

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

PROGRAMA COMPUTACIONAL PARA DIMENSIONAMENTO E SIMULAÇÃO DE
SISTEMAS FOTOVOLTAICOS AUTÔNOMOS

por

LUIS HORACIO VERA

Dissertação de Mestrado

Porto Alegre, Junho de 2004

**PROGRAMA COMPUTACIONAL PARA DIMENSIONAMENTO E SIMULAÇÃO DE
SISTEMAS FOTOVOLTAICOS AUTÔNOMOS**

por

**Luis Horacio Vera
Engenheiro Mecânico**

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

Mestre em Engenharia

Área de concentração: Energia

Orientador: Prof. Dr. Arno Krenzinger

Aprovada por:

Prof. Dr. Roberto Zilles

Prof. Dr. João Carlos Verneti Dos Santos.

Prof. Dr. Paulo Otto Beyer

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

Porto Alegre, 11 de Junho de 2004

*Para mis padres y para
mi querida hija Natalia*

Agradecimentos

Agradeço especialmente a meu orientador, Professor Arno, por suas valiosas indicações, sugestões, críticas e correções de portunhol que contribuíram ao desenvolvimento e conclusão desta Dissertação e a meu aperfeiçoamento como pesquisador, assim como pela amizade que me outorgou.

Aos secretários do PROMEC pela colaboração e atenção.

Aos amigos, cujos nomes não irei a citar para evitar a injustiça de não nomear a todos. Os que me acompanharam nestes dois anos, dando sugestões, criticando, ajudando ou atrapalhando (cada um sabe em que categoria se encontra).

À Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES) pelo apoio financeiro, e à Universidad Nacional del Nordeste (UNNE), de Argentina, pela possibilidade concedeu para realizar estes estúdios.

Aos companheiros do Laboratório de Energia Solar desta universidade por suas contribuições, e a César pelo apoio técnico e amizade.

Aos companheiros do GESTE pelo apoio que me deram quando cheguei a Porto Alegre, e a “Salva” pela mão amiga que sempre me brindou.

Aos colegas de Argentina que sempre tiveram uma palavra amiga ou um conselho no momento certo.

A minha família : Nieves, Sebastián, Sergio , Jorge, Mariela, Natalia, Karen e em especial a Maria, pelo afeto,apoio que me deram em momentos difíceis e por sempre estar a meu lado.

A todos aquele que de alguma forma ou outra, contribuíram para a realização deste trabalho.

Abstract

In the last decades, electricity generation systems using renewable resources have been studied and applied as an option to provide energy to isolated communities in remote areas. It is a promising option due to the progresses of the photovoltaic technology, with the consequent diminishing of costs, and better knowledge of the behavior of such systems.

A computer program for the sizing and simulation of autonomous photovoltaic systems was developed within the scope of this work. This software was written in Visual Basic 5.0 and was named *PVSize*. The software estimates, for a certain system configuration, the necessary number of batteries and modules with the associated risk of energy deficit.

The aim of this program is to be used, through a friendly and interactive environment, as an auxiliary tool in the process of choosing the components of a system, establishing the best configuration through an annual accompaniment in an hourly base of the involved parameters. These components were characterized through mathematical models proposed by several authors. The integration of these models through an appropriate methodology resulted in a complete program for the sizing and simulation of photovoltaic autonomous systems.

The available solar energy is calculated from the local climatologic information. Series of hourly solar radiation data are generated from this statistical data.

The program allows to design photovoltaic power systems to supply common use loads (illumination of street and schools, water pumping, refrigeration in health centers, irrigation, telecommunications, etc.) and residential loads (illumination, refrigeration, leisure, etc.) becoming an important tool for project photovoltaic autonomous systems.

The results obtained with *PVSize* were compared to those obtained from other programs developed by renowned institutes, presenting a good agreement. This indicated *PVSize* as being a suitable program for the sizing and simulation of photovoltaic autonomous systems.

Resumo

Nas últimas décadas, sistemas de suprimento de energia que utilizam recursos renováveis têm sido estudados e empregados como opção para o fornecimento de energia elétrica em comunidades isoladas em áreas remotas. Devido aos avanços da tecnologia fotovoltaica associada à diminuição de custos e maior conhecimento de seu desempenho, os sistemas fotovoltaicos apresentam-se como uma opção promissora.

Neste trabalho apresenta-se o desenvolvimento de um programa computacional de dimensionamento e simulação de sistemas fotovoltaicos autônomos na linguagem de programação Visual Basic 5.0, chamado *PVSize*, capaz de propor, para uma certa configuração de sistema, o número de baterias e módulos com seu risco de déficit de energia.

Este programa tem como finalidade facilitar a interação com o usuário, e poderá ser utilizado como uma ferramenta auxiliar no processo de escolha dos elementos do sistema e estabelecer a melhor configuração através de um acompanhamento anual com base horária dos parâmetros envolvidos. Estes elementos são caracterizados através da implementação de modelos matemáticos propostos por diferentes autores que descrevem o seu desempenho individual. A integração destes modelos através de uma metodologia apropriada levou ao desenvolvimento de um programa completo de dimensionamento e simulação de sistemas fotovoltaicos autônomos.

O potencial energético solar é obtido a partir de informações das características climatológicas locais, utilizadas para gerar séries de dados de radiação a partir de modelos estatísticos.

O programa permite projetar sistemas de suprimento de energia elétrica que atenderão cargas comunitárias (iluminação pública e de escolas, bombeamento de água, refrigeração em centros de saúde, irrigação, telecomunicações, e mais) e cargas residenciais (iluminação, refrigeração, lazer, etc.) tornando-se uma ferramenta importante para o projeto de sistemas fotovoltaicos autônomos.

A comparação dos valores obtidos através de *PVSize* e outros programas computacionais desenvolvidos por estabelecimentos conceituados na área apresentou uma ótima concordância. Desta forma fica demonstrada a adequação do *PVSize* para o dimensionamento e simulação de sistemas fotovoltaicos autônomos.

Índice

1. Introdução.....	1
1.1. Motivação	1
1.2. Tecnologia fotovoltaica	5
1.3. Objetivos.....	7
1.4. Escopo da dissertação	9
2. Programas de simulação de sistemas fotovoltaicos	11
2.1 Introdução	11
2.2. Características dos programas	11
2.3. Programas no mercado	13
2.3.1. Homer 2.0	13
2.3.2. Hybrid2 1.3	14
2.3.3. RETScreen 2000.....	14
2.3.4. Inseldi 7.0	15
2.3.5. Modes 1.1	15
2.3.6. SolSim 1.0	16
2.3.7. PV- Design Pro 5.0.....	16
2.3.8. PVS 2001	16
2.3.9. PV- Sol Pro 2.2.....	17
2.3.10. PVSYST 3.21	17
2.3.11. SolarPro 2.68	18
2.3.12. SIDIM 5.02	18
2.3.13. SolEm 2.14	18
2.3.14. Fdim 1.0.....	19

2.3.15. FV-Expert	19
2.3.16. PV F-CHART	19
3.Características Da Radiação Solar	22
3.1. Introdução	22
3.2. Radiação solar.....	22
3.2.1. Declinação solar e excentricidade	22
3.3. Posição do Sol em relação a superfícies horizontais	24
3.4. Posição do Sol em relação a superfícies inclinadas.....	25
3.5. Radiação solar extraterrestre	27
3.6. Radiação solar na superfície terrestre.....	28
3.6.1. Componentes da radiação	29
3.7. Dados de radiação.....	30
3.8. Relação entre horas de sol e radiação global diária.....	31
3.9. Radiação global sobre superfícies horizontais.....	31
3.9.1. Valores diários	32
3.9.2. Valores horários.....	32
3.10. Radiação global sobre superfícies inclinadas	33
4. Componentes de um sistema fotovoltaico.....	36
4.1. Introdução	36
4.2. Célula fotovoltaica.....	36
4.2.1. Módulo fotovoltaico	38
4.2.2. Curva característica I-V.....	39
4.2.3. Efeito da temperatura e da intensidade de radiação	42
4.2.4. Tecnologia fotovoltaica	43

4.3. Baterias ou acumuladores	45
4.3.1. Classificação das baterias	45
4.3.2. Processos eletroquímicos nos acumuladores	46
4.3.3. Características dos acumuladores	47
4.4. Diodo de bloqueio.	51
4.5. Reguladores ou controladores de carga	52
4.5.1. Reguladores tipo paralelo	52
4.5.2. Reguladores tipo série	53
4.6. Inversores ou conversores CC/CA	54
4.6.1. Características dos inversores.....	54
4.7. Conversores CC-CC	57
4.8. Configurações básicas dos sistemas fotovoltaicos	58
4.9. Configuração de sistemas isolados sem armazenamento	58
4.9.1. Cargas de corrente contínua	58
4.9.2. Cargas de corrente alternada.....	59
4.10. Configuração para um sistema com armazenamento	59
4.10.1. Cargas de corrente contínua	59
4.10.2. Carga CA com armazenamento	60
4.11. Sistemas mistos.....	61
4.12. Sistemas conectados à rede.....	62
5. Modelos matemáticos para simulação de sistemas fotovoltaicos por computador	64
5.1. Introdução	64
5.2. Componentes de um sistema fotovoltaico autônomo	64
5.3. Modelo do sistema de geração.....	65
5.3.1. Modelagem matemática das células fotovoltaicas.....	65

5.3.2. Modelagem matemática do módulo fotovoltaico	66
5.3.3. Modelagem da temperatura das células	69
5.3.4. Uso dos modelos no programa	69
5.4. Modelagem do controlador de carga	71
5.5. Modelagem das baterias	72
5.6. Modelo do inversor.....	77
5.6.1. Modelos polinomiais	77
5.6.2. Modelo de Keating	79
5.6.3. Modelo de Chivelet e Chenlo	79
5.7. Modelagem das cargas.....	81
5.7.1. Características das cargas	82
5.7.2. Condutores elétricos e proteções	84
5.8. Modelagem de variáveis atmosféricas.....	86
5.8.1. Método das matrizes de transição de markov.....	87
5.8.2. Geração das seqüências de radiação solar diária	88
5.8.3. Geração de seqüências de radiação solar horária	89
5.9. Modelagem da temperatura ambiente.....	90
5.9.1. Metodologia.....	92
6. Métodos de dimensionamento	96
6.1. Introdução	96
6.2. Métodos simplificados de dimensionamento	96
6.3. Método de simulação numérica.....	100
6.4. Métodos analíticos.....	106
6.5. Métodos para dimensionamentos através de gráficos	108
6.5.1. Método IREDA.....	108

6.5.2. Método SANDIA.....	108
6.5.3. Método IES.....	108
7. Programa <i>PVSIZE</i>.....	110
7.1. Introdução.....	110
7.2. Utilizando <i>PVSize</i>	111
7.3. Bloco de desenho do circuito elétrico.....	111
7.3.1. Bloco de identificação.....	112
7.3.2. Características das cargas.....	114
7.3.3. Método de avaliação do perfil de consumo.....	115
7.3.4. Características dos fios.....	116
7.4. Bloco de seleção dos módulos fotovoltaicos.....	117
7.5. Bloco de seleção do inversor.....	119
7.6. Bloco de seleção da bateria.....	121
7.7. Bloco de seleção de controlador de carga.....	122
7.8. Bloco de geração de irradiância e temperatura.....	122
7.8.1. Inserindo nova estação.....	124
7.8.2. Método de análise dos resultados.....	127
7.9. Relatório.....	129
8. Resultados.....	130
8.1 Introdução.....	130
8.2 Procedimento do programa <i>PVSize</i>	130
8.3 Projetos de sistemas fotovoltaicos com o <i>PVSize</i>	133
8.3.1 Habitação rural.....	134
8.3.2 Sistema de bombeamento.....	139

8.4	Análise de comparação entre os métodos do <i>PVSize</i>	141
8.5	Análise de comparação com outros softwares.....	146
8.5.1	Variação da tensão da bateria	146
8.5.2	Variação da energia gerada do painel fotovoltaico	147
8.5.3	Variação do estado de carga da bateria	149
9.	Conclusões	152
9.1	Sugestões para futuros trabalhos	154
	Referências Bibliográficas	155

Lista de Símbolos

A : Coeficiente da equação de Collares -Pereira	[-]
a : Coeficiente da equação de Prescott	[-]
A_G : Área do gerador fotovoltaico	[m ²]
B : Coeficiente da equação de Collares-Pereira	[-]
b : Coeficiente da equação de Prescott	[-]
C : Capacidade da bateria	[Ah]
C_{10} : Capacidade da bateria no regime de 10 horas	[Ah]
CA: Corrente alternada	
CB: Capacidade do sistema de acumulação	[-]
CC: Corrente contínua	
C_D : Capacidade do gerador.....	[-]
C_S : Capacidade do acumulador.....	[-]
C_U : Capacidade útil do acumulador.....	[-]
e : Carga do elétron	[C]
E_o : Fator de correção da excentricidade da órbita da Terra	[-]
EC: Estado de carga da bateria	[-]
EG: Energia anual gerada	[Wh]
f_1 e f_2 : Parâmetros para determinar linhas de isoconfiabilidade	[-]
$F_1, F_2, F_{11}, F_{12}, F_{13}, F_{21}, F_{22}, F_{23}$: Coeficientes do modelo de Pérez	[-]
FC: Fator de correção da capacidade da bateria	[-]
FF: Fator de forma do módulo fotovoltaico	[-]
FP: Fator de Potência.....	[-]
G : Irradiância.....	[W/m ²]
h : Constante de Planck	[J s]
H : Radiação global diária	[Wh/m ²]
H_d : Radiação difusa diária	[Wh/m ²]
H_o : Radiação extraterrestre diária	[Wh/m ²]
$H_{o\beta}$: Radiação extraterrestre diária na superfície inclinada	[Wh/m ²]
H_β : Radiação diária na superfície inclinada	[Wh/m ²]
H_s : Radiação diária sintetizada.....	[Wh/m ²]
HSN: Número de horas de sol nominal	[h]
i : Corrente nominal	[A]

I : Radiação global horária	[Wh/m ²]
I_0 : Corrente reversa de saturação	[A]
I_{10} : Corrente da bateria no regime de 10 h	[A]
I_b : Radiação direta horária	[Wh/m ²]
I_{bn} : Radiação direta normal horária	[Wh/m ²]
$I_{b\beta}$: Radiação direta horária na superfície inclinada	[Wh/m ²]
I_c : Corrente da célula solar	[A]
I_{cons} : Corrente consumida pela carga	[A]
I_D : Corrente do diodo no escuro.....	[A]
I_d : Radiação difusa horária	[Wh/m ²]
$I_{d\beta}$: Radiação difusa horária na superfície inclinada	[Wh/m ²]
I_{gerada} : Corrente gerada pelo painel fotovoltaico	[A]
I_L : Corrente fotogerada	[A]
I_m : Corrente de máxima potência do módulo fotovoltaico	[A]
I_o : Irradiação extraterrestre horária	[Wh/m ²]
I_{on} : Irradiação normal extraterrestre horária	[Wh/m ²]
$I_{o\beta}$: Irradiação extraterrestre horária na superfície inclinada	[Wh/m ²]
$I_{r\beta}$: Radiação refletida horária na superfície inclinada	[Wh/m ²]
I_{SC} : Constante solar	[W/m ²]
I_{sc} : Corrente de curto-circuito da célula solar ou do módulo fotovoltaico	[A]
k : Constante de Boltzman	[J/K]
K_0 : Coeficiente que representa o autoconsumo do inversor	[-]
K_1 : Coeficiente que representa a resistência em série com o inversor	[-]
K_2 : Coeficiente que representa a resistência em paralelo com o inversor	[-]
Kt : Índice de transparência diário	[-]
Ktm : Índice de transparência diário médio mensal	[-]
kt : Índice de transparência horário	[-]
l : Comprimento do condutor	[m]
L : Longitude	[°]
L_{CA} : Potência consumida pela carga em CA.....	[W]
L_{CC} : Potência consumida pela carga em CC.....	[W]
LLP : Probabilidade de perda de carga.....	[°]
L_m : Energia média diária consumida pela carga.....	[Wh]
m : Fator de idealidade do diodo	[-]

ma : Massa de ar	[-]
N_d : Duração do dia	[h]
NOCT: Temperatura nominal de operação do módulo	[°C]
N_p : Número de módulos em paralelo	[-]
N_s : Número de células em série	[-]
N_V : Número de células em série da bateria.....	[-]
P : Potência elétrica	[W]
P_d : Profundidade máxima de descarga da bateria	[-]
P_m : Potência máxima do módulo fotovoltaico	[W]
P_n : Potência nominal do inversor.....	[W]
R : Resistência elétrica	[Ω]
r_b : Coeficiente geométrico para a radiação global horária	[-]
R_c : Resistência do condutor elétrico	[Ω]
R_i : Resistência interna da bateria	[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]
S : Potência aparente.....	[W]
s : Seção do fio	[mm ²]
T : Temperatura ambiente	[°C]
T_c : Temperatura da célula solar	[K]
u_1 e u_2 : Parâmetros para determinar linhas de isoconfiabilidade	[-]
V_b : Tensão da bateria	[V]
V_{ca} : Tensão da bateria em repouso	[V]
V_{cb} : Tensão da bateria durante a carga	[V]
V_{db} : Tensão da bateria durante a descarga	[V]
V_m : Tensão de máxima potência do módulo fotovoltaico	[V]
V_{mc} : Tensão da bateria de reconexão dos geradores	[V]
V_{Mc} : Tensão da bateria na qual é interrompido o carregamento	[V]
V_{md} : Tensão da bateria na qual é interrompido o fornecimento de corrente	[V]
V_{Md} : Tensão de reconexão dos consumidores	[V]
V_{med} : Tensão da bateria.....	[V]
V_{oc} : Tensão de circuito aberto do módulo fotovoltaico	[V]
η_a : Eficiência do inversor	[-]

η_G : Eficiência do gerador fotovoltaico.....	[-]
η_b : Eficiência faradaica de carga	[-]
ΔT : Diferença de temperatura	[°C]
θ_z : Ângulo de zênite	[°]
Δ : Brilho	[-]
ε : Claridade	[-]
ψ : Ângulo zenital	[°]
Γ : Ângulo diário	[°]
α : Altura solar	[°]
β : Ângulo de inclinação	[°]
β : Coeficiente térmico relacionado à tensão de circuito aberto	[mV/°C]
δ : Declinação	[°]
ϕ : Latitude	[°]
θ : Ângulo de incidência	[°]
ρ : Albedo	[-]
ρ_e : Resistividade elétrica do condutor.....	[Ω mm ² /m]
ω : Ângulo horário	[°]
ω_s : Ângulo de pôr-do-sol	[°]
ω'_s : Ângulo de pôr-do-sol para superfície inclinada	[°]

Lista de Figuras

Figura 1.1. Evolução da concentração de dióxido na atmosfera para o período compreendido entre 1958 e 1978 em Mauna Loa, Hawaí	1
Figura 1.2. Aplicações da energia solar.....	2
Figura 1.3. Evolução da eficiência e variações do custo dos módulos fotovoltaicos desde 1978 até 1992.....	3
Figura 1.4. Distribuição da média da irradiação global por regiões do Brasil.....	4
Figura 1.5. Mapa do desenvolvimento humano e de domicílios com energia elétrica no Brasil....	5
Figura 1.6. Esquema de sistema fotovoltaico autônomo isolado.....	6
Figura 2.1. Tela de trabalho do programa Homer 2.0 (a) e do programa Hybrid2 1.3 (b).....	14
Figura 2.2 Tela do programa SolSim e do Programa PV- Design Pro 5.0.....	16
Figura 3.1. Órbita da Terra em torno do Sol, com seu eixo N-S inclinado.....	23
Figura 3.2. Ângulos azimutal, zenital e altura solar, para os equinócios.....	25
Figura 3.3. Inclinação das superfícies em diferentes latitudes.....	26
Figura 3.4. Distribuição espectral da radiação para um corpo negro, da radiação solar extraterrestre, e da radiação solar terrestre com os correspondentes elementos que afetam em cada comprimento de onda.....	28
Figura 3.5. Componentes da radiação solar que chegam na superfície terrestre	30
Figura 4.1. Cristal de silício tipo “N” e cristal de silício tipo “P”	37
Figura 4.2. Princípio de funcionamento das células fotovoltaicas	38
Figura 4.3. Corte de um módulo fotovoltaico.....	39
Figura 4.4. Curva característica e de potência para uma célula fotovoltaica de 100 cm ² testada no Laboratório de Energia Solar da UFRGS.....	40
Figura 4.5. Células conectadas em série.....	41
Figura 4.6. Células conectadas em paralelo.....	42
Figura 4.7. Variação da curva característica para diferentes valores de radiação (a) e temperatura (b) para um módulo SM110-12	42
Figura 4.8. Células de silício monocristalino (a), silício policristalino (b) e filmes finos(c).....	44
Figura 4.9. Corte de uma bateria automotiva	47

Figura 4.10. Autodescarga das baterias (Pb-ácido) em função do tempo inoperante.....	48
Figura 4.11. Variação da capacidade da bateria com a corrente de descarga (a), e com variação de temperatura (b).....	48
Figura 4.12. Curvas de descarga e carga para uma bateria de 12 Volt a 25°C	49
Figura 4.13. Números de ciclos de uma bateria para diferentes profundidades de descarga	50
Figura 4.14. Diagrama esquemático de um regulador tipo paralelo.....	53
Figura 4.15. Diagrama esquemático de um regulador tipo série.....	53
Figura 4.16. Onda quadrada, retangular e senoidal.....	55
Figura 4.17. Curvas de eficiência para inversores de diferentes tipos de onda com carga resistiva.....	56
Figura 4.18. Configuração de sistema fotovoltaico com conversor de tensão.....	57
Figura 4.19. Sistemas fotovoltaicos sem armazenamento para cargas de corrente contínua.....	59
Figura 4.20. Sistemas fotovoltaicos sem armazenamento para cargas de corrente alternada.....	59
Figura 4.21. Sistemas fotovoltaicos com armazenamento para cargas de corrente contínua.....	60
Figura 4.22. Sistemas fotovoltaicos com armazenamento para cargas de corrente contínua e alternada.....	60
Figura 4.23. Sistemas fotovoltaicos híbridos.....	62
Figura 4.24. Sistema fotovoltaico conectado a rede.....	62
Figura 5.1. Blocos que foram desenvolvidos e que integrados levam à obtenção do número de módulos e baterias com o correspondente acoplamento anual das variáveis.....	64
Figura 5.2. Circuito elétrico equivalente de célula fotovoltaica.....	65
Figura 5.3. Curva característica medida, gerada matematicamente e utilizando os valores de catálogo de um Módulo Isofotón I/100 de 72 células.....	70
Figura 5.4. Representação das tensões de corte dos controladores de carga a) para carga b) para descarga.....	71
Figura 5.5. Circuito elétrico equivalente de uma bateria.....	72
Figura 5.6. Relação entre o valor do estado de carga com a tensão de circuito aberto para uma bateria de 12 volts	73
Figura 5.7. Tensão obtida pelo modelo de Macomber nos terminais da bateria para o mês de junho na cidade de Porto Alegre, para uma carga diária constante de 775 Wh/dia.....	75

Figura 5.8 Curvas de descarga (a) e carga (b) com ajuste de modelos para carga normalizada a 25°C.....	76
Figura 5.9. Curva de eficiência do inversor.....	78
Figura 5.10. Variação da curva de eficiência do inversor com os valores de K_i	79
Figura 5.11. Circuito elétrico equivalente de um inversor.....	80
Figura 5.12. Curva de rendimento em função da potência alternada na saída a diferentes fatores de potência.....	80
Figura 5.13. Representação vetorial da potência ativa, reativa e aparente.....	83
Figura 5.14. Valores de temperatura e irradiância para a cidade de Porto Alegre para um dia no mês de setembro sem nuvens, obtida através dos modelos apresentados.....	92
Figura 5.15. Frequência de temperaturas horárias de dados sintetizados para a cidade de Porto Alegre.....	95
Figura 6.1. Representação esquemática das horas de sol nominal.....	97
Figura 6.2. Modelo de planilha de cálculo para sistemas fotovoltaicos autônomos desenvolvido no Laboratório Sandia.....	99
Figura 6.3. Influência do passo do tempo nas simulações	100
Figura 6.4. Esquema do balanço energético que se realiza em função da energia consumida e a gerada.....	101
Figura 6.5. Curvas para módulos de diferentes quantidades de células sob uma temperatura de 65°C e irradiação de 400 W/m ²	102
Figura 6.6. Linhas de igual probabilidade de perda de carga.....	105
Figura 6.7. Comparação entre linhas de isoconfiabilidade na cidade de Madrid, obtidas por métodos analíticos e através de dados históricos.....	107
Figura 6.8. Mapa de linhas isoconfiabilidade para a Espanha	109
Figura 7.1. Diagrama de blocos dos componentes do Sistema SolarCad.....	110
Figura 7.2. Tela para a identificação da instalação.....	112
Figura 7.3. Tela para conferir a tensão dos terminais no desenho do sistema e delimitar a queda de tensão.....	113
Figura 7.4. Desenho esquemático de uma instalação elétrica em CC.....	113
Figura 7.5. Definição do horário de consumo de energia.....	114
Figura 7.6. Tela de visualização do perfil de consumo.....	115
Figura 7.7. Janelas de características dos fios da instalação.....	116

Figura 7.8. Tela principal para a seleção dos elementos que compõem o sistema fotovoltaico.....	117
Figura 7.9. Tela para a seleção do módulo fotovoltaico.....	118
Figura 7.10. Tela de visualização da curva característica do módulo.....	118
Figura 7.11. Tela para a seleção do inversor.....	119
Figura 7.12. Tela para visualizar a curva de eficiência do inversor.....	120
Figura 7.13. Tela para a seleção da bateria.....	121
Figura 7.14. Tela para selecionar o Estado no Brasil para gerar dados de radiação e temperatura.....	123
Figura 7.15. Tela para selecionar a localidade.....	124
Figura 7.16. Tela para realizar a entrada manual de dados meteorológicos.....	125
Figura 7.17. Tela para realizar o dimensionamento e simulação.....	126
Figura 7.18. Visualização do estado de carga ao longo do ano para a instalação dimensionada.....	128
Figura 8.1. Fluxograma do princípio de simulação do programa <i>PVSize</i>	131
Figura 8.2. Fluxograma da determinação da corrente e tensão do painel fotovoltaico.....	132
Figura 8.3. Fluxograma de geração horária de dados climáticos.....	132
Figura 8.4. Esquema da instalação fotovoltaica simulada para uma habitação rural.....	135
Figura 8.5. Perfil de consumo para a instalação fotovoltaica de uma habitação rural.....	136
Figura 8.6. Valores obtidos de seção, corrente e dos fios para as características especificadas no sistema, assim como a capacidade recomendada do fusível.....	138
Figura 8.7. Comportamento anual do estado de carga do sistema para diferentes quantidades de módulos e baterias simulados para uma habitação rural em Porto Alegre.....	138
Figura 8.8. Desenho da instalação fotovoltaica simulada para um sistema de bombeamento.....	140
Figura 8.9. Variação do estado de carga das baterias para um sistema de bombeamento com diferentes tipos de inversores.....	141
Figura 8.10. Comparação horária da corrente gerada pelos o métodos I_{max} e I-V.....	142
Figura 8.11. Comparação horária da potência gerada obtida pelos métodos I_{max} e I-V.....	143
Figura 8.12. Comparação horária do estado de carga da bateria obtido pelos métodos I_{max} e I-V.....	143
Figura 8.13. Variação anual do estado de carga da bateria para uma instalação em Porto Alegre e igual instalação em Fortaleza.....	144

Figura 8.14. Comportamento do estado de carga da bateria obtido pelos métodos I _{max} e I-V para sistemas com módulos de 30 células.....	145
Figura 8.15. Estado de carga do sistema de acumulação submetido a consumos noturnos e diurnos.....	146
Figura 8.16. Variação da tensão da bateria obtidas da simulação do <i>PVSize</i> e <i>PVSYST</i>	147
Figura 8.17. Potência gerada pelo <i>PVSize</i> e o <i>PVSYST</i>	148
Figura 8.18. Potência gerada pelo <i>PVSize</i> e o <i>Homer</i>	148
Figura 8.19 Estado de carga do sistema de acumulação obtido com o <i>PVSize</i> e o <i>Homer</i>	149
Figura 8.20. Estado de carga do sistema de acumulação obtido com o <i>PVSize</i> e o <i>PVSYST</i>	150
Figura 8.21. Comportamento do estado de carga e tensão da bateria.....	150

Lista de Tabelas

Tabela 2.1. Características principais dos programas pesquisados.....	19
Tabela 3.1. Valores típicos de albedo para diferentes superfícies	29
Tabela 3.2 Tabela de coeficientes “F” para determinação da radiação difusa através do modelo de Perez.....	35
Tabela 4.1. Características dos inversores apresentados na Figura 4.17.....	55
Tabela 5.1. Classes de consumo em horas por dia.....	82
Tabela 5.2. Economia energética para acessórios de alta e baixa eficiência.....	83
Tabela 5.3. Características das cargas para corrente contínua e alternada.....	84
Tabela 6.1. Valores recomendados para máxima profundidade de carga referida a uma bateria para 20 h de capacidade nominal segundo o tipo de bateria	98
Tabela 6.2. Tabela mostrando o aumento de número de módulos para diminuir a <i>LLP</i>	106
Tabela 7.1. Função dos botões dentro da janela para módulos fotovoltaicos.....	119
Tabela 7.2. Função dos botões dentro da janela para Inversor.....	120
Tabela 7.3. Função dos botões dentro da janela para a bateria.....	121
Tabela 7.4. Função dos botões dentro da janela para o controlador de carga.....	122
Tabela 8.1. Aparelhos de consumo que conformam a instalação fotovoltaica simulada para uma habitação rural.....	134
Tabela 8.2. Tabela com os resultados obtidos da simulação de uma habitação rural em Porto Alegre.....	137
Tabela 8.3. Tabela com os resultados obtidos da simulação de uma habitação rural em Fortaleza.....	139
Tabela 8.4. Características dos inversores ensaiados para um sistema de bombeamento.....	140
Tabela 8.5. Tabela com os resultados obtidos do dimensionamento de um sistema de bombeamento em Cáceres.....	141

1. Introdução

1.1. Motivação

O aproveitamento pelo homem das fontes renováveis de energia, como a energia solar, eólica e hidráulica, é muito antigo; desde séculos antes de nossa era já eram utilizadas, e seu emprego continuou durante toda a história até a chegada da "Revolução Industrial", período no qual, devido ao baixo preço do petróleo, o uso destas fontes foi parcialmente abandonado.

Durante os últimos 50 anos, devido ao incremento do custo dos combustíveis fósseis e os problemas ambientais derivados de sua exploração, assiste-se a um renascimento das energias renováveis.

Sabe-se hoje que a capacidade da natureza de absorver as emissões dos combustíveis fósseis é limitada e, sendo assim, não se pode desvincular os investimentos atuais dos investimentos que a sociedade deverá fazer para aliviar os efeitos decorrentes de sua utilização.

Um dos efeitos relacionados com os problemas ambientais que mais preocupa, é o aquecimento global da superfície terrestre. Observações e modelos de simulações permitem prever um aumento de temperatura da Terra devido ao aumento da concentração de gases responsáveis pelo efeito estufa na sua atmosfera, efeito proveniente da concentração de dióxido de enxofre, óxidos nítricos, compostos fluorcarbonados, metano e dióxido de carbono, alguns dos quais oriundos da queima de combustíveis fósseis (Figura 1.1). O aumento de CO₂ torna a atmosfera mais opaca e, conseqüentemente, parte da radiação emitida pela Terra e absorvida pela atmosfera e volta à superfície fazendo aumentar a temperatura terrestre.

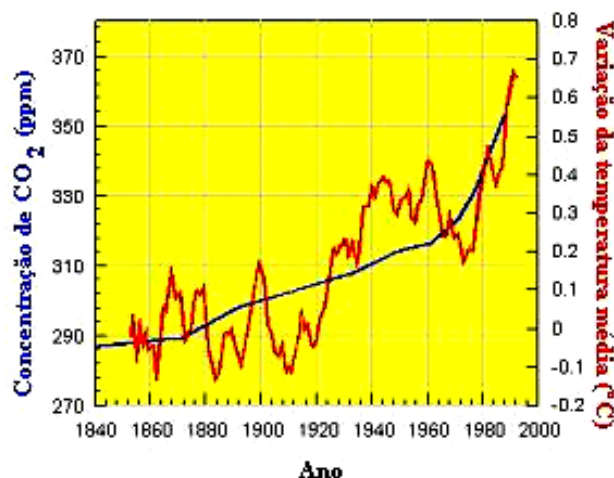


Figura 1.1. Evolução da concentração de dióxido de carbono na atmosfera para o período compreendido entre 1958 e 1978 em Mauna Loa, Hawai (Revelle, 1982).

No que se refere ao aproveitamento da energia solar, esta pode ser utilizada para aquecimento de água através de coletores térmicos, aquecimento de ambientes, secagem de sementes, em sistemas concentradores para geração termoelétrica, ou para a produção direta de energia elétrica através de sistemas fotovoltaicos conforme sugere a figura 1.2.

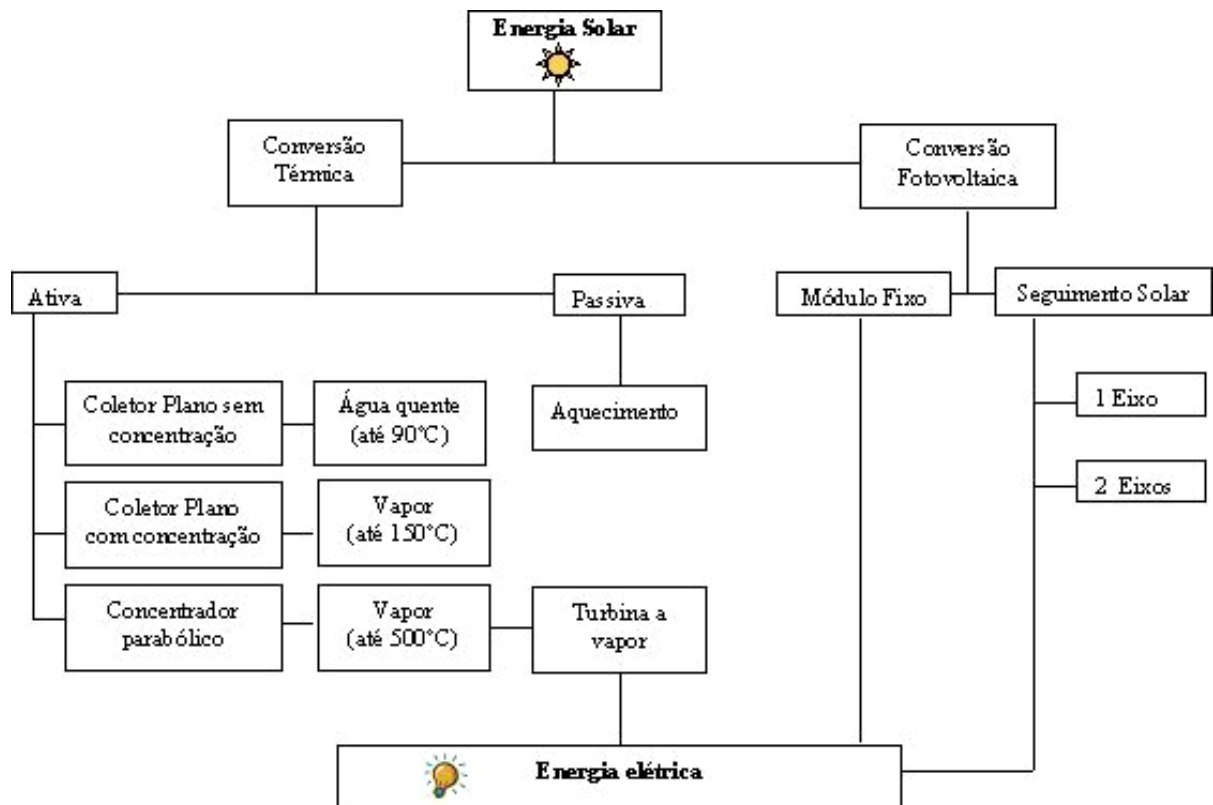


Figura 1.2. Aplicações da energia solar.

No grande grupo de projetos para fontes de energia renováveis no mundo, os sistemas fotovoltaicos apresentam-se como uma alternativa promissora, destacando-se sua alta confiabilidade, possibilidade de geração descentralizada o que dá a possibilidade de instalar o gerador junto à carga, caráter modular o que facilita a instalação e manutenção, ausência de resíduos, renovabilidade e, sob o ponto de vista econômico, uma tendência à diminuição dos preços com um aumento da eficiência.

A fig. 1.3 mostra a evolução dos preços e da eficiência dos módulos fotovoltaicos desde 1978 até 1992 (Derrick et al., 1993).

Os equipamentos de conversão de energia que aproveitam a radiação solar apresentam baixos custos operacionais, mas o usuário deve enfrentar um elevado desembolso inicial, ao contrário de sistemas convencionais de geração.

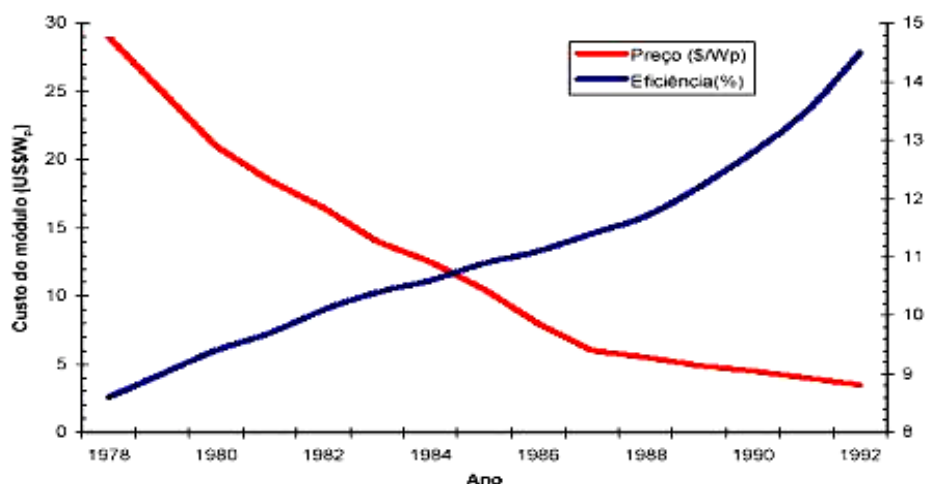


Figura 1.3. Evolução da eficiência e variações do custo dos módulos fotovoltaicos desde 1978 até 1992.

Nas ações necessárias para reduzir a barreira que separa o usuário da obtenção desta tecnologia passam a ter grande importância as linhas de financiamento e as políticas de crédito que permitam um fácil acesso a esta forma de energia, levando em conta os benefícios e a competitividade.

Os procedimentos tradicionais de produção de energia e as estruturas que sustentam o sistema energético encontram-se diante de uma série de desafios: proteção do meio ambiente, eficiência energética, planejamento a partir da demanda, desafios que necessitam ser respondidos a curto e médio prazo.

Em termos gerais, a tecnologia fotovoltaica pode ser utilizada para suprir a demanda de eletricidade em qualquer região isolada da rede de energia elétrica. As aplicações de pequeno porte são variadas e frequentes em torno da eletrificação rural e vem sendo realizado um esforço internacional muito grande para continuar o seu desenvolvimento.

Quanto à qualidade do recurso solar no Brasil, pode-se dizer que uma das suas principais vantagens é o grande potencial energético da radiação solar que seu solo recebe (Ribeiro, 1999), em média 2500 horas/ano (Cometta, 1978), energia que se distribui nas diferentes regiões do Brasil segundo mostra-se na Figura 1.4, o que faz o aproveitamento da transformação de energia solar em energia elétrica através de módulos fotovoltaicos uma possibilidade muito atraente.

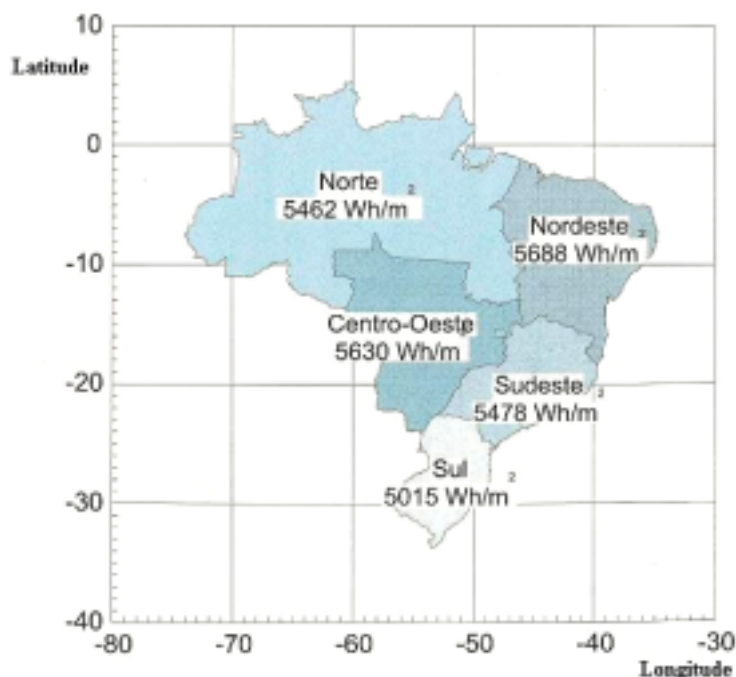


Figura 1.4. Distribuição da média da irradiação global diária por regiões do Brasil (INMET-LABSOLAR, 1998).

Dentro das aplicações possíveis da energia solar fotovoltaica, a eletrificação de residências isoladas da rede elétrica têm sido um mercado expressivo e em expansão. Na medida em que a tecnologia se torna mais conhecida e consolidada, aumentam as possibilidades de crescimento deste mercado, pois, no país, por exemplo, a porcentagem de residências rurais distantes e sem acesso às redes convencionais de distribuição de energia é alta (Fundação Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística, 1993, Governo do Estado de São Paulo, 1995).

Estima-se que 2 bilhões de pessoas no mundo carecem de energia elétrica. Em média, o Brasil tem 12 milhões de habitantes que não tem acesso a energia elétrica, dos quais 10 milhões vivendo em propriedades rurais, o que significa em torno de 2,5 milhões de propriedades rurais sem suprimento de energia (www.mme.gov.br/luzparatodos/). O sistema energético convencional não tem condições estruturais para atender esse serviço, organizado quase exclusivamente para o atendimento de grandes conglomerados urbanos com mercados fortemente concentrados, o mercado disperso da eletrificação rural (Figura 1.5) carece de interesse para as companhias de eletricidade.

Os habitantes destas localidades não fazem parte das prioridades do serviço elétrico, e isto faz com que estas comunidades não se desenvolvam. Por outro lado, a energia não é fornecida por falta de desenvolvimento, gerando um círculo vicioso. É assim que a opção fotovoltaica para eletrificação rural pode contribuir na solução para este problema (Fraidenraich, 2002).

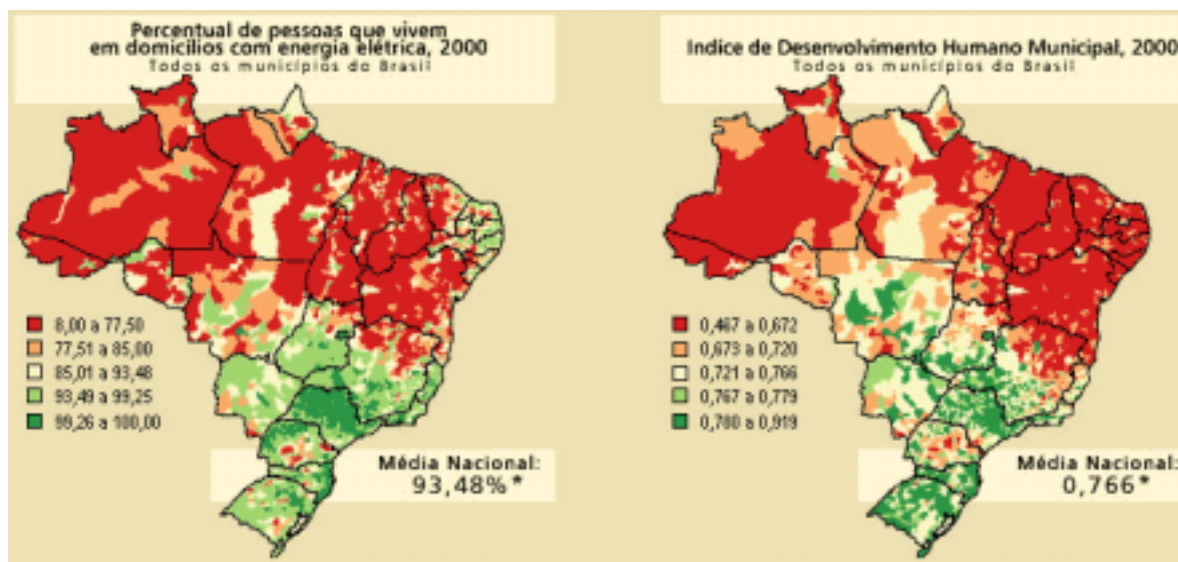


Figura 1.5. Mapa do desenvolvimento humano e de domicílios com energia elétrica no Brasil. (Ministério de Minas e Energia, 2004)

O acesso à energia elétrica pode viabilizar soluções (desde que seja acompanhado por outras iniciativas, para solução de problemas das regiões rurais: alimentação, saúde, educação, atividades produtivas), já que a energia desempenha um papel muito importante no desenvolvimento da sociedade (Chambuleyron, 1996) e, neste caso das regiões rurais.

No plano de geração distribuída voltada para a eletrificação rural através de pequenos sistemas autônomos, onde predomina a opção fotovoltaica, o Brasil leva adiante uma série de programas entre os quais se acham: PRODEEM, PRODUZIR, APAEB, SOLAR BRASIL entre outros. E com boas perspectivas para seguir adiante devido ao impulso dado pela aprovação da lei 10438/2002, criando o programa de incentivo às fontes alternativas de energia (PROINFA) N 9427 estabelecendo a universalização da energia elétrica, e do programa “LUZ PARA TODOS” decretado em 11 de novembro do 2003.

1.2. Tecnologia Fotovoltaica

O objetivo da tecnologia fotovoltaica é a transformação da energia recebida pelo Sol em energia elétrica a um custo competitivo e com alguma vantagem com relação a outras fontes de energia. Um sistema fotovoltaico permite obter energia diretamente do Sol. A operação básica de transformar radiação solar em eletricidade é feita pelo *conjunto de módulos fotovoltaicos*, composto por uma adequada combinação de módulos em série e paralelo, para obter uma corrente contínua com valores de tensão e corrente apropriados.

A eletricidade produzida armazena-se, na forma de energia química, na bateria, para que possa ser utilizada a qualquer momento e não só nas horas de sol. O sistema de acumulação de energia haverá de ser de tamanho suficiente para que o sistema continue em funcionamento mesmo em períodos de mau tempo, quando a irradiação solar é tão baixa que os módulos quase não podem gerar eletricidade. Nesse sentido, assegura-se um fornecimento de energia quase contínuo.

O sistema de controle verifica a carga e descarga da bateria, ligando-a e desligando-a do arranjo de módulos quando for necessário. Além disso, desliga o consumo quando o estado de carga atinge determinado valor mínimo, evitando a descarga profunda, prolongando assim a vida útil da bateria.

Os módulos fotovoltaicos geram corrente em forma de corrente contínua (CC). Não obstante, ainda que a maioria dos equipamentos possam ser alimentados com CC, outros precisam, necessariamente, alimentação em corrente alternada (CA). Para isto, é necessário o uso de inversores que façam a conversão de CC em CA, nos valores padronizados de frequência e tensão. O uso do inversor produz um incremento do consumo da energia; por isso, recomenda-se otimizar o uso, limitando a potência à mínima necessária e utilizando, dentro do possível, equipamentos especialmente adaptados para serem alimentados em CC.

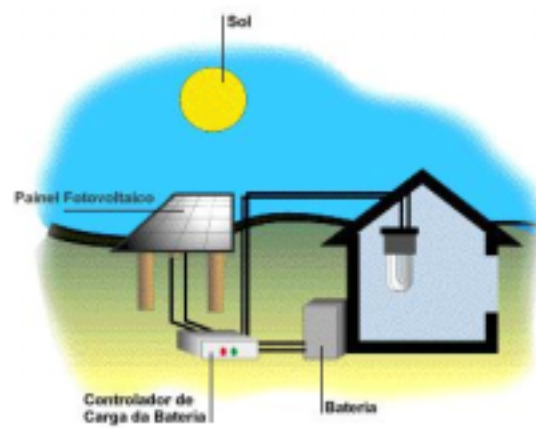


Figura 1.6. Esquema de sistema fotovoltaico autônomo isolado. (CRESESB, 2004)

Para conhecer com maior profundidade os sistemas fotovoltaicos (Figura 1.6) e o efeito que cada um de seus componentes possa causar, há dois caminhos: realizar uma instalação típica para observação experimental ou executar a simulação computacional do sistema. A simulação tem um papel importante, mesmo que seja efetuada a monitoração experimental, já que permite analisar os diferentes efeitos observados e determinar as causas que os produzem. Por outro lado, a simulação necessita da realimentação dos resultados medidos para validar o modelo desenvolvido. Isto permite concluir que estes caminhos se complementam.

O desenvolvimento de programas para a simulação de sistemas solares, e em particular de sistemas fotovoltaicos, significa trabalhar com modelos matemáticos que ao mesmo tempo sejam precisos e rápidos, conhecer as possíveis situações que possam ocorrer com os sistemas, organizar bancos de dados que possam conter um grande número de elementos e os dados de diferentes lugares, além de conhecer a dinâmica que o ambiente computacional pode proporcionar durante a utilização do programa.

Ao longo do tempo, o Laboratório de Energia Solar da UFRGS acumulou experiência com a elaboração de modelos matemáticos para representar o comportamento de sistemas solares, térmicos e fotovoltaicos. Em muitas ocasiões, utilizaram-se programas para efetuar cálculos e resolver problemas específicos sem a preocupação de que estes programas fossem utilizados por outras pessoas. Nestes casos, as interfaces de entrada de dados e a interação com o usuário não foram, em geral, suficientemente elaboradas. Por outro lado, no caso de softwares comerciais orientados para o usuário com interfaces amigáveis, tem-se o problema do desconhecimento dos modelos matemáticos utilizado neles, somado ao fato que grande parte destes softwares comerciais tem elevado custo.

Surge, portanto, a necessidade de desenvolver uma ferramenta para dimensionar sistemas obtendo a máxima eficiência com um menor custo. É importante ainda, ao determinar a configuração do sistema, conhecer qual é a probabilidade de não haver disponibilidade energética para o abastecimento da carga. Com esta ferramenta poder-se-á ter uma idéia melhor de quais são os problemas técnicos já resolvidos e quais ainda devem-se resolver.

Assim como ocorre com outras tecnologias, o desenvolvimento de sistemas de energia solar fotovoltaica (ESF) ainda está em processo de aperfeiçoamento com respeito ao conhecimento detalhado do desempenho de sistemas com o transcurso do tempo. Os elevados valores investidos para a implementação destes sistemas mostram a necessidade de aprofundar o conhecimento do comportamento das instalações, obtendo assim os sistemas mais adequados e confiáveis tanto técnica quanto economicamente.

1.3. Objetivos

O objetivo do trabalho desenvolvido é, a partir de um programa que vem sendo desenvolvido há alguns anos no Laboratório de Energia Solar, obter um software com capacidade de simular, analisar e dimensionar sistemas fotovoltaicos autônomos, o qual formará parte de um pacote de programas sob o nome de SOLARCAD. Para melhorar este software é necessário desenvolver e aperfeiçoar modelos matemáticos que descrevam o comportamento dos elementos de uma instalação, das cargas e o comportamento das variáveis atmosféricas que

afetam o desempenho do sistema. Como os custos de implantação de tais sistemas são muito elevados, faz-se necessário um procedimento adequado para evitar gastos desnecessários por eventual superdimensionamento devido a uma baixa expectativa de radiação solar ou por estimar-se um elevado consumo de energia (falta de conhecimento dos equipamentos de consumo e dos perfis de carga dos consumidores).

O dimensionamento de sistemas fotovoltaicos consiste basicamente no cálculo do número de módulos fotovoltaicos necessários para suprir a demanda de energia solicitada pelas cargas e de baterias, as quais armazenam a energia gerada por estes. Os módulos fotovoltaicos são os encarregados de converter em energia elétrica a energia radiante disponibilizada pelo Sol.

Além da carga, diversas outras variáveis afetam o dimensionamento de um sistema fotovoltaico. Entre elas destacam-se as variáveis climatológicas, a radiação, temperatura ambiente e velocidade do vento, os elementos que compõe o sistema, como baterias, controladores de carga e inversores e o custo do próprio sistema.

No dimensionamento de sistemas convencionais, o projetista preocupa-se apenas em fornecer um circuito, condutores e proteções, compatível com a potência declarada pelo fabricante. Como a energia está disponível na rede de distribuição da concessionária, não cabe ao projetista da instalação, com exceção de instalações especiais, prever acumulação de energia. Já no dimensionamento de sistemas fotovoltaicos, o projetista deve tomar um cuidado especial com o consumo de energia durante o tempo de funcionamento da carga. Isto ocorre porque a energia proveniente do Sol é uma variável estocástica e que nem sempre está disponível devendo portanto, o projetista conhecer com relativa precisão a real potência absorvida pela carga, o rendimento e consumo dos elementos que compõe o sistema fotovoltaico além dos hábitos do consumidor. O objetivo é obter uma relação entre a máxima confiabilidade e o mínimo custo.

Definitivamente, além do custo do sistema, dois fatores são de fundamental importância para o dimensionamento de um sistema fotovoltaico: a quantidade de energia que é recebida (radiação solar) e a demanda diária de energia solicitada pela carga.

Através de simulação numérica é possível estimar o desempenho do sistema sob diversas condições de funcionamento variando, por meio do programa, parâmetros cuja observação em tempo real poderia corresponder a anos. O objetivo é projetar sistemas o mais próximo possível à realidade, evitando superdimensionar o sistema para que não se torne dispendioso nem subdimensioná-lo para evitar falhas constantes de energia, apresentando estas falhas só dentro dos limites estipulados pelo projetista.

A validade de um programa de dimensionamento de sistemas fotovoltaicos está limitada pela qualidade dos modelos, pela confiabilidade de seus resultados e pela disponibilidade dos

dados de entrada necessários. Estes fatores foram considerados no planejamento deste trabalho, juntamente, com a preocupação de escrever um software que se torne de fácil utilização para pessoas não especializadas. Com este planejamento, foram definidos como objetivos básicos a atingir na elaboração do software os seguintes itens:

1. Minimizar os dados de entrada requeridos para a utilização do programa mediante a implementação de métodos computacionais que permitam ampliar internamente os dados, sem eliminar a possibilidade de uma entrada manual de dados.
2. Incorporar bancos de dados e facilitar sua utilização e ampliação.
3. Flexibilizar as possibilidades de projetos das instalações permitindo alcançar resultados satisfatórios para as diferentes configurações.
4. Admitir projetos com estruturas não usuais, embora não sejam recomendadas, para incluir o aspecto didático que deve ter um programa de simulação que efetivamente reproduza o que poderia ocorrer numa instalação real.

O programa desenvolvido foi escrito na linguagem de programação Visual Basic 5.0, 1997. O programa pretende ser uma ferramenta simples de fácil emprego que auxilie no dimensionamento dos sistemas fotovoltaicos como o correspondente acompanhamento do comportamento do sistema.

1.4. Escopo da Dissertação

Nesta dissertação, além do capítulo de introdução, são apresentados mais oito capítulos onde são descritas as principais fundamentações teóricas para o desenvolvimento deste trabalho, metodologias utilizadas para atingir os objetivos almejados e comparação de resultados obtidos com outros programas similares.

No capítulo 2 apresentam-se os programas de simulação e dimensionamento de sistemas fotovoltaicos mais populares, ou que se encontram através de uma pesquisa na internet, suas principais características e aplicações.

