

CLAUDIA VALÉRIA TÁVORA CABRAL

**ANÁLISE DE DIMENSIONAMENTO ESTOCÁSTICO E
DETERMINÍSTICO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS
ISOLADOS**

Tese apresentada à Universidade Federal de Viçosa, como parte das exigências do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Agrícola, para obtenção do título de “Doctor Scientiae”.

VIÇOSA
MINAS GERAIS - BRASIL
2006

**Ficha catalográfica preparada pela Seção de Catalogação e
Classificação da Biblioteca Central da UFV**

T

C117a
2006

Cabral, Claudia Valéria Távora, 1973-
Análise de dimensionamento estocástico e determinístico
de sistemas fotovoltaicos isolados / Claudia Valéria
Távora Cabral. – Viçosa : UFV, 2006.
xxv, 198f. : il. ; 29cm.

Inclui anexos.

Orientador: Delly Oliveira Filho.

Tese (doutorado) - Universidade Federal de Viçosa.

Inclui bibliografia.

1. Energia solar na agricultura. 2. Geração de energia
fotovoltaica - Métodos de simulação. 3. Radiação solar -
Modelos matemáticos. 5. Energia elétrica - Produção.
I. Universidade Federal de Viçosa. II. Título.

CDD 22.ed. 631.371

CLAUDIA VALÉRIA TÁVORA CABRAL

**ANÁLISE DE DIMENSIONAMENTO ESTOCÁSTICO E
DETERMINÍSTICO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS
ISOLADOS**

Tese apresentada à Universidade Federal de Viçosa como parte das exigências do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Agrícola, para obtenção do título de “Doctor Scientiae”.

APROVADA: 02 de junho de 2006

Prof^a. Antônio Sônia Alves Cardoso Diniz
(Co-orientadora)

Prof. Aristides Ribeiro

Prof. Heleno do Nascimento Santos

Prof. Paulo Marcos de Barros Monteiro

Prof. Delly Oliveira Filho, Ph.D.
(Orientador)

Dedico

Aos meus pais,

Jorge de Oliveira Cabral e Joselina de Siqueira Távora Cabral

A minha irmã,

Carla

e a todos os meus amigos.

"Todos os dias Deus nos dá um momento em que é possível mudar tudo que nos deixa infelizes. O instante mágico é o momento em que um “sim” ou um “não” pode mudar toda a nossa existência."

Na Margem do Rio Piedra Eu Sentei e Chorei

(Paulo Coelho)

AGRADECIMENTOS

A DEUS, fonte suprema de conhecimento e inspiração.

À CEMIG (Companhia Energética de Minas Gerais), especialmente, à Doutora Antônia Sônia Alves Cardoso Diniz, pelo apoio, conhecimento, paciência e oportunidade de realização deste trabalho.

À Universidade Federal de Viçosa pela oportunidade de realização do curso.

Ao GREEN (Grupo de Estudos em Energia Solar), na PUC-Minas, pelo auxílio, conhecimento e disponibilidade de equipamentos, especialmente, ao amigo Lauro de V. B. M Neto.

Aos professores Delly Oliveira Filho, Aristides Ribeiro, José Helvécio Martins, Paulo Marcos de Barros Monteiro e Heleno do Nascimento Santos pela amizade, apoio e aconselhamento.

A todos os meus amigos e funcionários do Departamento de Engenharia Agrícola.

E a todos aqueles, que, de alguma forma, contribuíram para a realização deste trabalho.

BIOGRAFIA

CLAUDIA VALÉRIA TÁVORA CABRAL, filha de Jorge de Oliveira Cabral e Joselina de Siqueira Távora Cabral, nasceu em 31 de outubro de 1973, em Juiz de Fora – MG.

Formou-se em Tecnologia de Laticínios, em 1995, ingressando no curso de Engenharia Elétrica, em 1996, em Juiz de Fora.

Em agosto de 2001, iniciou o programa de pós-graduação em Engenharia Agrícola, em nível de mestrado, passando para doutorado em agosto de 2002, na Universidade Federal de Viçosa, obtendo o título de doutora em junho de 2006.

ÍNDICE

	Página
LISTA DE FIGURAS	ix
LISTA DE QUADROS.....	xiii
LISTA DE SÍMBOLOS	xvi
RESUMO	xxii
ABSTRACT	xxiv
1. INTRODUÇÃO	1
1.1. HISTÓRIA DA ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA.....	1
1.2. EFEITO FOTOVOLTAICO	3
1.3. ORIGINALIDADE DO TRABALHO	7
1.4. ESTRUTURA DA TESE.....	10
1.5. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	11
2. O ESTADO DA ARTE DA ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA	12
2.1. INTRODUÇÃO	12
2.2. PROGRAMAS GOVERNAMENTAIS PARA INCENTIVO À UTILIZAÇÃO DE FONTES ALTERNATIVAS DE ENERGIA.....	16
2.3. CONCLUSÃO	24
2.4. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	25
3. MODELAGEM E SIMULAÇÃO DE BATERIA E GERADOR FOTOVOLTAICO.....	27
3.1. INTRODUÇÃO	27
3.1.1. Objetivos	29
3.2. METODOLOGIA DESENVOLVIDA PARA A MODELAGEM DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS E BATERIAS	30
3.2.1. Modelagem de Geradores Fotovoltaicos.....	30
3.2.2. Modelo RC para Bateria (formada por resistores e capacitores)	36
3.3. SIMULAÇÃO E RESULTADOS	40

3.3.1. Simulação do Modelo do Gerador Fotovoltaico	40
3.3.2. Simulação do Modelo RC de bateria	42
3.4. CONCLUSÃO	47
3.5. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	48
4. DIMENSIONAMENTO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS ISOLADOS: ABORDAGEM ESTOCÁSTICA E DETERMINÍSTICA.....	49
4.1. INTRODUÇÃO	49
4.1.1. Processos determinísticos.....	49
4.1.2. Processos estocásticos.....	49
4.2. DIMENSIONAMENTO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	50
4.2.1. INTRODUÇÃO	50
4.2.2. OBJETIVOS	76
4.2.3. MATERIAL E MÉTODOS	77
Dimensionamento estocástico para sistemas fotovoltaicos isolados utilizando modelo baseado na LPSP	77
Parte a. Geração sintética de valores de radiação horária global, difusa e direta	78
Parte b. Potência média fornecida pelos módulos fotovoltaicos.....	92
Parte c. Probabilidade de perda de fornecimento de energia à carga (LPSP)	101
Parte d. Número de módulos e baterias baseado na LPSP escolhida.....	106
Dimensionamento de sistemas fotovoltaicos isolados segundo o método da norma européia (Universal Technical Standard for Solar Home Systems)	108
Dimensionamento de sistemas fotovoltaicos isolados segundo o método da Sandia National Laboratories, adaptado pelo CEPEL - CRESEB	118
Programa computacional para dimensionamento pelo método da Sandia e pelo o método estocástico simplificado (europeu)	127
4.2.4. RESULTADOS E DISCUSSÕES	129
Dimensionamento estocástico para sistemas fotovoltaicos isolados utilizando modelo baseado na LPSP	130
Parte a. Geração sintética de valores de radiação horária global, difusa e direta	130
Parte b. Potência média fornecida pelos módulos fotovoltaicos.....	134
Parte c. Probabilidade de perda de fornecimento de energia à carga (LPSP)	136
Parte d. Número de módulos e baterias baseado na LPSP escolhida.....	136
Dimensionamento de sistemas fotovoltaicos isolados segundo o método da norma européia (Universal Technical Standard for Solar Home Systems)	145

Dimensionamento de sistemas fotovoltaicos isolados segundo o método da Sandia National Laboratories, adaptado pelo CEPEL - CRESESB.....	147
4.2.5. CONCLUSÃO	151
4.2.6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	154
5. VALIDAÇÃO DO MODELO DESENVOLVIDO DE DIMENSIONAMENTO ESTOCÁSTICO PARA SISTEMAS FOTOVOLTAICOS ISOLADOS.....	156
5.1. INTRODUÇÃO	156
5.1.1. Objetivos	156
5.2. VALIDAÇÃO DO PROGRAMA COMPUTACIONAL DE DIMENSIONAMENTO ESTOCÁSTICO PARA SISTEMAS FOTOVOLTAICOS ISOLADOS.....	158
5.2.1. Equipamentos utilizados nas bancadas para validação do programa de dimensionamento estocástico	158
5.2.2. METODOLOGIA PARA A VALIDAÇÃO	162
Bancada do Laboratório do GREEN.....	162
Bancada da Área de Energia, no Departamento de Engenharia Agrícola da UFV.....	166
5.2.3. RESULTADOS E DISCUSSÃO	169
a) Irradiância global horária em plano horizontal.....	169
b) Irradiância global sobre plano inclinado a partir da irradiância global sobre plano horizontal	171
c) Temperatura ambiente horária média a partir das temperaturas ambientes máximas e mínimas diárias.....	176
d) Temperatura no módulo fotovoltaico	178
e) Potência fornecida pelos módulos em diferentes níveis de irradiância.....	180
f) Energia armazenada nas baterias.....	182
g) Energia horária média mensal fornecida pelos módulos e baterias considerando o programa funcionando com seguidor do ponto de máxima potência	187
5.3. CONCLUSÃO	190
5.4. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	191
6. CONCLUSÃO GERAL E SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS.....	192
6.1. CONCLUSÃO GERAL.....	192
6.2. SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	195
ANEXO I	196

LISTA DE FIGURAS

	Página
Figura 1.1. Estrutura de uma célula fotovoltaica cristalina.....	6
Figura 2.1. Perspectiva histórica da potência fotovoltaica acumulada instalada nos países do IEA PVPS entre os anos de 1992 e 2003.....	13
Figura 2.2. Evolução da produção mundial de módulos fotovoltaicos entre os anos de 1991 e 2001.....	15
Figura 2.3. Sistema fotovoltaico instalado em escola, pela CEMIG, pelo projeto PRODEEM.....	19
Figura 3.1. Circuito equivalente de uma célula fotovoltaica real (modelo de um diodo).....	30
Figura 3.2. Curvas características I-V (corrente versus tensão) para o módulo fotovoltaico modelo ASE-100-ATF/17 (100).....	33
Figura 3.3. Fluxograma para o programa de simulação de curvas características I-V e de potência para geradores fotovoltaicos cristalinos.....	35
Figura 3.4. Modelo equivalente para uma bateria RC.....	36
Figura 3.5. Diagrama de simulação para gerador fotovoltaico, com base na Equação 3.1, no Matlab. a) Subsistema que compõe o gerador fotovoltaico para esboço das curvas de potência e característica I-V; b) Diagrama de blocos que compõe o subsistema da letra a.....	41
Figura 3.6. Gráficos de simulação para o gerador fotovoltaico modelo ASE-100-ATF/17(100). a) Curvas características I-V e P-V, a uma irradiância de 1000 W/m^2 , a 50°C ; b) Curvas características I-V e P-V, a uma irradiância de 1000 W/m^2 , a 25°C	41
Figura 3.7. Diagrama de blocos para o modelo RC da bateria supondo-se todos os parâmetros invariantes com o tempo.....	43
Figura 3.8. Diagrama de blocos para a bateria tendo seus parâmetros (resistores e capacitores) variando com o tempo.....	44
Figura 3.9. Simulação da bateria com os parâmetros variando com o tempo. a) Estado de carga, tensão e potência fornecida pela bateria, respectivamente, durante os períodos de descarga e carga. b) Temperatura da bateria durante os períodos de descarga e carga.....	45
Figura 4.1. Blocos que compõem um sistema fotovoltaico.....	51
Figura 4.2. O estado de carga da bateria em função do tempo.....	56
Figura 4.3. Função de distribuição complementar.....	57
Figura 4.4. Fluxograma para o cálculo da radiação global horária sobre plano inclinado, voltado para o equador.....	91

Figura 4.5.	Histogramas e funções de densidade de probabilidade para dois intervalos de radiação solar para uma dada hora de um dia típico em um mês.....	92
Figura 4.6.	Circuito equivalente de uma célula fotovoltaica real (modelo de um diodo).....	94
Figura 4.7.	Fluxograma com os passos para estimação da temperatura ambiente horária, ao longo do dia, com base em dados de temperaturas máxima e mínima diárias.....	99
Figura 4.8.	Eficiência para os inversores de onda senoidal de 1000 e 1800 W, 24 V de tensão de entrada, 60 Hz, da Xantrex.....	102
Figura 4.9.	Fluxograma para o cálculo da LPSP do sistema fotovoltaico.....	105
Figura 4.10.	Número de módulos versus número de baterias, para uma dada LPSP.....	107
Figura 4.11.	Significado dos números e letras nos campos das planilhas descritas nos Quadros 4.8 a 4.14.....	126
Figura 4.12.	Fluxograma para o programa de dimensionamento fotovoltaico segundo os métodos da Sandia e do Universal Technical Standard for Solar Home Systems.....	128
Figura 4.13.	Dados de irradiação horária simulados para a localidade de Viçosa – MG; a) plano plano inclinado (20°); b) plano horizontal.....	131
Figura 4.14.	Valores de irradiação global horária, direta, refletida pelo céu e refletida pelo solo, para a superfície inclinada de 20°, na localidade de Viçosa – MG.....	132
Figura 4.15.	Valores de irradiação horária global, direta, refletida pelo céu e refletida pelo solo, ao longo das 8760 horas do ano.....	133
Figura 4.16.	Função de densidade de probabilidade Beta e frequências relativas para as irradiâncias médias horárias.....	135
Figura 4.17.	Potência fornecida pelo gerador fotovoltaico e energia armazenada no banco de baterias, ao longo do ano, para 2 módulos e 10 baterias...	138
Figura 4.18.	Potência fornecida pelo gerador fotovoltaico e energia armazenada no banco de baterias, ao longo do ano, para 4 módulos e 2 baterias.....	139
Figura 4.19.	Potência fornecida pelo gerador fotovoltaico e para a energia armazenada no banco de baterias, ao longo do ano, para 2 módulos e 16 baterias.....	141
Figura 4.20.	Relação entre o número de baterias e o de módulos para uma LPSP tendendo a 0%.....	142
Figura 4.21.	Potência fornecida pelo gerador fotovoltaico e para a energia armazenada no banco de baterias, ao longo do ano, para 4 módulos e 4 baterias.....	143
Figura 4.22.	Potência fornecida pelo gerador fotovoltaico e para a energia armazenada no banco de baterias, ao longo do ano, para 6 módulos e 4 baterias.....	144
Figura 5.1.	Bancada do sistema fotovoltaico isolado, instalada no Laboratório do GREEN, para validação do programa de dimensionamento.....	163
Figura 5.2.	Esquema para a instalação elétrica do sistema fotovoltaico da bancada no Laboratório do GREEN.....	164
Figura 5.3.	Bancada montada na Área de Energia, do Dep. de Eng. Agrícola, da UFV.....	168

Figura 5.4.	Dados de irradiância global horária média mensal simulados (a partir de dados diários médios mensais calculados com base nos valores horários medidos) e medidos, para a localidade de Viçosa – MG.....	170
Figura 5.5.	Dados de irradiância global horária média mensal simulados (a partir de dados diários médios mensais fornecidos pela CEMIG (ano meteorológico típico)) e medidos, para a localidade de Viçosa – MG.....	170
Figura 5.6.	Dados de irradiância global horária e coletada a cada minuto, pelo datalogger, para o dia 01 de setembro de 2005.....	172
Figura 5.7.	Dados medidos e simulados para a irradiância horária, em plano inclinado, para os dias 01 e 11 de setembro.....	173
Figura 5.8.	Dados medidos e estimados de irradiância global horária média mensal, em plano inclinado, para o mês de setembro, para a localidade de Belo Horizonte.....	175
Figura 5.9.	Dados medidos e simulados de temperatura ambiente horária média, para alguns dias do mês de agosto, na localidade de Viçosa – MG.....	176
Figura 5.10.	Dados medidos e simulados (obtidos a partir do ano meteorológico típico de temperatura ambiente) de temperatura ambiente horária média, para alguns dias do mês de agosto, na localidade de Viçosa – MG.....	177
Figura 5.11.	Temperaturas simuladas e medidas para o módulo fotovoltaico e temperatura ambiente, para o dia 19/08/2005.....	179
Figura 5.12.	Dados horários médios mensais, medidos e simulados (obtidos utilizando o ano meteorológico típico de irradiância diária média mensal) para a potência fornecida pelos módulos fotovoltaicos (6 módulos, ao todo).....	180
Figura 5.13.	Dados horários médios mensais, medidos e simulados (obtidos utilizando os valores medidos de irradiância diária média mensal) para a potência fornecida pelos módulos fotovoltaicos (6 módulos, ao todo).....	181
Figura 5.14.	Valores simulados e medidos para a energia armazenada no banco de baterias, durante o mês de setembro, considerando uma eficiência de recarga de 0,9 e de descarga de 1 e a carga medida, como base de cálculo para os valores estimados.....	183
Figura 5.15.	Valores simulados e medidos para a energia armazenada no banco de baterias, durante o mês de setembro, considerando uma eficiência de recarga de 0,9 e de descarga de 0,7 e a carga medida, como base de cálculo para os valores estimados.....	184
Figura 5.16.	Dados simulados e medidos para a energia armazenada no banco de baterias, durante o mês de setembro, considerando uma eficiência de recarga de 0,9 e de descarga de 1 e a carga estimada, como base de cálculo para os valores estimados.....	185
Figura 5.17.	Dados simulados e medidos para a energia armazenada no banco de baterias, durante o mês de setembro, considerando uma eficiência de recarga de 0,9 e de descarga de 0,7 e a carga estimada, como base de cálculo para os valores estimados.....	186
Figura 5.18.	Potência horária média mensal fornecida pelos módulos fotovoltaicos e energia armazenada no banco de baterias para um sistema com SPMP, considerando a eficiência de recarga das baterias de 0.9 e de descarga de 1.....	188

Figura 5.19. Energia armazenada no banco de baterias do sistema fotovoltaico considerado, com e sem SPMP, considerando a eficiência de recarga das baterias de 0.9 e de descarga de 1.....	189
--	-----

LISTA DE QUADROS

	Página
Quadro 1.1. Eventos-chave no desenvolvimento de células solares.....	2
Quadro 2.1. Normas publicadas pela ABNT sobre sistemas fotovoltaicos.....	23
Quadro 4.1. Exemplo de simulação horária de energia produzida por módulos fotovoltaicos e armazenada em banco de baterias para atender a uma determinada demanda.....	54
Quadro 4.2. Intervalos de $\bar{K}_T$ e K_T associados a cada uma das matrizes de transição do banco de dados proposto por Aguiar.....	85
Quadro 4.3. Banco de dados das matrizes de transição propostas por Aguiar.....	85
Quadro 4.4. Parâmetros f_1 , f_2 , u_1 e u_2 para algumas localidades na Espanha.....	113
Quadro 4.5. Valores compulsórios e recomendados de CR (fator que multiplica a corrente de curto-circuito do gerador PV, e cujo produto não pode ser excedido pela capacidade nominal das baterias) para baterias.....	115
Quadro 4.6. Valores de profundidade máxima de descarga, $P_{dbatmax}$, para baterias.....	116
Quadro 4.7. Valores de número de ciclos, NDC, para baterias, quando descarregadas abaixo de uma profundidade de descarga de 50%.....	117
Quadro 4.8. Planilha para o cálculo do consumo de cargas.....	119
Quadro 4.9. Planilha para a determinação da corrente e ângulo de inclinação do arranjo fotovoltaico.....	120
Quadro 4.10. Planilha para o dimensionamento do banco de baterias.....	121
Quadro 4.11. Planilha para o dimensionamento do arranjo fotovoltaico.....	122
Quadro 4.12. Planilha para o dimensionamento do arranjo fotovoltaico (cont.).....	123
Quadro 4.13. Planilha para especificação do controlador de carga.....	124
Quadro 4.14. Planilha para especificação dos dispositivos de condicionamento de potência.....	125
Quadro 4.15. Cargas consideradas para o dimensionamento do sistema fotovoltaico, pelos métodos analisados e desenvolvido (carga CA)..	129
Quadro 4.16. Dados obtidos com a simulação baseada na metodologia europeia...	146
Quadro 4.17. Dados obtidos com a simulação baseada na metodologia da Sandia National Laboratories, para 3 dias de autonomia.....	148
Quadro 4.18. Dados obtidos com a simulação baseada na metodologia da Sandia National Laboratories, para 2 dias de autonomia.....	149

Quadro 5.1.	Descrição dos equipamentos utilizados na bancada do Laboratório do GREEN – PUC Minas.....	158
Quadro 5.2.	Descrição dos equipamentos utilizados na bancada da Área de Energia.....	161
Quadro 5.3.	Características da carga considerada para o dimensionamento do sistema fotovoltaico, pelo método desenvolvido (carga CA).....	162
Quadro 5.4.	Erro médio, erro quadrático médio e coeficiente de correlação para comparação entre os valores de irradiância simulados e medidos....	169
Quadro 5.5.	Erro médio, erro quadrático médio e coeficiente de correlação para comparação entre os valores de irradiância simulados e medidos....	171
Quadro 5.6.	Erro médio, erro quadrático médio e coeficiente de correlação para comparação entre os valores de irradiância simulados (obtidos a partir dos dados medidos de irradiância horária em plano horizontal) e medidos, para superfície inclinada.....	174
Quadro 5.7.	Erro médio, erro quadrático médio e coeficiente de correlação para análise dos valores de irradiância simulados (obtidos a partir do ano meteorológico típico – plano horizontal) e medidos, para superfície inclinada.....	175
Quadro 5.8.	Erro médio, erro quadrático médio e coeficiente de correlação para avaliação da associação entre os valores de temperatura horária média, simulados (obtidos a partir dos dados medidos) e medidos...	177
Quadro 5.9.	Análise estatística (erros médio e médio quadrático e coeficiente de correlação) dos dados estimados (a partir do ano meteorológico típico de temperatura) e medidos de temperatura horária média para alguns dias do mês de agosto de 2005, para a localidade de Viçosa, Minas Gerais.....	178
Quadro 5.10.	Análise estatística (erros médio e quadrático médio e coeficiente de correlação) dos dados de temperatura estimados e medidos, para o módulo fotovoltaico, localizado em Viçosa, MG.....	179
Quadro 5.11.	Análise estatística (erros médio e quadrático médio e coeficiente de correlação) para os dados estimados e medidos de potência fornecida pelos módulos fotovoltaicos, localizados no Laboratório do GREEN, em Belo Horizonte, MG.....	181
Quadro 5.12.	Comparação (erros médio e quadrático médio e coeficiente de correlação) entre os dados estimados (obtidos por meio dos dados medidos de irradiância) e medidos de potência fornecida pelos módulos fotovoltaicos, localizados no Laboratório do GREEN, em Belo Horizonte, MG.....	182
Quadro 5.13.	Comparação (erros médio e quadrático médio e coeficiente de correlação) entre os dados estimados (considerando a carga medida) e medidos para a energia armazenada no banco de baterias, localizado no Laboratório do GREEN, em Belo Horizonte, MG.....	183
Quadro 5.14.	Comparação (erros médio e quadrático médio e coeficiente de correlação) entre os dados estimados (considerando a carga medida) e medidos para a energia armazenada no banco de baterias, localizado no Laboratório do GREEN, em Belo Horizonte, MG, considerando uma eficiência de recarga de 0,9 e de descarga de 0,7.....	184

Quadro 5.15.	Erros médio e quadrático médio e coeficiente de correlação para a comparação entre os dados estimados (considerando a carga estimada) e medidos para a energia armazenada no banco de baterias, localizado no Laboratório do GREEN, em Belo Horizonte, MG, considerando uma eficiência de recarga de 0,9 e de descarga de 1.....	186
Quadro 5.16.	Erros médio e quadrático médio e coeficiente de correlação para a comparação entre os dados estimados (considerando a carga estimada) e medidos para a energia armazenada no banco de baterias, localizado no Laboratório do GREEN, em Belo Horizonte, MG, considerando uma eficiência de recarga de 0,9 e de descarga de 0,7.....	187

LISTA DE SÍMBOLOS

A	- área do gerador fotovoltaico;
A	- matriz de evolução do sistema;
a	- coeficiente em algumas equações;
a_{in}	- soma dos elementos de cada coluna de uma linha i da matriz de transição de Markov;
b	- coeficiente em algumas equações;
B	- matriz de entrada ou de controle;
Bat_{cap}	- capacidade da bateria (Ah);
$B(k,c)$	- função Beta;
C	- matriz de saída;
C	- custo do sistema;
C_0	- custos totais constantes, incluindo o custo do projeto e instalação;
C_A	- capacidade do gerador fotovoltaico;
C_b	- capacitor que representa a capacidade da bateria de estocar carga quimicamente, variando com a temperatura (F);
C_{binic}	- valor para o capacitor C_b , para condição inicial;
C_B	- capacidade nominal da bateria (Ah);
C_c	- capacitor que representa os efeitos de difusão de materiais e reações químicas, variando com a temperatura (F);
C_{cinic}	- valor para o capacitor C_c , para condição inicial (F);
C_S	- capacidade de armazenamento da bateria;
C_{UB}	- capacidade útil da bateria;
D	- matriz de transmissão;
$E_B(t)$	- energia armazenada nas baterias durante a hora t (Wh);

- $E_B(t-1)$ - energia armazenada nas baterias durante a hora $t-1$ (Wh);
- E_{Bmax} - nível máximo de energia permitido nas baterias (Wh);
- E_{Bmin} - nível mínimo de energia permitido nas baterias (Wh);
- $E_G(t)$ - energia gerada pelos módulos durante a hora t , (Wh);
- $E_L(t)$ - energia demandada pela carga durante a hora t , (Wh);
- E_o - fator de correção para a excentricidade terrestre (adimensional);
- $E_{PV(t)}$ - energia gerada por um módulo fotovoltaico (Wh);
- $f(P)$ - função densidade de probabilidade da potência de saída dos módulos, em cada nível de irradiância;
- f, f_1, f_2 - parâmetros que dependem do valor da LLP e da localidade;
- F_S - fator de segurança, relacionado aos efeitos causados pela sujeira, a variação da eficiência fotovoltaica com o espectro solar, etc;
- G_d - irradiação diária média mensal sobre o gerador fotovoltaico (Wh/m²);
- H - radiação global diária incidente sobre uma superfície horizontal (MJ m⁻² dia⁻¹);
- $\bar{H}$ - radiação global diária média mensal sobre plano horizontal (MJ/m²/dia);
- H_o - radiação diária extraterrestre incidente sobre uma superfície horizontal (MJ m⁻² dia⁻¹);
- $\bar{H}_o$ - radiação global diária média mensal extraterrestre (MJ/m²/dia);
- $G_d(0)$ - irradiação diária média mensal sobre superfície horizontal (Wh/m²);
- hora - tempo solar verdadeiro;
- I - corrente de saída do módulo, em cada nível de irradiância (A);
- I_β - radiação global horária incidente sobre superfície inclinada (MJ m⁻² h⁻¹);
- I_d - radiação difusa horária incidente sobre superfície horizontal (MJ m⁻² h⁻¹);
- I_h - radiação global horária incidente sobre superfície horizontal (MJ m⁻² h⁻¹);
- I_{id} - matriz identidade;
- I_o - radiação horária extraterrestre incidente sobre uma superfície horizontal (MJ m⁻² h⁻¹);
- $I_{o\beta}$ - radiação horária extraterrestre incidente sobre uma superfície inclinada voltada para o equador (MJ m⁻² h⁻¹);
- I_j - insolação global sobre uma superfície para o intervalo de tempo j (MJ m⁻² h⁻¹);

I_L	- corrente fotogerada (A);
$I_{\max j}$	- insolação global máxima sobre uma superfície na ausência de cobertura de nuvens para o intervalo de tempo j;
I_{MG}	- corrente de máxima potência do gerador fotovoltaico, nas condições padrão de teste (A);
I_{mp}	- corrente de máxima potência (A);
I_r	- radiação difusa horária refletida pelo solo, incidente sobre uma superfície inclinada ($MJ\ m^{-2}\ h^{-1}$);
I_{ref}	- corrente nas condições de referência (A);
I_s	- radiação difusa horária oriunda da abóboda celeste, incidente sobre uma superfície inclinada ($MJ\ m^{-2}\ h^{-1}$);
I_{sc}	- corrente de curto-circuito (A);
k, c	- parâmetros da função Beta ($k > 0$ e $c > 0$);
K_j	- variável randômica “cobertura de nuvens” para o intervalo j (decimal);
K_T	- índice de claridade diário (decimal);
$\overline{K}_T$	- índice de claridade mensal (decimal);
$K_{T\max}$	- valor máximo de K_T (decimal);
$K_{T\min}$	- valor mínimo de K_T (decimal);
L	- consumo diário médio de energia (Wh);
M	- relação entre a saída e entrada do sistema;
M_T	- $\frac{I}{I_o}$;
n	- número do dia do ano, variando de 1 a 365 para o período de 1º de janeiro a 31 de dezembro;
$\bar{n}$	- número aleatório, compreendido entre zero e um;
N_{PV}	- número de módulos fotovoltaicos no arranjo;
P	- potência máxima de saída do módulo, produzida em cada nível de irradiância (W);
PP	- potência de saída do gerador fotovoltaico (W);
P_{dbatd}	- profundidade de descarga do ciclo diário da bateria;
$P_{dbatmax}$	- máxima profundidade de descarga da bateria;

$P_{\max}$	- valor das potências máximas, em cada nível de irradiância (W);
$P_{\max,\max}$	- valor da maior potência entre todas as potências máximas calculadas, em cada nível de irradiância (W);
P_{med}	- potência máxima média de saída do gerador fotovoltaico (W);
$P_{\min,\max}$	- valor da menor potência entre todas as potências máximas calculadas, em cada nível de irradiância (W);
Q_M	- carga elétrica, expressa em Ah, extraída diariamente pela carga;
r	- distância terra-sol (UA);
r_b	- razão entre a radiação horária sobre um plano inclinado e aquela sobre um plano horizontal na ausência de atmosfera terrestre (decimal);
R_c	- resistência associada ao capacitor C_c , variando com a temperatura e o estado de carga da bateria (Ω);
R_e	- resistência associada ao capacitor C_b , variando com a temperatura e o estado de carga da bateria (Ω);
r_o	- distância média terra-sol (1 UA);
R_p	- resistência paralela (Ω);
R_s	- resistência série (Ω);
R_t	- resistência terminal, variando com a temperatura e o estado de carga da bateria (Ω);
r_t	- razão entre a radiação global horária incidente sobre superfície horizontal e a radiação global diária incidente sobre uma superfície horizontal (decimal);
S	- constante solar ($4,9212 \text{ MJ m}^{-2} \text{ h}^{-1} = 1367 \text{ W m}^{-1}$);
s	- operador Laplaciano;
S_m	- irradiância solar global no plano do gerador fotovoltaico (W/m^2);
S_{mref}	- irradiância solar de referência (1000 W/m^2);
t	- tempo;
T	- temperatura da célula solar ($^{\circ}\text{C}$);
T_a	- temperatura ambiente ($^{\circ}\text{C}$);
T_M	- Temperatura ambiente máxima ($^{\circ}\text{C}$);
T_m	- temperatura ambiente mínima ($^{\circ}\text{C}$);
T_{ref}	- temperatura de referência da célula solar (25°C);

$U(s)$	- entrada do sistema no domínio de Laplace;
$u(t)$	- vetor de entrada do sistema no domínio do tempo;
u, u_1, u_2	- parâmetros que dependem do valor da LLP e da localidade;
V	- tensão de saída do módulo, em cada nível de irradiância (V);
V_{cb}	- tensão no capacitor C_b (V);
V_{cc}	- tensão no capacitor C_c (V);
$V_{100\%}$	- tensão de circuito aberto para 100% de estado de carga da bateria (V);
$V_{0\%}$	- tensão de circuito aberto para 0% de estado de carga da bateria (V);
V_{mp}	- tensão de máxima potência (V);
V_{nom}	- tensão nominal do gerador fotovoltaico (V);
V_{oc}	- tensão de circuito aberto (V);
V_{ref}	- tensão nas condições de referência (V);
$Y(s)$	- saída do sistema no domínio de Laplace;
$y(t)$	- vetor de saída do sistema no domínio do tempo;
x	- coeficiente em algumas equações;
$\bar{x}$	- média de x ;
x_d	- ângulo do dia (rad);
α	- coeficiente de temperatura para a corrente de curto-circuito na irradiância solar de referência ($A\ ^\circ C^{-1}$);
α_m	- custo de um módulo (R\$);
β	- coeficiente de temperatura para a tensão de circuito aberto na irradiância solar de referência ($V\ ^\circ C^{-1}$);
β	- ângulo de inclinação da superfície voltada para o equador (graus);
β_b	- custo de uma bateria (R\$);
η_g	- eficiência do gerador (em decimal);
η_{bat}	- eficiência de carga das baterias (em decimal);
η_{inv}	- eficiência do inversor CC-CA, quando a carga funciona em CA (decimal);
ρ	- albedo da porção do solo (decimal);
φ	- latitude local (graus);
θ_o	- ângulo entre o raio incidente e a superfície normal à superfície inclinada, voltada para o equador (graus);
θ_z	- ângulo zenital (graus);
σ^2	- variância;

τ	- constante de tempo (s);
δ	- declinação solar (graus);
δ_c	- declinação solar característica;
ω	- ângulo horário (graus);
	ângulo horário no ponto médio de uma hora para a qual o cálculo é feito
ω_i	- (rad);
ω_s	- ângulo horário do pôr-do-sol (graus).

RESUMO

CABRAL, Claudia Valéria Távora, D.S., Universidade Federal de Viçosa, Junho de 2006. **Análise de Dimensionamento Estocástico e Determinístico de Sistemas Fotovoltaicos Isolados.** Orientador: Delly Oliveira Filho. Co-orientadores: Antônia Sônia Alves Cardoso Diniz e José Helvecio Martins.

Este trabalho apresenta a modelagem de componentes de sistemas fotovoltaicos (geradores fotovoltaicos e baterias) e uma nova metodologia para o dimensionamento de sistemas fotovoltaicos isolados utilizando um método estocástico, comparando-o com métodos determinísticos existentes. Foram desenvolvidos programas computacionais para os dimensionamentos estocástico e determinístico, sendo o probabilístico composto por quatro partes. A primeira parte envolve a geração sintética de dados de irradiância solar horária a partir de dados diários médios mensais; a segunda parte corresponde à estimativa da função densidade de probabilidade Beta para estimação da potência média de saída dos módulos fotovoltaicos. A terceira parte corresponde ao cálculo da confiabilidade do sistema, ou seja, da probabilidade de perda de fornecimento de energia à carga (LPSP), e a quarta, ao cálculo do número de módulos e baterias que tornam o sistema mais viável economicamente, baseado na confiabilidade escolhida e na simulação. O procedimento escolhido para elaboração do programa de dimensionamento determinístico foi o da Sandia (Sandia National Laboratories), pois é o mais difundido, atualmente, sendo, inclusive, adotado pela CEMIG. Para o dimensionamento estocástico, foi analisado, também, o procedimento europeu (Universal Technical Standard for Solar Home Systems). Bancos de dados contendo informações técnicas de módulos e baterias foram criados. Por meio de simulações e análises de dimensionamentos, foi comprovado que o desempenho otimizado de todo o sistema fotovoltaico está intimamente relacionado com o seu dimensionamento. A comparação entre as metodologias determinística e estocástica

comprovou que o método probabilístico desenvolvido apresenta inúmeras vantagens sobre os demais analisados. Concluiu-se que a forma estocástica é a mais indicada para se dimensionar um sistema fotovoltaico isolado, desde que haja disponibilidade de dados meteorológicos e de carga, sendo este dimensionamento mais próximo do real e mais confiável.

ABSTRACT

CABRAL, Claudia Valéria Távora, D.S., Universidade Federal de Viçosa, June, 2006.
Stochastic and Deterministic Sizing Analysis of Stand-alone Photovoltaic Systems. Adviser: Delly Oliveira Filho. Co-advisers: Antônia Sônia Alves Cardoso Diniz and José Helvecio Martins.

This paper presents the photovoltaic systems modeling (photovoltaic generators and batteries) and a new methodology for the sizing of stand-alone photovoltaic systems using a stochastic method, comparing it to the existing deterministic methods. Softwares were developed for the stochastic and deterministic sizings, the probabilistic one being composed of four parts. The first part involves the data synthetic generation of hourly solar irradiance from monthly average daily data; the second part corresponds to the estimate of the Beta probability density function for the estimation of the output average power of photovoltaic modules. The third part corresponds to the calculation of the system reliability, that is to say, the Loss of Power Supply Probability (LPSP), and the fourth, to the calculation of the number of modules and batteries that make the system more economically viable, based on the chosen reliability and simulation. The standard chosen for the working up of the deterministic sizing software was that of Sandia (Sandia National Laboratories), because it is the most widespread nowadays, including that it is the one adopted by Companhia Energética de Minas Gerais. For the stochastic sizing, the European standard (Universal Technical Standard for Solar Home Systems) was also analysed. Database containing technical information on modules and batteries was developed. By means of the simulations and sizing analysis, it was proved that the optimized performance of the whole photovoltaic system is closely related to its sizing. The comparison between the stochastic and deterministic methodologies proved that the proposed probabilistic method presents innumerable advantages when compared to the other ones analysed. One concludes that the stochastic method is the most indicated for

sizing a stand-alone photovoltaic system, as long as there is availability of meteorologic data and load, this sizing being closer to real and more reliable.

1.1. HISTÓRIA DA ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

A denominação “fotovoltaico” engloba todo o conjunto das tecnologias que permitem a conversão direta da luz solar em eletricidade, mediante um dispositivo eletrônico chamado “célula solar” (LORENZO, 1994).

Os fundamentos sobre o efeito fotovoltaico já eram observados no século XIX, sendo descoberto pelo físico francês Edmund Becquerel, em 1839. Apesar disto, a tecnologia fotovoltaica é muito recente em nossa história. O primeiro dispositivo que se pôde chamar, propriamente, de célula solar foi uma célula de selênio com uma eficiência de 1%, fabricada em 1941 (LORENZO, 1994). Inicialmente, o desenvolvimento da tecnologia ocorreu em detrimento de empresas do setor de telecomunicações que necessitavam de fontes de energia para sistemas instalados em localidades remotas. A Western Electric comercializou, pela primeira vez, células solares em 1955 (LORENZO, 1994). O segundo agente impulsionador para o desenvolvimento da energia fotovoltaica foi a “corrida espacial”. Em 1958, teve-se o primeiro uso efetivo das células fotovoltaicas, quando o satélite Vanguard I foi posto em órbita, alimentado por módulos fotovoltaicos (SOLICLIMA, 2006). A partir desse momento, todos os inventos espaciais passaram a incorporar células solares em quantidade crescente.

As primeiras aplicações em projetos tecnológicos terrestres não ocorreram até os primeiros anos da década de 70, quando se inauguraram as primeiras empresas dedicadas a aplicações domiciliares. Além disto, a crise energética de 1973 fez despertar um grande interesse em aplicações terrestres. Porém, para tornar economicamente viável essa forma de energia, seria necessário reduzir em até 100 vezes o custo de produção das células solares em relação ao daquelas células usadas em explorações espaciais. Em 1981, foi desenvolvido o primeiro avião movido por energia fotovoltaica, chamado Solar Challenger. Ele voou 262 quilômetros a 3.353 metros de altura entre Paris e Inglaterra (SOLICLIMA, 2006). Neste mesmo ano, houve a inauguração da empresa européia produtora de módulos fotovoltaicos mais antiga, a Helios Technology, e diversas aplicações a nível industrial (SOLICLIMA, 2006). Outras aplicações públicas, que utilizam a tecnologia fotovoltaica, como iluminação ou receptores de

satélites e investigações de veículos com teto solar pela Volkswagen, ocorreram em 1982. Em 1983, um veículo alimentado com sistema fotovoltaico de 1 kW, o Solar Trek, participou da corrida australiana “Australia Race”, durante 4.000 km, necessitando de 20 dias (SOLICLIMA, 2006). As primeiras usinas fotovoltaicas geradoras de energia elétrica em massa também foram criadas neste ano.

Por volta dos anos 90, começaram a crescer as companhias dedicadas à energia solar e criaram alianças com empresas de outros setores, como a Siemens. No ano 2000, a Alemanha e o Japão disputam, a nível mundial, como produtores e, no caso da Alemanha, como consumidores e o avião solar Helios alcança a altura recorde de 30.000 metros (SOLICLIMA, 2006). Entre os anos 2002 e 2003, a Alemanha já continha algumas das maiores instalações solares do mundo, com uma potência de 4 a 5 MWp (SOLICLIMA, 2006). O Quadro 1.1 apresenta os eventos-chave no desenvolvimento de células solares.

Quadro 1.1. Eventos-chave no desenvolvimento de células solares

1800	Descoberta do Selênio (Se) (Berzelius)
1820	Preparação do silício (Si) (Berzelius)
1840	Efeito Fotovoltaico (Becquerel)
1860	- Efeito fotocondutivo no Se (Smith) - Retificador do ponto de contato (Braun)
1880	- Efeito fotovoltaico no Se (Adams e Day) - Células fotovoltaicas de Se (Fritts/Uljanin)
1900	Fotosensitividade em Cu-Cu ₂ O (Hallawachs)
1910 – 1950	- Efeito fotovoltaico com barreira de potencial (Goldman e Brodsky) - Monocristal a partir do Si Fundido (Czochralski) - Retificador de Cu-Cu₂O (Grondahl) - Célula fotovoltaica de Cu-Cu₂O (Grondahl e Geiger) - Teoria de bandas em sólidos (Strutt/Brillouin/Kronig e P.) - Teoria de células com barreiras V e H (Schottky et al.) - Teoria da difusão eletrônica (Dember) - Aplicações fotométricas (Lange) 1% eficiência em células de sulfeto de Tálcio (Tl₂S) (Nix e Treptow)
1950	- Crescimento de células fotovoltaicas com junção (Ohl) - Teoria de junções p-n (Shockley)
1955	Junções p-n difundidas (Fuller)
1958	Célula solar de Si (Pearson, Fuller e Chapin)
1960	- Célula solar de CdS (Reynolds et al.) - Teoria de células solares (Piann e Roosbroeck/Prince)

Continua...

Quadro 1.1. cont.

1962	• O “Bandgap” e a eficiência das células (Loferski, R. e W) • Teoria da resposta espectral, mecanismos de perdas (Wolf) • Efeitos de resistência em série (Wolf e Rauschenbach) • Células de Si n/p resistentes à radiação (Kesperis e M.) • Contatos evaporados de Ti-Ag (BTL)
1973	Células violetas, com 15,2% de eficiência
1980	Células de silício amorfo
1992	Células MIS, de 24%

Fonte: (CRESESB-CEPEL, 1999).

Um dos desafios, ainda hoje, para a difusão da energia solar fotovoltaica em larga escala é o custo das células solares. Porém, esta tecnologia está se tornando cada vez mais competitiva, em virtude da queda dos preços, e, principalmente, devido a fatores que eram anteriormente ignorados, tais como a questão dos impactos ambientais.

1.2. EFEITO FOTOVOLTAICO

O efeito fotovoltaico é um fenômeno que ocorre nas junções de materiais semicondutores quando expostos à luz, tais como o silício, o arseneto de gálio, telureto de cádmio ou disseleneto de cobre e índio. A célula de silício cristalina é a mais comum. Atualmente, estima-se que cerca de 95 % de todas as células solares do mundo são de silício, pois é o segundo elemento químico mais abundante na crosta terrestre (COMISSÃO EUROPÉIA, 2004). O silício apresenta uma disponibilidade quase ilimitada, existindo apenas associado à areia de sílica. O material utilizado nas células solares deve ser da maior pureza possível, sendo isto conseguido por meio de sucessivas etapas na produção química. Até os dias de hoje, os fabricantes de células solares têm obtido, em sua maior parte, o material purificado do desperdício da indústria eletrônica de semicondutores.

Os átomos de silício formam um retículo cristalino estável. Cada átomo de silício possui quatro elétrons de coesão (elétrons de valência) na sua camada periférica. Para atingir uma configuração estável de elétrons, dois elétrons de átomos vizinhos devem formar um par de ligações. Por meio do estabelecimento desta ligação com quatro átomos de silício vizinhos, obtém-se a configuração de gás inerte estável. Com a

influência da luz ou do calor, a coesão dos elétrons pode ser quebrada, podendo, então, o elétron mover-se livremente, deixando uma lacuna atrás de si, no retículo cristalino. Este processo é designado por auto-condução (COMISSÃO EUROPÉIA, 2004). Para que o silício funcione como um gerador de energia, o retículo cristalino é dopado com os chamados átomos impuros, possuindo um elétron a mais (fósforo – impureza n), ou um elétron a menos (boro – impureza p), do que o silício na camada de valência. Desta forma, os átomos impuros causam defeitos no interior do retículo cristalino. O elétron supérfluo do fósforo introduzido pode mover-se livremente dentro do cristal, transportando carga elétrica. No caso do boro, fica disponível uma lacuna (elétron de coesão perdido) por cada átomo de boro introduzido. Os elétrons dos átomos vizinhos de silício podem preencher este orifício, resultando na formação de uma nova lacuna em outro lugar. Se forem unidas as camadas dos semicondutores n e p impuros, produzirá-se uma região de transição pn. Na interface das duas regiões, ocorre uma difusão de elétrons da região n para a região p e uma difusão de lacunas da região p para a região n, devido aos fortes gradientes de concentração de cargas elétricas. Como consequência, é gerado um campo elétrico interno no material, o qual origina uma força elétrica que se opõe à força de difusão original (HECKTHEUER, 2001). Quando o equilíbrio é alcançado entre estas forças, não há passagem de corrente através da interface das duas regiões. O equilíbrio é rompido quando a junção pn é exposta à luz, sendo os fótons da luz incidente absorvidos pelos elétrons e as ligações entre estes quebradas. Os elétrons gerados na região p são conduzidos através do campo elétrico para a área n. As lacunas, assim criadas na região n, seguem na direção contrária, para a área p. Todo este processo é denominado efeito fotovoltaico. A difusão dos portadores de carga até aos contatos elétricos produz uma diferença de potencial elétrico entre os dois lados da junção pn. Se o circuito elétrico estiver fechado, aparecerá uma corrente elétrica, denominada de fotocorrente, que durará enquanto a junção pn mantiver-se iluminada.

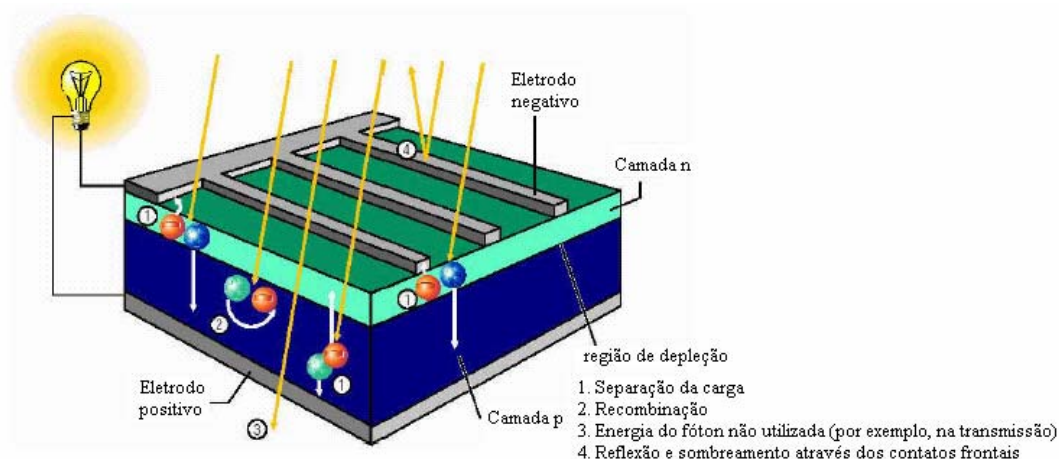
Estrutura e fatores que influenciam na eficiência de uma célula fotovoltaica

A célula solar clássica de silício cristalino é composta por duas camadas de silício, contaminadas com diferentes impurezas. A camada orientada para o Sol está contaminada negativamente com fósforo, e a camada inferior está contaminada positivamente com boro (COMISSÃO EUROPÉIA, 2004).

No intuito de gerar eletricidade a partir da célula solar, são impressos contatos metálicos nas duas extremidades da junção (partes frontal e posterior). Em geral, e neste contexto, utiliza-se a impressão em tela. É possível conseguir uma camada de contato em toda a extensão da célula, com a aplicação de uma folha de alumínio ou de prata na parte posterior. No entanto, a parte frontal deverá ser tão translúcida quanto possível. Os contatos são, essencialmente, aplicados na forma de uma grelha fina ou numa estrutura em árvore. A reflexão da luz pode ser reduzida com o depósito por vapor de uma camada mais fina (camada anti-reflexão) na parte frontal da célula solar, feita de nitreto de silício ou de dióxido de titânio (COMISSÃO EUROPÉIA, 2004).

A eficiência das células fotovoltaicas é afetada, basicamente, por dois fatores: sua seletividade de absorção e procedimentos de fabricação (HECKTHEUER, 2001). Alguns fótons que incidem sobre o semicondutor possuem energia menor do que a banda de energia deste material, não gerando pares elétrons-lacunas ou possuem energia maior, passando pelo material e não sendo absorvidos. Além disto, nem todos os pares de elétrons-lacunas são aproveitados, pois os mesmos podem ser recombinados rapidamente, sem contribuir para o efeito fotovoltaico. Como consequência, as células de silício somente são sensíveis a radiações com comprimentos de onda na faixa do visível e do infravermelho próximo ao visível. Os fatores oriundos dos processos de fabricação das células são: reflexão dos fótons pela superfície da célula, recombinação versus passivação e perdas devido à sua resistência elétrica e contatos elétricos (HECKTHEUER, 2001). A célula solar possui duas resistências que são a série e a paralela. A resistência paralela deve-se a fugas na superfície das bordas da célula e a micro-defeitos do cristal que ocasionam curto-circuitos. A resistência série é devido à resistência do próprio semicondutor dopado, mais a resistência da grade de metalização e dos contatos necessários para que a corrente da célula possa circular por um circuito externo.

A Figura 1.1 contém a estrutura de uma célula fotovoltaica cristalina.



Fonte: (COMISSÃO EUROPÉIA, 2004)

Figura 1.1. Estrutura de uma célula fotovoltaica cristalina.

Observa-se, na Figura 1.1, que a radiação provoca a separação dos portadores de carga e o surgimento de uma corrente, caso exista algum aparelho de consumo ligado (na Figura 1.1, é representado por uma lâmpada). As perdas ocasionadas pela recombinação e pelo sombreamento entre os contatos frontais ocorrem na célula fotovoltaica. Além disto, uma grande proporção da energia de radiações de onda longa e curta não pode ser aproveitada. As perdas por transmissão também estão ilustradas na Figura 1.1. Uma outra parte da energia não aproveitada é absorvida e transformada em calor. As perdas individuais típicas de uma célula solar de silício cristalino podem ser apresentadas por meio do seguinte balanço energético (COMISSÃO EUROPÉIA, 2004):

100% energia solar irradiada

- 3% - reflexão e sombreamento dos contatos frontais;
- 23% - insuficiente energia do fóton na radiação de onda longa;
- 32% - excedente de energia do fóton na radiação de onda curta;
- 8,5% - recombinação;
- 20% - gradiente elétrico numa célula, especialmente, na região da barreira de potencial;
- 0,5% - resistência série (perdas térmicas por meio da condução elétrica).

≅ 13% energia elétrica utilizável

1.3. ORIGINALIDADE DO TRABALHO

Experiências com a eletrificação rural fotovoltaica têm mostrado que o desempenho de sistemas solares domiciliares nem sempre é satisfatório. Este fato deve-se, na maioria das vezes, não a problemas relacionados, particularmente, aos componentes do sistema, apesar da qualidade destes terem uma influência significativa, mas, a subdimensionamentos, que causam perda de fornecimento de energia à carga, ou a superdimensionamentos, elevando o custo dos sistemas.

Diversos estudos sobre o dimensionamento de sistemas fotovoltaicos isolados, especialmente aqueles utilizados em áreas rurais, têm sido feitos, e inúmeros modelos foram desenvolvidos. Dentre estes modelos, encontram-se os que utilizam o método determinístico, que usam valores médios sazonais ou anuais em suas análises, tais como o desenvolvido pelos Laboratórios da Sandia (CRESESB-CEPEL, 1999), que são feitos por meio de planilhas, orientando cada passo do projeto. Eles não consideram a natureza estocástica da radiação solar e, portanto, são menos precisos. Outro modelo estudado para o dimensionamento de sistemas fotovoltaicos foi o otimizado, desenvolvido por Carlos Eduardo Camargo Nogueira (NOGUEIRA, 2004), que utiliza Programação Linear para cálculo da combinação módulo/bateria, que leva a um custo mínimo, e uma análise estocástica simplificada. Apesar disto, apresenta a desvantagem de ser pouco preciso, pois, embora tenha dado ênfase na parte otimizada com relação ao custo, não foram considerados dados o suficiente para a parte estocástica, a fim de retratar com maior fidelidade a simulação do sistema. Além disto, a análise estocástica para o dimensionamento e a otimizada do custo, não são suficientes, já que a quantidade de módulos calculada pode não fornecer a energia necessária para o banco de baterias ser completamente carregado periodicamente, o que poderia acarretar problemas e redução da vida útil das mesmas.

Como há vários problemas de inconsistência entre os modelos de dimensionamento desenvolvidos no mundo, a Comissão Européia desenvolveu um procedimento padrão universal baseado nos modelos mundiais já existentes. Este modelo, Procedimento Padrão Universal para Sistemas Fotovoltaicos Domiciliares (Universal Technical Standard for Solar Home Systems), baseia-se no método estocástico, que é mais preciso do que o determinístico. Apesar disto, apresenta o inconveniente de se necessitar de séries históricas de simulações do sistema, que definem a relação entre os valores medidos de energia produzida pelo gerador, a energia

consumida pela carga e a energia armazenada pelas baterias, para dada probabilidade de perda de fornecimento de energia à carga (a energia gerada pelos módulos e armazenada nas baterias é insuficiente para suprir a carga). Além destes modelos, vários outros foram estudados e desenvolvidos, apresentando, de forma geral, os mesmos problemas, pois, além de dados complexos, trabalham com dados medidos.

Partindo de todas estas análises, com relação aos modelos já desenvolvidos, e os problemas que ocorrem para se dimensionar de forma precisa um sistema fotovoltaico isolado, tais como a falta de dados medidos, seja para a radiação solar, temperatura ambiente, energia fornecida pelo gerador fotovoltaico, dentre outros, desenvolveu-se um programa para dimensionamento de sistemas fotovoltaicos isolados, de forma estocástica, mas de fácil manuseio. Para se dimensionar de forma probabilística um sistema fotovoltaico, necessita-se de dados complexos, tais como, informações solarimétricas, de preferência horárias, para a região onde será instalado o sistema. Mas, tais dados, no Brasil, nem sempre estão disponíveis, devido à sua grande extensão territorial, o que torna difícil a instalação e manutenção de equipamentos para medição da radiação solar.

Desta forma, neste trabalho, o objetivo foi desenvolver um programa computacional para dimensionamento de sistemas fotovoltaicos isolados, que simule de forma estocástica, o mais preciso possível, o funcionamento do sistema, visando manter um nível desejado de confiabilidade a um custo mínimo. As simulações permitem analisar qual a melhor combinação módulo/bateria, tanto economicamente, quanto para um funcionamento adequado. Especificamente, os objetivos almejados neste trabalho foram:

- (i) estudar e modelar geradores fotovoltaicos e baterias, para estimar a energia fornecida por estes dispositivos, em vários níveis de irradiância e temperatura ambiente, ao longo do funcionamento do sistema;
- (ii) modelar a geração sintética de dados horários de irradiância, a partir de seus dados diários médios mensais, utilizando-se cadeias de transição de Markov;
- (iii) modelar a temperatura ambiente para estimação da temperatura nos módulos, necessária para o cálculo da energia fornecida; e
- (iv) analisar de forma econômica o sistema fotovoltaico, dentro de um nível de confiança pré-estabelecido (probabilidade de perda de fornecimento de energia à carga), estimando a combinação de módulos/baterias que minimizem o seu custo

e simulando o sistema para analisar se a energia armazenada no banco de baterias está a um limite aceitável, para a combinação desejada.

O programa desenvolvido utilizou modelos capazes de estimar a radiação solar, a temperatura ambiente e a temperatura dos módulos, de forma confiável. Desta forma, de posse de dados de irradiação solar e temperaturas, pôde-se prever a energia fornecida pelos módulos fotovoltaicos e a energia armazenada no banco de baterias. Para facilitar o dimensionamento, foi criado um banco de dados com os parâmetros de vários módulos fotovoltaicos cristalinos e eficiência de alguns inversores, variando com a potência requerida pela carga. Uma análise econômica é feita, sendo escolhida a combinação módulos/baterias que minimiza o custo do sistema, para uma dada probabilidade de perda de fornecimento de energia à carga. Simulações para a quantidade desejada de módulos e baterias podem ser feitas para se analisar o funcionamento do sistema, ao longo do ano, e verificar se a combinação módulos/baterias sugerida para a minimização do custo é adequada. A vantagem deste programa é que gera um dimensionamento preciso, apesar de trabalhar com dados totalmente estimados, pois os modelos utilizados em sua estrutura são bem confiáveis, apresentando um comportamento bem próximo do real. É um programa de fácil manuseio e flexível quanto à escolha do número de módulos e baterias que satisfazem as necessidades da carga. A flexibilidade é devido ao usuário poder escolher a combinação módulos/baterias que melhor lhe convier, de acordo com a confiabilidade e custo desejados, podendo verificar, por meio de simulações, o funcionamento do sistema; escolher o valor para a energia inicial no banco de baterias, além de especificar as eficiências de carga e descarga para as mesmas; utilizar valores variáveis de eficiência para o inversor, de acordo com a potência requerida pela carga, ou utilizar um valor médio, caso não tenha estes valores, dentre outras possibilidades.

O programa foi desenvolvido no software Matlab 6.5, pelas seguintes razões:

- (i) é de fácil manuseio, sendo uma linguagem para resolução de problemas técnicos;
- (ii) tem suporte em muitos sistemas computacionais diferentes, ou seja, independência de plataforma;
- (iii) possui uma grande biblioteca de funções predefinidas para muitas tarefas técnicas básicas;
- (iv) possui diversos comandos para imagens e desenhos integrais; e

- (v) possui interface gráfica de usuário;

1.4. ESTRUTURA DA TESE

Este trabalho está dividido da seguinte forma:

O capítulo 2 faz uma pequena abordagem sobre a situação da energia solar fotovoltaica no Brasil e no mundo, comentando sobre algumas normas brasileiras e internacionais existentes para a padronização de componentes de sistemas fotovoltaicos.

O capítulo 3 apresenta o estudo da modelagem de geradores fotovoltaicos e baterias, necessário para o entendimento de seus funcionamentos e estimação da energia fornecida por estes dispositivos, utilizados no programa de dimensionamento.

O capítulo 4 aborda o estudo dos métodos de dimensionamento para sistemas fotovoltaicos isolados, determinístico e estocástico, apresentando a estruturação do programa desenvolvido, com os modelos utilizados para estimação da radiação solar horária, temperatura ambiente e dos módulos e algoritmo para a energia armazenada no banco de baterias. São feitos, também, o cálculo da probabilidade de perda de fornecimento de energia à carga, para indicar o nível de confiabilidade do sistema, a análise econômica e a simulação para a combinação módulo/bateria desejada. Além disto, são estudados e analisados os métodos de dimensionamento desenvolvidos pela Sandia e pela Comissão Européia, sendo feita uma comparação entre estes e o programa desenvolvido.

O capítulo 5 apresenta a validação para o programa desenvolvido, analisando a veracidade de cada parte de sua estrutura com dados medidos em laboratório.

O capítulo 6 apresenta a conclusão geral do trabalho.

1.5. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

COMISSÃO EUROPÉIA. Energia Fotovoltaica – manual sobre tecnologias, projeto e instalação, 2004.

CRESESB - CEPEL; GTES - Grupo de Trabalho de Energia Solar. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. Coleção Tópicos de Atualização em Equipamentos Elétricos. Rio de Janeiro, 1999. 204 p.

HECKTHEUER, L. A. **Análise de Associações de Módulos Fotovoltaicos**. 2001. 117p. Tese (Doutorado em Engenharia Mecânica)-Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, RS, 2001.

LORENZO, E. **Electricidad Solar Ingenieria de los Sistemas Fotovoltaicos**. 1. ed. Instituto de Energia Solar, Universidade Politécnica de Madrid, 1994. 338 p.

NOGUEIRA, C. E. C. **Dimensionamento de Sistemas Integrados de Energia em Ambientes Rurais**. 2004. 138 p. Tese de Doutorado (Doutorado em Engenharia Elétrica)-Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, SC, 2004.

SOLICLIMA. NewsSoliclima. Soliclima - energia solar. Disponível em: <<http://news.soliclima.com/modules.php?name=Content&pa=showpage&pid=40>>. Acesso em: 5 de agosto de 2006.

CAPÍTULO 2 - O ESTADO DA ARTE DA ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

2.1. INTRODUÇÃO

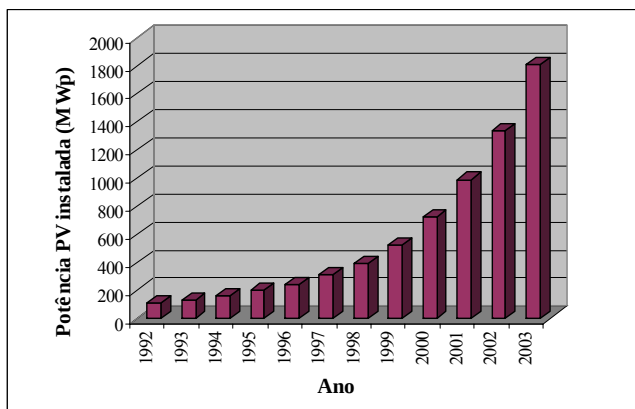
Pretende-se, com este capítulo, apresentar noções sobre o estado da arte da energia solar fotovoltaica, no Brasil e no mundo, mostrando o seu crescimento ao longo dos anos e o desenvolvimento do mercado de células fotovoltaicas. Além disto, descrevem-se algumas organizações responsáveis por normas técnicas e programas de desenvolvimento de eletrificação com fontes renováveis de energia. São inseridas noções sobre o mercado fotovoltaico no Brasil e no mundo, citando indústrias e países que mais produzem células fotovoltaicas e apresentaram um desenvolvimento considerável na utilização de tal energia; são apresentados, de forma sucinta, os programas governamentais em vigor no Brasil e os existentes no mundo, que contribuíram, ou que ainda contribuem, para o crescimento e credibilidade da energia solar fotovoltaica, seja por sistemas interligados à rede ou na eletrificação rural de áreas isoladas. Ainda são apresentadas, de forma geral, as organizações nacionais e internacionais envolvidas na regulamentação de sistemas fotovoltaicos, tanto a nível de seus componentes, quanto de instalação e segurança.

Panorama atual da energia solar fotovoltaica no Brasil e no mundo

A utilização da energia solar fotovoltaica tem crescido muito nos últimos anos, devido, principalmente, à conscientização sobre o uso de fontes renováveis de energia e desenvolvimento sustentável. A conjuntura atual tende a uma maior utilização desta tecnologia, devido, também, à instabilidade nos preços mundiais de energéticos, à economia de escala pela produção crescente e conseqüente redução nos preços. Custos elevados de ampliação de sistemas convencionais de geração de energia para atendimento a regiões rurais isoladas, onde se torna economicamente inviável o atendimento pela rede de distribuição de energia elétrica convencional, também tem motivado a utilização da energia solar fotovoltaica. O Brasil apresenta vantagens para a utilização desta fonte de energia, pois possui níveis elevados de radiação solar durante, praticamente, o ano todo e grande extensão territorial. A crise de energia, que ocorreu

em 1973 e 1980, elevando o preço do barril de petróleo, teve como consequência positiva a conscientização da necessidade de se diversificar as fontes de energia utilizadas até o momento.

Nos países do programa IEA (International Energy Agency) PVPS (Photovoltaic Power Systems Programme), no final do ano de 2003, uma potência fotovoltaica total acumulada de mais de 1,8 GWp tinha sido instalada (IEA, 2004). A taxa anual de crescimento variou entre 20%, em 1994, e valores acima de 40%, em 2000, mas o crescimento entre 2002 e 2003, de 36%, foi similar nos últimos três anos (IEA, 2004). A Figura 2.1 mostra uma perspectiva histórica da potência fotovoltaica acumulada instalada nos países do IEA PVPS (Áustria, Austrália, Canadá, Dinamarca, Finlândia, França, Alemanha, Israel, Itália, Japão, Coreia, México, Holanda, Noruega, Portugal, Espanha, Suíça, Suécia, Reino Unido e Estados Unidos) entre os anos de 1992 e 2003. Observa-se, no gráfico da Figura 2.1, que a potência fotovoltaica instalada teve um aumento significativo entre os anos de 1992 e 2003. Isto foi consequência, principalmente, de programas de incentivo, em especial, os programas alemão, espanhol e japonês, para ampliar a geração de eletricidade com fontes renováveis visando reduzir a emissão de gases de efeito estufa (ZILLES, 2004).



Fonte: (IEA,2004)

Figura 2.1. Perspectiva histórica da potência fotovoltaica acumulada instalada nos países do IEA PVPS entre os anos de 1992 e 2003.

Semelhantemente, como a grande maioria da capacidade de geração fotovoltaica nos países do IEA PVPS, a maior parte da energia solar fotovoltaica instalada em outras partes do mundo, atualmente, está sendo subsidiada por meio de programas de desenvolvimento bilateral ou multilateral. Nestes locais, as aplicações principais da

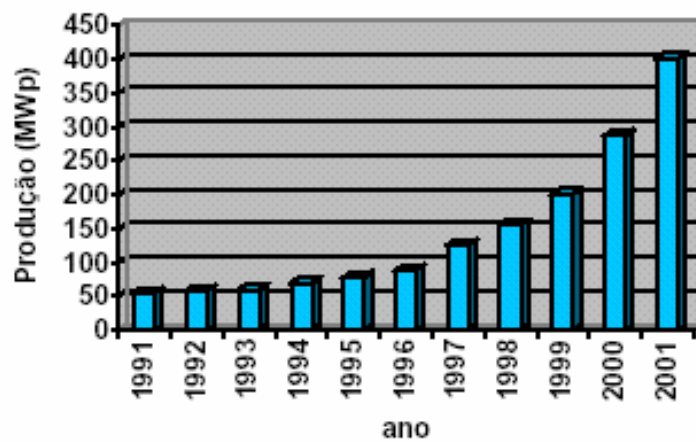
energia fotovoltaica são em pequenos sistemas fotovoltaicos domiciliares (SHS – Solar Home Systems), postos de saúde, escolas, bombeamento de água e sistemas de telecomunicações.

Atualmente, a maioria dos sistemas fotovoltaicos instalados no Brasil são isolados, e estima-se que a potência total instalada seja de 15 MWp, estando 70% localizados nas regiões Nordeste, Norte e Centro-Oeste (ZILLES, 2004). Até o ano 2000, tendo-se todos os sistemas somados, a potência instalada era de, aproximadamente, 3 MWp (IEA, 2004). Segundo o 19º Balanço Energético do Estado de Minas Gerais (BEEMG) (CEMIG, 2004), a energia solar participou de forma pouco expressiva na matriz energética estadual.

Nos países em desenvolvimento, os sistemas fotovoltaicos domiciliares totalizaram 1,3 milhões de instalações no início de 2000 (NIEUWENHOUT et al., 2001). Estima-se que um terço dos sistemas instalados foram montados por patrocínio de doadores estrangeiros em programas governamentais, e dois terços fornecidos por distribuidores comerciais (NIEUWENHOUT et al., 2001). Uma de cada 100 famílias que têm acesso à eletricidade, em países em desenvolvimento, usam energia solar (NIEUWENHOUT et al., 2001).

Quanto à fabricação de módulos e células fotovoltaicas, seus fabricantes crescem continuamente. A produção total de células, em 2003, nos países do IEA PVPS, foi de, aproximadamente, 686 MWp, acima de 520 MWp em 2002, ou seja, houve um aumento de 32% (IEA, 2004). Já a produção mundial ultrapassa a cifra de 756 MWp por ano (ZILLES, 2004). Contudo, os países que apresentaram maior crescimento foram o Japão (50%) e a Alemanha (77%), enquanto que os Estados Unidos apresentaram uma redução em sua produção (IEA, 2004). A capacidade de produção aumentou na Europa (principalmente, Alemanha) e no Japão, mas o crescimento da capacidade mundial foi somente de 17%, comparado com 62% entre 2001 e 2002 (IEA, 2004). Na Figura 2.2, pode-se verificar a evolução da produção mundial de módulos fotovoltaicos entre os anos de 1991 e 2001.

Observa-se, na Figura 2.2, novamente, como na Figura 2.1, um aumento substancial da produção de módulos fotovoltaicos no mundo, em função, também, dos programas de incentivo ao uso de fontes renováveis de energia.



Fonte: (ZILLES, 2004)

Figura 2.2. Evolução da produção mundial de módulos fotovoltaicos entre os anos de 1991 e 2001.

O Japão lidera a fabricação de células e módulos fotovoltaicos, sendo contabilizados 53% e 60%, respectivamente, da produção mundial em 2003. Os dois maiores fabricantes no mundo são japoneses, Sharp e Kyocera (IEA, 2004). A Shell Solar, nos Estados Unidos, aparece em terceiro lugar, enquanto que a Mitsubishi Electric, no Japão, e a RWE Schott Solar, na Alemanha, quase se igualam em quarto lugar. A BP Solar produz quase tanto quanto a Kyocera, porém, com produção dividida entre fábricas em quatro países. A Alemanha é o segundo maior produtor mundial de células e módulos fotovoltaicos.

2.2. PROGRAMAS GOVERNAMENTAIS PARA INCENTIVO À UTILIZAÇÃO DE FONTES ALTERNATIVAS DE ENERGIA

Geralmente, aceita-se que um modelo institucional para implantação, com sucesso, de sistemas fotovoltaicos, é específico para cada país. A escolha do modelo mais adequado para um país depende de suas condições institucionais, legais, sócio-econômicas e culturais. Os modelos institucionais mais utilizados são: doações, vendas à vista, crédito ao consumidor e gratificação por serviços prestados. Estes cobrem os mercados comerciais e os projetos governamentais.

O modelo de doações envolve subsídios para aquisição de equipamentos por parte de instituições, fundações e empresários. Suas vantagens estão no fato de que os custos iniciais são mínimos (geralmente, zero) para o usuário, apresentam potencial para redução de custo por meio de economias de escala (custos de aquisição, custos de transação, custos de instalação) e desenvolvimento rápido. Porém, apresenta o aspecto negativo de que os usuários, freqüentemente, se envolvem menos com o projeto e se sentem menos responsáveis pelos sistemas doados comparado com sistemas onde eles têm de contribuir com uma considerável parte dos custos (NIEUWENHOUT et al., 2001).

Iniciativas governamentais, com base em programas de eletrificação rural, têm sido tomadas em várias partes do mundo, estimulando, desta forma, a utilização da energia solar fotovoltaica.

Na Califórnia, optou-se pela utilização de tecnologias de eletricidade renovável, também conhecida como energia verde, a fim de garantir um futuro sustentável. A maior parte da eletricidade dos Estados Unidos provém de usinas que utilizam carvão, gás natural, ou energia nuclear. Alguma energia é proveniente, também, de grandes barragens hidrelétricas. O programa da Energia Verde (Green Power), na Califórnia, permite que cada cidadão possa escolher a forma de energia a ser utilizada. Antes desta regulamentação, somente 11% da energia elétrica produzida na Califórnia era de fonte renovável (EARTHLINK, 2005).

Na Alemanha, o Programa de Potência Solar dos 100.000 telhados (100.000 Roofs Solar Power Programme), cujo objetivo era de interligar sistemas fotovoltaicos à rede, ocasionou um incentivo ao mercado antes estagnado. Existem ainda, programas governamentais na Índia e México, projetos na forma de empréstimos pelo Banco

Mundial (World Bank) no Sri Lanka e Zimbabwe e empréstimos governamentais em Botswana e Namíbia (NIEUWENHOUT et al., 2001).

No Brasil, atualmente, existem cerca de 10 milhões de pessoas que vivem no meio rural sem acesso à energia elétrica, sendo que, a maioria possui renda familiar inferior a 3 salários mínimos (MME, 2004). O Decreto nº 4.873, de 11 de novembro de 2003, instituiu o “Programa Luz para Todos”, destinado a beneficiar a população do meio rural, que ainda não tem acesso à energia elétrica. A meta deste programa é de, até o ano de 2008, ter concretizado a eletrificação rural em todo o país. O programa é coordenado pelo Ministério de Minas e Energia (MME) e operacionalizado com a participação das Centrais Elétricas Brasileiras S. A. (Eletrobrás), e das empresas que compõem o sistema Eletrobrás (MME, 2004). É executado pelas concessionárias e permissionárias de distribuição de energia elétrica e cooperativas de eletrificação rural autorizadas pela ANEEL (MME, 2004). O Programa Luz para Todos se incorpora aos diversos programas sociais e de desenvolvimento rural implementados pelo Governo Federal e pelos Estados, a fim de garantir que esta iniciativa melhore a produção agrícola, aumente a demanda por energia elétrica e a renda da população atendida. Para atingir os seus objetivos, o programa dá preferência ao atendimento por meio de tecnologia de rede de baixo custo, complementando com sistemas de geração descentralizada e sistemas individuais.

A Região Norte, juntamente com o Piauí e Maranhão, apresentam os menores índices percentuais de eletrificação rural, sendo que a Bahia possui o maior número de excluídos (MME, 2004).

A CEMIG (Companhia Energética de Minas Gerais) vem concentrando esforços, desde 1986, para incluir a eletrificação fotovoltaica na gama de opções de atendimento a consumidores remotos de baixa renda e de baixo consumo de eletricidade. A fim de se atingir este objetivo, foram implantadas diversas instalações que utilizam a energia solar fotovoltaica, tanto experimentais como de demonstração. Isto foi possível devido ao apoio por parte de entidades tanto nacionais quanto internacionais, tais como o Centro de Pesquisas em Energia Elétrica – CEPEL, National Renewable Energy Laboratory – NREL, Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit – GTZ, Ministério de Minas e Energia com o apoio do Programa de Desenvolvimento Energético dos Estados e Municípios – PRODEEM, municípios, dentre outros (DINIZ et al., 2005). A CEMIG pretendia elevar o índice de atendimento rural para, aproximadamente, 100%, nos 774 municípios de sua área de concessão, até o final do

ano de 2003. Tanto que, para isto, foi criado, em 1999, o Programa de Desenvolvimento Rural – LUMIAR.

O PRODEEM (Programa de Desenvolvimento Energético dos Estados e Municípios) faz parte do Programa Luz para Todos e está sendo revitalizado. Foi instituído em dezembro de 1994, por meio de decreto presidencial, sendo coordenado pelo Ministério de Minas e Energia (MME). O objetivo deste programa é de suprir as comunidades e instituições isoladas com energia elétrica, visando ao atendimento de suas necessidades básicas (educação, saúde, bombeamento de água, produção de alimentos, saneamento, telefonia de emergência, informação, etc.) por meio de fontes renováveis de energia, tais como solar, eólica e outras (DINIZ, et al., 2005). Porém, não contando com recursos orçamentários em seu primeiro ano de existência, o programa foi implantado com o apoio recebido da Petrobrás, Eletrobrás, CEPEL e Furnas e de uma estrutura descentralizada de coordenação com o nível estadual, iniciando o estabelecimento de parcerias com os demais órgãos governamentais e com o setor privado. Nas cinco fases do Programa que se seguiram, foram adquiridos, por meio de licitações internacionais, mais de 3 MW em sistemas fotovoltaicos. No momento, o programa passa por uma fase de transição, buscando atrelar seu caráter assistencialista a estratégias de mercado, alavancando os recursos orçamentários disponíveis e implementando projetos produtivos ou áreas com maiores concentrações de sistemas residenciais. O PRODEEM visa, principalmente, à implementação de projetos de desenvolvimento social, em comunidades isoladas, por meio da instalação de pequenos sistemas de produção de energia (DINIZ, et al., 2005). Em Minas Gerais, estão sendo implantados sistemas fotovoltaicos em comunidades rurais, isoladas da rede elétrica, utilizando-se o PRODEEM do MME (DINIZ, et al., 2005). No final de 1996, foi eletrificada inteiramente a comunidade de Macacos, no município de Comercinho, localizado na região do médio Jequitinhonha, a 650 km de Belo Horizonte e distante 15 km da rede elétrica. Este empreendimento resultou de acordo entre a concessionária CEMIG, o PRODEEM, CEPEL/NREL e Eletrobrás, contando com o apoio do NREL e do US Department of Energy – DOE, possibilitando a eletrificação de uma escola (PRODEEM - 370 Wp), a instalação de um sistema de bombeamento (PRODEEM, 1920 Wp e bomba CA) e ainda a colocação de 17 sistemas domiciliares (CEPEL/NREL – 100 Wp cada) (SANTOS, 2002). Os principais equipamentos (módulos fotovoltaicos, controladores de carga, inversores e uma bomba) foram doados pelos Estados Unidos. A

Figura 2.3 apresenta um exemplo de sistemas fotovoltaicos instalados pelo projeto PRODEEM.



Figura 2.3. Sistema fotovoltaico instalado em escola, pela CEMIG, pelo projeto PRODEEM.

O Programa Luz Solar – Pré-eletrificação Rural Utilizando Sistemas Fotovoltaicos, desenvolvido pela CEMIG, beneficia comunidades isoladas, suprindo-as com energia elétrica, por meio de sistemas fotovoltaicos, levando-se em consideração as necessidades básicas dos setores atendidos, tais como escolas, produtores rurais e famílias de baixa renda. Neste programa, as escolas e os centros comunitários rurais são subsidiados pelo Ministério de Minas e Energia, por meio do PRODEEM, Secretaria do Estado de Educação, Secretaria do Estado de Minas Gerais, Prefeituras e CEMIG. O setor residencial é patrocinado pelas Prefeituras e CEMIG, que assumem os investimentos dos sistemas. A meta da CEMIG era de chegar ao ano 2003 com 7.000 sistemas instalados em cidades das regiões Norte e Leste de Minas Gerais. Atualmente, cerca de 800 escolas estão sendo atendidas por sistemas fotovoltaicos. Os sistemas ofertados para as residências rurais serão 6.000 do tipo domiciliar 1 (gerador fotovoltaico de 50 Wp), 3.000 do tipo domiciliar 2 (gerador fotovoltaico de 100 Wp) e 1.000 do tipo domiciliar 3 (gerador fotovoltaico de 300 Wp) (DINIZ, et. al, 2005). Para aplicações sociais, serão ofertados sistemas fotovoltaicos para 600 escolas e centros comunitários, em várias configurações. A empresa oferece, ainda, treinamento para as pessoas beneficiadas com os sistemas fotovoltaicos instalados para suprir a demanda de energia elétrica. Os sistemas fotovoltaicos foram escolhidos como forma de suprimento de energia às áreas rurais de baixa renda, devido, principalmente, aos altos

custos para energização por meio de redes de distribuição convencionais, para atender a baixas demandas. As regiões do estado de Minas Gerais contempladas com o programa são a norte e a leste.

O Projeto Uso Racional de Energia na Agricultura conta com a parceria entre a Agência Alemã de Cooperação Técnica – GTZ e a CEMIG, tendo participação, também, a Emater. O objetivo principal é criar e desenvolver modelos estruturais para utilização da energia para tratamento de produtos agrícolas. Para capacitar técnicos e agricultores que adequem melhor o uso de energia no campo, a Cemig criou a Unidade Móvel de Treinamento e Demonstração para ensinar como instalar e manusear de forma adequada os equipamentos. Foram implantados, até agora, 25 sistemas fotovoltaicos para pré-eletrificação de residências rurais, bombeamento de água e irrigação (DINIZ et al., 2005).

Regulação de Sistemas Fotovoltaicos Isolados

O mercado de sistemas fotovoltaicos isolados compreende três quartos do mercado fotovoltaico total mundial (WILSHAW et al., 2000). Grande parte deste mercado está em países em desenvolvimento, mas há, também, um mercado de sistemas fotovoltaicos isolados em países industrializados. Aplicações típicas, em países em desenvolvimento, são os sistemas fotovoltaicos domiciliares (Solar Home Systems – SHS), postos de saúde e bombeamento de água.

Acredita-se que o desenvolvimento contínuo do mercado para sistemas fotovoltaicos isolados está sofrendo um entrave pela ausência ou certas limitações de padrões nacionais e internacionais e de garantia da qualidade.

A maioria dos procedimentos padrões existentes para sistemas fotovoltaicos isolados são do IEC (International Electrotechnical Commission) e CENELEC (European Committee for Electrotechnical Standardisation), sendo que vários já foram publicados e outros estão em desenvolvimento. Estas normas abrangem tanto os componentes, individualmente, quanto o sistema como um todo (WILSHAW et al., 2000). Os procedimentos sistemáticos de garantia da qualidade incluem vários passos: definição de padrões de componente e sistema, definição de testes de laboratório, teste de protótipos ou amostras de produtos em laboratórios acreditados e controle local da qualidade dos sistemas (WILSHAW et al., 2000). Deve-se considerar cada etapa de montagem de um sistema fotovoltaico como uma fonte potencial de falha do sistema,

pois a maioria dos reparos e manutenção resulta de falhas em especificação, projeto e procedimentos de instalação.

Os padrões do IEC abrangem, em sua maioria, módulos fotovoltaicos e a medição de seu desempenho, assim como baterias e lâmpadas, não apresentando muito assunto sobre requisitos mínimos ou recomendações para instalação. Padrões para controladores de carga e lâmpadas com reatores eletrônicos foram propostos pelo TÜV-Rheinland (Alemanha), Fraunhofer Institut für Solarenergiesysteme (Alemanha) e Energy Technology Laboratory of BPPT (Indonésia). Ambos estão sendo analisados pelos grupos de pesquisa do IEC e CENELEC (WILSHAW et al., 2000).

O PV GAP (Global Approval Program for PV) foi criado para promover altos padrões para produção, instalação e funcionamento de sistemas fotovoltaicos. Ele é uma organização sem fins lucrativos que objetiva certificar a qualidade de sistemas fotovoltaicos e reforçar os padrões internacionais que promovem a integração de qualidade (WILSHAW et al., 2000). Além disto, foi projetado para complementar o trabalho do IEC.

A ISO (International Organisation for Standardisation) emite padrões internacionais em áreas além de engenharia elétrica e eletrônica, e o IEEE (Institute of Electrical and Electronic Engineers) também publica normas sobre energia fotovoltaica, as quais são grandemente aceitas e podem ser reconhecidas como padrões internacionais.

O NREL (National Renewable Energy Laboratory) tem desenvolvido um número considerável de documentos sobre o desempenho e teste de componentes e sistemas fotovoltaicos isolados. Estes são, geralmente, usados como padrões pela comunidade fotovoltaica (WILSHAW et al., 2000).

Além das organizações anteriormente citadas, existem outras, também responsáveis por desenvolvimento de normas fotovoltaicas em diferentes áreas, tais como a ITU (International Telecommunication Union) que coordena redes de telecomunicações globais e serviços.

O Instituto de Energia Solar, na Espanha, desenvolveu um procedimento padrão para sistemas fotovoltaicos domiciliares junto com JRC Ispra (EC), GENEC (França) e WIP (Alemanha), dentro da estrutura do programa europeu THERMIE B (SUP-995-96). Este procedimento foi desenvolvido com o intuito de formar a base para um padrão universal para sistemas fotovoltaicos domiciliares, sendo que sua primeira versão foi revista por vários especialistas de diferentes regiões, podendo-se tornar um padrão guia

para cerca de vinte países. A GTZ, na Alemanha, também publicou uma série de roteiros chamados Eletrificação para Famílias Rurais (Electrification for Rural Households) (IES-UPM et al., 1998).

O relatório técnico do “World Bank: Best Practices for Photovoltaic Household Electrification Program”, criado em 1996, aborda aspectos sobre questões econômicas e modelos de implementação de programas, além de questões técnicas (WILSHAW et al., 2000).

Apesar de todas as normas citadas anteriormente, cerca de 50% dos sistemas fotovoltaicos possuem algum tipo de irregularidade, contrariando a norma vigente daquele país (WILLES, citado por FONTOURA, 2002).

O Brasil apresenta-se, ainda, deficiente com relação à normatização do uso da energia solar fotovoltaica, apesar do desenvolvimento de normas pela ABNT (Associação Brasileira de Normas Técnicas) e as Resoluções Normativas da ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), tais como, a Resolução Normativa nº 83, de 20 de setembro de 2004, que estabelece os procedimentos e as condições de suprimento de energia por meio de Sistemas Individuais de Geração de Energia Elétrica com Fontes Intermitentes (SIGFI), dentre outras. Tal Resolução Normativa já exige que os sistemas fotovoltaicos deverão atender às exigências do PBE/INMETRO.

A CEMIG (Companhia Energética de Minas Gerais) utiliza como padrão para dimensionamento e instalação dos sistemas fotovoltaicos o procedimento da Sandia National Laboratories e ABNT.

Dentro do Programa Brasileiro de Etiquetagem – PBE, o Grupo de Trabalho de Sistemas Fotovoltaicos GT-FOT foi instituído, em fevereiro de 2002, pelo Instituto Brasileiro de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial – INMETRO. O objetivo deste grupo é estabelecer as normas para etiquetagem de sistemas fotovoltaicos e seus componentes, visando à contínua melhoria técnica destes produtos (CRESESB, 2006). Os equipamentos que serão etiquetados são: módulos fotovoltaicos, inversores, controladores de carga e baterias, além dos sistemas fotovoltaicos em si.

O Quadro 2.1 apresenta 21 normas publicadas pela ABNT, sendo que a grande maioria está disponibilizada há mais de dez anos, o que demonstra a defasagem de tais padrões. Acrescentado a isto, está o problema de que estas normas não abrangem todos os requisitos necessários para satisfazer a qualidade da eletrificação rural. Além destas normas, pode-se considerar, como referência para a instalação de sistemas fotovoltaicos, o “Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos”, publicado pelo CEPEL, 1999,

baseado no manual da Sandia (Sandia National Laboratories) “Stand-Alone Photovoltaic Systems – A Handbook of Recommended Design Practices”, revisado em novembro de 1991.

Quadro 2.1. Normas publicadas pela ABNT sobre sistemas fotovoltaicos

Título	Código	Data
Dispositivos fotovoltaicos – Simulador solar – Requisitos de desempenho	NBR11879 EB2179	12/1991
Sistemas fotovoltaicos	NBR11877 EB2177	12/1991
Módulos fotovoltaicos – Ensaio mecânicos e ambientais	NBR12137 MB3478	12/1991
Acumulador chumbo-ácido estacionário ventilado – