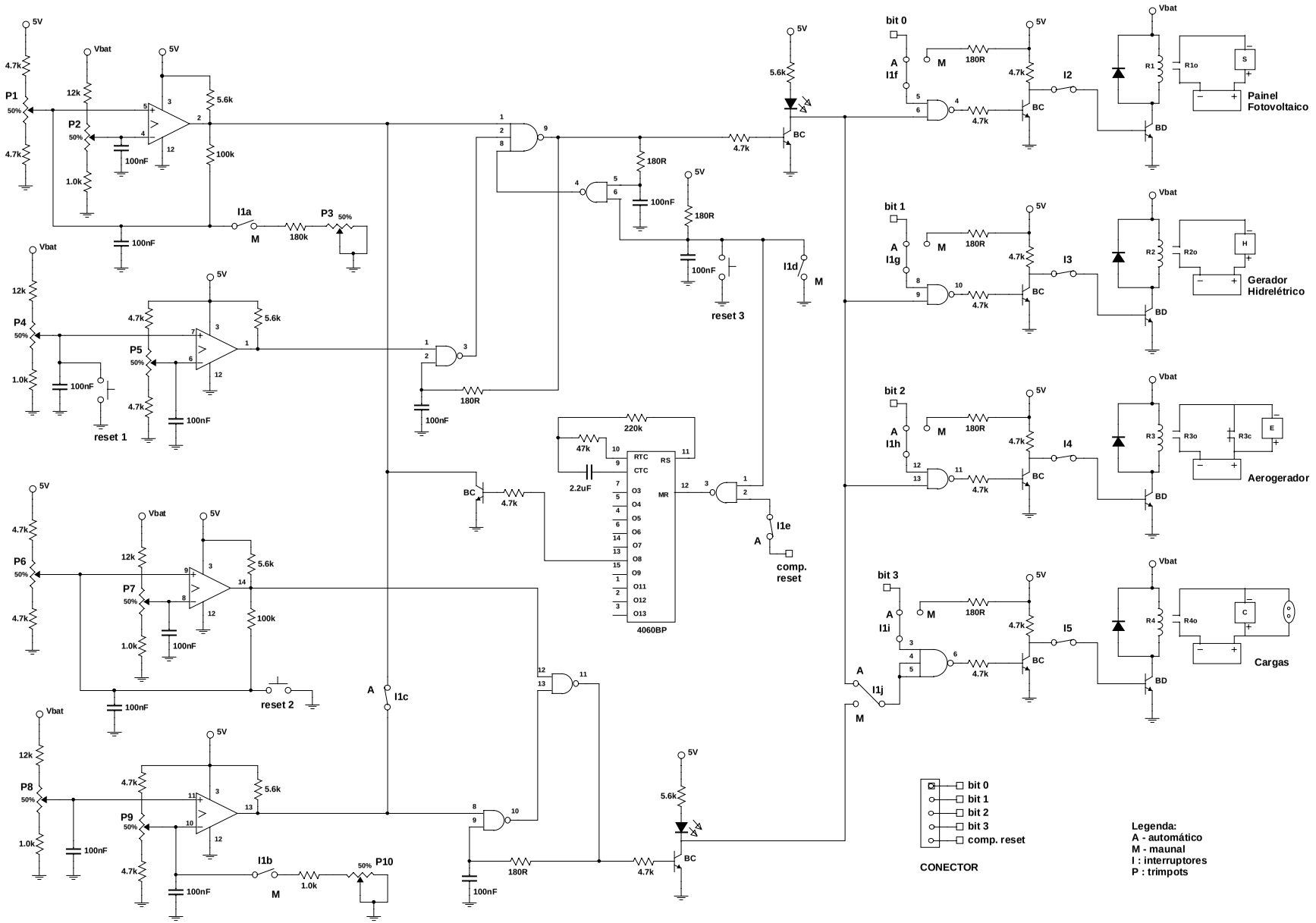



Figura 6.11 – Esquema eletrônico do controlador de carga.

## 6.5 – Características dos elementos de consumo (cargas elétricas)

O painel fotovoltaico e o aerogerador fornecem energia elétrica através do barramento de corrente contínua às cargas do mesmo tipo e ao banco de baterias. Quando o fornecimento é superior à demanda, o banco de baterias pode absorver o excedente. Se, pelo contrário, a demanda é superior ao fornecido pelos geradores, o banco de baterias pode suprir o déficit. A condição para que os dois últimos casos sejam efetivamente realizados é que o estado de carga do banco de baterias esteja na faixa de operação aceita pelo controlador de carga. Uma proteção adicional para este tipo de carga é constituída por um fusível de 30 A.

O barramento de corrente contínua está distribuído por toda a sala do prédio que suporta o painel fotovoltaico e a ele estão conectadas 6 lâmpadas fluorescentes de 20 W para a iluminação interna (com seus respectivos reatores). Outros consumidores podem ser conectados ao barramento através das várias tomadas que foram colocadas pela sala.

Para simular a demanda de instalações reais foi construída uma interface, cujo elemento básico é mostrado na Fig.6.12. Ela é comandada através de um computador e permite que vários níveis de carga sejam ativados ao longo do dia. A interface permite até 256 níveis de carga ($2^8$), sendo que duas das saídas da interface aceitam cargas de até 350 W cada uma. Das outras 6 saídas, 5 aceitam cargas de até 280 W e a outra aceita até 420 W. A codificação “R4o” representa o contato normalmente aberto do relé encarregado do controle das cargas na Fig.6.11.

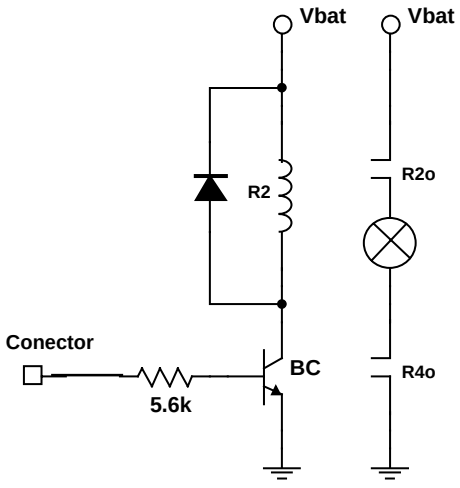



Figura 6.12 – Elemento básico da interface para a reprodução de perfis de carga.

O barramento de corrente alternada é alimentado através de um inversor senoidal conectado ao barramento de corrente contínua. Nesta pesquisa foi empregado um inversor de 600 W (120 V e 60 Hz), permitindo o funcionamento ininterrupto do computador e da unidade de aquisição de dados do sistema de monitoramento (aproximadamente 90 W, com o monitor

desligado). Desta forma o sistema híbrido experimental tem uma configuração de dois barramentos como a mostrada na Fig.5.6, mas como o consumo diário do computador era considerável, tornou-se arriscado testar o sistema com outras cargas, pois o banco de baterias poderia ser descarregado muito rapidamente e o sistema de monitoramento desativado. Por este motivo, o sistema de monitoramento tornou-se independente do barramento de CA e o sistema híbrido passou a trabalhar a maior parte do tempo como se fosse constituído por apenas um barramento de CC (Fig.5.5).

## 6.6 – Túnel de vento

Por estar localizado em um vale e rodeado de árvores o Laboratório de Energia Solar não é um local muito atrativo para a realização de provas de campo em máquinas eólicas de elevadas rotações, como os aerogeradores (ao menos para longos períodos e quando sejam empregadas torres de pequena altura). Esta peculiaridade da baixa intensidade na velocidade do vento local, que havia sido observada desde o início desta pesquisa, foi logo confirmada através das medições.

Para superar esta limitação foi construído o túnel de vento mostrado na Fig.6.13, o qual está constituído por 4 elementos: tubo, ventilador, favo e sistema de controle da velocidade do vento.

O tubo tem 8 m de comprimento e 1,32 m de diâmetro. Entre o ventilador e o favo cria-se uma espécie de câmara de estabilização onde aumenta a pressão do ar, forçando-o a sair de forma “retificada” pelo outro extremo, para incidir sobre a turbina eólica.

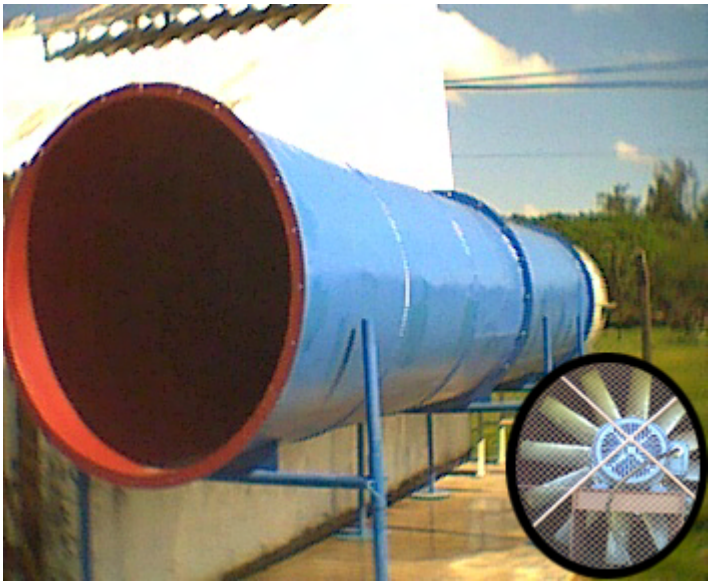


Figura 6.13 – Túnel de vento para o sistema híbrido experimental.

A medição da velocidade do vento na saída do túnel mostrou uma não uniformidade ao longo da seção transversal, com valores mínimos no centro e máximos próximos das bordas, distribuição esta associada ao fato do motor estar no centro do duto, dificultando a aspiração de ar nesta zona e pelo o próprio núcleo do ventilador, que tem uma seção considerável e também está no centro do duto.

Além disto, comprovou-se que mudanças na velocidade do vento local causam pequenas variações na velocidade do vento produzido, ora incrementando-o, quando a direção era favorável ao fluxo (entre o Sudoeste e o Sudeste) ora atenuando-o (direções entre o Leste e o Oeste). Por esta razão, nem mesmo em uma posição fixa na boca do túnel a velocidade do vento é rigorosamente constante.

Mais estável é a rotação da turbina do aerogerador, significando que, embora possam estar atuando velocidades diferentes ao longo das pás, a turbina responde a um único valor (a cada instante), considerado ser o valor médio das manifestadas em toda a seção.

### 6.6.1 – Determinação da velocidade média do vento na saída do túnel

A seção transversal do túnel de vento tem 1,38 $m^2$ e foi dividida em 136 seções de 0,01 $m^2$, como mostra a Fig.6.14-a, em cada uma das quais foram realizadas 15 medições da velocidade do vento, através do anemômetro mostrado na Fig.6.14-b, com resolução de 0,1 m/s e incerteza de ± 3% [Minipa, 1996].

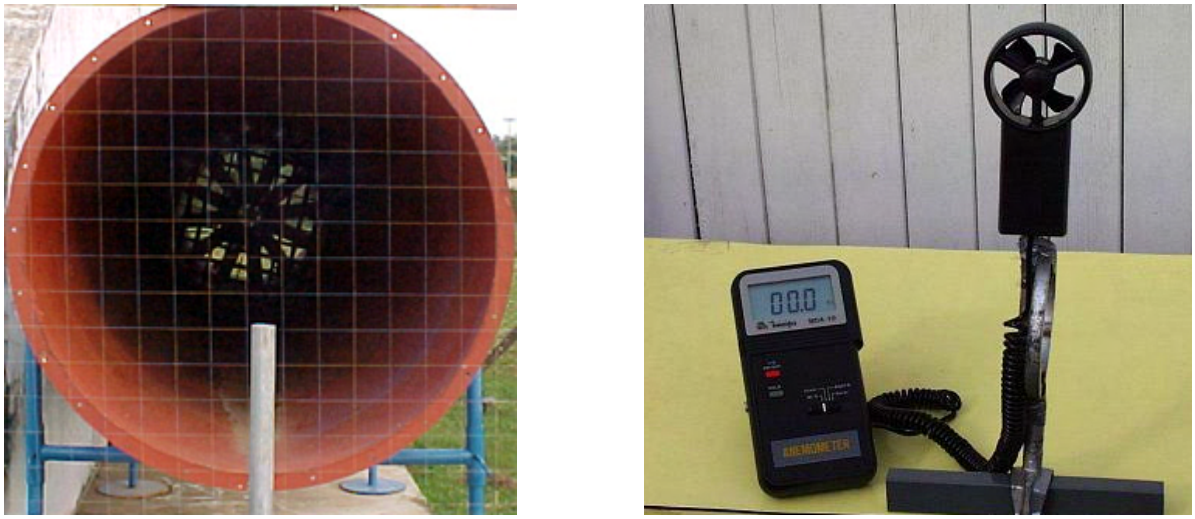



Figura 6.14 – a) Demarcação da saída do túnel para a determinação da velocidade média do vento. b) Anemômetro.

Para determinar a velocidade média de cada seção foram eliminadas 4 medições de cada uma delas: as duas maiores e as duas menores. As Figs.6.15-a e b são exemplos de distribuições de velocidades do vento obtidas com este procedimento.

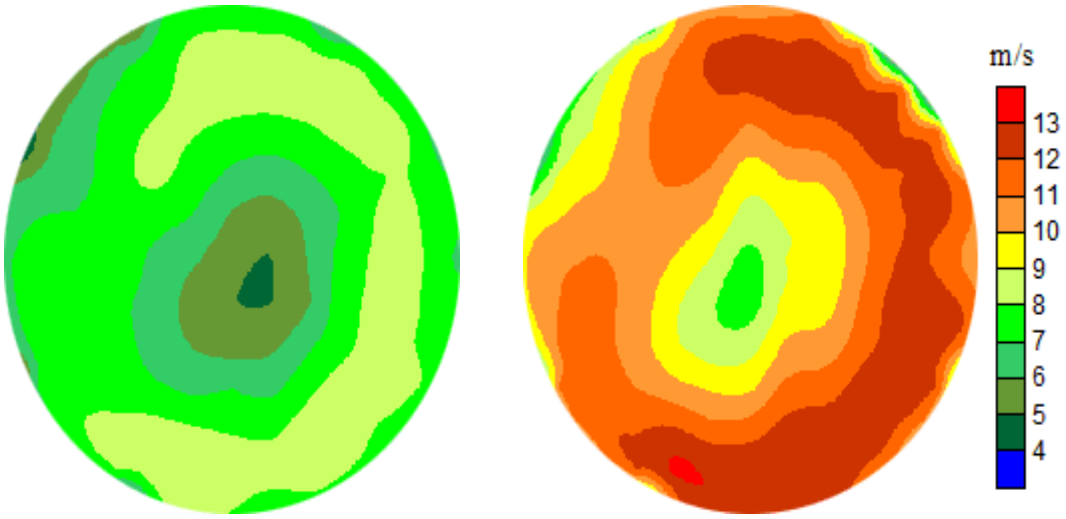



Figura 6.15 – Distribuição de velocidades do vento na saída do túnel para duas rotações do ventilador: a)- 655 rpm, b)- 950 rmp.

Para a determinação da velocidade média do vento no túnel foi finalmente determinada a média aritmética das médias das 136 seções.

A vazão de um fluído em um duto ($Q_t$) é proporcional à seção transversal do duto ($S_t$) e à velocidade do fluído. No caso do túnel, o fluído é o ar e a velocidade é a do vento ($V_{vt}$):

$$Q_t = S_t \; V_{vt} \qquad (6.1)$$

Segundo as leis dos ventiladores, a mudança da vazão de ar – e portanto da velocidade do vento – é proporcional à rotação do ventilador ($n$):

$$Q_{t2} = Q_{t1} \; \frac{n_2}{n_1} \qquad (6.2)$$

Estas equações são suficientes para estimar a velocidade do vento no túnel, sendo apenas necessária uma condição inicial, isto é, de rotação e sua correspondente vazão.

Na procura desta condição inicial, acabou-se por caracterizar o túnel de vento para várias rotações do ventilador, entre outros motivos porque imperava a dúvida de se a presença do

favo estaria interferindo significativamente ou não no desempenho do túnel, visto que o ventilador estaria submetido a rotações muito afastadas (acima e abaixo) da rotação nominal.

A caracterização foi realizada para as 5 rotações representadas por pontos na Fig.6.16, determinando-se as velocidades do vento correspondentes com o procedimento acima mencionado. Entre as rotações escolhidas estiveram a que corresponde à nominal do ventilador, uma alta, correspondente àquela na qual o motor elétrico consome a maior corrente aceitável, e uma baixa, que corresponde a uma velocidade média do vento inferior à velocidade de partida do aerogerador.

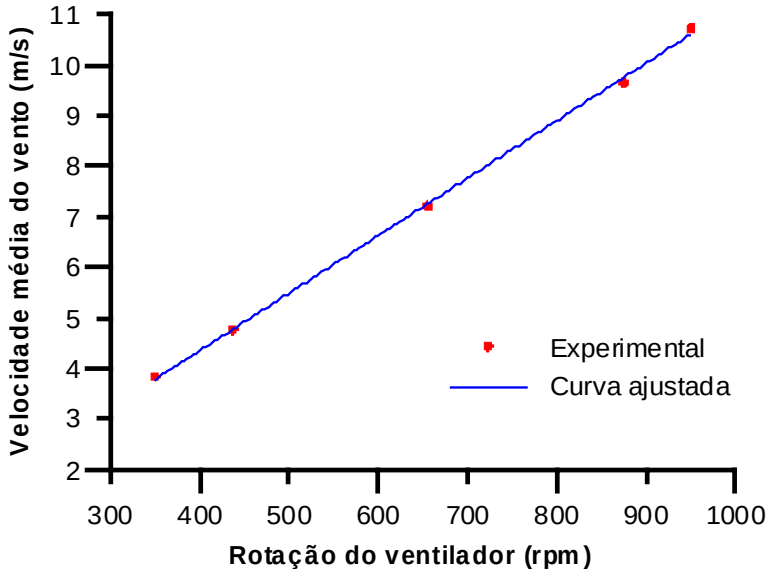



Figura 6.16 – Relação entre a velocidade média do vento no túnel e a rotação do ventilador.

A caracterização confirmou o comportamento linear, permitindo o ajuste dos dados à reta definida pela Eq.6.3 e que foi assumida, para a continuidade da pesquisa, ser indicativa da velocidade média do vento no túnel, em m/s (em função da rotação do ventilador):

$$\overline{V_{vt}} = 0{,}0114 \;\; n - 0{,}2 \qquad (6.3)$$

A rotação do ventilador não é medida. Aceita-se que seu valor seja constante devido ao funcionamento do equipamento que controla o ventilador (mostrado na seção seguinte). Para saber-se de possíveis variações devido a mudanças nos parâmetros da rede elétrica, foram medidas a tensão e freqüência de alimentação do ventilador para rotações fixas, e não foram detectadas variações, nem mesmo nos horários do pico de demanda elétrica.

### 6.6.2 – O sistema de regulação da velocidade do vento do túnel

Para simular um determinado padrão de vento no túnel é necessário regular a vazão de ar por ele produzida. Este processo pode ser feito mecanicamente através do controle da área das seções de aspiração ou de descarga do ventilador, por exemplo, ou eletricamente através da variação de alguns dos parâmetros do sinal elétrico de alimentação. Não existem vantagens aparentes de um ou outro método e ambos têm limitações que impedem a resposta "instantânea": o primeiro porque os acionamentos mecânicos são lentos e o segundo porque tem que considerar a inércia do rotor do ventilador.

O inversor – ou conversor – de freqüências mostrado na Fig.6.17 é um aparelho eletrônico baseado em transistores bipolares de porta isolada (IGBT) capaz de produzir uma tensão trifásica com freqüência de 0 a 300 Hz a partir da tensão de entrada trifásica de freqüência constante (60 Hz). Isto permite variar a rotação de motores elétricos dentro de certos limites, particularmente do motor do ventilador do túnel, com o que é possível variar a velocidade do vento no mesmo.

Figura 6.17 – Inversor de freqüências.

O inversor de freqüências CFW-09 tem a capacidade adequada para alimentar o motor elétrico do ventilador (7,5 CV). Ele recebe por via serial (RS232), ou através do teclado, o valor dos parâmetros nominais do motor acoplado e com os que deverá funcionar a cada momento: rotação do motor, tempos de aceleração e desaceleração, por exemplo, e conta com uma entrada de tensão analógica, pela qual é possível mudar a rotação do motor ($n$). A variação é linear segundo a Eq.6.4:

$$n = r\ n_{\max} U_a \tag{6.4}$$

onde $U_a$ é a tensão analógica de entrada (de 0 a 10 V de CC) e $n_{max}$ é um parâmetro que pode ser modificado no inversor de freqüência e que representa a máxima rotação que o motor poderá alcançar. O termo $r$ é uma constante de proporcionalidade. A rotação máxima ($n_{max}$) determinará a maior velocidade do vento alcançada no túnel.

Aproveitando essa entrada analógica é possível regular de forma remota a velocidade do vento no túnel, empregando como controlador um computador. É necessário, porém, utilizar um conversor digital analógico (CDA) para adequar o sinal do computador ao sinal que requer o inversor de freqüência, segundo é mostrado no diagrama em blocos da Fig.6.18.

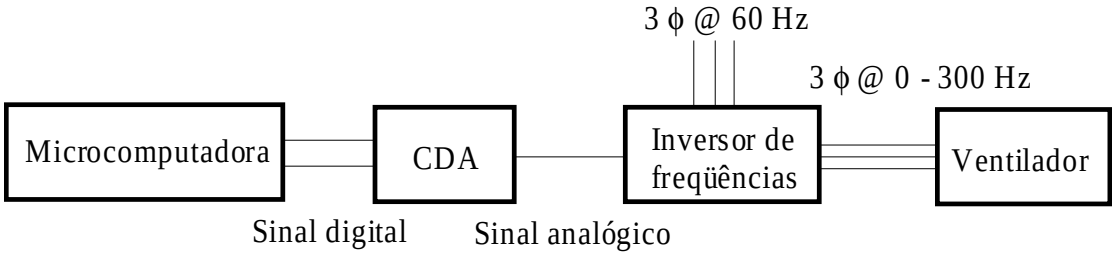



Figura 6.18 – Diagrama em blocos relacionado à regulação de freqüência.

O conversor empregado forma parte da unidade de aquisição de dados que permite o monitoramento das variáveis do sistema híbrido experimental (UAD). A resolução do equipamento para a saída analógica é de 1 mV em uma faixa de ±12 V.

A corrente máxima aceita pelo motor do ventilador determinou a rotação máxima possível de conseguir-se no túnel de vento ($n_{max}$ = 950 rpm). Como o conversor tem capacidade para excursionar toda a faixa da tensão analógica de controle do inversor, o termo $r$ da Eq.6.4 tem um valor de 0,1 $V^{-1}$. Sendo assim, a variação da rotação do ventilador do túnel de vento será de 0,095 rpm por cada mV de variação da tensão analógica de entrada ($\Delta$ = 0,095 rpm/mV).

Uma mudança de rotação de 0,095 rpm provoca uma mudança de 0,0011 m/s na velocidade média do vento no túnel (Eq.6.3). Significa que a variação de 1 mV é mais do que suficiente para reproduzir um determinado valor de velocidade do vento no túnel (a velocidade do vento é comumente registrada com resolução de 0,1 m/s).

Combinando as equações Eqs.6.3 e 6.4, é obtida a relação entre a velocidade média do vento no túnel e a tensão da entrada analógica do inversor de freqüências:

$$\overline{V_{vt}} = 1,08\ U_a - 0,2 \tag{6.5}$$

Para simular um determinado padrão de velocidades no túnel, a rotação do ventilador é modificada proporcionalmente à velocidade do vento a ser reproduzida em cada instante. Para isto é relacionada a tensão da entrada analógica com a velocidade do vento segundo a equação:

$$U_a = U_{a\max} \frac{\min\left\{V_{\max}, \overline{V_{vt}}\right\}}{V_{\max}} \tag{6.6}$$

onde $U_{amax}$ é a tensão máxima de entrada (10 V) e $\overline{V_{vt}}$ é a velocidade média no túnel de vento (que representa a velocidade do vento a simular). O termo "min{}" indica que qualquer velocidade do vento superior a $V_{max}$ será limitado a tal valor, pois $V_{max}$ é a máxima velocidade do vento que pode ser atingida no túnel (10,75 m/s).

Desta forma, uma série de valores de velocidades do vento armazenada no computador, resultado da caracterização eólica de uma determinada localidade, poderá ser reproduzida no túnel de vento (máximo de 10,75 m/s). E até poderão ser reproduzidas séries artificiais, que respondam a dados estatísticos do comportamento eólico de alguma localidade ou da simples geração aleatória de valores de $U_a$.

O resultado das equações Eqs.6.5 e 6.6 será informado pelo computador à UAD através do comando correspondente e a UAD atuará no sentido de disponibilizar o valor de tensão na saída do CDA.

A "programação" no inversor de freqüências da rotação máxima que deve alcançar o ventilador e a limitação dos padrões de velocidades do vento a $V_{max}$ no microcomputador representam proteções para o sistema. Além disto, o inversor de freqüências conta com um sistema automático que interrompe a alimentação do ventilador quando a corrente supera 10% da corrente nominal do motor elétrico.

### 6.6.3 – Influência da velocidade e direção do vento do local sobre a velocidade do vento do túnel

A Fig.6.19 mostra um croqui da orientação do túnel de vento no local.

Como já foi comentado, as variações na velocidade e direção do vento local modificam a velocidade do vento produzida pelo túnel, não por mudanças da rotação do ventilador, mas sim porque muda a capacidade de aspiração do mesmo, favorecida quando o vento sopra entre o Sudoeste e o Sudeste e prejudicada nas outras direções. Esta limitação não pode ser corrigida devido ao fato do túnel estar sujeito às condições ambientais (por ser aberto).

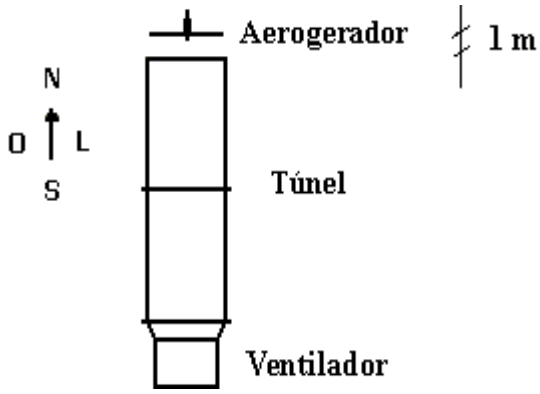



Figura 6.19 – Croqui da orientação do túnel de vento.

Por outro lado, quando o vento local soprava próximo às direções Leste-Oeste (que são as predominantes) e segundo sua intensidade em relação à do vento gerado no túnel, este último era como "desviado" antes de atingir o aerogerador e até "cortado". Esta deficiência foi superada, colocando ao lado do aerogerador os anteparos mostrados na Fig.6.20. A forma de funil foi adotada para evitar a interferência no escoamento do vento depois de interagir com a turbina eólica.

Figura 6.20 – Túnel de vento com anteparos para minimizar o efeito da velocidade do vento local sobre a velocidade do vento incidente na turbina eólica.

### 6.6.4 – Estabilidade da velocidade do vento no túnel de vento

Para a caracterização do túnel de vento foram realizadas medições em períodos em que o anemômetro externo indicava velocidade do vento local igual a 0 m/s. Mas a velocidade do vento no local poderia não ser nula, pois o anemômetro tem uma sensibilidade mínima de 1 m/s

(NRG, 2002). Além disto, podem manifestar-se rajadas de vento de baixa intensidade que não são apreciadas pelo anemômetro devido à inércia do seu sensor.

A Fig.6.21 mostra duas seqüências de amostragens em pontos diferentes na saída do túnel de vento. As velocidades de vento foram medidas com um anemômetro axial em várias posições, como já foi descrito na seção 6.6.1.

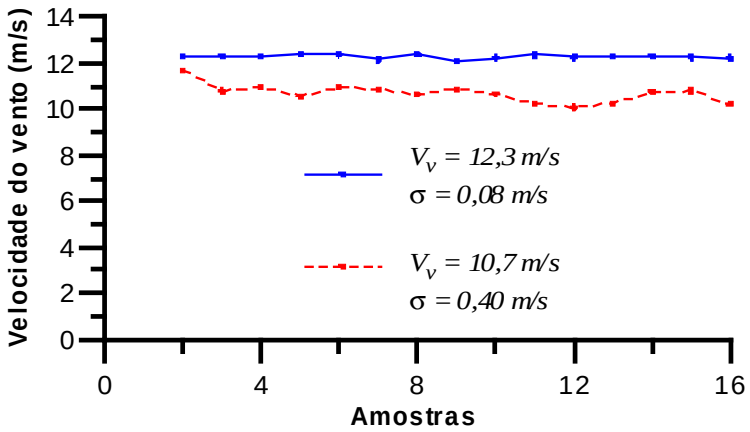



Figura 6.21 – Velocidades do vento ($V_v$) em duas seções da saída do túnel de vento para uma rotação do ventilador de 950 rpm ($\sigma$: desvio padrão).

Para cada posição foi determinado o desvio padrão de uma seqüência de medidas e foram selecionadas as posições que apresentaram o maior e o menor desvio padrão. A Fig.6.21 demonstra que a velocidade do vento em cada posição na saída do túnel de vento não é estável, isto é, pode apresentar oscilações ao longo do tempo, apesar do ventilador estar sendo acionado com uma rotação constante.

Esta instabilidade pode ser menor quando se faz uma média de toda a seção do túnel, mas não foi possível medir simultaneamente em todas as posições. Assim, foi utilizada a própria instabilidade na rotação da turbina do aerogerador para estimar a instabilidade efetiva da velocidade do vento no túnel.

A Fig.6.22 mostra a corrente e a rotação do aerogerador para várias velocidades do vento do túnel (com rotação do ventilador constante e fixada através do inversor de freqüências), quando a velocidade do vento local é inferior a 1 m/s. Comprova-se que há uma dispersão na rotação do aerogerador (e conseqüentemente na corrente gerada). Esta instabilidade foi então considerada como intrínseca do sistema túnel-aerogerador e serve como base para as observações discutidas a seguir.

Para analisar a influência da velocidade do vento local sobre a velocidade do vento do túnel, foram considerados períodos nos quais a rotação do ventilador é constante, enquanto que a velocidade do vento local apresenta valores diferentes de zero. Para isto foram escolhidos vários

períodos durante o tempo de funcionamento do sistema híbrido experimental, considerando as diferentes direções do vento local.

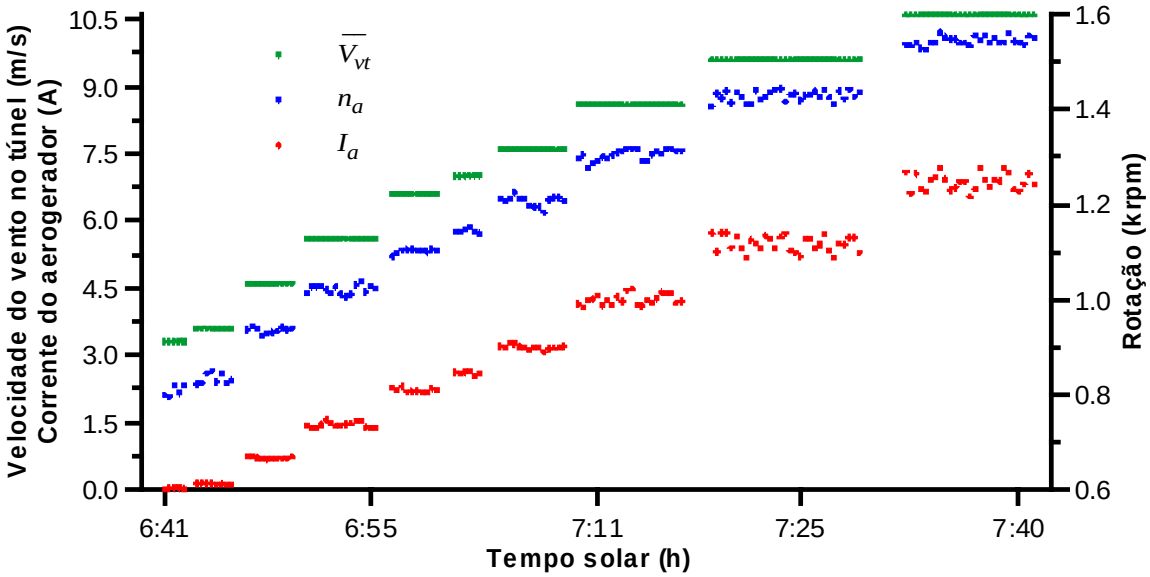



Figura 6.22 – Comportamento da corrente e da rotação do aerogerador para rotações constantes do ventilador do túnel de vento e velocidade do vento local de 0 m/s ($I_a$: corrente do aerogerador; $n_a$: rotação da turbina eólica; $\overline{V_{vt}}$ : velocidade do vento no túnel (média)).

A Fig.6.23-a mostra que quando o vento local é proveniente de faixas compreendidas entre o Leste e o Sudeste e entre o Oeste e o Sudoeste, não há influência significativa sobre a rotação do aerogerador, já que a instabilidade é semelhante à observada quando a velocidade do vento exterior é inferior a 1 m/s. Isto também acontece quando o vento provêm de direções próximas ao Sul, como mostra a Fig.6.23-b, embora em outras oportunidades, e com ventos de maior intensidade, fossem observadas algumas interferências.

A Fig.6.24 mostra que quando a velocidade do vento é elevada e proveniente de direções próximas do Norte, o aerogerador é fortemente desacelerado, embora, pela duração das rajadas de vento, a rotação do aerogerador tenda a se estabilizar rapidamente. Observa-se logo depois um comportamento semelhante ao manifestado quando a velocidade do vento local é baixa ou inferior a 1 m/s e proveniente de quaisquer outras direções.

Devido a isto, e como os ventos provenientes de direções próximas do Norte não são os predominantes, considerou-se que na média temporal de vários minutos, horas ou outros períodos maiores, a interferência da velocidade do vento exterior pode ser desconsiderada e que a velocidade do vento do túnel é em todo momento a estabelecida pelo computador a partir do valor correspondente à série temporal armazenada no mesmo, assumindo a instabilidade

observada a partir da variação na rotação do aerogerador como aquela que também ocorreria em um sistema com vento natural.

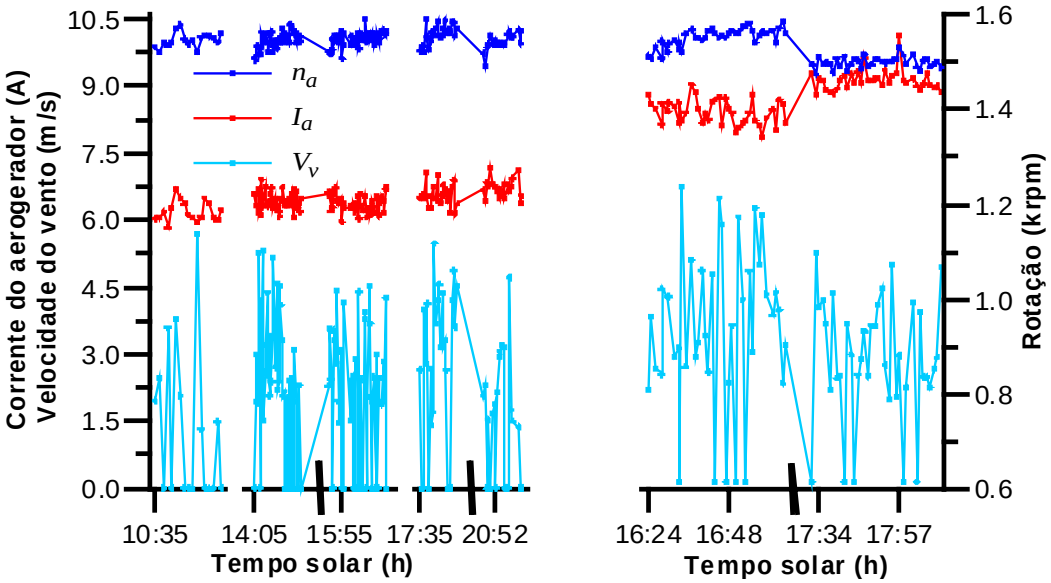



Figura 6.23 – Influência da velocidade do vento local sobre o comportamento do aerogerador para uma rotação do ventilador de 950 rpm a) para direções entre o Leste e o Sudeste e entre o Oeste e o Sudoeste e b) para direções próximas do Sul ($I_a$: corrente do aerogerador; $n_a$: rotação da turbina eólica; $V_v$: velocidade do vento (local)).

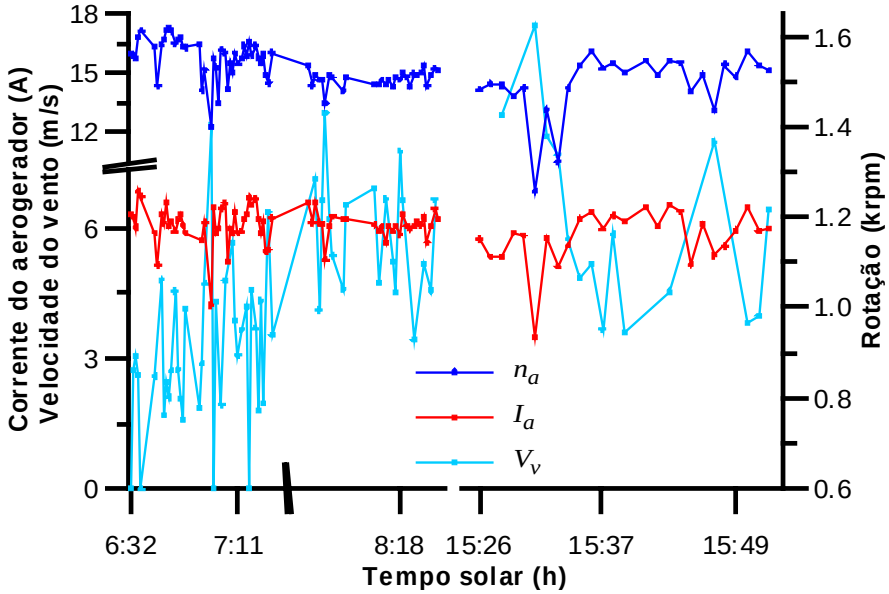



Figura 6.24 – Influência da velocidade do vento local sobre o comportamento do aerogerador para direções próximas do Norte, para uma rotação do ventilador de 950 rpm ($I_a$: corrente do aerogerador; $n_a$: rotação da turbina eólica; $V_v$: velocidade do vento (local)).

# 7. Sistema de monitoramento e controle. Análise dos erros associados

## 7.1 – Características gerais

Com o objetivo de verificar o funcionamento do sistema híbrido experimental foram medidas suas principais variáveis. Para isto foi configurado um sistema de monitoramento constituído pelo computador e a unidade de aquisição de dados já mencionados, os sensores encarregados de converter as magnitudes físicas e um programa computacional, para gerenciar o processo. A Fig.7.1 mostra os equipamentos do sistema.

Figura 7.1 – Equipamentos do sistema de monitoramento.

O computador é um *Pentium* de 100 MHz, no qual funciona continuamente o programa de monitoramento e controle. O programa denominado *MoniHib* foi confeccionado para ambiente Windows em linguagem de programação Visual Basic e é explicado na seção 7.2.7.

A unidade de aquisição de dados HP-34970A, mostrada na Fig.7.2 com um dos seus "cartões", permite a medição de valores médios de resistência elétrica, tensão e corrente contínua

e alternada e freqüência ou período de sinais elétricos [Hewlett-Packard, 1997]. Os cartões são os multiplexadores que gerenciam a conexão dos canais aos quais serão conectados os diferentes sensores, podendo ser colocados até 3 cartões na unidade. Para esta pesquisa foram monitoradas cerca de 35 variáveis, sendo empregados dois cartões de 20 canais cada um. A leitura da informação da variável é realizada de forma diferencial, cada canal utilizando dois relés eletromagnéticos.

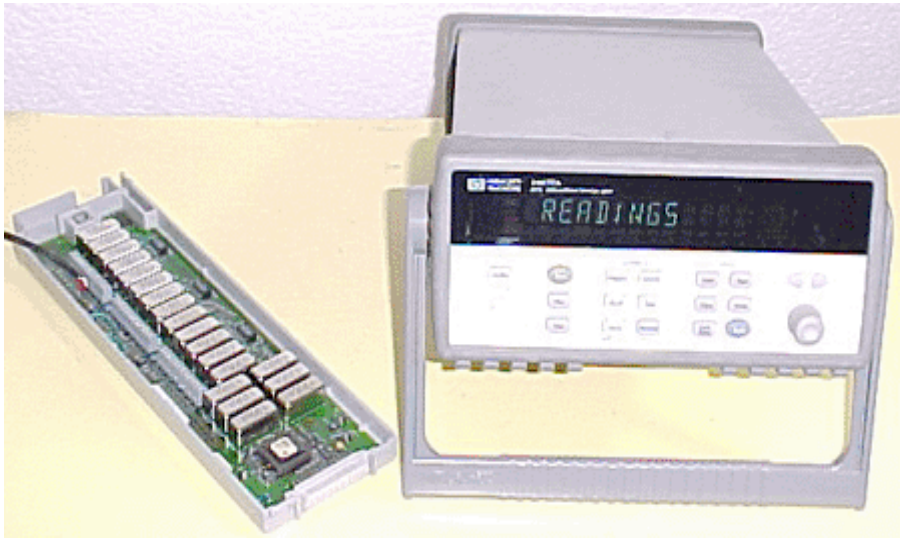



Figura 7.2 – Unidade de aquisição de dados com um dos seus cartões.

Antes do monitoramento, a unidade deve ser programada, para indicar o tipo de medição, a resolução, o período considerado para a medição e outras informações. Isto tem que ser realizado para cada canal a monitorar, manualmente, através do teclado do equipamento, ou de forma remota. Para esta última opção, ela oferece um conjunto de comandos e permite a comunicação com o computador por via serial (RS232).

As variáveis que foram monitoradas para o estudo do sistema híbrido experimental são mostradas na Tab.7.1 e incluíram a tensão e a corrente do aerogerador (contínua e alternada), a rotação da turbina e a temperatura do corpo da máquina; do painel fotovoltaico sua corrente, a tensão e a corrente de cada módulo e a temperatura de 3 deles e, do banco de baterias, a tensão e a corrente. Também foram monitoradas a corrente consumida pelas cargas, a radiação solar sobre o plano do painel, a temperatura ambiente, a velocidade e a direção do vento local. A radiação solar sobre o plano horizontal foi medida eventualmente.

Tabela 7.1 – Variáveis consideradas no sistema híbrido experimental

| | Magnitude | Unidade da medição |
|---|---|---|
| 1 | Tensão de cada módulo fotovoltaico (8) | V |
| 2 | Tensão do aerogerador (CC e CA) | V |
| 3 | Tensão do banco de baterias | V |
| 4 | Corrente do painel fotovoltaico | V |
| 5 | Corrente de cada módulo fotovoltaico (8) | V |
| 6 | Corrente do aerogerador (CC e CA) | V |
| 7 | Corrente de carga/descarga da bateria | V |
| 8 | Corrente fornecida às cargas de CC | V |
| 9 | Corrente fornecida ao inversor | V |
| 10 | Temperatura ambiente | Ω |
| 11 | Temperatura dos módulos (3) | Ω |
| 12 | Temperatura do aerogerador | Ω |
| 13 | Rotação da turbina eólica | Hz |
| 14 | Radiação solar no plano inclinado | V |
| 15 | Radiação solar no plano horizontal | V |
| 16 | Velocidade do vento no local | Hz |
| 17 | Direção do vento no local | V |

## 7.2 – Sensores utilizados no sistema híbrido experimental e análise de incertezas na determinação dos valores das variáveis

A análise de incertezas será realizada segundo o tipo de variável a considerar, pois para algumas depende apenas da exatidão do instrumento de medição, enquanto que para outras há de considerar-se várias fontes. Para tal caso será empregado o método de Kline e McClintock [Kline, 1985], definido pela Eq.7.1:

$$\omega_Y = \pm\sqrt{\left(\frac{\partial Y}{\partial x_1}\omega_1\right)^2 + \left(\frac{\partial Y}{\partial x_2}\omega_2\right)^2 + \ldots + \left(\frac{\partial Y}{\partial x_n}\omega_n\right)^2} \tag{7.1}$$

onde $Y$ é a função da variável analisada, dependente das variáveis $x_1$, $x_2$, ..., $x_n$, e suas respectivas incertezas $\omega_1$, $\omega_2$, ..., $\omega_n$.

A Tab.7.2 mostra a exatidão da unidade de aquisição de dados para as grandezas monitoradas no sistema híbrido experimental. O instrumento tem outras escalas, sendo apenas mostradas as empregadas para as experiências.

Tabela 7.2 – Exatidão da unidade de aquisição de dados segundo o tipo de medição

| Grandeza | Escala | Exatidão |
|---|---|---|
| Tensão CC | 100 mV | ± (0,0050% da leitura + 0,0040% do FE) |
| Tensão CC | 1 V | ± (0,0040% da leitura + 0,0007% do FE) |
| Tensão CC | 10 V | ± (0,0035% da leitura + 0,0005% do FE) |
| Tensão CC | 100 V | ± (0,0045% da leitura + 0,0006% do FE) |
| Tensão CA | 10 V | ± (1% da leitura) |
| Resistência elétrica | 1 kΩ e 100 kΩ | ± (0,010% da leitura + 0,001% do FE) |
| Freqüência elétrica | – | ± (0,10% da leitura) |

FE: Fundo de Escala

### 7.2.1 – Medição de radiação solar

A medição da radiação solar tem por objetivo caracterizar o recurso e comprovar o funcionamento dos módulos e do painel fotovoltaico.

O instrumento empregado para esta função é um piranômetro Kipp & Zonen modelo CM11, cujas principais características são mostradas na Tab.7.3.

Tabela 7.3 – Principais características do piranômetro CM11

| | |
|---|---|
| Tempo de resposta (95%) | < 12 s |
| Desvio do zero (offset) | < 7 $W/m^2$ |
| Não linearidade | ± 0,6 % |
| Resposta coseno | ± 1 % |
| Resposta à inclinação (-80º a +80º) | ± 0,25 % |
| Resposta à temperatura ambiente (-10 ºC a 40 ºC) | ± 1 % |

Fonte: Kipp & Zonen, 2003

Devido à necessidade de confirmar sua sensibilidade, o instrumento foi calibrado por comparação. Para isto foi empregado um piranômetro Eppley PSP (Precision Spectral

Pyranometer) disponível no Laboratório, considerado pela Organização Meteorológica Mundial como um padrão secundário [WMO, 1985]. Sua constante de calibração é de 9,89 μV/(W/m$^2$).

A calibração foi realizada em dias de céu claro com os instrumentos no mesmo plano e a uns 10 m do chão, para minimizar os efeitos da reflexão dos objetos locais, obtendo-se resultados como o mostrado na Fig.7.3. A figura também mostra o desvio percentual entre ambos instrumentos (para o dia da experiência) ao considerar uma constante de calibração de 4,84 μV/(W/m$^2$) para o piranômetro Kipp & Zonen. A esta constante estiveram associados os menores erros das experiências realizadas, sendo a escolhida para indicar a sensibilidade do instrumento.

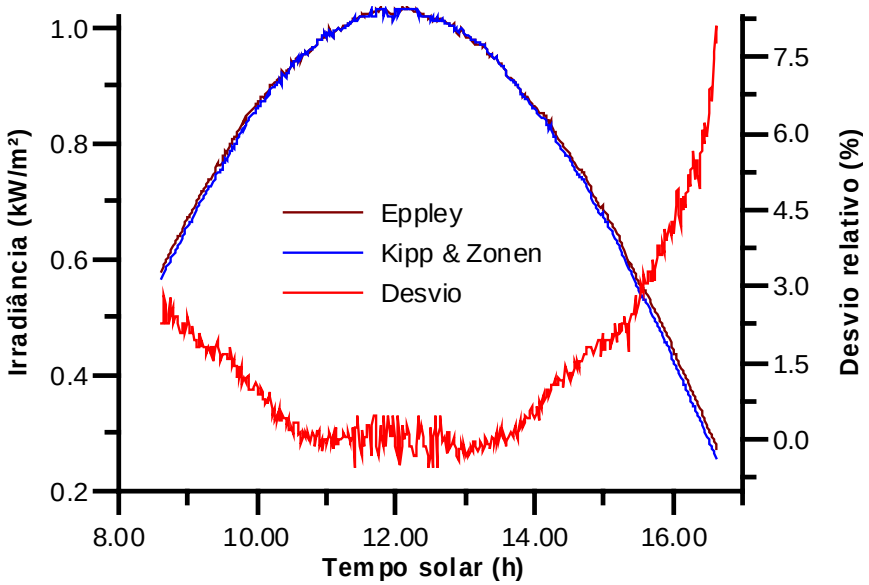



Figura 7.3 – Resultados durante a calibração do piranômetro CM11.

Considerando-se o piranômetro Eppley como medindo o valor real da irradiância, a Fig.7.3 mostra que, para irradiâncias acima de 500 W/m² e ângulos de incidência favoráveis, o valor de 3 % para o erro nas medidas de irradiância seria adequado.

### 7.2.2 – Medição de temperaturas

As temperaturas que foram monitoradas durante o trabalho experimental foram as dos módulos, conforme foi comentado anteriormente, a do corpo do aerogerador e a temperatura ambiente.

Para esta atividade foram empregados três PT100 e dois termistores NTC, calibrados empregando o banho termostático e o cilindro de alumínio com perfurações mostrados na Fig.7.4. O banho conta com um sistema de medição/indicação da temperatura da água com

resolução de 0,1 $^{o}$C e incerteza de ± 0,05 $^{o}$C, o qual foi aferido com o uso de um termômetro de mercúrio de ± 0,05 $^{o}$C de incerteza.

Figura 7.4 – Dispositivos empregados para a calibração dos sensores de temperatura.

Para o ensaio, os sensores foram colocados nas perfurações junto às bordas para garantir a maior aproximação com a temperatura da água. A caracterização foi realizada, uma vez estabilizada cada temperatura selecionada, com variação menor que 0,1 ºC por períodos de cerca de 2 minutos. Os sensores foram medidos a cada 10 s, sendo considerado o valor médio obtido. A Fig.7.5 mostra os valores médios das medições para as temperaturas consideradas.

As equações a seguir correspondem às curvas ajustadas da Fig.7.5, onde *R* representa a resistência do sensor (e será o valor monitorado através da UAD), e as temperaturas estão expressas em graus Celsius.

Para a temperatura ambiente (sensor R1):

$$T_{amb} = \frac{4061}{\ln(R) + 4,5} - 273 \tag{7.2}$$

Para a temperatura do aerogerador (sensor R4):

$$T_a = 2,565\, R - 255,7 \tag{7.3}$$

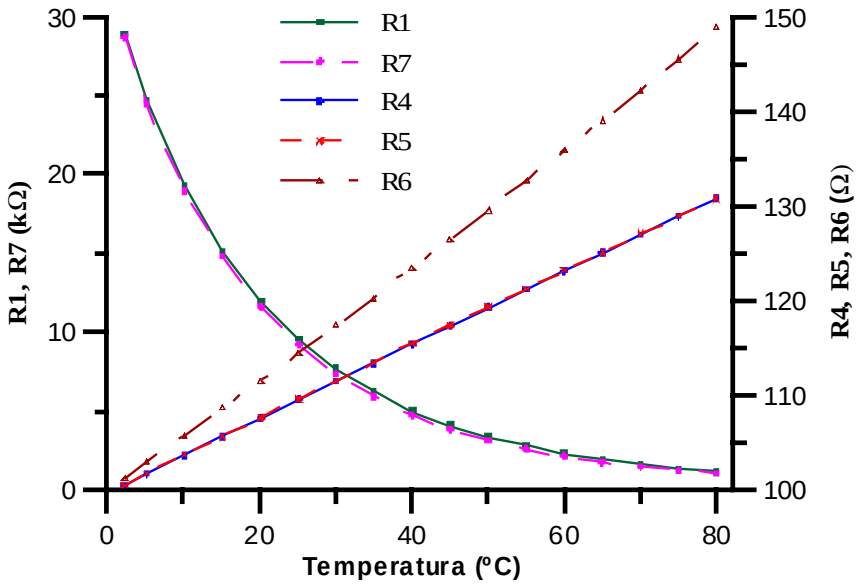



Figura 7.5 – Resultados da caracterização dos sensores de temperatura.

Para a temperatura do módulo No.9 (sensor R5):

$$T_{m9} = 2{,}566\,R - 256{,}0 \tag{7.4}$$

Para a temperatura do módulo No.2 (sensor R6):

$$T_{m2} = 1{,}581\,R - 154{,}9 \tag{7.5}$$

Para a temperatura dos módulo No.5 (sensor R7):

$$T_{m5} = \frac{4181}{\ln(R) + 4{,}9} - 273 \tag{7.6}$$

As incertezas associadas ao procedimento de calibração são da ordem de 0,2 ºC, mas as incertezas em cada aplicação dependerão das diferenças entre as temperaturas efetivas dos sensores, os quais estarão sujeitos a regimes transientes de transferência de calor e a temperatura dos elementos sendo testados. Os sensores instalados nos módulos têm uma proteção isolante (por trás) de cerca de 3 mm de poliestireno expandido e o sensor na carcaça do aerogerador está fixado com araldite, com uma camada de 1 mm, isolando-o do ar ambiente. Uma análise do efeito da temperatura ambiente foi realizada para situações críticas, quando a temperatura do

corpo do aerogerador foi considerada 20 ºC acima da ambiente e a temperatura das células fotovoltaicas 30 ºC acima da ambiente.

Nos dois casos, a análise considera um regime permanente com temperatura ambiente de 30 ºC. O erro é obtido da relação entre as resistências térmicas conforme mostra a Fig.7.6.

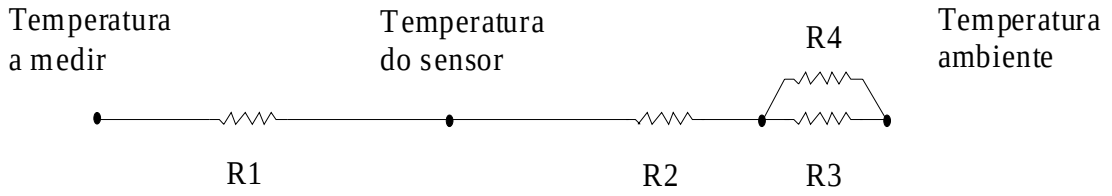



Figura 7.6 – Circuito equivalente da transferência de calor.

Para o aerogerador, considerou-se *R1* a resistência térmica de uma camada de 0,2 mm de araldite, *R2* uma camada de 1 mm de araldite, *R3* a resistência térmica de convecção para uma velocidade do vento de 10 m/s e *R4* a resistência térmica de radiação, considerando o entorno como um corpo negro a 30 ºC.

Para a célula solar, o erro estimado pelo mesmo procedimento foi obtido considerando *R1* a resistência de uma camada de 1 mm de *tedlar* (representando o *tedlar* mais o EVA da face posterior), *R2* a resistência de uma camada de 3 mm de poliestireno expandido, *R3* a resistência térmica de convecção para velocidade do vento de 1 m/s e *R4* a resistência correspondente à radiação. A Tab.7.4 resume o valor das resistências para cada caso, sendo que o erro é determinado pela Eq.7.7:

$$erro = T_{sensor} - T_{amedir} \tag{7.7a}$$

$$T_{sensor} - T_{amedir} = R1\left[\frac{\Delta T}{R1 + R2 + R3\,R4/(R3 + R4)}\right] \tag{7.7b}$$

### 7.2.3 – Medição das correntes do sistema híbrido experimental

A máxima corrente que pode ser monitorada com a unidade de aquisição de dados é de 3 A; além disso, cada cartão tem apenas dois canais para esta função. Por estes motivos, a medição foi realizada de forma indireta, através da queda de tensão em resistores. Os resistores para esta função devem ter uma baixa resistência ($R_{sh}$) para não provocar perdas significativas no fio onde são intercalados e devem ser muito estáveis diante das variações de temperatura devido ao ambiente e à passagem da corrente elétrica. Para cumprir estas exigências são fabricados os

*shunts*, os quais são resistores de manganina, uma liga metálica à base de cobre, manganês e níquel. A Fig.7.7 mostra os *shunts* empregados no sistema híbrido experimental.

Tabela 7.4 – Resistências consideradas para a determinação do erro na estimação da temperatura do aerogerador e das células fotovoltaicas

| | **Eólico** | **Solar** |
|---|---|---|
| *R1* (ºCm²/W) | $2{,}3 \times 10^{-4}$ | $3{,}85 \times 10^{-3}$ |
| *R2* (ºCm²/W) | $1{,}15 \times 10^{-3}$ | $8{,}82 \times 10^{-2}$ |
| *R3* (ºCm²/W) | $3{,}03 \times 10^{-2}$ | $1{,}72 \times 10^{-1}$ |
| *R4* (ºCm²/W) | $1{,}43 \times 10^{-1}$ | $1{,}37 \times 10^{-1}$ |
| $\Delta T$ (ºC) | 20 | 30 |
| erro (ºC) | 0,17 | 0,7 |

A Tab.7.5 mostra as características dos *shunts* do sistema híbrido. Cada um deles é intercalado no fio onde se deseja conhecer a corrente que circula ($I_{sh}$), determinando-se o valor da mesma segundo a lei de Ohm, uma vez conhecida (com o monitoramento) a queda de tensão no *shunt*, $V_{sh}$:

$$I_{sh} = \frac{V_{sh}}{R_{sh}} \tag{7.8}$$

Figura 7.7 – Painel de conexões elétricas e *shunts*.

A aplicação do método de Kline e McClintock na Eq.7.8 revela a incerteza na determinação das correntes do sistema:

$$\omega_{Ish} = \pm\sqrt{\left(\frac{1}{R_{sh}}\ \omega_{Vsh}\right)^2 + \left(\frac{V_s}{R_{sh}^{\ 2}}\ \omega_{Rsh}\right)^2} \tag{7.9}$$

onde $\omega_{Ish}$ é a incerteza da corrente determinada, $\omega_{Vsh}$ é a incerteza da medição da tensão ($V_{sh}$) segundo a escala correspondente da Tab.7.2 (100 mV e 1 V) e, $\omega_{Rsh}$ é a incerteza dos *shunts* (0,5% segundo o fabricante).

A Tab.7.6 mostra as incertezas associadas aos valores máximos de corrente calculados para os equipamentos do sistema híbrido experimental.

Tabela 7.5 – Características elétricas dos *shunts* empregados no sistema

| ***Shunt*** | **Características elétricas** | **Resistência (mΩ)** |
|---|---|---|
| do painel fotovoltaico | 60 mV @ 25 A | 2,40 |
| dos módulos | 60 mV @ 5 A | 12,0 |
| do aerogerador | 300 mV @ 10 A | 30,0 |
| de carga/descarga das baterias | 150 mV @ 30 A | 5,00 |
| das cargas de CC | 150 mV @ 30 A | 5,00 |

Tabela 7.6 – Incertezas associadas às máximas correntes do sistema híbrido

| **Equipamento** | **Corrente (A)** |
|---|---|
| Painel fotovoltaico | 16,12 ± 0,08 |
| Módulo No.1 | 5,41 ± 0,03 |
| Aerogerador | 7,60 ± 0,04 |
| Cargas de CC | 23,21 ± 0,12 |
| Banco de baterias | + 20,44 ± 0,10<br>– 23,20 ± 0,12 |

### 7.2.4 – Medição de tensão dos módulos, do banco de baterias e do aerogerador

As tensões desses equipamentos foram medidas diretamente, utilizando dois fios conectados aos terminais correspondentes.

As tensões dos módulos e do banco de baterias foram monitoradas empregando a escala de 100 V em corrente contínua, tendo, portanto, a incerteza correspondente à quarta linha

da Tab.7.2. A tensão do aerogerador, de CC, também foi medida empregando esta escala, já a tensão em CA foi medida na escala de 10 V correspondente, tendo uma incerteza de 1%.

#### 7.2.4.1 – Incertezas na determinação das potências dos módulos e do painel fotovoltaico

A potência elétrica destes equipamentos é determinada segundo a Eq.7.10, exemplificada para o caso do painel fotovoltaico:

$$P_p = V_p \; I_p \tag{7.10}$$

A aplicação do método de Kline e McClintock resulta em:

$$\omega_{Pp} = \pm\sqrt{\left(I_p \; \omega_{Vp}\right)^2 + \left(V_p \; \omega_{Ish}\right)^2} \tag{7.11}$$

onde $\omega_{Pp}$ é a incerteza na determinação da potência, $V_p$ e $\omega_{Vp}$ são a tensão do painel e sua incerteza, respectivamente, e $I_p$ e $\omega_{Ish}$ são a corrente do painel e sua incerteza, determinadas como na seção 7.2.3.

#### 7.2.4.2 – Incertezas na determinação da potência do aerogerador

Os pequenos aerogeradores destinados à eletrificação de pequenos consumidores e ao carregamento de baterias dispõem de diodos retificadores para transformar a tensão alternada de saída em tensão contínua.

O fabricante do aerogerador do sistema híbrido experimental não fornece informação em relação ao tipo de conexão das três fases da máquina elétrica e nem ao tipo de retificação empregada.

A abertura do aerogerador para verificar estes detalhes poderia estragar algumas das peças, comprometendo a continuidade da pesquisa. Por esta razão, foi realizada a caracterização física a partir do sinal elétrico fornecido, supondo-se que a conexão é do tipo estrela e que a retificação é de meia onda (com sinal conforme a Fig.7.8-a).

Ao acoplar o aerogerador com o banco de baterias, a onda é modificada em relação à forma teórica da Fig.7.8-a. Agora há dois equipamentos em paralelo e em determinados instantes

a tensão do aerogerador é inferior à do banco de baterias, sendo zero, portanto, a corrente e a potência fornecidas. A Fig.7.8-b mostra um caso hipotético.

Os limites dos períodos nos quais a potência fornecida é zero são calculados igualando a tensão da bateria com a tensão trifásica retificada:

$$V_b = U_m \; sen\, \omega t$$

$$\omega t_1 = arcsen \frac{V_b}{U_m} \tag{7.12}$$

$$\omega t_2 = \frac{5\,\pi}{6} - \left( \omega t_1 - \frac{\pi}{6} \right) \tag{7.13}$$

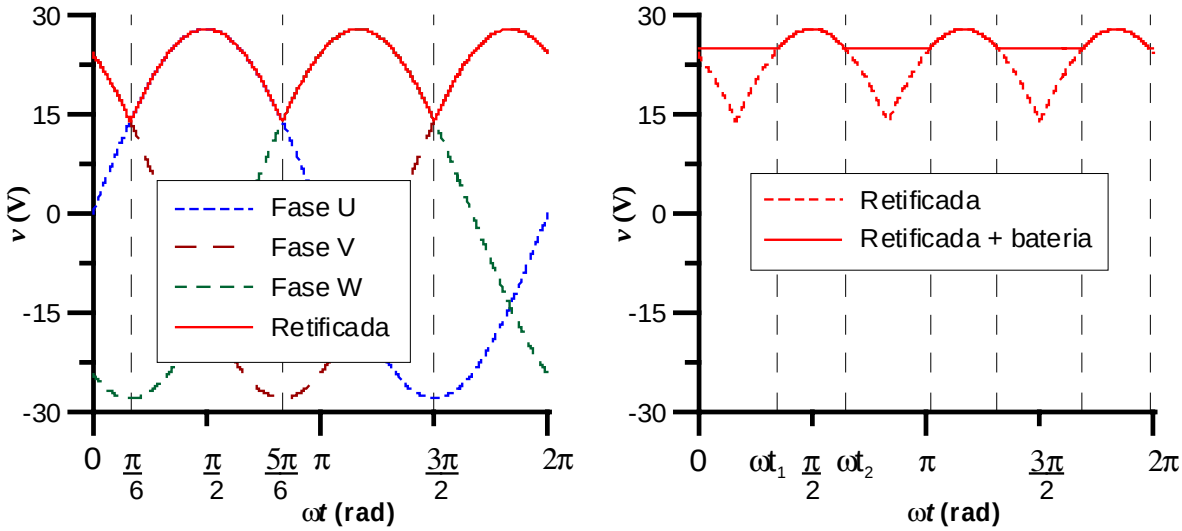



Figura 7.8 – a) Tensão trifásica com retificação de meia onda. b) Sistema aerogerador mais bateria.

Comprova-se que a tensão média do aerogerador, e conseqüentemente a corrente e potência média fornecidas, não pode ser determinada através da Eq.4.14. Para isto deve ser empregada a expressão geral da tensão média (Eq.4.3), resultando em:

$$\begin{aligned} \overline{V} &= \frac{3}{2\,\pi} \left[ 2\,V_b \int_{\frac{\pi}{6}}^{\omega t_1} d(\omega t) + \int_{\omega t_1}^{\omega t_2} U_m \; sen(\omega\, t)\; d(\omega t) \right] \\ &= \frac{3}{2\,\pi} \left[ 2\,V_b \left( \omega t_1 - \frac{\pi}{6} \right) + U_m \left( \cos \omega t_1 - \cos \omega t_2 \right) \right] \end{aligned} \tag{7.14}$$

A Eq.7.14 demonstra algo que pode ser observado na Fig.7.8-b: na medida em que a tensão da bateria aumentar (considerando uma rotação fixa para a turbina eólica), aumenta o valor médio do sistema aerogerador-bateria. Isto não significa que aumentará a potência fornecida pelo aerogerador, muito pelo contrário, pois ao diminuir a diferença "$\omega t_2 - \omega t_1$", menor é o período em que $v_a > V_b$ e menor será a potência fornecida ($v_a$ é o valor instantâneo da tensão do aerogerador).

Como os terminais do aerogerador estão junto com os da bateria, a medição da sua tensão é na realidade a do sistema aerogerador-bateria, o que não interferirá na determinação da potência por ele fornecida (considerando $P_a = V_a \; I_a$), pois nos instantes em que $v_a \leq V_b$ a corrente e portanto a potência são zero.

Como a unidade de aquisição de dados empregada para o monitoramento das variáveis do sistema híbrido experimental permite a medição adequada do valor médio da tensão, não é necessária uma análise das incertezas associadas a cada uma das variáveis da Eq.7.14 para determinar a incerteza do valor monitorado. Esta depende apenas da exatidão do instrumento, conforme explanado na seção 7.2.4.

O mesmo não acontece para a determinação da potência média fornecida, pois, como foi mostrado na seção 4.2, seu valor em um sistema de tensões senoidais retificadas não depende dos valores médios de tensão e corrente do período e sim do valor eficaz da tensão, o qual não é medido da forma usual pela unidade de aquisição de dados.

A unidade de aquisição de dados, quando monitorando sinais periódicos, mede sua componente alternada não da forma mostrada na seção 4.1.2. Ela mede o denominado *valor eficaz* ou *rms verdadeiro* ($V_{rmsv}$), para o qual bloqueia o valor da componente contínua do sinal, isto é:

$$V_{rmsv} = \sqrt{\frac{1}{T}\int_0^T (v - V_{cc})^2 \; d(\omega t)} \tag{7.15}$$

onde $V_{cc}$ é o valor da componente contínua do sinal.

Este valor não pode ser então empregado para a determinação da potência fornecida pela máquina como na Eq.4.6 $\left(\overline{P} = V_{ef}^2 / R\right)$.

A expressão geral para a potência do aerogerador é determinada a partir das seguintes condições, considerando uma carga puramente resistiva, que é a empregada no sistema híbrido experimental:

$$
\begin{aligned}
&v_a = U_m \; sen\, \omega t && \text{para } \omega t_1 < \omega t < \omega t_2 \\
&v_a = V_b && \text{para outros valores} \\
&i_a = \frac{U_m \; sen\, \omega t - V_b}{R} && \text{para } \omega t_1 < \omega t < \omega t_2 \\
&i_a = 0 && \text{para outros valores}
\end{aligned}
\tag{7.16}
$$

e a potência é:

$$
\begin{aligned}
P_a &= \frac{3}{2\pi} \int_{\frac{\pi}{6}}^{\frac{5\pi}{6}} v_a \; i_a \; d(\omega t) = \frac{3}{2\pi R} \int_{\omega t1}^{\omega t2} \left( U_m^2 \; sen^2 \omega t - U_m V_b \; sen\, \omega t \right) d(\omega t) = \\
&= \frac{3}{2\pi R} \Big[ U_m^2 \left( \omega t_2 - \omega t_1 + sen\, \omega t_1 \cos \omega t_1 - sen\, \omega t_2 \cos \omega t_2 \right) + \\
&\qquad - 2\, U_m V_b \left( \cos \omega t_1 - \cos \omega t_2 \right) \Big]
\end{aligned}
\tag{7.17}
$$

Na procura da relação entre a potência do aerogerador e os valores médios e eficazes de tensão e corrente, foi montado um sistema aerogerador-bateria no utilitário *Simulink* do programa *Matlab*, mediante blocos ou componentes que representam ambos elementos e outros que emulam o funcionamento da unidade de aquisição de dados (quando medindo valores médios e *rms* de tensão). Os resultados obtidos para a potência média a partir da multiplicação dos valores instantâneos da tensão e da corrente do aerogerador confirmam que o valor real não pode ser determinado a partir dos valores CC de tensão e de corrente, isto é, com os valores medidos como tensão contínua na unidade de aquisição de dados.

Os resultados obtidos foram validados solucionando as equações Eqs.7.16 e 7.17 no programa *Maple*, concluindo-se que:

$$
P_a = V_a \; I_a + V_{rmsv} \; I_{rmsv} \tag{7.18}
$$

onde $P_a$ é o valor da potência oferecida pelo aerogerador no instante da amostragem e $V_a, I_a, V_{rmsv}$ e $I_{rmsv}$ são os valores de tensão e corrente determinados pela unidade de aquisição de dados nas funções de medição de tensão contínua e alternada (sendo que a corrente é determinada através da queda de tensão no *shunt*, como explicado na seção 7.2.3).

A aplicação do método de Kline e McClintock para a determinação da incerteza da potência do aerogerador resulta em:

$$\omega_{Pa} = \pm\sqrt{\left(I_a\ \omega_{Va}\right)^2 + \left(V_a\ \omega_{Ia}\right)^2 + \left(I_{rmsv}\ \omega_{Vrmsv}\right)^2 + \left(V_{rmsv}\ \omega_{Irmsv}\right)^2} \tag{7.19}$$

onde $\omega_{Pa}$ é a incerteza na determinação da potência, $\omega_{Va}$ e $\omega_{Vrmsv}$ são as incertezas da medição de tensão contínua e *rms* e, $\omega_{Ia}$ e $\omega_{Irmsv}$ são as incertezas das correntes contínua e *rms*, determinadas como na seção 7.2.3.

### 7.2.5 – Medição de velocidade e direção do vento local

A velocidade e a direção do vento na área do Laboratório foram monitoradas com a intenção de caracterizar o vento local, visando a continuidade de pesquisas eólicas, e para estimar a influência das mesmas sobre a velocidade do vento do túnel e sobre a temperatura dos módulos fotovoltaicos.

O sensor de velocidade do vento do sistema híbrido experimental é mostrado na Fig.7.9, tendo um magneto de 4 pólos que gira junto com as conchas e um enrolamento fixo, no qual é induzido um sinal elétrico (senoidal). O sinal mostra dois ciclos a cada rotação das conchas e sua freqüência, *f*, tem uma relação linear com a velocidade do vento, $V_v$, segundo a Eq.7.20 [NRG, 2002]. A Tab.7.7 mostra algumas das características do sensor para um máximo de 45,82 m/s.

$$V_v = 0,768\, f + 0,35 \tag{7.20}$$

Figura 7.9 – Sensor de conchas para anemômetro.

Segundo o fabricante do sensor, sua exatidão é de ± 0,1 m/s na faixa compreendida entre 5 e 25 m/s [NRG, 2002], o que segundo a Eq.7.20 representa uma incerteza de ± 1,3 % no valor da freqüência do sinal, valor este superior à exatidão da leitura da unidade de aquisição de dados (Tab.7.2).

Deste modo, a incerteza da velocidade do vento local $\omega_{Vv}$, é de 0,1 m/s.

Tabela 7.7 – Características do sensor de conchas

| **Magnitude** | **Valor** |
|---|---|
| Freqüência | 0 – 60 Hz |
| Tensão | 0 – 2 V (CA) |
| Velocidade do vento | 0 – 45,82 m/s |
| Velocidade de início | 0,78 m/s |

### 7.2.5.1 – Medição da direção do vento local

O sensor de direção do vento é mostrado na Fig.7.10 e não é mais do que uma veleta perfeitamente balanceada, acoplada mecanicamente a um potenciômetro de precisão. Suas características elétricas são mostradas na Tab.7.8.

Figura 7.10 – Sensor de direção do vento.

Como o sensor cobre apenas $352^{o}$ é preciso um artifício para que a entrada do canal da UAD não fique sem sinal, pois em tal caso o resultado do monitoramento seriam valores aleatórios. A solução é mostrada na Fig.7.11 com o uso de um resistor conectado entre a entrada do canal e o ponto de referência do circuito (“terra”). Quando o terminal móvel do potenciômetro fica na “zona morta” do sensor o canal da UAD indicará 0 V.

Tabela 7.8 – Características elétricas do sensor de direção do vento

| Magnitude | Valor |
|---|---|
| Resistência ($R_n$) | 11 kΩ |
| Curso angular | 352° |
| Excitação ($V_{cc}$) | 1 – 15 V |
| Saída | 0 V (0°) – $V_{cc}$ (352°) |

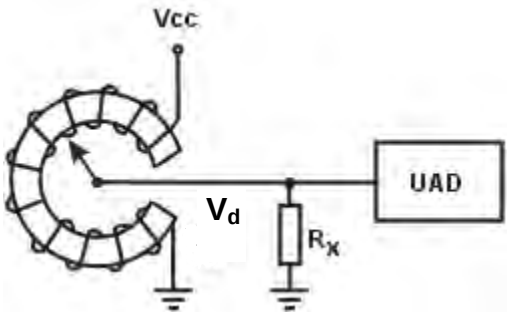



Figura 7.11 – Diagrama elétrico representativo da medição da direção do vento.

No circuito participa também uma fonte de tensão contínua estabilizada ($V_{cc}$) à qual estão conectados os terminais fixos do potenciômetro. A tensão no terminal móvel ($V_d$) será proporcional à direção do vento segundo a Eq.7.21:

$$d \equiv V_d = \frac{R_d}{R_n} \mathrm{V_{cc}} \tag{7.21}$$

onde $R_d$ é a resistência entre o terminal móvel do potenciômetro e o terminal fixo de referência e $R_n$ é o valor nominal do potenciômetro. Como o potenciômetro é de 11 kΩ, a cada grau corresponderão aproximadamente 31,25 Ω.

Neste trabalho foram considerados 8 setores para indicar a direção do vento, correspondendo 45° para cada um deles, com o ângulo de $0^o$ "orientado" ao Norte (geográfico). A Tab.7.9 mostra a direção do vento segundo a orientação do sensor.

A aplicação do método de Kline e McClintock na Eq.7.21, mostra a incerteza na determinação da tensão a partir da qual é identificada a direção do vento ($V_d$):

$$\omega_{Vd} = \pm \sqrt{\left(\frac{R_d}{R_n}\omega_{\mathrm{Vcc}}\right)^2 + \left(\frac{\mathrm{V_{cc}}}{R_n}\omega_{Rd}\right)^2 + \left(\frac{R_d\,\mathrm{V_{cc}}}{R_n^2}\omega_{Rn}\right)^2} \tag{7.22}$$

onde $\omega_{Vcc}$, $\omega_{Rd}$ e $\omega_{Rn}$ são as incertezas da leitura dos valores de $V_{cc}$, $R_d$ e $R_n$ segundo as escalas correspondentes da Tab.7.2.

Observa-se que, considerando a fonte com valor exato de 5 V, a máxima incerteza seria obtida quando o terminal móvel do potenciômetro do sensor de direção do vento estivesse na sua posição máxima, isto é, $R_d = R_n$, e teria um valor de ± 0,5 mV.

Tabela 7.9 – Setores de direção do vento considerados

| Ângulo (°) | Direção | Indicador | $V_d$ (V) para $V_{cc}$ = 5,0000 V |
|---|---|---|---|
| 356,0 – 4,0 | Norte | N | 0,0000 |
| 4,0 – 22,5 | Norte | N | 0,0000 – 0,2628 |
| 22,5 – 67,5 | Nordeste | ND | 0,2629 – 0,9020 |
| 67,5 – 112,5 | Leste | L | 0,9021 – 1,5412 |
| 112,5 – 157,5 | Sudeste | SD | 1,5413 – 2,1804 |
| 157,5 – 202,5 | Sul | S | 2,1805 – 2,8196 |
| 202,5 – 247,5 | Sudoeste | SO | 2,8197 – 3,4588 |
| 247,5 – 292,5 | Oeste | O | 3,4589 – 4,0980 |
| 292,5 – 337,5 | Noroeste | NO | 4,0981 – 4,7372 |
| 337,5 – 356,0 | Norte | N | 4,7373 – 5,0000 |

O efeito desta incerteza será significativo apenas nas proximidades das tensões limites correspondentes a cada direção do vento, segundo a Tab.7.9. Assim, uma leitura de 4,0980 V, por exemplo, poderá corresponder tanto à direção Oeste quanto à Noroeste. Como a fonte estabilizada pode ter variações da ordem de 2,5 mV a incerteza permanece menor que 1 grau.

### 7.2.6 – Medição da rotação da turbina eólica

Para o conhecimento da rotação da turbina eólica é empregado um sistema eletromagnético constituído por 6 imãs igualmente distribuídos no núcleo da turbina e por um sensor magnético (*reed-switch*) preso ao corpo do aerogerador. A Fig.7.12 mostra os detalhes.

Figura 7.12 – a) Turbina eólica com imãs b) Sensor magnético (*reed-switch*).

Para o monitoramento da rotação é medida a freqüência elétrica do sinal obtido mediante o circuito eletrônico representado na Fig.7.13.

A rotação real da turbina eólica é obtida dividindo por 6 o valor da freqüência monitorada, por ser este o número de imãs colocados no núcleo, com 1% de exatidão, segundo a Tab.7.2. A freqüência máxima monitorada durante as experiências foi de 165 Hz, que representa uma incerteza máxima de ± 0.03

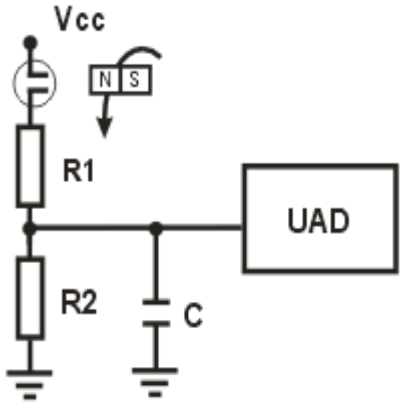



Figura 7.13 – Diagrama elétrico representativo da medição da rotação da turbina eólica (R1, R2: resistências elétricas; C: capacitor).

### 7.2.7 – Programa computacional para o monitoramento e controle do sistema híbrido experimental

A unidade de aquisição de dados conta com um *software* para ambiente Windows que permite a programação de todos os parâmetros dos canais a monitorar. Esse software não pôde ser empregado, pois além de monitorar era preciso controlar a tensão da bateria, o período de funcionamento das cargas e modificar a velocidade do vento do túnel conforme a série de velocidades do vento a reproduzir, tarefas estas que não são realizadas pelo *software*, o qual é focado para o monitoramento.

Para satisfazer ambas exigências foi elaborado o programa computacional *MoniHib*, cuja tela principal é mostrada na Fig.7.14.

O programa foi elaborado para ambiente Windows em linguagem de programação Visual Basic, estando formado pelos seguintes núcleos principais.

1 – Seleção da série de velocidades do vento a reproduzir e do perfil de consumo.

2 – Definição de parâmetros ou níveis de tensão do controlador – digital – de carga.

3 – Programação dos canais.

4 – Monitoramento.

5 – Controle da tensão do banco de baterias e do período de funcionamento das cargas e regulação da velocidade do vento do túnel.

6 – Apresentação dos resultados e armazenamento.

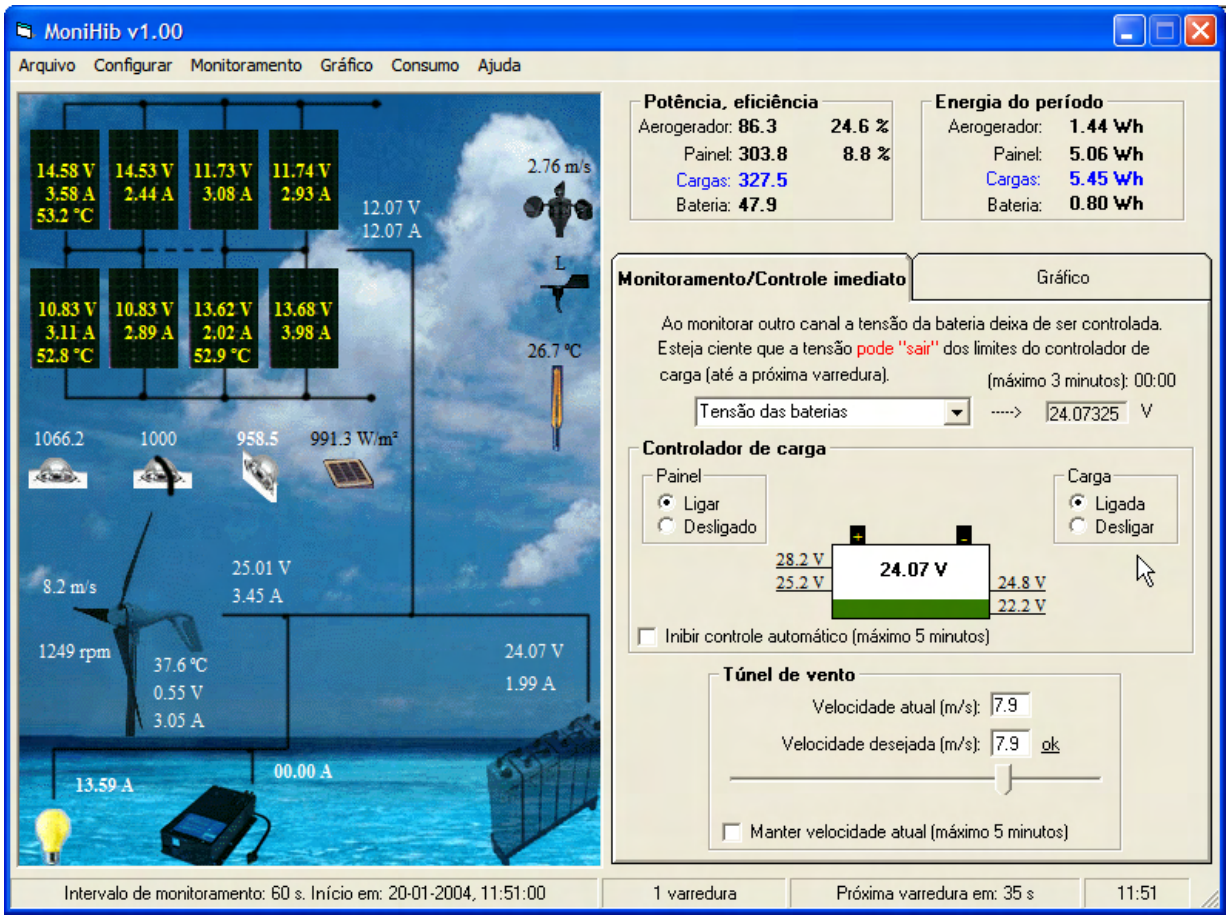



Figura 7.14 – Tela principal do programa MoniHib.

A série de velocidades do vento a ser reproduzida no túnel de vento deve estar contida em um arquivo de dados, com um valor por linha. O perfil de consumo, isto é, a potência demandada em cada instante, é definido durante a inicialização do programa, mas pode ser modificado durante a execução do programa.

Os níveis de tensão do controlador de carga permitem ao programa gerenciar o fornecimento e o consumo de energia dos geradores e para as cargas. A Tab.7.10 mostra os níveis empregados durante as experiências, sendo escolhidos estes valores para impedir que as baterias entrassem nas etapas de gaseificação ou de descarga profunda.

Tabela 7.10 – Níveis de tensão experimentais para o controlador de carga

| Tensão de: | Painel e aerogerador | Carga |
|---|---|---|
| interrupção (V) | 28,2 | 22,2 |
| re-conexão (V) | 25,2 | 24,8 |

Uma vez escolhidos os canais a monitorar o programa envia à unidade de aquisição de dados o valor dos parâmetros correspondentes, que atualmente são fixos, porém, já está programada a opção para escolher outros valores, conforme mostra a Fig.7.15 para o canal 115. Previamente ao envio desta informação, a porta de comunicação serial do computador deve ser programada, fazendo seus parâmetros (velocidade de comunicação, paridade e número de bits) iguais aos programados na unidade de aquisição de dados (manualmente).

A Fig.7.15 mostra a tela onde são escolhidos os canais a monitorar e onde é definido o período de monitoramento.

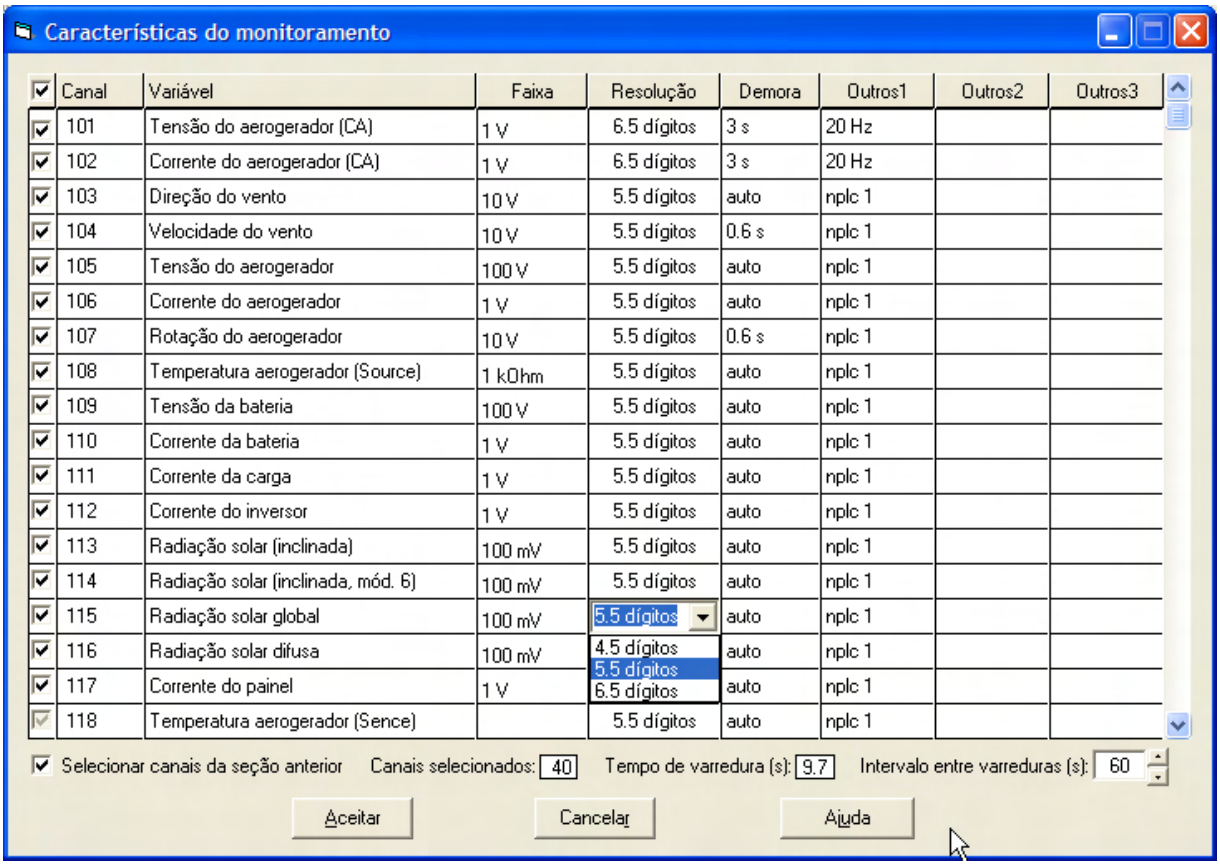



Figura 7.15 – Tela para a seleção das variáveis a monitorar e do período de monitoramento.

O monitoramento é realizado independentemente pela unidade de aquisição de dados. O programa lhe indica apenas o momento em que deve começar a operação e fica liberado para realizar outras funções, segundo a escolha do usuário.

Uma vez terminada a varredura de medições, o programa recebe a informação armazenada na unidade de aquisição de dados, determina os valores físicos das variáveis, mostra-os na tela principal junto aos equipamentos correspondentes e armazena-os em um arquivo de dados previamente definido (com formato texto).

Após cada varredura o programa envia à unidade de aquisição de dados a informação correspondente para modificar (ou não) a velocidade do vento no túnel (segundo as Eq.6.5 e Eq.6.6), assim como para ligar/desligar as cargas correspondentes segundo, o perfil de consumo pré-definido.

O programa lê continuamente (através da unidade de aquisição de dados) o valor da tensão do banco de baterias e, realizando a função de controlador digital, controla o estado dos relés eletromagnéticos que conectam os geradores e as cargas ao bando de baterias (mediante as saídas digitais da unidade de aquisição de dados).

O controle da carga do banco de baterias é realizado atualmente ligando ou desligando conjuntamente ambos geradores, atividade que poderia ter sido feita de forma independente pois a interface para o acionamento (mostrada na Fig.6.11) assim o permite. Para isto, entretanto, seria necessária uma estratégia de controle mais apurada, que deverá ser desenvolvida futuramente. Muitas regras poderiam ser definidas, pois a flexibilidade do controlador, o computador, assim o permitiria.

Com maior hierarquia que a do acionamento automático, o usuário pode acionar “manualmente” (através do computador) qualquer dos componentes do sistema híbrido experimental, isto é, conectar ou desconectar os geradores ou as cargas (uma ou várias) e modificar a velocidade do vento do túnel. Pode verificar também o comportamento imediato de quaisquer das variáveis, isto é, durante o período entre monitoramentos, através de uma opção que mantém acionados os relés do canal correspondente e lê continuamente sua informação.

# 8. Análise do comportamento do sistema híbrido eólico-fotovoltaico

## 8.1 –Generalidades

Uma vez realizada a montagem dos equipamentos e dos sensores do sistema híbrido experimental e terminado o programa de monitoramento e controle, foram realizadas algumas experiências para estudar o comportamento da instalação. Para isto, o painel fotovoltaico operou por efeito da radiação solar incidente no local e o aerogerador a partir de séries de velocidade do vento previamente elaboradas.

As séries foram armazenadas em arquivos de dados com um valor de velocidade do vento por linha. A cada minuto, o computador do sistema de monitoramento e controle leu o valor de uma linha e, por intermédio da unidade de aquisição de dados e do inversor de freqüências, reproduziu a velocidade correspondente no túnel de vento. Inicialmente as séries de velocidades do vento foram elaboradas com os valores médios horários correspondentes de localidades dos EUA, disponíveis no Laboratório (NCDC e NREL, 1993), mas posteriormente foram geradas artificialmente a partir de um programa computacional de livre circulação disponibilizado na internet pelo Laboratório de Pesquisas de Energias Renováveis da Universidade de Massachusetts Amherst (UMASS, 2000). O programa tem várias opções para a análise e síntese de dados (aerodinâmicos, elétricos, entre outros), empregando, segundo seus autores, para a síntese de séries de velocidades do vento métodos definidos por Kaminsky *et al*.,1990 e por Manwell *et al*., 1998. O procedimento solicita o valor médio desejado para a série de velocidades do vento, entre outros parâmetros, e gera um arquivo com um valor de velocidade por linha.

A carga da instalação foi perfilada mediante o acionamento manual e automático de consumidores constituídos por lâmpadas incandescentes, fluorescentes e pelo inversor senoidal que alimentou durante algum tempo a unidade de aquisição de dados e o computador do sistema de monitoramento e controle. O perfil de carga durante o funcionamento automático não respondeu a nenhum padrão em particular, estando dirigido fundamentalmente a permitir que ambos geradores trabalhassem continuamente, isto é, minimizando o acionamento do controlador de carga.

## 8.2 – Comportamento do aerogerador

A Fig.8.1 mostra a corrente do aerogerador do sistema híbrido experimental em função da rotação da turbina eólica e da tensão do banco de baterias.

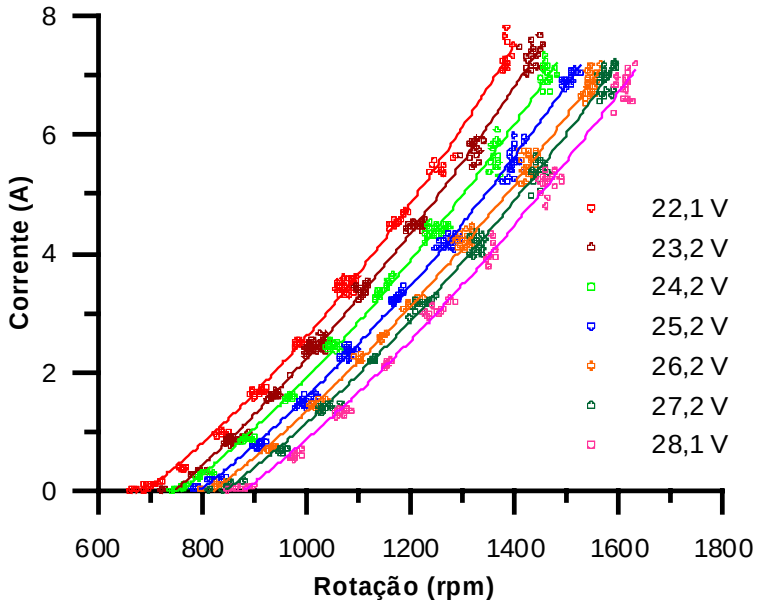



Figura 8.1 – Comportamento da corrente fornecida pelo aerogerador.

Comprova-se que o aumento/diminuição da tensão do banco de baterias contribui para a diminuição/aumento da corrente do aerogerador, quando permanece constante a rotação da turbina eólica. Isto se explica de modo geral pelo de fato que ao diminuir a diferença de potencial entre gerador e carga, diminui a corrente que circula entre os dois elementos. De modo particular, o aumento da tensão da bateria no sistema aerogerador-bateria diminui os períodos nos quais o sinal retificado do aerogerador é superior à tensão da bateria, conforme mostrado na Fig.7.8, e como é nestes períodos que o aerogerador pode fornecer corrente, a mesma conseqüentemente diminuirá.

Por outro lado, comprova-se que um mesmo valor da potência do aerogerador pode ser obtido com diferentes rotações (segundo a tensão do banco de baterias), o que confirma a Tab.6.2, isto é, a 12,5 m/s, e em geral a qualquer velocidade do vento, a potência fornecida pelo aerogerador dependerá da tensão atual do sistema.

Em relação ao desempenho do aerogerador em função da sua temperatura, foram observados os seguintes comportamentos típicos:

1. Quando a velocidade do vento é zero, a temperatura do aerogerador se eleva durante o dia como conseqüência da absorção da radiação solar. O máximo valor observado foi de

42,6 ± 0,3 ºC, para uma radiação e temperatura ambiente em torno de 750 W/m² e 27 ºC respectivamente.

2. Quando a velocidade do vento está próxima da velocidade de arranque do aerogerador, na qual a rotação da turbina eólica é ainda baixa e onde não há geração de eletricidade, a temperatura do aerogerador se aproxima da temperatura ambiente. Isto também acontece quando o aerogerador está freado e a velocidade do vento não é zero.
3. Quando o aerogerador está fornecendo energia, sua temperatura é fortemente influenciada pela rotação.

O modelo de aerogerador empregado no sistema híbrido experimental tem um sistema de proteção interno que detecta quando a máquina está operando em vazio e tende a freá-la. Operá-la nesta condição contribui para o aquecimento da máquina. Por este motivo não foi possível determinar o peso do atrito das partes móveis e das perdas por efeito Joule da maior corrente (associada à maior rotação) na elevação da temperatura.

A Fig.8.2 mostra a bancada experimental na qual foi realizada a caracterização inicial do aerogerador. A bancada esteve constituída de um motor elétrico de 2 Hp acoplado mecanicamente ao alternador do aerogerador e comandado por um inversor de freqüências modelo CFW-07, um banco de baterias de 300 Ah, uma carga elétrica de 800 W constituída por lâmpadas incandescentes de diversas potências, um ventilador para simular o efeito refrigerante do vento e um sistema de monitoramento das variáveis envolvidas.

Como resultado da caracterização, foram obtidas curvas semelhantes às mostradas na Fig.8.1 com diferentes temperaturas e foi comprovado que a temperatura do aerogerador influencia a potência fornecida, conforme mostra a Fig.8.3.

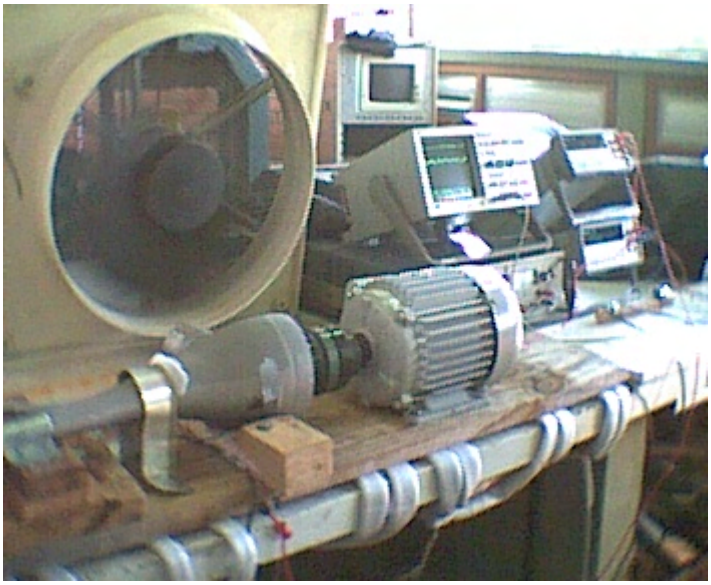


Figura 8.2 – Bancada experimental para testes no alternador.

Na bancada experimental comprovou-se uma ligeira excentricidade entre o aerogerador e o motor elétrico o que, conjuntamente com a relativamente baixa capacidade de resfriamento do ventilador empregado, contribuiu para o incremento da temperatura da máquina.

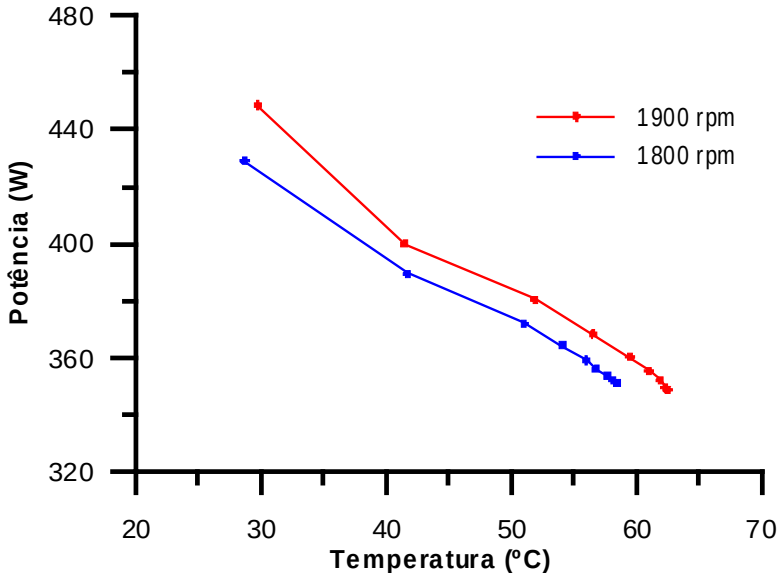



Figura 8.3 – Influência da temperatura do aerogerador sobre a potência produzida durante os testes de bancada.

Durante o funcionamento do sistema híbrido experimental a maior temperatura observada foi de 46,7 ± 0,2 ºC, para uma rotação de 1582 ± 2 rpm e uma temperatura ambiente de 32,2 ± 0,2 ºC. Maiores temperaturas ambientes certamente ocorreriam em aplicações de um sistema similar, bem como maiores rotações, mas, por outro lado, também é possível que maiores velocidades do vento refrigerem mais efetivamente a máquina e sua temperatura não atinja valores muito maiores.

A Fig.8.4 mostra algumas características do comportamento da temperatura do aerogerador do sistema híbrido experimental. São mostrados três gráficos destacando os efeitos mencionados, embora mais de um efeito possa ser apreciado em um único gráfico. No primeiro dia comprova-se a elevação da temperatura do aerogerador ao redor das 14 horas, devido à elevação da temperatura ambiente e à falta de vento para refrigerar o aerogerador, aquecido por efeito da radiação solar (a falta de vento ocorreu porque o banco de baterias alcançou sua tensão máxima de carga, sendo que neste caso o programa *MoniHib* ordena colocar velocidade do vento zero no túnel de vento). No segundo dia observa-se uma certa independência da temperatura do aerogerador da radiação solar quando o mesmo está sob a ação do vento. Comprova-se que em torno das 6 horas e do meio dia solar a temperatura do aerogerador se eleva, influenciada pelo aumento da rotação da turbina eólica. Ao redor das 16 horas observam-se valores de temperatura

semelhantes aos das 6 horas, embora com menor rotação, neste caso devido ao aumento da temperatura ambiente. No terceiro dia observa-se um máximo da temperatura do aerogerador em torno do meio dia solar, coincidindo com um máximo de rotação da turbina eólica. Comprova-se também a rápida diminuição da temperatura quando diminui a rotação da máquina, que neste caso está sob efeito de baixas velocidades do vento. Em torno das 17 horas a temperatura ambiente é máxima, mas não a rotação da turbina eólica, razão pela qual a temperatura da máquina é inferior à de outros períodos.

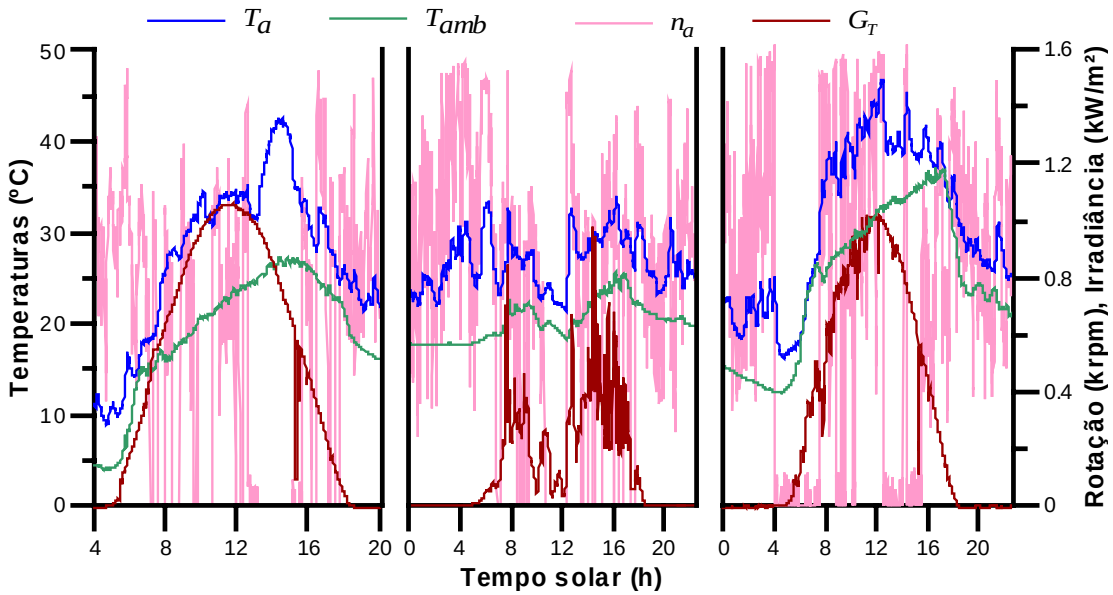



Figura 8.4 – Comportamento da temperatura do aerogerador ($T_a$ e $T_{amb}$: temperatura do aerogerador e ambiente, respectivamente; $n_a$: rotação do aerogerador; $G_T$: irradiância no plano inclinado).

Tendo em vista estas observações e também as dificuldades de estabelecer um modelo preciso, foi decidido considerar que a temperatura do aerogerador aumenta linearmente com a irradiância e também aumenta linearmente com a rotação, assumindo a equação:

$$T_a = T_{amb} + b_G\, G + b_n\, n_a \tag{8.1}$$

onde $b_G$ = 0,01 ºC/(W/m²) e $b_n$ = 0,005 ºC/rpm.

Reconhece-se que este modelo extremamente simplificado do fenômeno produz uma estimativa grosseira, porém, melhor que considerar o aerogerador à temperatura ambiente.

### 8.2.1 – Simulação do comportamento do aerogerador

Como foi mostrado no Cap.6, a curva de potência dos aerogeradores representa uma das possibilidades de modelagem para a análise do comportamento dos mesmos, embora possa estar superdimensionada como no caso do aerogerador do sistema híbrido experimental.

A Fig.8.5 mostra o comportamento da potência do aerogerador do sistema híbrido durante algumas horas funcionamento, comparando os resultados experimentais com os simulados com o emprego do método representado pela Eq.4.22. Para a simulação foram empregadas as curvas de potência determinadas experimentalmente e não a fornecida pelo fabricante, devido às importantes diferenças entre as mesmas (Fig.6.3).

As curvas da Fig.8.5 foram obtidas empregando:

1. uma única curva da Fig.6.3 correspondente à tensão de 24,2 V do banco de baterias;
2. sete curvas, correspondentes a cada uma das tensões do banco de baterias mostradas na Fig.6.3.

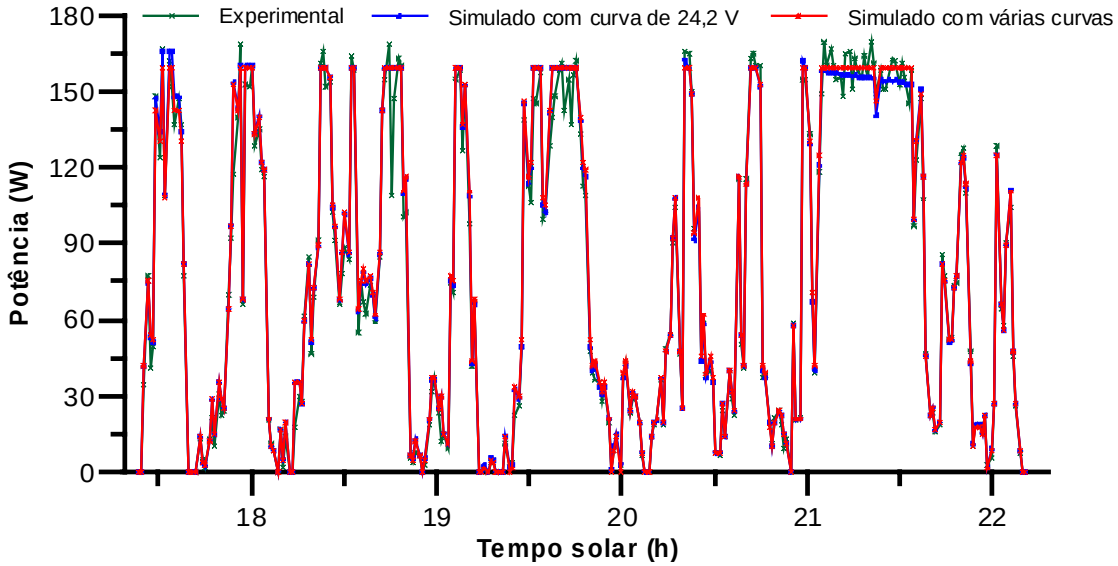



Figura 8.5 – Comportamento da potência do aerogerador do sistema híbrido experimental, real e simulado.

O objetivo desta diferenciação foi comprovar a influência da tensão do banco de baterias sobre o comportamento do aerogerador. A condição de 24,2 V foi empregada por sua proximidade com a tensão nominal do aerogerador, considerando que a curva de potência fornecida pelo fabricante corresponde a uma tensão constante. Para a outra condição, a potência do aerogerador foi determinada mediante interpolação linear (quando necessário) a partir das curvas conhecidas.

A Fig.8.5 demonstra que há pouca diferença entre os dois métodos sugeridos e que o uso de uma única curva pode ser adotado de forma satisfatória.

## 8.3 – Comportamento do painel e dos módulos fotovoltaicos

Para analisar o painel fotovoltaico, cuja configuração é mostrada novamente na Fig.8.6, é preciso considerar as características individuais de cada módulo e seu comportamento nas associações singulares a que pertencem, as quais determinarão o comportamento do painel. Para isto são mostradas na Fig.8.7 as curvas características na condição padrão dos 8 módulos fotovoltaicos do sistema híbrido experimental e as resultantes das associações correspondentes. Todas as curvas foram traçadas com o uso do programa CREARRAY, a partir dos dados técnicos dos módulos fotovoltaicos obtidos por Hecktheuer, 2001, e mostrados na Tab.6.3.

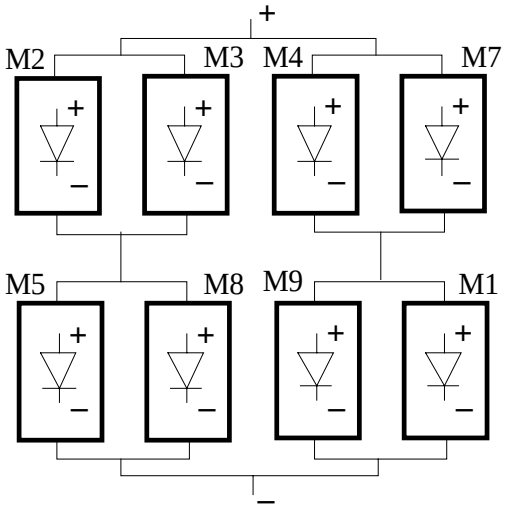



Figura 8.6 – Associações dos módulos fotovoltaicos no painel.

Os módulos 1 e 2 têm 36 células, razão pela qual suas tensões de circuito aberto são as maiores entre os módulos do painel, como pode ser observado em “d” e “a” da Fig.8.7. O módulo 1 está conectado em paralelo com o módulo 9 e o módulo 2 o está com o módulo 3. Como o número de células dos módulos 3 e 9 são diferentes (33 e 30 respectivamente) as curvas das associações paralelas resultantes mostram-se diferentes, como pode ser observado em torno da tensão de circuito aberto.

As curvas dos módulos 4 e 7, que pertencem a módulos de um mesmo modelo e que têm parâmetros semelhantes, mostram-se quase coincidentes, tendo a sua associação paralela a mesma tensão de circuito aberto que os módulos individuais, em correspondência com o estabelecido pela Eq.3.6 a nível de células.

Já os módulos 5 e 8 têm correntes de curto-circuito muito próximas, mas seu número de células é diferente, sendo portanto suas tensões de circuito aberto também diferentes e, da mesma forma que nas associações dos módulos 1 e 9 e 2 e 3, a tensão de circuito aberto da associação paralela resultante tem um valor intermediário entre as tensões correspondentes dos módulos associados.

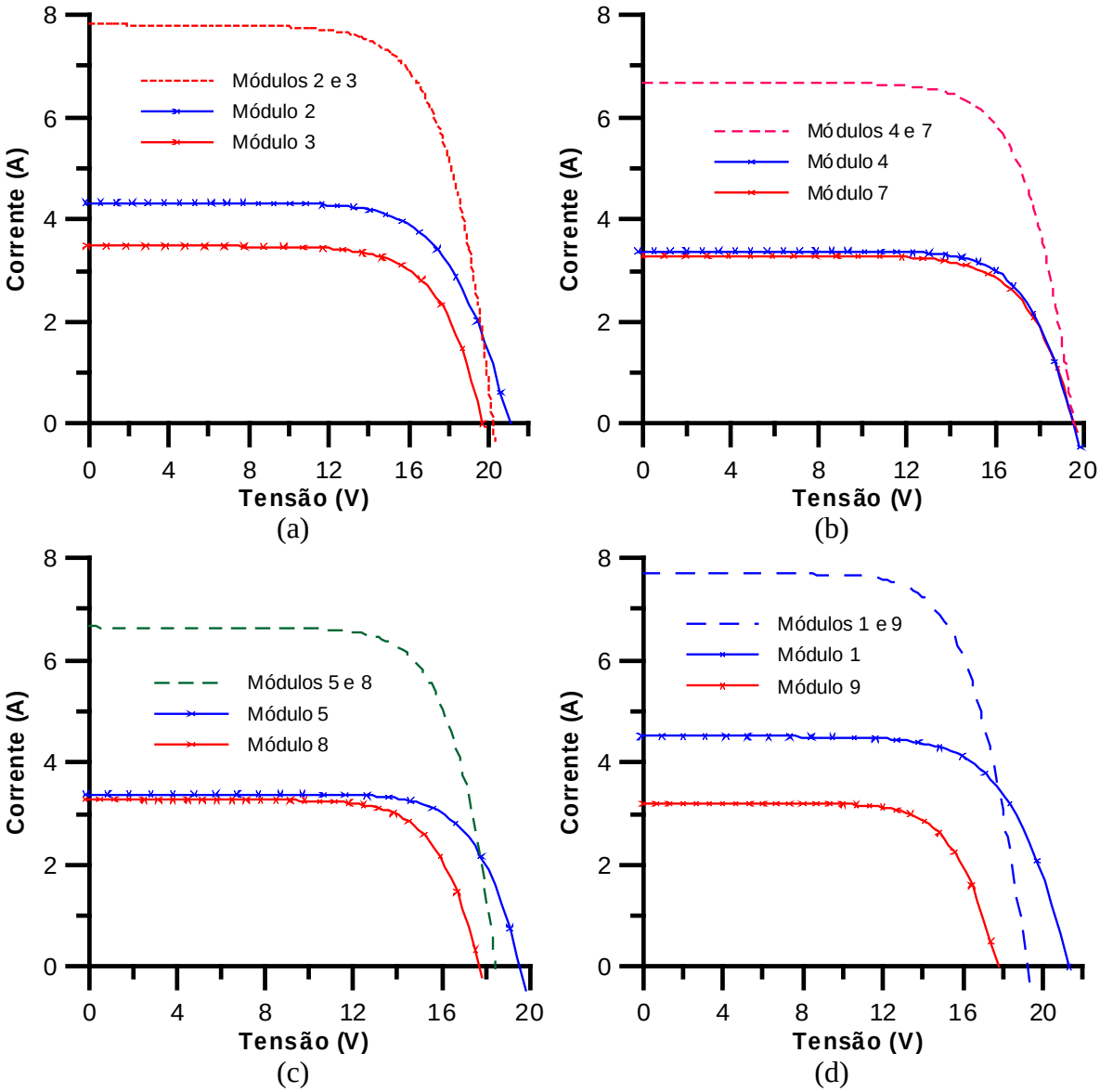



Figura 8.7 – Curvas características dos módulos fotovoltaicos e suas associações paralelas correspondentes em condições padrão.

Em todos os casos, as correntes das associações paralelas mencionadas são determinadas somando-se as correntes individuais dos módulos fotovoltaicos quando se varre o eixo das tensões, conforme explanado na seção 3.4.2. A Tab.8.1 mostra que, nas condições

padrão, aos pontos de máxima potência das associações não correspondem os pontos de máxima potência dos módulos (exceto para os módulos 4 e 7 que são muito parecidos).

Tabela 8.1 – Características dos pontos de máxima potência dos módulos fotovoltaicos e suas associações paralelas, em condições padrão

| **Módulos** | $P_m$ **(W)** | $V_m$ **(V)** | $I_m$ **(A)** |
|---|---|---|---|
| No.2 | 62,5 | 16,07 | 3,89 |
| No.3 | 48,6 | 15,56 | 3,12 |
| Paralelo (2 e 3) | 110,8 | 15.80 | 7.01 |
| No.5 | 48,6 | 15,62 | 3,11 |
| No.8 | 41,7 | 14,03 | 2,97 |
| Paralelo (5 e 8) | 88,6 | 14.59 | 6.07 |
| No.4 | 48,4 | 15,56 | 3,11 |
| No.7 | 46,1 | 15,49 | 2,98 |
| Paralelo (4 e 7) | 94,5 | 15.51 | 6.09 |
| No.1 | 66,1 | 16,32 | 4,05 |
| No.9 | 40,2 | 13,85 | 2,91 |
| Paralelo (1 e 9) | 102,6 | 14.66 | 7.00 |

No painel fotovoltaico as associações paralelas aparecem formando fileiras ou associações séries, conforme mostrado na Fig.8.6. Os gráficos da Fig.8.7 estão dispostos na mesma posição que têm as associações paralelas correspondentes no painel, observando-se que as correntes das associações (paralelas) têm magnitudes diferentes. Sendo assim, de forma semelhante ao que foi mostrado na seção 3.4.1, a associação de menor corrente de cada fileira significará, na prática, uma resistência para a circulação da maior corrente da outra associação.

A Fig.8.8 resume as curvas resultantes das associações paralelas, comprovando-se a diferença nos níveis das correntes das mesmas. Mostram-se também as curvas resultantes das associações séries, obtidas somando as tensões das associações paralelas das fileiras quando se varre o eixo das correntes, conforme mostrado na seção 3.4.1.

Casualmente as associações série têm tensões de circuito aberto semelhantes e, sendo que o painel é o resultado da associação paralela das associações série, também a tensão de circuito aberto do mesmo coincide com as tensões das associações série. Como os módulos contam com diodos de *bypass*, as curvas resultantes das associações são modificadas, conforme explicado na seção 3.5 e mostrado na Fig.8.8, resultando na curva do painel com mais de um joelho.

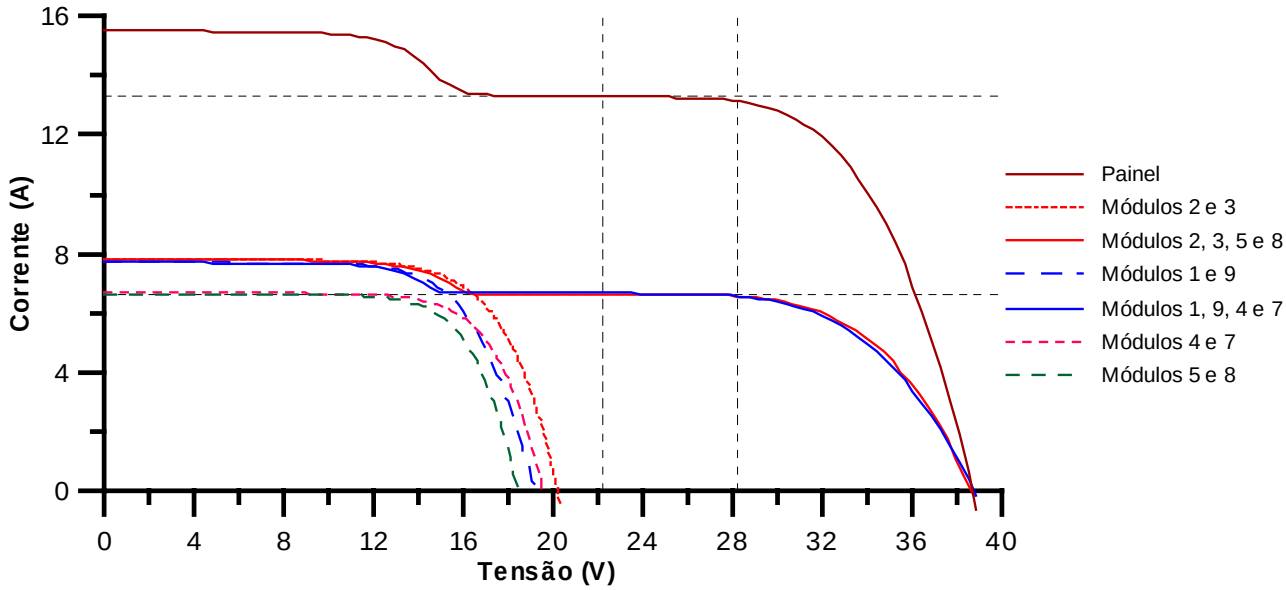



Figura 8.8 – Curvas características das associações de módulos nas condições padrão.

A Fig.8.8 sinaliza a faixa de tensões de operação do banco de baterias, comprovando-se que, para qualquer valor dentro da mesma, a corrente fornecida por cada uma das fileiras e também a corrente do painel é praticamente constante. Isto acontece porque os módulos 5 e 8 e 4 e 7 estão trabalhando com sua máxima corrente, estando-o também as associações paralelas correspondentes. Deste modo, as associações paralelas dos módulos 2 e 3 e 1 e 9 que poderiam fornecer uma maior corrente não podem fazê-lo, pois, ao estarem em série com as associações antes mencionadas, têm sua corrente limitada por aquelas. Observa-se na Fig.8.8 (e na Fig.8.7) que à corrente de trabalho das associações séries corresponde um único valor de tensão nas curvas das associações paralelas dos módulos 2 e 3 e 1 e 9 (ou uma faixa de tensão muito pequena), enquanto que esta mesma corrente pode ser fornecida em uma ampla faixa de tensões das associações paralelas dos módulos 5 e 8 e 4 e 7. Deste modo, as variações de tensão do banco de baterias se traduzirão em variações de tensão destas últimas associações, que são as de menor corrente máxima, enquanto que a tensão das outras associações permanece praticamente constante.

As observações do comportamento do painel demonstram que a potência final é prejudicada pelo uso de modelos diferentes na associação, concordando, portanto, com as recomendações da seção 3.4.1.

### 8.3.1 – Influência da radiação solar e da temperatura das células sobre o comportamento do painel e dos módulos fotovoltaicos

Como foi mostrado na seção 3.2.1, a variação da radiação solar e da temperatura ambiente modifica o lugar geométrico da curva *I-V* das células e módulos fotovoltaicos e, conseqüentemente, a do painel.

Para mostrar seu efeito sobre o comportamento do painel do sistema híbrido experimental foi elaborada a Fig.8.9, considerando a máxima radiação e temperatura monitoradas durante um dia de funcionamento do mesmo.

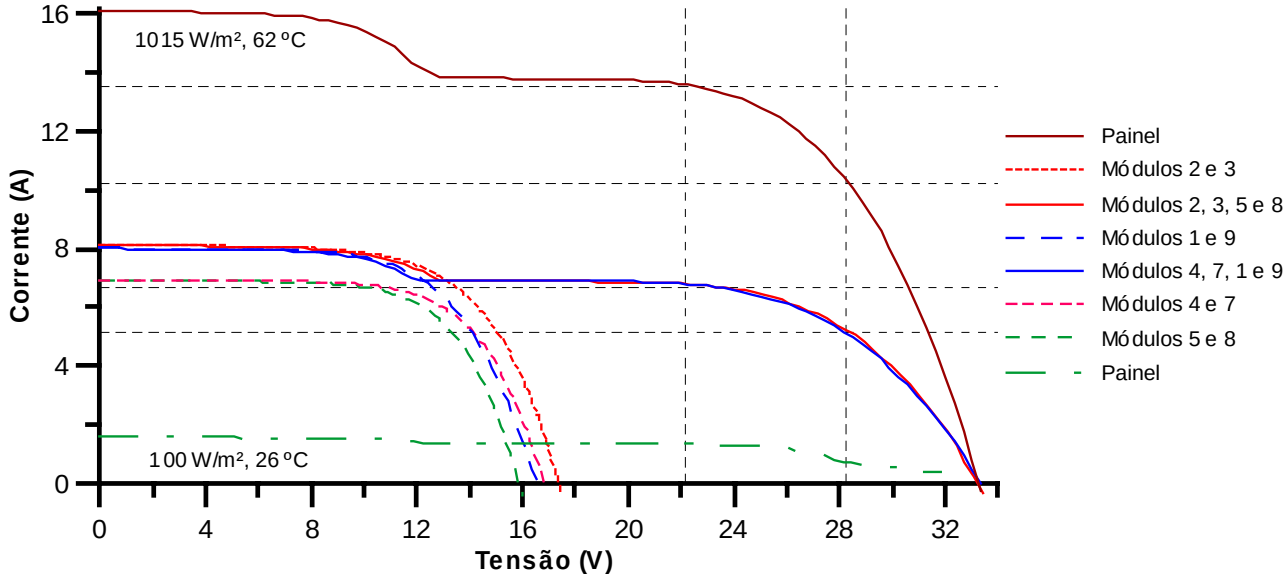


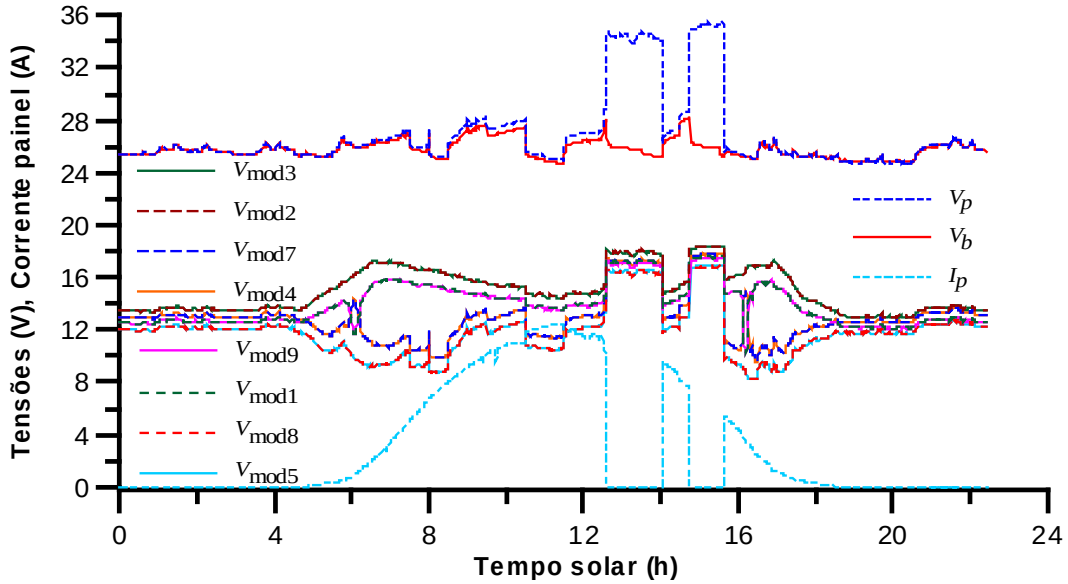

Figura 8.9 – Curvas características das associações de módulos para condições reais de operação.

O aumento da temperatura das células diminui a tensão das mesmas e como resultado deixarão de operar na região de corrente constante. O funcionamento do painel estará caracterizado por períodos nos quais o mesmo trabalhará nas proximidades do ponto de máxima potência e a corrente de carga das baterias será mais dependente do valor da tensão de polarização do painel.

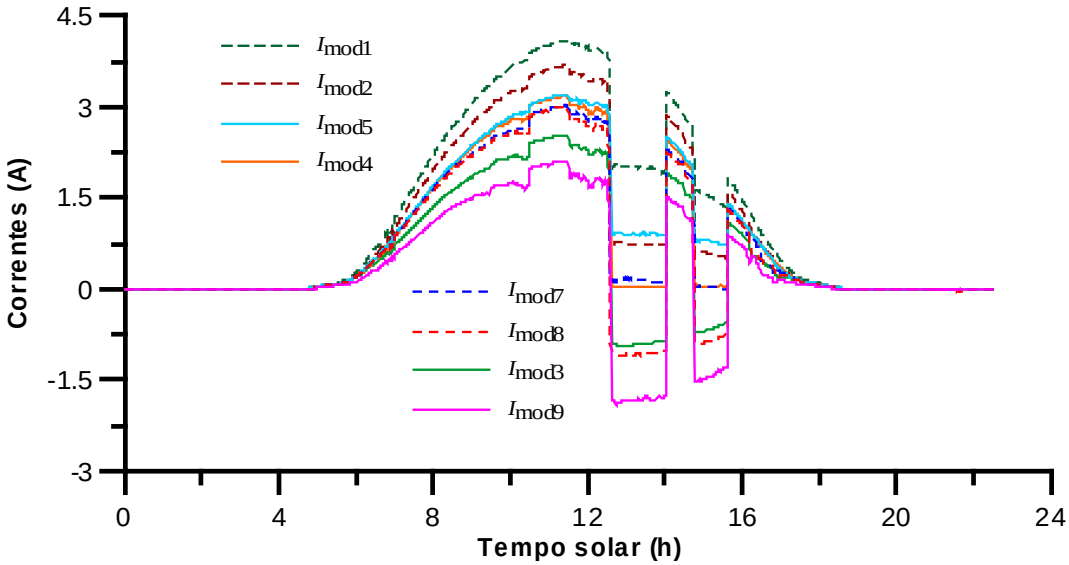
A Fig.8.10 mostra o comportamento das tensões e correntes dos módulos e do painel fotovoltaico para um dia de funcionamento. O gráfico das tensões (Fig.8.10-a) parece mostrar apenas 4 curvas para os 8 módulos fotovoltaicos, mas realmente aparecem as 8, sendo que as dos módulos conectados em paralelo são semelhantes, observando-se em certos momentos diferenças entre as mesmas, devido ao monitoramento não ser simultâneo.

Constata-se que durante os períodos noturnos a tensão do painel fotovoltaico é a do banco de baterias. Durante estes horários os módulos fotovoltaicos estão trabalhando como associações de diodos semicondutores em série e, como o número de células dos mesmos é

diferente, é diferente também a queda de tensão nos seus terminais. A associação paralela formada pelos módulos 2 e 3, que têm 36 e 33 células, respectivamente, é a de maior tensão; em seguida encontra-se a tensão da associação dos módulos 4 e 7, de 33 células cada um; logo aparece a associação dos módulos 1 e 9, de 36 e 30 células, e finalmente a associação dos módulos 5 e 8, de 33 e 30 células, respectivamente. Durante estes períodos a corrente consumida pelo painel fotovoltaico esteve na faixa de 60 mA.




(a)




(b)

Figura 8.10 – a) Tensões e b) correntes do painel e dos módulos fotovoltaicos durante um dia de funcionamento ($I_{mod}$ e $V_{mod}$, corrente e tensão do módulo *i*, respectivamente; $I_p$ e $V_p$, corrente e tensão do painel, respectivamente; $V_b$, tensão da bateria).

Depois da saída do Sol, os módulos e o painel fotovoltaico começam a atuar como geradores, aumentando as correntes por eles fornecidas. O mesmo não acontece com as tensões dos módulos, pois umas aumentam enquanto que outras diminuem.

No início da manhã a temperatura dos módulos não é tão alta e as associações série podem trabalhar com a corrente máxima das associações paralelas de menor corrente (que aumenta proporcionalmente com a radiação solar). Como a tensão das baterias não variou muito nesses períodos, o aumento da tensão das associações dos módulos 2 e 3 e 1 e 9, devido ao aumento da radiação solar, é compensado com a diminuição da tensão das associações 5 e 8 e 4 e 7, respectivamente, comportamento este exemplificado na Fig.8.10 (e Fig.8.8). A partir de certo instante, tendo aumentado a tensão do banco de baterias e a temperatura dos módulos, as correntes das fileiras passam a trabalhar na zona não linear das suas curvas, como exemplificado na Fig.8.9. As tensões das associações de maior corrente param de aumentar ao mesmo tempo em que aumentam as tensões das associações paralelas de menor corrente (módulos 5 e 8 e 4 e 7).

Em torno das 8 e das 11 horas do dia considerado, a tensão das baterias diminuiu, deslocando o ponto de operação das associações série para a esquerda, onde a diferença entre as tensões das associações paralelas é maior, daí a forma das curvas em torno destes horários.

As Figs.8.10-a e 8.10-b mostram também o comportamento dos módulos quando é interrompido o fornecimento de corrente do painel fotovoltaico (por efeito do controlador de carga). Durante esses períodos o painel trabalha em circuito aberto e, como foi mostrado na seção 3.4, não é interrompida a corrente através dos módulos, sendo que uns passam a ser cargas dos outros, pois os mesmos são diferentes e não dispõem de diodos de bloqueio. Desta forma, o módulo 9 consome praticamente toda a corrente gerada pelo módulo 1, o 3 consome a do 2 e o 8 consome a do 5. Os módulos 4 e 7, ambos de características semelhantes, comportam-se como geradores, sendo que a corrente por eles fornecida, que coincide com a fornecida pelo módulo 1 e não consumida pelo 9, é consumida pelos módulos 3 e 8.

Durante os períodos em que o painel trabalha em circuito aberto, aumenta a tensão dos módulos fotovoltaicos e das associações paralelas a que pertencem, aumentando a tensão das associações série e do painel, como mostra a Fig.8.10 em torno das 13:30 e as 15:30 horas.

### 8.3.2 – Simulação do comportamento dos módulos e do painel fotovoltaico

Para a simulação do comportamento da temperatura das células foram testados vários modelos, incluindo o definido no Cap.3. O modelo da Eq.3.22 considera a temperatura ambiente,

a radiação solar incidente e o parâmetro *NOCT* (temperatura normal de operação das células). Os resultados deste modelo acompanham a tendência de variação das temperaturas monitoradas porém a superestimam a maioria das vezes, sendo maiores as diferenças quando aumenta a velocidade do vento (o parâmetro *NOCT* está definido para uma velocidade do vento de 1 m/s). No intuito de diminuir essas diferenças foram testados modelos que consideram a velocidade do vento (ver Duffie e Beckman, 1991, King, 1996, TamizhMani *et al*., 2003), comprovando-se que os mesmos também acompanham o comportamento da temperatura, porém, a subestimam a maior parte do tempo. Entre estes últimos, o modelo que apresentou melhores resultados foi o definido por Servant (1986) (segundo Lasnier e Ang, 1990) e é mostrado na Eq.8.2:

$$T_c = T_{amb} + c_G \left(1 + c_{Tamb}\, T_{amb}\right)\left(1 - c_v\, V_v\right) G \tag{8.2}$$

onde $c_G$ = 0,0138 ºC/W/m², $c_{Tamb}$ = 0,031 1/ºC e $c_v$ = 0,042 s/m são coeficientes obtidos experimentalmente, relacionados com a radiação solar, a temperatura ambiente e a velocidade do vento, respectivamente.

A Fig.8.11 compara o comportamento da temperatura de um dos módulos do sistema híbrido experimental com a simulada pelas equações Eqs.3.22 e 8.2 para dois dias de funcionamento, sendo que a temperatura ambiente e a velocidade do vento foram superiores a 20 ºC e 1 m/s durante as horas de sol. A velocidade do vento considerada na Eq.8.2, monitorada a 10 m de altura, não foi corrigida para a altura do módulo (6,5 m), pois um teste preliminar na Eq.2.36, mostrou uma diferença que causa um erro inferior à incerteza na determinação da temperatura ambiente considerada.

Considerando que uma das equações superestima e a outra subestima a temperatura dos módulos, foi empregada para as simulações realizadas neste trabalho uma temperatura média, resultado da aplicação das equações Eqs.3.22 e 8.2:

$$T_c = T_{amb} + \frac{1}{2}\left[\frac{NOCT - 20}{800} + c_G \left(1 + c_{Tamb}\, T_{amb}\right)\left(1 - c_v\, V_v\right)\right] G \tag{8.3}$$

Com o conhecimento da temperatura dos módulos e da radiação solar pode ser traçada a curva característica de cada um deles e a resultante para o painel fotovoltaico, empregando as equações relacionadas no Cap.3 e os procedimentos para a associação série e paralela de módulos fotovoltaicos.

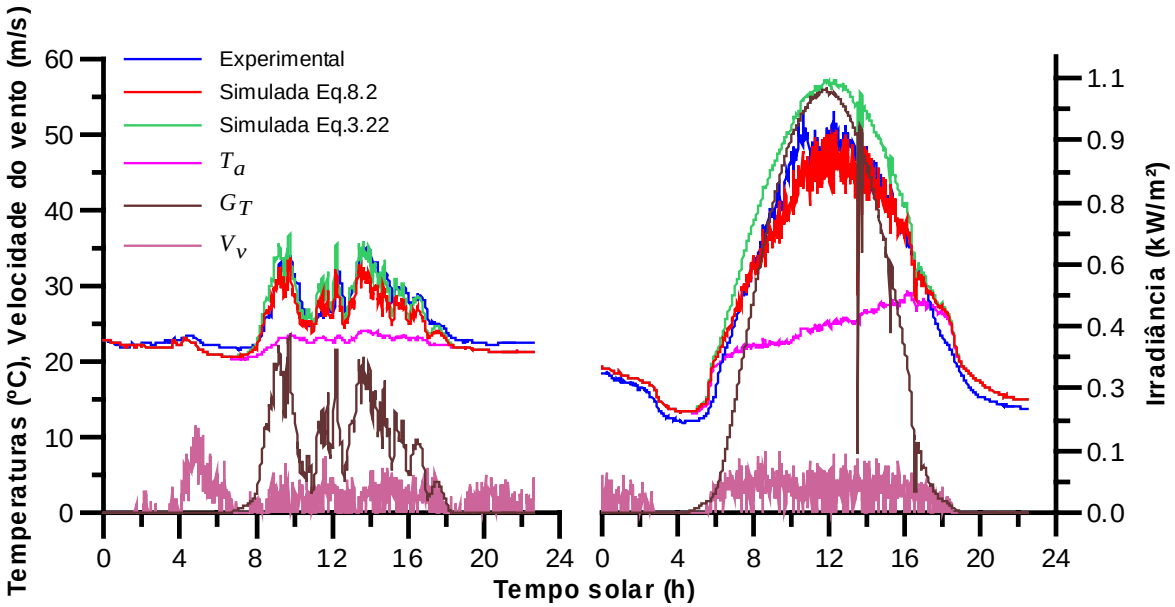



Figura 8.11 – Comportamento da temperatura do módulo 2 durante dois dias: real e simulada ($T_a$: temperatura do aerogerador; $G_T$: irradiância no plano inclinado; $V_v$: velocidade do vento (local)).

Na Fig.8.12 são comparadas a corrente real fornecida pelo painel fotovoltaico durante dois dias de funcionamento e as resultantes da simulação quando são empregadas as temperaturas monitoradas dos módulos e as obtidas a partir dos dados também monitorados de radiação solar, temperatura ambiente e velocidade do vento, comprovando-se a validade do equacionamento empregado, incluindo a Eq.8.3, para a simulação do comportamento dos equipamentos fotovoltaicos. O ponto de trabalho do painel e dos módulos foi determinado a partir da tensão do banco de baterias do sistema, considerando a queda de tensão nos condutores elétricos ($R_c$), conforme o procedimento ilustrado na Fig.8.13.

Na Fig.8.13, $\Delta V_p$, $\Delta V_1$ e $\Delta V_2$ representam intervalos de tensão que podem ser ajustados em função da precisão desejada, tendo sua diminuição uma relação inversamente proporcional ao tempo necessário para a determinação da corrente do painel. Neste trabalho foram empregados valores de 0,01 V, 0,05 V e 0,01 V, respectivamente, sendo o processo iterativo bastante rápido e os resultados satisfatórios, como mostrado na Fig.8.12.

## 8.4 – Simulação da tensão do banco de baterias

Para a simulação do comportamento da tensão do banco de baterias foram empregadas as equações relacionadas na seção 5.2.8.2. A Fig.8.14 compara os resultados experimentais da

tensão do banco de um dia de funcionamento do sistema híbrido experimental com os simulados para o mesmo período.

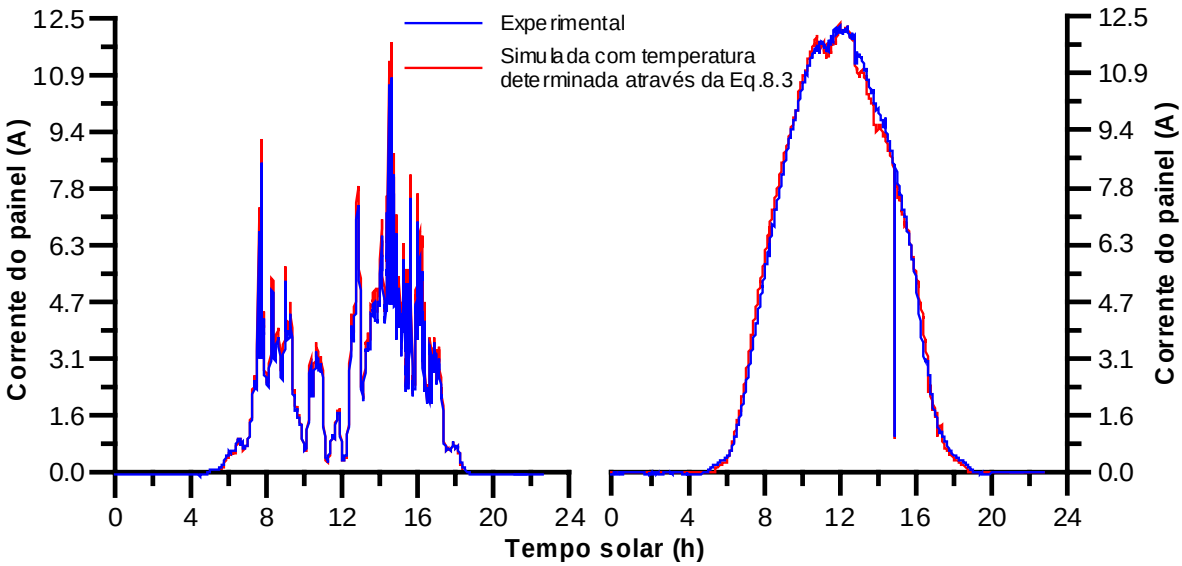



Figura 8.12 – Simulação da corrente do painel fotovoltaico considerando a polarização devida à tensão do banco de baterias, empregando a temperatura determinada através da Eq.8.3.

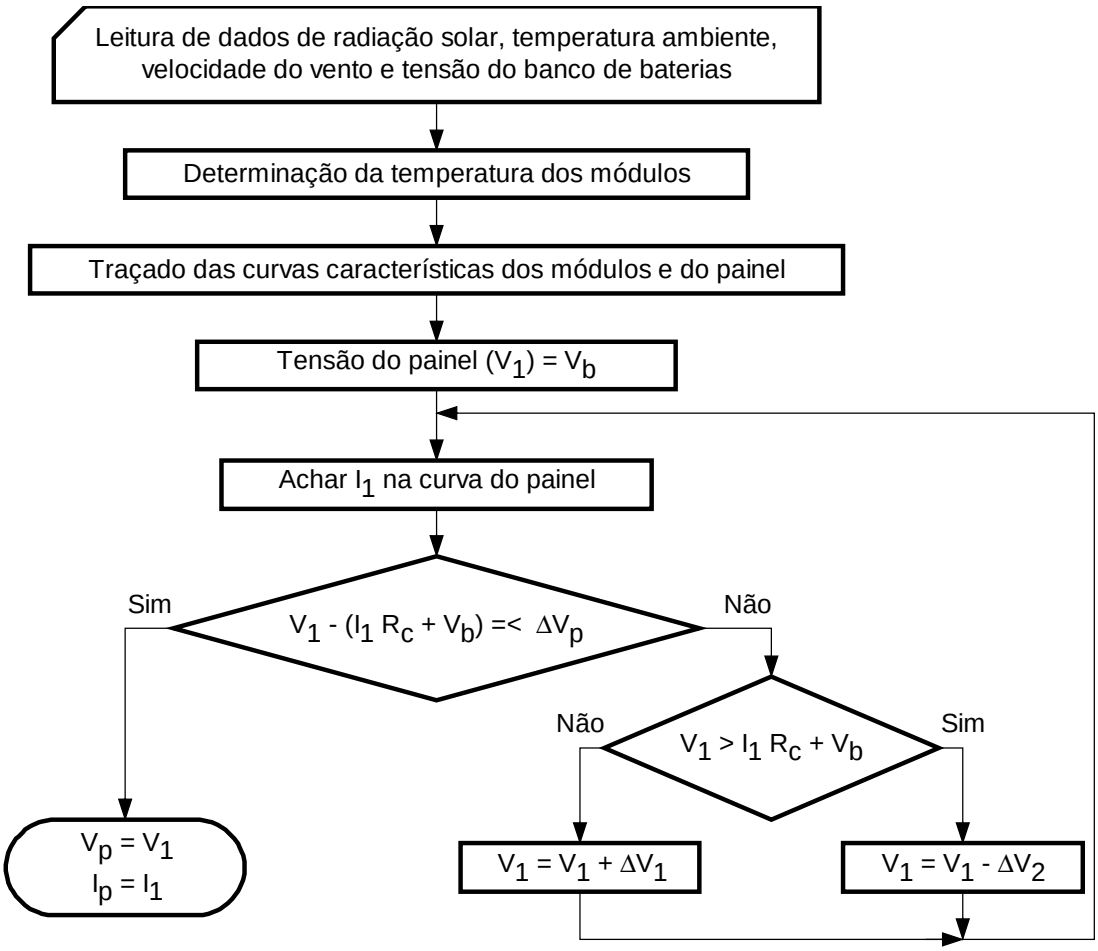



Figura 8.13 – Fluxograma da determinação da corrente do painel fotovoltaico.

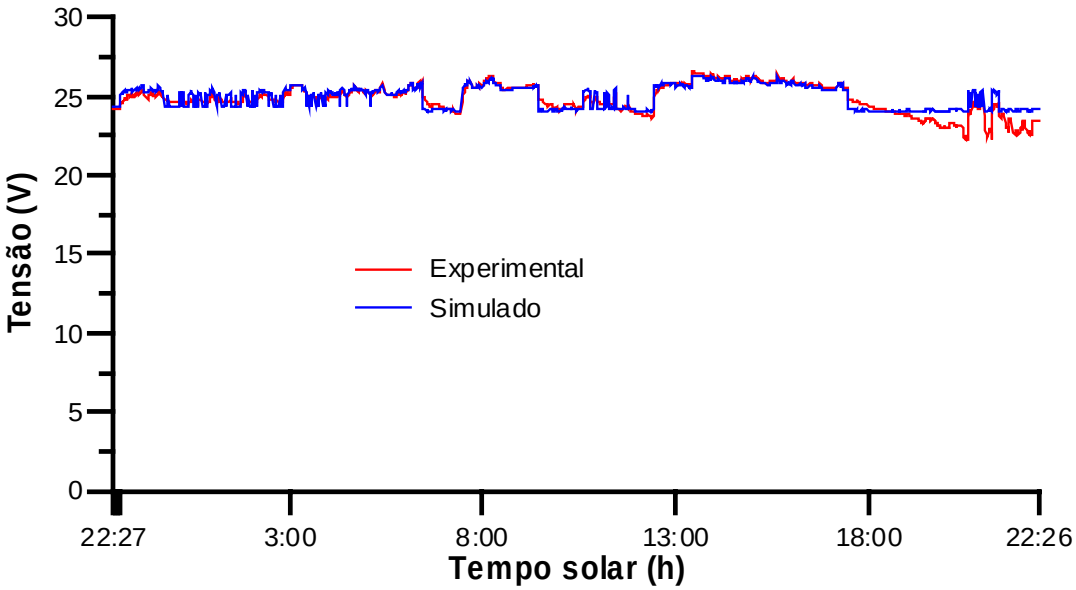



Figura 8.14 – Simulação da tensão do banco de baterias do sistema híbrido experimental.

Para a simulação mostrada na Fig.8.14 foi empregada a corrente experimental do banco de baterias do dia considerado, sendo que o estado de carga do banco no início da simulação foi estimado a partir do primeiro valor de tensão monitorado, considerando a relação linear entre estado de carga e tensão da Fig.5.2.

Alguns autores têm demonstrado que é possível uma estimação mais precisa da tensão das baterias que a mostrada na Fig.8.14 (ver Protogeropoulos *et al*., 1994), porém seu procedimento exige uma caracterização prévia da bateria cuja tensão seria simulada. Como isto é impossível de ser realizado na prática para a quase totalidade das instalações autônomas que empregam armazenamento de energia em baterias, não é adequado empregar os modelos resultantes, por enquanto, para simular a tensão de outras baterias.

O modelo de Copetti *et al*., 1993, foi escolhido por ser um modelo geral, possível de aplicar a qualquer bateria (de Chumbo-ácido), sendo observadas diferenças máximas da ordem de 1,5 V entre os valores reais e simulados em algumas situações, fundamentalmente quando a corrente da bateria troca de sentido, isto é, quando a bateria passa da carga para a descarga e vice-versa. Por outro lado, a análise de erros entre os valores reais e simulados para períodos diários (ou maiores) mostra que os mesmos são muito pequenos.

Considerando o *erro médio*, indicativo do desvio médio dos valores simulados em relação aos reais (Eq.8.4) e o *erro quadrático médio*, indicativo da variação dos valores simulados em relação aos experimentais (Eq.8.5), comprova-se que os mesmos são pequenos. Para o dia analisado eles têm valores de -0,10 V e 0,43 V, respectivamente, muito aproximados dos obtidos por Copetti *et al*., 1993, para uma temperatura de 25 ºC (-0,06 V e 0,49 V).

$$\mathrm{EM} = \frac{1}{N}\sum_{i=1}^{N} \mathrm{VC}_i - \mathrm{VM}_i \tag{8.4}$$

$$\mathrm{EQM} = \sqrt{\frac{1}{N}\sum_{i=1}^{N} \left(\mathrm{VC}_i - \mathrm{VM}_i\right)^2} \tag{8.5}$$

onde EM e EQM representam o erro médio e o erro médio quadrático, respectivamente, VM representa os valores medidos e VC os calculados (simulados) da tensão do banco de baterias e *N* é o número de amostras da série de tensão experimental.

## 8.5 – Análise do comportamento do sistema híbrido experimental durante um período de 2 dias

Os resultados mostrados nesta seção têm por objetivo a visão do funcionamento integrado dos diversos componentes do sistema híbrido experimental, a partir das relações entre os geradores e suas energias primárias correspondentes, somado ao papel do banco de baterias para garantir a satisfação da demanda. Os resultados correspondem a valores médios horários.

As Figs.8.15 e 8.16 mostram que, como era de se esperar, o perfil da potência produzida pelos geradores segue o perfil das fontes primárias correspondentes. Em relação ao aerogerador, comprova-se que a máxima potência produzida tem valor semelhante ao máximo observado durante a sua caracterização (Fig.6.3). Já o painel fotovoltaico, de 420 W em condições padrão, forneceu uma potência máxima em torno de 300 W, inclusive durante um dia de céu limpo (Fig.8.16). Esta redução tão significativa (ao redor de 28%) é motivada pela ação conjunta da influência da temperatura sobre o painel e o fato do painel estar constituído por módulos diferentes, incluindo dois de apenas 30 células, que modificam substantivamente a forma da curva *I-V* (ver Figs.8.7, 8.8 e 8.9).

Em qualquer dos períodos analisados, a energia demandada pela carga é sempre satisfeita, ora pela energia fornecida pelos geradores exclusivamente, como pode ser observado nos períodos em que a corrente das baterias é nula, ora pela extração de parte da energia necessária do banco de baterias (às 10 e 12 h do dia “b”, por exemplo), ora pela extração da maior parte da energia necessária do banco de baterias, como acontece em torno das 19 h do dia “a” e depois das 17 h do dia “b”.

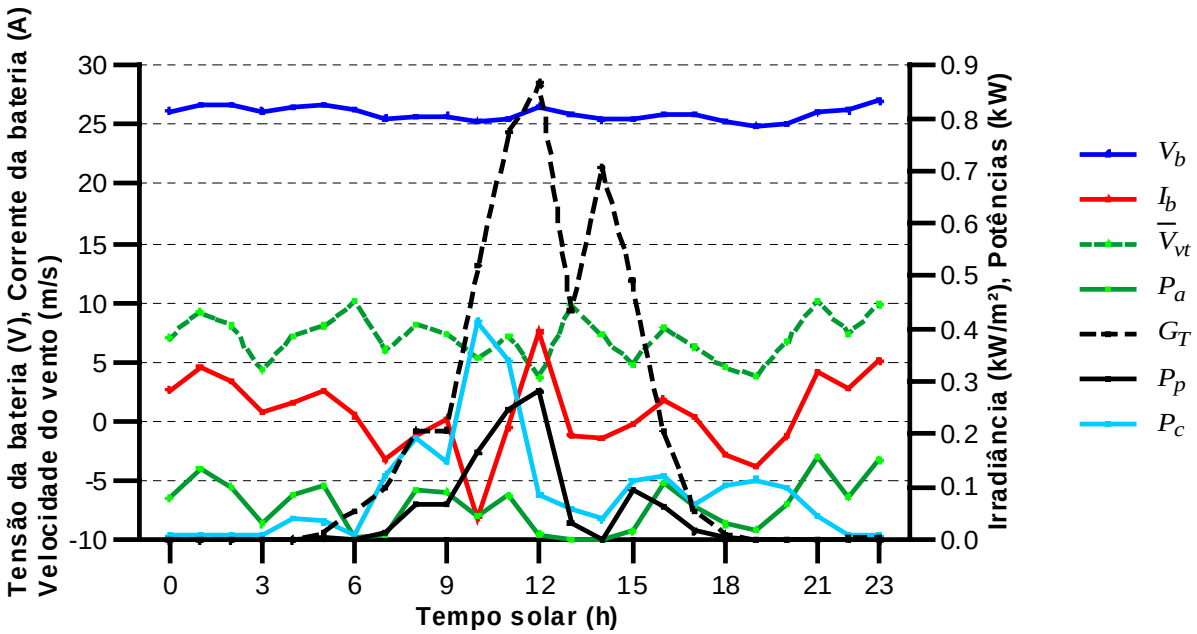



Figura 8.15 – Comportamento experimental do sistema híbrido no dia "a" ($V_b$, $I_b$: tensão e corrente das baterias, $\overline{V}_{vt}$: velocidade do vento no túnel (média), $P_a$, $P_p$, $P_c$: potências do aerogerador, o painel fotovoltaico e as cargas, $G_T$: irradiância sobre o plano do painel).

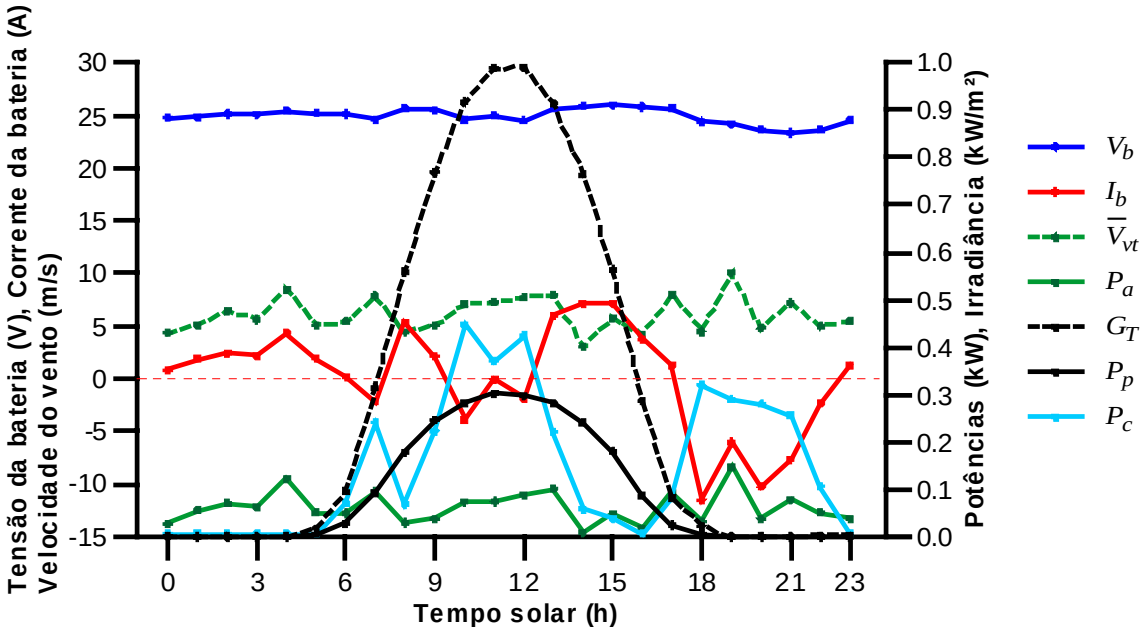



Figura 8.16 – Comportamento experimental do sistema híbrido no dia "b" ($V_b$, $I_b$: tensão e corrente das baterias, $\overline{V}_{vt}$: velocidade do vento no túnel (média), $P_a$, $P_p$, $P_c$: potências do aerogerador, o painel fotovoltaico e as cargas, $G_T$: irradiância sobre o plano do painel).

Comprova-se nas Figs.8.15 e 8.16 o papel do banco de baterias no sistema, armazenando energia nos períodos em que não há consumidores conectados (início das madrugadas e final das noites), ou quando a magnitude das energias primárias é elevada e o consumo é baixo (ao meio-dia no dia "a" e em torno das 15 h do dia "b", por exemplo).

De modo dinâmico comprova-se que a corrente da bateria flui em um ou outro sentido, segundo a relação entre a potência demandada pelos aparelhos e a fornecida pelos geradores, aumentando ou diminuindo a energia armazenada e a capacidade disponível do banco de baterias, de modo a satisfazer o balanço energético do sistema.

Na Fig.8.15 comprova-se uma diminuição da potência do painel fotovoltaico em torno das 14 h, embora a irradiância fosse elevada. Isto se explica pelo fato de que logo após as 13 h, o banco de baterias alcançou sua tensão máxima de carga, sendo desligados os geradores. Não obstante, a irradiância foi elevada durante o período, o mesmo ocorrendo com a potência fornecida pelo painel (ambos antes do desligamento), de modo que, na média da hora, a potência do painel teve valor diferente de zero. Entre as 13 e 14 h os geradores permaneceram desligados. Casualmente, durante este período houve uma diminuição da demanda, de forma que a descarga do banco de baterias foi lenta, como também mostra a Fig.8.15, alcançando-se a tensão de re-conexão após as 14 h. Desse modo, a potência do painel, que às 15 h poderia ser maior, mostra um valor em torno de 100 W, pois também corresponde à média da hora (neste caso das 14 h às 15 h).

A análise integral da energia fornecida pelos geradores mostra que embora a capacidade da componente solar seja maior, a possibilidade de manifestação do vento durante todo o dia resulta em uma energia diária semelhante, demonstrando a possibilidade de complementação das energias solar e eólica, uma vez integradas em um sistema híbrido, para satisfazer uma demanda comum. A Tab.8.2 resume a análise energética dos dias das Fig.8.15 e Fig.8.16, considerando os períodos noturnos e diurnos.

Tabela 8.2 – Balanço de energia diária para os dias representados nas Figs.8.15 e 8.16

| | **Produção (kWh)** | | | | **Demanda (kWh)** | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | Eólica | | Solar | | | |
| | Dia | Noite | Dia | Noite | Dia | Noite |
| Dia “a” | 0,64 | 0,90 | 1,04 | -0,02 | 1,83 | 0,34 |
| Dia “b” | 0,80 | 0,69 | 2,24 | -0,01 | 2,56 | 0,97 |
| Total | 3,03 | | 3,26 | | 5,72 | |

## 8.6 – Produção energética do sistema híbrido experimental durante um mês de funcionamento

A Tab.8.3 mostra a energia média diária produzida pelos geradores do sistema híbrido

experimental para um período de funcionamento de 30 dias (ininterruptos), assim como a consumida pelas cargas.

Observa-se que existe diferença entre a energia fornecida e a consumida pelas cargas do sistema. Esta diferença de energia é armazenada no banco de baterias, representando um ganho total aproximado de 1,5 kWh. A energia disponível para cada tipo de recurso (e a eficiência de conversão) foi determinada considerando a área do aerogerador (1,04 m²) e do painel fotovoltaico (3,58 m²), a partir dos valores de velocidade do vento do túnel (de conteúdo energético determinado através da Eq.2.37) e de radiação solar sobre o plano inclinado (medida diretamente em W/m²). As eficiências mostradas foram determinadas a partir dos valores médios diários, sendo em ambos casos inferiores em 0,1% à média obtida a partir dos valores diários.

Tabela 8.3 – Energia diária em média mensal relacionada com os componentes do sistema híbrido experimental

| **Fonte** | **Fornecida (kWh)** | **Disponível (kWh)** | **Eficiência (%)** | **Demanda (kWh)** |
|---|---|---|---|---|
| Eólica | 1,02 | 4,16 | 24,6 | |
| Solar | 1,33 | 15,38 | 8,6 | |
| Total | 2,35 | | | 2,30 |

É importante ressaltar que, embora alguns elementos de consumo do sistema híbrido experimental fossem ativados à noite, o maior consumo aconteceu durante as horas do dia, comportamento este devido ao interesse de aproveitar o máximo da energia solar. No entanto outros perfis de carga poderiam ter sido considerados, entre eles os devidos a um consumo constante durante todo o dia ou durante o período noturno, sendo que em ambos casos os geradores do sistema poderiam ser incapazes de garantir o funcionamento dos elementos de consumo durante todo o período. Para satisfazer esses perfis poderia ser necessário modificar o tamanho dos geradores ou do banco de baterias ou ainda a magnitude do consumo.

### 8.6.1 – Simulação do comportamento do sistema híbrido experimental durante o mês de funcionamento

Para a simulação do comportamento do sistema híbrido experimental nos dias de funcionamento, os dados de radiação solar e velocidade do vento do túnel foram reduzidos a valores médios horários. Estas grandezas são imprescindíveis, pois representam as energias primárias que determinam o funcionamento do aerogerador e do painel fotovoltaico. A

temperatura ambiente e o consumo da instalação também foram reduzidos a valores médios horários, a primeira por ser uma das variáveis consideradas no modelo do comportamento dos módulos fotovoltaicos e a segunda, para operar o sistema simulado com o mesmo perfil de carga com que funcionou o sistema híbrido experimental. Para os níveis de tensão do controlador de carga foram considerados os mesmos valores do período de avaliação experimental, determinando-se o estado de carga no inicio da simulação a partir da tensão do banco de baterias correspondente à primeira hora do arquivo da simulação, considerando a relação linear mostrada na Fig.5.2.

A Tab.8.4 mostra a energia diária média fornecida pelos geradores durante o período, obtida através da simulação. Comprova-se para o painel fotovoltaico que os valores reais e simulados são praticamente iguais. Já no caso do aerogerador, a diferença é da ordem de 22%, podendo ser feitas as seguintes observações:

1. A tensão das baterias afasta-se em determinados períodos do comportamento real, fazendo com que os geradores se desconectem prematuramente e que permaneçam desconectados por várias horas na simulação. Deste modo, perde-se uma porcentagem de energia, resultando na redução observada em relação à energia fornecida pelo aerogerador, por exemplo. A energia deixada de fornecer pelo aerogerador devido a este efeito é de 0,23 kWh, que junto ao valor de 0,80 kWh mostrado na Tab.8.4, somam 1,03 kWh médios diários, valor muito aproximado do real (1,02 kWh).
2. Considerando que pelo mesmo efeito a produção do painel fotovoltaico está igualmente reduzida, seu valor, tendo em conta as horas perdidas deve ser superior aos 1,31 kWh indicados na Tab.8.4.

Tabela 8.4 – Energia diária em média mensal dos geradores obtida através da simulação, com consumo igual ao empregado durante o funcionamento do sistema híbrido experimental e estado inicial de carga do banco de baterias estimado segundo a relação linear da Fig.5.2

| **Fonte** | **Experimental (kWh)** | **Simulada (kWh)** | **Demanda (kWh)** |
|---|---|---|---|
| Eólica | 1,02 | 0,80 | |
| Solar | 1,33 | 1,31 | |
| Total | 2,35 | 2,10 | 2,30 |

### 8.6.1.1 – Simulação do comportamento do sistema híbrido experimental para várias condições da temperatura das células solares e do estado de carga das baterias

Na procura de resultados mais aproximados dos reais, foram feitas algumas modificações no estado de carga das baterias e na temperatura das células solares.

Em relação ao estado de carga do banco de baterias não é difícil compreender que sendo maior, mais rapidamente se alcançará a tensão de interrupção de carga, sendo desligados os geradores, dando explicação à diminuição da energia fornecida.

Para comprovar esta questão, foram feitas várias simulações modificando o estado inicial de carga do banco de baterias. A Tab.8.5 mostra os resultados, comprovando-se o aumento da energia fornecida pelo aerogerador, devido à diminuição da atuação do controlador de carga, até um ponto em que a atuação do controlador é mínima e continuar diminuindo o estado de carga inicial não oferece resultados significativos, além do que "fisicamente" carece de sentido um estado de carga tão baixo, pois as baterias não estavam descarregadas.

Tabela 8.5 – Efeito da carga inicial do banco de baterias sobre a energia estimada

| | | **Energia simulada (kWh)** | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| **EC inicial (%)** | **Tempo sem fornecimento (h)** | **Efetiva** Eólica | Solar | **Potencial** (considerando parcela não fornecida) Eólica | Solar |
| 100 | 143 | 0,77 | 1,27 | 1,04 | 1,50 |
| 90 | 48 | 0,92 | 1,43 | 1,03 | 1,67 |
| 85 | 42 | 0,94 | 1,45 | 1,03 | 1,67 |
| 80 | 38 | 0,94 | 1,46 | 1,03 | 1,67 |
| **75** | **35** | **0,96** | **1,47** | **1,03** | **1,67** |
| 70 | 30 | 0,96 | 1,49 | 1,01 | 1,67 |
| 65 | 28 | 0,97 | 1,50 | 1,01 | 1,67 |
| 55 | 23 | 0,98 | 1,53 | 1,01 | 1,67 |
| 40 | 17 | 0,98 | 1,58 | 1,01 | 1,68 |

Nota: O período de simulação corresponde a 715 h

Considerando que o estado inicial de carga do banco de baterias fosse de 75%, a energia do painel fotovoltaico seria superior a 10% em relação à real mostrada na Tab.8.3.

A Tab.8.6 mostra o efeito da temperatura das células sobre a estimativa da energia fornecida pelo painel fotovoltaico durante o período de 30 dias, sendo que o fator indicado, $F_{ct}$, é

empregado para modificar a temperatura das células em relação à obtida através da Eq.8.3, apenas para testar a sensibilidade da simulação.

Nas Tabs.8.5 e 8.6 as duas últimas colunas indicam a energia que poderiam fornecer o aerogerador e o painel fotovoltaico, respectivamente, caso fosse quantificada a porção não considerada devido à ação do controlador de carga, isto é, devido ao efeito da desconexão dos geradores. A potência do aerogerador durante os períodos de desconexão foi estimada a partir da curva característica, isto é, a potência correspondente à velocidade do vento da hora(s) em questão. Já no caso do painel fotovoltaico, a potência foi estimada a partir da curva característica correspondente às condições do momento (radiação solar, temperatura ambiente e velocidade do vento) e uma tensão de 28,2 V para o banco de baterias.

Tabela 8.6 – Efeito da temperatura das células solares sobre a energia estimada

| | | **Energia simulada (kWh)** | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| $F_{ct}$ | **Tempo sem fornecimento (h)** | **Efetiva** | | **Potencial** (considerando parcela não fornecida) | |
| | | Eólica | Solar | Eólica | Solar |
| 0,95 | 37 | 0,95 | 1,49 | 1,03 | 1,70 |
| 1,10 | 27 | 0,97 | 1,44 | 1,02 | 1,59 |
| 1,20 | 21 | 0,98 | 1,40 | 1,02 | 1,40 |
| 1,30 | 10 | 0,99 | 1,36 | 1,01 | 1,40 |

$F_{ct}$: Fator de modificação da temperatura

## 8.7 – Simulação de sistemas híbridos eólico-fotovoltaicos para diversas condições de recursos energéticos e perfis de carga

A partir dos modelos dos diferentes componentes do sistema híbrido foi elaborado um programa computacional para a simulação do comportamento dos mesmos quando operando em diferentes condições de radiação solar, temperatura ambiente e velocidade do vento, assim como com diferentes tamanhos dos geradores, do banco de baterias e dos consumidores.

Todos os resultados simulados mostrados neste capítulo foram obtidos com o emprego deste programa computacional, denominado PVWIND, cuja tela principal é mostrada na Fig.8.17.

As tabelas Tab.8.5 e Tab.8.6 mostraram resultados simulados semelhantes aos obtidos durante o funcionamento do sistema híbrido experimental, confirmando a validade dos modelos

dos diferentes componentes e as possibilidades de sua integração para a simulação de sistemas híbridos eólico-fotovoltaicos.

A Fig.8.17 mostra a tela principal do programa de simulação de sistemas híbridos eólico-fotovoltaicos PVWIND, desenvolvido nesta Tese e para o qual foram empregadas algumas unidades que estavam sendo elaboradas como parte do pacote de programas SOLARCAD (Krenzinger *et al.*, 1998). O programa foi desenvolvido com linguagem de programação Visual Basic, contando com os núcleos principais mostrados a seguir e explicitados nas seguintes seções:

1 – dimensionamento do painel fotovoltaico, do banco de baterias e do gerador eólico;

2 – definição do perfil de consumo;

3 – caracterização local e entrada de dados relacionados com os recursos energéticos;

4 – correção da radiação solar para o plano inclinado e da velocidade do vento para a altura do aerogerador (quando necessários);

5 – simulação;

6 – apresentação dos resultados e armazenamento;

7 – manipulação de arquivos de configurações de sistemas híbridos.

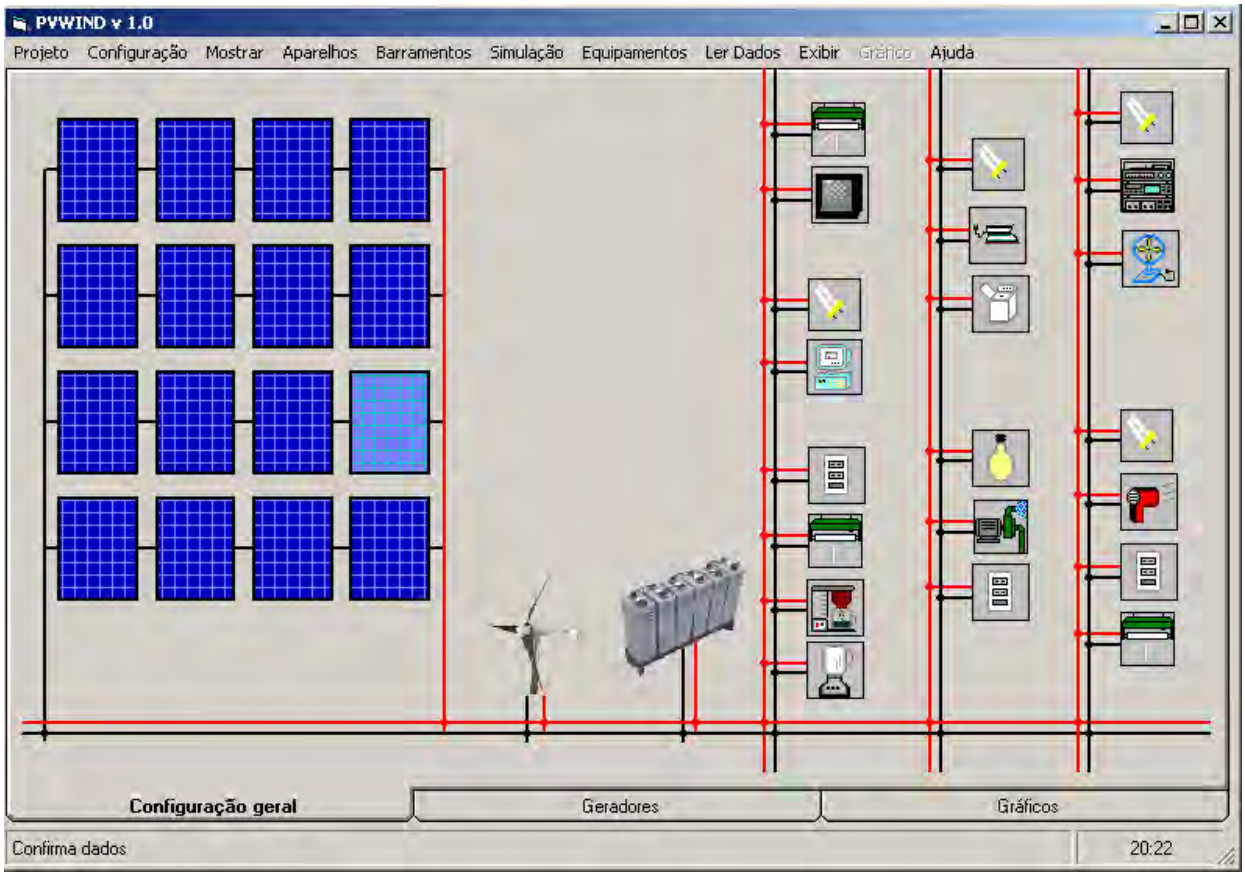



Figura 8.17 – Tela principal do programa de simulação PVWIND.

### 8.7.1 – Características gerais do programa PVWIND

O programa PVWIND conta com um menu principal onde se encontram todas as opções das diferentes operações que podem ser realizadas durante sua execução, que incluem a manipulação de arquivos e de componentes (geradores, aparelhos consumidores e baterias). Algumas das opções (e outras) aparecem em menus *pop-up*, visualizados ao clicar o botão direito do *mouse* sobre os componentes.

Todos os componentes dispostos na janela de *Configuração geral* do programa são tratados como objetos, podendo ser movimentados livremente.

O programa explora o conceito de barramento analisado no Cap.5, sendo necessária a colocação de ao menos um no sistema, antes de poder colocar algum aparelho consumidor. A opção *Barramentos* do menu principal permite colocar barramentos de CC e de CA (embora o programa ainda não esteja preparado para o tratamento de inversores e consumidores de CA), sendo que os barramentos de CC aparecem diferenciados com o positivo em cor vermelha e o negativo com cor preta (os de CA são azuis).

O programa oferece a possibilidade de editar os diferentes componentes do sistema, para modificar seus parâmetros ou para armazená-los como novos componentes nas bases de dados, e emprega para a simulação o equacionamento analisado nos capítulos precedentes desta Tese.

Outras características mais especificas serão analisadas a seguir junto aos núcleos principais do programa.

### 8.7.2 – Dimensionamento do painel fotovoltaico, do banco de baterias e do gerador eólico

Na abertura, o programa PVWIND mostra sua tela principal com a estrutura de um painel fotovoltaico constituído por dois módulos em série. Para a definição das características dos módulos é oferecida a tela independente mostrada na Fig.8.18, onde devem ser definidos os parâmetros elétricos do módulo sendo identificado, isto é, os dados característicos da sua curva *I-V* em condições padrão e o tipo de diodo de *bypass* que possui. A outra possibilidade para a definição de um módulo é a sua escolha a partir de uma base de dados própria, na qual estão armazenadas as características elétricas de vários módulos fotovoltaicos comerciais. A base é acessada a partir da própria tela representada na Fig.8.18 e, além de oferecer as informações sobre os módulos, permite que outras novas sejam armazenadas. As informações de radiação solar e temperatura das células solicitadas neste momento, servem apenas para uma

comprovação imediata da curva do módulo (e/ou do painel) nessas condições, antes de começar a simulação (as condições podem ser diferentes em cada módulo).

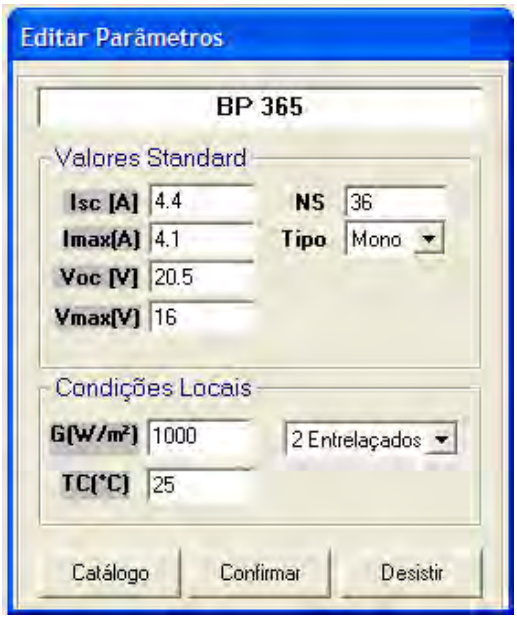



Figura 8.18 – Formulário para a definição dos parâmetros dos módulos fotovoltaicos.

Para o dimensionamento do painel para tensões e correntes maiores podem ser feitas combinações série e paralelo de módulos fotovoltaicos, através das teclas do movimento do cursor (teclas de flechas), obtendo-se como resultado painéis como o mostrado na Fig.8.17. As teclas do movimento do cursor no sentido vertical são as responsáveis pelo número de módulos em paralelo (modificando a corrente), ficando as do movimento horizontal para a definição do número em série (modificando a tensão do painel).

Na abertura o programa mostra um ícone que representa o aerogerador do sistema híbrido a simular, sendo possível escolher um ou vários deles (atualmente do mesmo modelo). Clicando sobre este componente com o botão direito do *mouse* é possível "editá-lo", aparecendo uma nova janela para este fim (como a mostrada na Fig.8.19), sendo também possível escolher o aerogerador a partir de uma base de dados própria. Assim como no caso dos módulos, os parâmetros podem ser modificados e podem ser armazenados novos aerogeradores. A Fig.8.19 mostra que entre os dados do aerogerador encontram-se os relativos à sua curva de potência, os quais podem ser preenchidos com os dados fornecidos pelos fabricantes ou previamente reproduzidos a partir dos parâmetros do aerogerador (como mostrado na seção 4.4).

No caso do banco de baterias do sistema híbrido, que também aparece como um ícone durante a apresentação do programa, devem ser definidos os parâmetros seguintes: tensão e capacidade nominal, assim como a corrente e a capacidade para o regime de descarga em 10 h.

Na janela obtida para este fim devem ser identificados também os níveis de funcionamento do controlador de carga.

Figura 8.19 – Formulário para a seleção/atualização do aerogerador.

### 8.7.3 – Definição do perfil de consumo

Para a definição do perfil de consumo devem primeiramente ser escolhidos os aparelhos que farão parte do sistema. Para isto, é oferecida a opção *Aparelhos* no menu principal que mostra uma janela como a representada na Fig.8.20-a.

Para "instalar" um aparelho no sistema, o ícone que o representa deve ser arrastado até a tela principal do programa. Se a opção *Ligar ao barramento mais próximo* estiver ativada, o aparelho será ligado automaticamente ao barramento mais próximo, a partir da posição onde é "largado" na janela de *Configuração geral*. Recomenda-se a habilitação de vários barramentos para dispor os aparelhos agrupados em diferentes circuitos.

Uma vez instalado um aparelho, é possível definir sua potência nominal e seu consumo diário a partir da opção correspondente obtida no menu *pop-up*, obtido ao clicar o botão direito do *mouse* sobre o aparelho. A Fig.8.20-b mostra o formulário para esta opção.

### 8.7.4 – Caracterização local e entrada de dados relacionados com os recursos energéticos

A opção de entrada de dados, obtida através do menu principal, permite a escolha de um arquivo de dados onde devem estar armazenados os valores dos recursos energéticos do local de instalação do sistema híbrido a ser analisado, isto é, radiação solar e velocidade do vento, além da temperatura ambiente. Os valores dessas grandezas devem estar armazenados por linhas no arquivo de dados, e na seqüência mencionada.

Além disto, nesta etapa é possível identificar o local da instalação do sistema híbrido (nome, latitude e longitude), assim como identificar se os dados de radiação solar correspondem à superfície horizontal ou inclinada e as alturas do aerogerador do sistema e a do anemômetro com que foram medidos os dados de velocidade do vento. Também é possível definir o ângulo de inclinação para os módulos fotovoltaicos.

(a) (b)

Figura 8.20 – a) Janela da seleção do aparelho e (b) formulário do perfil de consumo diário.

### 8.7.5 – Correção da radiação solar para o plano inclinado e da velocidade do vento para a altura do aerogerador

Se os dados de radiação solar correspondem à superfície horizontal os mesmos serão corrigidos até o ângulo de inclinação dos módulos fotovoltaicos, empregando para isto o

equacionamento explanado no Cap.2. Da mesma forma é corrigida a velocidade do vento na altura do aerogerador, nos casos em que a mesma seja diferente daquela onde foram medidos.

### 8.7.6 – Simulação

Uma vez dimensionado o painel fotovoltaico, o aerogerador e o banco de baterias, definidos os horários de funcionamento dos aparelhos da instalação e de posse dos dados dos recursos energéticos e a temperatura ambiente, o programa está em condições de simular o comportamento da instalação. Os procedimentos executados para isto são os seguintes:

1. determinação da potência do painel fotovoltaico (a partir do traçado da sua curva *I-V* e da determinação do ponto de trabalho);
2. determinação da potência do aerogerador (a partir da sua curva de potência, determinando logo o ponto de trabalho);
3. determinação da corrente dos aparelhos consumidores (a partir dos perfís de consumo individuais e a tensão das baterias no instante anterior);
4. determinação da corrente das baterias (através da aplicação da lei de Kirchoff – das correntes – no terminal positivo da mesma);
5. determinação da tensão da bateria para a corrente determinada no item anterior (através do modelo de Copetti *et al*., 1993);
6. comparação da tensão das baterias determinada, com os níveis de tensão do controlador de carga, “desconectando” ou “conectando” os geradores e as cargas adequadamente, segundo o principio de funcionamento do controlador de carga.

Estes procedimentos serão executados N vezes, sendo N o número de linhas armazenadas no arquivo de dados das variáveis energéticas, os quais devem corresponder preferentemente a intervalos de 1 h. Como resultado será obtida a potência de cada um dos geradores e a energia fornecida no período, assim como a consumida pelos aparelhos da instalação e a armazenada no banco de baterias.

A Fig.8.21 mostra o fluxograma dos procedimentos executados durante uma das iterações da simulação.

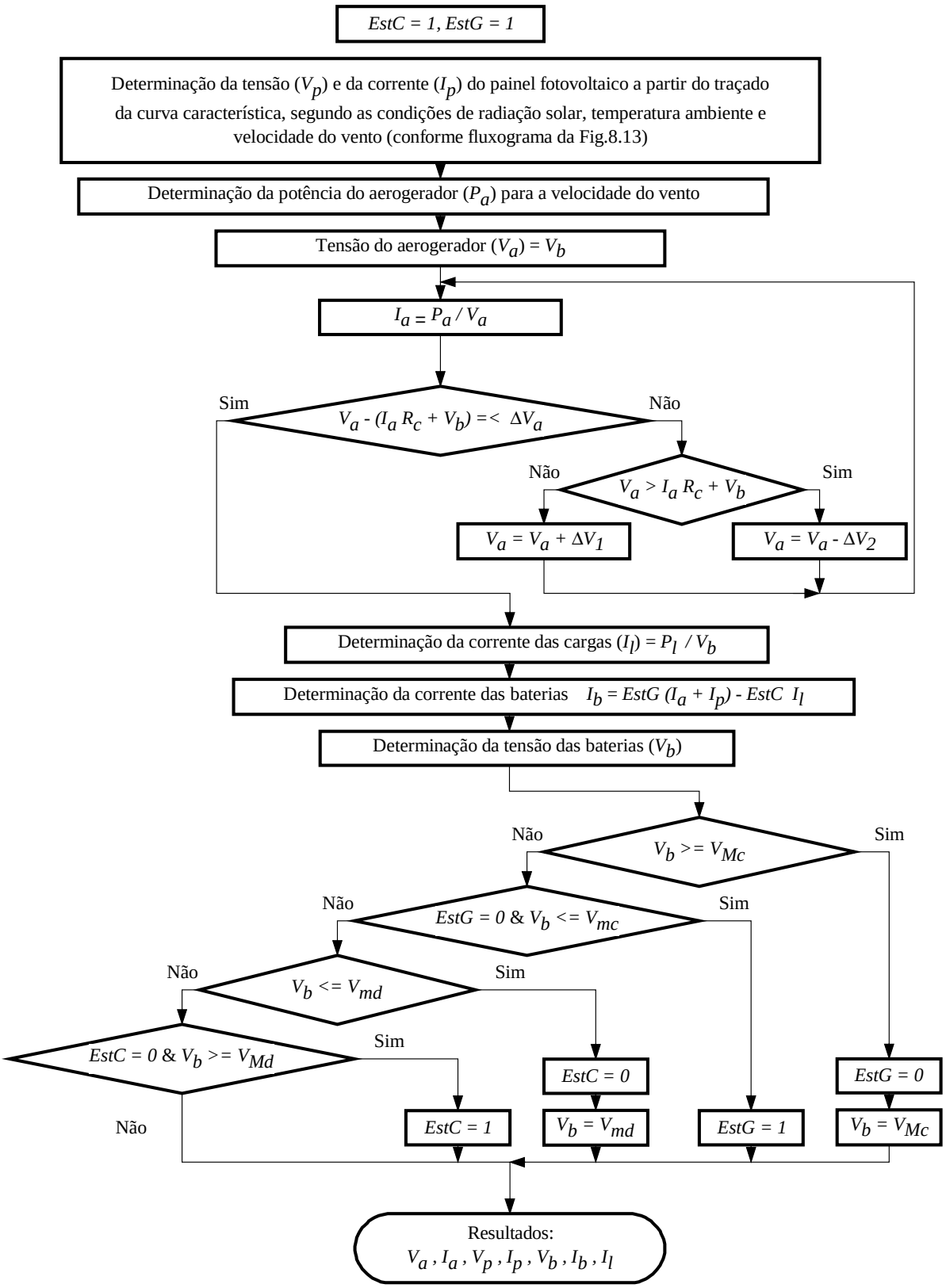



Figura 8.21 – Fluxograma do princípio de simulação do programa PVWIND (*EstG*: estado dos geradores, 1-conectados, 0-desconectados; *EstC*: estado das cargas, 1-conectadas, 0-desconectadas; $V_{Mc}$ e $V_{mc}$: tensão para a desconexão e a reconexão dos geradores, respectivamente; $V_{md}$ e $V_{Md}$: tensão para a desconexão e a reconexão das cargas, respectivamente. $P_l$, potência das cargas).

### 8.7.7 – Apresentação dos resultados e armazenamento

O comportamento das diferentes variáveis do sistema pode ser verificado de forma gráfica durante ou depois de concluída a simulação. Para isto o programa oferece a janela *Gráficos* e um formulário onde podem ser escolhidas uma ou várias das variáveis para graficá-las (a Fig.8.22 mostra os resultados para um período de simulação de 24 horas para a tensão e a corrente do banco de baterias do sistema mostrado na Fig.8.17).

O valor de todas as variáveis do sistema híbrido é armazenado em um arquivo de dados de formato ASCII, definido antes de se iniciar a simulação. Os resultados de cada iteração são salvos por linhas no arquivo de dados, isto é, uma linha por iteração (com todas a variáveis separadas por vírgulas). Isto permite uma análise dos dados em *softwares* mais apropriados.

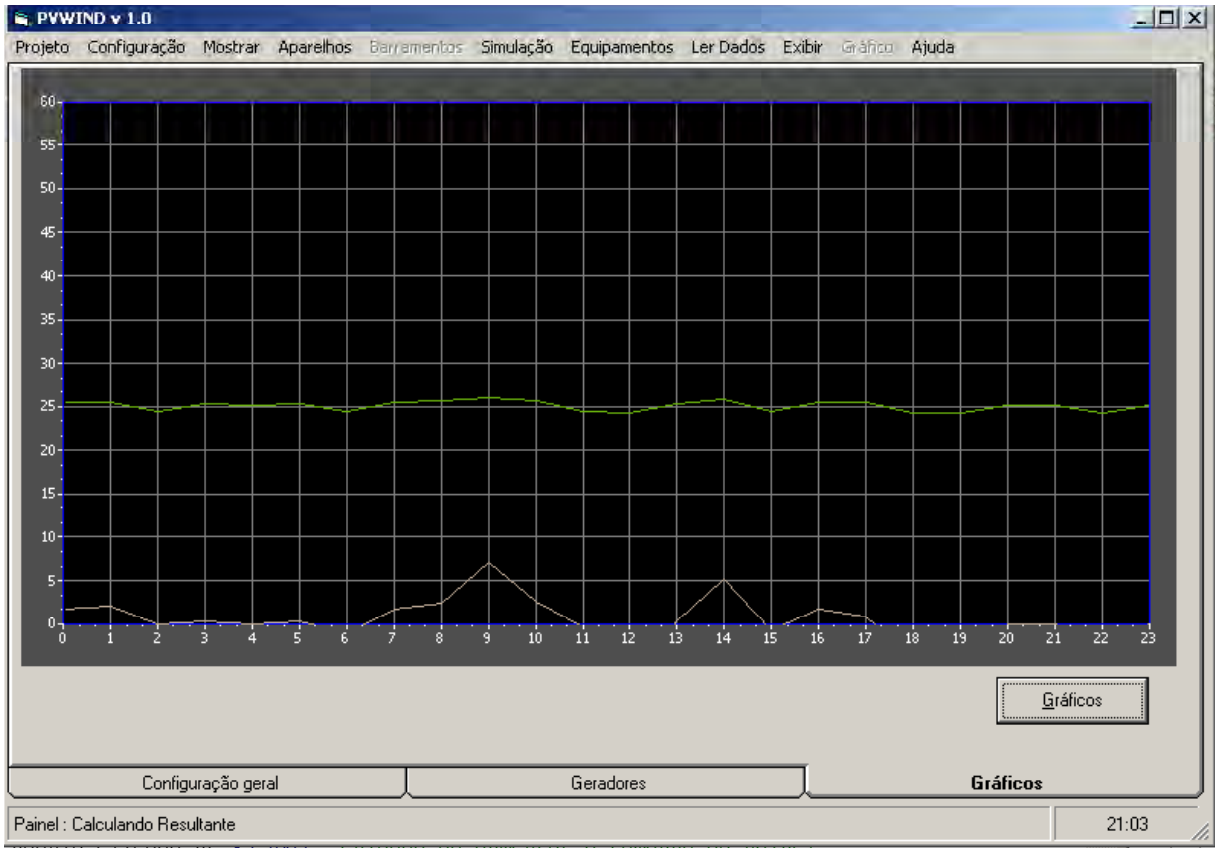



Figura 8.22 – Janela de resultados gráficos do programa PVWIND.

### 8.7.8 – Manipulação de arquivos de configurações de sistemas híbridos

A configuração do sistema híbrido sendo simulado pode ser armazenada em um arquivo de dados para uma análise posterior (com formato ASCII). Esta ou outras configurações armazenadas na memória do computador podem ser carregadas pelo programa em qualquer

momento. Com esta opção, os elementos “básicos” são inicializados (painel, aerogerador e cargas), estando o programa em condições de simular o comportamento do sistema para outras condições (ou as mesmas) dos recursos energéticos. As opções de *Salvar configuração* e *Abrir configuração* estão disponíveis no menu *Arquivo* do menu principal do programa.

## 8.8 – Caracterização do potencial eólico do túnel de vento durante o período de avaliação do sistema híbrido experimental

Os dados de velocidade do vento no túnel com os quais operou o sistema híbrido durante o período de avaliação experimental, foram reduzidos a valores médios a cada 10 minutos. Esta informação serviu de base para a caracterização energética do potencial eólico e para a determinação dos parâmetros de forma ($k$) e de escala ($c$) da função de distribuição de Weibull.

A Tab.8.7 resume os parâmetros estatísticos e energéticos do vento do túnel de vento. O fator de energia, $k_e$, e a densidade de potência foram determinados conforme explanado na seção 2.6.

Tabela 8.7 – Parâmetros estatísticos e energéticos do vento do sistema híbrido experimental

| | |
|---|---|
| Velocidade média (m/s) | 6,0 |
| Desvio padrão (m/s) | 2,7 |
| Fator de energia | 1,6 |
| Densidade de potência (W/m²) | 211 |

A Tab.8.8 mostra a classificação dos dados de velocidade do vento para intervalos de 1 m/s. A partir desta informação e empregando os métodos dos mínimos quadrados e do desvio padrão foram determinados os parâmetros da função de distribuição de Weibull, os quais são mostrados na Tab.8.9.

Os fatores de forma e de escala da função de distribuição de Weibull determinados por ambos métodos são muito semelhantes. A partir desses valores, e com o uso do equacionamento mostrado na seção 2.6.1, pode ser determinado o fator de energia. A Tab.8.9 revela que o método do desvio padrão oferece um valor para este fator, e conseqüentemente para a densidade de potência, mais aproximado aos dados reais (Tab.8.7), podendo considerar-se que os parâmetros da função de distribuição de Weibull para o vento do túnel de vento são:

$$k = 2,35$$
$$c = 6,72\ m/s$$

Tabela 8.8 – Características do vento do túnel de vento durante um período de 30 dias

| Intervalo (m/s) | Número de amostras | Freqüência relativa |
|---|---|---|
| 0 – 1 | 13 | 0,0032 |
| 1 – 2 | 205 | 0,0498 |
| 2 – 3 | 421 | 0,1022 |
| 3 – 4 | 553 | 0,1342 |
| 4 – 5 | 509 | 0,1235 |
| 5 – 6 | 511 | 0,1240 |
| 6 – 7 | 454 | 0,1102 |
| 7 – 8 | 368 | 0,0893 |
| 8 – 9 | 342 | 0,0830 |
| 9 –10 | 311 | 0,0755 |
| 10 – 11 | 433 | 0,1051 |
| Total | 4120 | 1,0000 |

Tabela 8.9 – Parâmetros da função de distribuição de Weibull para o vento do túnel de vento e indicadores energéticos determinados a partir destes parâmetros

| | Desvio padrão | Mínimos quadrados |
|---|---|---|
| Fator de forma | 2,35 | 2,69 |
| Fator de escala (m/s) | 6,72 | 6,75 |
| Fator de energia | 1,65 | 1,50 |
| Densidade de potência (W/m²) | 214 | 194 |

## 8.9 – Possibilidades de exploração de sistemas híbridos semelhantes ao experimental no Estado de Rio Grande do Sul

As figuras Figs.8.23 e 8.24 mostram a velocidade média anual do vento e o fator de forma da função de distribuição de Weibull para o Estado de Rio Grande do Sul, comprovando-se que existem amplos territórios com valores semelhantes de velocidade média e fator de forma, nos quais, sistemas híbridos similares ao analisado nesta Tese poderão fornecer energia para satisfazer um consumo médio em torno de 2,3 kWh diários. Como a informação da velocidade

do vento corresponde a 50 m de altura, foi estimado o valor em alturas inferiores, considerando um valor de 0,14 para o expoente da Eq.2.36. A Tab.8.10 mostra que para as zonas onde a velocidade do vento está em torno de 7 m/s (cores próximas do amarelo), manifestam-se velocidades do vento semelhantes à do túnel de vento a partir de 15 m de altura.

Tabela 8.10 – Perfil de velocidades do vento para uma velocidade média de 7 m/s a 50 m de altura

| Altura (m) | 15 | 20 | 25 | 30 | 35 | 40 | 45 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Velocidade (m/s) | 5,19 | 6,16 | 6,35 | 6,52 | 6,66 | 6,78 | 6,90 |

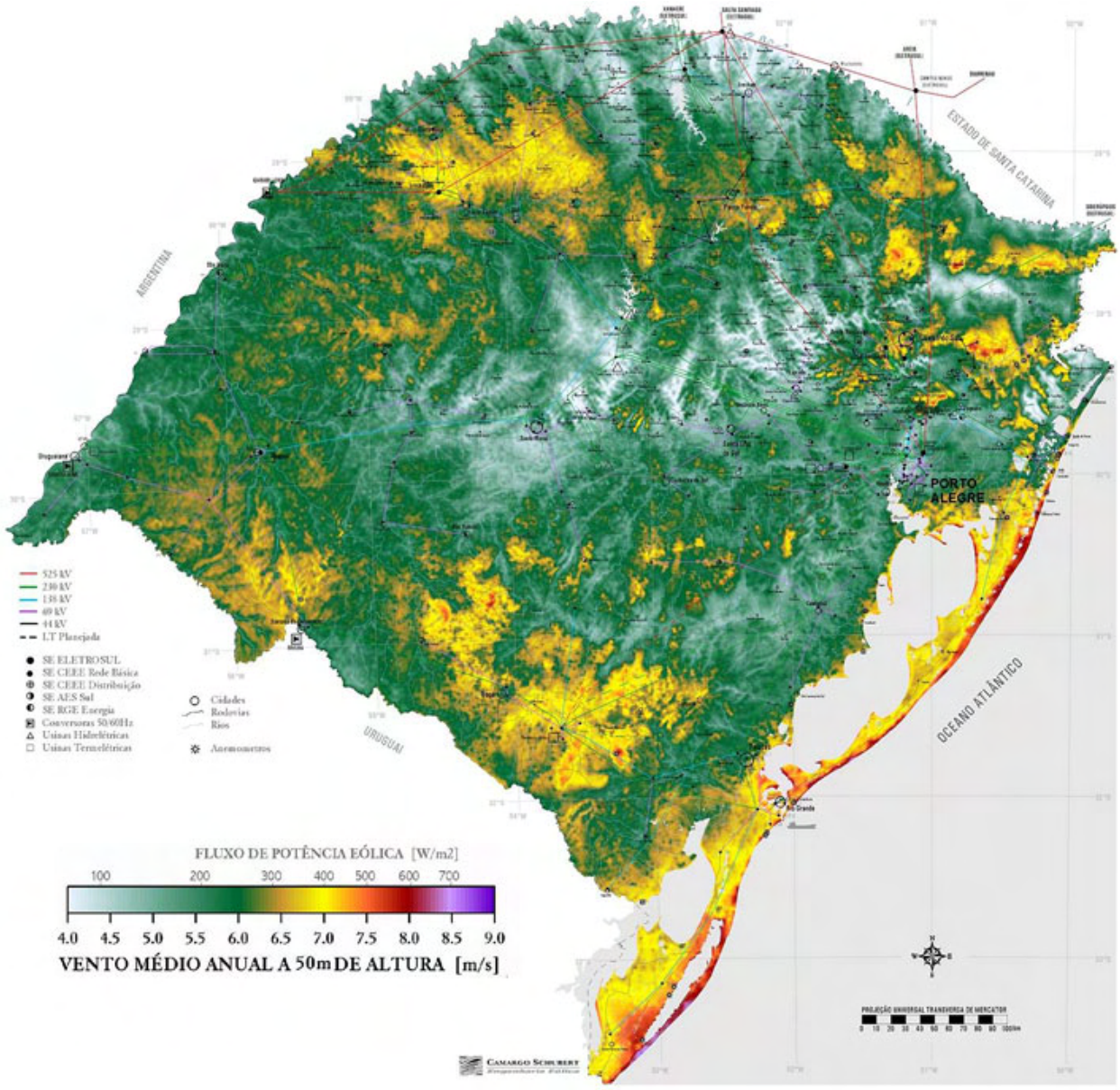



Figura 8.23 – Velocidade média anual do vento para o Estado do Rio Grande do Sul (Fonte: SEMC, 2002).

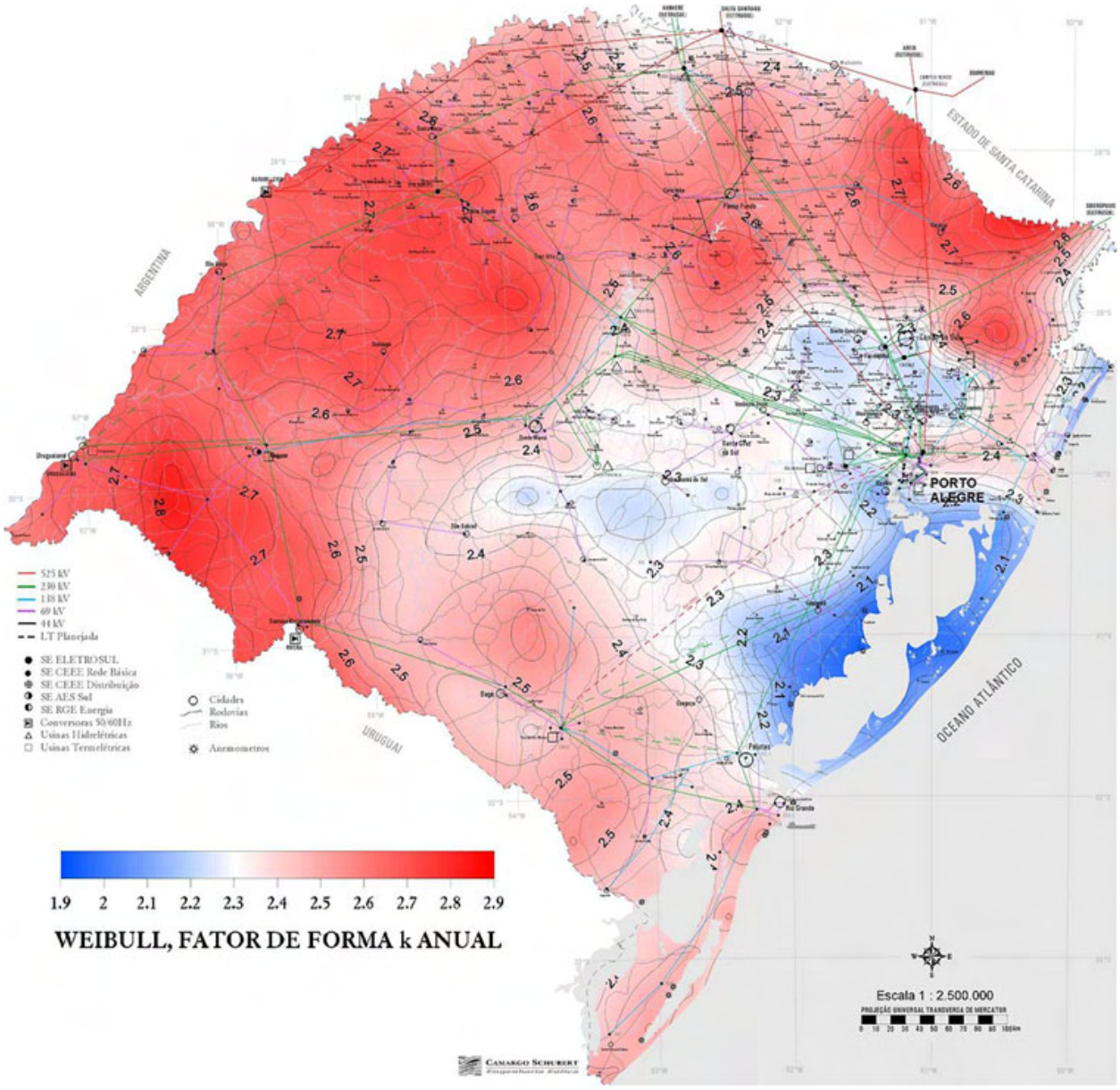



Figura 8.24 – Fator de forma para o Estado do Rio Grande do Sul (Fonte: SEMC, 2002).

# 9. Conclusões

Esta Tese apresentou estudos do comportamento de cada um dos componentes de sistemas híbridos eólico-fotovoltaicos de pequeno porte e propôs uma combinação de modelos para simular um sistema em operação. São a seguir citadas as realizações e conclusões mais destacadas ao longo da elaboração do trabalho.

Como parte desta Tese foi instalado um gerador ou túnel de vento no Laboratório de Energia Solar, com 8 m de comprimento e 1,35 m de diâmetro.

Para o acionamento do ventilador do túnel de vento foi empregado um inversor de freqüência, o qual tem a capacidade de fornecer tensões e freqüências variáveis, a partir da tensão e freqüência constante da rede elétrica.

Foi comprovado que a velocidade do vento na saída do túnel não se distribui uniformemente e que, pela influência do vento local e pelos fenômenos internos da movimentação do ar dentro do mesmo, a velocidade do vento em cada ponto da saída pode variar, observando-se um desvio padrão máximo nos mesmos em torno de 0,5 m/s, quando a velocidade do vento local é inferior a 1 m/s. A diferença de velocidades entre os pontos pode ser bem significativa para uma rotação constante do ventilador, porém, a instabilidade da rotação de uma turbina eólica que cobre praticamente toda a saída do túnel é normalmente pequena, sinalizando que a mesma é acionada por uma velocidade do vento média.

Foi realizada a caracterização da velocidade média do vento no túnel em função da rotação do ventilador, obtendo-se uma relação linear entre ambas variáveis e um valor máximo em torno de 10,6 m/s.

Ficou desta forma conformada uma bancada experimental para o estudo de sistemas eólicos com aerogeradores de até 1,2 m de diâmetro, que conjuntamente com o sistema fotovoltaico já existente contribui para o estudo de sistemas híbridos eólico-fotovoltaicos.

A bancada experimental se completa através de um sistema de monitoramento montado como parte desta Tese, que inclui uma unidade de aquisição de dados, para a medição das principais variáveis do sistema híbrido (tensões, correntes, temperaturas, radiação solar, entre outras). Para este fim foi elaborado um programa computacional em ambiente Windows, denominado *MoniHib*.

O controle da velocidade do vento do túnel é realizado através da entrada analógica correspondente do inversor de freqüências, por intermédio do conversor digital analógico disponível na unidade de aquisição de dados.

O programa *MoniHib* se encarrega de mudar o valor desta tensão, mudando assim a velocidade do vento do túnel. O programa permite, desta forma, a reprodução de uma série temporal de velocidade do vento no túnel, a fim de simular o comportamento do sistema em condições semelhantes às que estaria trabalhando no local ao qual pertencem os dados da série. Independentemente disto, o programa oferece a possibilidade de mudar "manualmente" a velocidade do vento no túnel e permite observar continuamente, e nas unidades físicas correspondentes, o valor de quaisquer das variáveis do sistema.

O programa permite também a reprodução automática de um perfil de consumo para o sistema, através da ativação no tempo programado (e também manualmente) de um conjunto de cargas. Ao todo são possíveis $2^8$ combinações das mesmas que representam igual quantidade de níveis de consumo.

O sistema híbrido conformado para a análise experimental nesta Tese tem 420 W de potência pico do painel fotovoltaico, com um aerogerador de 400 W de potência nominal, embora o máximo observado para o aerogerador com velocidade do vento de 10,6 m/s tenha sido 180 W. Conta também com um banco de baterias de 300 Ah e uma carga constituída por um conjunto de lâmpadas incandescentes e fluorescentes.

Em relação ao aerogerador, comprovou-se que a curva de potência fornecida pelo fabricante está superdimensionada. Comprovou-se também que a curva de potência pode ser corrigida em função da tensão do banco de baterias, o que contribui para a determinação de uma corrente mais adequada para o aerogerador.

Comprovou-se que a curva de potência do aerogerador, quando correta, é suficiente para simular o comportamento do mesmo para as diferentes velocidades do vento, apesar de também ter se comprovado que a temperatura do gerador interfere na sua produção.

Em relação ao painel fotovoltaico, foram observados os efeitos devidos à associação de módulos de diferentes potências e número de células. Por este motivo, e pela temperatura de operação das células solares, o painel trabalha nas proximidades de seu ponto de máxima potência, onde é mais sensível às variações da tensão das baterias. A potência máxima observada esteve na ordem de 300 W.

Em relação à temperatura das células comprovou-se que as mesmas podem ser diferentes, comportando-se o módulo como se estivesse uniformemente aquecido com uma temperatura média.

Em relação à modelagem matemática do módulo fotovoltaico, comprovou-se a validade do algoritmo utilizado para determinar a resultante em associações série e paralela dos módulos fotovoltaicos.

Com o sistema híbrido experimental comprovou-se a dinâmica da combinação eólico-fotovoltaica, em função da qual os geradores, em conjunto ou independentemente, fornecem energia a um consumidor comum, sendo que os excedentes dos momentos de pico (ou quando a demanda é baixa) são armazenados no banco de baterias. Da mesma forma, o banco de baterias contribui suprindo parte da energia demandada quando as energias solar e eólica são insuficientes.

Em um dos ensaios realizados, durante um período contínuo de 30 dias, o sistema híbrido experimental forneceu em média 2,4 kWh por dia, sendo que sua potência máxima foi de aproximadamente 500 W.

Durante esse período, os geradores forneceram cada um energia ao redor do 50% da demanda, sendo que o painel fotovoltaico produz apenas durante as horas de sol e o aerogerador, de potência inferior, pode fornecer energia em qualquer horário do dia, inclusive à noite, revelando as vantagens da integração de sistemas eólicos e fotovoltaicos para o aproveitamento mais eficiente dos recursos energéticos.

A partir da informação do Atlas Eólico do Rio Grande do Sul comprovou-se que existem extensas zonas com fator de forma da distribuição de probabilidades de Weibull e velocidade média do vento semelhantes aos observados nas séries reproduzidas no túnel de vento durante o período de experimentação, podendo esperar-se que sistemas híbridos de igual tamanho satisfaçam uma demanda semelhante.

A partir dos modelos dos geradores e das baterias, foi desenvolvido um programa chamado PVWIND, para a simulação do comportamento de sistemas híbridos eólico-fotovoltaicos.

O programa PVWIND foi inicialmente testado na simulação do comportamento do sistema híbrido experimental, para o que recebeu como entradas os valores de radiação solar sobre o plano do painel, a temperatura ambiente, a velocidade do vento do túnel e o perfil da demanda do sistema.

Os resultados simulados mostrados na Tese aproximaram-se em grande medida dos resultados reais, demonstrando a validade dos modelos empregados e a utilidade integradora da ferramenta computacional para a simulação de sistemas híbridos eólico-fotovoltaicos.

Em resumo, a Tese cumpriu os objetivos propostos, permitindo conhecer com mais amplitude vários aspectos do funcionamento de diversos componentes do sistema estudado e, principalmente, o funcionamento do sistema como um todo, resultando ainda na elaboração de uma sólida ferramenta computacional que poderá beneficiar futuros desenvolvimentos nesta área.

A partir da experiência acumulada e das dificuldades ainda não solucionadas, propõem-se os seguintes temas para futuros trabalhos:

1. aperfeiçoar os modelos matemáticos que relacionam o estado de carga das baterias com a tensão nos seus terminais;
2. ensaiar sistemas híbridos modificando o tamanho dos seus componentes em relação à demanda, na expectativa de identificar a aplicabilidade dos mesmos para as condições dos recursos energéticos;
3. acompanhar essas experiências de uma análise econômica que contribua a determinar a viabilidade da aplicação do sistema híbrido, frente aos sistemas singelos ou a outros baseados nas energias tradicionais;
4. explorar adequadamente o programa PVWIND, que pode produzir bases de dados para formular metodologias mais adequadas de dimensionamento;
5. analisar a influência da complementaridade temporária entre as energias solar e eólica sobre a confiabilidade do sistema.

# Referências Bibliográficas


Araújo, G.L., Cuevas, A., *et al*., 1985. "**Electricidad Solar Fotovoltaica: Sistemas Fotovoltaicos Autónomos**". Universidad Politécnica de Madrid, Madrid, España.

Ashari, M., Nayar, C.V., 1999. "An optimal dispatch strategy using set points for a photovoltaic (PV)-diesel-battery hybrid power system". **Solar Energy**, 66(1), 1-9.

ASTM, 1985. "**Electrical Performance of Nonconcentrator Terrestrial Photovoltaic Modules and Arrays Using Reference Cells**". Philadelphia, E.U.A.

Barley, C.D., Winn, C.B., 1996. "Optimal dispatch strategy in remote hybrid power systems". **Solar Energy**, 58(4-6), 165-179.

Beyer, H.G., Degner, T., 1997. "Assessing the maximum fuel savings obtainable in simple wind-diesel systems". **Solar Energy**, 61(1), 5-10.

Beyer, H.G., Degner, T., Gabler, H., 1995. "Operational behaviour of wind diesel systems incorporating short-term storage: an analysis via simulation calculations". **Solar Energy**, 54(6), 429-439.

Beyer, H.G., Langer, C., 1996. "A method for the identification of configurations of PV/wind hybrid systems for the reliable supply of small loads". **Solar Energy**, 57(5), 381-391.

Bhatti, T.S., Al-Ademi, A.A.F., Bansal, N.K., 1997. "Load frequency control of isolated wind diesel hybrid power systems". **Energy Conversion and Management**. 38(9), 829-837.

Boylestad, R., Nashelsky, L., 1984. "**Dispositivos eletrônicos e teoria de circuitos**". Prentice Halls. Terceira edição.

Burges, K., van der Weiden *et al*. "Modular hybrid energy supply system for industrial processes and rural electrification". **Paper presented at the 13th European Photovoltaic Solar Energy Conference**.

Cabrerizo, 1987. "**Instalaciones solares fotovoltaicas**". PROGENSA. Sevilla, España.

Castedo, S., Corbus, D. *et al.*, 1996. "Wind hybrid systems applications for rural electrification: the case study of Chile". **European Union Wind Energy Conference**. 301-304.

Castro, M.A., Carpio, J. *et al.*, 1996. "Renewable energy integration assessment through a dedicated computer program". **Solar Energy**, 57(6), 471-484.

Centro Brasileiro de Energia Eólica (CBEE), 2002. http://www.eolica.com.br/

Charles, J.P., Abdelkrim, M. *et al.*, 1981. "A practical method of analysis of the current-voltage characteristics of solar cells". **Solar Cells**, 4, 169-178.

Childs, S.E., Sherwin, R.W., Reeve, B., 1996. "Dynamic modeling of the Kotzebue wind diesel grid". **European Union Wind Energy Conference**. 378-381.

Choi, S.S, Larkin, R., 1995. "Performance of an autonomous diesel-wind turbine power system". **Electric Power System Research**, 33, 87-99.

CIEMAT, 1994. "**Principios de conversión de la energía eólica**". Editorial CIEMAT, Madrid, España.

CIEMAT, 1995. "**Energía solar fotovoltaica**". Editorial CIEMAT, volumen II. Madrid, España.

CIEMAT, 2000. "**Fundamentos, Dimensionado y Aplicaciones de la Energía Solar Fotovoltaica**". Editorial CIEMAT, Madrid, España.

Collares-Pereira, M., Rabl, A., 1979. "The average distribution of solar radiation correlations between diffuse and hemispherical and between daily and hourly insolation values". **Solar Energy**, 22:155-164.

Copetti, J.B., Lorenzo, E., Chenlo, F., 1993. "A general battery model for PV system simulation". **Progress in Photovoltaics: research and applications**, 1:283-292.

Cruz, I., Arribas, L. Gonzalez, A. *et al*., 1996. "Hybrid wind diesel system for a village in the Canary Islands. Operation results and conclusions". **European Union Wind Energy Conference**, pp398-401.

Cunha, D.J., 1998. “Análise da Viabilidade Técnico-Econômica de um Sistema de Geração Híbrido Eólico-Diesel para a Ilha de Algodoal”. **Dissertação de Mestrado**. Universidade Federal do Pará. Belém, Brasil.

Danish Wind Industry Association (DWIA), 2002. http://www.windpower.dk

Davidson, J., 1995. "**The new solar electric home: the photovoltaic how-to handbook**". AATEC Publications.

Duffie, J.A., Beckman, W.A, 1980. “**Solar Engineering of Thermal Processes**”. Jonh Wiley & Sons.

Duffie, J.A., Beckman, W.A., 1991. “**Solar Engineering of Thermal Processes**”. Jonh Wiley & Sons.

Elhadidy, M.A., Shaahid, S.M., 1999. “Feasibility of hybrid (wind + solar) power systems for Dhahran, Saudi Arabia”. **Renewable Energy**, 16, 970-976.

Elhadidy, M.A., Shaahid, S.M., 2000. “Parametric study of hybrid (wind + solar + diesel) power generating systems”. **Renewable Energy**, 21, 129-139.

Erbs, D.G., Klein, S.A., Duffie, J.A., 1982. "Estimation of the diffuse radiation fraction for hourly, daily and monthly-average global radiation". **Solar Energy**, 28(4):293-302.

Eyras, R., Lorenzo, E., 1993. “An energy consumption scenario for sizing rural electrification PV systems”. **Progress in Photovoltaics: research and applications**, 1: 145-152.

Gipe, P., 2000. “**Testing the Power Curves of Small Wind Turbines**”. http://www.wind-works.org/articles/PowerCurves.html

Grupo de Estudos e Desenvolvimento de Alternativas Energéticas (GEDAE), Universidade Federal do Pará (UFPA), 2002. http://www.ufpa.br/gedae/projetos_desenvolvidos_e_em_dese.htm

Habib, M.A., Said, S.A.M. *et al*., 1999. “Optimization procedure of a hybrid photovoltaic wind energy system”. **Energy**, 24, 919-929.

Huacuz, J.M., 1995. "**Sol, viento y generación de eléctrica**". Boletín IIE, Sept./Oct., pp1-11.

Hay, J.E., McKay, D.C., 1985. “Estimating solar irradiance on inclined surfaces: a review and assessment of methodologies”. **Int. J. Solar Energy**, 3:203-240.

Heckttheuer, L.A., 2001. “Análise de associações de módulos fotovoltaicos”. **Tese de Doutorado**. Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Brasil.

Hernández, G., 2003. Centro de Investigaciones de Energia Solar (CIES), Cuba. **Comunicação pessoal**.

Hewlett-Packard, 1997. “**User’s Guide. HP 34970A. Data Acquisition/ Switch Unit**”.

Hoese, A., 1993. “Modelación, simulación y análisis de un sistema híbrido aislado de generación de energía eléctrica”. **16 Reunión de ASADES**. La Plata, Argentina.

Hopkins, W., 1996. "The high penetration wind/diesel wind farm of La Désirade. The increased capacity of a proven system to 500 kW within the cyclone belt". **European Union Wind Energy Conference**, pp313-316.

Hornbeck, R.W., 1975. “**Numerical Methods**”. Quantum Publishers, Inc.

Iliceto, A., Previ, A., Zuccaro, C., 1994. “Experiences of rural electrification in southern italy by means of PV plants”. **12 European Photovoltaic Solar Energy Conference**, 210-211.

Infield, D.G., Lundsager, P. *et al*., 1993. “Engineering design tools for wind diesel systems: presentation and validation of the logistic modelling package”. **European Community Wind Energy Conference**, 316-319.

Iqbal, M., 1983. “**An introduction to Solar Energy**”. Academic Press.

Kaminsky, F.C., Kirchhoff, R. H., Syu, C.Y., 1990. "A Statistical Technique for Generating Missing Data from a Wind Speed Time Series," **Proceedings of American Wind Energy Association Annual Conference Wind Power '90**, Washington, DC.

Kariniotakis, G., Stavrakakis, G. *et al*., 1993. “Advanced modelling and identification of autonomous wind-diesel power systems. Application on the french island Désirade”. **European Community Wind Energy Conference**.

Kellogg, W., Nehrir, M.H. *et al*., 1996. “Optimal unit sizing for a hybrid wind/photovoltaic generating system”. **Electric Power System Research**, 39, 35-38.

King, D.L., 1996. “Photovoltaic Module and Array Performance Characterization Methods for All System Operating Conditions”. **Proceeding of NREL/SNL Photovoltaics Program Review**, Lakewood, CO, EEUU.

Kipp and Zonen, 2003. http://www.kippzonen.com

Kline, S.J., 1985. “The purpose of uncertainty analysis”. **Journal of Fluids Engineering**, vol. 107/153.

Klucher, T.M, 1979. "Evaluation of models to predict insolation on tilted surfaces". **Solar Energy**, 23:111-114.

Kosow, I.L., 1979. “**Máquinas Elétricas e Transformadores**”. 3ª. Edição. Editora Globo. Porto Alegre.

Krenzinger, A., 1987. "Contribución al diseño de sistemas fotovoltaicos con paneles bifaciales en combinación con reflectores difusos de carácter general". **Tesis Doctoral**, Universidad Politécnica de Madrid, E.T.S.I. de Telecomunicación. Madrid, España.

Krenzinger, A., Wagner, J.A., *et al*., 1992. “Computer simulation of stand-alone pv systems for developing countries”. **11 E.C. Photovoltaic Solar Energy Conference**, pp 1411-1415.

Krenzinger, A., 1998. "**RADIASOL - Programa para a determinação da radiação solar sob superfícies com diferentes ângulos de inclinação**". Laboratório de Energia Solar, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre.

Krenzinger, A., Adams, T.R., 2000. "**CREARRAY - Programa de análise de Sistemas Fotovoltaicos**". Laboratório de Energia Solar, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre.

Ladakakos, P.D., Androutsos, A.I., Papadopoulos, M.P., 1996. “A probabilistic model for evaluating the performance of wind-diesel power systems”. **European Union Wind Energy Conference**, 402-405.

Lasnier, F., Ang, T.G., 1990. "**Photovoltaic Engineering Handbook**". Adam Hilger.

Liu, B.Y.H., Jordan, R.C., 1961. "Daily insolation on surfaces tilted toward the equator. **ASHRAE Journal**, 3(10):53-59, Oct.

Llobet, E., Miró, M., Prats, J., Arnal, I., Sibuet, C., 1994. "Results obtained from pv rural electrification projects applied to the design of control and power conditioning units for stand-alone pv and hybrid systems in the range between 5 and 20 kW". **12th European Photovoltaic Solar Energy Conference**, pp 284-287.

Lysen, E., 1982. “Comments on “An analytical expression for the average output power of a wind machine” by W. Richard Powell”. **Solar energy**, 28(6), 553-554.

Macêdo, W.N., 2002. “Estudo de sistemas de geração de eletricidade utilizando as energias solar fotovoltaica e eólica”. **Dissertação de Mestrado**. Universidade Federal do Pará. Belém, Brasil.

Manolakos, D., Papadakis, G. *et al*., 2001. “A simulation-optimization programme for designing hybrid energy systems for supplying electricity and fresh water through desalination to remote areas. Case study: the Merssini village, Donoussa island, Aegean Sea, Greece”. **Energy**, 26, 679-704.

Manwell, J.F., McGowan, J.G., 1994. “A combined probabilistic/time series model for wind diesel systems simulation”. **Solar Energy**, 53(6), 481-890.

Manwell, J. F., Rogers, A., Hayman, G., Avelar, C. T, McGowan, J. G., 1998. "**Hybrid2- A Hybrid System Simulation Model: Theory Manual**". Prepared under Subcontract No. XL-1-11126-1-1 to the National Renewable Energy Laboratory, Renewable Energy Research Laboratory, Department of Mechanical Engineering, Univ. of Mass., Amherst, MA, January.

Markvart, T., 1996. "Sizing of hybrid phothovoltaic-wind energy systems”. **Solar Energy**, 57(4), 227-281.

McGowan, J.G., Manwell, J.F., 1999. “Hybrid wind/pv/diesel system experiences”. **Renewable Energy**, 16, 928-933.

McGowan, J.G., Manwell, J.F., Avelar, C., 1996. “Hybrid wind/pv/diesel hybrid power systems modeling and South American applications”. **Renewable Energy**, 9(1-4), 836-847.

Melib, M., Neskakis, A., Usbeck, S., Wagner, L., Wiediger, J., 1993. "Energy supply by coupled solar systems for decentralized application". **ISES Solar World Congress**, pp343-348.

Minipa. Indústria e Comércio Ltda., 1996. “**Manual de operação, MDA-10, Anemômetro digital**”.

Moram, J.M., Morgan, M.D., 1991. “**Meteorology. The Atmosphere and The Science of Weather**”. Macmillan Publishing Company, third edition. New York, USA.

Morgan, T.R., Marshall, R.H., BrinkWorth, B.J., 1997. “ARES – A refined simulation program for the sizing and optimization of autonomous hybrid energy systems”. **Solar Energy**, 59(4-6), 205-215.

Moura, J.F.C, 1996. "Caracterização de baterias automotivas para uso solar fotovoltaico". **Dissertação de Mestrado**. Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, Brasil.

Muselli, M., Notton, G., Louche, A., 1999. “Design of hybrid-photovoltaic power generator, with optimization of energy management”. **Solar Energy**, 65(3), 143-157.

National Climatic Data Center (NCDC) and National Renewable Energy Laboratory (NREL), 1993. "**Solar and Meteorological Surface Observation Network 1961-1990**". Volume I, Eastern U.S. Version 1.0.

NRG Systems, 2002. http://www.nrgsystems.com

Nunes, M.V.A., Bezerra, U.H., 1999. "**Coordenação energética de um sistema híbrido eólico-diesel-bateria**". Universidade Federal do Pará.

OLADE, 1984. “**Manual de Meteorología Eólica**”. Instituto de Investigaciones Elétricas. Serie: Documentos D-PLACE nº 19.

Perers, B., Tunell, G., 1994. “The interaction between PV and wind power generation in the swedish climate”. **12th European Photovoltaic Solar Energy Conference**. 11-15. Amsterdam, The Netherlands.

Perez, R., Seals, R., Ineichen, P., Stewart, R., Meniccucci, D., 1987. "A new simplified version of the Perez diffuse irradiance model for tilted surfaces". **Solar Energy**, 39:221-231.

Pinho, J.T., 2004. Universidade Federal do Pará (UFPA), Grupo de Estudos e Desenvolvimento de Alternativas Energéticas (GEDAE). **Comunicação pessoal**.

Powell, W.R., 1981. “An analytical expression for the average output power of a wind machine”. **Solar Energy**, 26:77-80.

Preiser, K., Rossler, E., Straub, P., 1992. “Photovoltaic system for remote house”. **11th E.C. Photovoltaic Solar Energy Conference**, 1284-1286.

Protogeropoulos, C., Marshall, R.H., Brinkworth, B.J., 1993. “Sizing scenarios for stand-alone hybrid photovoltaic/wind power systems and the effects on system autonomy with battery storage”. **ISES Solar World Congress**, volume 3, 481-486.

Protogeropoulos, C., Marshall, R.H., Brinkworth, B.J., 1994. “Battery state of voltage modelling and an algorithm describing dynamic conditions for long-term storage simulation in a renewable system”. **Solar Energy**, 53(6), 517-527.

Quinlan, P.J.A., 1996. “Time series of modeling hybrid wind photovoltaic diesel power systems. **Master's degree thesis**, University of Wisconsin, Madison, EUA.

Sánchez-Juárez, A., Campos, J., Guerra, L.M., 1993. "Experiencias energéticas con el sistema híbrido eólico-fotovoltaico "El Oyamelo"". **XVII Reunión Nacional de Energía Solar**, pp306-310.

Secretaria de Minas, Energia e Comunicações (SEMC), 2002. http://www.semc.rs.gov.br/atlas/INDEX_mapas.htm

Schubert, M, Sundermann, B., Twele, J., 1993. “Test and optimization of wind/solar hybrid systems for autonomous energy supply of small electrical consumers”. **European Community Wind Energy Conference**. Germany.

Seeling-Hochmuth, G.C., 1997. “A combined optimization concept for the design and operation strategy of hybrid-PV energy systems”. **Solar Energy**, 61(2), 77-87.

Snel, H., 1999. "**Wind energy resources**". 8 International Course on the Implementation of Wind Energy, Netherlands Energy Research Foundation, ECN.

Soliano-Pereira, O.L. *et al*., 1994. “A ten year experience in the use of PV for irrigation, in Brazil”. **12th European Photovoltaic Solar Energy Conference**, 1961-1964.

Southwest Windpower, 1999. "**Air 403. A nova turbina de 400 watt !**". Manual do proprietário.

Szocolay, S.V., 1980. “Solar Energy – A Status Report”. **Habitat International**. vol. 5, No. 3/4, pp. 509-524.

TamizhMani, G., Ji, L., Tang, Y., Petacci, L, 2003. "Photovoltaic module thermal/wind performance: long-term monitoring and model development for energy rating". **NCPV and Solar Program review Meeting**. NREL/CD-520-33586, 936-939.

Temps, R.C., Coulson, K.L., 1977. “Solar radiation incident upon slopes of different orientations”. **Solar Energy**, 19, pp. 179-184.

Treble, F.C., 1991. “**Generating Electricity from the Sum**”. Pergamon Press.

Uhlen, K., Toftvaag, T., 1996. “Design and operating experience of a second generation wind-diesel system”. **European Union Wind Energy Conference**, 309-312.

University of Massachusetts Amherst (UMASS), College of Engineering, 2000. http://www.ecs.umass.edu

Ushiyama, I., Kimura, Y., Onai, Y., 1996. "A demonstrative study for wish system". **European Union Wind Energy Conference**, p337-340.

Vale, S.B., 2000. "Monitoração e análise de um sistema híbrido eólico-diesel para geração de eletricidade". **Dissertação de Mestrado**. Universidade Federal do Pará. Belém, Brasil.

Wichert, B., 1997. “PV-diesel hybrid energy systems for remote area power generation – A review of current practice and future developments”. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, 1(3), 209-228.

World Meteorological Organization (WMO), 1985. "**WMO Commission for Instruments and Methods of Observation, Abridge Final Report of the 9th Session**". Secretariat of WMO, Geneva.

# Publicações realizadas durante o desenvolvimento da Tese

Hernández, F., Krenzinger, A., Ale, J.A.V., 2003. “Avaliação do funcionamento do sistema híbrido eólico fotovoltaico do LES-UFRGS”. **5th Latin American Congress on Electricity Generation and Transmission**, Anais em CD-ROM, São Pedro, SP.

Hernández, F., Krenzinger, A., Ale, J.A.V., 2003. “Instalação experimental para a avaliação de sistemas híbridos eólico fotovoltaicos”. **Fórum de Energia**, Anais em CD-ROM, Novo Hamburgo/RS.

Hernández, F., Krenzinger, A., Ale, J.A.V., 2002. “Bancada experimental para estudo de sistemas híbridos eólico fotovoltaicos”. **AGRENER - 4 Encontro de Energia no Meio Rural**, Anais em CD-ROM, Campinas/SP.