O capítulo 3 descreve as relações geométricas entre o Sol e a Terra, as características da radiação solar extraterrestre e os efeitos que se produzem nela ao atravessar a atmosfera terrestre, assim como os efeitos sobre superfícies na Terra com diferentes orientações azimutais e inclinação.

O capítulo 4 descreve o funcionamento e características dos componentes básicos que conformam uma instalação de geração a partir de sistemas fotovoltaicos: gerador, dispositivo de armazenamento, controladores de carga, inversores e conversores CC-CC, bem como configurações para sistemas fotovoltaicos com e sem armazenamento, sistemas híbridos e sistemas conectados a rede de distribuição de energia elétrica.

No capítulo 5 apresentam-se os modelos matemáticos utilizados para os diferentes componentes do sistema, assim como o modelo utilizado para geração de radiação e temperatura ambiente.

No capítulo 6, são descritos os diferentes métodos de dimensionamento: métodos simplificados, métodos numéricos, métodos analíticos e métodos gráficos.

No capítulo 7, é apresentado o programa desenvolvido nesta dissertação, explicando as possibilidades que proporciona assim como a forma de trabalhar com ele com suas respectivas interfaces gráficas para a entrada de dados, seleção de base de dados e resultados.

No capítulo 8 apresentam-se aplicações práticas de dimensionamento de um sistema fotovoltaico, comparações entre os métodos de cálculo que se desenvolveram no *PVSize*, e comparações em relação a outros *softwares* de características similares.

Finalmente, no capítulo 9 são apresentadas as conclusões e sugestões para futuros trabalhos.

2. Programas de simulação de sistemas fotovoltaicos

2.1 Introdução

Para desenvolver programas computacionais para simulação de sistemas fotovoltaicos precisa-se trabalhar com modelos matemáticos dos componentes do sistema, conhecer as possíveis situações que possam ocorrer nos sistemas e contar com informação das condições meteorológicas e demanda de carga, além de apresentar um ambiente computacional que seja agradável e intuitivo ao usuário.

Em uma simulação de sistemas fotovoltaicos por computador utilizam-se modelos de fluxo energético que mostram como os componentes do sistema interagem entre si, dando como resultados os pontos de operação em cada instante e os balanços energéticos ao longo do tempo, o que permite conhecer a performance do sistema.

Os primeiros softwares de simulação de sistemas fotovoltaicos foram desenvolvidos, segundo Keating, 1991, nos Estados Unidos por SANDIA Laboratories (E.U.A.) e pela Universidade de Arizona, usando FORTRAN como linguagem de programação. Estes softwares nasceram como uma modificação de programas utilizados para simulações solares térmicas, e só rodavam em computadores mainframe.

Logo, desenvolveram-se *softwares* operáveis em computadores pessoais, possibilitando o acesso a maior número de usuários. Entre estes programas, segundo Krenzinger, 1993, se destacam PVFORM, desenvolvido por SANDIA Laboratories, HERMINES, DA L'ECOLE des MINES de Paris e ASHLING, da University College CORK (Irlanda); os dois últimos incorporam base de dados de componentes específicos.

HERMINES e ASHLING são programas que precisam muita informação sobre cada componente do sistema fotovoltaico, informação que em muitas oportunidades não é distribuída pelos fabricantes ou que são de difícil determinação nos laboratórios.

Atualmente, no mercado se encontra uma grande variedade de programas de dimensionamento e simulação com diferentes linguagens de programação, precisões e metodologias de cálculo.

2.2 Características dos Programas

Os programas de simulação podem ser ferramentas valiosas, permitindo fornecer o melhor planejamento possível do sistema fotovoltaico a projetar conforme as demandas do usuário.

É importante salientar que em uma simulação se procuram os modelos mais exatos e são levadas em conta diferentes situações que na vida real podem ser apresentadas, resultando em processos lentos e com grande quantidade de informação, com a qual o usuário geralmente não conta. Em um dimensionamento procura-se, sem um acompanhamento estrito do fluxo de energia, uma forma rápida e fácil de obter um resultado com uma boa precisão. No programa desenvolvido integraram-se estes dois tipos de estudo.

No caso dos sistemas isolados, estes programas são de grande ajuda, onde as variáveis dependem da natureza das cargas, do nível de segurança desejado ante possíveis falhas no sistema e da quantidade e qualidade das fontes de geração de energia. Assim, os *softwares* se tornam ferramentas de grande utilidade na construção de sistemas fotovoltaicos e os desenvolvimentos destes *softwares* ganham importância. No mercado, pode-se encontrar programas para sistemas fotovoltaicos autônomos, conectados à rede ou também para sistemas híbridos, sejam desenvolvidos por empresas, laboratórios ou universidades.

Os programas dependem da qualidade dos dados de entrada e dos modelos matemáticos utilizados. A maioria deles não indica para o usuário informação nenhuma sobre os desvios nos resultados; ou seja, é tarefa do usuário acreditar sempre nestes valores ou revisar os modelos matemáticos. Por outro lado, é um trabalho difícil para o usuário revisar a qualidade dos modelos matemáticos, devido, principalmente, à pobreza do material bibliográfico sobre os dados utilizados nos programas. Alguns deles como Hybrid2 (www.ecs.umass.edu), PVSYST (www.pvsyst.com) e Meteororm (www.meteotest.ch), ao contrário oferecem bastantes boas explicações das rotinas utilizadas no programa.

Outra desvantagem de alguns programas é que não permitem ao usuário ver valores intermediários. Para realizar algum tipo de controle é preciso contar com algum programa adicional que utilize modelos descritos e que permita a comparação de resultados.

Estas questões tornam-se mais complexas no caso dos sistemas isolados ou híbridos, onde cada programa desenvolvido deve enfrentar as discrepâncias entre a descrição detalhada dos componentes e uma longa lista de parâmetros, de difícil acesso para o usuário. Dados de testes realizados por longos períodos e padronizados podem solucionar este tipo de problema, mas ainda são difíceis de encontrar.

A maior parte dos programas revisados tem base de dados de irradiância, e em alguns casos, dados de temperatura ambiente também. Outra característica nestes programas é a existência de uma interface que permite importar conjuntos de dados meteorológicos, tal é o caso do programa Meteororm. Outros programas oferecem ao usuário a possibilidade de gerar dados de radiação horária partindo de valores médios mensais, metodologia aplicada no PVSize.

A facilidade no uso dos programas tem aumentado consideravelmente nos últimos anos, levando a que um usuário sem profundos conhecimentos em programação nem da tecnologia destes sistemas, possa utilizar estes programas.

A maioria dos programas no mercado realiza cálculos de produção e consumo de energia em base horária, tempo suficientemente pequeno para obter valores adequados na simulação

O estudo do mercado não foi exaustivo, devido à ampla faixa de softwares que abrangem os sistemas fotovoltaicos em suas diferentes configurações, mas apresenta uma seleção dos mais populares e que são encontrados ao se fazer uma busca na internet. Cabe salientar que também existem outros softwares os quais não tem características comerciais, desenvolvidos em diferentes universidades do Brasil como: ASES (Macêdo, 2002), Dimens.Bas (Oliveira, 1997), PV-CODE (Santos, 1998) e o software desenvolvido por Marini (2003).

2.3 Programas no mercado

Dos programas pesquisados, é apresentado um resumo das principais características para logo reuni-las em uma tabela. Muitas das informações apresentadas foram extraídas da publicação feito por Knaupp, W. (2003). Ao final da descrição dos programas, a tabela 2.1 mostra o *site* para localizar cada programa na internet.

2.3.1 Homer 2.0

A versão 2.0 do “Hybrid Optimization Model for Electric Renewable” (Homer) desenvolvido nos E.U.A. no “National Renewable Energy Laboratory” (NREL) foi apresentada no ano 2000. Pode simular sistemas conectados à rede, isolados ou híbridos, combinando diferentes tipos de geração, eólica, biogás, micro-turbinas, células a combustível, etc. Também determina o excesso de calor gerado com o objetivo de cobrir cargas térmicas. Outra característica deste programa é sua habilidade de conduzir uma análise com mais de 100 parâmetros de entrada.

O Homer, possui descrições de modelos simplificados dos sistemas, realiza cálculos em base de tempo horária para centenas de configurações de sistemas, apresentando-os de acordo com o custo. Permite a otimização de parâmetros técnicos específicos assim como resultados detalhados de cada configuração do sistema.

O *software* inclui os dados climatológicos de 239 localidades nos EUA, podendo-se também inserir o valor médio mensal de irradiância ou do coeficiente de transparência atmosférico (k_m) com os quais se geram sinteticamente dados horários de radiação utilizando o método de Graham (1990). Ao selecionar a potência do painel, o usuário deve inserir um

“Derating Factor” que considera as múltiplas perdas que possam ocorrer nos geradores, fator que é determinante no cálculo do sistema, sendo assim perigoso deixar ao usuário uma escolha tão importante sem nenhuma restrição.

O programa está disponível gratuitamente.

2.3.2 Hybrid2 1.3

Em 1996 a universidade de Massachusetts e NREL apresentaram a primeira versão do Hybrid2. A função principal deste programa é a simulação detalhada de sistemas híbridos, diferenciando-se principalmente no que respeita ao Homer no refinamento do sistema e propriedades adicionais.

O programa leva a um detalhado exame da configuração do sistema. A simulação pode ser feita em base horária ou minuto a minuto. Possui uma base de dados que contém 150 tipos de geradores eólicos, módulos fotovoltaicos, baterias e geradores diesel. O preço do software é de US\$ 100 por módulo.

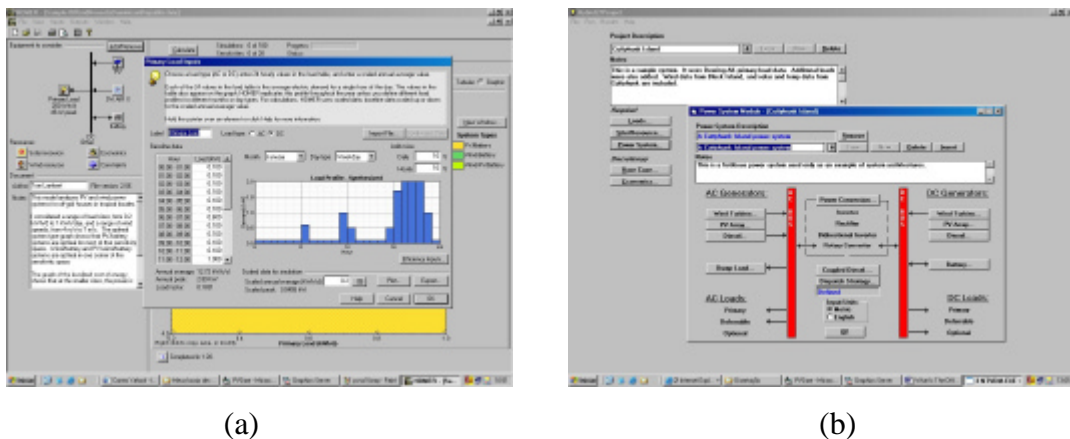


Figura 2.1. Tela de trabalho do programa Homer 2.0 (a) e do programa Hybrid2 1.3 (b)

2.3.3 RETScreen 2000

O RetScreen é um programa de análise para projetos de energias renováveis desenvolvidos como planilha de cálculo no programa Excel da Microsoft. É um aplicativo de dimensionamento de sistemas. Este programa engloba as áreas: fotovoltaica, eólica, pequenas centrais hidrelétricas, aquecimento solar de ar e água, biomassa e bombas geotérmicas.

O *software* RETScreen é utilizado para a realização de estudos preliminares. Na área fotovoltaica pode determinar para os 3 tipos básicos de aplicações (sistemas conectados à rede, sistemas isolados e bombeamento de água) os custos de produção de energia e redução de gases emitidos. Configurações de sistemas híbridos simples também podem ser avaliados. Possui base

de dados de radiação para mais de 1000 localidades no mundo assim como dados de irradiância para localidades remotas através de informação de satélites. O programa é gratuito.

2.3.4 InselDI 7.0

Desenvolvida pela Universidade de Oldenburg faz 10 anos, a Interactive Simulation Renewable Electrical Power System (INSEL), é um dos programas mais antigos no mercado.

A nova versão deste programa foi projetada para permitir a inclusão de novos blocos, especialmente na área de aquecimento e esfriamento solar. Com a ajuda de um editor gráfico, o usuário pode construir um diagrama de blocos para a configuração da simulação do sistema desejado. Durante este processo, o usuário tem acesso a um grupo de bibliotecas disponíveis, que incluem: cálculo da radiação, de módulos, inversores, baterias, geradores eólicos, sistemas de bombeamento; além disso, possui uma base de dados que permite conhecer valores médios mensais de irradiação de aproximadamente 2000 lugares.

O preço do INSELDI básico é de US\$ 562, com ferramentas computacionais incluídas no preço. Componentes de programas externos podem ser incrementados no programa através de um software extra.

2.3.5 Modes 1.1

A universidade de Ciências Aplicadas Konstanz na Alemanha liderou o desenvolvimento do software de Modelos de Sistemas de Energia (MODES). O programa foi pensado como uma ferramenta de planejamento e otimização técnica e econômica de sistemas de fornecimento de energia. Contém simulações integradas de plantas de geração de energia térmicas e elétricas, assim como também de fontes renováveis de energia.

MODES utiliza coletores e reservatórios térmicos para usar com água quente e vapor como fontes produtoras de energia.

MODES usa água quente e vapor para o armazenamento térmico e, através das baterias, realiza o armazenamento elétrico. A distribuição da energia pode ser por água quente, vapor ou eletricamente em CC ou CA para tensões baixas e médias. A versão básica custa US\$ 562 e cada módulo US\$ 168.

2.3.6 SolSim 1.0

Este programa desenvolvido por IAF/EWIS na Alemanha, é uma ferramenta para a simulação, análise e otimização de sistemas fotovoltaicos conectados à rede ou isolados híbridos,

permitindo a combinação com geradores eólicos, biomassa e plantas de biogás. O programa está formado por diferentes módulos individuais, os quais proporcionam análises técnico-econômicas. Não tem base de dados de irradiância e assim deve-se procurar uma base de dados externa. O preço do programa é de US\$ 730.

Para sua utilização na análise econômica do aproveitamento térmico e elétrico, o programa permite a simulação de um planejamento preliminar dos sistemas através de uma configuração mais complexa. Porém, o software está disponível apenas no idioma alemão.

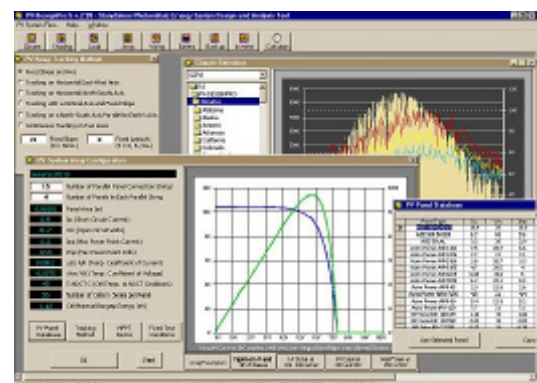
2.3.7 PV- Design Pro 5.0

O programa Design Pro foi desenvolvido nos EEUU pela Maui Solar Energy Software Corporation; atualmente está disponível em três modelos diferentes de simulação: para sistemas fotovoltaicos isolados, sistemas conectados à rede e sistemas para bombeamento.

Contém uma base de dados de mais de 2000 lugares no mundo inteiro. Permite a utilização de um programa adicional para a conversão de dados do Meteonorm. Apresenta base de dados com informação sobre inversores, baterias e módulos.



(a)



(b)

Figura 2.2 Tela do programa SolSim e do Programa PV- Design Pro 5.0

2.3.8 PVS 2001

Trata-se de um programa de simulação e análise de sistemas fotovoltaicos desenvolvido pelo Fraunhofer Institute of Solar Energy System. Os requerimentos de hardware para este programa são muitos baixos. Utiliza-se para a simulação de sistemas isolados ou conectados à rede. Oferece rotinas para otimizar as inclinações dos módulos, para a coordenação de módulos e baterias. Tem uma base de dados que pode ser incrementada facilmente e um gerador de perfis de carga também está disponível para o caso dos sistemas isolados.

Com um custo de US\$438, apresenta um bom balanço preço / performance, segundo análise de Photon, 2003.

2.3.9 PV- Sol Pro 2.2

O programa PV-Sol Pro, desenvolvido pela Di Valentin Energy Software está disponível desde 1998. Neste período o programa se fez muito conhecido e utilizado para a análise e simulação de sistemas isolados e conectados à rede, além da possibilidade de encontrar-se em vários idiomas.

Permite estudar a configuração de vários geradores e possui uma ampla base de dados de módulos, baterias, inversores, geradores. Permite a criação de diferentes perfis de carga para cada elemento e, para ter em conta possíveis elementos que interceptem a radiação solar, possui um gerador de sombras.

O programa tem um preço de US\$ 559; existe também uma versão que só pode ser utilizada para sistemas isolados ou conectados à rede e cujo preço é de US\$ 402.

2.3.10 PVSYST 3.21

O PVSYST foi desenvolvido em 1991 pela Universidade de Génova, sendo continuamente atualizada e revisada. Permite ao usuário trabalhar em diferentes níveis de complexidade, desde um estágio inicial de representação até um detalhado sistema de simulação. Apresenta também uma ferramenta adicional, tridimensional, que leva em conta as limitações no horizonte e aqueles objetos que possam fazer sombras.

O software permite importar dados dos programas Meteororm e TMY2, o que facilita comparar valores simulados com valores medidos. Além disso, tem uma interface para dados e possui base de dados de irradiação de 22 localidades na Suíça e de 200 localidades do resto do mundo.

Se o usuário adiciona o custo de cada componente à base de dados existente, o programa poderá projetar os custos de produção de energia em adição a uma série de parâmetros técnicos, fornecidos no fim da simulação.

O preço deste programa é de US\$528.

2.3.11 SolarPro 2.68

Criado em Kyoto, Japão, o programa Solar Pro está disponível em inglês e japonês, e é um dos poucos produtos que não apenas considera as sombras do horizonte como também bloqueio de radiação por corpos criados pelo usuário. Através de uma animação tridimensional da trajetória diária do sol e com ferramentas para desenhar objetos tridimensionais, permite considerar a geração de sombras sobre determinadas superfícies. A versão em inglês está limitada a sistemas conectados à rede, a versão em japonês dá a possibilidade de fazer simulações para sistemas isolados assim como a integração com coletores solares térmicos. O programa está equipado com uma base de dados de irradiância de 1600 lugares em 151 países. Realiza um exame da produção de eletricidade levando em consideração as sombras. É um programa bastante caro, seu preço é US\$ 3145.

2.3.12 SIDIM 5.02

O programa SIDIM foi introduzido nove anos atrás pela companhia alemã Solaris-Energie-Consulting, agora na versão 5.02, está disponível em inglês e alemão.

Pode ser utilizado na simulação de sistemas conectados à rede, assim como de sistemas isolados. Apresentando base de dados de módulos, baterias, inversores, e com informação adicional dos elementos necessários pela instalação, o programa gera uma detalhada lista de produtos e preços.

O preço é US\$ 197.

2.3.13 SolEm 2.14

SolEm é um programa que permite simular sistemas fotovoltaicos com base de tempo horária, e entrou no mercado no ano 2001, é baseado numa planilha de Excel e permite uma análise detalhada de sistemas conectados à rede. Empregando um código aberto, o usuário pode adaptar o programa às suas necessidades. Implementa componentes que permitem ao usuário seguir o caminho dos cálculos e um editor de sombras para diferentes porcentagens de sombra nos meses do ano e para distintos ângulos. Contém uma base de dados para 120 localidades de países europeus. Também inclui uma interface para importar dados do programa Meteonorm.

O programa custa US\$ 62 e está disponível só em alemão.

2.3.14 Fdim 1.0

FDIM é um programa que permite simular sistemas fotovoltaicos isolados em 5 configurações diferentes, foi lançado no ano 1999 pela universidade de Málaga, Espanha.

Tem uma interface fácil e amigável, realiza cálculos em base diária pelo método do balanço energético, não possui base de dados de nenhum dos componentes, mas possui uma base de dados de radiação para localidades de Espanha com valores médios mensais obtidos do “Atlas de Radiación” do Instituto Nacional de Meteorologia.

2.3.15 FV-Expert

O software FV-Expert realiza a simulação de sistemas fotovoltaicos autônomos e conectados à rede. Foi desenvolvido no Centro de Estudos de Energia Solar da Espanha no ano 2000. Não possui base de dados de baterias nem de módulos ou outros periféricos, o usuário é quem insere os valores característicos destes componentes. Possui um mapa interativo da Espanha que permite seleccionar o lugar da instalação. Na versão demo só inclui base de dados de radiação para cidades de Espanha, na versão completa inclui base de dados de diferentes países.

2.3.16 PV F-CHART

PV F-Chart é um software para projetar e analisar sistemas fotovoltaicos, que realiza cálculos horários para determinar o comportamento do sistema, através de métodos desenvolvidos na University of Wisconsin tendo em conta as variações da radiação e das cargas, as fórmulas de cálculo são apresentadas no capítulo 23 do livro “Solar Engineering of Thermal Processes” (Duffie e Beckman, 1991).

Tabela 2.1. Principais características dos programas pesquisados.

nome	Foco do programa	Idioma	Preço US\$	Passo de Tempo	B. D. componentes	Internet
DASTPVPS 5.3	SB	I	287	A, M, D	M, I, C	www.ibam.de
HOMER 2.0	SFVA, SFVC, SFVH	I	Free	A, M, D, H	B, E, G	http://analysis.nrel.gov/homer/
HYBRID2 1.3	SFVA, SFVH	I	800	S/I	S/I	www.ecs.umass.edu/mie/labs/rer1/hy2/intro.htm

nome	Foco do programa	Idioma	Preço US\$	Passo de Tempo	B. D. componentes	Internet
InseD 7.0	*1	I, A, E	562	A, M, D, S, H	M, G, B, I, CC, C, D	www.inselDi.com
Modes 1.1	SFVA, SFVC, SFVH	A	562	H	M, E, A, BM, CS, G, B, I, C, D,	www.ewis.fh-konstanz.de/modes.htm
PV-DesignPro 5.0	SFVA, SFVC, SFVH	I, E	149	A, M, D, H	M, E, G, B, I, C	http://www.mauisolarsoftware.com/
PVS 2000	SFVA, SFVC, SFVH	I, A	438	A, M, H	M, G, I, C	www.econzept.de
PV*SOLPro 2.2	SFVA, SFVC, SFVH	I, A, E, F	560	A, M, D, S, H	M, G, B, I, CC, C	www.valentin.com
PVSYST 3.21	SFVA, SFVC, SFVH	I	510	A, M, D, H	M, G, EA, B, I, CC, C	www.pvsyst.com
RETScreen	SFVA, SFVC, SFVH	I, F	Free		G	http://www.retscreen.net/
SolarPro 2.68	SFVA	I, J	3148	A, M, D, H	M, G	www.lapsys.co.jp/english
SoldIM 5.02	SFVA, SFVC,	I, A	197	A, M, D	M, G, I, B, C	www.soldim.de
SolEm 2.14	SFVC	A	62	A, M, D, H	M, G, I	www.solem.de
SolSim 1.0	SFVA, SFVC, SFVH	I, A	731	H	M, E, A, BM, B, I,	www.ewis.fh-konstanz.de/solsim.htm
Fdim 1.0	SFVA, SFVC	E	S/I	A	G	msidrach@ctima.uma.es
FV-Expert	SFVA, SFVC, SFVH	E	S/I	A	G	www.censolar.com
PV F-CHART	SFVA	I	600	H	G	http://www.fchart.com/
PVSize	SFVA	P	Free	A, M, D, S, H	M, G, T, B, I, CC, C	http://www.solar.ufrgs.br

Idioma

I: Inglês, A: Alemão, E: Espanhol, F: Francês, It: Italiano, J: Japonês, P: Português.

Passo de tempo

A: ano, M: mês, S: semana, D: dia, H: hora.

Foco do programa:

SFVA: sistema fotovoltaico autônomo, SFVC: sistema fotovoltaico conectado à rede, SFVH: sistema híbrido, SB: sistemas de bombeamento, 1*: sistemas térmicos e fotovoltaicos em geral, 2*: dados meteorológicos.

Base de dados de componentes:

M: módulos, G: irradiância e temperatura, B: bateria, I: inversor, CC: controlador de carga, C: consumo, E: gerador eólico, D: gerador diesel, CS: coletores solares, BM: biomassa, A: gerador hidráulico, EA: energia auxiliar.

Outros softwares para cálculo de sistemas de aproveitamento solar podem ser encontrados em <http://www.censolar.com/menu10.htm#software>.

3. Características da Radiação Solar

3.1 Introdução

O fluxo de radiação solar que chega à Terra é a principal fonte primária da maioria das formas de energia conhecidas. A radiação solar é importante nos movimentos de circulação atmosférica (ventos) e oceânica, para a vida vegetal e para a formação dos combustíveis fósseis, entre outros.

As duas características principais da radiação solar são intermitência e variabilidade no tempo. Estas duas características são de fundamental importância quando se procura aproveitar a energia procedente do Sol, já que interessa quantificar a radiação que incide sobre uma determinada área na superfície da Terra.

A complexidade dos fenômenos que afetam a radiação solar em seu caminho através da atmosfera é o principal problema que se encontra na hora de quantificar a disponibilidade energética. Quando esta energia entra na atmosfera, dois tipos de fenômenos influirão em seu transcurso através da mesma até chegar à superfície: os que dependem da geometria Sol-Terra e são função da posição relativa de ambos e do lugar na superfície terrestre considerado; e os outros são os fatores meteorológicos. Estes serão os responsáveis por uma atenuação na quantidade de energia que poderia chegar até a superfície terrestre, e, ao contrário dos fatores anteriores, não são facilmente quantificáveis. O efeito de atenuação deve-se aos elementos que formam a atmosfera, como o vapor de água, ozônio, aerossóis, nuvens, etc.

3.2 Radiação solar

Para o estudo da radiação solar é preciso determinar com precisão a posição do Sol no céu para determinada localidade, data e instante do dia.

O movimento aparente do Sol no espaço está regido pelas leis da mecânica celeste e suas relações geométricas se expressam em fórmulas de trigonometria esférica, em função da latitude (ϕ), declinação (δ) e ângulo horário (ω) do instante do dia.

3.2.1 Declinação Solar e Excentricidade

O planeta Terra, em sua translação ao redor do Sol, desenha uma trajetória elíptica. A linha do equador tem uma inclinação em relação ao plano descrito por esta translação de aproximadamente $23,5^\circ$. O plano que contém esta trajetória é denominado eclíptica e a

excentricidade desta órbita é tal que a distância da Terra ao Sol varia em $\pm 1.7\%$. Duffie e Beckman propõem a seguinte expressão para corrigir a radiação solar por efeito da excentricidade da elíptica (E_o)

$$E_o = 1 + 0.033 \cos (2\pi d_n / 365) \quad (3.1)$$

onde d_n é o número do dia do ano, que varia de 1 até 365.

A inclinação origina a variação da elevação do Sol, na linha do horizonte, com respeito à mesma hora, ao longo dos dias, originando as estações e modificando os cálculos da posição do Sol para uma determinada data. Nesta translação da Terra em torno do Sol destacam-se o solstício de verão, com uma máxima duração do dia, o solstício de inverno, com uma mínima duração do dia, e os equinócios de primavera e outono, com igual duração do dia e da noite.

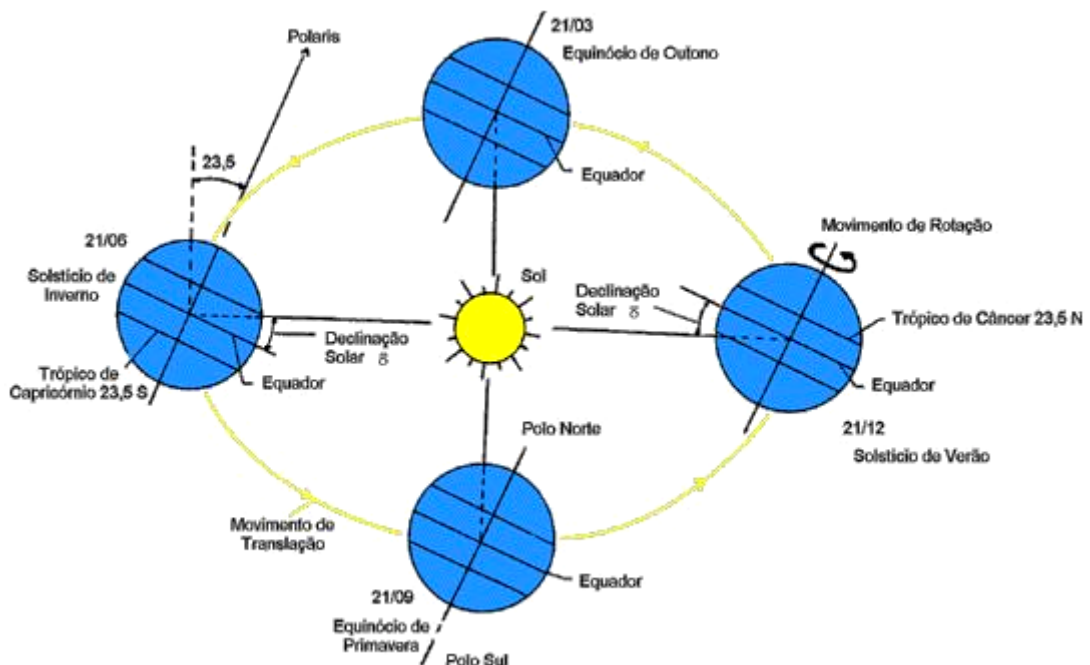


Figura 3.1. Órbita da Terra em torno do Sol, com seu eixo N-S inclinado de um ângulo de $23,5^\circ$ (CRESESB, 2004).

A posição angular dos raios solares em relação ao plano do Equador é chamada de Declinação Solar (δ), e varia de acordo com o dia do ano. Sua variação fica dentro dos limites:

$$-23,45^\circ \leq \delta \leq 23,45^\circ \quad (3.2)$$

A combinação da declinação com a latitude local determina a trajetória do movimento aparente do Sol para um determinado dia em uma localidade determinada na Terra.

Spencer propõe a seguinte expressão para a declinação solar ao longo do ano:

$$\delta = \frac{180}{\pi} (0,006918 - 0,399912 \cos(\Gamma) + 0,070257 \sin(\Gamma) - 0,006758 \cos(2\Gamma) + 0,000907 \sin(2\Gamma) - 0,002697 \cos(3\Gamma) + 0,00148 \sin(3\Gamma)) \quad (3.3)$$

O fator $(180/\pi)$ serve para passar de radianos a graus. O ângulo diário (Γ) expresso em radianos tem a seguinte fórmula:

$$\Gamma = 2\pi (d_n - 1) / 365 \quad (3.4)$$

3.3 Posição do Sol em relação a superfícies horizontais

Para calcular a radiação solar que chega a uma superfície horizontal na Terra, é preciso conhecer as relações trigonométricas entre a posição do Sol e a superfície. Para saber a posição do Sol em qualquer momento se trabalha com os ângulos azimute e altura solar.

- A altura solar (α): ângulo, num plano vertical, entre os raios do Sol e a projeção deles num plano horizontal.
- O azimute (ψ): ângulo, no plano horizontal, formado pela projeção dos raios do Sol neste plano com o direção sul.
- Ângulo Zenital (θ_z): ângulo formado entre os raios solares e uma linha perpendicular ao plano horizontal (Zênite). O ângulo zenital é complemento do ângulo da altura solar (α), na soma deles cumpre-se que:

$$\alpha + \theta_z = \pi / 2 \quad (3.5)$$

- Ângulo Horário do Sol (ω): é o deslocamento angular leste-oeste do Sol, a partir do meridiano local e devido ao movimento de rotação da Terra. Assim, cada hora corresponde a um deslocamento de 15° .
- Latitude (ϕ): posição angular do observador em relação ao equador terrestre, sendo positivo ao norte e negativo ao sul (máximos ± 90).

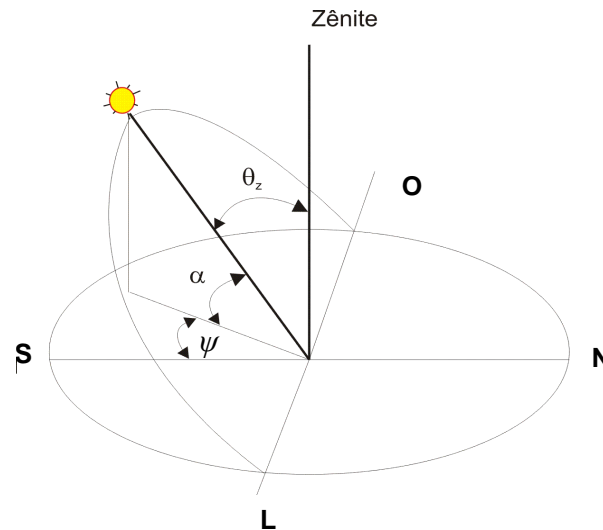


Figura 3.2 Ângulos azimutal, zenital e altura solar.

Para uma posição geográfica determinada, as relações trigonométricas entre o Sol e uma superfície horizontal são:

$$\cos \theta_z = \sin \delta \sin \phi + \cos \delta \cos \phi \cos \omega = \sin \alpha \quad (3.6)$$

$$\cos \psi = (\sin \alpha \sin \phi - \sin \delta) / \cos \alpha \cos \phi \quad (3.7)$$

onde se comprova que para um ângulo azimutal entre $0^\circ \leq \psi \leq 90^\circ$ $\cos(\psi) \geq 0$, e para $90^\circ \leq \psi \leq 180^\circ$ tem-se que $\cos(\psi) \leq 0$

Ao nascer do Sol a altura solar é zero, e o ângulo zenital é 90° . Assim, se ω_s é o ângulo do nascer do Sol, cumpre-se que:

$$\cos \omega_s = (-\sin \phi \sin \delta) / (\cos \phi \cos \delta) \quad (3.8)$$

$$\omega_s = \arccos(-\tan \phi \tan \delta) \quad (3.9)$$

O ângulo de nascer do Sol é igual ao ângulo de pôr-do-sol, exceto no sinal. A duração do dia (N_d) será duas vezes ω_s , o qual expresso em horas fica:

$$N_d = (2/15) \arccos(-\tan \phi \tan \delta) \quad (3.10)$$

3.4 Posição do Sol em relação a superfícies inclinadas

Os coletores solares normalmente devem ser inclinados a fim de receber uma distribuição uniforme, ou máxima da radiação ao longo do ano. Esta inclinação (β) varia de acordo a latitude

do local (ϕ). Para obter uma distribuição uniforme de radiação ao longo do ano Gonçalves (1991) propõe utilizar a seguinte equação:

$$\beta = 15 \text{ Abs}(\phi) / 30 + \text{Abs}(\phi) \quad (3.11)$$

O ângulo β é positivo para superfícies inclinadas orientadas para o sul no hemisfério norte e negativo para as localizadas no hemisfério sul e orientadas para o norte.

As definições de ângulos tratados para superfícies horizontais são válidas também para uma superfície inclinada β graus em relação ao equador, se for considerado que a latitude ϕ terá agora um valor $(\phi - \beta)$.

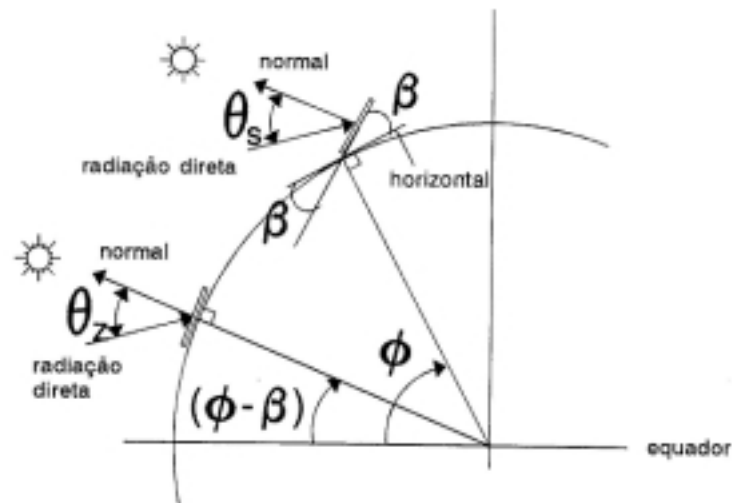


Figura 3.3. Inclinação das superfícies em diferentes latitudes.

Para o ângulo do nascer do Sol, e pôr-do-sol (ω_s') a relação fica:

$$\omega_s' = \text{arc cos}(- \tan (\phi - \beta) \tan \delta) \quad (3.12)$$

Em relação a este ângulo deve-se considerar três situações com relação ao ângulo do nascer/pôr do Sol para superfícies horizontais, quando $\omega_s > \omega_s'$

- Nos equinócios $\delta = 0^\circ$, e assim $\omega_s' = 90^\circ$, o que significa que o ângulo de nascer e pôr do Sol são independentes da inclinação (β) e latitude (ϕ).
- Durante o verão no hemisfério sul, $\delta < 0$, então os raios solares incidem antes numa superfície horizontal que sobre um plano inclinado na direção norte.

- Durante o inverno, no hemisfério sul, $\delta > 0$, o que daria um ângulo do nascer do Sol para o plano inclinado maior que para um horizontal, o que resulta totalmente impossível. Por isto deve-se ter uma expressão geral para o ângulo do nascer do Sol, como a seguinte:

$$\omega_s' = \min[\text{arc cos}(-\tan \phi \tan \delta), \text{arc cos}(-\tan(\phi - \beta) - \tan \delta)] \quad (3.13)$$

sendo que se adota o valor mínimo obtido da equação (3.13) para evitar valores de pôr e nascer do Sol fora da realidade.

Para superfícies que além de inclinação em relação à horizontal tenham desvios azimutais pode-se consultar Iqbal (1983) que apresenta equações apropriadas.

3.5 Radiação solar extraterrestre

A radiação emitida pelo Sol que chega até a atmosfera terrestre tem pouca variação. Iqbal (1983) define como constante solar (I_{SC}) a quantidade de energia procedente do Sol, que chega, por unidade de tempo e área, sobre uma superfície perpendicular aos raios solares localizada fora da atmosfera, para a distância média Sol-Terra ($1,5 \times 10^8$ km). O valor da radiação que chega até a camada exterior da atmosfera varia na ordem do 3 %. Isto deve à variação na distância Sol-Terra no longo do ano. Frohlich, em 1977, através de dados tomados dos satélites Nimbus e Mariner, obteve para esta constante o valor de:

$$I_{SC} = 1367 \text{ W/m}^2$$

valor adotado pelo World Radiation Center (WRC).

A radiação solar extraterrestre é definida como a quantidade de energia recebida na parte exterior da atmosfera, por unidade de superfície. Assim, será função, em todo momento, da distância Sol-Terra, da declinação, da latitude do lugar considerado e do ângulo horário.

A irradiação extraterrestre numa superfície horizontal (I_o) é:

$$I_o = I_{SC} E_0 \cos \theta_z = I_{SC} E_0 (\sin \delta \sin \phi + \cos \delta \cos \phi \cos \omega) \quad (3.14)$$

Partindo desta expressão poder-se-ão calcular os valores de radiação extraterrestre horária, diária ou outros valores com resolução temporal qualquer.

Integrando num período de um dia, temos a radiação extraterrestre diária (H_o) :

$$H_o = (24 / \pi) I_{SC} E_0 (\omega_s \sin \delta \sin \phi + \cos \delta \cos \phi \cos \omega_s) \quad (3.15)$$

Integrando num período de uma hora, tem-se a radiação extraterrestre horária (I_o), onde ω_i é o ângulo horário

$$I_o = I_{SC} E_0 (\sin \delta \sin \phi + \cos \delta \cos \phi \cos \omega_i) \quad (3.16)$$

Se β é a inclinação da superfície com relação à horizontal, as expressões são semelhantes às anteriores, mas utilizando o ângulo $\phi - \beta$, em vez de ϕ .

A radiação extraterrestre diária sobre uma superfície inclinada é:

$$H_{o\beta} = (24/\pi) I_{SC} E_0 (\omega_s \sin \delta \sin (\phi - \beta) + \cos \delta \cos (\phi - \beta) \sin \omega_s) \quad (3.17)$$

A radiação extraterrestre horária sobre uma superfície inclinada é:

$$I_{o\beta} = I_{SC} E_0 (\sin \delta \sin (\phi - \beta) + \cos \delta \cos (\phi - \beta) \cos \omega_i) \quad (3.18)$$

3.6 Radiação solar na superfície terrestre

A radiação que chega na superfície terrestre sofre o efeito de diminuição principalmente por absorção e dispersão da radiação.

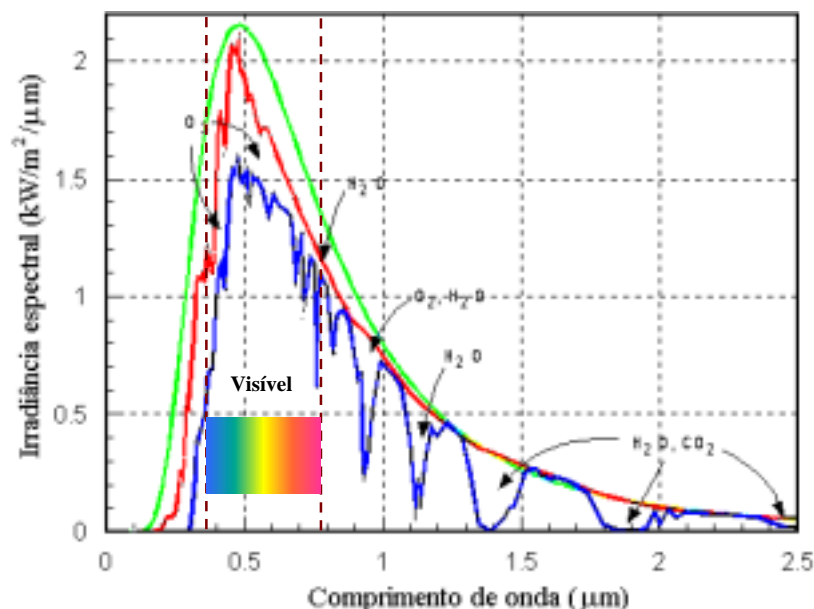


Figura 3.4. Distribuição espectral da radiação para um corpo negro (linha verde), da radiação solar extraterrestre (linha vermelha), e da radiação solar terrestre (linha azul) com os correspondentes elementos que afetam em cada comprimento de onda (Honsber, 1999).

Ao atravessar a atmosfera a radiação sofre desigual absorção para cada comprimento de onda que compõe o espectro solar. A magnitude desta alteração depende da composição da atmosfera e do comprimento do caminho recorrido pelos raios solares, este caminho é denominado massa de ar.

3.6.1 Componentes da radiação

A radiação total incidente na superfície terrestre que vem do Sol está formada por: *radiação direta*, que chega à Terra em linha reta e *radiação difusa*, gerada pelos efeitos da dispersão dos componentes da atmosfera, incluídas as nuvens. Uma superfície inclinada recebe ainda radiação refletida pelo solo ou objetos próximos. A razão entre a radiação refletida e a incidente na superfície da terra denomina-se *albedo* (ρ) ou refletividade do solo, valores para diferentes superfícies são apresentados na tabela 3.1.

Tabela 3.1. Valores típicos de albedo para diferentes superfícies (Iqbal, 1983).

Valores típicos de albedo	
Solo comum - terra marrom seca	0,2
Terra preta seca	0,13
Terra preta úmida	0,08
Gramma	0,15-0,30
Asfalto novo	0,09
Areia branca	0,6
Areia molhada	0,09
Neve fresca	0,8
Telha de barro (vermelha)	0,33
Telha de cimento-amianto nova	0,39
Telha de cimento-amianto velha	0,25
Tijolo vermelho	0,32
Tinta branca	0,8

A importância da estimativa exata da irradiância refletida aumenta com o ângulo de inclinação do painel (β), já que a porção de céu vista pela superfície inclinada diminui enquanto a porção de solo vista pela mesma aumenta.

A radiação solar global ou total que chega a uma superfície pode ser expressa como a adição das três componentes:

$$I = \text{radiação direta} + \text{radiação difusa} + \text{radiação refletida} \quad (3.19)$$

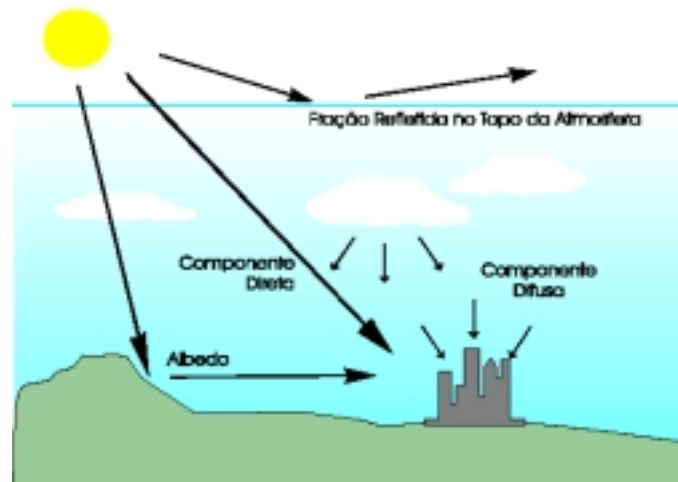


Figura 3.5. Componentes da radiação solar que chega na superfície terrestre (Oliveira, 1998).

Somente a componente direta da radiação permite a concentração dos raios através de espelhos parabólicos, lentes, etc. (apesar de que existem concentradores não formadores de imagem que utilizam também parte da radiação difusa). Com concentração se obtém uma redução da superfície absorvedora e um aumento na sua temperatura. Para o projeto de sistemas de conversão também é importante levar em conta a trajetória aparente do Sol, que muda ao longo do ano, para assim otimizar a captação da radiação proveniente do Sol.

No Hemisfério Sul, um sistema de captação solar fixo deve estar orientado para o Norte geográfico com uma inclinação maior da latitude local a fim de receber os raios solares de forma uniforme durante o ano, e ter uma inclinação de um ângulo próximo ao da latitude do lugar, para captar um máximo de energia solar ao longo do ano. Próximo da linha do Equador, a melhor posição é a horizontal, com uma pequena inclinação que permita a drenagem de água da chuva na superfície exterior do captador.

Um aspecto a ter em conta é que se a montagem do sistema de captação é feita com a orientação de uma bússula, que indica o Norte magnético devera-se fazer uma correção angular para orientar ao sistema em direção ao norte geográfico.

3.7 Dados de Radiação

No dimensionamento de sistemas fotovoltaicos é preciso determinar o fluxo de radiação direta e difusa incidente no sistema. Tendo em vista os fatores meteorológicos que condicionam a chegada da radiação, não é possível saber com antecipação quanta energia receberá o sistema.

Por isso, para o dimensionamento utilizam-se valores de radiação de anos anteriores; mas existem muitas localidades que não têm estes dados, e torna-se necessário estimá-los partindo de relações com outros parâmetros conhecidos.

A maior parte dos instrumentos de medição disponíveis hoje no Brasil só mede o número de horas de insolação ou, quando muito, a radiação global no plano horizontal. Além disso, a falta de estações de medição contribui para a dificuldade para aperfeiçoar técnicas de tratamento e geração de valores para o dimensionamento de sistemas fotovoltaicos.

O tipo de valores de radiação necessários para o dimensionamento depende da resolução com se quer trabalhar. Assim, haverá sistemas que se possam calcular com valores médios mensais de radiação, enquanto que para outros será preciso utilizar séries de dados horários.

3.8 Relação entre Horas de Sol e Radiação Global Diária

O número de horas de Sol corresponde ao tempo durante o qual a radiação direta é maior que um certo valor para que seja registrada.

Para grandes escalas de tempo e valores médios mensais de vários anos pode-se observar que existe uma correlação entre o número de horas de Sol e a quantidade de radiação global incidente em um ponto.

Em muitos lugares o número de horas de Sol é o único dado certo que se registra, sendo então necessário conhecer as correlações entre este número e a radiação global diária (H), ainda que estes valores somente possam ser utilizados como valores médios mensais.

Prescott e Col (1940) propõem a utilização da seguinte equação

$$H / H_o = a + b (n / N_d) \quad (3.20)$$

Os valores dos parâmetros a e b variam, segundo o lugar e suas características, numa faixa entre 0,17 - 0,32 e 0,37 - 0,69 respectivamente. Berlato (1971) utilizando valores de irradiação global horizontal diária em média mensal e insolação medidos em 17 estações do Rio Grande do Sul, e para este Estado sugere os seguintes valores: $a = 0,23$ e $b = 0,46$.

3.9 Radiação global sobre superfícies horizontais

Partindo dos valores da radiação global diária pode-se calcular os valores da radiação difusa e da radiação direta sobre a superfície horizontal.

3.9.1 Valores diários

A radiação difusa diária (H_d) incidente numa superfície correlaciona-se com a radiação global (H) que incide na mesma, através do índice ou coeficiente de transparência atmosférico diário (Kt), que se define como:

$$Kt = H / H_o \quad (3.21)$$

Collares-Pereira e Rabl (1979) propuseram a seguinte expressão analítica que correlaciona estes valores conforme o coeficiente de transparência atmosférico:

$$H_d / H \begin{cases} 0,99 & \text{para } Kt = 0,17 \\ 1,188 - 2,272 Kt + 9,473 Kt^2 \\ -21,856 Kt^3 + 14,648 Kt^4 \\ -0,54 Kt + 0,632 \\ 0,2 \end{cases} \begin{cases} \text{para } 0,17 < Kt < 0,75 \\ \text{para } 0,75 < Kt < 0,8 \\ \text{para } Kt \geq 0,8 \end{cases} \quad (3.22)$$

A radiação direta diária (H_b) obtém-se como a diferença entre a radiação global e a radiação difusa:

$$H_b = H - H_d \quad (3.23)$$

3.9.2 Valores horários

Assim como no caso da radiação diária, a radiação difusa horária (I_d) incidente em uma superfície se relaciona com a radiação global horária (I). Neste caso, utiliza-se o índice de transparência atmosférico horário kt , que se entende como o quociente entre a radiação global horária e radiação extraterrestre horária. A expressão usada é a dada por Erbs et ali (1982), que divide o céu coberto em três tipos e propõe, segundo o valor de kt :

$$I_d / I \begin{cases} = 1,0 - 0,09 kt \\ = 0,9511 - 0,160 kt + 4,388 kt^2 \\ - 16,63 kt^3 + 12,336 kt^4 \\ = 0,165 \end{cases} \begin{cases} 0 \leq kt \leq 0,22 \\ 0,22 \leq kt \leq 0,8 \\ kt > 0,8 \end{cases} \quad (3.24)$$

O valor obtido para I_d não é muito exato, já que é difícil fazer a previsão somente com o valor da radiação global; o mesmo ocorrerá usando qualquer das outras correlações.

A radiação direta se obtém com a diferença entre a radiação global e a radiação difusa:

$$I_b = I - I_d \quad (3.25)$$

3.10 Radiação global sobre superfícies inclinadas

A radiação global diária incidente sobre uma superfície inclinada pode ser calculada como a soma das parcelas horárias da radiação global.

$$H_\beta = \sum_{\text{horas}} I_\beta \quad (3.26)$$

onde I_β pode ser obtida como a soma horária da radiação direta, difusa e refletida

$$I_\beta = I_{b\beta} + I_{d\beta} + I_{r\beta} \quad (3.27)$$

Conhecendo a radiação direta sobre uma superfície horizontal pode ser calculada a radiação direta sobre uma superfície inclinada através da seguinte expressão:

$$I_{b\beta} = I_b r_b \quad (3.28)$$

onde r_b é um fator de conversão geométrico dado por:

$$r_b = \cos \theta_s / \cos \theta_z \quad (3.29)$$

onde θ_s é o ângulo de incidência, ângulo formado entre os raios solares sobre o plano de captação e a normal da mesma superfície.

A radiação refletida pelo solo que incide em uma superfície pode ser calculada considerando uma reflexão isotrópica ou anisotrópica. Segundo a primeira, a quantidade de radiação diária refletida pela terra que incide em uma superfície inclinada, pode ser obtida com a expressão:

$$I_{r\beta} = I \rho (1 - \cos \beta) / 2 \quad (3.30)$$

onde ρ é o albedo da superfície refletora.

Finalmente, a radiação difusa que provém do céu pode ser calculada utilizando o modelo semi-empírico proposto por Perez, R. et ali., 1987, o qual se baseia na análise das três componentes da radiação difusa, e assume uma irradiância constante sobre todo o céu exceto em um disco em torno ao Sol e uma banda no horizonte, onde os valores da irradiância difusa são incrementados. A magnitude deste incremento é considerada como uma função de três parâmetros que descrevem a condição do céu em cada instante.

A forma deste modelo é dada pela equação:

$$I_{d\beta} = I_d \left[0,5(1 + \cos \beta)(1 - F_1) + F_1 \left(\frac{\cos \theta_s}{\cos \theta_z} \right) + F_2 \operatorname{sen} \beta \right] \quad (3.31)$$

O modelo de Perez é largamente empregado [Remund, J. et al., 1998], sendo testado em diversos trabalhos [Utrillas, M. P. e Martinez-Lozano, J. A., 1994].

Os coeficientes $F1$ e $F2$ são coeficientes que levam em conta o brilho circumsolar e horizontal, que são função de três parâmetros que definem as condições do céu, ângulo de zênite, a claridade ε e o brilho Δ , obtidos através das equações empíricas:

$$F_1 = F_{11}(\varepsilon) + F_{12}(\varepsilon)\Delta + F_{13}(\varepsilon)\theta_z \quad (3.32)$$

$$F_2 = F_{21}(\varepsilon) + F_{22}(\varepsilon)\Delta + F_{23}(\varepsilon)\theta_z \quad (3.33)$$

$$\Delta = \frac{I_d \cdot ma}{I_{on}} \quad (3.34)$$

$$\varepsilon = \frac{I_d + I_{bn}}{I_d} \quad (3.35)$$

onde $I_{d\beta}$ é a irradiância difusa inclinada, I_d é a irradiância difusa horizontal, ma a massa de ar, I_b a irradiância direta normal e I_o a irradiância extraterrestre, também normal.

Os coeficientes F_{11} , F_{12} , etc. são função do ε , e para diferentes faixas do mesmo os valores recomendados são os mostrados na tabela 3.2

Tabela 3-2 Tabela de coeficientes “F” para determinação da radiação difusa através do modelo de Perez.

Faixa de ε	F11	F12	F13	F21	F22	F23
1 a 1,056	-0,042	0,55	-0,044	-0,12	0,138	-0,034
1,0561 a 1,253	0,261	0,559	-0,243	-0,019	0,083	-0,081
1,253 a 1,586	0,481	0,46	-0,354	0,077	0,006	-0,116
1,5861 a 2,134	0,825	0,187	-0,532	0,172	-0,05	-0,151
2,1341 a 3,23	1,102	-0,299	-0,586	0,35	-0,398	-0,171
3,231 a 5,98	1,226	-0,451	-0,617	0,444	-0,949	-0,073
5,981 a 10,08	1,367	-0,838	-0,655	0,431	-1,75	0,094
10,08 a ∞	0,978	-0,812	-0,393	0,335	-2,160	0,106

A radiação difusa que provém do céu pode também ser calculada utilizando o modelo anisotrópico de Hay, ou utilizando outros modelos que podem ser consultados em Rossini (2002).

4. Componentes de um sistema fotovoltaico

4.1 Introdução

Um sistema fotovoltaico compreende o agrupamento de módulos em painéis fotovoltaicos e de outros equipamentos, que armazenam ou transformam a energia elétrica para ser utilizada em diferentes aplicações.

O sistema é normalmente composto por três partes básicas: o gerador fotovoltaico, os elementos de condicionamento de potência e proteção, e as baterias, que armazenam a eletricidade gerada.

O sistema de geração está composto por células fotovoltaicas responsáveis pela conversão de energia solar em energia elétrica.

O subsistema de condicionamento de potência está formado pelo controlador de carga, o inversor, conversor e seguidor do ponto de máxima potência (MPPT); estes são encarregados de controlar a energia enviada ao sistema de armazenamento, composto geralmente por baterias, e aos pontos de consumo.

4.2 Célula Fotovoltaica

As células fotovoltaicas são dispositivos semicondutores fotossensíveis que tem a propriedade de converter parte da energia solar incidente em energia elétrica. O fenômeno físico de conversão foi descoberto por Bequerel em 1839, mas sua utilização e desenvolvimento começaram nos anos 50 conjuntamente com o período da conquista espacial.

Por ter um espectro de absorção da luz dentro da faixa de comprimentos de ondas abrangida pela radiação solar e por ter um desenvolvimento tecnológico sólido na indústria de microeletrônica, o silício (Si) é o material mais utilizado na fabricação de células fotovoltaicas.

Para que um material semicondutor se transforme em uma célula fotovoltaica, deve passar por uma série de processos até chegar a seu estado final. As diferentes formas de realizar estes processos são as que diferenciam as distintas técnicas industriais de fabricação (CIEMAT, 2000). A seguir são apresentados os conceitos básicos do processo de funcionamento dos dispositivos fotovoltaicos.

O átomo de silício possui 4 elétrons em sua última órbita, (banda de valência), faltando 4 elétrons para completá-la. Quando os átomos de Si se ligam, compartilham os elétrons da última órbita formando ligações covalentes.

Quando ao Si puro associa-se uma porção de átomos diferentes, diz-se que introduzimos impurezas no cristal, convertendo-o em um semiconductor extrínseco ou impuro. Se os átomos anexados têm 5 elétrons na banda de valência, como o fósforo (P), combinam-se com átomos de Si e se obtém 4 ligações covalentes, ficando o quinto elétron sem estabelecer ligação nenhuma, indo para a banda de condução. Este tipo de impureza é chamada de doadora, e o cristal resultante de dita combinação se denomina cristal de tipo N.

No caso em que as impurezas introduzidas no Si apresentem menos elétrons, como o boro (B), o qual tem 3 elétrons na banda de valência, haverá três ligações covalentes e uma ligação incompleta, o que ocasiona uma lacuna considerada como uma carga positiva (Figura 4.1). As impurezas deste tipo são chamadas de aceitadoras e o cristal se denomina de tipo P.

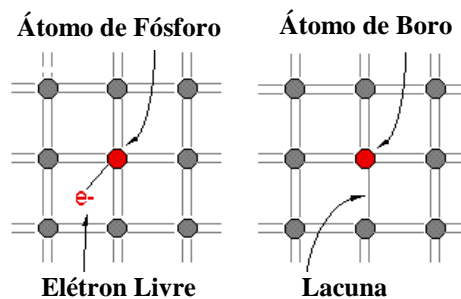


Figura 4.1. Cristal de silício tipo “N” e cristal de silício tipo “P”

Isoladamente, os cristais de Si tipo P ou N são neutros, mas ao serem unidos, na interface (zona de junção) começa uma difusão de elétrons da zona N para a zona P, e de lacunas da zona P para a zona N. Com isto, a região N, próxima à interface, fica com deficiência de elétrons e a região P, próxima à interface, fica com maior quantidade de cargas negativas.

Esta polarização de cargas elétricas gera um campo elétrico interno no material, o que origina uma força elétrica que se opõe à força de difusão dos elétrons. Na etapa do equilíbrio, sem iluminação, a corrente do campo compensa a corrente da difusão que flui em sentido contrário; nesta situação, se os terminais da célula fossem conectados a um circuito externo, a corrente na interface resultaria nula. O campo elétrico formado existe só na região da junção.

Quando a junção é iluminada, os fótons com suficiente energia para levar os elétrons da banda de valência à banda de condução (energia do gap), fazem com que elétrons fiquem livres, criando assim pares elétron-lacuna. O campo elétrico faz com que o elétron seja acelerado para a região N ao mesmo tempo em que a lacuna migra para a região P. Quanto maior a quantidade de fótons que atingem os elétrons de ligação, maior é a quantidade de pares elétron-lacuna formados, com o que se cria um desequilíbrio nas correntes. Se os terminais da célula forem

ligados através de um circuito externo, circulará uma corrente elétrica enquanto dure a radiação incidente proporcional à intensidade da luz (Figura 4.2). Este fenômeno se denomina efeito fotovoltaico.

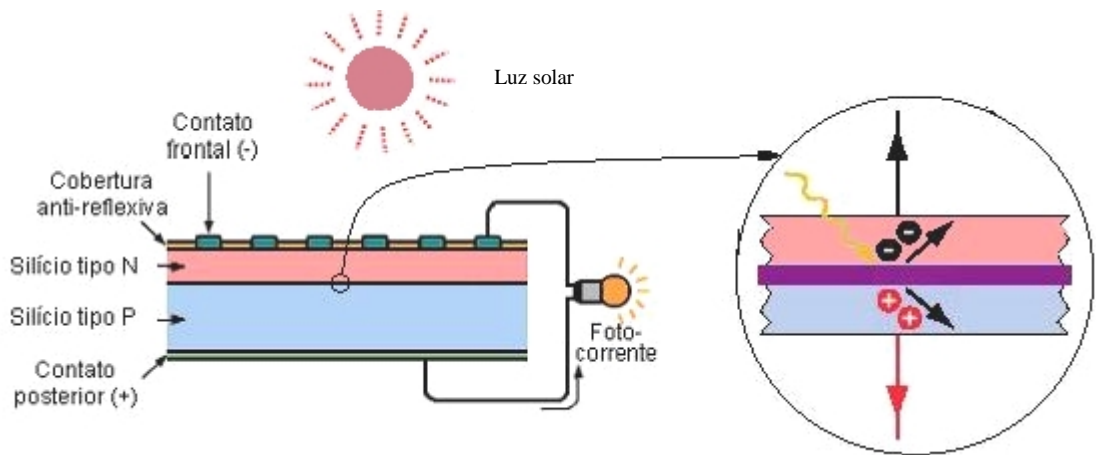


Figura 4.2. Princípio de funcionamento das células fotovoltaicas (figura adaptada do catálogo Kyocera).

Os terminais das células consistem em metalizações em ambas as faces da célula. Para obter um bom dreno na corrente gerada, os contactos metálicos ocupam toda a área da face não exposta à luz e formam uma grade na face que recebe a radiação solar. O desenho da grade frontal é impresso na superfície por um processo de serigrafia, protegendo a área que não deve ser metalizada. Um processo químico posterior elimina a resina e os materiais nela depositados, ficando a grade metalizada sobre o Si. A fina camada de prata responsável pela condução é comumente reforçada por um processo de eletrodeposição. Finalmente, para diminuir as perdas por reflexão da luz solar no Si, que podem ser de até 33 %, deposita-se uma camada anti-reflexiva de óxido de Si ou de Titânio.

4.2.1 Módulo Fotovoltaico

O módulo fotovoltaico é a unidade básica do sistema: está composto por células, encapsuladas para protegê-las dos efeitos climáticos, conectadas em série ou paralelo, assegurando a produção de tensão e corrente suficientes para a utilização da energia.

Antes de serem encapsuladas, as células são conectadas em série através de tiras de metal soldadas na parte de trás das células e na face frontal da seguinte. A face que recebe a radiação solar é coberta geralmente por vidro temperado, plástico ou resina de silicone, todos transparentes e resistentes, para dar rigidez e proteger as células fotovoltaicas. A cobertura

utilizada na face frontal deve apresentar um baixo índice de refração, resistência à degradação por radiação ultravioleta e boa resistência mecânica. Os lados restantes são cobertos com materiais planos que fornecem proteção para os módulos. Finalmente, é instalada uma estrutura metálica auto-portante, geralmente de alumínio anodizado, que facilita uma rápida montagem (Fig. 4.3).

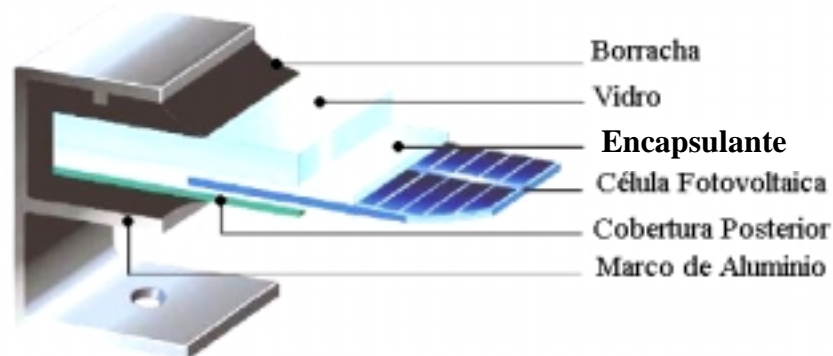


Figura 4.3. Corte de um módulo fotovoltaico (Catálogo Siemens, 1996)

O número de células conectadas num módulo depende da tensão de utilização e da corrente elétrica desejada. É necessário o agrupamento em módulos, pois uma célula fornece pouca energia elétrica, em uma tensão ao redor de 0,4 volts no ponto de máxima potência, e uma densidade da corrente da ordem de 30 mA/cm^2 (CRESESB, 1999).

Deve-se ter cuidado com as células a serem reunidas, devido às suas características elétricas. A incompatibilidade destas características leva a módulos ruins, porque as células que geram maior corrente e tensão dissipam o excesso de potência nas células de desempenho inferior; assim a eficiência global do módulo se vê reduzida.

Para carregar baterias de 12 V, os módulos fotovoltaicos devem produzir pelo menos 16 V, tendo em conta o efeito da temperatura e as perdas que ocorrem nos cabos e diodos de bloqueio. Assim, os módulos usualmente têm entre 30 e 36 células de silício.

4.2.2 Curva característica I-V

Quando um módulo sem carga é exposto ao sol, a tensão medida nos terminais denomina-se tensão de circuito aberto (V_{oc}); nesta situação, não há circulação de corrente. Através de um *shunt*, pode-se medir a tensão associada à corrente gerada quando seus terminais estão conectados entre si, sendo a corrente chamada corrente de curto-circuito (I_{sc}).

Quando se conecta uma carga, estabelecem-se valores de corrente e tensão entre aqueles extremos. Variando a carga aplicada obtém-se novos pontos, que podem ser arranjados em uma linha denominada *curva característica I-V*.

A norma ABNT (NBR10899/TB-328) define a curva característica de tensão versus corrente como a “representação dos valores da corrente de saída de um conversor fotovoltaico, em função da tensão, para condições preestabelecidas de temperatura e radiação”.

A análise da curva I-V é de fundamental importância na caracterização de um gerador fotovoltaico, pois a partir dela é possível obter os principais parâmetros que determinam sua qualidade e desempenho.

Uma boa célula de silício cristalino apresenta, partindo do curto-circuito, uma corrente quase constante, decrescendo levemente com o aumento da tensão até chegar a um joelho, a partir do qual assume um comportamento de rápida diminuição, até cortar quase verticalmente o eixo das tensões. A potência fotogerada, obtida multiplicando-se a corrente pela tensão, apresenta um máximo nitidamente localizado próximo ao joelho da curva I-V (Figura 4.4).

Cada ponto da curva de potência versus tensão interpreta-se como a potência gerada para uma determinada resistência da carga. No módulo, existe só um ponto para o qual a potência máxima pode ser extraída (na zona do joelho da curva). Assim, o ponto de potência máxima é produto da tensão de potência máxima (V_{mp}) e corrente de potência máxima (I_{mp}). A potência nominal dos módulos está dada pela potência de pico expressa na unidade W_p (Watt pico), que se refere a condições *standard*, estas condições serão definidas mais adiante.

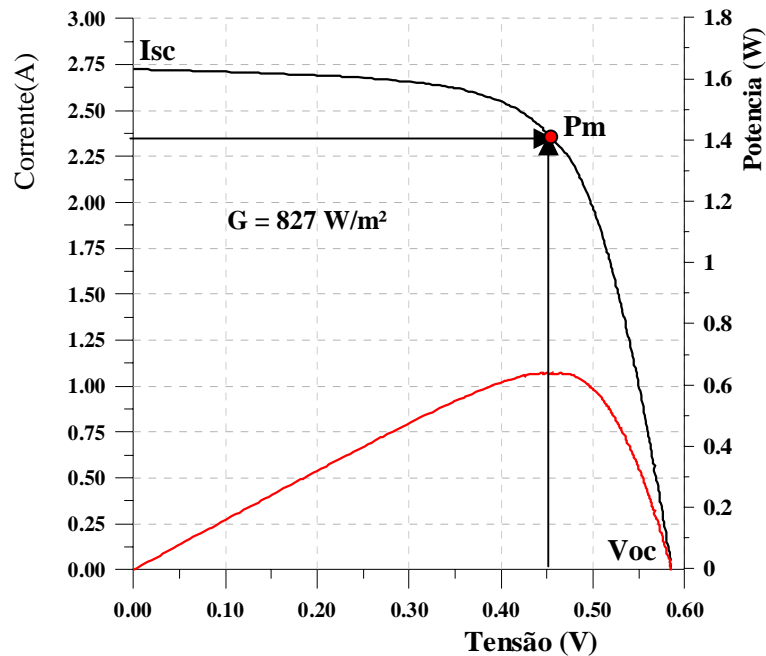


Figura 4.4. Curva característica (preto) e de potência (vermelho) para uma célula fotovoltaica de 100 cm² testada no Laboratório de Energia Solar da UFRGS.

Algumas definições importantes para caracterizar as células são as seguintes:

O fator de forma (FF) expressa a aproximação que apresenta a curva I-V a um retângulo. Quanto maior é a qualidade das células, mais próxima da forma retangular será sua curva I-V, ou

seja, a curva pode ser usada para qualificar as células e detectar defeitos de fabricação: uma boa célula mostra uma corrente quase constante, decrescendo levemente com os aumentos de tensão.

$$FF = \frac{I_{mp} \cdot V_{mp}}{I_{SC} \cdot V_{OC}} \quad (4.1)$$

O FF apresenta sempre valor menor que a unidade, comumente entre 0,7 e 0,8 para células de Si.

Eficiência (η) define-se como a relação entre a máxima potência elétrica que uma célula solar pode entregar e a potência da radiação solar incidente sobre a célula.

$$\eta = \frac{I_{mp} \cdot V_{mp}}{A \cdot G} \quad (4.2)$$

Onde:

G : irradiância incidente (W/m^2)

A : área útil do módulo (m^2)

4.2.2.1 Dispositivos fotovoltaicos conectados em série

A conexão em série é feita unindo o terminal positivo de um módulo ao terminal negativo de outro, e assim sucessivamente.

Quando a ligação é em série, as tensões adicionam-se e a corrente não é afetada:

$$V = V_1 + V_2 + \dots + V_n$$

$$I = I_1 = I_2 = \dots = I_n$$

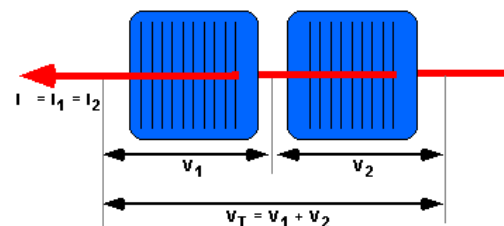


Figura 4.5. Células conectadas em série

4.2.2.2 Dispositivos fotovoltaicos conectados em paralelo

As conexões em paralelo compreendem ligações de terminais positivos entre si e terminais negativos entre si. Esta conexão produz a soma das correntes enquanto que a tensão segue sendo a mesma.

$$I = I_1 + I_2 + \dots + I_n$$

$$V = V_1 = V_2 = \dots = V_n$$

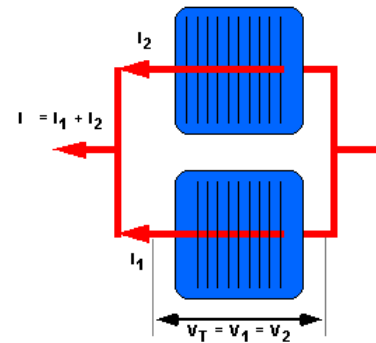


Figura 4.6. Células conectadas em paralelo.

4.2.3 Efeito da temperatura e da intensidade de radiação

Os efeitos da temperatura e da intensidade da radiação são de fundamental importância, já que as mesmas variam continuamente devido às condições meteorológicas ao longo do tempo, alterando o comportamento dos parâmetros das células durante a geração de energia elétrica.

A fig. 4.7 (a) mostra as curvas características de um módulo sob diferentes regimes de iluminação. Observa-se um aumento da I_{SC} proporcional à intensidade de radiação solar incidente. A V_{OC} aumenta em forma logarítmica quando a radiação aumenta. Para valores altos de irradiância aquela variação é pequena e cresce para valores de irradiância baixos.

A fig. 4.7 (b) representa as curvas características de um módulo sob uma intensidade de radiação constante e com variação de I_{SC} e V_{OC} devido à temperatura.

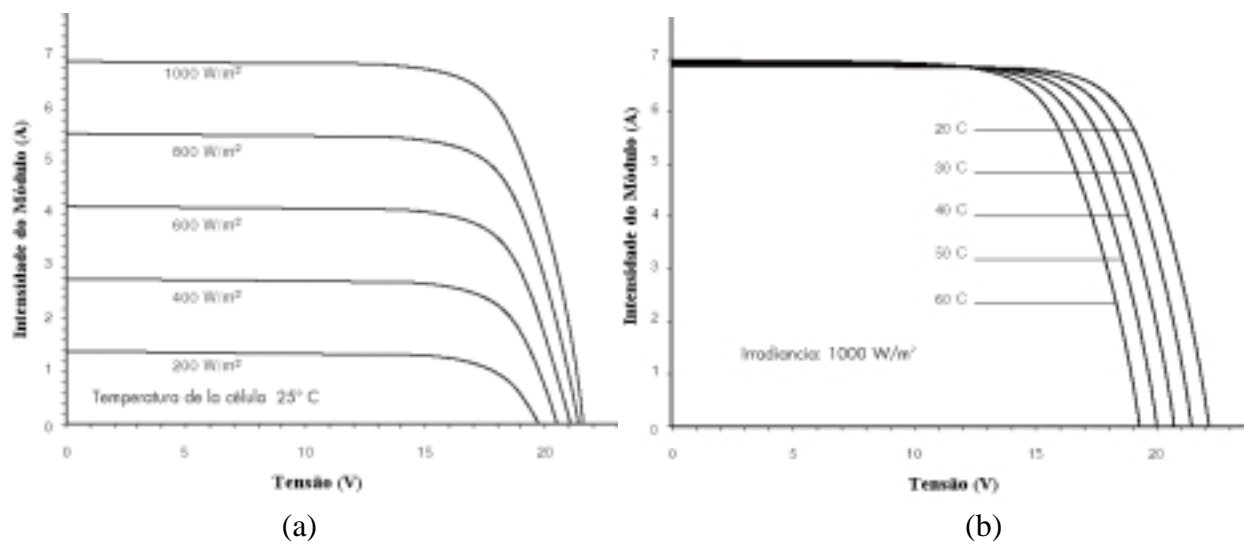


Figura 4.7. Variação da curva característica para diferentes valores de radiação (a) e temperatura (b) para um módulo SM110-12 (Shell solar, 2004).

A variação de V_{OC} com a temperatura é mais acentuada que a de I_{SC} . Isto provoca uma nítida perda de potência, que aumenta com a temperatura. Valores típicos para as variações de I_{SC} e V_{OC} para uma célula de Si cristalino são da ordem de:

$$\beta = \frac{\partial V_{OC}}{\partial T} = -2,3 \frac{mV}{^{\circ}C} \quad (4.3)$$

$$\alpha = \frac{\partial I_{SC}}{\partial T I_{SC}} = 0,06\% \text{ } ^{\circ}C^{-1} \quad (4.4)$$

β : variação da tensão de circuito aberto com a temperatura.

α : variação específica da corrente de curto circuito com a temperatura

Para captar maior intensidade luminosa é preciso seguir o movimento aparente do Sol no céu segundo a hora e a época do ano. Para os módulos fixos, o recomendado é determinar a melhor inclinação em cada região dependendo da latitude e do período de demanda de carga.

No que diz em relação à temperatura das células, sabe-se que a temperatura das células que compõem o módulo depende da temperatura ambiente, da irradiância e da velocidade do vento.

O aumento da temperatura da célula devido ao aumento do nível de irradiância reduz a eficiência do módulo, devido a que por características intrínsecas das células a tensão diminui com o aumento da temperatura. Os módulos de silício amorfo são menos influenciáveis às variações de temperatura.

4.2.4 Tecnologia Fotovoltaica

Os principais tipos de células fotovoltaicas podem ser alguns dos mencionados a seguir.

- ***Silício Monocristalino***

As células silício monocristalino estão formadas por um único grande cristal, previamente crescido e fatiado (Figura 4.8 (a)). A maior pureza do material garante a confiabilidade e a eficiência. O limite de conversão da luz solar em energia elétrica é de 29%, mas nos produtos comerciais encontram-se valores entre 12 e 16%. As quantidades de material utilizado e a energia envolvida na fabricação são barreiras importantes para redução de custos e desenvolvimento de grandes escalas de produção.

- ***Silício Multicristalino***

As células de silício multicristalino, também conhecido como silício policristalino, são células que se originam a partir do material solidificado em forma de um bloco composto de muitos pequenos cristais (Figura 4.8 (b)). A partir deste bloco cortam-se fatias e fabricam-se as

células. O fato de existir interfaces entre os cristais reduz levemente a eficiência do material e na prática os produtos disponíveis alcançam eficiências próximas às das células monocristalinas. A quantidade de material é semelhante ao caso anterior, enquanto a energia necessária para produzi-las é significativamente reduzida.

- **Filmes Finos**

Células de filmes finos são resultado das investigações feitas para possibilitar a produção de células confiáveis utilizando pouco material semicondutor, e que seja plausível a produção em grande escala, com custos mais baixos de produção e, em consequência, da energia gerada.

Os dispositivos de filme fino produzem tensão mais elevada que os monocristalinos e policristalinos, e os módulos podem ser feitos com menos de 28 células; além de apresentarem tamanhos e formas livres, podendo adaptar-se a superfícies como telhas, janelas, etc.

Entre os materiais trabalhados figuram diferentes semicondutores, e o tratamento consiste na sua deposição em camadas finas na superfície, da ordem de poucos micrometros. Na Figura 4.8 (c) se mostra uma célula flexível desenvolvida na University of Linz (Austria).

O silício amorfo é um destes materiais e caracteriza-se por ter maior desenvolvimento na área, ainda que não apresente o mesmo nível de confiança nem de estabilidade que as células cristalinas; mas junto aos outros materiais, tem o futuro assegurado, por permitir a fabricação de produtos de baixo custo em grande escala e permitir sua deposição sobre diferentes superfícies. Neste tipo de tecnologia também se encontram os filmes finos de telureto de cádmio (CdTe), disseleneto de cobre e índio, e disseleneto de cobre, gálio e índio (CIS e CIGS) (Rüther, 2004).

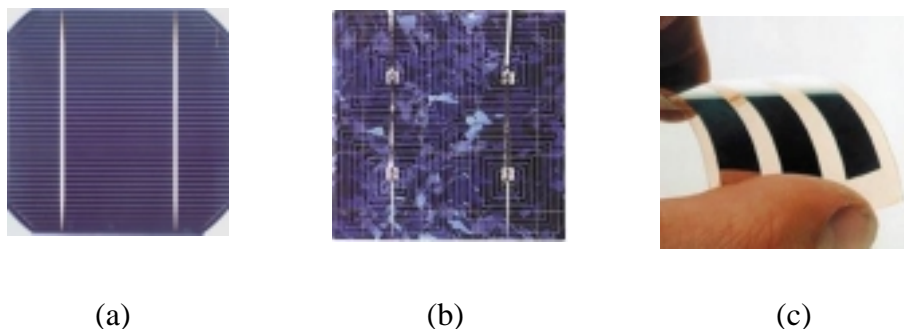


Figura 4.8. Células de silício monocristalino (a), silício policristalino (b) e filmes finos(c).

- **Células com concentração**

Lentes concentradoras unidas a células de grande eficiência, como o silício cristalino ou o arseneto de gálio, podem produzir sistemas simples e eficientes de focalização e seguimento do sol, para que os raios possam ser concentrados no dispositivo. O aumento de intensidade de

radiação produz um aumento de tensão na célula e o resultado final acaba sendo diminuição da área da célula para igual potência gerada.

4.3 Baterias ou Acumuladores

A função destes elementos nos sistemas fotovoltaicos é armazenar a energia produzida pelo gerador fotovoltaico e entregá-la à carga quando a geração seja nula como à noite, ou insuficiente como em períodos de baixa irradiância. As baterias podem estar formadas por uma única célula ou vaso, ou por um grupo delas, conectados em série ou em paralelo, constituindo assim um sistema de armazenamento eletroquímico completo.

4.3.1 Classificação das Baterias

Segundo o tipo de célula que compõe uma bateria, esta pode ser classificada como *recarregável* ou *não recarregável*.

As baterias não-recarregáveis podem ser usadas uma única vez. Estão compostas de células denominadas *primárias* que uma vez descarregadas ficam inutilizadas. Usam-se comumente como fontes de energia de baixa potência, para relógios, calculadoras, etc.

As baterias recarregáveis, compostas por células conhecidas como *secundárias*, podem ser carregadas e reutilizadas várias vezes, e servem para aplicações de longos períodos de tempo. Nos sistemas fotovoltaicos, as baterias de acumulação funcionam continuamente em ciclos de carga e descarga como resultado da superposição do efeito produzido pela energia diária fornecida pelo gerador fotovoltaico e a requerida pelo consumo.

Segundo sua aplicação, estas baterias podem classificar-se como:

- **Automotivas ou “de partida”:** são baterias desenhadas para descargas velozes, com altas taxas de correntes e baixas profundidades de descarga, condições comuns para partida de motores de automóveis.
- **Tração:** indicadas para o funcionamento de aparelhos móveis elétricos, são projetadas para operar em regime de ciclos diários profundos com taxa de descarga moderada.
- **Estacionárias:** projetadas para ocasiões em que se trabalha com ciclos lentos de carga / descarga. Por exemplo, sistemas de backup.
- **Fotovoltaicas:** são aquelas pensadas para ciclos diários com taxas de descarga reduzidas e que devem suportar descargas profundas esporádicas devido a uma possível falta de geração (condições climáticas).

Segundo sua forma de confinamento do eletrólito, podem ser:

- **Abertas**, precisam de uma verificação periódica do nível do eletrólito. O eletrólito é líquido e não está encerrado no separador, motivo pelo qual devem ficar em posição vertical.
- **Seladas**, nas quais o eletrólito está confinado no separador ou tem consistência de gel. Chamam-se também de “sem manutenção”, porque não precisam da adição de água.

As formas de avaliação das baterias recarregáveis são: densidade de energia, volumétrica ou por peso; eficiência, vida cíclica, taxa de autodescarga, reciclabilidade dos materiais e custo, termos que serão tratados na seção 4.3.3.

A seguir, é dado um enfoque específico aos acumuladores eletroquímicos de chumbo-ácido (Pb-ácido), por serem estes os mais usualmente utilizados em sistemas fotovoltaicos autônomos devido a seu baixo custo e disponibilidade no mercado.

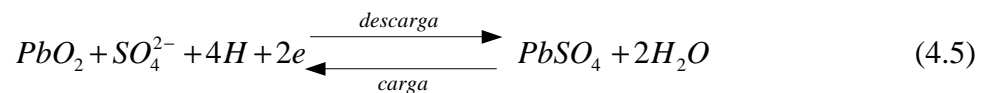
4.3.2 Processos eletroquímicos nos acumuladores

Os acumuladores são compostos por um ou mais elementos denominados células eletroquímicas. A *célula ou vaso* é a unidade básica de uma bateria (Figura 4.9), a qual é formada por um recipiente onde se encontram dois eletrodos imersos numa solução eletrolítica, conhecidos como materiais ativos, os que se encarregam da transformação da energia química em elétrica ou ao inverso segundo estejam em estado de carga ou descarga, produzindo-se reações químicas reversíveis.

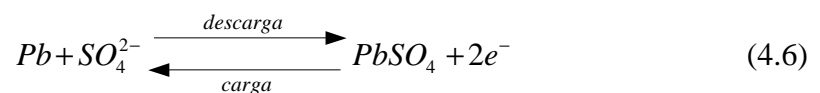
Um dos eletrodos é o pólo positivo (ânodo) que é formado de dióxido de chumbo e o outro é de chumbo poroso puro sendo o pólo negativo (cátodo). Ambos estão imersos numa solução de ácido sulfúrico dissolvido em água a 37% (eletrólito), a qual permite a condução dos elétrons.

No processo de descarga, as reações químicas entre o material dos eletrodos e do eletrólito geram eletricidade, enquanto que no processo de carga, a reação se dá consumindo energia. As reações químicas que ocorrem no interior deste tipo de acumuladores são as seguintes:

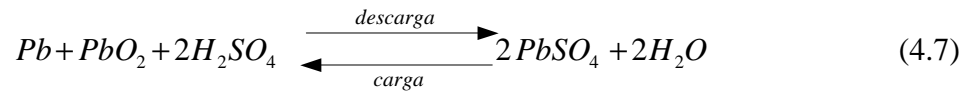
no ânodo



no cátodo



resultando como reação global



Durante o processo de carga, uma corrente elétrica entra na bateria pelo ânodo, formando óxido de chumbo (PbO_2) no ânodo e chumbo puro (Pb) no cátodo. Neste processo, ácido sulfúrico (H_2SO_4) é liberado na solução aquosa (eletrólito), aumentando sua densidade. Já na descarga, a corrente elétrica sai pelo ânodo, formando sulfato de chumbo ($PbSO_4$) nos dois eletrodos absorvendo o ácido sulfúrico do eletrólito, com uma correspondente diminuição da densidade deste último. Assim, é possível determinar o estado da carga de uma bateria de forma bastante simples, medindo a densidade do eletrólito, ou a tensão em seus pólos.

Na prática, para as baterias carregadas, a densidade do eletrólito varia entre 1,20 e 1,28 g/cm^3 , os quais correspondem respectivamente a valores, em estado de repouso, entre 2,04 e 2,12 V por célula.

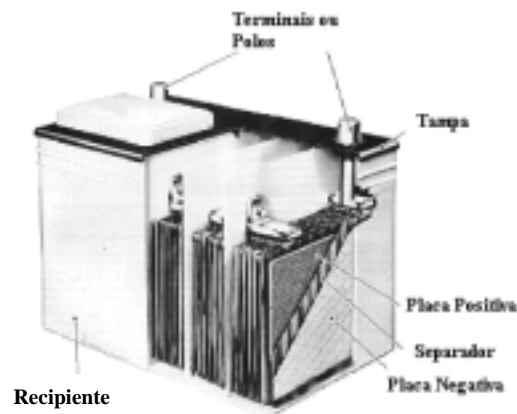


Figura 4.9. Corte de uma bateria automotiva (EPSEA, 2004)

4.3.3 Características dos Acumuladores

Com respeito às baterias em geral, existe uma série de termos a conhecer que fornecem a informação de suas principais características.

Autodescarga: define o processo no qual as baterias descarregam gradual e espontaneamente, quando não estão em uso. As baterias de chumbo-ácido têm uma alta taxa de autodescarga mensal, de 5 a 30% de sua capacidade, dependendo da temperatura e composição da célula, e assim deve-se evitar que as baterias fiquem em repouso por tempos prolongados.

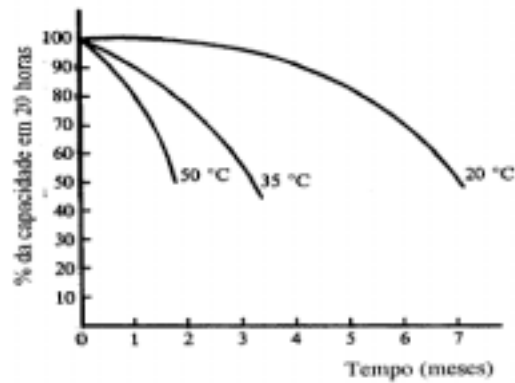


Figura 4.10. Autodescarga das baterias (Pb-ácido) em função do tempo inoperante (Araújo et ali, 1985).

A palavra **capacidade** define a quantidade de energia que a bateria pode entregar durante uma descarga completa, em Ampères-hora. A capacidade é influenciada pela velocidade de carga e descarga e pela temperatura de operação da bateria. Quanto maior a intensidade de corrente de descarga, menor é o valor da capacidade da bateria e com menores intensidades de descarga aumenta a capacidade. Temperaturas baixas reduzem a capacidade e o aumento da temperatura traz um incremento da capacidade, mas com este incremento de temperatura vem associada uma perda de água e diminuição da vida útil.

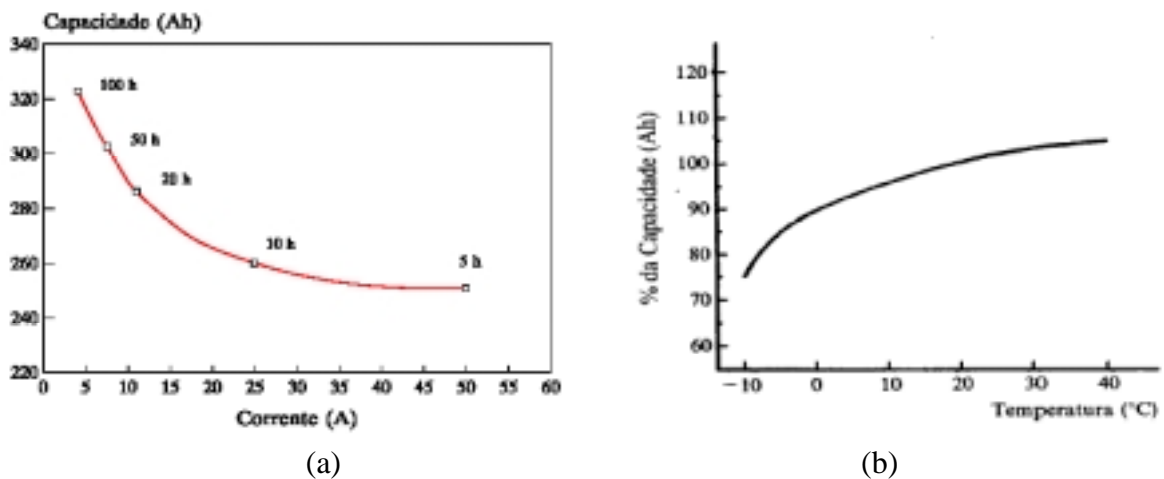


Figura 4.11. Variação da capacidade da bateria com a corrente de descarga (a), e com variação de temperatura (b), (Oliveira, 1997).

A **capacidade Nominal** é o valor da capacidade em Ah, dado pelo fabricante em condições de operação especificadas.

O **Estado de Carga (EC)** é definido como a capacidade disponível de carga na bateria, sendo apresentado como uma porcentagem da capacidade nominal.

O *regime de carga / descarga* (C_n) representa a corrente fornecida à bateria para restabelecer a capacidade máxima em um determinado tempo, ou extraída da mesma a partir da plena carga para esgotar a capacidade em um determinado tempo. É um valor normalizado para a capacidade da bateria, e sua expressão é dada pela relação entre a *Capacidade Nominal* e o *Tempo de Descarga*. Este regime poderia ser expresso em ampères, mas o mais normal é expressar o regime em forma normalizada com a capacidade, ou seja, para n horas de descarga se representara como C_n . Por exemplo, se uma descarga completa de uma bateria de 100 Ah, com uma corrente de 20 A, dura 5 horas, então indica um regime de C_5 .

Descarga é o processo de extrair a corrente de uma bateria através da conversão de energia eletroquímica em energia elétrica.

O processo de descarga a corrente constante pode dividir-se em 3 zonas das curvas da Figura 4.12, uma queda brusca da tensão inicialmente, logo se estabilizando e diminuindo quase linearmente com o tempo e finalmente uma fase em que a tensão cai rapidamente até um valor que indique que a descarga finalmente chegou ao fim.

Para sistemas fotovoltaicos, geralmente trabalha-se com regimes baixos de corrente, que correspondem a descargas por mais de 100 horas (C_{100}).

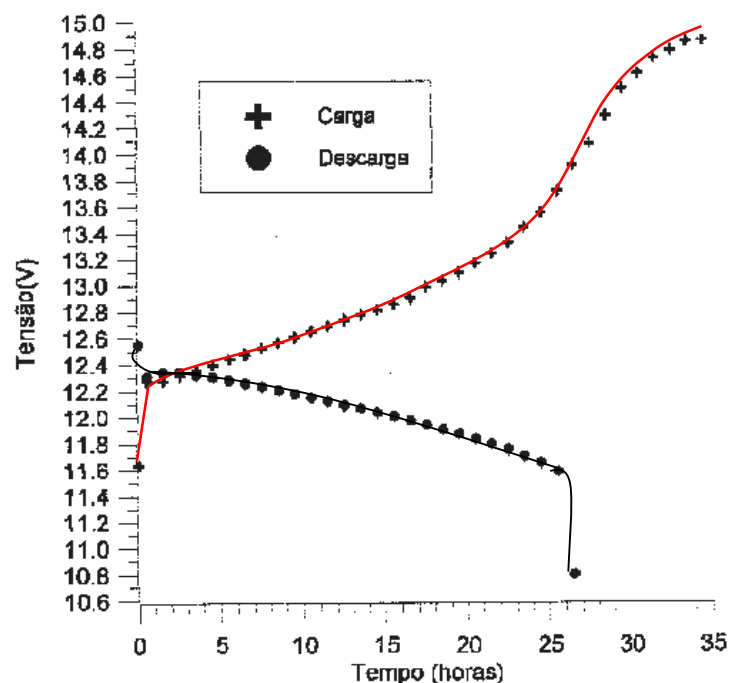


Figura 4.12. Curvas de descarga e carga para uma bateria de 12 Volts a 25°C (Couto, 1996).

A *taxa de descarga/carga* é o valor de corrente durante o processo de descarga/carga da bateria.

Por **Carga** entende-se a conversão de energia elétrica em potencial eletroquímico na célula. Os métodos de carga para aplicações fotovoltaicas são de difícil controle devido à variação de irradiância solar, mas geralmente os métodos utilizados em laboratório são a corrente constante, variando o valor da tensão, ou a tensão constante, variando a corrente.

No processo de carga a corrente constante pode ser dividida em 3 partes fáceis de perceber nas curvas da figura 4.12, um aumento brusco da tensão inicialmente, logo se estabilizado e aumentando quase linearmente com o tempo e por último uma fase em que a tensão aumenta rapidamente até um valor constante. Esta última fase se conhece com o nome de sobrecarga aonde se produz uma gaseificação devido a que parte da corrente é empregada para a decomposição e liberação de gases (Oxigênio e Hidrogênio) e por conseguinte ocorre perda de água e elevação de temperatura.

A **Profundidade de descarga** indica a porcentagem da capacidade nominal da bateria que foi retirada a partir do estado de plena carga. É o valor que complementa o estado de carga.

A **Tensão de corte** corresponde ao valor de tensão no qual a descarga da bateria é interrompida. Pode ser função do regime de operação, ou pode ter um valor determinado pelos fabricantes como tensão de final de descarga, que indica o momento em que danos irreversíveis podem ser causados à bateria.

Na figura 4.12 se verifica que o critério de escolha da tensão de corte corresponde ao “joelho” da curva tensão-tempo e quanto mais rápida a descarga, menor a tensão de corte. Para sistemas fotovoltaicos dotados de acumuladores de Pb-ácido, costuma-se utilizar para a tensão de corte o valor de 1,9 Volts/elemento.

Chama-se **Ciclo** à seqüência de carga-descarga de uma bateria até uma determinada profundidade.

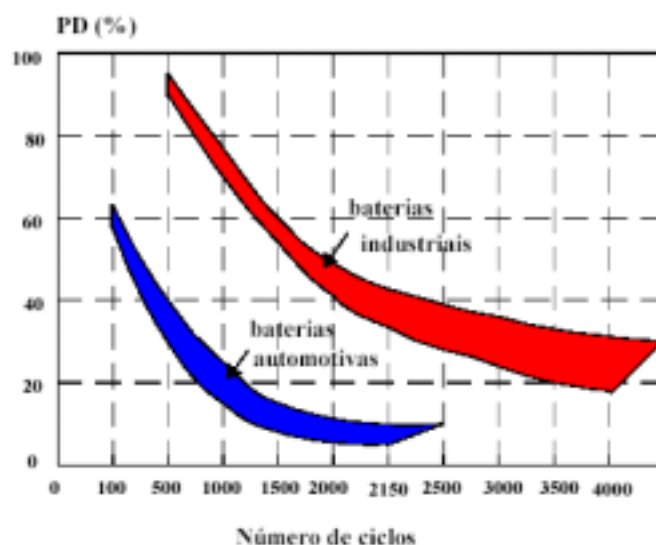


Figura 4.13. Números de ciclos de uma bateria para diferentes profundidades de descarga (Lounineau, 1994).

A **Vida útil** é o período de tempo no qual uma bateria opera normalmente sob determinadas condições, mantendo a capacidade e o rendimento. Nas baterias de chumbo-ácido, costuma-se assumir o fim da vida como o momento em que, estando totalmente carregada, pode fornecer somente 80% de sua capacidade nominal (Oliveira, 1997). A perda da capacidade tem a ver com a idade (o envelhecimento se relaciona com a temperatura de operação e com a temperatura e a forma de armazenamento) e com a ciclagem da bateria.

A **Eficiência** pode ser expressa de duas maneiras diferentes, a *eficiência faradaica ou eficiência energética*. A primeira é a relação entre a quantidade de Ah retirada de uma bateria durante a descarga e quantidade necessária de Ah para restaurar o estado de carga inicial. Calcula-se como a razão entre a integral da corrente ao longo do tempo de descarga e carga. O valor é da ordem de 90 – 95 %. Por eficiência energética entende-se a relação entre a energia retirada da bateria durante o processo de descarga e a energia necessária para restaurar o estado de carga inicial. O valor é da ordem de 75 – 80 % (Linden, D., 1995).

4.4 Diodo de bloqueio

Existe a possibilidade de que a bateria se descarregue nos períodos de escuridão, ocasionando perda de energia. Para evitar isso, pode-se colocar um dispositivo que interrompa o circuito painel-bateria se ocorre falta de iluminação, que se pode ser um diodo conectado ao terminal positivo da bateria. Entretanto, este dispositivo provocará uma perda de potência gerada no painel quando o sistema entregue energia sob iluminação; perda que pode resultar significativa, já que pode ser maior ainda que a energia perdida durante a descarga produzida nas horas de escuridão.

Assim, às vezes, o melhor é não colocar nenhum elemento de bloqueio, desde que, para a tensão da bateria a corrente direta permitida para as células não seja suficiente para descarregá-la totalmente (Joule-Thermie, 1998).

Em arranjos com maior número de módulos, se conjuntos de módulos em série são conectados em paralelo é aconselhável utilizar um diodo de bloqueio em cada conjunto, evitando a circulação de corrente reversa em parte do sistema.

4.5 Reguladores ou Controladores de Carga

Os controladores de carga são colocados nos sistemas solares fotovoltaicos para proteger a bateria contra cargas e descargas excessivas, aumentando assim sua vida útil. São conhecidos também como Reguladores de Carga ou Reguladores de Tensão.

Alguns controladores monitoram o funcionamento do sistema fotovoltaico e acionam alarmes se ocorrer algum problema. É possível também acoplar ao controlador um sensor de temperatura para compensar a variação do valor dos parâmetros com a temperatura.

O controlador de carga deve permitir o ajuste dos seus parâmetros e a escolha do método de controle para adaptá-los aos diferentes tipos de baterias.

No momento de especificar um controlador de carga, devem conhecer-se as características da bateria e o regime operativo do sistema; depois, determinam-se a tensão e corrente de funcionamento do sistema.

Os reguladores trabalham tomando como base os valores de tensão instantâneos nos terminais da bateria. Os fabricantes fornecem geralmente os limites de aplicação do controlador, como correntes de carga, temperaturas de operação, perdas, etc.

A tensão da bateria varia lentamente em função do estado de carga e com isto, se a descarga da bateria deve ser limitada em uma determinada porcentagem, resultará difícil determinar um único valor de tensão que represente este estado de carga. O fato será ainda mais difícil se forem considerados os efeitos de envelhecimento, temperatura, etc. Variações bruscas de corrente também produzem modificações na tensão da bateria, difíceis de prever.

Outro problema consiste em determinar o ajuste ideal do *set point* indicativo da tensão de desconexão (LVD, *low voltage disconnection*). Se o valor é fixado em uma pequena profundidade de descarga, provavelmente a vida útil da bateria se prolongará, mas freqüentemente o controlador poderá interromper a energia que alimenta a carga sem que seja realmente necessário. No caso contrário, se aumentar a profundidade de descarga, poderá haver diminuição da vida útil da bateria.

Os controladores de carga classificam-se em dois tipos fundamentais, em paralelo ou série.

4.5.1 Reguladores tipo paralelo

Os reguladores tipo paralelo (Figura 4.14) mantém constante a tensão da bateria no estado final da carga. São conhecidos também como regulador tipo *shunt*, e consistem em um dispositivo eletrônico ou relé eletromecânico que desliga ou reduz o fluxo de corrente para a bateria quando está totalmente carregada, com o qual uma fração da corrente gerada pelo arranjo

é desviada através de um dispositivo conectado em paralelo com a bateria, e assim só uma pequena parte desta corrente continua carregando a bateria. Alguns também possuem um interruptor que controla a descarga da bateria.

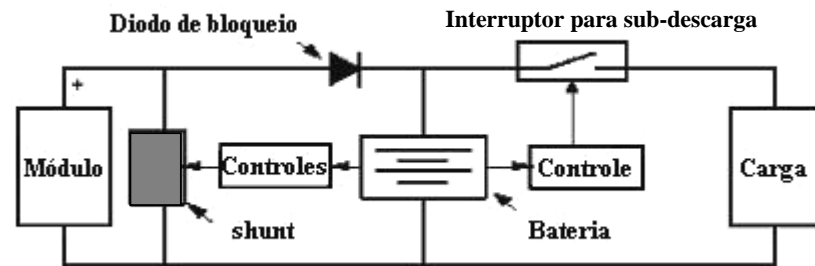


Figura 4.14. Diagrama esquemático de um regulador tipo paralelo.

A quantidade de corrente a desviar depende do limite de tensão da bateria. O regulador *shunt* se comporta como uma carga variável que faz manter constante o valor limite da tensão na saída do arranjo. Os controladores *shunt* são geralmente projetados para aplicações com correntes menores que 20 ampères.

4.5.2 Reguladores tipo série

Os reguladores tipo série (Figura 4.15) funcionam como um elemento de controle que desconecta o arranjo fotovoltaico quando a bateria está completamente carregada (interruptor série). Quando o estado de carga da bateria diminui, o regulador detecta e volta ao seu estado ativo.

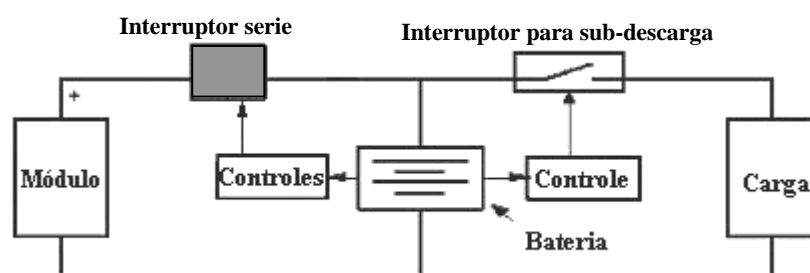


Figura 4.15. Diagrama esquemático de um regulador tipo série.

Um bom regulador em série torna desnecessária a instalação de diodos de bloqueio, já que o interruptor série pode ser deixado aberto durante a noite, evitando as perdas da bateria durante a noite. Este tipo de controladores produz uma queda de tensão da ordem de 0,3 volts.

4.6 Inversores ou Conversores CC/CA

Eventualmente as cargas de uma instalação fotovoltaica trabalham em corrente alternada, e por isso deve-se incluir um dispositivo que converta a corrente contínua (CC) que sai do painel ou bateria em corrente alternada (CA), tarefa realizada por um inversor.

Os inversores operam comumente com tensões de entrada de 12, 24, 48 e 120 volts em CC entregando na saída tensões da ordem de 120 ou 240 volts em CA.

Existem comumente dois tipos de inversores: os *estáticos* (estado sólido) e os *eletromecânicos* (rotativos). Os conversores rotativos, para a mesma potência de saída, não são tão eficientes como os inversores eletrônicos, e as partes móveis necessitam de manutenção periódica; atualmente é rara sua utilização em sistemas fotovoltaicos.

O inversor estático utiliza dispositivos semicondutores que comutam a entrada CC, produzindo uma saída CA de frequência determinada.

Para aplicações de baixa potência (até 5 kW) geralmente usam-se inversores monofásicos e para potências maiores recomendam-se inversores trifásicos. A escolha de um inversor é uma questão importante pois tem relação com o desempenho, confiabilidade e custo do sistema fotovoltaico. Deve-se ter em conta que os inversores acrescentam complexidade ao sistema, mas podem facilitar a instalação elétrica e permitem o funcionamento de aparelhos elétricos convencionais: televisores, geladeiras, vídeos, eletrodomésticos, etc.

Nos sistemas de maior potência, maior será a vantagem de usar inversores, pelo fato de que esta opção diminui a seção dos cabos para a ligação de cargas a distâncias longas. Isto acontece uma vez que nos circuitos de CA as tensões de operação são mais elevadas e conseqüentemente diminuem as correntes.

4.6.1 Características dos inversores

Para especificar um inversor, é preciso considerar a tensão de entrada CC e a tensão de saída CA; também se deve ter em conta as exigências da carga ao inversor, em função da potência, variação de tensão, frequência e forma de onda. Outras características a considerar-se nas especificações de um inversor são as seguintes:

Forma de onda, geralmente indica o tipo de inversor segundo as características da tensão CA produzida. As formas de onda mais comuns são a quadrada, a quadrada modificada ou retangular e a senoidal.

Para construir inversores com onda senoidal é comum utilizar a tecnologia PWM, que utiliza dispositivos eletrônicos que trabalham modulando a largura de pulsos de uma onda

quadrada obtendo assim uma seqüência que reproduz o perfil de tensões de uma onda senoidal com pequena distorção.

A forma da onda geralmente é uma indicação da qualidade e custo do inversor. Ela depende do método de conversão e filtragem utilizado para eliminar os harmônicos indesejáveis resultantes da conversão.

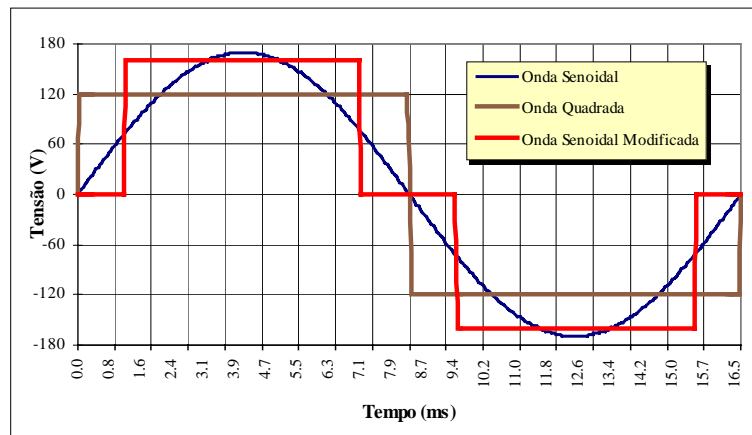


Figura 4.16. Onda quadrada, retangular e senoidal

Eficiência na conversão de potência, entendendo-se eficiência como a relação entre a potência de saída e a potência de entrada do inversor. A eficiência de inversores varia com o tipo de carga. Em cada caso, deve-se verificar se o equipamento utilizado para a medição é o adequado, já que a forma da onda pode gerar erros nas medições. A eficiência dos inversores varia geralmente de 50 a 95 %, tendendo a diminuir quando estão funcionando abaixo da sua potência nominal.

Potência nominal de saída: indica a potência que o inversor pode prover à carga. Um inversor deve ser especificado para fornecer uma potência superior às necessidades máximas das cargas, a fim de ter em conta um aumento da potência solicitada. Porém, para otimizar a eficiência de operação é recomendável escolher uma potência nominal que seja próxima à potência total necessária para alimentar as cargas, mas segundo os inversores testados por Couto, 2000, e apresentados na Figura 4.17, a maioria deles apresentam características inferiores às que o fabricante anuncia.

Tabela 4.1. Características dos inversores apresentados na Figura 4.17

Código do Inversor e Forma de Onda	Pot. Nominal (W)
AC-200 (Retangular)	200
MS-300 (Quadrada)	300
MT-1200 (Quadrada)	1200 (VA)
SM-500 (Quadrada)	500
SE-600 (Senoidal)	600

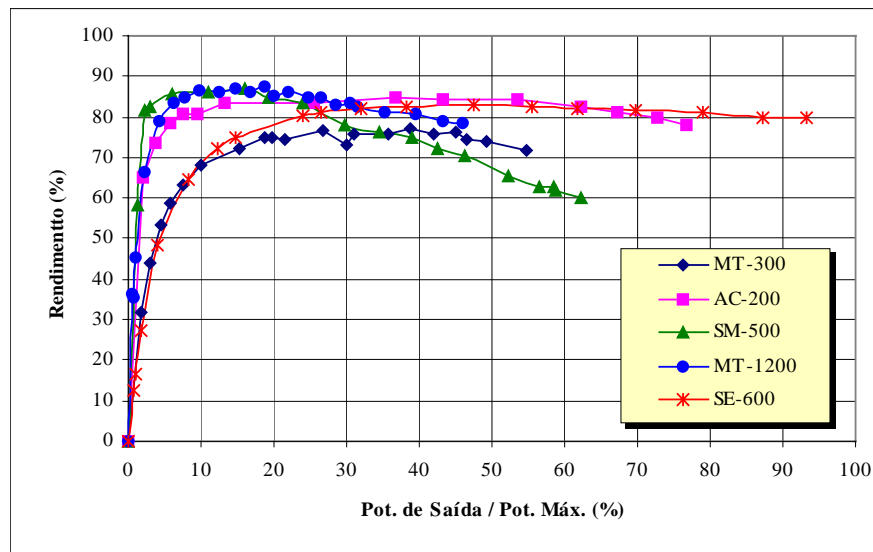


Figura 4.17. Curvas de eficiência para inversores de diferentes tipos de onda com carga resistiva (Couto, 2000).

Taxa de utilização: é o número de horas que o inversor poderá fornecer energia operando com potência máxima; às vezes, se o inversor exceder este valor, produzir-se-ão falhas no sistema.

Tensão de entrada: é função da potência nominal fornecida pelo inversor às cargas CA. Geralmente, a tensão nominal de entrada do inversor aumenta com o aumento da demanda de carga. A tensão de entrada CC pode ser abastecida por baterias, que deverão ser compatíveis com os requisitos de entrada do inversor. Se a bateria descarrega-se e a tensão diminui abaixo do valor mínimo especificado, alguns inversores desligam-se automaticamente.

Tensão de saída é regulada na maioria dos inversores, e sua escolha depende da tensão de funcionamento das cargas.

Regulação de tensão indica a variação de amplitude permitida na tensão de saída. Os melhores inversores terão uma tensão de saída praticamente constante para uma ampla faixa de cargas.

Frequência do sinal de saída: os aparelhos são fabricados para operar em uma determinada frequência, que é geralmente 60 ou 50 Hz.

4.7 Conversores CC-CC

Quando se deseja uma tensão CC de saída diferente daquela fornecida pelas baterias e painéis, pode ser utilizado um conversor CC-CC (Figura 4.18). Este conversor serve tanto para elevar como para diminuir a tensão.

Este tipo de conversor pode também conter um sistema de controle que permita extrair do painel solar a máxima potência que está sendo gerada e assim, melhorar o rendimento do sistema: este mecanismo de controle é o chamado de "seguidor do ponto de máxima potência" (MPPT; Maximum Power Point Tracker). São dispositivos que operam para regular a tensão e corrente de operação do arranjo fotovoltaico, para obter o máximo produto I-V. A localização de um MPPT dentro de um sistema fotovoltaico depende de se as cargas foram CC ou CA; assim o controle MPPT atuará sobre um conversor CC ou sobre um inversor.

Uma forma mais simples e econômica de determinar o valor do ponto de operação na curva característica consiste em fixar a tensão de saída do arranjo. Este valor permitirá obter, ao longo do ano, o máximo de geração na condição de tensão fixa. No entanto, a melhor tensão fixa precisa de uma análise cuidadosa e ainda pode ser difícil de determinar pois dependerá do tipo de módulo, configuração do arranjo, aspectos climáticos e geográficos.

A eficiência dos conversores depende dos semicondutores de potência utilizados e de alguns outros fatores como potência nominal, fator de multiplicação da tensão, etc.

Freqüentemente, os conversores anexam mecanismos de proteção que asseguram uma operação ótima e evitam que em caso de falhas (curto-circuito, sobre-tensões, etc) eles mesmos resultem danificados. Em geral, estes conversores utilizam o armazenamento de energia em indutores ou transformadores para obter o valor de tensão desejado na saída.

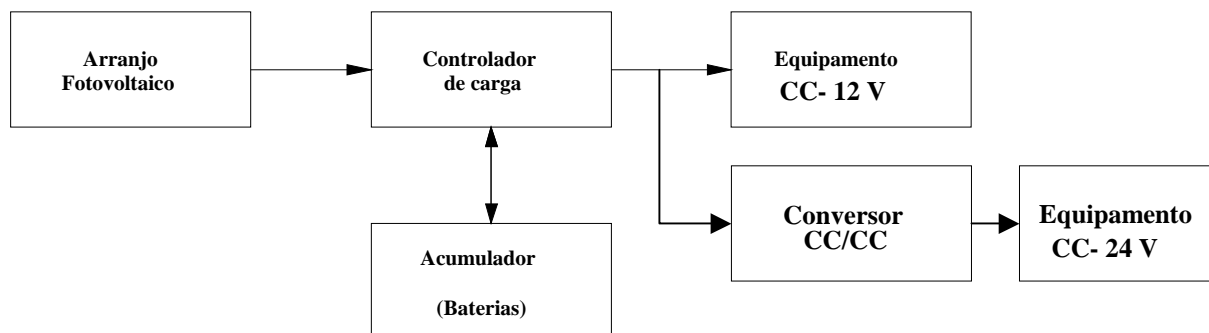


Figura 4.18. Configuração de sistema fotovoltaico com conversor de tensão.

4.8 Configurações básicas dos sistemas fotovoltaicos

Os sistemas fotovoltaicos podem ser classificados em dois tipos quanto à sua ligação com o sistema de distribuição de energia elétrica: sistemas independentes (isolados) e sistemas conectados à rede. O sistema isolado não possui nenhuma conexão com a rede de distribuição de energia e o sistema conectado é efetivamente ligado à rede de distribuição. Os sistemas podem ainda classificar-se em autônomos ou mistos (híbridos).

Sistemas autônomos isolados serão aqueles que exclusivamente utilizarem para a geração de energia elétrica dispositivos fotovoltaicos, e os sistemas híbridos os que apresentem fontes de energia complementares à geração fotovoltaica, seja uma combinação de gerador diesel, turbinas eólicas, turbinas hidráulicas ou outras.

Sistemas isolados, autônomos ou híbridos, em geral, precisam de algum tipo de armazenamento para suprir a carga nos períodos em que não há geração fotovoltaica. Este armazenamento pode ser em baterias, como energia potencial em reservatórios de água elevados, produção de hidrogênio, ar comprimido, etc.

Dependendo da aplicação, cada um dos tipos citados poderá ter configurações variadas, desde um simples módulo ou painel conectado diretamente à carga até sistemas mais complexos compostos por regulador de tensão, seguidor do ponto de máxima potência, banco de baterias e inversor. O emprego de cada uma dessas opções dependerá da aplicação, disponibilidade dos recursos energéticos e do custo de implantação do sistema.

Sistemas conectados à rede são aqueles em que a potência gerada pelo arranjo fotovoltaico é entregue à rede elétrica. É indispensável que se utilize um inversor que assegure qualidade e segurança para que não diminua a qualidade do sistema ao qual se liga o arranjo fotovoltaico.

4.9 Configuração de sistemas isolados sem armazenamento

4.9.1 Cargas de corrente contínua

Em um sistema sem armazenamento de energia com cargas de CC, a energia elétrica é usada no momento da geração por equipamentos que operam em CC. Geralmente, estes sistemas são utilizados no caso de bombeamento da água com motor de corrente contínua. Às vezes, os sistemas podem ter também dispositivos específicos para otimizar o funcionamento da bomba (seguidor de ponto de máxima potência). Certamente, este é o sistema mais simples e de menor custo.

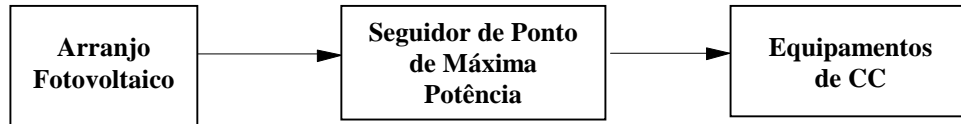


Figura 4.19. Sistemas fotovoltaicos sem armazenamento para cargas de corrente contínua.

4.9.2 Cargas de corrente alternada

Quando um sistema sem armazenamento usa equipamentos que operem em CA, é necessário introduzir um inversor entre o arranjo fotovoltaico e o equipamento a ser utilizado. Alguns destes inversores possuem um seguidor de ponto de máxima potência. O uso de bombas como motores convencionais em sistemas fotovoltaicos traz a vantagem de ser de fácil aquisição, baixa manutenção e baixo custo em comparação com os motores de CC.

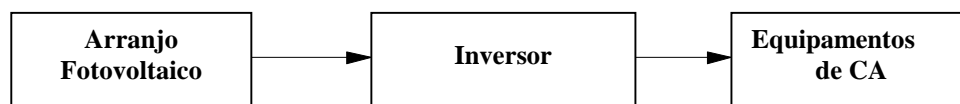


Figura 4.20. Sistemas fotovoltaicos sem armazenamento para cargas de corrente alternada.

Estes dois últimos tipos de configuração são muito empregados para sistemas de bombeamento de água em comunidades isoladas do Brasil; um histórico destes tipos de sistemas foi feito por Fedrizzi M. et al. (2003).

4.10 Configuração para um sistema com armazenamento

4.10.1 Cargas de corrente contínua

A energia elétrica produzida pelos módulos de um sistema fotovoltaico pode ser armazenada em baterias como energia química que se entregará à carga independente se existe ou não geração simultânea. Os exemplos mais comuns são iluminação, comunicação, televisão, etc.

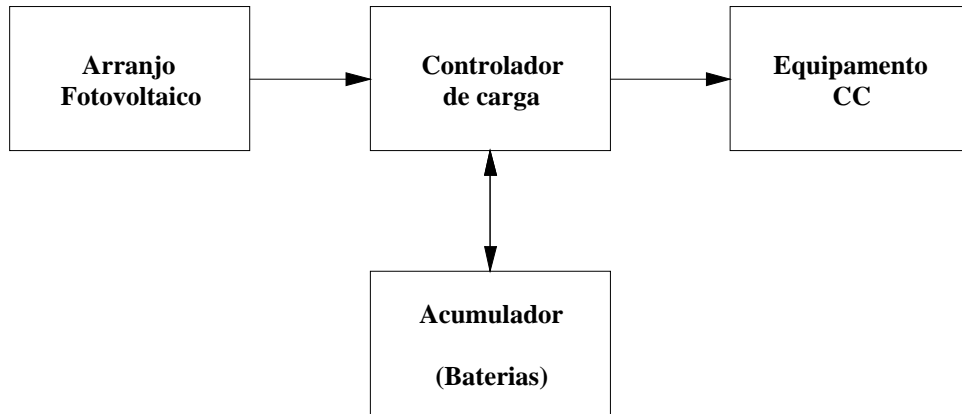


Figura 4.21. Sistemas fotovoltaicos com armazenamento para cargas de corrente contínua

Os controladores podem ser dispensados quando a capacidade de armazenamento é grande em comparação com a geração, e quando os módulos fotovoltaicos apresentam uma curva I-V na qual a corrente é baixa na tensão de carga plena das baterias.

4.10.2 Carga CA com armazenamento

Para qualquer sistema de cargas em corrente alternada é necessário o uso de um inversor. Geralmente, os sistemas deste tipo incorporam um seguidor do ponto de máxima potência, que pode estar incluído no inversor. Um exemplo típico da utilização destes sistemas ocorre nas residências isoladas que possuem um nível de conforto maior que aquelas alimentadas em corrente contínua, permitindo a utilização de eletrodomésticos convencionais. Este tipo de sistemas não se restringe a operar só com cargas em CA, sendo possível alimentar cargas de CC.

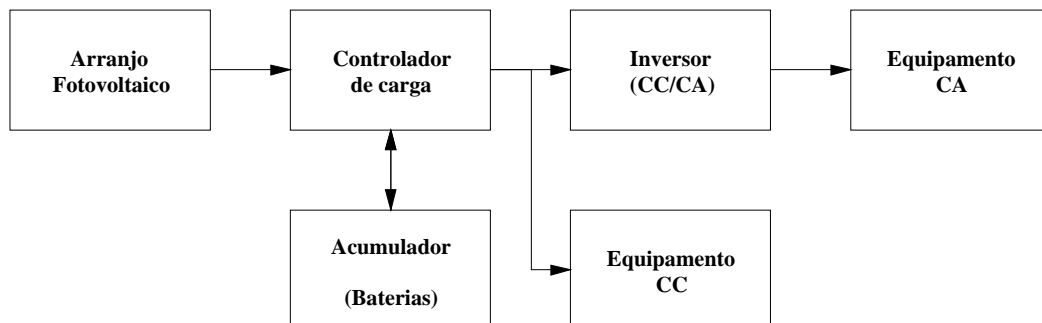


Figura 4.22. Sistemas fotovoltaicos com armazenamento para cargas de corrente contínua e alternada.

Nos sistemas com armazenamento de energia em bancos de baterias, recomenda-se o uso de um regulador de carga para proteger as baterias contra eventuais sobrecargas ou descargas profundas. Nos sistemas auto-regulados, os próprios módulos são utilizados como dispositivos de regulação, o que torna os sistemas mais baratos, já que não utilizam os controladores de carga. Estes sistemas têm módulos com menos células, apresentando então uma curva I-V com uma corrente baixa na tensão de plena carga das baterias; assim a corrente gerada é cada vez menor sendo possível evitar uma sobrecarga. Os módulos também são mais baratos que os convencionais.

O sistema auto-regulado tem a desvantagem de geralmente não conseguir carregar plenamente as baterias. Este efeito é ampliado com o aumento da temperatura, que provoca uma diminuição da tensão de circuito aberto no módulo. Na prática, o sistema auto-regulado é influenciado principalmente pelas condições de temperatura, tamanho da instalação e capacidade do acumulador. Pelas variações nas temperaturas das células, muitos sistemas não funcionam com a eficiência esperada. Recomenda-se restringir sua aplicação a instalações de pequeno porte (PROMECA, 1993).

4.11 Sistemas mistos

Também chamados de “híbridos”, os sistemas mistos têm além do sistema de conversão fotovoltaico um ou mais sistemas de geração de energia complementar. Esta fonte complementar pode ser um gerador eólico, hídrico, diesel, ou qualquer outra fonte que seja disponível. São sistemas mais complexos que precisam de algum controle capaz de integrar os vários geradores e otimizar a operação do sistema.

Geralmente, usa-se para alimentação de cargas em CA. A unidade de controle e condicionamento de potência pode ou não incluir um controlador de carga.

Quando o sistema utiliza um gerador diesel como fonte complementar de energia, que geralmente trabalha em corrente alternada, deve-se inserir um carregador de baterias e uma chave de transferência como mostra a Figura 4.23. Existem muitos trabalhos publicados que abordam o estudo destes tipos de sistemas (Hernandez, F., 2004, Beluco., A, 2001).

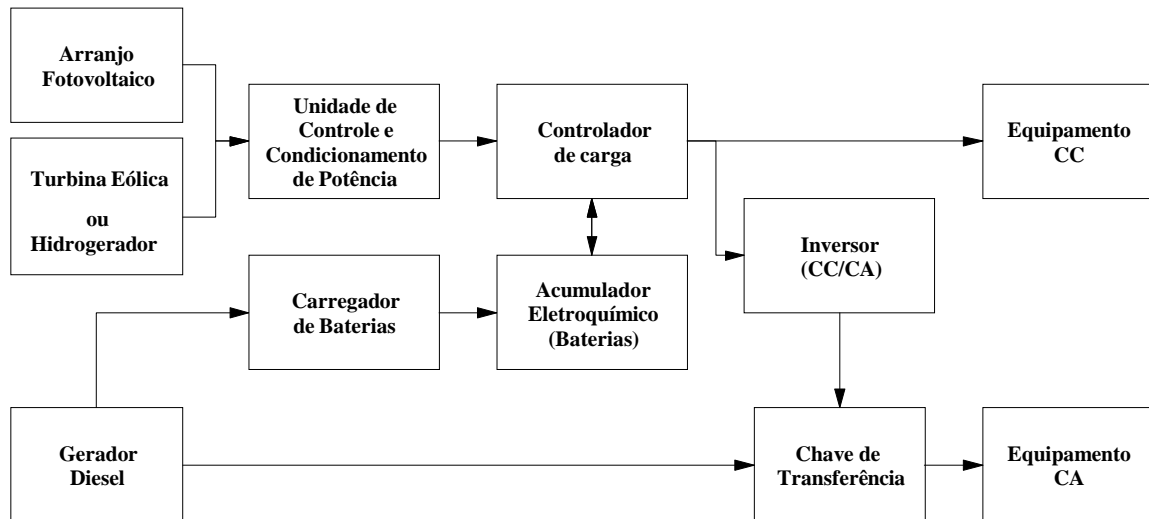


Figura 4.23. Sistemas fotovoltaicos híbridos

4.12 Sistemas conectados à rede

São geralmente aqueles em que o arranjo fotovoltaico representa uma fonte complementar ao sistema elétrico de grande porte ao qual está conectado. São sistemas que geralmente não utilizam armazenamento de energia, já que toda a energia gerada é entregue à rede instantaneamente.

As potências instaladas vão desde poucos kWp em instalações residenciais, até alguns MWp em grandes sistemas operados por empresas; um exemplo destes é o sistema instalado em Toledo, Espanha, com uma potência de 1 MWp (Endesa, 2004).

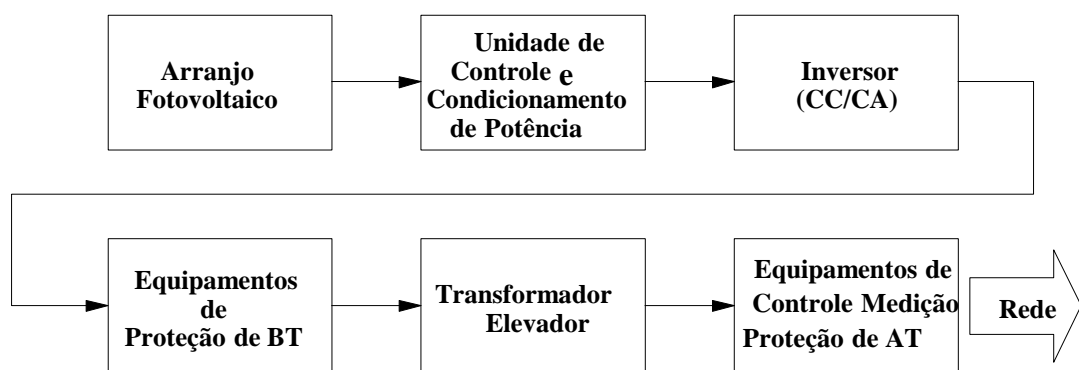


Figura 4.24. Sistemas fotovoltaicos conectados à rede

Em sistemas fotovoltaicos residenciais interligados à rede elétrica, sempre que o sistema gerar energia em excesso em relação ao consumo da residência, esta é injetada diretamente na rede; assim, o sistema fotovoltaico está fornecendo energia para a rede. Já quando a geração fotovoltaica é insuficiente para atender a demanda da residência (períodos de elevado consumo elétrico, ou baixa incidência solar, ou ainda à noite), a energia complementar é extraída da rede. Quanto ao balanço da energia que entra ou sai da residência, para efeito de tarifação, faz-se necessária a instalação de um, dois ou até três medidores de energia, dependendo de como a concessionária remunera a produção de energia e como ela tarifa o consumo.

Sistemas deste tipo foram e estão sendo instalados em diferentes países através de múltiplos programas de eletrificação. No caso particular do Brasil, este tipo de sistemas está sendo testado na USP com uma potência instalada de 6,3 kWp (Zilles, 2001) e em outros estabelecimentos (Rüther, 2004). Recentemente o Laboratório de energia Solar da UFRGS também instalou um sistema deste tipo com uma potência de 4,8 kWp.

5. Modelos matemáticos para simulação de sistemas fotovoltaicos por computador

5.1 Introdução

A representação de um sistema real através de um modelo matemático ou lógico é uma ferramenta básica nos processos de simulação, já que permite descrever, explicar e prever o comportamento do sistema em diferentes condições de operação. A construção do modelo consiste em desenvolver uma equação matemática com uma série de parâmetros a determinar baseados nos processos que têm lugar em cada um dos componentes do sistema fotovoltaico.

Neste capítulo, serão apresentados modelos já validados para os componentes do sistema fotovoltaico autônomo, ressaltando as vantagens e inconvenientes de cada um e os critérios para sua seleção.

5.2 Componentes de um sistema fotovoltaico autônomo

As diferentes configurações que os sistemas fotovoltaicos autônomos podem adotar foram descritas no capítulo 4, e os componentes que fazem parte do sistema com suas características e papel que desempenham dentro da configuração do sistema foram apresentadas no capítulo 3.

Para o dimensionamento e simulação dos sistemas, os elementos que conformam o mesmo podem ser divididos em uma série de blocos para seu estudo individual. Estes elementos integrados e aplicando a metodologia apropriada permitirão obter um programa completo de dimensionamento e simulação. Estes blocos podem ser vistos em forma esquemática na Figura 5.1.

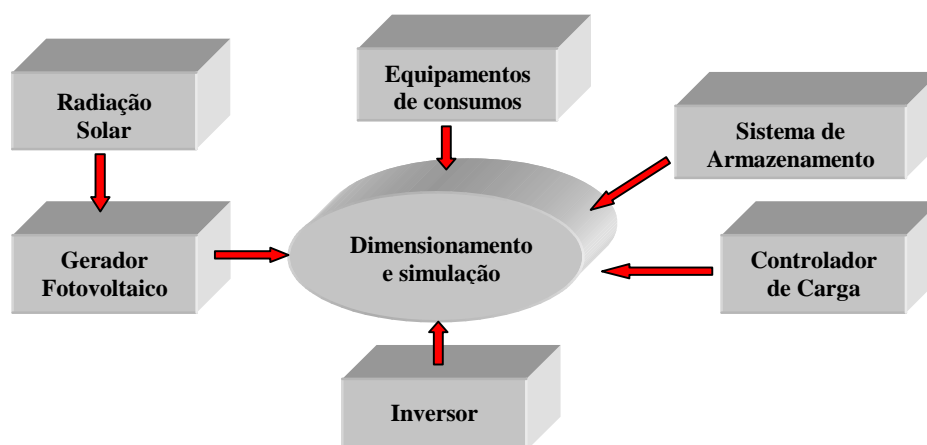


Figura 5.1. Blocos que foram desenvolvidos e que integrados levam à obtenção do número de módulos e baterias com o correspondente acoplamento anual das variáveis.

5.3 Modelo do sistema de geração

5.3.1 Modelagem matemática das células fotovoltaicas

Considerando a célula fotovoltaica como sendo um diodo, cuja junção P-N ao ser exposta à radiação solar gera a corrente (I) que é dada pela corrente fotogerada (I_L) menos a corrente para o diodo no escuro (I_D).

$$I = I_L - I_D \quad (5.1)$$

O valor da corrente no escuro está dado pela expressão

$$I_D = I_0 \cdot \left[\exp\left(\frac{eV}{mkT}\right) - 1 \right] \quad (5.2)$$

onde I_0 é a corrente de saturação reversa, e é a carga elétrica do elétron, V é a tensão nos terminais da célula, m é o fator de idealidade do diodo, k é a constante de Boltzmann e T é a temperatura de junção da célula (Rashid, 1999).

Desta forma a equação de uma célula fotovoltaica ideal fica

$$I = I_L - I_0 \cdot \left[\exp\left(\frac{eV}{mkT}\right) - 1 \right] \quad (5.3)$$

Nas células reais nem toda a corrente é entregue à carga, existem perdas devido a fugas de correntes proporcionais à tensão. Estas perdas são representadas por resistências elétricas internas à célula, as quais estão associadas a uma resistência em série e outra em paralelo. Em outras palavras, é possível representar a célula fotovoltaica por um circuito equivalente dotado de um diodo, um gerador de corrente e mais duas resistências.

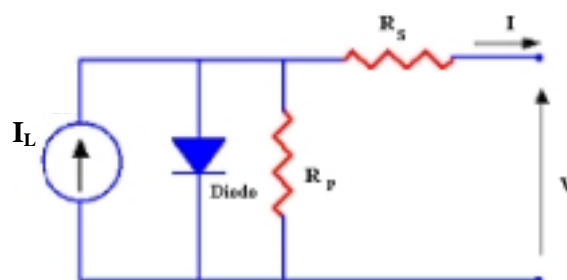


Figura 5.2. Circuito elétrico equivalente de uma célula fotovoltaica.

Analisando o circuito equivalente da célula mostrado na Figura 5.2, a equação da corrente elétrica que ela fornece a uma carga para uma determinada tensão de polarização é:

$$I = I_L - I_0 \left[\exp \frac{e(V + IR_S)}{mKT} - 1 \right] - \frac{V + IR_S}{R_p} \quad (5.4)$$

A resistência série R_S é devida à própria resistência do semiconductor dopado, à resistência da grade metalizada da face frontal e à resistência dos contatos necessários para tirar a corrente da célula. A resistência paralela R_p tem sua origem nas imperfeições da união P-N ou no material que constitui a célula, ou ainda nas bordas da mesma, e é responsável pela existência de fuga de corrente. Nesta equação existem cinco parâmetros (R_S , R_p , I_0 , I_L e m) a serem determinados para uma célula, a partir dos quais se obtém a curva I-V completa.

5.3.2 Modelagem matemática do módulo fotovoltaico

A equação característica de uma célula fotovoltaica pode ser adaptada para módulos fotovoltaicos, considerando que são uma associação de células. Nesta adaptação considera-se a tensão, corrente e resistência referidas ao módulo, e o fator $[e/mkT]$ deve ser multiplicado pelo número de células associadas em série no módulo (N_S). Considera-se que:

$$V_t = N_S \left(\frac{mkT}{e} \right) \quad (5.5)$$

e obtém-se a equação para um módulo:

$$I = I_L - I_0 \left\{ \left[\exp \frac{V + IR_S}{V_t} \right] - 1 \right\} - \frac{V + IR_S}{R_p} \quad (5.6)$$

onde R_S e R_p agora representam a resistência série e paralelo correspondente ao módulo fotovoltaico.

Para a resolução da equação 5.6 deve-se determinar os valores de I_L , I_0 , R_S , R_p e m a partir de valores de fácil quantificação, como os dados especificados nos catálogos fornecidos pelos fabricantes de módulos, os que geralmente são : tensão de circuito aberto, corrente de curto circuito, tensão no ponto de máxima potência, corrente no ponto de máxima potência. Os quais

podem ser dados para condições padrão de operação, definindo-se estas para irradiância e temperatura os valores de 1000 W/m² e 25 °C respectivamente e uma massa de ar 1.5 (NBR12137/MB3478), ou para temperatura das células em condições de operação nominal (NOCT) correspondentes a irradiância de 800 W/m², temperatura ambiente de 20 °C e velocidade do vento de 1 m/s.

Na condição de curto circuito, a tensão nos terminais do módulo é nula, e considerando que $I_L \gg I_0 \left[\exp\left(\frac{IR_S}{V_t}\right) - 1 \right]$ e que a relação $\left(\frac{R_S}{R_p}\right)$ é muito pequena, pode-se demonstrar a que a equação (7-4) ficará:

$$I_{SC} = I_L \quad (5.7)$$

onde I_{SC} é a corrente de curto-circuito do módulo. Esta aproximação é aceita pela maioria dos autores e foi demonstrada sua validade (Rauschenbach, 1980).

No caso em que o módulo fotovoltaico não está conectado a carga alguma, a corrente nos seus terminais é nula. Se o módulo permanece em circuito aberto, este se polariza em uma tensão chamada de tensão de circuito aberto (V_{OC}), na qual a corrente fotogerada é compensada quase em sua totalidade pela corrente de polarização do diodo. Assim, levando em conta que $\left(\frac{V_{OC}}{R_p}\right)$ é muito menor que I_L , e $I_0 \exp\left(\frac{V_{OC}}{V_t}\right)$, a equação para a tensão de circuito aberto terá a forma:

$$V_{OC} = V_t \ln\left(\frac{I_L}{I_0} + 1\right) \quad (5.8)$$

Os módulos fotovoltaicos podem estar polarizados entre o ponto de curto-circuito e circuito aberto, ponto que vai depender do valor da carga elétrica conectada nos seus terminais. Se para essa carga, o módulo está fornecendo a sua máxima potência, se diz que está operando no seu ponto de máxima potência, obtendo-se assim valores de tensão e correntes tais que seu produto seja máximo. Estes valores são denominados respectivamente, tensão de máxima potência (V_{mp}) e corrente de máxima potência (I_{mp}). Neste ponto, demonstra-se que (Krenzinger, 1993):

$$R_p = \frac{V_{mp} - I_{mp} R_S}{\frac{I_0}{V_t} \left[(I_{mp} R_S - V_{mp}) \exp\left(\frac{V_{mp} + I_{mp} R_S}{V_t}\right) \right] + I_{mp}} \quad (5.9)$$

A ultima equação fornece o valor de R_p em função de R_s , e pode ser substituída na equação (5.6), considerando os valores de tensão e corrente como se fossem os do ponto de máxima potência. Assim será possível isolar R_s , resultando que:

$$R_s = \left\{ \frac{\left(\frac{V_{mp}}{I_{mp}} \right) - R_s}{\left[\frac{I_0}{V_t} (I_{mp} \cdot R_s) \right] \cdot \left[\exp \left(\frac{V_{mp} + I_{mp} \cdot R_s}{V_t} \right) \right] + I_{mp}} \right\} \quad (5.10)$$

$$\left\{ I_L - I_{mp} - I_0 \cdot \left[\exp \left(\frac{V_{mp} + I_{mp} \cdot R_s}{V_t} \right) - 1 \right] \right\} - \frac{V_{mp}}{I_{mp}}$$

Esta equação pode ser resolvida pelo método de Newton-Raphson e, transladando o resultado à formula de R_p , obtém-se este valor no ponto de máxima potência. Os valores de R_s e R_p são então considerados como constantes para qualquer ponto da curva característica I-V e para qualquer valor de irradiância e temperatura.

Até aqui foi visto como determinar os valores de I_L , I_0 , R_s e R_p a partir dos valores de I_{SC} , I_{mp} , V_{OC} e V_{mp} em condições standard de medida. Falta determinar o valor do fator de idealidade do diodo (m), que, pela teoria dos semicondutores cristalinos, tem valores entre 1 e 2.

Para escolher o parâmetro m foi utilizada uma expressão empírica apresentada por Krenzinger (1993) que relaciona m com o fator de forma da curva I-V.

$$m = 2.8 - 2.3 \frac{I_{mp} V_{mp}}{I_{sc} V_{oc}} \quad (5.11)$$

Para condições diferentes da standard, calcula-se I_{sc} e V_{oc} , mantendo constante m , R_s e R_p , segundo:

$$I_{sc} = I_{sc}^s \frac{G}{1000 \text{ W m}^{-2}} [1 + \alpha(T_c - 298 \text{ K})] \quad (5.12)$$

$$V_{oc} = V_{oc}^s + N_s \beta (T_c + 298 \text{ K}) + V_t \ln \left(\frac{G}{1000 \text{ W m}^{-2}} \right) \quad (5.13)$$

onde α é o coeficiente de variação relativa de I_{sc} com a temperatura e β é o coeficiente de variação de V_{oc} com a temperatura para uma célula, os quais se assume que têm os valores típicos apresentados nas equações 4.3 e 4.4 do capítulo 4.

Os coeficientes de temperatura dependem principalmente do material e não tanto do método de fabricação, resultando em pequena variação entre distintos módulos muito pequenos.

5.3.3 Modelagem da temperatura das células

Krenzinger (1987) observou que a temperatura de um módulo, quando a velocidade do vento é menor ou igual a 1 m/s, tem uma relação linear com a irradiância solar. Sendo assim pode-se determinar a temperatura das células para as condições nominais de operação (*NOCT*, *Nominal Operating Cell Temperature*), dadas geralmente nos catálogos de módulos fotovoltaicos, a qual é definida a uma temperatura ambiente de 20 °C (T_a), irradiância de 800 W/m² (G) para velocidade do vento de 1 m/s.

$$T_c = T_a + \frac{G (NOCT - 20)}{800} \quad (5.14)$$

5.3.4 Uso dos modelos no programa

No momento de aplicar os valores dos catálogos nas equações discutidas pode-se chegar a valores absurdos. Sendo assim no programa foram desenvolvidas sub-rotinas que levam em conta valores que possivelmente são errados.

Na hora de aplicar o método até aqui descrito a partir de dados de catálogo, pode ocorrer uma situação curiosa: o uso do ponto de máxima potência nas equações torna o resultado das resistências muito sensível a pequenas discrepâncias do valor real, enquanto para definir estes valores em catálogos os fabricantes arredondam os valores medidos ou simplesmente medem com uma precisão abaixo daquela que seria necessária para aplicar corretamente o método. Observe-se que pequenas variações em V_{mp} correspondendo a equivalentes variações de I_{mp} podem ser admitidas sem que a potência máxima seja afetada. O ponto máximo em uma curva de potência versus tensão não fica claro pois se forma uma zona plana na região de máxima potência (figura 4.4). Como consequência, com dados de alguns catálogos de módulos pode ocorrer que a aplicação direta do método resulte em valores de resistência paralela negativa ou muito baixa, e isto influi de forma geral no perfil da curva. Para que os resultados possam ser aceitos é necessário que R_p seja muito maior que R_s e que ambos sejam positivos. Para contornar este problema, foi feita uma sub-rotina que analisa os dados dos catálogos, que soluciona o problema alterando o valor do ponto de máxima potência e quando necessário desloca em uma fração de 1/100 o valor da tensão de máxima potência na direção adequada, alterando também o valor correspondente de I_{mp} de modo de manter o valor da potência máxima. Este valor é

repetido até obter valores plausíveis, com modificações que não superem 2 % . Valores muito baixos do ponto de máxima potência representam módulos com alguma célula ruim, onde para radiações baixas se obtém uma queda muito acentuada da pendente entre o ponto de corrente de curto circuito e o ponto de máxima potência (este comportamento foi comprovado em medidas do laboratório para módulos ruins). Como correção, adotou-se o valor de 150 ohm como menor valor da resistência paralela, para evitar essa situação quando a resistência paralela obtida atinge valores menores.

No caso de valores de catálogo que não possam ser aceitos como verdadeiros, como o caso de valores de I_{mp} maiores ou iguais a I_{SC} (justificado provavelmente por arredondamentos nos valores), o programa alerta sobre o duvidoso valor e sugere possíveis modificações.

Para dar um exemplo concreto sobre a qualidade do método apresenta-se a Figura 5.3. Cabe destacar que os valores inseridos na interface gráfica do programa para gerar a curva representada correspondem a um Módulo Isofotón I/100 de 72 células, para uma irradiância de 960 W/m² e temperatura de 60 °C. Os valores dos pontos característicos medidos são inseridos no modelo matemático aplicado com o qual se gera a curva azul. A curva preta foi traçada com os pontos obtidos através do sistema de aquisição de dados desenvolvido no laboratório (Prieb, 2002), e vermelha é a curva obtida com os valores obtidos de catálogo. Observa-se a boa concordância entre as curvas quando os valores inseridos são os corretos, e também se observam os desvios que podem ser encontrados com os valores obtidos de catálogo; e percebe-se que com este método, utilizando três pontos são obtidas curvas que representam de forma fiel o comportamento real. A curva característica no segundo quadrante neste caso não é modelada.

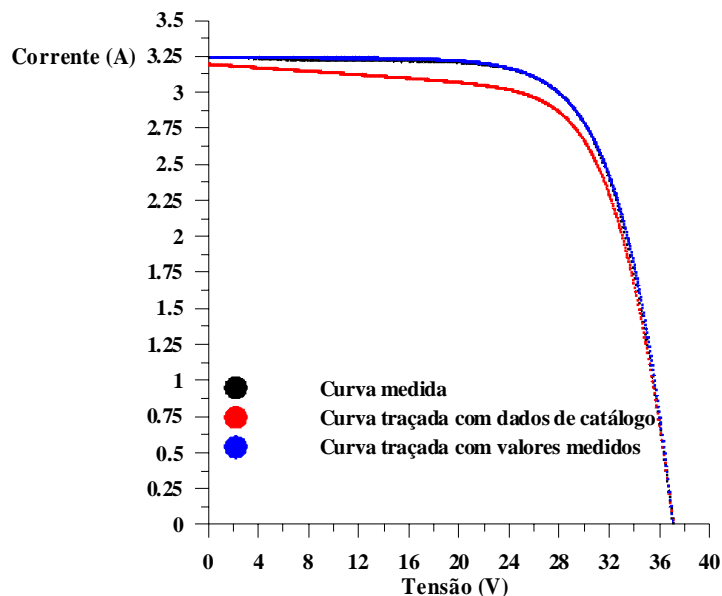


Figura 5.3. Curva característica medida (preta), gerada matematicamente (azul) e utilizando valores de catálogo de um Módulo Isofotón I/100 de 72 células, para uma irradiância de 960 W/m² e temperatura de 60 °C.

5.4 Modelagem do controlador de carga

No programa de simulação, o regulador está dividido em dois elementos, ainda que na realidade ambos estejam na mesma caixa: o regulador de carga e o regulador de descarga.

O regulador de carga está definido por duas tensões: V_{Mc} que desliga as baterias do painel se a tensão delas resulta maior que este valor e V_{mc} que volta a ligá-las quando a tensão da bateria é menor que este valor (Figura 5.4 (a)). Estas tensões podem ser fixas ou dependentes da temperatura, sendo definida por:

$$V_{Mc} = P_1 + P_2 (T-25)$$

e

$$V_{mc} = P_3 + P_4 (T-25)$$

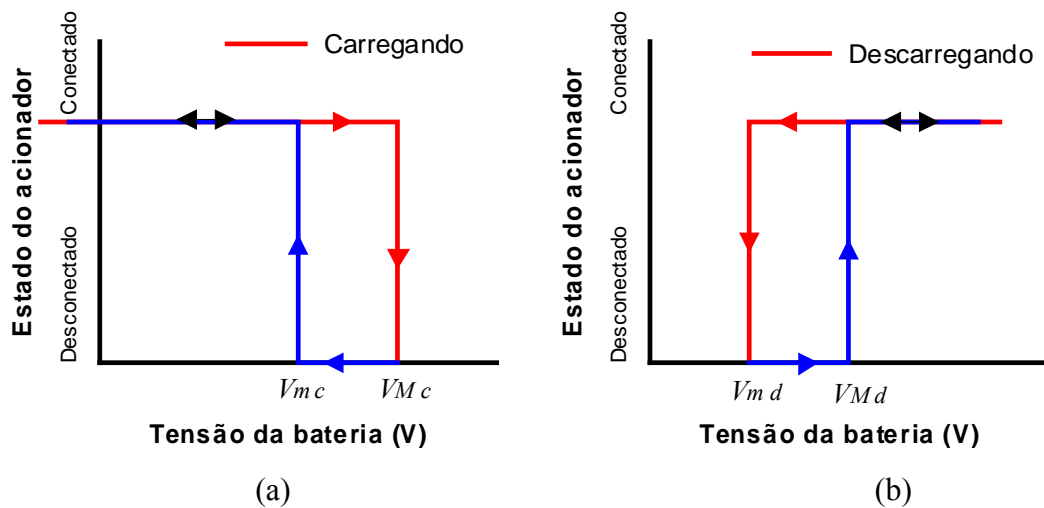


Figura 5.4. Representação das tensões de corte dos controladores de carga.

a) para carga b) para descarga.

onde os parâmetros P_1 , P_2 , P_3 , e P_4 provêm dos bancos de dados ou são introduzidos pelo usuário.

O regulador de descarga está também definido por V_{md} que desliga as baterias do consumo se a tensão delas é menor que este valor, e V_{Md} que volta a ligá-la quando a tensão da bateria é menor que este valor (Figura 5.4 (b)). Também as tensões poderão ser fixas ou dependentes da temperatura, sendo definidas no programa de igual maneira que as equações do regulador de carga.

Resulta conveniente a divisão do regulador de carga em dois componentes porque existem reguladores que não proporcionam a proteção à descarga e o regulador de carga poderia ser definido em um sistema como um elemento de proteção do inversor ou outro elemento do sistema.

5.5 Modelagem das baterias

A modelagem das baterias envolve diferentes parâmetros como a capacidade, evolução de estado de carga e tensão nos terminais em função do regime de corrente e temperatura, etc. O texto abordado a seguir se refere exclusivamente a baterias de chumbo-ácido.

Encontram-se modelos matemáticos baseados no comportamento interno das baterias, estudando a composição dos materiais ativos e sua microestrutura, os quais resultam em modelos muito complexos. Outros tipos de modelos podem ser chamados de "externos" ou "de simulação" que além de serem mais simples, seus métodos são de fácil implementação em computadores. Tais modelos apresentam parâmetros gerais comuns a diferentes baterias, particularizando-se o comportamento de uma determinada bateria a partir do valor da capacidade nominal.

O modelo elétrico da bateria utilizado nesta dissertação está composto por uma fonte de tensão ideal (V_i) e uma resistência interna. A resistência interna (R_i) que possui a bateria tem um comportamento dinâmico ao longo dos processos de carga e descarga, assim a tensão de trabalho medida nos bornes da bateria tem um comportamento influenciado pelo sentido da corrente da bateria.

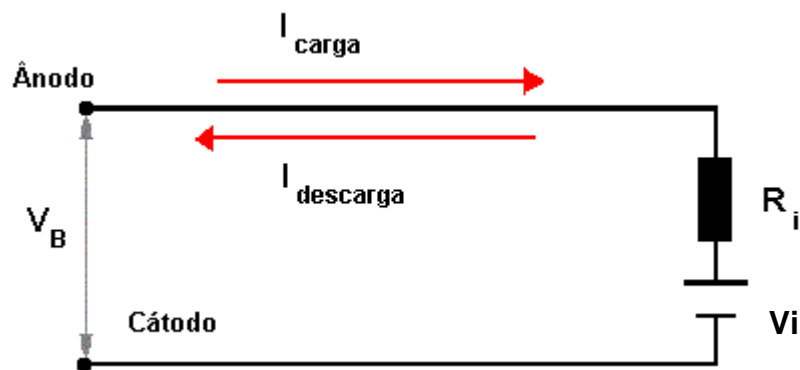


Figura 5.5. Circuito elétrico equivalente de uma bateria

Quando a bateria se encontra em repouso, isto é, em circuito aberto, ela tem uma tensão diferente à de carga ou de descarga. Vários autores fizeram diferentes ensaios mostrando que, durante interrupções da carga e da descarga a tensão do circuito aberto (V_{CA}) tem uma variação linear com o estado de carga, sendo que se pode relacionar o valor do estado de carga com a tensão de repouso como se mostra na figura 5.6 (Wagner, 1991).

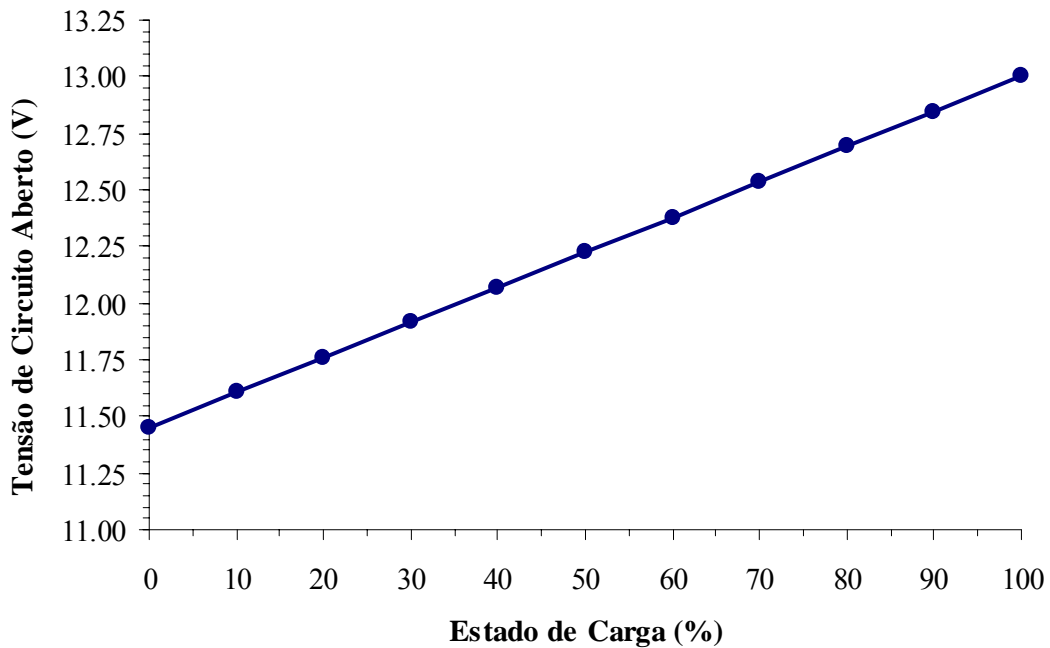


Figura 5.6. Relação entre o valor do estado de carga e a tensão de circuito aberto para uma bateria de 12 volts (Wagner, 1991).

Como foi visto no capítulo 3, a tensão de trabalho da bateria tem um comportamento diferente, dependendo se ela está em regime de carga ou de descarga e da taxa de corrente.

Durante a carga tem-se:

$$V_{med} = V_{CA} + R_i I_{carga} \quad (5.15)$$

sendo a corrente de carga da bateria

$$I_{carga} = I_{gerada} - I_{cons} \quad (5.16)$$

Para a descarga

$$V_{med} = V_{CA} - R_i I_{descarga} \quad (5.17)$$

sendo a corrente de descarga da bateria

$$I_{descarga} = I_{cons} - I_{gerada} \quad (5.18)$$

Analisando as equações anteriores pode-se obter uma equação para o processo de carga e descarga, onde a tensão segue a seguinte expressão:

$$V_{med} = V_{CA} + R_i \cdot (I_{gerada} - I_{cons}) \quad (5.19)$$

Dado que R_i não é concentrada nem constante ao longo do tempo, a equação 5.19 não é representativa do que em realidade acontece em uma bateria e, sendo assim, tem apenas um valor didático. Para a obtenção da tensão de trabalho das baterias aplicou-se o modelo proposto por Macomber (conforme citado em Wagner, 1991) que desenvolveu duas expressões que consideram a variação da resistência interna de um elemento de bateria com o estado de carga.

Nos processos de descarga a expressão proposta é:

$$V_{med} = V_{CA} - \frac{I_{descarga}}{C} N_V \left(\frac{18,9}{\%EC} + R_i \right) \quad (5.20)$$

A constante 18,9 considera o aumento da resistência interna devido à formação de sulfato de chumbo em ambas placas. C é a capacidade total da bateria e $\%EC$ (varia entre 0 e 100) representa o estado de carga. R_i é a resistência interna dada por:

$$R_i = 0,15 N_V (1 - 0,02 (T - 25)) \quad (5.21)$$

sendo T a temperatura do lugar onde se encontra a bateria, e N_V o número de vasos da bateria.

Durante a carga a expressão proposta é a seguinte:

$$V_{med} = V_{CA} + \frac{I_{carga}}{C} N_V \left(\frac{18,9}{114,2 - \%EC} + R_i \right) \quad (5.22)$$

Macomber propõe um valor constante de V_{CA} . Neste trabalho este valor varia em função do estado de carga, como apresentou-se na Figura 5.6, para baterias de diferentes tensões o valor de V_{CA} toma como base os valores da Figura 5.6 para 6 vasos, e faz a relação para um número de vasos diferentes.

Substituindo os valores de $I_{descarga}$ e I_{carga} das equações 5.16 e 5.18 nas equações 5.20 e 5.22, chegamos a que para carga:

$$V_{med} = V_{CA} + \frac{I_{gerada} - I_{consumida}}{C} N_V \left(\frac{18,9}{114,2 - \%EC} + R_i \right) \quad (5.23)$$

e para descarga

$$V_{med} = V_{CA} - \frac{I_{consumida} - I_{gerada}}{C} N_V \left(\frac{18,9}{\%EC} + R_i \right) \quad (5.24)$$

Para o caso em que a bateria não esteja alimentando nenhuma carga, ou seja que esteja em circuito aberto, a tensão de trabalho será igual a de repouso

$$V_{med} = V_{CA} \quad (5.25)$$

Este modelo é linear e assim não reflete o que acontece no começo da carga ou descarga da bateria, o que para um modelo em base horária não tem um efeito considerável, tendo em vista que a variação acentuada, nestes eventos, acontece em tempos bem menores que uma hora. Também não se leva em conta o estado de sobrecarga.

Dados obtidos da aplicação deste modelo, para uma simulação anual que não apresenta falhas, são apresentados na Figura 5.7, com as correspondentes energias consumidas, geradas e cortes pelo uso de controlador de carga.

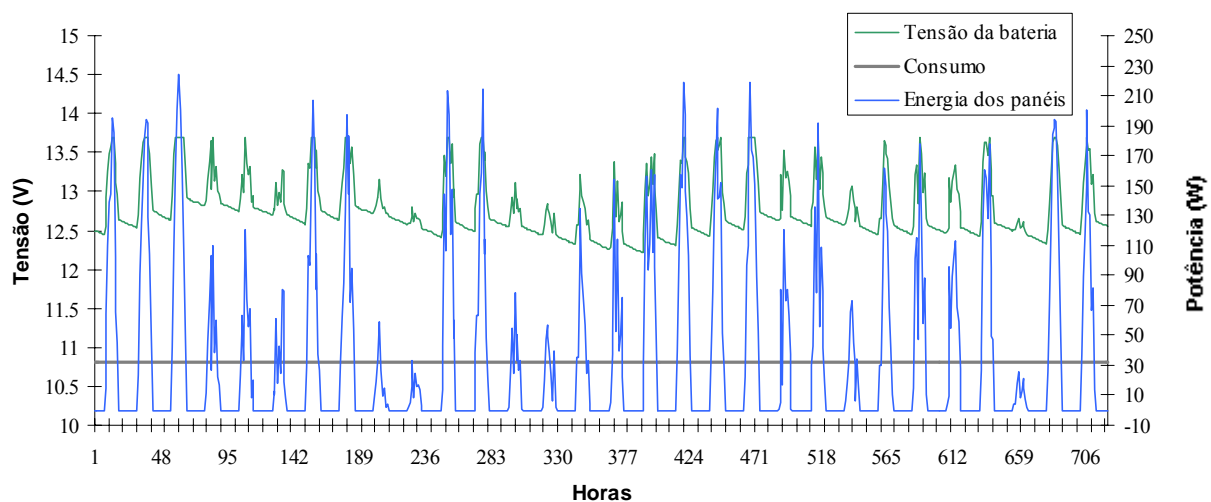


Figura 5.7. Tensão obtida pelo modelo de Macomber nos terminais da bateria para o mês de junho na cidade de Porto Alegre, para uma carga diária constante de 775 Wh/dia.

A escolha deste modelo deu-se por sua fácil implementação computacional e bom comportamento no acompanhamento da curva de carga e descarga da bateria. Outro modelo utilizado para simular o comportamento das baterias de chumbo-ácido é o modelo apresentado por Copetti et alii (1993), que reúne simplicidade e exatidão suficientes para representar o comportamento de baterias estacionárias com carga e descarga em regimes constantes. Moura (1996), tomando como base o trabalho de Copetti, desenvolveu um modelo com novos parâmetros para baterias automotivas, mas ainda comprovado apenas em regimes de carga e

descarga constantes. Uma comparação do comportamento destes modelos é mostrada na Figura 5.8.

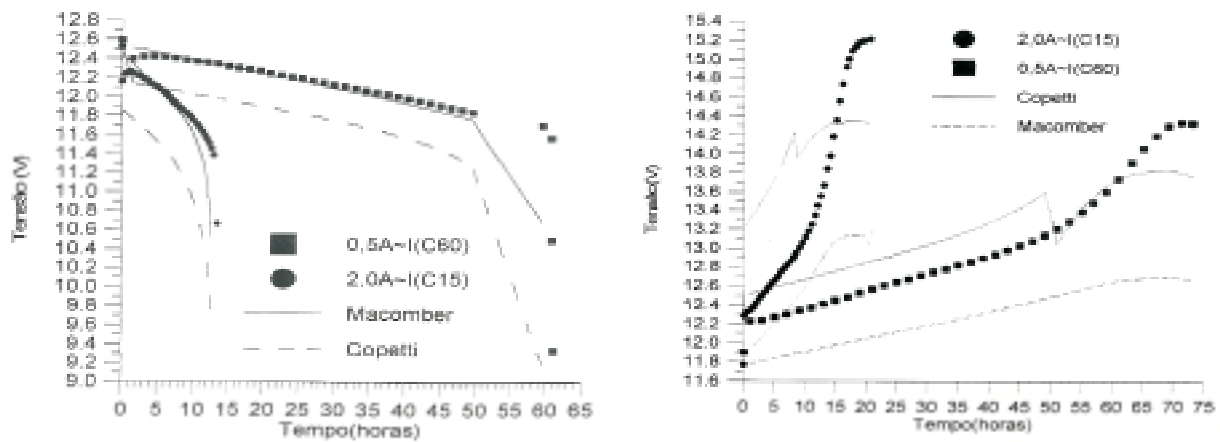


Figura 5.8 Curvas de descarga (a) e carga (b) com ajuste de modelos para carga normalizada a 25°C. (Moura, 1996)

É importante ter em conta a correção (FC) da capacidade em função da taxa de descarga e temperatura. Na legislação brasileira para baterias automotivas, a Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT, NBR 5376) estipula como capacidade real a capacidade em um regime de descarga de 20 horas (C_{20})

Tendo em conta a o tempo de descarga e a capacidade da bateria dada pelo fabricante para condições diferentes às estipuladas pela norma, pode-se determinar a taxa de descarga (I_i).

$$I_i = \frac{\text{Capacidade}(Ah)}{\text{Tempo de descarga}(h)} \quad (5.26)$$

$$FC = \frac{1,25}{1 + 0,22(I/I_i)^{0,9}} (1 + 0,07 \cdot \Delta T) \quad (5.27)$$

onde a fração I/I_i faz referência à corrente de descarga relativa ao regime de descarga dado pelo fabricante e a taxa de descarga real, e ΔT é o desvio da temperatura nominal de 25°C. A equação (5.27) é a sugerida por Moura e modificada para taxas de descarga diferente da condição padrão. Para levar em conta estas variações com a temperatura aceita-se a hipótese de que a bateria esteja à temperatura ambiente.

A capacidade corrigida (C') fica:

$$C' = C \cdot FC \quad (5.28)$$

5.6 Modelo do inversor

Os modelos de inversores procuram representar através de uma equação matemática a potência de saída em função da potência de entrada, para poder prever o rendimento do inversor em função da carga. Em geral, trata-se de modelos matemáticos que procuram associar os parâmetros com as diferentes perdas de potência que ocorrem no inversor.

O inversor tem influência notável no rendimento e confiabilidade do sistema fotovoltaico, além do que aumenta o seu preço. Pode gerar interferências eletromagnéticas e distorção harmônica no sinal alternado (Abella, 2000). São vários os fatores que podem afetar o rendimento do inversor em instalações fotovoltaicas, entre os quais se destacam o tipo de consumo e o perfil das cargas.

Nos sistemas fotovoltaicos autônomos as cargas geralmente são variáveis apresentando potências instantâneas de valores longe da potência nominal do inversor. Isto somado ao fato de que algumas cargas podem ter baixos valores do fator de potência (com elevado componente reativo), diminui notavelmente o rendimento do inversor.

Outro fator importante é a variação da tensão de entrada do inversor. Em instalações fotovoltaicas autônomas, os inversores estão alimentados por baterias cuja tensão varia segundo o estado de carga, a temperatura e o regime de corrente de descarga, que pode ser significativamente diferente e agravar também o rendimento do inversor.

5.6.1 Modelos polinomiais

Os primeiros modelos propostos para inversores são geralmente modelos polinomiais, representados com equações do 2º ou 3º grau, para a potência de saída (P_{saida}) do inversor em função da potência de entrada (P_{entr})

$$P_{saida} = C_0 + C_1 P_{entr} + C_2 P_{entr}^2 \quad (5.29)$$

O modelo da equação (5.29) representa o comportamento do inversor eficazmente, bastando ajustar os parâmetros C_0 , C_1 e C_2 para cada inversor, abrindo mão de explicar os processos que ocorrem.

Outro modelo proposto para a eficiência (Jantsch, 1992), adotado neste trabalho, é também uma equação de segundo grau, mas está escrita de maneira normalizada com relação à potência nominal do inversor

$$\eta = \frac{P'_{saída}}{K_0 + K_1 P'_{saída} + K_2 P'^2_{saída}} \quad (5.30)$$

onde

$$P'_{saída} = \frac{P_{saída}}{P_{nom}} \quad (5.31)$$

P_{nom} é a potência nominal do inversor, o termo K_0 representa o autoconsumo, as quedas de tensão estão representadas por K_1 e as quedas ôhmicas estão representadas por K_2 . Com a variação dos parâmetros K_i se obtém o perfil que apresentam diferentes tipos de inversores. Na Figura 5.9 apresenta-se o formato da curva de eficiência com as respectivas variações em seu perfil, em função dos valores de K_i adotados, os quais estão vinculados com a eficiência do inversor para 10, 50 e 100% da capacidade nominal, sendo que inserindo os valores de eficiência para estes pontos se faz um ajuste dos valores de K_i .

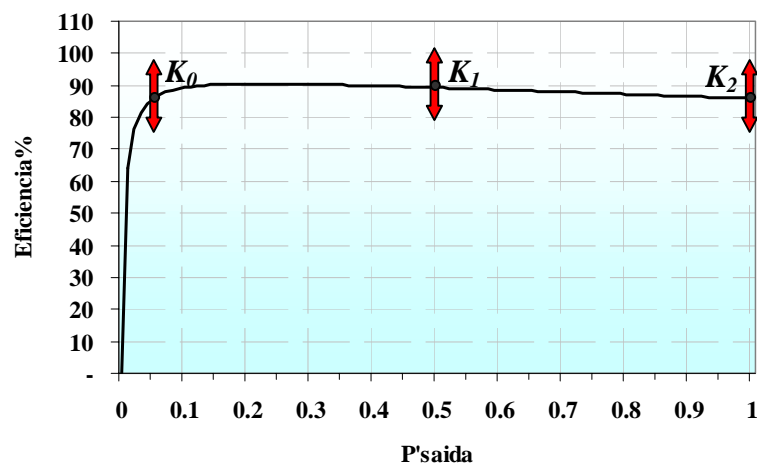


Figura 5.9. Curva de eficiência do inversor

K_0 faz variar o formato da curva na zona do joelho.

K_1 faz variar o formato da curva em sua altura.

K_2 faz variar o formato da curva na zona final da curva.

Na Figura 5.10 são apresentadas as variações na curva alterando os valores de K_i , um de cada vez.

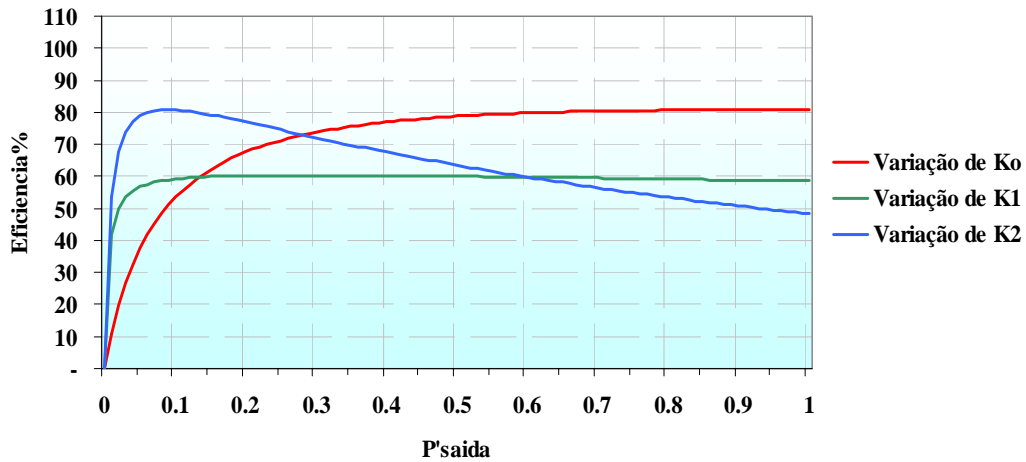


Figura 5.10. Variação da curva de eficiência do inversor com os valores de K_i .

5.6.2 Modelo de Keating

Keating (1991) propõe obter a eficiência do inversor através da interpolação de dados experimentais numa ampla faixa de potências. Não é realmente um modelo matemático que represente a eficiência, mas só a seleção de intervalos de igual tamanho de potência do inversor com seus rendimentos correspondentes. Assim o modelo calcula a eficiência no ponto desejado por interpolação linear entre o limite inferior e o superior.

Se chamar de P_{inf} o limite inferior do intervalo, P_{sup} o limite superior, η_{inf} e η_{sup} suas correspondentes eficiências para um ponto intermediário de potência P_i , a eficiência η_i será:

$$\eta_i = \eta_{inf} + \frac{(P_i - P_{inf})(\eta_{sup} - \eta_{inf})}{(P_{sup} - P_{inf})} \quad (5.32)$$

5.6.3 Modelo de Chivelet e Chenlo

Chivelet (1994) propõe um modelo de inversor baseado em um circuito equivalente que é um inversor ideal, uma resistência série R_s que representa as quedas ôhmicas e uma resistência paralela R_p que representaria o auto-consumo. A equação (5.33) representa este modelo

$$\eta = \frac{2 R_s P}{V_i^2 \left(1 - \sqrt{4 \frac{R_s}{V_i^2} \left(P + \frac{V_c^2}{R_p} \right)} \right)} \quad (5.33)$$

onde P é a potência que sai do inversor e os demais parâmetros são os mostrados na Figura 5.11

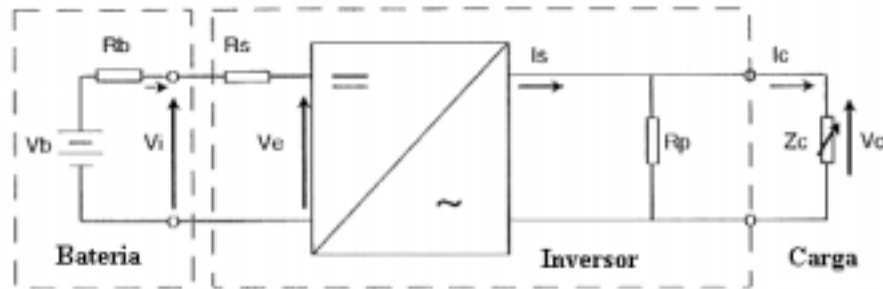


Figura 5.11. Circuito elétrico equivalente de um inversor.

O modelo pode se estender também a cargas reativas considerando a potência aparente S no lugar de P ($S = P/FP$, sendo FP o fator de potência da carga) e agregando um fator a que é próximo à unidade exceto para fatores de potência muito baixos onde representa as perdas adicionais devidas a elevadas correntes reativas.

$$\eta = \frac{2 R_s S a}{V_i^2 \left(1 - \sqrt{4 \frac{R_s}{V_i^2} \left(S + \frac{V_c^2}{R_p} \right)} \right)} \quad (5.34)$$

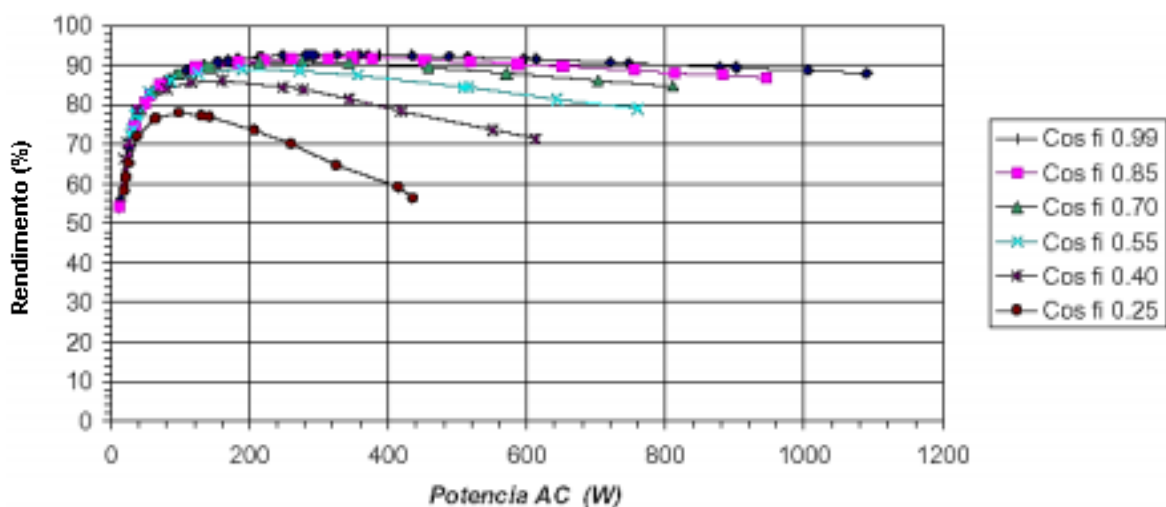


Figura 5.12. Curva de rendimento em função da potência alternada na saída para diferentes fatores de potência.

A Figura 5.12 foi obtida medindo um inversor fotovoltaico autônomo modelo S-1200 fabricado por SOLENERSA com cargas reativas para diferentes fatores de potência (Abella, 2000), pode-se observar a queda de eficiência pelos equipamentos de baixo fator de potência. No modelo proposto esta variação se obtém deslocando o valor do coeficiente K_2 .

5.7 Modelagem das cargas

É freqüente considerar também como componentes de uma instalação fotovoltaica os elementos receptores ou de consumo. Não são na realidade partes do sistema, mas consideram-se assim devido a que sua caracterização energética, ou seja, potência, energia consumida, tensão de trabalho e outros, são fatores preponderantes no momento de realizar o correto projeto e dimensionamento do sistema.

Resulta de muita importância o conhecimento da quantidade de energia a consumir e sua distribuição ao longo do dia, assim como as características dos equipamentos que consumirão a energia. Chama-se de perfil da carga à representação temporal da potência média (em Watt) consumida. Este perfil é importante para calcular os sistemas de acondicionamento de potência e distribuição. Integrando no período de 24 horas temos como resultado a energia diária consumida (Wh).

A variação da carga pode ser horária, diária, mensal ou sazonal. No programa, desenvolveram-se interfaces gráficas que permitem definir consumos em bases horárias, diárias semanais e mensais, o que facilita a definição segundo o desejo do usuário. Para cargas que trabalham em tempos menores que uma hora pode-se multiplicar a potência da carga pelo tempo de trabalho (em fração de hora), formando a correspondência necessária para considerar a carga corretamente. Nos casos em que é difícil conhecer o perfil da carga diária, como por exemplo no caso das instalações de eletrificação rural onde o usuário não tem hábitos prévios de consumo de energia elétrica, o instalador deverá fazer uma estimativa do consumo. E aqui, a precisão do dimensionamento e simulação fica prejudicada.

Tendo em conta os tipos de aplicações fotovoltaicas, é possível definir, de forma qualitativa, alguns perfis de carga:

- Perfil de consumo constante
- Consumo noturno
- Consumos diurnos

No caso das aplicações domésticas, ao determinar os perfis de consumo, deve-se levar em conta também os costumes de uso e recomenda-se estudar cada aplicação concreta.

Diferentes estudos foram levados a cabo no Brasil para estimar o tempo de consumo dos diferentes elementos que compõem uma instalação. Gouvello, citado em Tolmasquim (2004), para diferentes localidades no Brasil estimou o tempo de uso para cinco níveis de eletrificação. A geladeira é um item muito importante nas áreas eletrificadas, assinalando 50% de ocorrência nos domicílios pesquisados.

Tabela 5.1 Classes de consumo em horas por dia (Tolmasquim, 2004).

Equipamentos	Nível 1		Nível 2		Nível 3		Nível 4		Nível 5	
	Quant	Horas	Quant	Horas	Quant	Horas	Quant	Horas	Quant	Horas
Lâmpada (6-15 W)	1	4	2	6	3	7	5	11	7	17
Rádio (3-5 W)	1	5	1	5	1	4	1	8	1	8
TV ou Gravador (35-70 W)	-	-	-	-	1	3	1	3,5	1	3,5
Antena Parabólica (20 W)	-	-	-	-	-	-	-	-	1	3,5
Outros usos (cargas constantes)	-	-	-	-	-	-	-	50 (W)	-	145 (W)

5.7.1 Características das cargas

Os sistemas fotovoltaicos autônomos de pequena potência geralmente se configuram em corrente contínua, pois assim evita-se o uso dos inversores, diminuindo o custo da instalação. Se a potência da instalação aumenta, é conveniente aumentar também a tensão de trabalho, para diminuir as perdas por queda de tensão nos condutores.

As cargas se caracterizam pela sua tensão de trabalho e a energia que precisam. As cargas em corrente contínua são geralmente resistivas, ou seja, é suficiente conhecer a tensão de operação e o consumo de corrente. Comumente estas cargas são, por exemplo, lâmpadas, rádios, equipamentos musicais, motores, etc. Um estudo mais detalhado das cargas existentes nas instalações elétricas rurais pode ser consultado no livro do Cresesb: “Eletrificação Rural Descentralizada”(2004).

Quando a carga está representada por motores em corrente contínua, estes apresentam fortes picos de intensidade de corrente na sua posta em funcionamento de poucos segundos de duração, pelo que em uma simulação horária o incremento o consumo não é considerado .

Nas instalações de pequena potência, o sistema de iluminação mais comum está formado por tubos fluorescentes, que funcionam em corrente contínua à tensão nominal da instalação. A iluminação com tubos fluorescentes é ótima para instalações fotovoltaicas, já que apresentam uma melhor relação entre a quantidade de luz emitida e potência consumida (lúmens/watt) que as lâmpadas de incandescência tradicionais, o que significa maior aproveitamento da energia.

A importância da seleção de equipamentos eficientes de consumo pode ser observada na Tabela 5.2 que mostra um claro exemplo de economia energética, para diferentes níveis de eletrificação, quando se realiza uma adequada seleção.

Tabela 5.2. Economia energética para acessórios de alta e baixa eficiência, Tolmasquim (2004).

		Nível 1	Nível 1	Nível 1	Nível 1	Nível 1	Média
Consumo	(Wh/dia)	39	61	186	334	634	219
eficiente	(kWh/mês)	1,2	1,9	5,6	10,0	19,0	6,6
Consumo	(Wh/dia)	185	265	545	872	1397	601
ineficiente	(kWh/mês)	5,5	8,0	16,3	26,2	41,9	18,0
Economia de energia		79%	77%	66%	62%	55%	64%

Quando se têm cargas elétricas não resistivas consome-se energia ativa que se transforma em trabalho útil (luz, calor, etc) e energia reativa, que não se utiliza diretamente e que serve para gerar os campos magnéticos dos equipamentos elétricos (energia perdida). As duas potências, ativa (P) e reativa (Q), são representadas como vetores defasados entre si. A sua adição vetorial é a potência aparente (S), que é a energia real que solicita o equipamento.

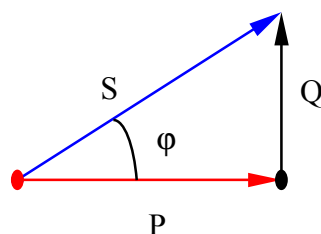


Figura 5.13. Representação vetorial da potência ativa, reativa e aparente.

A razão entre a potência ativa e a potência aparente define o fator de potência (FP) também denominado $\cos\phi$ cuja expressão é:

$$FP = \frac{P}{S} = \cos\varphi$$

Para ter sistemas fotovoltaicos mais eficientes deve-se trabalhar com cargas cujo fator de potência esteja próximo à unidade.

Em quase todas as aplicações deve-se escolher a instalação entre corrente contínua ou alternada levando em conta o grau de eletrificação e aplicação.

Tabela 5.3. Características das cargas para corrente contínua e alternada (Ciemat, 2000).

Cargas	Corrente Contínua	Corrente Alternada
Motores	<ul style="list-style-type: none"> • Necessidade de manutenção • Mais caro 	<ul style="list-style-type: none"> • Mais variedade • Mais barato
Lâmpadas	<ul style="list-style-type: none"> • Melhor eficiência 	<ul style="list-style-type: none"> • Mais variedade
Sistema	<ul style="list-style-type: none"> • Mais barato • Mais eficiente 	<ul style="list-style-type: none"> • Melhor aceitação • Mais e melhores produtos de consumo

Os inversores, atualmente, permitem aplicações isoladas, onde todo o consumo de energia se faz em corrente alternada, com bons níveis de eficiência. Desde o ponto de vista do usuário, esta alternativa produz um efeito de aceitação da energia solar fotovoltaica, ao dispor de uma instalação elétrica semelhante às das casas conectadas à rede elétrica convencional.

5.7.2 Condutores elétricos e proteções

Os condutores que se utilizam nas instalações se denominam cabos, e estão formados por um grupo de fios recobertos de materiais isolantes ou nus. Nas instalações fotovoltaicas usam-se sempre cabos isolados. Os materiais condutores usados nas instalações são o cobre e o alumínio.

No dimensionamento de condutores para uma instalação fotovoltaica, deve-se procurar que as quedas de tensão (ΔV) sejam mínimas para que os aparelhos trabalhem em sua tensão nominal, e evitar perdas de energia por efeito joule desde o gerador até a carga. As quedas mencionadas vêm associadas à resistência elétrica do fio expressa como:

$$R = \rho \frac{l}{s} \quad (5.35)$$

$$\Delta V = \frac{2 \rho l I}{s} = 2 R I \quad (5.36)$$

onde:

ρ : resistividade do condutor (0,01724 Ω mm² / m para cobre recozido)

s : seção do condutor expressada em mm²

l : comprimento do condutor em metros

I : corrente nominal em Ampère

Ou seja, procura-se otimizar a seção do condutor para que a queda da tensão entre os seus extremos seja a menor possível; achando-se aceitáveis quedas de tensão da ordem de 1,5 % entre a saída dos módulos até a carga mais distante (Ciemat, 2000) . Para sugerir a seção do fio a adotar consultaram-se as normas ABNT (NBR 5410). Estas fornecem uma tabela que relaciona as correntes nominais com as seções. Esta tabela é utilizada no programa para determinar em função da máxima queda de tensão admissível, a seção do fio para condutores isolados com PVC a uma temperatura ambiente de 30°C.

As seções dos condutores de alumínio comerciais começam em 10 mm², o que levará ao programa a selecionar este valor quando se utilize condutor de alumínio, embora as cargas não necessitassem desta seção de fio.

Os diferentes tipos de instalações consideradas são eletrodutos em parede, aparentes, enterrados e cabos ao ar livre, onde para cada uma há valores diferentes de correntes nominais.

Para a proteção do sistema elétrico de uma instalação fotovoltaica se levam em conta aqueles elementos que são utilizados em qualquer instalação de baixa tensão: fusíveis, disjuntores e interruptores diferenciais.

Os *fusíveis* são dispositivos que interrompem o circuito elétrico ao fundir se pelo calor. O tempo que demora para fundir depende das características do fusível e da corrente. Na hora da escolha e instalação de um fusível deve-se ter em conta que o número de fusíveis a instalar dependerá do número de condutores ativos da instalação. O fusível sugerido na tela de dimensionamento de fios está de acordo com o valor da corrente máxima no circuito.

Os *disjuntores* têm a função de proteger a instalação das sobrecargas e curto-circuito. Existem vários tipos de disjuntores segundo a relação de tempo de interrupção e intensidade de corrente (Creder, 1984).

Chama-se de *interruptor diferencial residencial* ao dispositivo que realiza a interrupção do circuito no momento em que detecta uma fuga de corrente a terra, de aproximadamente 30mA.

Devem instalar-se acompanhados de uma rede de conexão que ligue os receptores à terra e irão acionar em caso de detectar uma corrente de fuga.

Os interruptores diferenciais não atuam quando o sistema trabalha com corrente contínua. Não existe, neste sentido, corrente de indução que ligue o interruptor diferencial. Não se deve usar como proteção na parte das instalações fotovoltaicas que trabalham com corrente contínua. A estrutura dos painéis deve ser, portanto, conectada à terra.

5.8 Modelagem de variáveis atmosféricas

Quando o único objetivo do cálculo é obter o dimensionamento, sem levar em conta o comportamento da instalação, os métodos que utilizam valores médios horários de radiação podem ser considerados adequados. Porém, ao pretender analisar o comportamento da instalação através da simulação do sistema por computador torna-se necessário que os dados meteorológicos, em especial os dados de radiação solar, sejam compatíveis com seqüências de dados que possam ocorrer na realidade.

Existem muitos métodos para estimar a radiação solar na superfície terrestre, tais como o de Angström (1924) e suas variantes, modelos estatísticos baseados em satélite e os métodos baseados em modelos físicos, mas estes se referem a dados médios e não seqüências de radiação.

Uma possibilidade para analisar as variações efetivas das condições meteorológicas é utilizar o que se conhece como Ano Típico Meteorológico (TMY) que armazena um ano de dados em intervalos horários escolhidos entre os que foram medidos como representantes da média dos dados medidos em muitos anos para cada mês.

Ainda que a utilização dos dados TMY seja muito boa quando há dados disponíveis, existem ainda duas limitações: são poucos os lugares que dispõem desta informação e os dados, ao representar as médias de muitos anos, não levam em conta os meses que apresentem más condições meteorológicas.

Para delimitar o problema da falta de seqüências de dados de radiação solar, os pesquisadores têm procurado gerar sinteticamente estes dados para que apresentem semelhantes características estatísticas (média, autocorrelação, etc.) com as séries observadas.

Neste trabalho utilizam-se modelos estocásticos baseados em Matrizes de Transição de Markov, que consideram a variação de curto tempo e a correlação dos dados. O uso de destes modelos se justifica nos componentes dos dados de radiação solar, (um componente que

representa a variação da radiação segundo a época do ano e o lugar, além de uma componente aleatória que representa o comportamento irregular do fenômeno natural).

5.8.1 Método das matrizes de transição de Markov

Partindo do valor de radiação média mensal é possível estimar seqüências de radiação solar diária por vários métodos, sendo um dos principais o método das Matrizes de Transição de Markov (MTM), proposto por Aguiar e Collares-Pereira (1988) e analisado em comparação com outros por Krenzinger e Macagnan (1988) e Macagnan (1989). O método MTM possibilita a sintetização de seqüências de radiação diária tendo como único dado de entrada a série de 12 valores médios mensais de radiação. Em uma análise aplicada à simulação de sistemas fotovoltaicos, Gonçalves (1992) demonstrou que ainda que os dados sintetizados possam reproduzir fielmente a distribuição do índice de transparência diário (Kt), em alguns lugares o número de dias em seqüência com pouco sol não refletem as seqüências reais. Ainda assim, é mais aconselhável utilizar estes dados com a possibilidade de que resultem certos do que considerara todos os dias do mês iguais ao dia médio ou com uma distribuição arbitrária.

No modelo de processo de Markov, a probabilidade de que um certo valor de Kt passe do estado i para o estado j está dado pela função de transição P_{ij} . Esta possibilidade de transição tem uma correlação de primeira ordem.

Com os dados de radiação solar de várias localidades pode-se verificar que o valor diário da radiação solar apresenta correlações com o valor da radiação solar imediatamente precedente na seqüência. Isto induz a escolher um processo de Markov de primeira ordem, cuja forma mais elementar é a de uma Matriz de Transição de Markov, na qual cada elemento representa a possibilidade de um valor de Kt mudar do estado i para o estado j .

Outro fator que deve ser levado em conta é que a função distribuição de qualquer período tem uma forma que depende do valor médio de Kt (Ktm) para esse período. Isto leva à geração de um grupo de matrizes, cada uma correspondendo a um intervalo de valores médios de Kt , e que podem ser obtidos com os dados disponíveis. Estas matrizes podem ser usadas para gerar seqüências de valores de radiação para qualquer lugar. A construção das matrizes consiste em primeiramente selecionar os dados diários medidos apenas para meses com valor médio mensal dentro de um intervalo que a matriz representará e a seguir:

- a) Reter a correlação observada entre os valores de Kt em dias adjacentes.
- b) Dividir a amplitude dos valores de Kt para o período em observação em n intervalos iguais (estados) e avaliar a probabilidade P_{ij} de que, se Kt tem um certo valor um dia, correspondente ao estado i , no dia seguinte tenha um valor correspondente ao estado j .

Assim, gera-se uma matriz quadrada, de n por n elementos, chamada de Matriz de Transição de Markov (MTM), que contém a memória do que acontece no intervalo de tempo de vários anos e descreve a possibilidade de acontecer qualquer transição de um valor para o próximo. Como o valor da radiação precisa estar necessariamente em um dos estados possíveis no próximo dia, é preciso que, para cada linha da matriz, $\sum_j P_{ij} = 1$.

5.8.2 Geração das seqüências de radiação solar diária

O procedimento de geração das seqüências de radiação solar partindo das matrizes de Transição de Markov, e dos valores médios mensais de Ktm , e dado a seguir:

- a) Seleciona-se uma MTM em função do valor de Ktm , com seus valores associados de Kt_{min} e Kt_{Max} (valor máximo e mínimo para Ktm).
- b) O estado i inicial é escolhido tomando-se no começo de cada mês o valor de Kt do ultimo dia do mês anterior, Kt^* , (exceto para o primeiro dia do primeiro mês, para o qual um dia com o valor médio do último mês se toma como dado de partida) e portanto, uma linha da matriz. Este estado permite saber em que intervalo $h = (Kt_{Max} - Kt_{min})$ se encontra o valor de Kt^* .
- c) Gera-se um numero aleatório R entre 0 e 1.
- d) Os elementos $P_{i1}, P_{i2}, \dots, P_{ij}$ são somados até que a soma seja maior que R , determinando-se j , o próximo estado de Kt , isto é, o estado em que Kt estará no próximo dia. O novo valor de Kt será o valor médio do intervalo correspondente ao estado j . Também se poderia fazer uma interpolação linear dentro do intervalo e assim obter o novo valor de Kt .
- e) O segundo dia da seqüência pertence, conforme foi visto, ao estado j . Repetindo-se os passos c e d se obtém uma série de Kt com 31 valores. Este procedimento se repete para os 12 meses do ano e para os k anos necessários.

Como o valor médio de Kt de uma seqüência pode se desviar um pouco do Ktm usado como entrada, devido principalmente ao pequeno tamanho da seqüência, podem-se gerar várias seqüências mensais até que a média destas esteja tão perto do valor de Ktm quanto se deseje, tipicamente dentro de um limite tal como $|Kt_{(observado)} - Kt_{(simulado)}| \leq 0.01$ que é o critério utilizado nesta dissertação.

Seqüências de dados de radiação solar diária são sintetizadas utilizando o método das Matrizes de Markov, a partir de 12 dados de radiação solar diária em média mensal.

5.8.3 Geração de seqüências de radiação solar horária

Partindo dos dados de radiação solar diária é possível determinar dados de radiação solar horizontal horária.

A distribuição horária dos dados diários de radiação é realizada geralmente através de parâmetros que reproduzem os valores esperados para a fração horária da radiação diária considerada. Segundo Collares-Pereira (1979), estes parâmetros permitem calcular a média da radiação incidente em cada hora, utilizando:

$$rt = \frac{\pi}{24} [A + B \cos \omega] \left[\frac{\cos \omega - \cos \omega_s}{\sin \omega_s - \omega_s \cos \omega_s} \right] \quad (5.37)$$

onde ω é o ângulo horário, ω_s é o ângulo horário do por do sol e A e B são:

$$\begin{aligned} A &= 409 + 5016 \operatorname{sen} \left(\omega_s - \frac{\pi}{3} \right) \\ B &= 6609 - 4767 \operatorname{sen} \left(\omega_s - \frac{\pi}{3} \right) \end{aligned} \quad (5.38)$$

o produto de rt pelo valor da radiação global diária horizontal é a radiação solar recebida, em média, na hora centralizada em ω .

A função cosenoidal resultante da equação de rt corresponde aos dias de céu muito limpo. Nestes dias o índice de transparência Kt é muito alto. Nos dias em que o céu está encoberto esta forma já não é exata pois a transparência das nuvens é variável, porém é aceita ainda nos dias nublados nos quais os valores de radiação serão baixos, e assim o valor de Kt será muito baixo.

Atendendo a estas observações, acredita-se que a o índice de transparência horário (kt) possa ser representado por um desvio aleatório δ sobre o índice horário de transparência da atmosfera médio (ktm), sendo este desvio modulado pelos valores do índice de transparência diário Kt . Desta forma, quanto mais próximo estiver o Kt do seu valor máximo, menor será a componente aleatória. Igualmente acontece quando Kt se aproxime ao valor mínimo.

O modelo utilizado nesta dissertação, proposto por Krenzinger (1994), é uma forma simples, rápida e precisa de obter dados sintéticos de radiação solar horária a partir de dados de radiação solar diária. O modelo responde à necessidade de introduzir dados que possam ser aceitos como prováveis em programas de simulação de equipamentos solares por computador.

Dos dados de radiação observados para várias cidades obteve-se como resultado a confirmação de que a dispersão é muito mais acentuada para valores intermediários de Kt . Como

envoltória universal aceitou-se usar uma parábola que engloba quase todos os pontos, centrada no valor $Kt = 0,4$ e com amplitude de 0,25.

O modelo tem como principal vantagem sua simplicidade. Para obter seqüências horárias de radiação solar horizontal devem ser aplicados os seguintes passos.

- 1) A partir do valor da radiação solar terrestre H (conhecida ou estimada) e da radiação extraterrestre H_o (calculada), calcula-se o índice de transparência diário, $Kt = H/H_o$. Para cada hora do dia:
- 2) Calcular a radiação extraterrestre I_o
- 3) Calcular o valor de rt segundo a equação 5.37.
- 4) Calcular o kt médio, $ktm = rt \cdot H / I_o$
- 5) O computador gera número aleatório com distribuição uniforme entre 0 e 1 (RND)
- 6) Transformar em distribuição entre -1 e +1, ou seja $R = 2(RND - 0,5)$
- 7) Calcular kt como função de Kt :

$$kt = ktm + 2 (RND - 0,5) [2(Kt - 0.4)^2 - 0.25]$$

- 8) Se $kt < 0$ ou $kt > ktmax$ retornar ao passo 5
- 9) Calcular a radiação horária: $I_h = kt \cdot I_o$
- 10) Nova hora...retornar ao passo 2
- 11) Somar os valores de I_h (radiação solar horária) para obter H_s (radiação solar diária sintetizada)
- 12) Calcular $ERRO = (H_s - H) / H$
- 13) Se $ERRO > 0.03$ repetir a partir do passo 2 ou
- 14) Para cada hora $kt = kt H / H_s$
- 15) Limitar kt a $ktmax$

O controle de qualidade representado pelos passos 13 a 15 pode ser ajustado conforme se requeira. Geralmente, um desvio menor que 3% é satisfatório. Se o passo 13 não é feito, podem entrar os passos 14 e 15 para forçar um resultado de $H_s = H$

Através de 12 dados de médias mensais de radiação horária gera-se uma seqüência anual de dados de radiação horária. A transformação dos dados de radiação horizontal em radiação inclinada é feita com a utilização do modelo de Perez.

5.9 Modelagem da temperatura ambiente

Existem muitos modelos propostos em diferentes literaturas para sintetizar dados de temperatura, alguns destes modelos utilizam dados históricos de séries de temperatura

observados em uma localidade e, o resultado de estas observações, serve para gerar seqüências futuras de temperaturas.

De acordo com Leasnier e Ang, 1990, a temperatura ambiente pode ser modelada por uma função senoidal levando em conta a máxima e mínima temperatura diária. A equação 5.39 mostra este modelo

$$T_{(t)} = 0.5 \left[T_{\max}(\text{dia}) + T_{\min}(\text{dia}) + (T_{\max}(\text{dia}) - T_{\min}(\text{dia})) \operatorname{sen} \left(\frac{2\pi(t - t_p)}{24} \right) \right] \quad (5.39)$$

onde $T_{(t)}$ é a temperatura ambiente para um tempo t (em horas), $T_{\max}(\text{dia})$ é a temperatura ambiente máxima do dia, $T_{\min}(\text{dia})$ é a temperatura ambiente mínima do dia e t_p é um ajuste do tempo.

O modelo utilizado por Remund e Kunz, 1997, no software METEONORM assume que a variação na amplitude da temperatura e aproximadamente proporcional à amplitude do perfil diário de radiação global.

Nesta dissertação é utilizado o modelo proposto por Krenzinger e Farenzena, 2002.

A metodologia para gerar dados sintetizados de temperatura ambiente começa com valores conhecidos de radiação solar horária gerada previamente. Estes dados de radiação solar são necessários como pré-requisitos porque se considerou uma relação entre a irradiância e a temperatura ambiente.

Os dados dos quais se parte para esta sintetização são: latitude do local (ϕ), temperatura média mensal (T_m), temperatura média das máximas mensais (T_{\max}), temperatura média das mínimas mensais (T_{\min}), máxima irradiância solar (I_{\max}) diária e duração do dia. As correlações entre estes dados foram determinadas através dos dados de nove cidades brasileiras.

O processo utilizado é manter a correlação entre o perfil de temperatura e os dados mencionados.

As seguintes observações e hipótese foram utilizadas para a modelagem:

- A distribuição das seqüências diárias obedece a uma função gaussiana para cada mês.
- A dispersão das temperaturas diárias em um mês depende da temperatura média e mínima mensal; nos meses com elevadas temperaturas médias e mínimas, a dispersão é pequena.
- A variação da amplitude média mensal da temperatura ambiente é linear com a diferença entre as temperaturas média das máximas e das mínimas.
- A máxima temperatura ambiente depende da latitude e é possível estabelecer uma expressão para limitar a máxima temperatura diária. Também existe uma dependência

similar para a mínima temperatura ambiente, mas os autores não estabelecem o limite devido à influência da altitude da localidade.

- A temperatura ambiente máxima depende da temperatura média mensal das máximas, e é possível estabelecer uma relação que limite a máxima temperatura diária.
- A temperatura ambiente mínima depende da média mensal das mínimas, e é possível estabelecer uma equação para limitar a temperatura mínima diária.

Utilizando a informação anterior e combinando idéias de Leasnier e Ang e o método Meteororm foi desenvolvido um modelo para sintetizar seqüências horárias de temperatura ambiente, assumindo como hipóteses que:

- A temperatura média diária apresenta característica gaussiana na sua distribuição mensal.
- A variação da temperatura ao longo do dia está relacionada com o perfil da irradiância diária.
- O perfil diário apresenta-se como uma função periódica com uma temperatura mínima ao amanhecer e uma máxima temperatura perto das 15 horas da hora solar (Figura 5.14).
- Existe um pequeno termo randômico adicionado à temperatura ambiente.

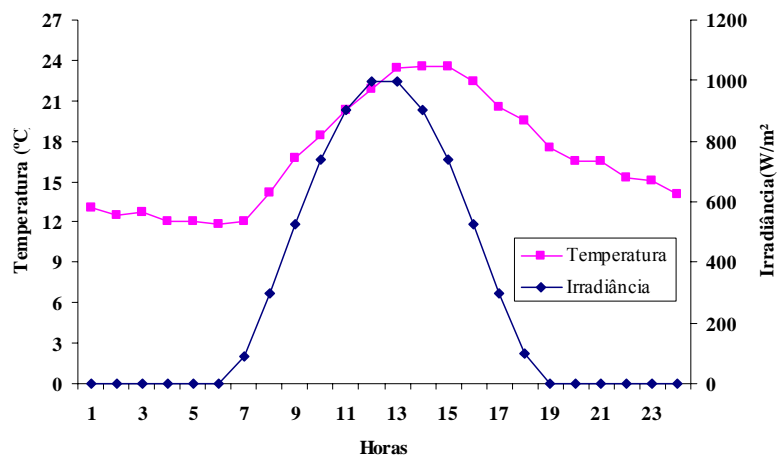


Figura 5.14. Valores de temperatura e irradiância para a cidade de Porto Alegre para um dia no mês de setembro sem nuvens, obtida através dos modelos apresentados.

5.9.1 Metodologia

Primeiramente, gera-se uma seqüência de temperaturas médias diárias para cada mês, a partir de uma temperatura diária base definida através da equação 5.40, utilizando a radiação extraterrestre diária e mensal

$$T_{base}(dia) = \langle T_m \rangle \frac{1}{3} \left[2 + \left(\frac{I_o(dia)}{I_o(mes)} \right) \right] \quad (5.40)$$

Utilizando esta temperatura base, a temperatura média é obtida:

$$T_m(dia) = T_{base}(dia) + \chi \quad (5.41)$$

onde χ é uma variável aleatória de distribuição normal com desvio padrão (SD) dado por:

$$SD = 4,2 - 0,15 \langle T_{min} \rangle \quad (5.42)$$

A partir de uma correlação linear observada através dos dados analisados pelos autores, verificou-se que a média das amplitudes das temperaturas ao longo dos dias corresponde á diferença entre a temperatura máxima e mínima em média mensal:

$$\langle A_m \rangle = \langle T_{max} \rangle - \langle T_{min} \rangle \quad (5.43)$$

Para considerar um valor inicial da amplitude máxima (A_{max}) os autores consideram uma correlação intermediária entre a máxima amplitude diária e a média mensal, isto é:

$$\langle A_{max} \rangle = 25 - 0,42 \langle T_{min} \rangle + \frac{\delta}{2} \quad (5.44)$$

onde δ é uma variável aleatória de distribuição uniforme entre -1 e $+1$.

Logo se analisa a radiação do mês, encontrando a máxima para cada dia $I_{max}(dia)$, e a média mensal destes valores $I_{max}(mes)$, para obter a amplitude diária $A(dia)$ com a equação 5.43.

$$A(dia) = (I_{max}(dia) - \langle I_{max} \rangle) \left(\frac{\langle A_{max} \rangle - \langle A_m \rangle}{I_{max}(mes) - \langle I_{max} \rangle} \right) + \langle A_m \rangle + \delta \quad (5.45)$$

sendo o limite de amplitude está dado por:

$$A(dia) < 22,1 + 0,97 \langle T_{min} \rangle - 0,054 \langle T_{min} \rangle^2 \quad (5.46)$$

Estima-se $T_{max}(dia)$ pela seguinte expressão

$$T_{max}(dia) = T_m(dia) + \frac{A_{max}(dia)}{2} \quad (5.47)$$

Impondo limites para este resultado

$$T_{max}(dia) < 35 + 0,17|\phi| \quad (5.48)$$

$$T_{\max}(dia) < -24.3 + 4.3\langle T_{\max} \rangle - 0.071\langle T_{\max} \rangle^2 \quad (5.49)$$

com estes valores se pode determinar a temperatura horária base como:

$$T_{base}(hora) = T_m(dia) + (hora + 1) \left(\frac{T_m(dia + 1) - T_m(dia)}{24} \right) - [1 + 0.155A(dia)] \quad (5.50)$$

para determinar a temperatura ambiente horária se adiciona a esta temperatura base um termo periódico, um termo solar e um randômico.

O termo periódico é avaliado em função da hora da duração do dia, onde para período antes do nascer do sol (tsr) utiliza-se o seguinte algoritmo:

“IF hora < tsr THEN”

$$PF(hora) = \frac{A(dia)}{4} \left[\frac{1}{2} + \cos \left(\frac{(20 + hora) \pi}{(20 - tsr) 2} \right) \right] \quad (5.51)$$

“ELSE” (para depois do nascer do sol)

$$PF(hora) = \frac{A(dia)}{8} \left[\cos \left(\frac{(16 - hora) \pi}{(15 - tsr) 2} \right) + \cos \left(\frac{(14 - hora) \pi}{(13 - tsr) 2} \right) \right] \quad (5.52)$$

O termo solar é avaliado através de uma equação que confere a máxima temperatura defasada da máxima radiação, sendo para uma determinada hora

$$SF(hora) = \left(\frac{T_{\max}(dia) - [T_{base}(hora) + PF(15)]}{I_{\max}(dia)} + \Delta \right) I(hora) \quad (5.53)$$

Δ é um termo nulo na primeira iteração, utilizado para convergência forçada.

Obtém-se finalmente a temperatura horária com a seguinte equação

$$T(hora) = T_{base}(hora) + PF(hora) + SF(hora) + \frac{\delta}{2} \quad (5.54)$$

Depois de obter valores horários de temperatura no dia, realiza-se uma comparação entre o valor médio diário inicial e o resultado da média das temperaturas obtidas, repetindo-se a operação até que se tenha uma diferença menor de 0,5°C. Isto se faz através do seguinte procedimento

“IF $T_m(dia) - \sum T(hora) / 24 < 0.5$ THEN”

$$\Delta = \Delta + \frac{T_m(\text{dia}) - \sum T(\text{hora}) / 24}{I_{\max}(\text{dia})} \quad (5.55)$$

“RETURN “

A série diária gerada é novamente submetida aos limites de temperatura máxima e mínima, e a média mensal gerada é avaliada e comparada com a média mensal de dados naturais.

A figura 5.15 mostra a frequência de dados gerados para Porto Alegre.

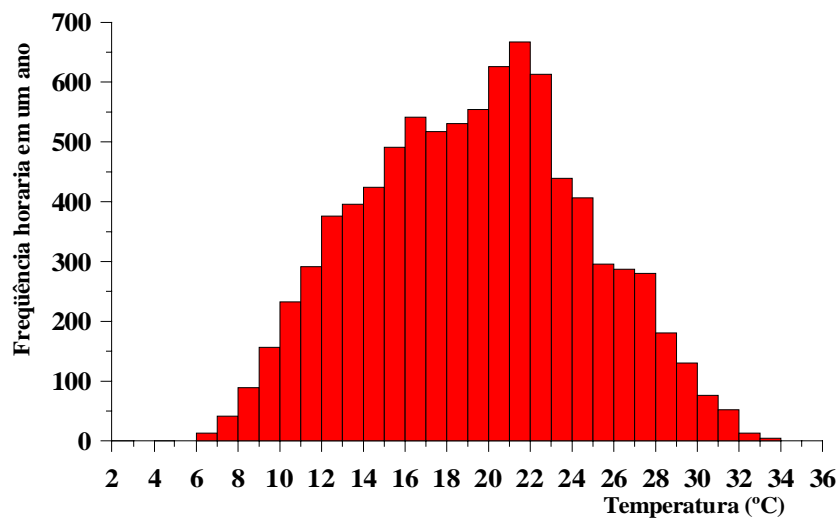


Figura 5.15. Frequência de temperaturas horárias de dados sintetizados para a cidade de Porto Alegre.

6. Métodos de dimensionamento

6.1 Introdução

No dimensionamento dos sistemas fotovoltaicos há dois parâmetros de fundamental importância: a radiação incidente sobre o sistema e o consumo de energia. No entanto, estes dados são difíceis de conhecer com exatidão, assim que para cálculos prévios geralmente usam-se métodos aproximados para determinar a quantidade de módulos e de baterias.

O desenvolvimento de métodos de dimensionamento é uma atividade que se mantém sempre atual e sobre a qual ainda não foram estabelecidas normativas de validade universal, é o motivo da diversificação dos métodos de dimensionamento de sistemas fotovoltaicos, com diversas vantagens e desvantagens em cada caso.

6.2 Métodos Simplificados de Dimensionamento

Um método simplificado de dimensionamento, método também chamado de Intuitivo (Egido, M., e Lorenzo, E., 1992), consiste na realização de um balanço de energia, durante um período de tempo (geralmente um mês) no qual ocorrem as condições médias mais desfavoráveis para o sistema. Supõe-se que se o sistema funciona nesse mês, funcionará também nos outros meses do ano. Tem a desvantagem de não otimizar energeticamente a instalação já que não faz um seguimento contínuo dos parâmetros envolvidos.

Este método baseia-se na utilização de valores médios mensais de radiação global e da carga, considerando-se somente os valores do mês mais desfavorável na relação carga / radiação.

Nesta dissertação, utiliza-se este método para fazer um dimensionamento prévio do sistema e obter o número de módulos e de baterias para compará-lo com os valores energéticos que se obtém aplicando o método de uma simulação numérica horária (sob as mesmas condições).

A energia real diária necessária (L) é calculada levando em conta o tipo de carga e a eficiência dos elementos que participam do processo é:

$$L = \left(\frac{L_{cc}}{\eta_b} \right) + \left(\frac{L_{ca}}{\eta_b \eta_{inv}} \right) \quad (6.1)$$

Onde:

L_{cc} : cargas diárias em corrente contínua (W)

L_{ca} : cargas diárias em corrente alternada (W)

η_b : eficiência da bateria

η_{inv} : eficiência do inversor.

O valor da eficiência depende do tipo de inversor e o ponto de trabalho em função da carga.

Logo são obtidos os valores mensais de energia necessários (L_m), e aplica-se a equação (6.2) para calcular a corrente crítica de cada um dos meses, adotando-se o valor maior das correntes obtidas como a corrente crítica (I_c) do sistema e o mês correspondente a este valor é o mês crítico.

$$I_c = \frac{1,2 \cdot L_m}{V_b HSN} \quad (6.2)$$

O fator 1,2 é um coeficiente de segurança que indica que o sistema deve gerar 20% a mais de energia para levar em conta perdas nas conexões, nos controladores e ter uma “margem de segurança”. V_b é a tensão nominal da bateria, L_m é o consumo médio do mês crítico e HSN é o número de *horas de sol nominal*, que representa o número de horas de sol em média diária com uma intensidade de $1000 \text{ W} / \text{m}^2$. O conceito de horas de sol nominal corresponde a concentrar a radiação solar incidente em um período de tempo em que o fluxo de radiação solar sobre o plano do módulo fosse artificialmente igual a $1000 \text{ W} / \text{m}^2$ (Figura 6.1). O valor de HSN é facilmente obtido representando a radiação total do dia H em kWh / m^2 , sendo então numericamente $HSN = H$.

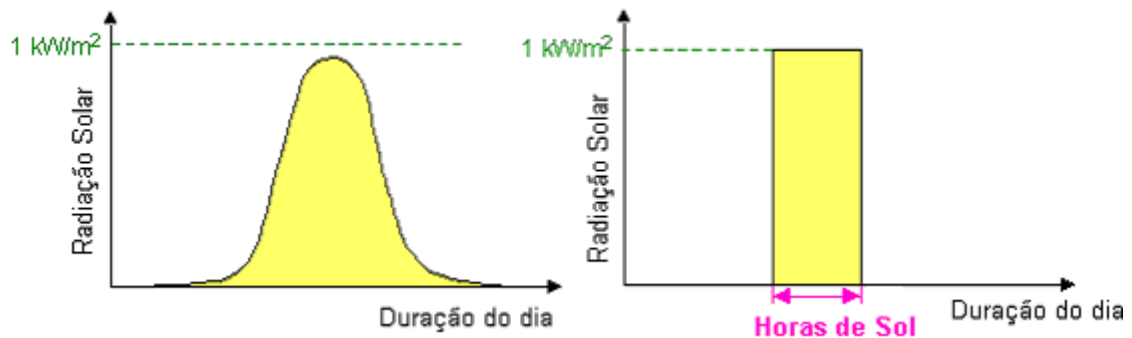


Figura 6.1. Representação esquemática das horas de Sol nominal.

Usando-se o valor obtido para I_c do mês mais desfavorável, pode-se calcular o número de módulos conectados em paralelo necessários para a instalação, segundo:

$$N^{\circ} \text{módulos paralelo} = \text{Int} \left(0,5 + \frac{I_c}{I_{mp}} \right) \quad (6.3)$$

O valor 0,5 é somado para arredondar para cima a quantidade de módulos, e a função *Int* retorna a parte inteira do argumento. Nesta equação I_{mp} representa a corrente do módulo no ponto de máxima potência, nas condições *standard*.

Para determinar o número de módulos em série, deve-se ter em conta a tensão nominal dos mesmos (V_{mod}) e do sistema (V_{sist})

$$N^{\circ} \text{módulos série} = \frac{V_{sist}}{V_{mod}} \quad (6.4)$$

Com a energia solicitada pelas cargas, resultante da equação (6.1), calcula-se a capacidade do sistema de acumulação (CB) em Ah, segundo a expressão:

$$CB = \frac{L_m N}{P_d \eta_g V_b} \quad (6.5)$$

sendo N o número de dias de autonomia (o qual varia em função do grau de radiação solar disponível da região onde se instala o sistema) e P_d a máxima profundidade de descarga da bateria. Na medida em que há maior disponibilidade de radiação solar se estabelece um número menor de dias para o valor da autonomia do que em outras regiões com períodos de muitas chuvas, estes valores variam de 2 a 10 dias (Joule-Thermie, 1998) adotando-se para este pré-dimensionamento um valor de 8 dias de autonomia. Ambosone, conforme citado em Notton (1996), realizou o balanço energético para diferentes sistemas usando análise energética e de potência, observando que ambas análises dão valores com pequena porcentagem de diferença para autonomies maiores de 2 dias.

A máxima profundidade de descarga depende também da insolação da região, do tipo de bateria, do modo como a descarga é realizada, etc. Para todas as baterias é comum a característica que, para maior profundidade de descarga menor sua vida útil.

Tabela 6.1- Valores recomendados para máxima profundidade de carga referida a uma bateria para 20 h de capacidade nominal segundo o tipo de bateria (Joule-Thermie, 1998).

Tipo de Bateria		Máxima Profundidade de Descarga	
		Compulsório	Recomendada
Tubular		80	70
Baterias	Clássica	50	30
	Modificada	60	40
Automotivas	Baixa Manutenção	30	20

A determinação do número de baterias em paralelo realiza-se pela seguinte expressão:

$$N^{\circ} \text{ baterias paralelo} = \text{Int} \left(0,5 + \frac{CB}{CB'} \right) \quad (6.6)$$

O valor 0,5 é somado para arredondar para cima a quantidade de baterias. Nesta equação CB' representa a capacidade da bateria selecionada, em Ah

A combinação em série de baterias depende da tensão do sistema

$$N^{\circ} \text{ baterias série} = \frac{V_{sist}}{V_b} \quad (6.7)$$

O método simplificado apresentado por Egido e Lorenzo (1995) e aqui descrito é apenas um entre dezenas de trabalhos e recomendações elaborados por igual número de autores com procedimentos, se não idênticos, muito parecidos. De forma clássica, estes métodos simplificados são representados em planilhas de cálculo. Um exemplo de este tipo de planilhas é o desenvolvido e publicado por SANDIA, e parcialmente mostrado na Figura 6-2.

WORKSHEET #2 DESIGN CURRENT AND ARRAY TILT											
System Location				Latitude				Longitude			
Insolation Location				Latitude				Longitude			
Tilt at Latitude -15°				Tilt at Latitude				Tilt at Latitude +15°			
HR	20A	20B	20C	20D	20E	20F	20G	20H	20I	20J	20K
Corrected Load [AH/DAY]	Peak Sun [HRS/DAY]	Design Current [A]	Corrected Load [AH/DAY]	Peak Sun [HRS/DAY]	Design Current [A]	Corrected Load [AH/DAY]	Peak Sun [HRS/DAY]	Design Current [A]	Corrected Load [AH/DAY]	Peak Sun [HRS/DAY]	Design Current [A]
20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Select the largest design current and corresponding peak sun from each latitude and enter below											
Latitude -15°				Latitude				Latitude +15°			
20A	20B	20C	20D	20E	20F	20G	20H	20I	20J	20K	20L
Peak Sun [HRS/DAY]	Design Current [A]	Peak Sun [HRS/DAY]	Design Current [A]	Peak Sun [HRS/DAY]	Design Current [A]	Peak Sun [HRS/DAY]	Design Current [A]	Peak Sun [HRS/DAY]	Design Current [A]	Peak Sun [HRS/DAY]	Design Current [A]
Now select the smallest design current and corresponding peak sun											
NOTE: DO NOT EDIT TRACKING AND FORCE ARRAY DATA ON THE SAME SHEET.											
								20M Peak Sun [HRS/DAY] 20N Design Current [A]			
								Tilt Angle =			

Figura 6.2. Modelo de planilha de cálculo para sistemas fotovoltaicos autônomos desenvolvido no Laboratório SANDIA.

6.3 Método de Simulação Numérica

Um método de simulação numérica baseia-se em balanços energéticos mensais, diários ou horários ao longo de um número determinado de anos onde se faz um seguimento do comportamento do sistema, para calcular em função do tamanho dos módulos e das baterias a probabilidade que se produza uma falha (*LLP, Loss of Load Probability*). Esta probabilidade de perda de carga está definida de duas formas diferentes, a primeira (Narvarte e Lorenzo, 1996) como a relação entre o déficit e a demanda de energia durante o tempo de funcionamento da instalação (equação 6.8), e a outra (Ibrahim, 1995) como a relação entre as horas nas que se apresentaram estes déficits, durante o tempo de funcionamento da instalação (equação 6.9), esta última é utilizada nesta dissertação.

$$LLP = \frac{\text{Deficit de Energia}}{\text{Demanda de Energia}} \quad (6.8)$$

$$LLP = \frac{\text{Horas sem energia}}{\text{Tempo de funcionamento}} \quad (6.9)$$

Este método facilita a otimização energética da instalação, permitindo trabalhar o conceito da confiabilidade energética.

Nos balanços de energia, é importante determinar a influência que tem os diferentes intervalos de tempo sobre os resultados finais.

Mora et al., conforme citado em Notton (1996), compararam o comportamento de sistemas usando base de tempos diários e horários. Observaram uma subestimação da área dos módulos para simulações diárias, e para autonomias menores de 5 dias se obtiveram subdimensionamentos maiores do 30 %.

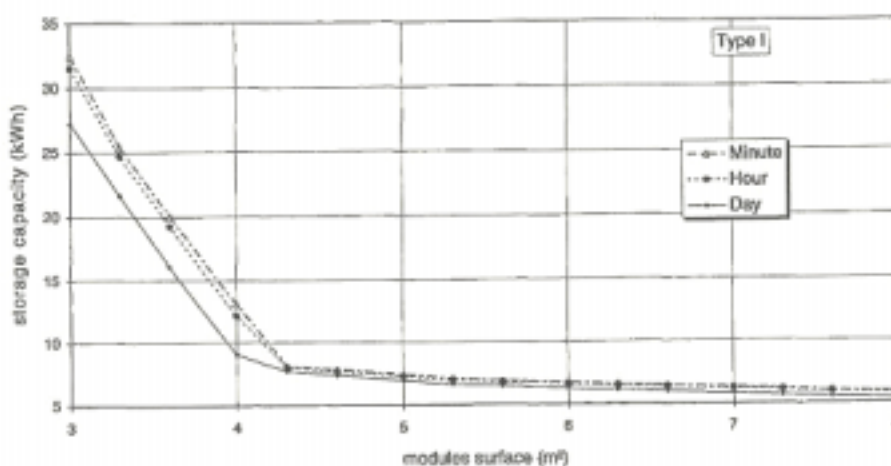


Figura 6.3. Influência do passo do tempo nas simulações (Notton, 1996)

Notton et al. (1996) chegou à conclusão que a mudança do intervalo de tempo de horas a minutos não tem significativas conseqüências nos valores de capacidade de armazenamento, sendo esta conclusão extraída dos resultados apresentados na Figura 6.3.

O método de simulação numérica utilizado nesta dissertação baseia-se nas idéias de Klein e Beckman (1987), que propõem a análise da probabilidade de perda de carga, onde foram adotados para simulação da instalação valores horários da radiação solar, assim como perfis horários de consumo baseados nos estudos antes mencionados.

A análise parte da aplicação de balanços horários de energia para calcular o estado de carga da bateria, levando em conta a energia que entra na bateria devido à geração dos módulos, e a que sai até os dispositivos de consumo, como se esquematiza na Figura 6.4.

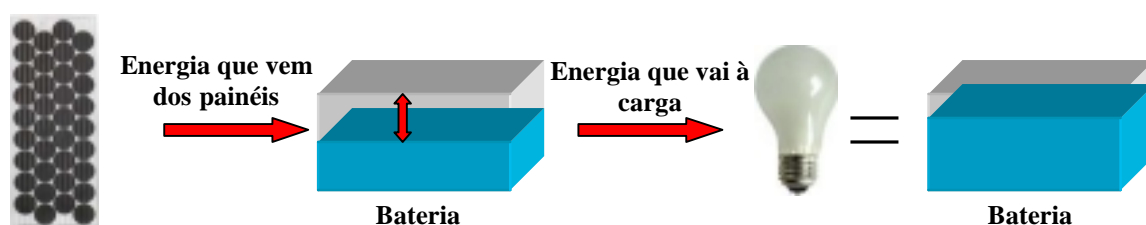


Figura 6.4. Esquema do balanço energético que se realiza em função da energia consumida e a gerada, neste exemplo se tem um aumento do estado de carga.

Para realizar este balanço, deve-se primeiramente determinar a energia gerada pelos módulos que será injetada no banco de baterias. Nesta dissertação, utilizaram-se dois métodos para calcular a energia gerada pelo arranjo de módulos fotovoltaicos: um que considera a corrente no ponto de máxima potência e uma tensão fixa, e outro que considera o valor de tensão e de corrente obtidos através das equações que se apresentaram no capítulo 5.

O primeiro método, que foi denominado “método I_{max} ”, calcula a energia útil horária gerada (EG) pelos módulos segundo a equação (6.10)

$$EG = \frac{I_{\beta} I_{mp} V_{nom}}{1000} \quad (6.10)$$

Onde:

I_{β} é a radiação horária recebida sobre os painéis expressa em W/m^2

I_{mp} é a corrente do módulo, que o fabricante fornece, no ponto de máxima potência

V_{nom} é a tensão nominal do sistema de acumulação.

Utiliza-se o valor da corrente no ponto de máxima potência (I_{mp}), corrigida linearmente hora a hora pelo valor de radiação solar, porque I_{mp} será sempre menor, mas próxima, à corrente de trabalho. Esta afirmação está baseada na hipótese que os módulos são construídos com um número de células em série suficientes para garantir esta situação em qualquer temperatura operacional (Figura 6.5). Assim pode-se admitir, em uma aproximação razoável, que a corrente gerada em cada instante é igual àquela do ponto de máxima potência (Gonçalves, 1991), embora geralmente a corrente de carga da bateria seja um pouco maior. Isto é válido para módulos comerciais de silício que tenham mais de 30 células.

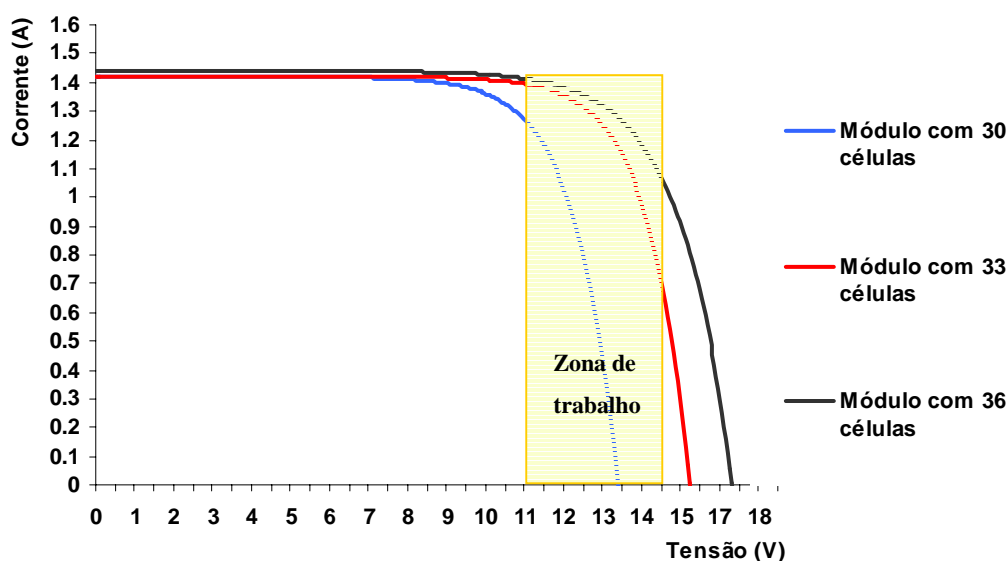


Figura 6.5. Curvas para módulos de diferentes quantidades de células sob uma temperatura de 65°C e irradiação de 400 W/m². Mostra-se a faixa de tensões de trabalho para módulos que carregam baterias.

Nos módulos de 30 células, o menor número de células limita a tensão operativa a 14.5 - 15 Volts, o que faz com que a geração de corrente se autoregule em função do estado de carga da bateria, evitando assim a sobrecarga da mesma. São chamados também “módulos autoregulados” por não precisarem de controlador de carga; têm o inconveniente de que a temperaturas elevadas podem trabalhar com correntes abaixo da corrente de máxima potência, não conferindo o que foi dito anteriormente.

Nos sistemas fotovoltaicos autônomos, as tensões da carga e dos painéis estão limitadas pela tensão da bateria. Neste caso, é mais prudente expressar a energia gerada pelos módulos em ampère-hora (embora se tenha presente que esta não seja uma unidade de energia) já que a

tensão no acumulador pode variar na ordem de 20% sem que isto signifique uma variação de energia acumulada na mesma proporção (Macagnam, 1989).

No segundo método, ao que foi denominado “método I-V”, obtém-se a potência calculando o valor de tensão real do sistema de acumulação a cada hora, e como este, procura-se na curva I-V do módulo selecionado o correspondente valor de corrente, sendo o produto destes parâmetros a energia horária gerada (numericamente em uma hora, a potência em Watts é igual à energia gerada em Watts-hora) .

Através de um balanço horário de energia na bateria, se realiza uma comparação da energia que entrou e saiu da mesma, permitindo obter a variação do estado de carga, cujos valores acham-se no intervalo entre 0 e 1.

Para o processo de descarga, o balanço energético está representado pela equação (6.11)

$$EC_{(i,j)} = EC_{(i-1,j)} + \frac{(E_{hG(i,j)} - E_{Cons(i,j)})}{CB \cdot FC} \quad (6.11)$$

e para a carga

$$EC_{(i,j)} = EC_{(i-1,j)} + \eta_{b(i,j)} \frac{(E_{hG(i,j)} - E_{Cons(i,j)})}{CB} \quad (6.12)$$

onde

$EC_{(i,j)}$ é o estado de carga da bateria para uma determinada hora (i) para um dia (j)

$EC_{(i-1,j)}$ é o estado de carga da bateria para a hora anterior, ($i-1$) para um dia (j)

η_b é a eficiência faradaica da bateria, para o processo de descarga se considera igual ao 100 % (Copetti, 1993).

CB é a capacidade nominal do banco de baterias em regime de descarga em 100 h

FC é o fator de correção pra a taxa de descarga da bateria

Os valores do estado de carga são limitados ao intervalo entre 0,2 e 1, aplicando aos resultados das equações (6.11) e (6.12) as seguintes condições:

$$\text{Novo do estado de carga} = \begin{cases} 0,2 & \text{se } EC_{(i,j)} < 0,2 \\ EC_{(i,j)} & \text{se } 0,2 < EC_{(i,j)} < 1 \\ 1 & \text{se } EC_{(i,j)} > 1 \end{cases}$$

Se ocorrer que o estado de carga dá um valor menor que 0,2, o controlador de carga cortará a entrega de energia à carga, sendo que haverá um déficit de energia: o sistema fotovoltaico não

estará em condições de entregar toda a energia necessária nesse instante. Este valor de 0,2 está associado a uma tensão nos pólos da bateria. Produz-se então uma falha, devido ao déficit de energia da instalação, é:

$$EC_{(i,j)} < 0,2 \quad \rightarrow \quad Falha_{(i,j)} = Falha_{(i-1,j)} + 1 \quad (6.13)$$

Com a equação (6.13) contabilizam-se as falhas às quais o sistema foi submetido e contabiliza-se a quantidade de energia faltante. Repetindo os cálculos para cada hora do dia, por um período de tempo, obtém-se a probabilidade de perda de carga (*LLP*) do sistema.

Este número de falhas dependerá da capacidade do gerador (C_A) definido como a relação entre os valores médios da energia produzida pelo gerador e a energia consumida pela carga, e a capacidade do acumulador (C_S) definida como a máxima energia que pode fornecer o acumulador dividido pelo valor médio da energia consumida pela carga.

$$C_A = \frac{\eta_G \cdot A_G \cdot H_\beta}{L_m} \quad (6.14)$$

$$C_S = \frac{C_U}{L_m} \quad (6.15)$$

onde A_G e η_G são a área e a eficiência de conversão do gerador fotovoltaico, H_β é o valor médio da radiação diária sobre o plano do gerador; L_m é o valor médio diário da energia consumida pela carga e C_U é a capacidade utilizável do acumulador. Define-se a capacidade utilizável porque a capacidade total (C_B) que pode fornecer a bateria está limitada pela profundidade de descarga (P_d)

$$C_U = C_B \cdot P_d \quad (6.16)$$

O valor de C_A depende das condições climáticas do lugar da instalação, ou seja que é possível ter diferentes pares de valores de C_A e C_S que levam ao mesmo valor de *LLP*. Além disso, quanto maior é o tamanho do arranjo fotovoltaico, maior é o custo e maior é a confiabilidade, ou seja, menor é o valor de *LLP*.

Uma vez encontrado um valor para *LLP*, esta probabilidade indica, de forma relativa, quantas vezes a energia não é fornecida pelo sistema fotovoltaico. Os valores típicos de *LLP* utilizados no dimensionamento de sistemas fotovoltaicos são de 0,01 e 0,001, segundo a aplicação (Ciemat, 2000). Para valores menores de *LLP* o número de baterias ou módulos deve ser aumentado, isto pode ser visto na figura 6-6.

Se ocorrer que o estado de carga é maior do que 1, haverá uma geração remanescente de energia, que o sistema não estará em condições de aproveitar já que as baterias estarão em sua capacidade máxima, indicando que esta energia é desperdiçada.

Para longos períodos de tempo na simulação, o valor inicial do estado de carga do acumulador não afeta os resultados (Gonçalvez, 1991).

Os métodos de simulação numérica são precisos e oferecem a possibilidade de melhorar o sistema incorporando modelos mais completos para os diferentes componentes, com o qual podem ser analisados aspectos adicionais ao dimensionamento, como por exemplo a inclusão de elementos ao sistema.

As desvantagens destes métodos estão representadas pela necessidade de contar com séries de dados climatológicos que geralmente não se dispõem, sendo que deve-se gerar seqüências com propriedades estatísticas semelhantes às reais. (Macagnam, 1989)

A disponibilidade atual deste tipo de dados de não mais de 20 anos permite estudar valores de *LLP* maior que 0,01 (Klein, S.e Beckman, W., 1987), o fator que limita este valor é a variabilidade natural do clima; incerteza acrescentada devido às mudanças climáticas que se apresentam pelo aumento da temperatura terrestre por causa do efeito estufa.

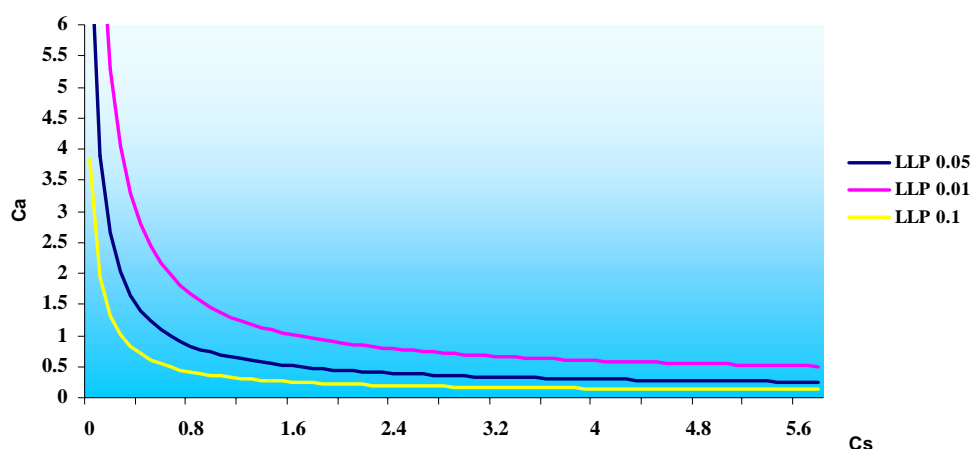


Figura 6.6. Linhas de igual probabilidade de perda de carga.

O método de simulação permite obter informação sobre o funcionamento futuro da instalação e facilita o estudo da variação do dimensionamento da instalação em função da confiabilidade do sistema ou com os dias de autonomia considerados. Da figura 6.6 pode-se dizer que aumentando o número de módulos é possível diminuir a capacidade da bateria, sem prolongar o déficit de energia. No caso contrário, com poucos módulos, ou se instalam muitas baterias ou a falta de energia será mais prolongada no tempo. Evidentemente, há um mínimo número de módulos abaixo do qual o sistema não será operacional.

Para elevar a confiabilidade, precisa-se uma instalação com maior número de módulos para a mesma capacidade da bateria, assim, variando o *LLP* obtêm-se para uma determinada instalação os seguintes resultados:

Tabela 6.2. Tabela mostrando o aumento de número de módulos para diminuir a *LLP* (Ciemat, 2000).

LLP	Wp	Nº Módulos
0.1	674	14
0.01	945	18
0.001	1126	22

Comparando os dois métodos vistos, conclui-se que geralmente as instalações fotovoltaicas autônomas podem ser dimensionadas através de métodos relativamente simples, porém estes métodos simples têm a desvantagem de que não permitem conhecer o grau de confiabilidade do dimensionamento e não fornecem informação nenhuma sobre o funcionamento da instalação.

Os métodos de simulação permitem otimizar energética e economicamente a instalação, ao introduzir a confiabilidade como parâmetro inicial. Têm bastante precisão para estimar a confiabilidade do sistema fotovoltaico autônomo, facilitando a escolha do tamanho ótimo do gerador.

Quando se trabalha com consumos não constantes ao longo do ano, haverá diferenças entre os resultados do método numérico e simplificado.

Concluindo, a informação fornecida pelo método de simulação numérica permite analisar como vai se comportar a instalação por longos períodos de tempo, sendo uma ótima ferramenta para dimensionar e estudar sistemas fotovoltaicos.

6.4 Métodos analíticos

Através da utilização dos valores de C_A e C_S é possível determinar o tamanho de um sistema fotovoltaico para um determinado valor de *LLP*. Mantendo constante *LLP* e variando C_A e C_S se consegue um conjunto de pontos, os quais unidos determinam uma *linha de isoconfiabilidade*.

As linhas isoconfiabilidade podem ser descritas segundo alguma equação matemática, ou seja, em forma analítica, e assim se pode evitar, se for preciso, ter que trabalhar como um computador para o dimensionamento.

Barra (1984) e outros autores propõem um método para dimensionar sistemas utilizando a fração de energia coberta pelo sistema fotovoltaico em valor médio mensal (Y_m), a qual se relaciona com o tamanho do sistema através da expressão:

$$(C_{Am} - Y_m)(1 - Y_m) = \gamma_m \quad (6.17)$$

onde γ_m é um parâmetro livre, e C_{Am} é a capacidade de geração em média mensal. A equação (6.17) representa uma hipérbole.

Quando o gerador é pequeno, toda a energia que se gera é transferida à carga. No caso contrário, se o gerador é de grande tamanho, poderá satisfazer totalmente a demanda de energia da carga.

Analisando os valores de γ_m obtidos através de uma simulação com dados históricos, os autores do modelo chegaram a uma expressão para este parâmetro, expressão cujo valor é:

$$\gamma_m = 2,41 \cdot 10^{-2} (C_s Ktm \Delta_m)^{2,29} \quad (6.18)$$

onde Δ_m é o valor médio mensal do comprimento do dia, normalizada em relação a 24 horas. Então a LLP fica expressada pela equação 6.19

$$LLP = \frac{1}{12} \sum_{m=1}^{m=12} (1 - Y_m) \quad (6.19)$$

Bartoli et al. (1984) acharam uma expressão diferente para relacionar γ_m e C_s , também resultado de experiências com dados históricos:

$$C_s = \frac{0,695 \Delta m Ktm \exp(71,2 \gamma_m)}{(\Delta m Ktm + 0,274 \gamma^{0,136})^2} \quad (6.20)$$

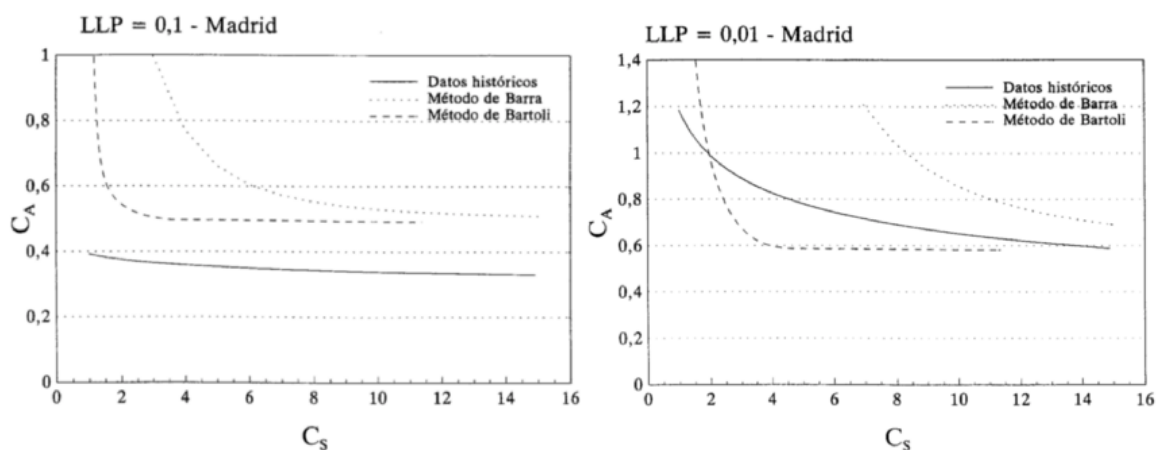


Figura 6.7. Comparação entre linhas de isoconfiabilidade na cidade de Madrid, obtidas por métodos analíticos e através de dados históricos (Ciemat, 2000).

O modelo proposto por Barra conduz ao sub dimensionamento dos geradores e mostra uma sensibilidade pequena demais ao tamanho da bateria, ou seja, que as variações de C_s , para LLP

constante, não se evidenciam em variações de C'_A . As curvas obtidas por ambos métodos são mostradas na figura 6-7.

6.5 Métodos para dimensionamentos através de gráficos

Permitem um dimensionamento fácil sendo cálculos manuais suficientes para a determinação da relação módulos-baterias, mas tem como inconveniente que sua universalização leva a valores não muito precisos de uma zona a outra (Narvarte, L., Lorenzo, E., 1996). Entre estes métodos podem encontrar-se os métodos de IREDA, SANDIA e IES.

6.5.1 Método IREDA

O Método IREDA incluído nas especificações técnica da “Renewable Energy Development Agency Limited” da Índia, propõe um conjunto de gráficos (nomogramas). Cada nomograma mostra o tamanho do arranjo fotovoltaico como uma função da carga, para os estados da Índia. Os nomogramas fixam-se em 3 dias de autonomia e, em função deste valor, se estabelece o valor de LLP para cada localidade, para um valor mínimo de LLP de 0,05. Isto limita a seleção de combinações de baterias–módulos e não permite outros sistemas com diferentes valores e LLP .

Comparando valores obtidos com este método e valores simulados para quatro diferentes localidades da Índia, estes valores diferem entre 1 a 12%, segundo os autores.

Este método é fácil e rápido e tem boa precisão, mas só pode ser utilizado no lugar em que se possua o nomograma (Índia)

6.5.2 Método SANDIA

O método SANDIA está baseado em 4 conjuntos de nomogramas para 4 combinações de baterias–módulos para uma dada LLP . Cada conjunto está composto por 6 nomogramas: 5 dos quais permitem obter tamanho do arranjo em função de sua inclinação, e o sexto determina a capacidade das baterias em função da LLP . Os nomogramas foram projetados tomando como base uma coleção de simulações.

Este método permite uma certa otimização do sistema. Tem por inconveniente que não é muito preciso para localidades fora dos EUA

6.5.3 Método IES

Egido (1992) desenvolveu um programa de simulação que permite construir mapas de com linhas isoconfiabilidade que correspondem a valores de LLP (Figura 6.8). O conjunto destas linhas permitiu obter a conclusão de que cada uma delas cumpre a seguinte expressão:

$$C'_A = f C_S^u \quad (6.21)$$

onde f e u são parâmetros que dependem de LLP e do lugar. O valor médio do coeficiente de determinação é 0,98 e varia entre um valor mínimo de 0,93 e um valor máximo de 0,999. Estes valores dão uma idéia da exatidão dos valores obtidos com a utilização da equação anterior.

Para um determinado valor de LLP , f é o valor de C_A que corresponde a C_s igual à unidade. O parâmetro u leva em conta o efeito da persistência da radiação solar. Quanto maior for a persistência, menor será o valor de u e vice-versa.

Além disto, também se pode estabelecer uma relação entre os valores de f , u , e de LLP , para cada lugar onde se deseja fazer um dimensionamento, através das expressões:

$$f = f_1 + f_2 \log(LLP) \quad \text{e} \quad u = \exp(u_1 + u_2 LLP) \quad (6.22)$$

onde os valores do coeficiente de determinação são, em ambos casos, maiores que 0,93.

As equações 6.21 e 6.22 permitem condensar as longas séries de dados, em apenas 4 números sem que haja perda importante de informação. Com isto é possível dimensionar instalações de maneira mais simples.

Os métodos que foram analisados para o dimensionamento de sistemas para diferentes aplicações, devem ser utilizados tendo-se em conta os passos a seguir em cada caso:

- Descrição da carga
- Análise da radiação disponível sobre os painéis
- Escolha e utilização de um método de dimensionamento
- Análise e comparação de resultados.

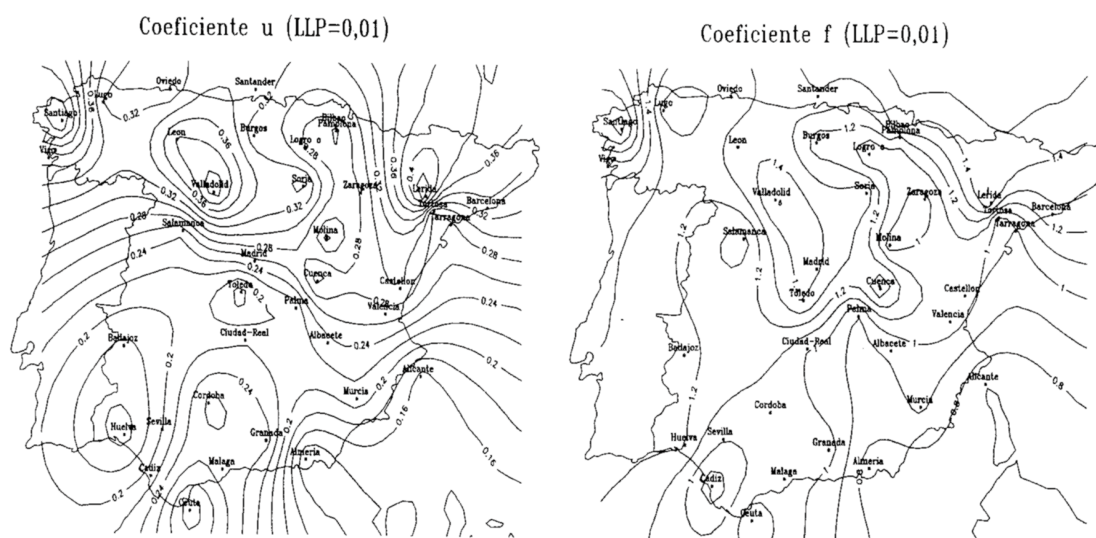


Figura 6.8. Mapa de linhas isoconfiabilidade para a Espanha (Ciemat, 2000).

7. Programa PVSIZE

7.1 Introdução

O PVSize é um dos componentes do SolarCad. SolarCad é um pacote de softwares para projeto assistido por computador de sistemas de energia solar, abrangendo tanto sistemas térmicos quanto fotovoltaicos, e foi idealizado como uma ferramenta prática sob base científica que facilitaria a concepção de sistemas fotovoltaicos autônomos (Figura 7.1). Antes desta dissertação, o PVSize vinha sendo desenvolvido como uma série de módulos que realizavam tarefas específicas de elementos que compõem ao mesmo. Alguns desses módulos já estavam sendo implementados como programas independentes, mas nunca como parte de um sistema, outros nem haviam sido pensados ainda. O trabalho de desenvolvimento do sistema seria, a partir do que já estava feito, direcionar os esforços para concluir o programa completando tanto os componentes não terminados como o gerenciador do software.

O programa desenvolvido visa o dimensionamento e simulação de sistemas fotovoltaicos autônomos com cargas em corrente contínua assim como alternada, para o qual foi desenvolvida uma série de módulos que serão apresentados.

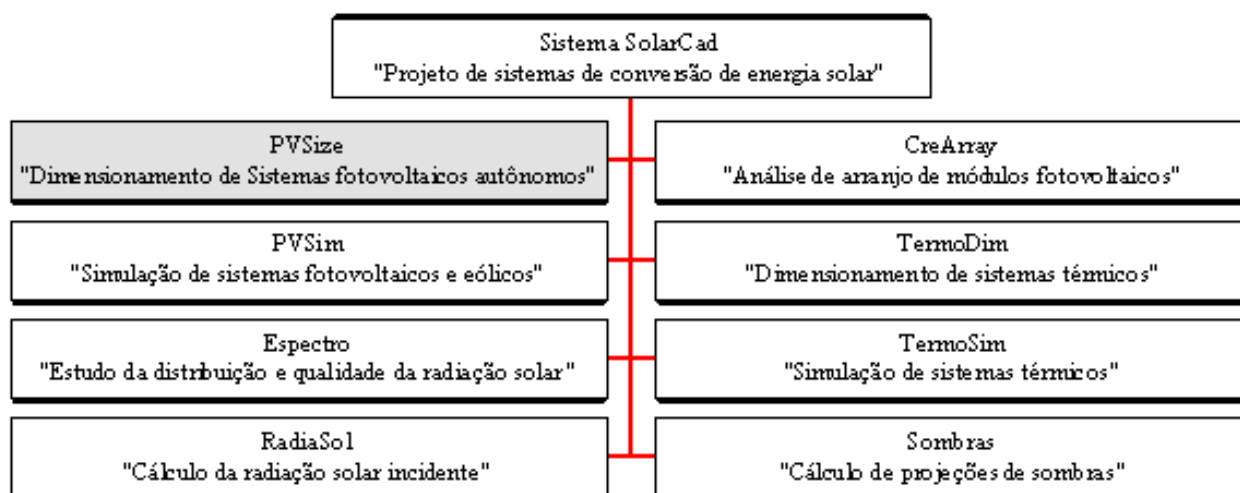


Figura 7.1. Diagrama de blocos dos componentes do Sistema SolarCad, destacando-se em cinza o programa que se desenvolveu.

7.2 Utilizando o PVSize

PVSize pode ser visto como um programa dividido em blocos como foi mostrado na figura 5.1, onde dados de entrada específicos são manuseados através de modelos, apresentados no capítulo 5, para produzir como saída os resultados da simulação.

Nas seguintes seções se descreve em detalhe como os usuários devem especificar os dados de entrada, para o dimensionamento e simulação, como se realiza a simulação e a análise dos resultados

Os dados de entrada requeridos para começar a simulação são:

- Esquema do circuito elétrico
- Seleção do módulo
- Seleção do inversor
- Seleção da bateria
- Seleção do controlador de carga
- Localidade

7.3 Bloco do esquema do circuito elétrico

No projeto de sistemas fotovoltaicos é necessário especificar a demanda de energia em função do tempo, o que representa o perfil de consumo do sistema.

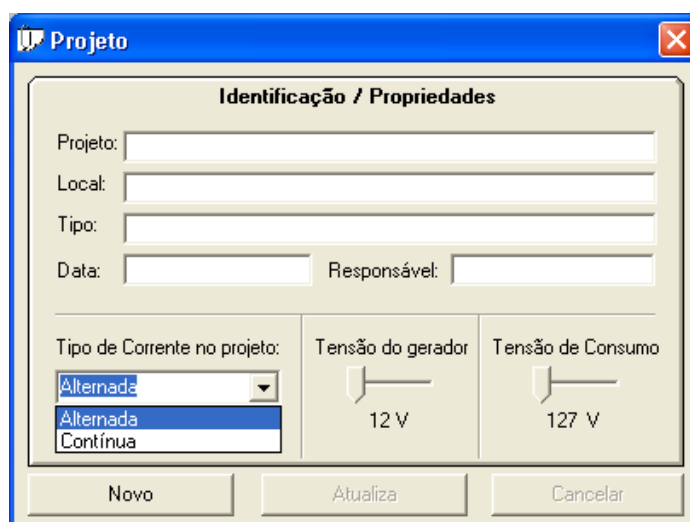
O processo envolvido inicia-se pela determinação das cargas no projeto (tipo, potência, etc.), bem como dos condutores que as alimentam (tipo, material, comprimento, forma de instalação, etc.). Em função destes primeiros dados definem-se as seções dos condutores e os dispositivos de proteção. O método de cálculo é iterativo, com uma definição inicial em função da máxima corrente do circuito e um posterior recálculo, levando em conta as quedas de tensão ocorridas ao longo de cada ramo do mesmo. As quedas de tensão verificadas são comparadas individualmente com um máximo admissível e então as seções dos condutores são recalculadas até se obter um resultado satisfatório; isto é feito através da equação (5.36).

A interface desenvolvida é amigável, visualmente simples e suficiente para os fins propostos, sendo de fácil manuseio para o operador, pois é bastante intuitiva.

O bloco de consumo, a sua vez, pode ser considerado como sendo formado por vários blocos principais.

7.3.1 Bloco de Identificação

Este bloco destina-se a permitir a correta identificação do projeto, a qual aparece automaticamente ao abrir um novo projeto. Nesta tela (Figura 7.2) o operador pode informar o nome do projeto, localização, responsável, tipo de instalação, data, etc., define-se também a corrente e tensão do sistema com as quais vai se trabalhar. Por sua simplicidade, dispensa maiores explicações.



A imagem mostra uma janela de software intitulada 'Projeto' com um ícone de projeto e um botão de fechar. O formulário principal é 'Identificação / Propriedades' e contém os seguintes campos:

- Projeto: [campo de texto]
- Local: [campo de texto]
- Tipo: [campo de texto]
- Data: [campo de texto] Responsável: [campo de texto]
- Tipo de Corrente no projeto: [menu suspenso com opções Alternada, Alternada e Contínua]
- Tensão do gerador: [seletor deslizante] 12 V
- Tensão de Consumo: [seletor deslizante] 127 V

Na base da janela, há três botões: 'Novo', 'Atualiza' e 'Cancelar'.

Figura 7.2. Tela para a identificação da instalação.

Após preencher a tela de dados de identificação, o usuário é levado à tela do esquema do circuito de consumo (Figura 7.4), na qual se apresentam duas janelas, uma menor onde se encontram definidos aparelhos de consumo típicos, e outra que atua como fundo para realizar as conexões elétricas. Os consumos apresentados variam segundo o tipo de instalação selecionada, seja em corrente contínua ou para alternada.

Na janela do esquema do circuito existem três terminais que permitem a criação de três circuitos independentes. Estes terminais não podem ser removidos ou deslocados. As propriedades que eles possuem são tensão, a qual adota o valor da tensão definido anteriormente para o sistema, e queda de tensão máxima admitida desde este ponto ao consumo mais afastado, o usuário pode delimitar em valor absoluto esta queda. O acesso a estas propriedades se faz quando se clica com o botão direito do mouse sobre elas, onde aparece uma tela igual a apresentada na (Figura 7.3).

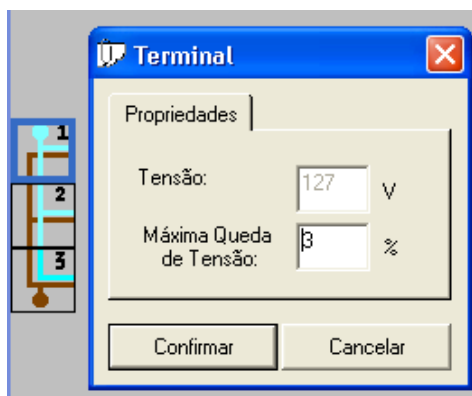


Figura 7.3. Tela para conferir a tensão dos terminais no esquema do sistema e delimitar a queda de tensão.

Na janela de elementos de consumo, são representados através de botões os tipos de cargas mais comuns (os valores de potência que possuem estes elementos foram determinados no L.E.S. e explicitados por Couto, 2000). Ao seleccionar uma determinada carga, clicando em seu botão representativo, esta pode ser inserida sobre a tela de desenho do esquema do sistema (formada por uma matriz e dividida em 558 células não visíveis, do mesmo tamanho da carga) clicando sobre ela.

Uma vez definidas as cargas, passa-se ao projeto da fiação. Entre os botões das barras de ferramentas, existe um ícone que representa uma caixa de distribuição, que pode ser usada da mesma maneira que os botões de cargas, e permite a ligação entre as cargas e os terminais.

Os fios se introduzem colocando-se o ponteiro do mouse sobre uma das cargas e clica-se com o botão esquerdo (o ponteiro assume a forma de cruz) e clicando logo sobre o objeto destino se cria uma fiação unindo os dois objetos. No fio surge uma etiqueta com uma identificação numérica.

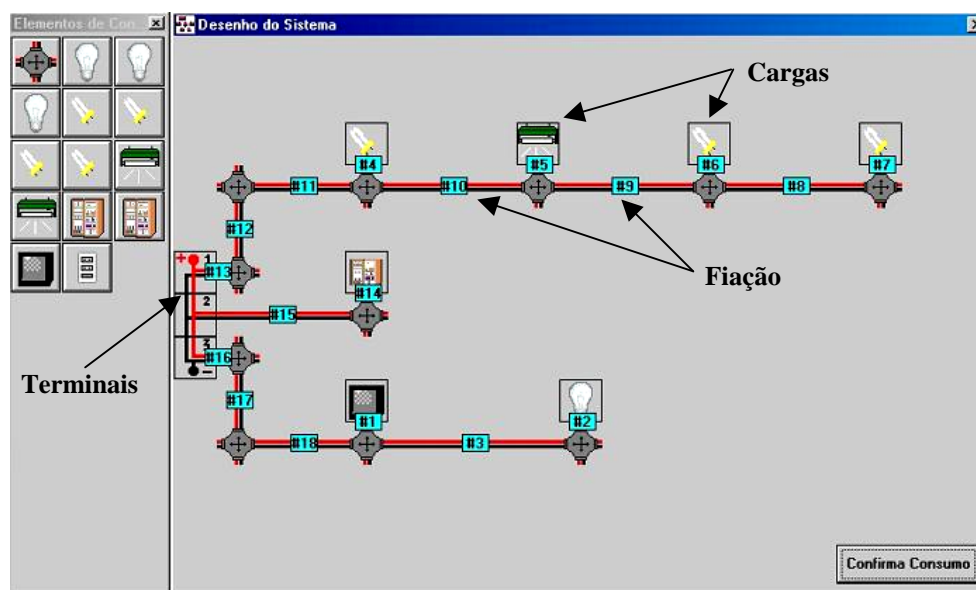


Figura 7.4. Desenho esquemático de uma instalação elétrica em CC.

Pelo método exposto, toda uma instalação elétrica pode ser desenhada esquematicamente, com um, dois ou três circuitos independentes (Figura 7.4) . Esta opção visa permitir um projeto mais equilibrado, evitando ligar cargas de elevada potência num só circuito.

Eventuais enganos podem ser corrigidos usando-se o botão “Remover”, encontrado clicando o botão direito ou com a tecla “delete”.

Completado o esquema, devem ser fornecidas as características de cada carga e de cada fio.

7.3.2 Características das cargas

Para ver a janela onde se define o consumo, clica-se com botão direito sobre o ícone da carga e seleciona-se a opção propriedades. Nesta janela encontram-se as potências consumidas pelos elementos escolhidos que já vem com um perfil de carga associado a eles. Conforme a escolha e utilizando a opção consumo, o operador pode aceitar este perfil ou modificá-lo (Figura 7.5).

Este perfil pode ser definido hora-a-hora , dia-a-dia , semana-a-semana ou mensalmente. Estas alterações de dias e de meses podem ser repetidas tantas vezes quanto necessárias, conforme o caso.

Desta forma, podem ser consideradas variações sazonais e de finalidade (tipo de instalação) para cada carga. Como auxílio visual, o perfil correntemente indicado é mostrado através do ícone “Consumo” na barra de ferramentas do menu principal.

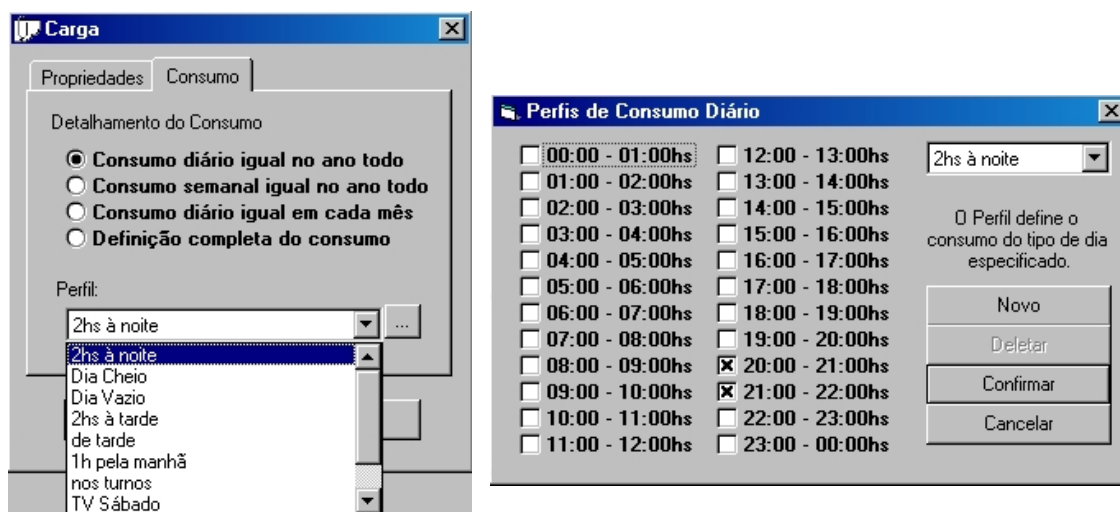



Figura 7.5. Definição do horário de consumo de energia.

Foi observado que alguns tipos de cargas, em especial aquelas representadas por certos eletrodomésticos (liquidificadores, batedeiras, etc.), são tipicamente usadas por intervalos de tempo muito inferiores a uma hora. Uma das alternativas que está sendo contemplada é a de considerar, nestes casos, uma redução na potência nominal da carga proporcionalmente ao seu tempo de uso. Por exemplo, se a carga só trabalha 15 min, dividir a potência por quatro para a hora considerada. Desta forma é possível melhorar a qualidade da simulação sem aumentar as necessidades de armazenamento de dados.

7.3.3 Método de Avaliação do Perfil de Consumo

Para conferir o perfil de consumo especificado, utiliza-se uma ferramenta gráfica que permite visualizar os consumos. Esta é mostrada quando se clica o botão  da barra de ferramentas da janela principal.

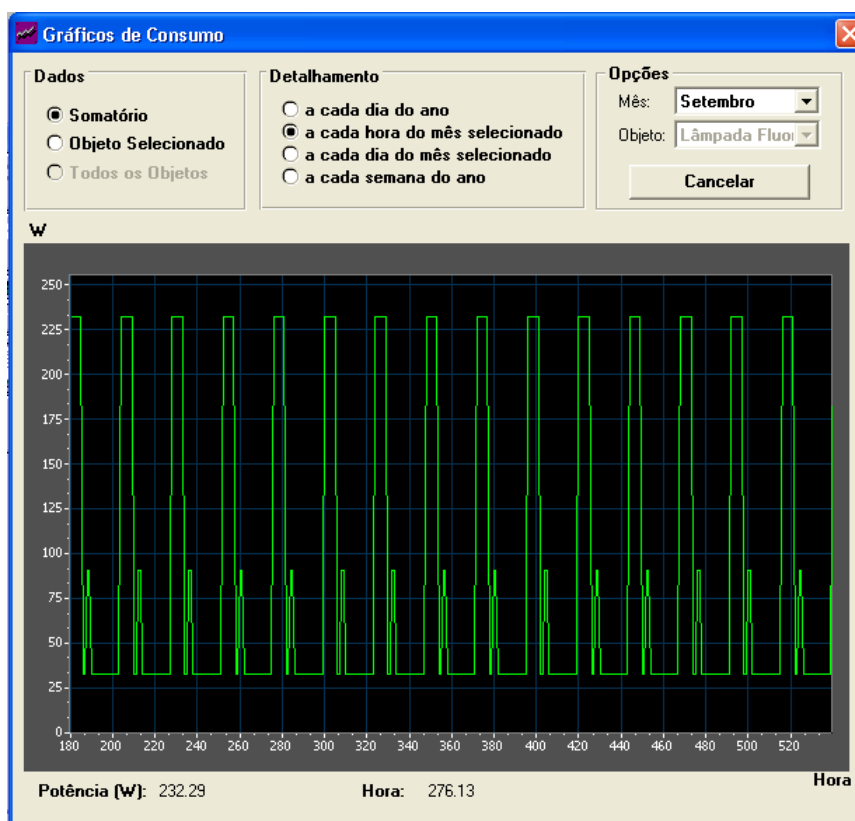


Figura 7.6. Tela de visualização do perfil de consumo.

Uma vez na janela de consumo (Figura 7.6), dois botões permitem que se escolha entre visualizar o perfil de uma única carga, ou o somatório de todas as cargas (a carga total imposta ao circuito), escolher a base de tempo em que serão mostrados os dados (horário, diária,

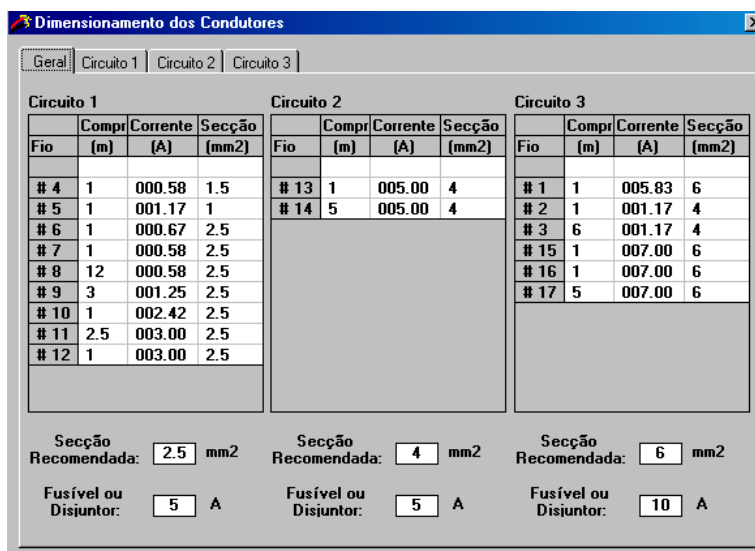
semanal) e o mês que se deseja ver. Para a opção de carga individual, será necessário indicar qual é essa carga, clicando no botão correspondente.

7.3.4 Características dos Fios

Para especificar os fios, procedendo de forma similar que no caso de definição de cargas, chega-se a uma janela onde são requeridos: o nome do circuito, o comprimento do fio, o material (cobre ou alumínio) e a forma de instalação. Para este último dado, existem quatro opções: eletroduto em parede, eletroduto aparente, eletroduto enterrado e fiação ao ar livre; dependendo do tipo de instalação as correntes admissíveis para cada seção de fio variam. Elementos que já tenham sido informados mostrarão os dados já fornecidos, que podem ser modificados se necessário.

Para saber os valores das correntes máximas que são conduzidas por cada fiação, com os quais se determinam as seções dos fios na instalação (segundo as Normas ABNT-NBR 5410), assim como a proteção no circuito principal (o que sai das terminais de conexão), se utiliza uma ferramenta que permite visualizar estes valores em forma de tabela (Figura 7.7). Esta tabela é

mostrada quando se clica o botão  da barra de ferramentas da janela principal.



Circuito 1				Circuito 2				Circuito 3			
Fio	Compr (m)	Corrente (A)	Secção (mm ²)	Fio	Compr (m)	Corrente (A)	Secção (mm ²)	Fio	Compr (m)	Corrente (A)	Secção (mm ²)
# 4	1	000.58	1.5	# 13	1	005.00	4	# 1	1	005.83	6
# 5	1	001.17	1	# 14	5	005.00	4	# 2	1	001.17	4
# 6	1	000.67	2.5					# 3	6	001.17	4
# 7	1	000.58	2.5					# 15	1	007.00	6
# 8	12	000.58	2.5					# 16	1	007.00	6
# 9	3	001.25	2.5					# 17	5	007.00	6
# 10	1	002.42	2.5								
# 11	2.5	003.00	2.5								
# 12	1	003.00	2.5								

Secção Recomendada: <input type="text" value="2.5"/> mm ²	Secção Recomendada: <input type="text" value="4"/> mm ²	Secção Recomendada: <input type="text" value="6"/> mm ²
Fusível ou Disjuntor: <input type="text" value="5"/> A	Fusível ou Disjuntor: <input type="text" value="5"/> A	Fusível ou Disjuntor: <input type="text" value="10"/> A

Figura 7.7. Janelas de características dos fios da instalação.

Uma vez confirmado o consumo, o software libera o acesso aos elementos do sistema através de vínculos que se encontram nos desenhos dos componentes, ou através do comando visualizar que se encontra na barra de menu desta janela.

No caso de selecionar uma instalação de CC aparece a imagem da Figura 7.8, na qual o inversor e consumo de CA não estão habilitados, e para o caso de CA não está habilitado o consumo em CC.

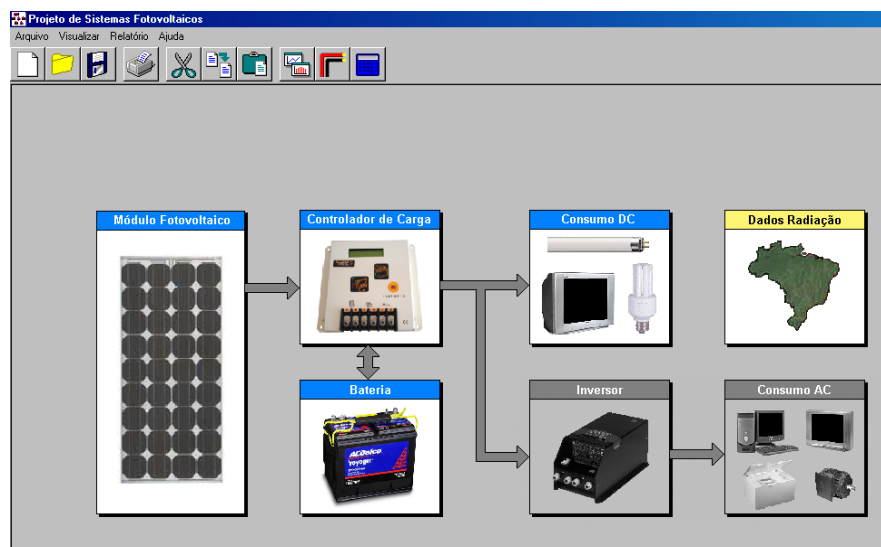


Figura 7.8. Tela principal para a seleção dos elementos que compõem o sistema fotovoltaico.

7.4 Bloco de Seleção dos Módulos Fotovoltaicos

Escolhendo a opção “Módulo” nos componentes do menu visualizar, ou clicando no desenho de um módulo fotovoltaico, resulta no formulário mostrado na Figura 7.9, onde o usuário tem acesso a uma base de dados, clicando na seta à direita do quadro de texto (“combo box”) onde se abre uma lista com nomes de módulos. Assim que for selecionado algum modelo desta lista, os campos das outras caixas de texto se preenchem com os valores correspondentes. O usuário pode modificar estes valores, ou agregar manualmente um novo módulo no caso de não achar na base de dados o modelo desejado. Os dados apresentados no formulário são para módulos sob as condições *standard* de operação (temperatura e irradiância constantes a 25°C e 1000W/m² respectivamente).

The 'Módulo' dialog box is titled 'Propriedades' and contains the following fields and controls:

- Modelo:** A dropdown menu showing 'SIEMENS - SR90'.
- Parameters:**
 - Isc: 6.1 A
 - Voc: 21.6 V
 - NS: 36
 - Im: 5.4 A
 - Vm: 17 V
 - Tipo: Mono (dropdown)
 - NOCT: 60 °C
- Environmental Conditions:**
 - Irradiância: 1000 W / m²
 - Temp. célula: 25 °C
 - Tensão nominal: 12 V
- Modelo:** A section with the text 'Selecione um modelo na lista' and a 'Gráfico' button.
- Buttons:** 'Excluir', 'OK', and 'Cancelar' at the bottom.

Figura 7.9. Tela para a seleção do módulo fotovoltaico

Permite-se também uma seleção do tipo da tecnologia do módulo: Si monocristalino, policristalino ou filmes finos em suas diferentes variedades, silício amorfo hidrogenado (a-Si), telureto de cádmio (CdTe), disseleneto de cobre e índio (CIS e CIGS).

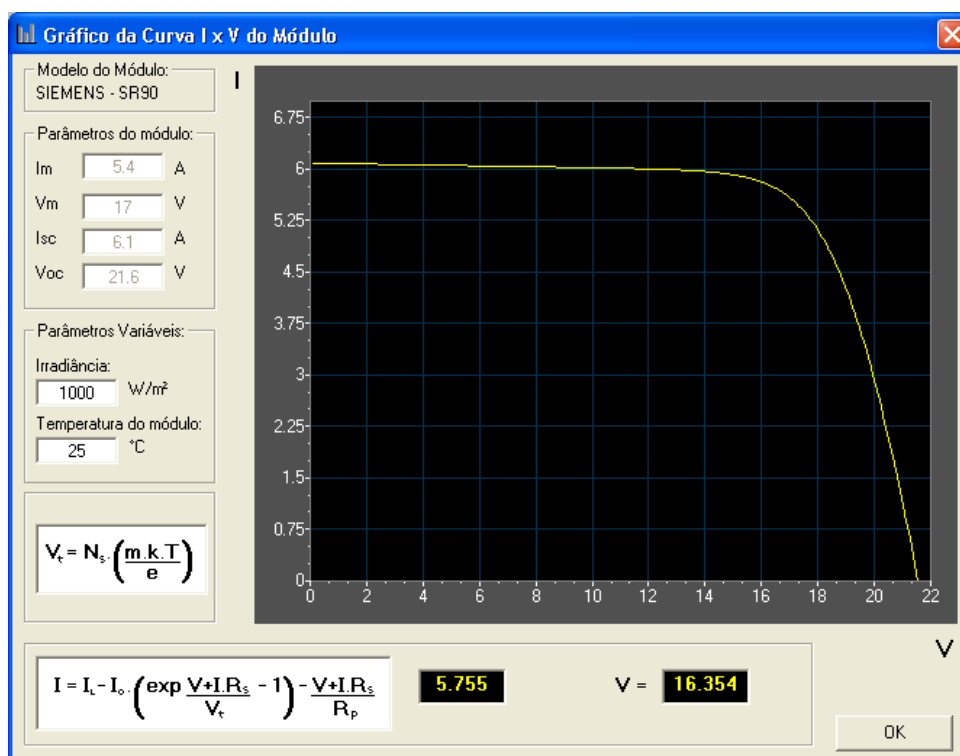


Figura 7.10. Tela de visualização da curva característica do módulo.

Para visualizar a curva corrente-tensão do módulo escolhido deve-se clicar sobre o botão “Gráfico”, com o qual uma nova janela é apresentada (Figura 7.10), nela se tem a possibilidade de trocar os valores de irradiância e temperatura da célula, com o intuito de ver o comportamento da curva em função da variação destes parâmetros. A curva é obtida aplicando as equações descritas no capítulo 5.

Tabela 7.1. Função dos botões dentro da janela para módulos fotovoltaicos

Nome	Ação
Gráfico	Abre uma nova janela que permite ver a Curva Tensão/Corrente do módulo
OK	Fecha a janela salvando as trocas realizadas
Cancelar	Fecha a janela ignorando as trocas realizadas
Adicionar	Permite o ingresso de um novo módulo com suas respectivas características
Excluir	Apaga do banco de dados o módulo selecionado

O programa tem uma série de sub-rotinas que, para valores de duvidosa validade ou errados, sugerem correções. Considera-se para o dimensionamento que o arranjo está formado por um ou mais módulos com iguais características que o selecionado.

7.5 Bloco de Seleção do Inversor

Escolhendo a opção “Inversor” nos componentes do menu visualizar, ou clicando no desenho do inversor, resulta no formulário mostrado na Figura 7.11.

Figura 7.11. Tela para a seleção do inversor.

Tabela 7.2. Função dos botões dentro da janela para Inversor

Nome	Ação
Avançadas	Abre uma nova janela que permite ver a Curva de eficiência do inversor
OK	Fecha a janela salvando as trocas realizadas
Cancelar	Fecha a janela ignorando as trocas realizadas
Adicionar	Permite o ingresso de um novo inversor com suas respectivas características
Excluir	Apaga do banco de dados o inversor selecionado

O usuário tem então acesso a uma base de dados, que permite selecionar o inversor em interesse, modificar seus valores, ou agregar manualmente um novo inversor no caso de não achar na base de dados o modelo desejado. Esta base de dados é listada clicando na seta à direita do quadro de texto (“combo box”) onde se encontra o nome do inversor selecionado. Em seguida os campos apresentados nesta janela se preenchem com os valores da base de dados.

Para visualizar a curva de eficiência do inversor, deve-se clicar no botão com o nome de “Avançadas”. Apresenta-se uma nova janela onde se tem a possibilidade de trocar os valores dos coeficientes K, os quais estão relacionados com os valores da eficiência em 10, 50 e 100 % da tensão nominal, e fisicamente representariam a resistência interna do inversor à entrada, à saída e o autoconsumo. Substituindo estes valores a curva de eficiência varia seu perfil, valores que logo serão inseridos no cálculo do consumo .

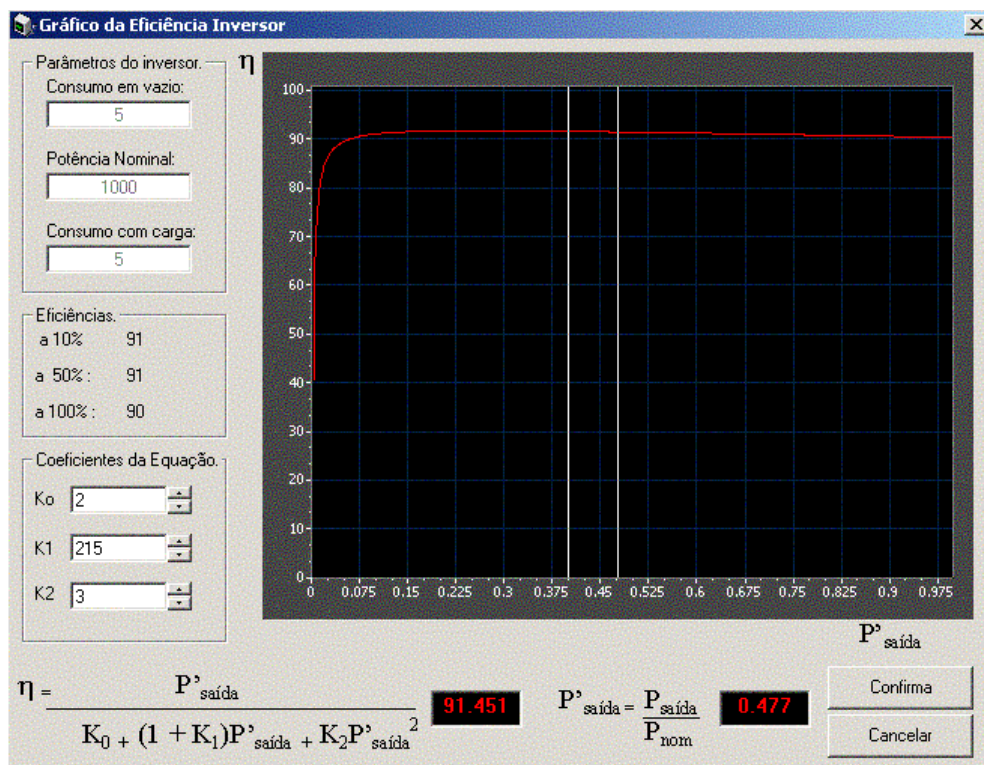


Figura 7.12 Tela para visualizar a curva de eficiência do inversor.

7.6 Bloco de Seleção da Bateria

Escolhendo a opção “Bateria” nos componentes do menu visualizar, ou clicando na imagem da bateria, resulta no formulário mostrado na Figura 7.13, onde o usuário pode selecionar ou descrever a bateria que utilizará no sistema.

Tabela 7.3. Função dos botões dentro da janela para a bateria

Nome	Ação
OK	Fecha a janela salvando as trocas realizadas
Cancelar	Fecha a janela ignorando as trocas realizadas
Adicionar	Permite o ingresso de uma nova bateria com suas respectivas características
Excluir	Apago do banco de dados a bateria selecionada

Aqui o usuário tem acesso a uma base de dados, que permite selecionar a bateria em interesse, modificar seus valores, ou agregar manualmente uma nova bateria no caso de não achar na base de dados o modelo desejado. Esta base de dados é listada clicando na seta a direita do quadro de texto (“combo box”) onde se encontra o nome da bateria selecionada o modelo os campos apresentados nesta janela preenchem com os valores da base de dados

Com este formulário as características básicas das baterias são visualizadas, e permite introduzir o valor do estado de carga para começar a simulação, assim como o rendimento faradáico.

Figura 7.13. Tela para a seleção da bateria.

7.7 Bloco de Seleção do Controlador de Carga

Escolhendo a opção “Controlador de carga” nos componentes do menu visualizar, ou clicando na imagem do controlador de carga, resulta em um formulário onde o usuário pode selecionar ou descrever o controlador de carga que utilizará no sistema.

Tabela 7.4. Função dos botões dentro da janela para o controlador de carga

Nome	Ação
OK	Fecha a janela salvando as trocas realizadas
Cancelar	Fecha a janela ignorando as trocas realizadas
Adicionar	Permite o ingresso de um novo controlador de carga com suas respectivas características
Excluir	Apaga do banco de dados a Controlador de carga selecionada

Aqui o usuário tem acesso a uma base de dados, que permite selecionar o controlador de carga em interesse, modificar seus valores, ou agregar manualmente um novo controlador de carga no caso de não achar na base de dados o modelo desejado. Esta base de dados é listada clicando na seta à direita do quadro de texto (“combo box”) onde se encontra o nome do controlador de carga selecionada o modelo os campos apresentados nesta janela preenchem com os valores da base de dados.

7.8 Bloco de geração de irradiância e temperatura

O programa PVSize incorpora um gerador de dados meteorológicos desenvolvido neste laboratório, o qual é acessado escolhendo a opção “Localização” nos componentes do menu visualizar, ou clicando no desenho do mapa do Brasil. Abre-se o formulário mostrado na Figura 7.14.

Uma interface em forma de mapa auxilia o usuário a localizar o local da aplicação. A primeira tarefa é selecionar o ESTADO clicando sobre o círculo vermelho que se vê em cada um. O mapa do Estado selecionado aparecerá em destaque. Os pontos amarelos que aparecem sobre o mapa mostram a posição geográfica de localidades das quais o banco de dados incorporado contém dados climáticos, em médias mensais de vários anos. Os dados climáticos utilizados para gerar seqüências de dados meteorológicos pelo software são, para cada mês:

- temperatura média
- média das temperaturas máximas diárias
- média das temperaturas mínimas diárias

- umidade relativa média
- média da radiação solar diária horizontal

O banco de dados incorporado foi construído a partir da integração de informações oriundas de outros bancos de dados disponíveis. Alguns destes contém apenas dados de radiação solar (Tiba e Fraidenraich, 2001 e Olade, 1987) e outros incluem alguns ou todas as variáveis (DNM, 1992).

Além dos cinco dados mostrados através de gráficos de barras localizados nas laterais ao mapa, a interface possui um sexto gráfico que mostra a radiação inclinada, a qual é calculada em função dos dados inseridos para radiação horizontal e do valor dado para a inclinação dos módulos (método de Perez, 1988).

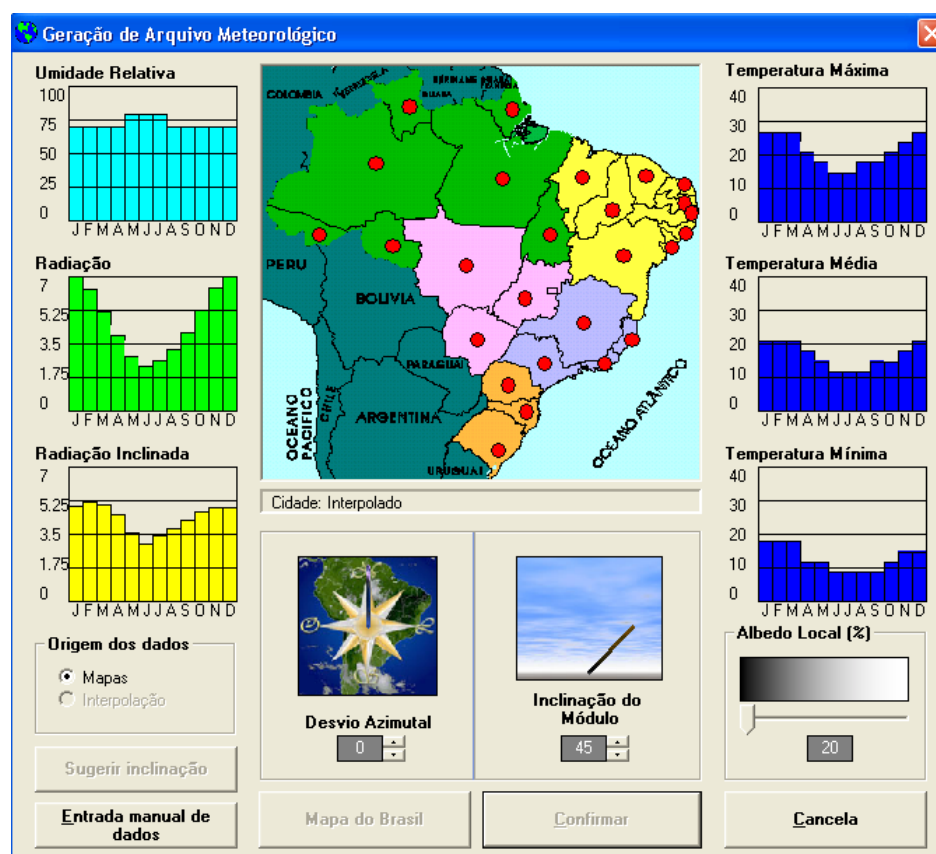


Figura 7.14. Tela apresentada para selecionar o Estado no Brasil para gerar dados de radiação e temperatura.

Pontos vermelhos sobre o mapa do Estado selecionado mostram a posição geográfica de localidades das quais o banco de dados incorporado não contém todos os dados necessários, mas apenas alguns deles (Figura 7.15). O banco de dados pode ser ampliado ou complementado pelo usuário, que provavelmente possa encontrar dados específicos de sua região. Somente

poderá ser executada a geração de dados (sintetização de dados pelo computador) em pontos com dados completos no banco (que correspondem aos pontos amarelos).

O usuário tem a possibilidade de selecionar a inclinação dos módulos (ou aceitar o valor que sugere o programa utilizando o maior resultado entre a equação proposta por Gonçalves, 1991, e 10°), indicar um desvio azimutal e escolher o valor do albedo para o lugar onde se deseja gerar dados.

A sintetização de dados de radiação e temperatura, por um ano em seqüências horárias, é realizada clicando o botão confirmar. Uma opção de gravar os dados em um arquivo permanente é oferecida, mas não é necessário gravar para prosseguir a simulação. Também pode aparecer uma mensagem informando que não foi gerado o arquivo de dados e que procure repetir a operação, isto ocorre quando o desvio dos valores sintetizado com relação aos reais tem um valor maior que o admissível.

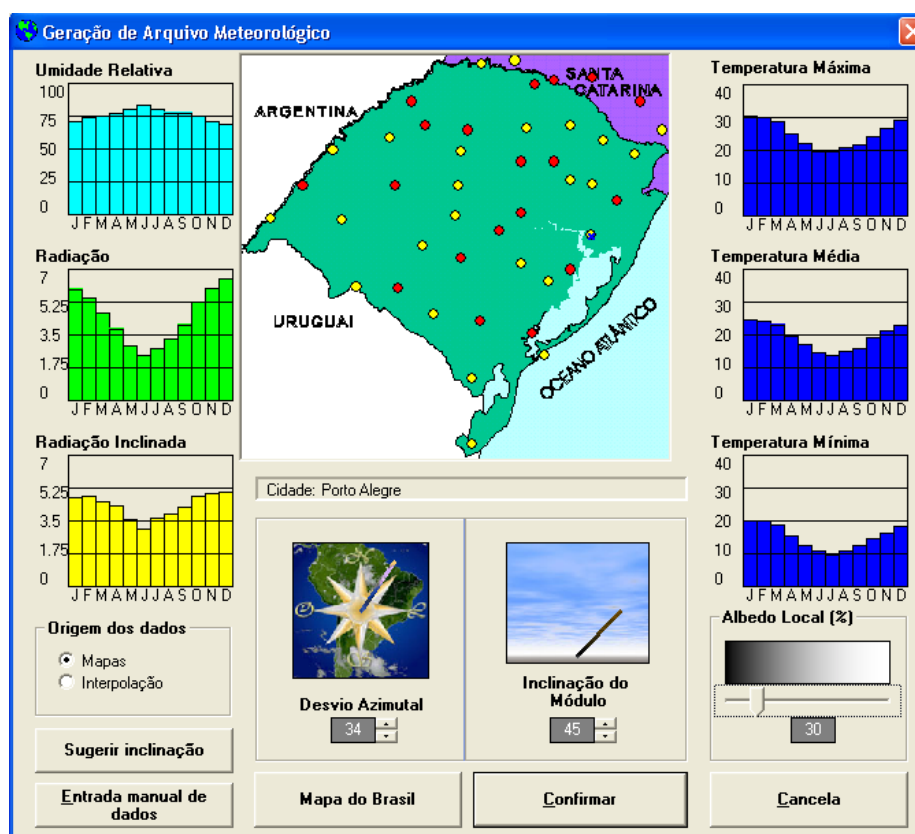


Figura 7.15. Tela apresentada para selecionar a localidade onde gerar dados de radiação e temperatura.

7.8.1 Inserindo nova estação

Para inserir uma estação nova no banco de dados do programa PVSiz, primeiro deve-se selecionar o Estado, então posicionar o mouse sobre a área de interesse e clicar. A seguir deve-

se pressionar o botão Entrada Manual de Dados, com o que aparecerá uma tela como na Figura 7.16, onde se digita o nome da nova estação e verifica-se se os dados realmente correspondem ao que se deseja. Observe que os dados mudam conforme se clica em "capturar pelos mapas" ou "capturar pela interpolação". Depois de selecionados os dados, clica-se sobre o botão INSERIR, e uma nova estação será inserida no banco de dados, aparecendo um ponto amarelo correspondente no mapa.

Entrada Manual de Dados - Alterando

Entre com os dados da localização do sistema:

Latitude: Longitude: Nome:

-30.02 51.22 Porto Alegre

Mês	Radiação*	Umidade Relativa	Temp. Máxima	Temp. Média	Temp. Mínima
Janeiro	5.97	71	30.7	24.7	20.1
Fevereiro	5.50	74	30.1	24.5	20.1
Março	4.67	75	29.0	23.3	18.8
Abril	3.86	77	25.3	19.7	15.5
Mai	2.92	81	22.3	17.1	12.9
Junho	2.42	84	20.0	14.9	11.0
Julho	2.83	81	19.6	14.0	9.9
Agosto	3.33	78	20.9	15.4	10.9
Setembro	4.08	78	21.8	16.2	12.8
Outubro	5.25	75	24.2	19.2	14.9
Novembro	6.03	71	27.0	21.4	16.5
Dezembro	6.50	69	29.4	23.2	18.4

Salvar Cancelar Excluir

* Radiação em kWh/m²-dia

Figura 7.16. Tela para realizar a entrada manual de dados meteorológicos.

7.8.1.1 Capturar pelos mapas

O programa incorpora uma matriz (invisível ao usuário) construída a partir da extração das informações das cores dos Mapas Climáticos do INMET. A informação da radiação solar é obtida pela conversão dos dados originais de insolação em radiação por regressão linear aplicando a equação de Prescott (Power, 2001).


7.8.1.2 Capturar pela interpolação:

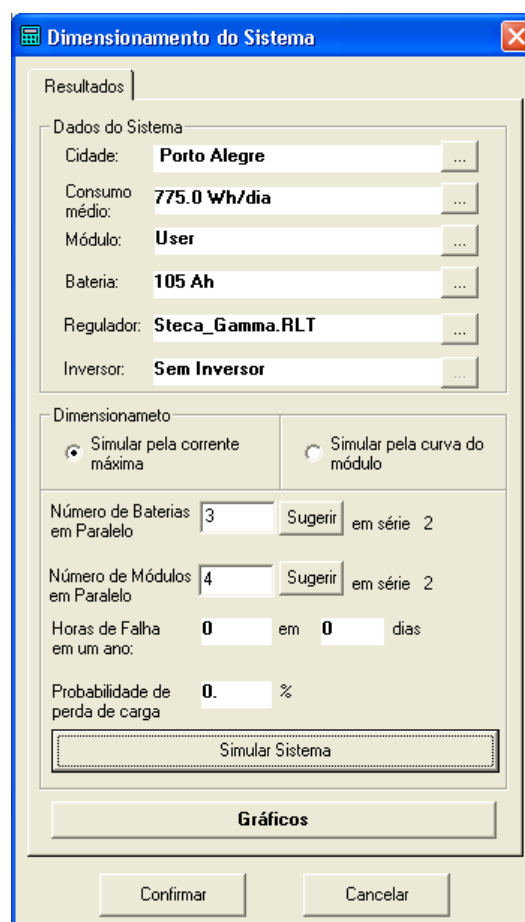
Com a interpolação selecionada, o cálculo dos valores dos dados climáticos é feito pela média ponderada dos valores que existem nas localidades pertencentes ao banco de dados.

Esta média é feita utilizando apenas as três localidades mais próximas ao ponto representado pelo mouse e de forma que o peso seja inversamente proporcional à distância. Cada variável é tratada de forma separada. Assim, os dados de uma variável climática podem ser o

resultado de um conjunto de 3 cidades que não necessariamente sejam as mesmas consideradas para outro dado. Quando uma nova estação é inserida no banco de dados, ela passa a integrar o banco com a mesma hierarquia dos dados existentes anteriormente e, portanto, a ser considerada na interpolação de outros pontos.

Ao finalizar a seleção dos elementos que compõem o sistema, se procede à simulação para determinar seu dimensionamento. No caso de se proceder à simulação sem que sejam selecionados os elementos, existe uma predefinição dos mesmos sob o nome de usuário, os quais serão utilizados.

Par realizar os cálculos se deve escolher a opção “Simulação” nos componentes do menu visualizar, ou clicar o botão  da barra de ferramentas. Aqui o usuário se encontra com a janela mostrada na Figura 7.17. A janela está dividida em duas partes, a de cima permite ver os dados de entrada para o sistema, e embaixo desta, são apresentados os resultados calculados. Pode-se ver que já aparece um número de baterias e módulos em série, isto ocorre porque para este cálculo preliminar não é necessário realizar a simulação do sistema. Também se pode ver um número de baterias e módulos em paralelo. Este valor foi determinado através de um cálculo simplificado.



A janela "Dimensionamento do Sistema" apresenta os seguintes campos e controles:

- Resultados** (aba)
- Dados do Sistema** (grupo de campos):
 - Cidade: **Porto Alegre**
 - Consumo médio: **775.0 Wh/dia**
 - Módulo: **User**
 - Bateria: **105 Ah**
 - Regulador: **Steca_Gamma.RLT**
 - Inversor: **Sem Inversor**
- Dimensionamento** (grupo de controles):
 - Simular pela corrente máxima (selecionado)
 - Simular pela curva do módulo
 - Número de Baterias em Paralelo: **3** (campo de texto) | Sugerir | em série **2**
 - Número de Módulos em Paralelo: **4** (campo de texto) | Sugerir | em série **2**
 - Horas de Falha em um ano: **0** em **0** dias
 - Probabilidade de perda de carga: **0.** %
 - Botão: **Simular Sistema**
 - Botão: **Gráficos**
- Botões de ação: **Confirmar** e **Cancelar**

Figura 7.17. Tela para realizar o dimensionamento e simulação.

Antes de simular há a possibilidade de escolher entre dois tipos de simulações: simular pela corrente máxima, onde para encontrar a energia horária gerada se considera que a corrente é a de ponto de máxima potência, corrigida pela radiação incidente, e a tensão é a nominal do sistema, ou simular pela curva do módulo onde se considera o valor da tensão da bateria, com o qual, tendo a curva I-V do módulo para as condições de radiação e temperatura do momento, se determina o valor da corrente real. Este último método é mais demorado na realização dos cálculos.

Para fazer efetiva a simulação do sistema deve-se clicar no botão “Simular Sistema”, com o que será realizado um balanço horário do sistema, permitindo assim determinar a LLP e a quantidade de dias e horas que faltou energia no sistema.

Existem dois botões com a legenda “Sugerir”: o que eles fazem é calcular o número de baterias ou módulos, dependendo qual se selecione, necessários para produzir uma LLP igual a zero. Outra possibilidade que o programa oferece é de o próprio usuário selecionar a quantidade de baterias e módulos desejados e depois simular o sistema, podendo assim determinar uma LLP que ele ache aceitável.

7.8.2 Método de Análise dos resultados

Para analisar os valores obtidos pela simulação do sistema, tem-se uma ferramenta gráfica que permite visualizar os resultados atingidos. Esta é mostrada quando se clica o botão “Gráfico” (Figura 7.18).

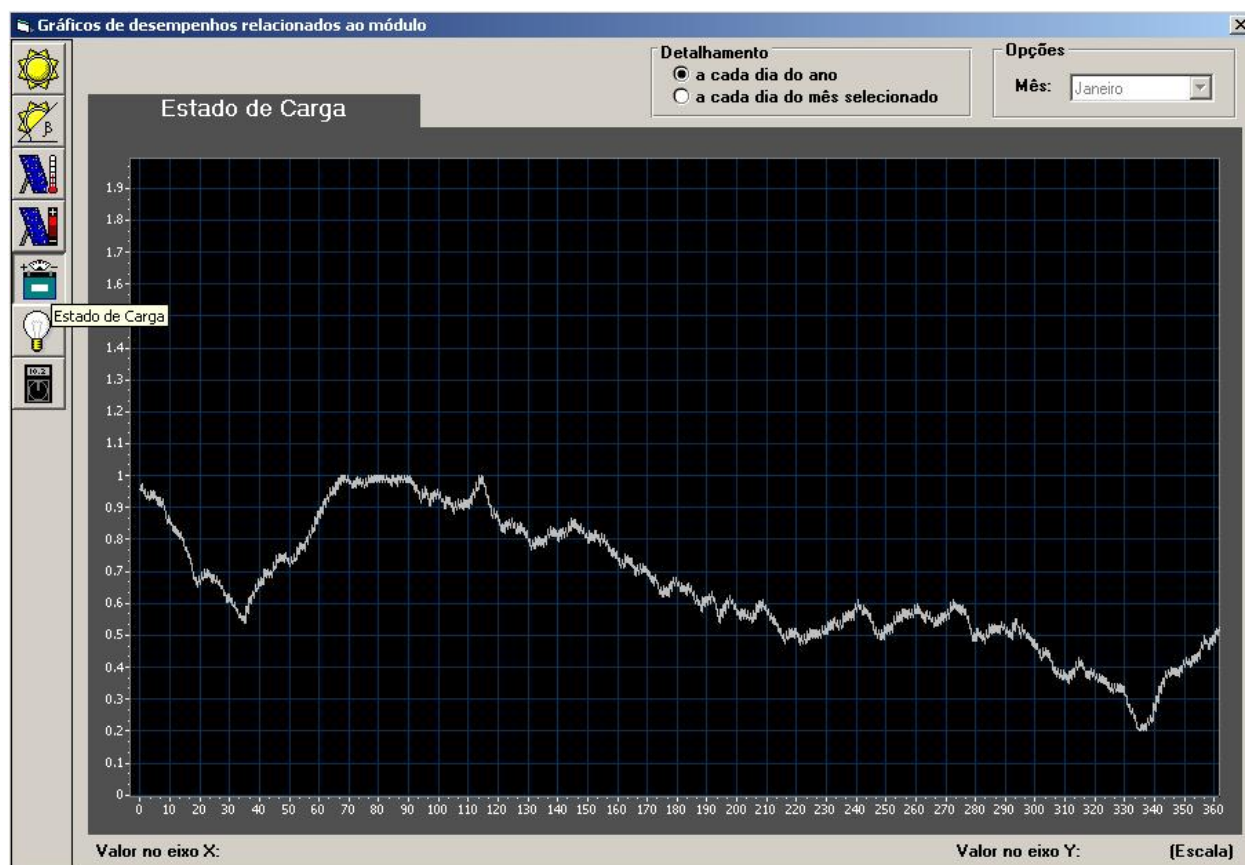









Figura 7.18. Visualização do estado de carga ao longo do ano para a instalação dimensionada.

Uma vez na janela de resultados da simulação do sistema, podem ser analisados os valores obtidos de um acompanhamento horário ao longo do ano das seguintes variáveis:

-  Radiação solar Horizontal
-  Radiação solar inclinada
-  Temperatura do módulo
-  Energia Gerada
-  Estado de carga
-  Consumo
-  Tensão da bateria

Para isto, deve-se clicar no botão apropriado ao que se deseja visualizar. A interface tem a possibilidade de apresentar mais de uma curva ao mesmo tempo, efeito obtido clicando no

botão que representa a variável desejada. Para desabilitar a visualização se clica novamente sobre o botão que habilitou a imagem da curva.

Dois botões permitem que se escolha entre visualizar um gráfico ao longo do ano ou em um mês. Para a opção mensal, será necessário indicar o mês desejado, clicando no botão correspondente.

Todas as ferramentas gráficas apresentadas, clicando com o botão direito do mouse sobre elas, dão acesso a uma série de opções como Zoom, deslocamento e leitura do valor da curva traçada.

7.9 Relatório

Clicando na opção “Relatório” da tela principal apresenta-se um resumo das características gerais da instalação, assim como dos resultados obtidos da simulação, com possibilidade de imprimir o mesmo. Uma versão futura poderá também imprimir os gráficos resultantes da simulação e tabela de valores correspondentes.

Vale ressaltar que a ferramenta descrita neste capítulo está em fase de teste e apresentando bons resultados, tal como ilustrado no próximo capítulo. No entanto, há muitos detalhes a ser aperfeiçoados e novos módulos que poderão ser integrados ao mesmo, tornando-o cada vez mais confiável e flexível.

8. Resultados

8.1 Introdução

Desenvolveu-se um programa de simulação e dimensionamento de sistemas fotovoltaicos, onde se utilizaram modelos já validados para cada um dos elementos que constituem o PVSize. Para validar o programa em seu conjunto seria necessário montar diferentes instalações com diferentes potências de consumo, o que levaria a uma quantidade de módulos e baterias diferentes para cada caso, as quais deveriam ser monitoradas por um tempo suficientemente longo que permitisse afirmar que fosse um “típico comportamento fotovoltaico anual”. Sendo impossível realizar esta tarefa a presente dissertação, optou-se por simular diferentes situações em diferentes lugares em Brasil e comparar com outros programas desenvolvidos por entidades com renome na área, que tivessem características similares às do PVSize. Os resultados comparados não permitem dizer que um programa é melhor que o outro ou comparar a precisão de um com relação ao outro, mas permitem verificar que os valores obtidos são correlativos aos obtidos por outros programas reconhecidos. Vários trabalhos desenvolvidos nesta área realizam validações de modelos apresentados comparando os resultados obtidos com os resultados atingidos por outros programas (Perez, R., 2004)

Os programas utilizados nesta dissertação para realizar essas comparações são o *PVSYST* e o *Homer*. A escolha destes programas baseou-se, no caso do *Homer* por ser um software livre com simulações em base horária, com possibilidades de amplas configurações de sistemas fotovoltaicos e por estar desenvolvido pela National Renewable Energy Laboratory (NREL), organismo de amplo reconhecimento na área; o programa *PVSYST* devido a que pode simular em modo de versão completa por um período de 10 dias, permitido assim a obtenção em base horária durante um ano de diferentes parâmetros de um sistema somado ao fato de encontrarem-se citações de trabalhos que o utilizaram para a análise de sistemas fotovoltaicos (Shaari, S. e Bowman N., 1998, Spanos, I. e Duckers, L., 2004), assim como pela recomendação de sua utilização feita no relatório da ETSU (1997).

8.2 Procedimento do programa PVSize

O procedimento para realizar as simulações é esquematizado nos fluxogramas da Figura 8.1 e Figura 8.2.

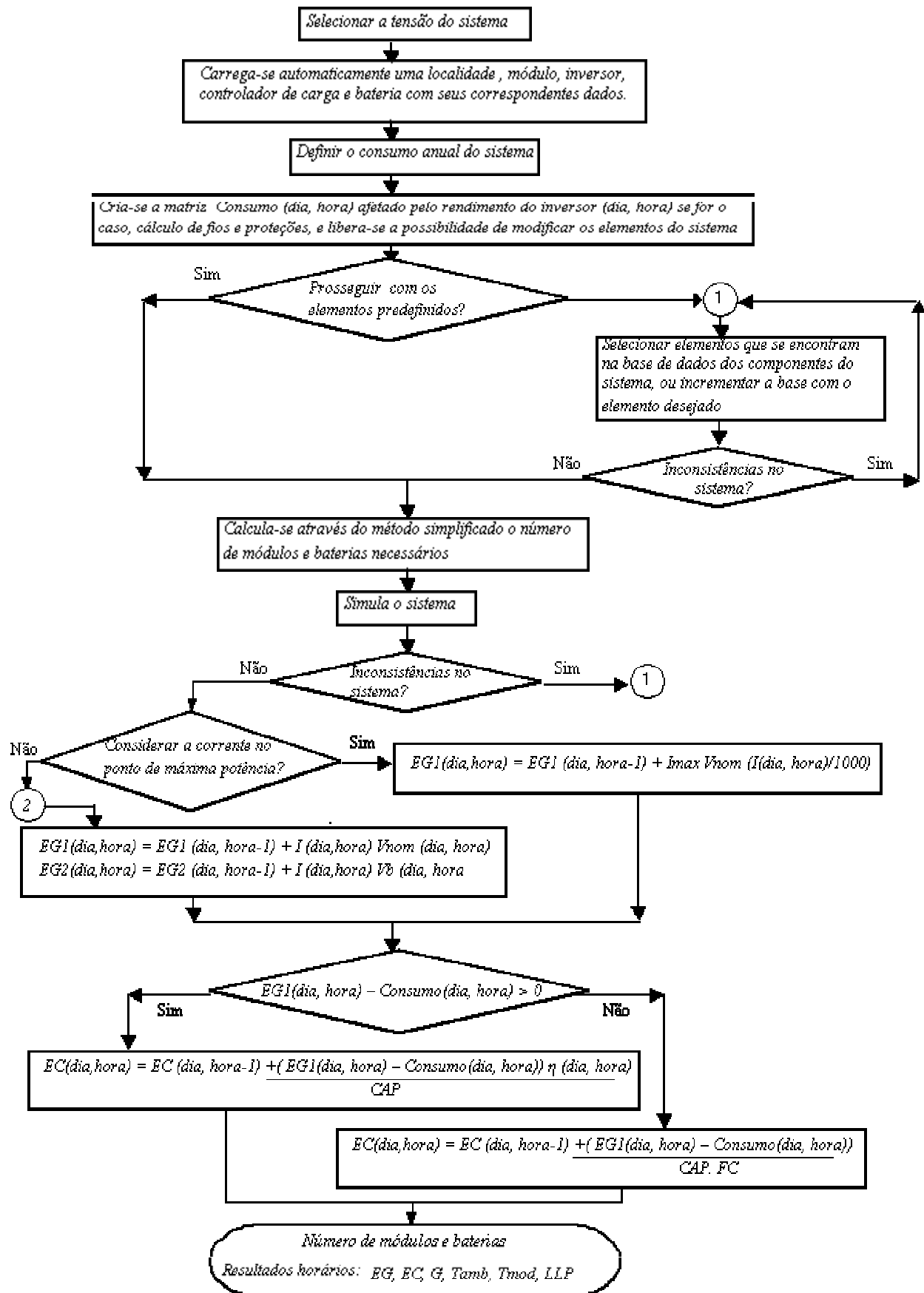


Figura 8.1. Fluxograma do princípio de simulação do programa PVSsize.

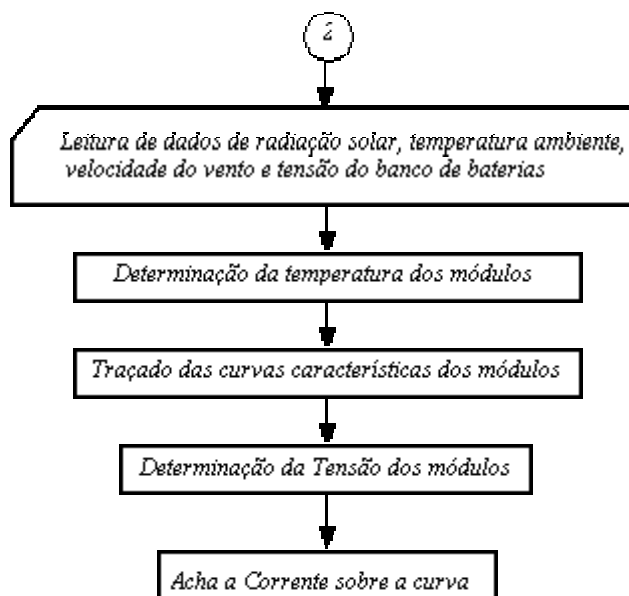


Figura 8.2. Fluxograma da determinação da corrente e tensão do painel fotovoltaico.

No que se refere à geração de dados meteorológicos, sua geração é descrita pelo fluxograma que apresenta a Figura 8.3

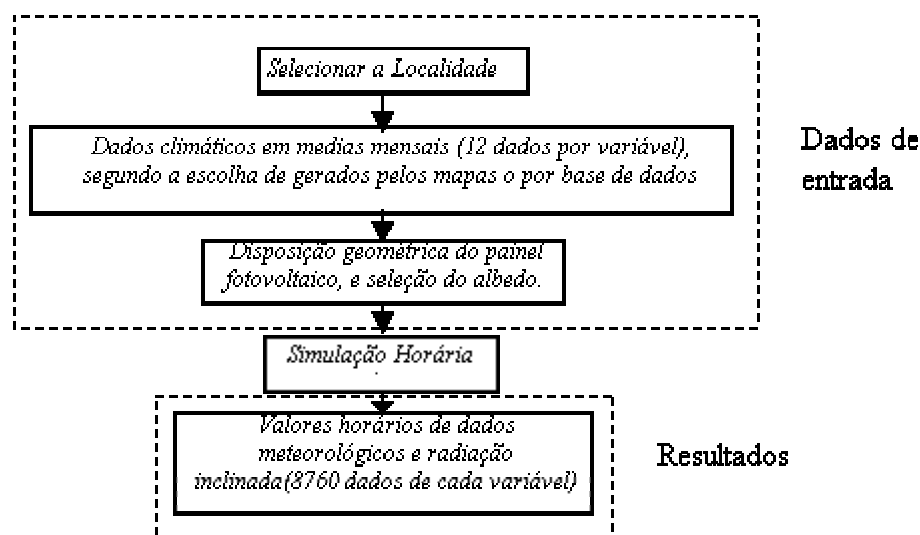


Figura 8.3. Fluxograma de geração horária de dados meteorológicos.

A seguir serão apresentados os resultados obtidos, com uma simulação para sistemas fotovoltaicos autônomos em base horária ao longo de um ano, utilizando os modelos

matemáticos dos componentes descritos no capítulo 5 e integrados para o cálculo segundo foi visto no capítulo 6.

Para calcular a energia que fornecem os módulos fotovoltaicos foram utilizadas duas metodologias, uma considerando que a corrente gerada corresponde sempre à de máxima potência corrigida para a radiação do momento e a tensão constante correspondente à tensão nominal do módulo, e a outra considerando o valor da tensão da bateria, com o qual se obtém o valor da corrente correspondente sobre a curva característica, gerada por meio das equações apresentadas no capítulo 5.

Alguns resultados são apresentados como exemplo para avaliar o comportamento geral do programa.

8.3 Projetos de sistemas fotovoltaicos com o *PVSize*

Esta seção apresenta e analisa resultados obtidos ao projetar sistemas fotovoltaicos autônomos usando o programa *PVSize*. Com o intuito de demonstrar o potencial do programa desenvolveram-se alguns exemplos para diferentes situações e variantes de aplicação. Os perfis horários e cargas da instalação foram escolhidos segundo instalações rurais típicas. O consumo de energia das cargas incluiu aparelhos elétricos de diferentes tensões, potências e para distintas aplicações.

Segundo a bibliografia consultada a maioria dos sistemas fotovoltaicos que se encontram instalados no Brasil são de baixa potência, onde a demanda de carga varia de 185 Wh/dia até 601 Wh/dia (Tolmasquim, J., 2004, CRESESB, 2003). Estas cargas correspondem a lâmpadas, rádio, televisor, antena parabólica e gravador; nenhum dos autores considerou refrigerador nem bomba de água nas cargas que representam estes valores de consumo. A estimativa correta da energia consumida pelos sistemas fotovoltaicos só é fácil naquelas aplicações em que se conhecem as características das cargas e tempo de funcionamento (equipamento de radio transmissão). Em outras aplicações, como a eletrificação de casas, escolas ou postos de saúde em ambientes rurais, a tarefa não resulta fácil, já que intervém variados fatores que afetam o consumo final de eletricidade: tamanho e composição das famílias (idade, formação, etc.), hábitos dos usuários, capacidade para administrar a energia disponível, etc.. Santos e Kleinkauf (1999), desenvolveram um modelo para gerar seqüências horárias de demanda de potência, o qual utiliza como dados de entrada valores diários de consumo de energia e fatores que tem em conta a relação entre o consumo médio e pico. No *PVSize*, como já foi descrito, o consumo é considerado uma variável conhecida, que deve ser fornecida pelo usuário.

Os exemplos foram desenvolvidos conforme níveis de consumo, os quais estão associadas a um tipo de instalação, separados em 2 casos :

- Habitação rural com elementos de consumo que funcionam com CC em 12 volts, para instalações com e sem refrigerador.
- Instalação de bombeamento em CA em 127 volts com uma instalação fotovoltaica de 24 volts.

A quantidade de variações que se podem realizar em relação aos componentes, tensão, orientação dos painéis, comprimento dos fios, queda de tensão nos fios, local do sistema, etc, é muito variada, sendo que aqui são apresentadas apenas algumas destas variações.

8.3.1 Habitação rural

O exemplo de um sistema localizado numa zona rural ajudará a analisar o comportamento de instalações típicas para sistemas fotovoltaicos e advertir a influência de incluir um refrigerador nestas instalações, bem como o comportamento do sistema para cidades diferentes.

As cidades escolhidas para projetar os sistemas foram Porto Alegre e Fortaleza. Esta escolha realizou-se pelas diferenças climatológicas que apresentam estas cidades..

Exemplo: Pretende-se eletrificar uma casa situada na zona rural do município de Porto Alegre (latitude = 30° sul), na qual reside uma família formada por 4 pessoas. As cargas que se utilizam são apresentadas na Tabela 8.1.

Tabela 8.1. Aparelhos de consumo considerados na instalação fotovoltaicos para uma habitação rural.

Cargas	Potência (W)	Quantidade	Horas de uso	Consumo diário
Lâmpadas compactas	9	2	9	161
Lâmpadas fluorescentes	14	1	2	28
Radio	5	1	5	25
Televisão	40	1	3	120
Carga Cte	-	-	-	50
Total diário (Wh/dia)				384
Refrigerador	-	-	-	776
Total diário (Wh/dia)				1160

Dá-se início ao programa definindo a tensão do sistema (figura 7.2) com o qual se abre a tela que permite o ingresso das cargas que formam o sistema. Selecionam-se 2 lâmpadas compactas de 9 W, uma lâmpada fluorescente, um televisor, uma carga correspondente a um radio que consome 5 W e uma geladeira de um consumo constante ao longo do dia (Figura 8.4). Clicando com botão direito do mouse sobre a carga define-se o perfil de consumo para cada aparelho, que neste caso corresponde a duas horas de lâmpadas acesas entre 11 h e 13 h e 2 horas entre 20 h as 22 h uma lâmpada e a outra durante 3 horas entre 19 h e 22 h no inverno. A lâmpada fluorescente ficará acesa das 20 h e 22 h ao longo do todo o ano. Para o radio, o consumo será de 5 horas, entre 6 h e 8 h, e entre 18 h e 21 h durante todo o ano, e para o televisor, o consumo vai das 12 h às 13 h das 18 h às 21 h. A Figura 8.5 mostra o perfil de carga para sete dias de consumo.

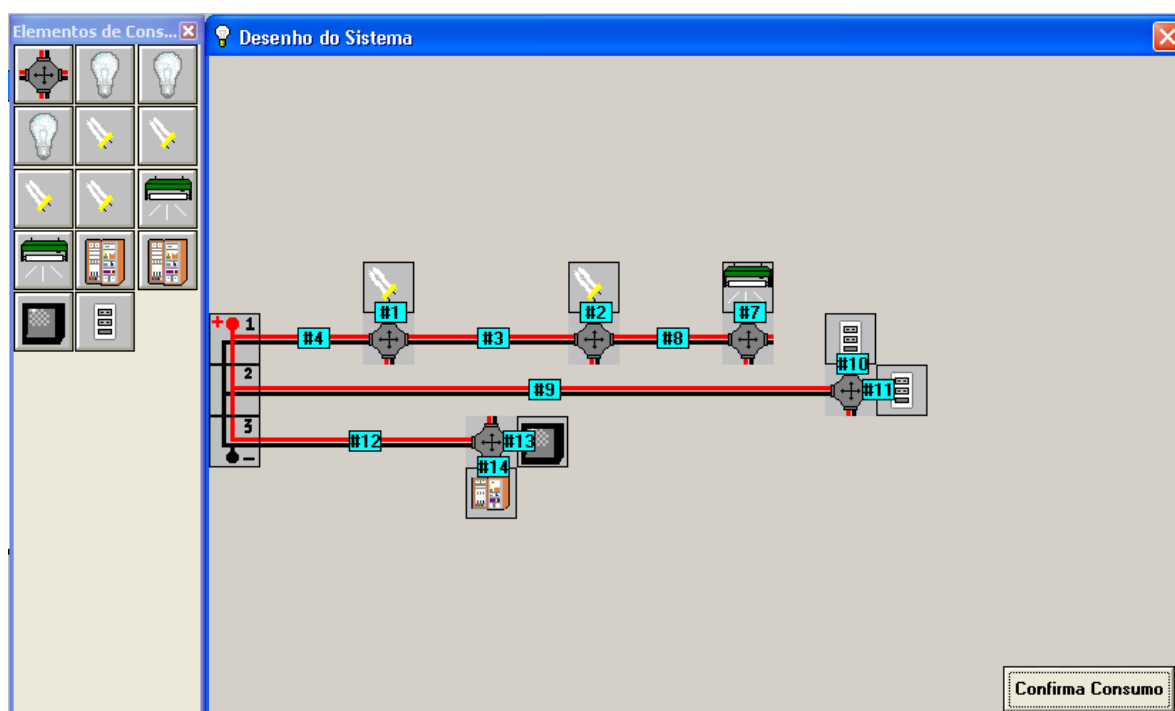


Figura 8.4. Esquema da instalação fotovoltaica simulada para uma habitação rural.

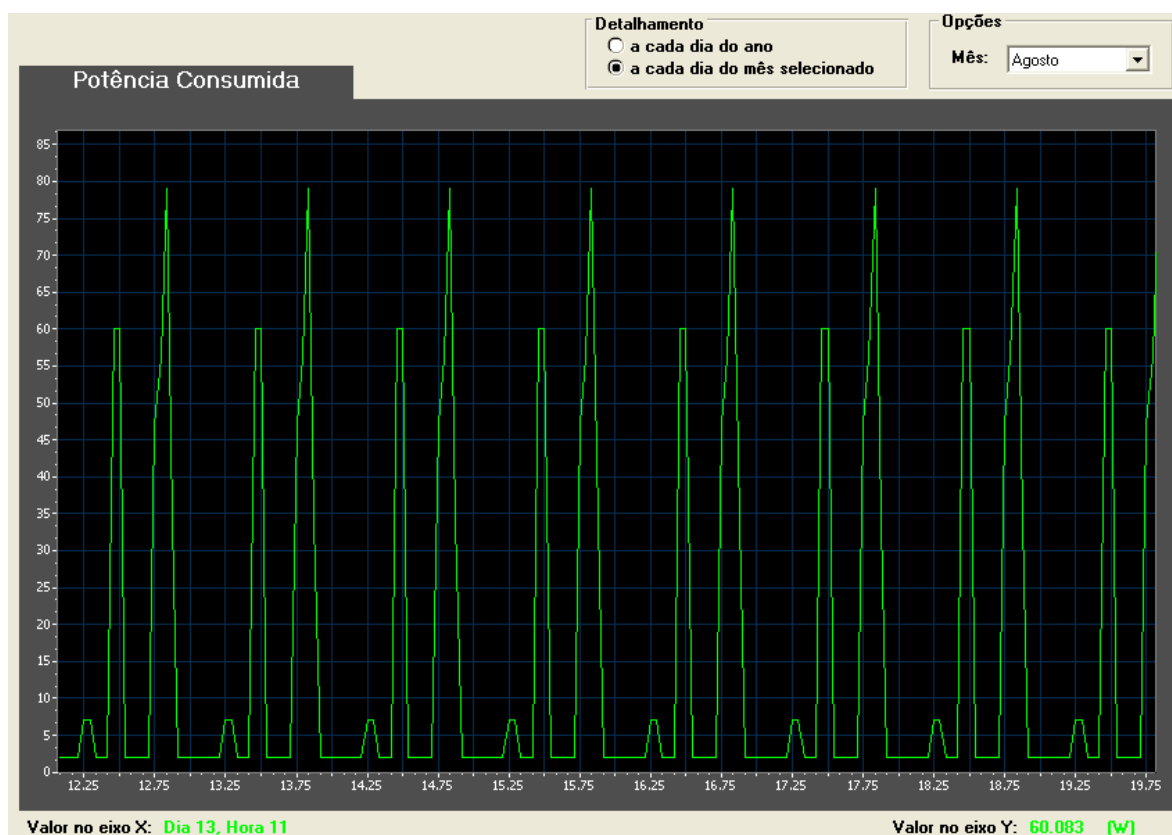


Figura 8.5. Perfil de consumo para a instalação fotovoltaica de uma habitação rural.

A máxima queda de tensão admitida é de 3 % (figura 7.3) desde os terminais até a carga mais distante. Logo, é selecionado o tipo de fio, para este caso cobre, sua instalação (eletroduto em parede) e o comprimento.

Após definido o consumo da instalação, geram-se os dados de radiação e temperatura do lugar escolhido, para uma inclinação do módulo de 45°, desvio azimutal 0° e albedo = 0,2.

A seguir, selecionam-se os componentes que constituem o sistema, para esta instalação, foram escolhidos módulos de uma potência de 50 Wp, 12 volts de tensão nominal e 36 células, um regulador de 20 A de corrente máxima e uma bateria de 100 Ah de capacidade e 12 volts de tensão nominal.

Antes de simular o sistema apresentado, fez-se uma série de testes para instalações com consumo menor que 100 Wh/dia, obtendo-se valores de LLP = 0 para 1 módulo e 1 bateria. Estes resultados motivaram a simular instalações maiores para que os resultados pudessem apresentar diferenças entre si. Para o sistema descrito, os resultados são apresentados na tabela Tabela 8.2.

Tabela 8.2. Tabela com os resultados obtidos da simulação de uma habitação rural em Porto Alegre.

Sistema	Cidade	Refrigerador	Tipo de consumo	Nº de Baterias	Nº de Módulos	Horas de falha	Dias de falha	LLP
Sistema 1	Porto Alegre	não	CC 12 V	2	3	0	0	0%
		não	CC 12 V	2	2	1387	154	15,8%
		não	CC 12 V	1	3	94	12	1,07%
Sistema 2	Porto Alegre	sim	CC 12 V	10	8	39	6	0,45%
		sim	CC 12 V	10	7	335	40	3,82%
		sim	CC 12 V	8	8	77	11	0,88%

Analisando a Tabela 8.2, pode-se ver o aumento de consumo que ocorre quando uma instalação introduz em sua instalação um refrigerador, passando de um consumo médio diário de 384 Wh/dia a 1160 Wh/dia, o que corresponderá, para manter o valor de LLP, a triplicar a quantidade de módulos e ter uma capacidade de armazenamento 5 vezes maior (para este sistema específico). Analisando os valores de LLP obtidos para os diferentes casos simulados, pode-se dizer que este sistema é mais influenciado pela variação da quantidade de módulos que de baterias. Cabe também destacar que nem sempre se pode obter o mesmo valor de LLP devido a que as combinações de módulos e baterias (mantendo seus valores de potência e capacidade) não permitem isto.

Os valores de seção dos fios, comprimento, fusível e corrente que transportam, são apresentadas na Figura 8.6.

Dimensionamento dos Condutores												
Geral												
Circuito 1				Circuito 2				Circuito 3				
Fio	Compr (m)	Corrente (A)	Secção (mm ²)	Fio	Compr (m)	Corrente (A)	Secção (mm ²)	Fio	Compr (m)	Corrente (A)	Secção (mm ²)	
# 1	1	002.67	1	# 7	1	004.58	1	# 10	1	003.33	1	
# 2	1	000.75	1	# 8	1	004.17	1	# 11	1	003.33	1	
# 3	1	001.92	1	# 9	1	000.42	1					
# 4	1	000.75	1									
# 5	1	001.17	1									
# 6	1	001.17	1									
Secção Recomendada:			<input type="text" value="1"/> mm ²	Secção Recomendada:			<input type="text" value="1"/> mm ²	Secção Recomendada:			<input type="text" value="1"/> mm ²	
Fusível ou Disjuntor:			<input type="text" value="5"/> A	Fusível ou Disjuntor:			<input type="text" value="5"/> A	Fusível ou Disjuntor:			<input type="text" value="5"/> A	

Figura 8.6. Valores obtidos de seção, corrente e dos fios para as características especificados no sistema, assim como a capacidade recomendada do fusível.

O comportamento ao longo de um ano do estado de carga das baterias, variando a quantidade de módulos e baterias, é apresentado na Figura 8.7

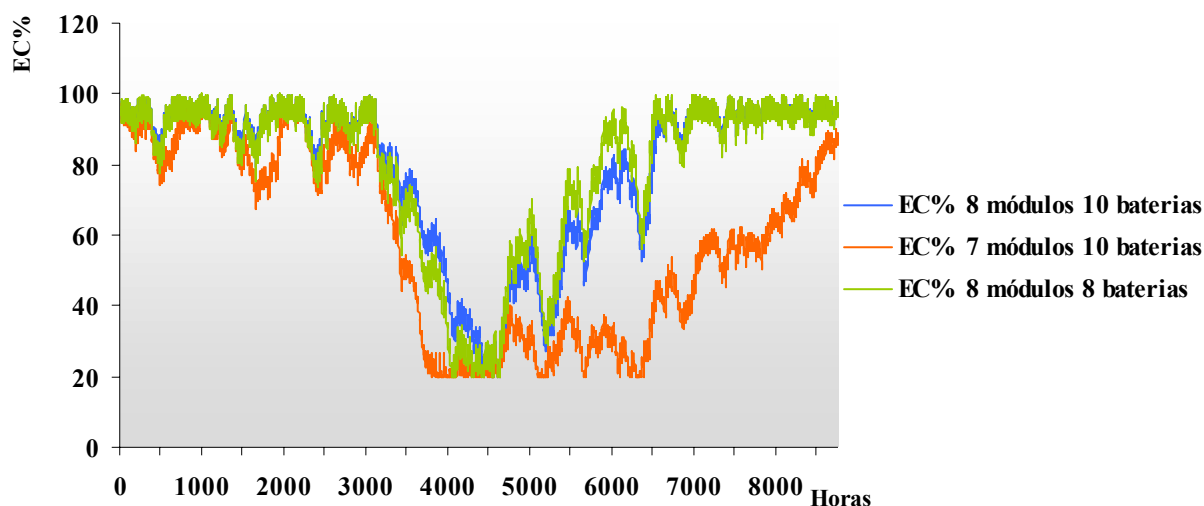


Figura 8.7. Comportamento anual do estado de carga do sistema para diferentes quantidades de módulos e baterias simulados para uma habitação rural em Porto Alegre.

Para iguais instalações localizadas em Fortaleza os resultados obtidos, para as mesmas configurações não dão falhas no sistema. Na Tabela 8.3 são mostrados os valores que apresentam às primeiras ocorrências de falha.

Tabela 8.3. Tabela com os resultados obtidos da simulação de uma habitação rural em Fortaleza.

Sistema	Cidade	Refrigerador	Tipo de consumo	Nº de Baterias	Nº de Módulos	Horas de falha	Dias de falha	LLP
Sistema 1	Fortaleza	não	CC 12 V	2	1	493	68	5,6%
Sistema 2	Fortaleza	sim	CC 12 V	3	7	43	8	0,5%

Realizando as mesmas simulações, utilizando agora o método I-V, chega-se a valores de estado de carga mais elevados que no caso de sistemas calculados com o método I_{max}. Para sistemas que resultarem em LLP baixos pelo método de I_{max}, pelo método I-V não denunciarão falhas.

8.3.2 Sistema de bombeamento

Neste exemplo, mostra-se a variação de consumo que se tem em um sistema de bombeamento na cidade de Cáceres (latitude = 16°), Mato Grosso, com diversos tipos de inversores

A bomba para abastecimento de água tem uma potência de 370 watts que funciona durante 4 horas das 12 h às 16 h, durante todas as estações do ano exceto no inverno que funciona durante 3 horas das 12 h às 15 h. O cálculo de vazão e altura manométrica está além do que se quer demonstrar com este exemplo.

Dá-se início ao programa definindo a tensão do sistema, primeiramente em CC (24 V) e logo em CA (127 V) com o qual se abre a tela que permite a entrada de dados das cargas que formam o sistema. Seleciona-se o ícone que representa a bomba e, clicando com botão direito do mouse sobre este, define-se o perfil de consumo.

A máxima queda de tensão admitida é de 2 % desde os terminais até a carga mais distante. A seguir, seleciona-se o tipo de fio, para este caso cobre, forma de instalação (para este exemplo utilizou-se eletroduto enterrado) e o comprimento (5 m)

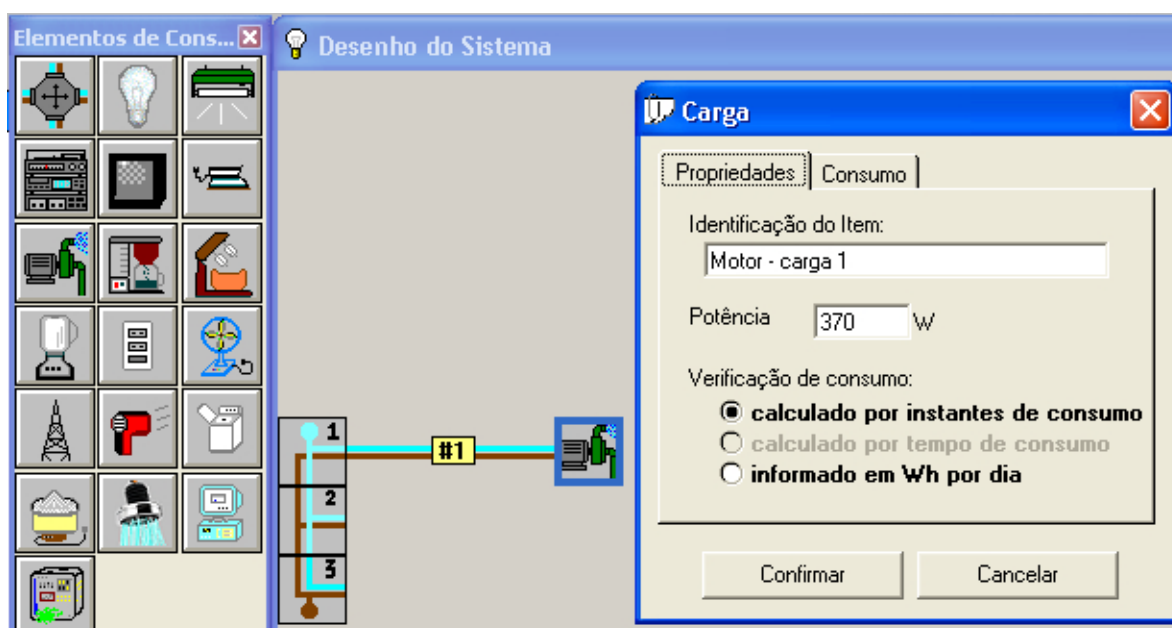


Figura 8.8. Desenho da instalação fotovoltaica simulada para um sistema de bombeamento.

Uma vez definido o consumo da instalação procede-se a geração dos dados de radiação e temperatura do lugar escolhido, para uma inclinação do módulo de 24° (por ser o ângulo para o qual se tem a distribuição mais uniforme de radiação ao longo do ano), desvio azimutal 0° e albedo = 0,2.

A seguir, são seleccionados os componentes que constituem o sistema. Para esta instalação, escolhem-se módulos de uma potência de 90 Wp, 12 volts de tensão nominal e 36 células, um regulador de 30 A de corrente máxima, uma bateria de 150 Ah de capacidade e 12 volts de tensão nominal.

Tabela 8.4. Características dos inversores ensaiados para um sistema de bombeamento

Características	Inversor 1	Inversor 2	Inversor 3
Potência Nominal:	1800 W	2200 W	2500 W
Consumo c/ Carga:	5 W	10 W	20 W
Consumo s/ Carga:	5 W	10 W	20 W
Eficiência 100%:	0.90	0.85	0.80
Eficiência 50%:	0.90	0.87	0.85
Eficiência 10%:	0.90	0.90	0.90

Os resultados do dimensionamento apresentam-se na Tabela 8.5

Tabela 8.5. Tabela com os resultados obtidos do dimensionamento de um sistema de bombeamento de água em Cáceres.

Cidade	Tensão sistema	Tensão instalação	Inversor	Nº Baterias	Nº Módulos	Horas falha	Dias falha	LLP
Cáceres	CC 24 V	CA 220 V	1	2	3	0	0	0,0%
			2	2	3	226	34	3,04%
			3	2	3	1147	149	16,52%

Analisando os valores de LLP obtidos para os diferentes casos rodados, pode-se ver como a seleção do inversor, principalmente o autoconsumo, tem forte influência em um projeto com consumo em CA (Figura 8.9).

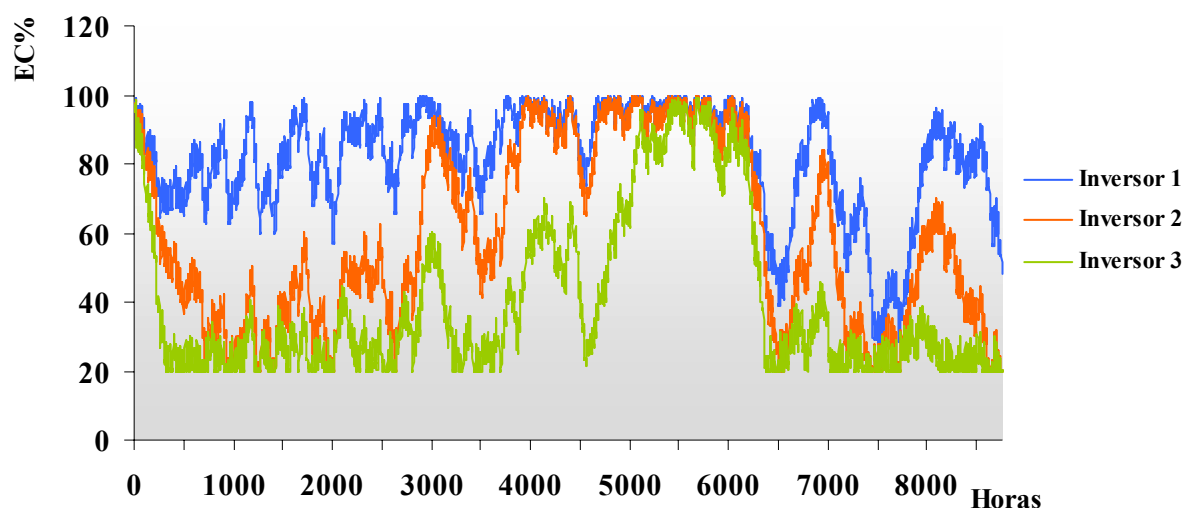


Figura 8.9. Variação do estado de carga das baterias para um sistema de bombeamento com diferentes tipos de inversores

O valor da seção mínima recomendada para a fiação é de 1 mm² e o calibre recomendado para o fusível é de 5 A.

8.4 Análise de comparação entre os métodos do PVSize

Para quantificar as diferenças decorrentes da utilização de um ou outro método submeteram-se os resultados ao cálculo da diferença média quadrática (rms). O valor rms é a medida da variação dos valores a comparar em torno dos valores de referência.

$$rms = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (I_i - J_i)^2}{n}} \quad (8.1)$$

onde I_i e J_i são os i -ésimos valores das simulações horárias e n o número total de horas de simulação.

Existem diversas e diferentes possibilidades de simulação dos sistemas. A seguir, são apresentadas comparações entre os resultados obtidos com o *PVSize* e outros programas.

A análise dos resultados consiste de uma série de comparações de valores obtidos com o programa para diferentes situações, bem como comparações com outros programas.

As primeiras comparações foram feitas pela determinação das dimensões do sistema utilizando o método simplificado e os métodos I_{max} e I-V. Resultaram, como se esperava, uma quantidade de módulos e baterias maior, na ordem de 1% a 25 %, para igual sistema submetido ao cálculo simplificado. Diminuindo os dias de autonomia do sistema, valores obtidos através do cálculo simplificado ficam mais próximos aos obtidos pelos outros métodos de dimensionamento.

Compararam-se a corrente, energia gerada e o estado de carga, utilizando-se os métodos I_{max} e I-V. Confrontando os valores obtidos por ambos métodos, pelo método I-V obtiveram-se valores de correntes geradas maiores, numa ordem que varia de 2% ao 8%, conforme a potência do sistema, para módulos de mais de 30 células (Figura 8.10). No entanto, o tempo de processamento aumentou em torno de 60 vezes.

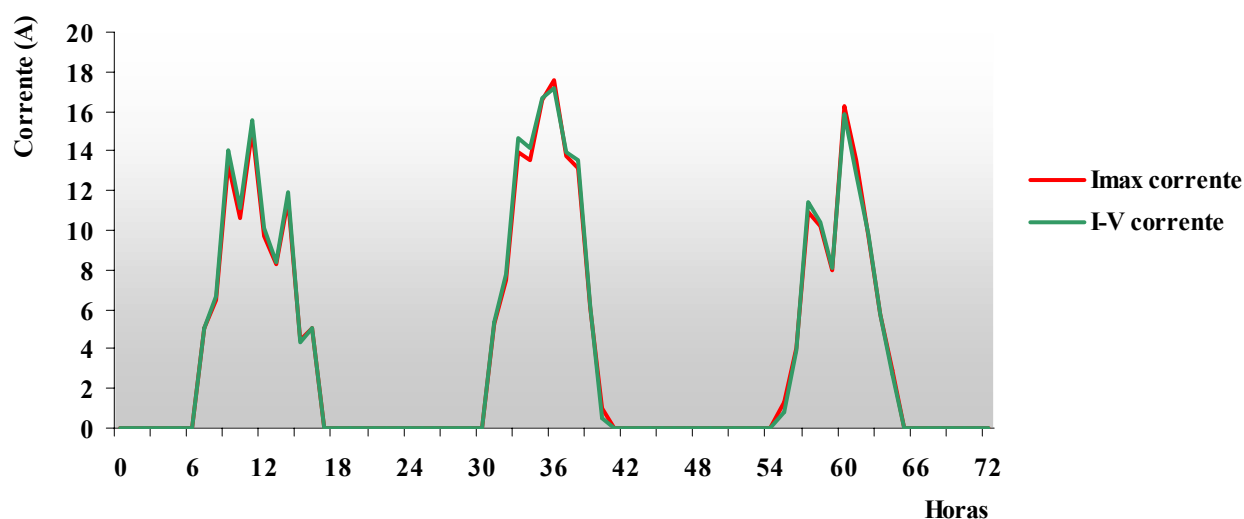


Figura 8.10. Comparação horária da corrente gerada pelos métodos I_{max} e I-V

No momento de comparar as energias geradas, as diferenças apareceram, devido a que para o método I_{max} a tensão que se utiliza é fixa e igual à do sistema de acumulação, e para o caso do método de IV esta tensão é maior, em média numa ordem de 8%, com o que se tem um incremento de energia desta mesma ordem.

Gráficos do comportamento horário para cada um dos métodos, para um sistema sem falhas, são apresentados nas figuras 8.11 e 8.12.

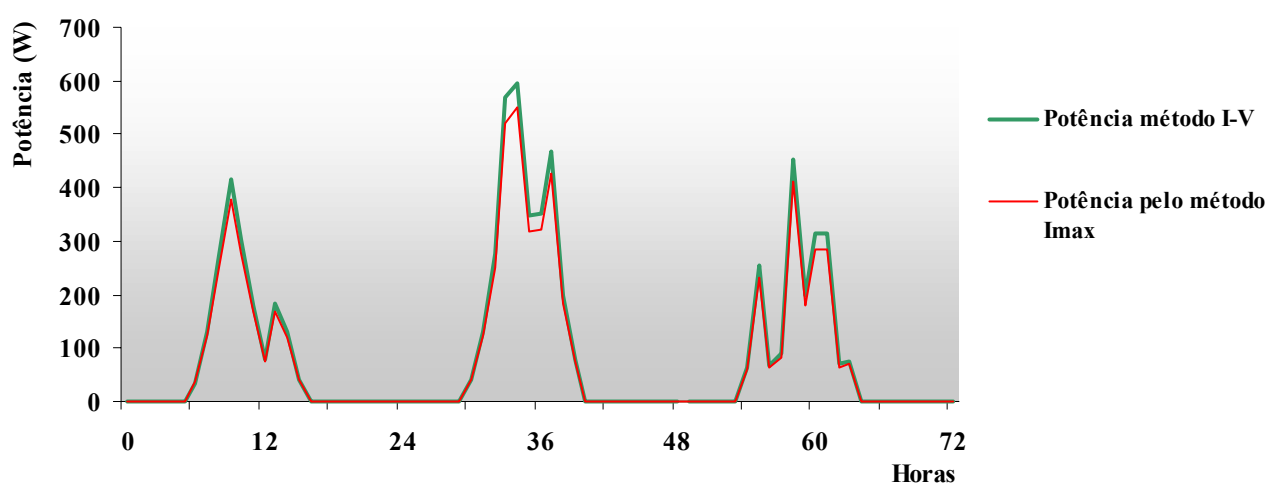


Figura 8.11. Comparação horária da potência gerada obtida pelos métodos I_{max} e I-V.

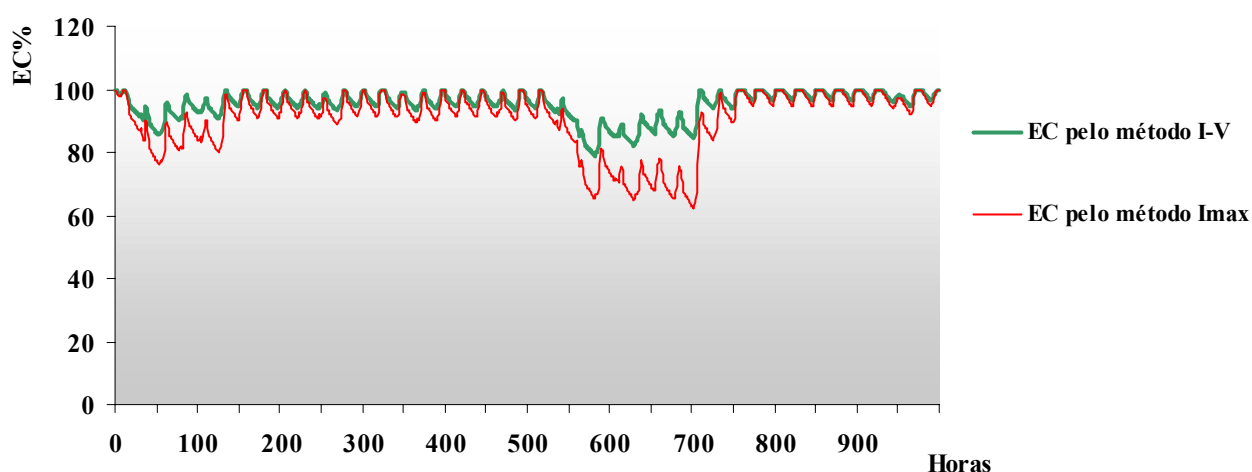


Figura 8.12. Comparação horária do estado de carga da bateria obtido pelos métodos I_{max} e I-V.

Depois se procedeu a comprovar o comportamento geral do sistema para diferentes condições climáticas, para o qual se fez uma simulação de um sistema em Fortaleza, Ceará, e o mesmo sistema se testou em Porto Alegre, Rio Grande do Sul.

Pode-se comprovar que para o mesmo sistema que em Fortaleza não teve falhas, para o caso de Porto Alegre o sistema falhou 70 e 186 horas, o que dá uma LLP de 0,8% e 2,12%, pelo método I-V e I_{max} respectivamente, resultados que eram esperados devido à elevada insolação que se tem no nordeste (Figura 8.13). Mantendo o sistema, foram trocados os módulos de 36 células por módulos de 30 células com o intuito de ver o comportamento do programa com este tipo de módulos em lugares de elevada temperatura ambiente anual (Fortaleza). Comprovou-se que pelo método I_{max} se produzem valores de energia maiores aos obtidos o método I-V, com diferenças da ordem de 6% a 17% em relação a Porto Alegre e Fortaleza, respectivamente. Para o estado de carga as variações não foram significativas devido ao elevado EC médio do sistema, sendo que grande parte da energia não é aproveitada porque a bateria não poder recebê-la. Conclui-se que através do método I-V se manifesta a redução da tensão dos módulos de 30 células e os efeitos de sua elevação de temperatura, posto que em lugares de elevada temperatura o método I_{max} não reflete fielmente o comportamento real do sistema.

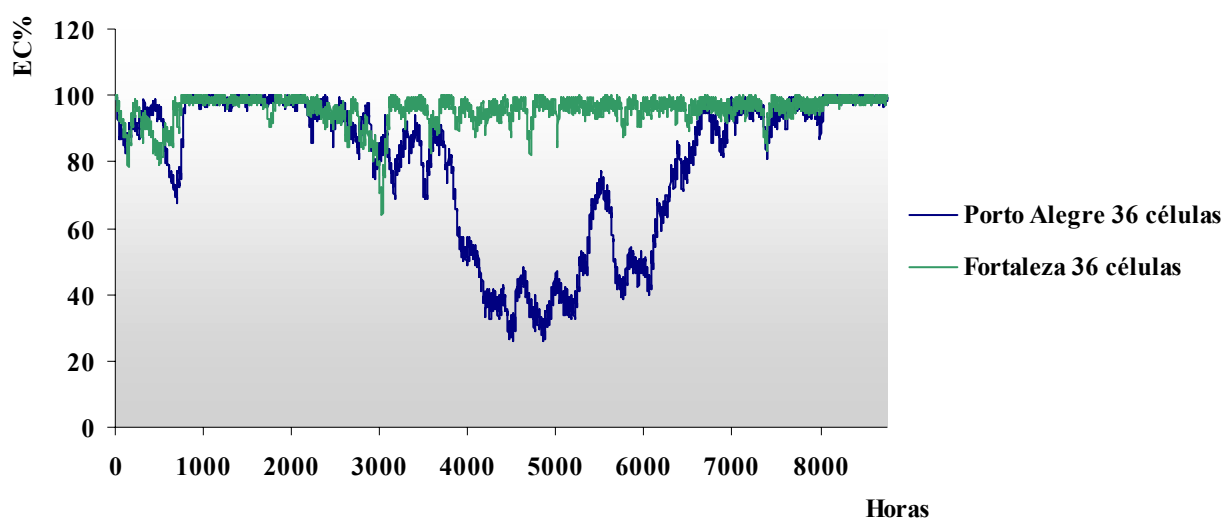


Figura 8.13. Variação anual do estado de carga da bateria para uma instalação em Porto Alegre e igual instalação em Fortaleza.

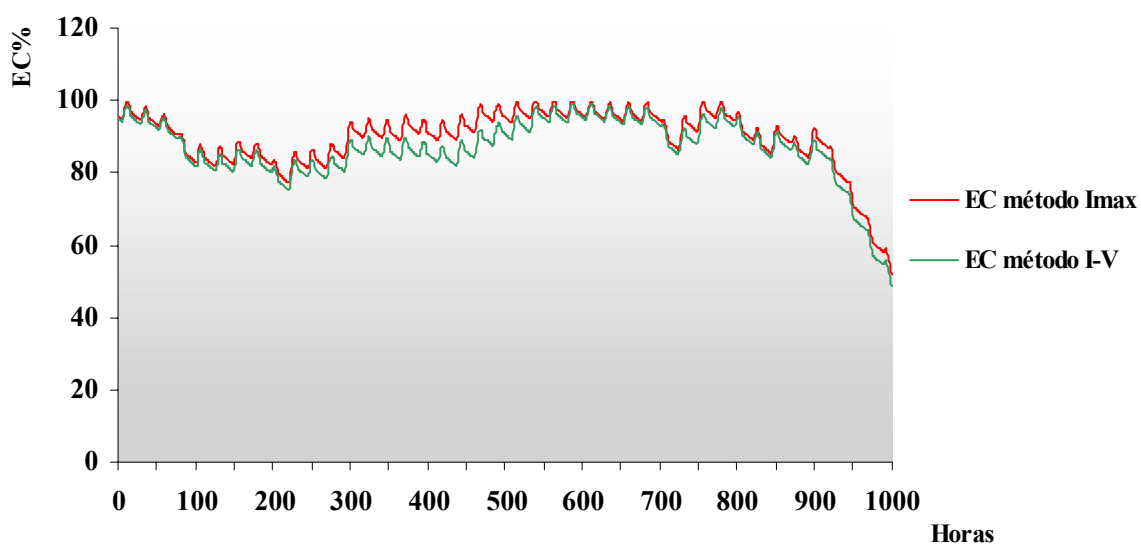


Figura 8.14. Comportamento do estado de carga da bateria obtido pelos métodos I_{max} e I-V para sistemas com módulos de 30 células

Na etapa seguinte foram comparados perfis de consumo diurno, de 600 Wh, e noturnos da mesma grandeza. A simulação, como se esperava, exibiu valores de estado de carga maiores para consumo diurno para igual energia gerada. Para o caso do sistema utilizado, o valor de estado de carga da bateria para consumo diurno aumentou em 9%. Analisando a Figura 8.15, que mostra 3 dias de simulação, pode-se ver que no consumo diurno a bateria vai elevando seu estado de carga até o momento em que se produz o consumo (neste caso as 10 da manhã) que produz uma queda do EC que se mantém durante seis horas. Logo, o EC se eleva quando cessa o consumo (16 h) para manter-se constante de noite, diferentemente do que ocorre para consumo noturno, onde se percebe uma forte queda quando começa o consumo até que o mesmo termina. Logo, vem um período com EC constante que se eleva quando os módulos começam a carregar as baterias.

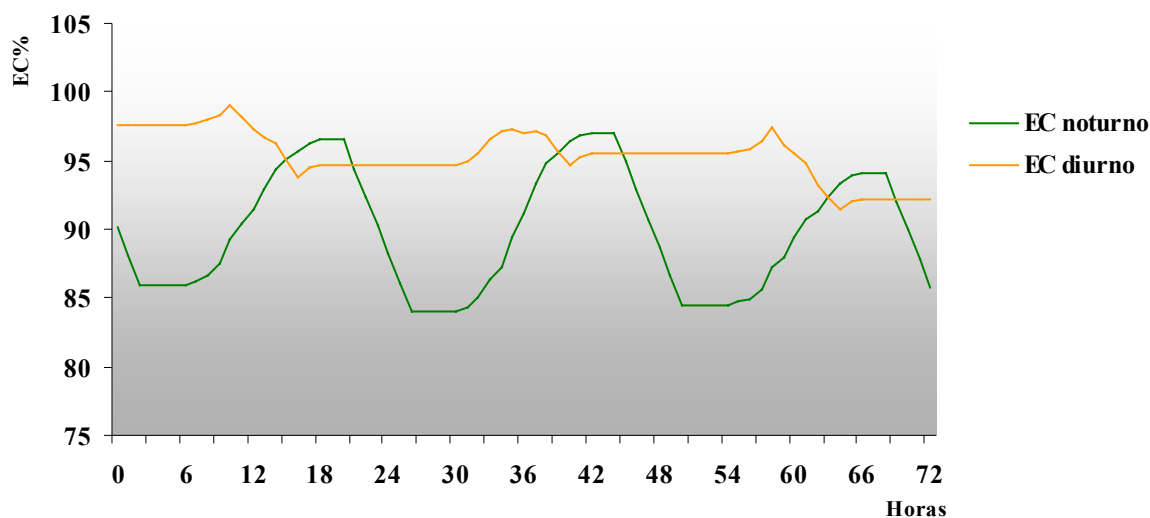


Figura 8.15. Estado de carga do sistema de acumulação submetido a consumos noturnos e diurnos.

8.5 Análise de comparação com outros softwares

Para realizar a comprovação dos valores obtidos, foram sintetizados dados de radiação e temperatura através do programa *PVSYST* e *Homer* que logo foram utilizados pelo *PVSize* para realizar uma simulação comparativa. Este procedimento foi utilizado devido à aleatoriedade dos métodos para gerar estes dados, sendo que a comparação com dados de radiação diferentes seria impossível. Os gráficos que são mostrados a seguir correspondem a um consumo constante anual de 150 Wh na cidade de Porto Alegre com uma potência instalada de 1100 Wp e uma capacidade de acumulação de 2900 Ah.

8.5.1 Variação da tensão da bateria

A Figura 8.16 mostra a variação da tensão da bateria ao longo de simulação por um ano completo, que é comparada com a tensão obtida por meio do programa *PVSYST*. Esta comparação não foi possível com o *Homer* devido a que em sua simulação não calcula mencionado parâmetro. Para a obtenção destes valores foram realizadas simulações para sistemas com diferentes números de baterias, módulos e perfil de carga, recebendo como entradas idênticos valores de radiação solar sobre o plano do painel, temperatura ambiente e perfil da demanda do sistema para um ano.

A divergência entre a curva simulada por meio do *PVSize* e pelo *PVSYST* justifica-se devido ao fato de que o modelo que utiliza o *PVSYST* trabalha com tensões de repouso e taxas de carga e descarga menores que as utilizadas no modelo apresentado nesta dissertação, obtendo-se valores de tensões de trabalho da bateria de menores magnitudes. No entanto, pode-se perceber que o comportamento de ambas curvas é similar.

Foram percebidos picos de tensão anômalos no perfil da curva de tensão de *PVSYST*, os quais corresponderiam ao comportamento que tem as baterias para uma tensão elevada ou baixa.

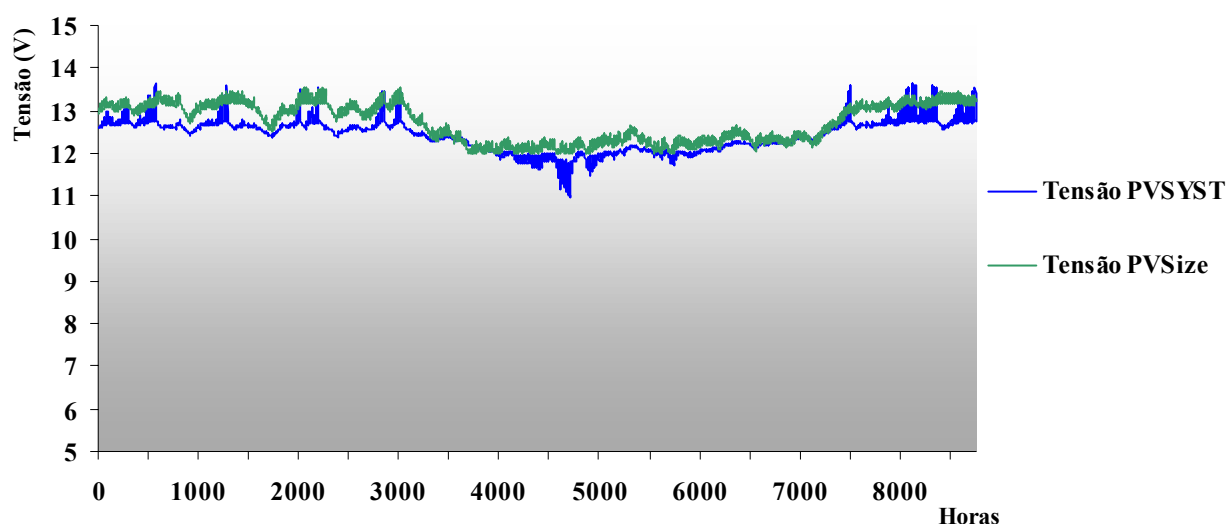


Figura 8.16. Variação da tensão da bateria obtidas da simulação do *PVSize* e *PVSYST*.

8.5.2 Variação da energia gerada pelo gerador fotovoltaico

A Figura 8.17 mostra a variação da energia gerada pelo painel fotovoltaico, simulada utilizando os dois métodos descritos anteriormente. Os valores simulados são função dos dados horários de irradiância incidente no plano do painel, da temperatura das células e da tensão de trabalho do sistema. Para melhor visualização foram ampliados 3 dias de simulação onde se percebe que o método de I-V produz uma energia maior.

Nas comparações entre o *PVSize* e o *PVSYST* e entre o *PVSize* e o *Homer*, utilizando o método de I_{max} , através dos resultados obtidos nas simulações, são calculados as diferenças quadráticas médias da energia gerada, alcançado valores da ordem de 5% a 20% e de 3% a 12% em relação ao *PVSYST* e ao *Homer* respectivamente. Pode-se perceber que o comportamento de ambas curvas é similar.

De igual maneira, foi feita a comparação entre *PVSize*, utilizando o método I-V, e os outros softwares. Calculando as diferenças médias quadráticas da energia gerada, obtém-se valores da ordem de 3% a 11 % e de 7% a 14% % em relação ao *PVSYST* e ao *Homer*, respectivamente.

Pode-se perceber novamente que o acompanhamento do perfil das curvas é similar.

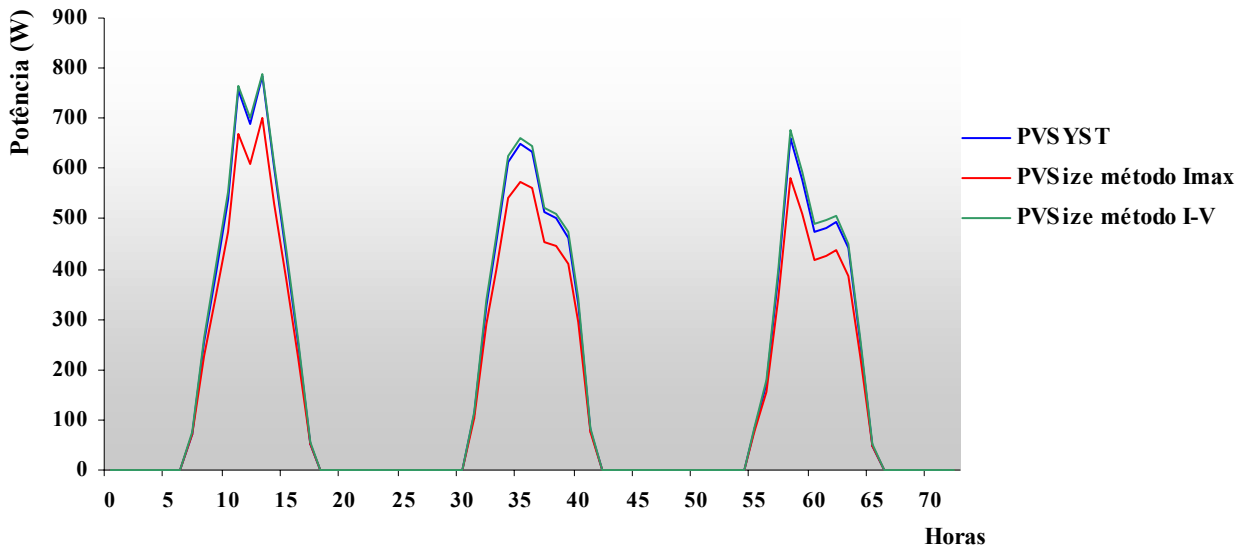


Figura 8.17. Potência gerada pelo *PVSize* e pelo *PVSYST*.

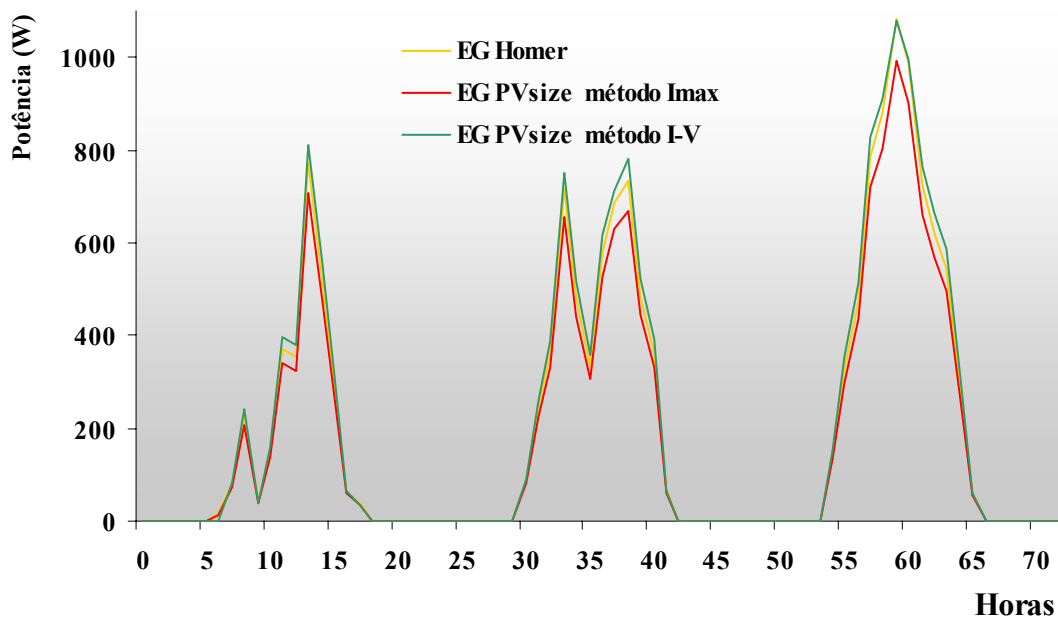


Figura 8.18. Potência gerada pelo *PVSize* e o *Homer*.

Estes testes foram repetidos para diferentes sistemas, mantendo-se as características gerais do comportamento que aqui foi apresentado.

8.5.3 Variação do estado de carga da bateria

A variação do estado de carga da bateria simulada pelo método I_{max} e I-V mostram que o método de I-V produz um estado de carga mais elevado, e que, conforme o tamanho da instalação, chega a ser do 15 % como máximo.

Na comparação entre o *PVSize*, *PVSYST* e *Homer* utilizando o método de I_{max}, através dos resultados obtidos e apresentados na Figura 8.19 e Figura 8.20, são calculadas as diferenças quadráticas médias do estado de carga da bateria, alcançando valores da ordem de 1% a 5 % e de 1% a 4% em relação ao *PVSYST* e ao *Homer* respectivamente. Pode-se perceber, que o comportamento de ambas curvas é similar.

Da mesma maneira foi feita a comparação entre *PVSize* em relação ao *PVSYST* e ao *Homer* utilizando o método de I-V. Com resultados obtidos da simulação foram calculadas as diferenças quadráticas médias da energia gerada, alcançando os valores da ordem de 7% a 15 % e de 6% a 12% em relação ao *PVSYST* e ao *Homer* respectivamente. Pode-se perceber novamente que o comportamento das curvas é similar.

Estes testes foram repetidos para diferentes sistemas, mantendo-se as características gerais do comportamento que foi apresentado.

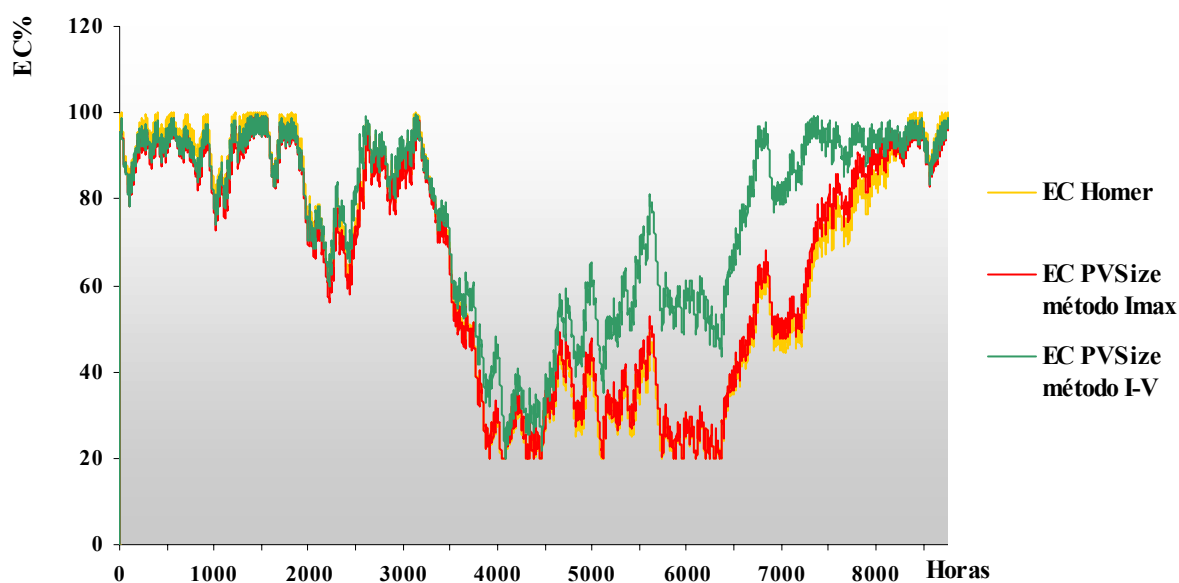


Figura 8.19 Estado de carga do sistema de acumulação obtido com o *PVSize* e o *Homer*.

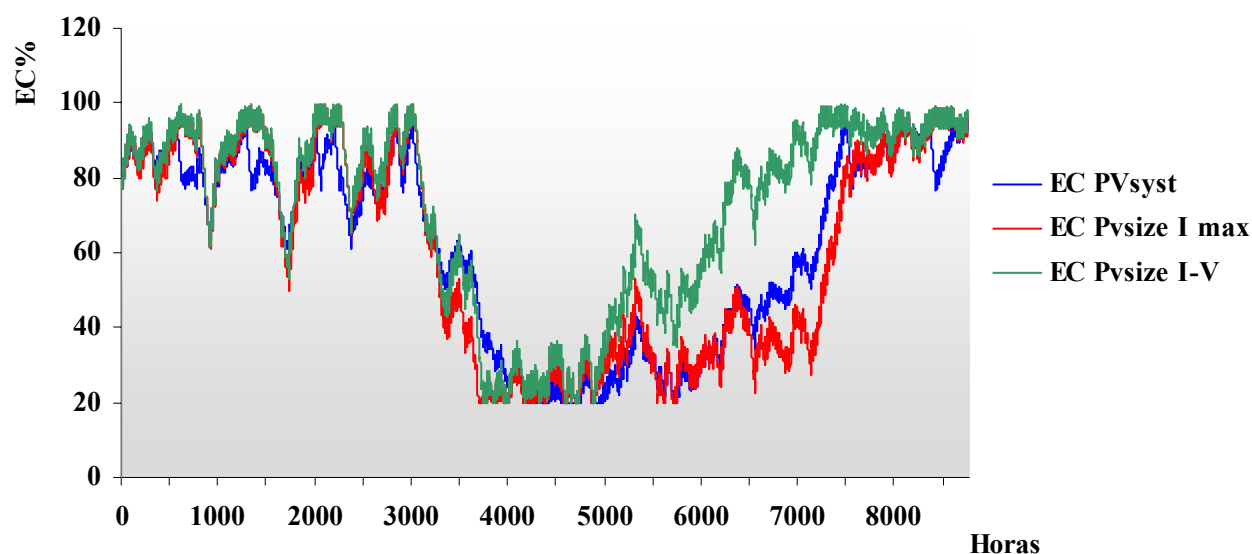


Figura 8.20. Estado de carga do sistema de acumulação obtido com o *PVSize* e o *PVSYST*.

É importante salientar que o estado de carga controla todo o processo de simulação do sistema fotovoltaico autônomo, dado que é calculado o projeto em função do balanço energético horário do sistema ao longo de um ano de simulação. As curvas de variação da tensão da bateria devem ter uma variação semelhante à que tem a curva de estado de carga, fato comprovado por meio da Figura 8.21.

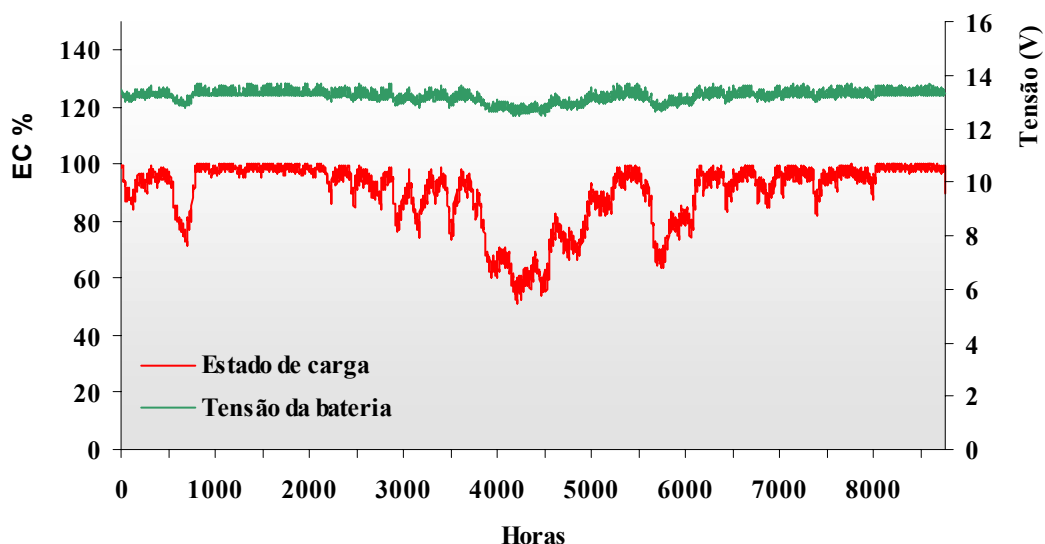


Figura 8.21. Comportamento do estado de carga e da tensão da bateria.

Um dos inconvenientes encontrados na comparação com outros programas foi, no caso do *Homer*, de que ele possui um fator denominado “Derating Factor” o qual é um fator de escala

aplicado à potência de saída do gerador fotovoltaico que leva em conta perdas. Estas perdas são ocasionadas por elevadas temperaturas dos módulos, diferentes tensões de operação e sujeira nos painéis, que associadas provocam uma diminuição de potência na saída dos módulos. Este fator fica a critério do usuário, permitindo variar sem restrições seu valor de 1 até um 100%, o que resulta “perigoso” pois é um fator do qual depende a energia que será entregue ao sistema. Para as comparações que foram realizadas, para sistemas de CC, utilizou-se um “Derating Factor” de 80 %. Este valor foi escolhido tendo em conta as possíveis perdas que estes sistemas apresentam conforme foi citado por Kurokawua, K. (1998).

9. Conclusões

Este trabalho teve como objetivo central o desenvolvimento de uma ferramenta de fácil utilização que auxilie no dimensionamento e simulação horária de um sistema fotovoltaico autônomo. Para atingir este objetivo desenvolveu-se um programa que, além de fornecer resultados que podem ser visualizados na forma de curvas obtidas a partir de uma entrada de dados relativamente simples, apresenta uma interface gráfica amigável para o usuário.

No programa desenvolvido, chamado *PVSize*, combinaram-se as diferentes características dos programas pesquisados que pareceram interessantes, assim como incrementaram-se as idéias pessoais e conclusões que se obtiveram da experiência adquirida nesses anos no Laboratório de Energia Solar. O resultado foi um programa de dimensionamento e simulação de sistemas fotovoltaicos autônomos, escrito em português, realizado com modelos matemáticos conhecidos e validados.

Esta dissertação apresentou estudos do comportamento de cada um dos componentes de sistemas fotovoltaicos autônomos e propôs uma combinação de modelos para simular um sistema em operação. A seguir, citam-se as características do programa realizado e as conclusões mais destacadas ao longo da elaboração do trabalho.

Para verificar o comportamento do programa, primeiramente, foram testadas condições conhecidas do comportamento esperado para sistemas fotovoltaicos, como valores de estado de carga para consumos noturnos ou diurnos, comportamento de sistemas iguais em lugares com diferentes valores médios de radiação mensal e valores de quantidade de módulos e baterias para diferentes métodos de dimensionamento. Nestes testes, observou-se, já como era esperado, que para o mesmo sistema e localidade, o valor de estado de carga para consumo diurno é maior que para consumo noturno.

A análise e o dimensionamento de sistemas fotovoltaicos, por meio de modelos que permitem visualizar as influências das características dos geradores (R_s , R_p , V_{mp} , I_{mp} , etc.) e as condições de operação destes (temperatura, nível de radiação solar incidente no plano do módulo), permitem obter resultados mais realistas sobre o desempenho e tamanho desses sistemas. Isso foi constatado comparando os valores de energia anual obtidos para a mesma instalação para duas localidades (Fortaleza e Porto Alegre), onde se observa, em uma simulação anual, que para Fortaleza se obtém uma energia média de 15% a mais, correspondendo a um aumento no estado de carga das baterias em média de 17% em relação a Porto Alegre. Esta situação é válida quando se trabalha com módulos comerciais com mais de 30 células, já que em lugares de temperatura elevada o fato de trabalhar com tensões menores a causa desta

diminuição de células resulta em valores de energia gerada e de estado de carga quase da mesma ordem. Este fato se confirmou realizando uma simulação através do *PVSize*.

O método simplificado utilizado para o dimensionamento é útil em análises preliminares, mas comparando os valores obtidos de simulações simplificadas e numéricas em muitas situações estes últimos levam a sistemas de menores dimensões.

Para calcular a energia de saída dos painéis fotovoltaicos, utilizaram-se os métodos apresentados no capítulo 6, chamados método *I_{max}* e método *I-V*. Comparando os valores obtidos por ambos métodos, obtiveram-se valores de correntes geradas maiores, numa ordem que varia de 2 até 15% conforme a potência total instalada, pelo método *I-V*. No entanto, o tempo de processamento aumentou da ordem de 60 vezes.

Para testar o comportamento do programa *PVSize* foram realizadas simulações e comparações com outros programas conhecidos na área, recebendo como entradas idênticos os valores de radiação solar sobre o plano do painel, temperatura ambiente e perfil da demanda do sistema para um ano. Os programas utilizados foram *Homer* e *PVSYST*, com os quais compararam-se individualmente os valores de estado de carga e energia gerada por cada um destes programas. No caso do valor da tensão da bateria, só se fez a comparação com o *PVSYST*, já que o *Homer* não calcula este parâmetro.

As comparações mostram que para o estado de carga o método *I_{max}* produz quase os mesmos valores que outros programas, enquanto o método *I-V* produz diferenças maiores, sempre sugerindo a utilização de menos módulos no sistema. Conclui-se que os métodos utilizados nos outros programas são similares ao método *I_{max}*, o qual é um método conservador pois utiliza intrinsecamente um “fator de segurança” ao considerar a corrente de curto circuito ou a corrente em um ponto de tensão fixa em vez da corrente na polarização da bateria.

Em relação ao painel fotovoltaico, não se consideraram as perdas devido aos efeitos da associação de módulos de diferentes potências porque o programa adota módulos iguais e considerou-se uma distribuição uniforme de temperatura e igual para todos os módulos. Além disto também não foi levada em consideração a perda na fiação desde o painel até as baterias. Estas simplificações podem também contribuir com o aumento de energia gerada pelo método *I-V* em relação aos outros programas ou ao método *I_{max}*.

Os resultados simulados mostrados na dissertação aproximaram-se em grande medida dos resultados encontrados por outros programas, demonstrando a eficácia dos modelos empregados e a utilidade integradora da ferramenta computacional para a simulação de sistemas fotovoltaicos.

Em resumo, este trabalho cumpriu seus objetivos 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 na elaboração de uma sólida ferramenta computacional que poderá beneficiar futuros desenvolvimentos nesta área, assim como auxiliar no ensino do comportamento de sistemas fotovoltaicos.

9.1. Sugestões para Futuros Trabalhos

A partir da experiência acumulada e das dificuldades ainda não solucionadas, os seguintes temas são propostos 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 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 conjuntamente com uma extensão para 10 anos de simulação do sistema, o que contribua com a determinação da viabilidade da aplicação.
4. Explorar adequadamente o programa *PVSize*, que pode produzir bases de dados para formular metodologias mais adequadas de dimensionamento;
5. Desenvolver com o programa estratégias de operação para sistemas isolados e conectados à rede;
6. Utilizando a ferramenta apresentada neste trabalho, delimitar regiões rurais brasileiras com potencial de utilização da energia solar.
7. Estender o cálculo de radiação e temperatura, com a aplicação de novos modelos, para diferentes lugares no mundo, com uma correspondente ferramenta gráfica que permita uma interação fácil com o usuário.

Referências Bibliográficas

Abella, M. A. e Romero, F. C., 2000, “Medida del inversor fotovoltaico autónomo modelo S-1200”, Ciemat, Departamento de Energías Renovables, Madrid, España.

Aguiar R. J., Collares-Pereira, M. and Conde, J. P., “A Simple Procedure for the Generation of Sequences of Daily Radiation Values Using Markov Transition Matrices”, *Solar Energy*, 40, 3, pp 269 - 279, 1988.

Angström, A, 1924, Solar and Terrestrial Radiation”, *Quart. J. R. Meteorological Society*, Vol 50, pp 121-128.

Araújo, G.L., Cuevas, A., 1985. “Electricidad Solar Fotovoltaica: Sistemas Fotovoltaicos Autónomos”. Universidad Politécnica de Madrid, Madrid, España.

Barra L., Catalanotti S., Fontana F. and Lavorante F., “An analytical method to determine the optimal size of a photovoltaic plant”, **Solar Energy**, Volume 33, Issue 6, 1984, Pages 509-514.

Bartoli B., Cuomo V., Fontana F., Serio C. and Silvestrini V., 1984, “The design of photovoltaic plants: An optimization procedure”, **Applied Energy**, *Volume 18, Issue 1, Pages 37-47.*

Beluco, A. , 2001, Bases para uma Metodologia de Dimensionamento de Aproveitamentos Híbridos Baseados em Energias Hidrelétrica e Fotovoltaica, Tese de Doutorado, PROMEC/UFRGS, Porto Alegre RS.

Berlato, M., 1971. Radiação global no estado de Rio Grande do Sul, *Agronomia Sulriograndense*. Porto Alegre, V 5 pp. 115-131.

CIEMAT, 2000. “Fundamentos, Dimensionado y Aplicaciones de la Energía Solar Fotovoltaica”. Editorial CIEMAT.

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.

Cometta E. *Energia Solar: Utilização e Empregos Práticos*, Hemus livraria editora limitada, Brasil, 1978.

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.

Couto, M. B., 2000, "Ensaio de Elementos de Consumo em Sistemas Fotovoltaicos", Dissertação de Mestrado, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Brasil.

Creder, H., 1984, "Instalações Elétricas", 9ª Edição, Livros Técnicos e Científicos Editora S. A., Rio de Janeiro.

CRESESB- CEPEL, 2003. "Eletrificação Rural Descentralizada". Rio de Janeiro, Brasil.

CRESESB-CEPEL, 1999. "Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos", Rio de Janeiro.

CRESESB-CEPEL: <http://www.cresesb.cepel.br/>

Chivelet, N.M., Chenlo, F., Alonso, M.C., 1994, "Modelado y Fiabilidad de Inversores para Instalaciones Fotovoltaicas Autónomas a Partir de Medidas con cargas Resistivas y Reactivas". VII Congreso Ibérico de Energia Solar, España, pp. 463-468.

Departamento Nacional de Meteorologia, 1992, Normas Climatológicas (1961-1990), Brasília.

Derrick A., Barlow R. W., Mcnelis B. and Gregory J. A. "Photovoltaics: A Market Overview - Part 1: Review of the Photovoltaic Industry", Ed James X James, England, 1993.

Duffie, J.A., Beckman, W.A., 1991. “Solar Engineering of Thermal Processes”. John Wiley & Sons.

Egido M. and Lorenzo E., 1992, “The Sizing of Stand Alone PV-Systems: a Review and a Proposed New Method”. **Solar Energy Materials and Solar Cells**, Nº 26, pp 51–69.

ENDESA <http://www.endesa.es>

EPSEA <http://www.epsea.org/esp/pdf2/ch05.pdf>

Erbs, D. G., Klein, S. A. e Duffie, J. A., 1982, “Estimation of Diffuse Radiation Fraction for Hourly, Daily and Monthly - Average Global Radiation”. **Solar Energy**, Vol 28, Nº 4, pp 293 - 302.

ETSU, 1997, A survey of design tools. Studio E Architects Ltd. Photovoltaics in Buildings. Report No. S/P2/00289/REP, ETSU for DTI, UK;. pp. 4, 12, 15–16, 18–19.

Fedrizzi, M. C., Sauer, L. I., 2003, “Bombeamento Solar Fotovoltaico, Histórico, Características e Projetos”, Coletânea de Artigos Energias Solar e Eólica, Vol 1, CRESEB-CEPEL, Rio de Janeiro.

Fraidenraich N., 2002, “ Análise Prospectiva da Introdução de Tecnologias Alternativas de Energia no Brasil”, Universidade federal de Pernambuco, Grupo FAE , Recife, Brasil.

Frohlich, C., in The Solar Output and its Variation (O. R. White, ed.), Colorado Associated University Press, Boulder, “Contemporary Measures of Solar Constant.”, 1977.

Fundação Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística - IBGE, Anuário Estatístico do Brasil, Secretaria de planejamento, orçamento e coordenação, Rio de Janeiro, Brasil, 1993.

Gonçalves S., 1992. “Comparação entre Métodos de Dimensionamento de Sistemas Fotovoltaicos Autônomos por Simulação”, Dissertação de Mestrado, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Brasil.

Hernandez, F., 2004, Análise experimental e simulação de sistemas híbridos Eólico Fotovoltaico, Tese de Doutorado, PROMEC/UFRGS, Porto Alegre RS.

Honsber, C.e Bowden S.,1999, PVCDROM- Photovoltaic CDROM Part 1: Photovoltaic Devices”, University of New South Wales, Austrália.

INMET-LABSOLAR, 1998. “Atlas de irradiação solar do Brasil”.Instituto nacional de Meteorologia, Brasília, Brasil.

Ibrahim, O. E., 1995, “Sizing Stand-Alone Photovoltaic Systems for Various Locations in Sudan”, **Applied Energy**, N° 52, pp. 133-140.

Iqbal, M., 1983. “An introduction to Solar Energy”. Academic Press.

Jantsch, M., Schimidt, H., Schmid, J., 1992, “Results of the Concerted Action on Power Conditioning and Control”, 11 E. C. Photovoltaic solar Energy Conference, Montreux, Suíça, pp 1589-1593.

Joule -Thermie, 1998, “Universal Technical Standard for Solar Home Systems”, European Commission, Belgium.

Keating W., 1991.” Computer Simulation and Expert Systems for Photovoltaic Applications”, Teses de Doutorado, University College Cork, Ireland.

Keating, L. Mayer, D., McCarthy, S., Wrixon. G. T., 1991. “Concerted Action on Computer Modeling and Simulation”, Tenth E.C. Photovoltaic Solar Energy Conference, Lisboa, Portugal.

Klein, S. A.e Beckman W. A, 1987, “Loos-of-Load Probabilities for Stand-Alone Photovoltaic System”, **Solar Energy**, Vol 39, N° 6, pp. 499-512

Knaupp, W, 9/2003, “Optimizing System Planning”, Photon International.

Krenzinger, A. e Farenzena, D., 2003, "Synthesizing Sequences of Hourly Ambient Temperature Data", 17 International Congress of Mechanical Engineering (17 COBEM), São Paulo.

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., Macagnan, M.H., 1988. "Estudo Comparativo de diferentes Modelos de Geração de Séries de Radiação Solar". Anais do II Encontro Nacional de Ciências Térmicas, Águas de Lindóia (SP), pp 389-392.

Krenzinger, A., 1993 "Desenvolvimento de Modelos para Simulação de Sistemas de Energia Solar Fotovoltaica", Relatório de pós-doutorado.

Krenzinger, A., 1994, "Modelos Matemáticos para la Simulación de Sistemas Fotovoltaicos por Ordenador", Congreso Latinoamericano sobre Energias Alternativas, Córdoba, Argentina.

Krenzinger, A., 1994, "Seqüências Horárias de Radiação Solar", Proceedings V Encontro Nacional de Ciências Térmicas (V ENCIT), São Paulo.

Krenzinger, A., Wagner, J.A., et al., 1992. "Computer simulation of stand-alone pv systems for developing countries". 11th E.C. Photovoltaic Solar Energy Conference, pp 1411-1415.

Kurokawa, K., 1998 "Realistic Values of Various Parameters for PV System Design", Renewable Energy, Vol 15, pp. 157-164.

Lasnier, F., Ang, T.G., 1990. "Photovoltaic Engineering Handbook". Adam Hilger.

Linden, D., 1995, Handbook Batteries, 2º Edition, McGraw-Hill, New York.

Lounineau J. P., 1994, **Rural Lighting**, Intermediate Technology Publications, London.

Macagnan, M. H., 1989. “Estudo de Modelos de Sintetização de Dados de Radiação Solar”. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Brasil.

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.

Marini, J. A. e Rossi, L. A., 2003, “Suprimento de Eletricidade por Meio de Painel Fotovoltaico: Programa Computacional para Dimensionamento”, V Congresso Latino-Americano de Geração e Transmissão de Energia Elétrica (Clagtee), São Paulo.

Ministério de Minas e Energia: <http://www.mme.gov.br/luzparatodos/>

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.

Narvarte, L. e Lorenzo, E., 1996, “On de Sizing of Solar Home Systems”, EUROSUN’96, Freiburg, Germany.

Notton, G. Muselli, M. Poggi P. e Louche, A , 1998, “Sizing reduction induced by the choice of electrical appliances options in a stand-alone photovoltaic production”, **Renewable Energy**, Vol 15, N° 4, pp 581-584

Notton, G. Muselli, M. Poggi P. e Louche, A., 1996, “Autonomous photovoltaic systems: Influences of some parameters on the sizing: Simulation timestep, input and output power profile”, *Renewable Energy*, Vol 7, N° 4, April, pp 353-369

O’Sullivan, L., 1995, “Ashling Version – The Manual” National Microelectronics Research Centre, Cork.

OLADE, 1987. “Atlas de Climatología Solar”. Organización Latinoamericana de Eneregia, Quito, Ecuador.

Oliveira, S. H., 1997, "Dimensionamento de Sistemas Fotovoltaicos Autônomos: Ênfase na Eletrificação de Residências de Baixo Consumo", Dissertação de Mestrado, Universidade de São Paulo, Brasil.

Perez, R., Seals, R., Ineichen, P., Stewart, R., Menicucci, D., 1987. "A new simplified version of the Perez diffuse irradiance model for tilted surfaces". **Solar Energy**, Vol 39, N°4, pp. 221-231.

Perez, R., Reed, R., Hoff., T., 2004, "Validation of a Simplified PV Simulation Engine", **Solar Energy**, In Press, Corrected Proof

Power, H. C., 2001. Estimating Clear-Sky Beam Irradiation from Sunshine Duration", **Solar Energy**, Vol 71, N° 4, pp.217-224.

Prescott, J.A., 1940. Evaporation from a Water Surface in Relation to Solar Radiation. Trans. R. Soc. S. Aus. 64, pp. 114-118.

Prieb, C. W., 2002, "Desenvolvimento de um Sistema de Ensaio de Módulos Fotovoltaicos", Dissertação de Mestrado, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, Brasil.

RADIASOL: <http://www.solar.ufrgs.br>

Rauschenbach, H. S., 1980, "Solar Cell Array Design Handbook", Van Nostrand-Reinhold Co, New York.

Remund, J., Salvisberg, E. e Knuz, S., 1998. "On the Generation of Hourly Shortwave Radiation Data on Tilted Surfaces", **Solar Energy**, Vol 62, N° 5, pp.331-344.

Rossini, E.G., 2002, Caracterização da Distribuição de Intensidade da Radiação Solar Difusa. Tese de Doutorado, PROMEC/UFRGS, Porto Alegre RS.

Rüther R., 2004. "Edifícios Solares Fotovoltaicos", LABSOLAR, Florianópolis, Brasil.

Sandia National Laboratories: <http://www.sandia.gov>

Santos, J.C.V., 1988, “PV-CODE: a dedicated computer program for teaching and research purposes”, Sixth International Symposium on Renewable Education, India.

Santos, J.C.V., e Kleinkauf, W.,1999,” A methodology for modeling synthetic daily sequences of hourly power demand for villages and small towns, based on stochastic processes”, **Solar Energy**, Vol 66, N° 6, pp.459-467.

Shaari, S., e Bowman, N., 1998” Photovoltaic in buildings: A case study for rural England and Malaysia”, *Renewable Energy*, Vol 15, pp.558-561.

Shell Solar: <http://www.shell.com/home/>

Siegel M. D., Klein S. A. and Beckman W. A., 1981, “A Simplified Method for Estimating the Monthly-Average Performance of Photovoltaic Systems”, **Solar Energy**, Vol. 26, pp 413 – 418.

Spanos, I., e Duckers, L., 2004,” Expected cost benefits of building-integrated PVs in UK, Through a quantitative economic analysis of PVs in connectin wiyh buildings, focused on UK and Greece”, *Renewable Energy*, Vol 29, pp.1289-1303.

Tiba, C. e Fraidenraich, N. , 2001. “Atlas Solarimétrico do Brasil”, Recife, Brasil.

Tolmasquim M et ali., 2004. “Alternativas Energéticas Sustentáveis no Brasil”, Relume Dumará, Rio de Janeiro, Brasil.

Utrillas, M. P. e Martínez-Lozano, J. A.,1994, “Performance Evaluation of Several Versions of the Perez Tilted Diffuse Irradiance Model”, **Solar Energy**, Vol 53, N° 2, pp.155-162.

Visual Basic 5.0, 1997. “Crystal Reports”, Microsoft Corporation, Estados Unidos de América.

Visual Basic 5.0, 1997. “Guia de Ferramentas Componentes”, Microsoft Corporation, Estados Unidos de América.

Visual Basic 5.0, 1997. “Guia do Programador”, Microsoft Corporation, Estados Unidos de América.

Wagner J., 1991. “Simulação de Sistemas Fotovoltaicos Autônomos”, Dissertação de Mestrado, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Brasil.

Zilles, R., Oliveira, S., 2001, “ 6,3 kWp Photovoltaic building integration at São Paulo university”, 17 European Photovoltaic Solar Energy Conference, Vol 3, pp 2751-2754.

Referências Bibliográficas Complementares

Aguiar, R. J., Collares-Pereira, M., 1992. “TAG: A Time-Dependent, Autoregressive, Gaussian Model for Generating Synthetic Hourly Radiation”, **Solar Energy**, 49, 3, pp 167 – 174.

Castro, M. A., Carpio J., Peire J., Rodríguez J. A., 1996, “Renewable-Energy Integration Assessment Through a Dedicated Computer Program”, **Solar Energy**, Vol 57, Nº 6, pp.471-484.

Castro, M.A.e Rodríguez, J.A., 1994, “ SP³SP v 1.0: Solar photovoltaic Power Plant Simulation Program”, Program User Guide, Departamento de Ingeniería Eléctrica e Computacional, Madrid, España.

Clark, D. R., Klein S. A. e Beckman, W. A., “A Method for Estimating the Performance of Photovoltaic Systems”, **Solar Energy**, Vol 33, Nº, pp. 551-555.

Groumpos, P.P.e Papegeorgiou, G., 1991, “ An Optimum Load Management Strategy for Stand-Alone Photovoltaic Power System”, **Solar Energy**, Vol 46, Nº 2, pp. 121-128.

Hadj Arab, A., Ait Driss, B., Amimeur, R. e Lorenzo, E., 1995, “Photovoltaic Systems Sizing for Algeria”, **Solar Energy**, Vol 54, Nº 2, pp. 99-104.

Hecktheuer, L.A., 2001. "Análise de associações de módulos fotovoltaicos". Tese de Doutorado. Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Brasil.

Keller, L. e Affolter, P., 1995, "Optimizing the Panel of Photovoltaic System in Relation to the Static Inverter-Practical Results", **Solar Energy**, Vol 55, Nº 1, pp. 1-7.

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.

Krenzinger, A, 1997, "SolarCad: Sistema de Simulação de Instalações de energia Solar", Egatea : Revista da Escola de Engenharia, Vol 25, pp. 15-21.

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.e Rauter, R., 1998, "Correlação entre a Distribuição de radiação Solar Horária e Radiação Solar Diária", Feira e Congresso de Ar Condicionado, refrigeração, aquecimento e Ventilação do Mercosul (MERCOSUL 98), Porto Alegre.

Liu B. H. Y. and Jordan, R. C., "The Interrelationship and Characteristic Distribution of Direct, Diffuse and Total Solar Radiation". **Solar Energy** 4, 3, pp 1 - 18, 1960.

Liu B. Y. H. and Jordan R. C., "Daily Insolation on Surfaces Tilted Toward the Equator" *ASHRAE Journal*, 3, 10, pp 53 - 59, 1962.

Liu, B.Y.H., Jordan, R.C., 1961. "Daily insolation on surfaces tilted toward the equator. *ASHRAE Journal*, 3(10):53-59, Oct.

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., 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.

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.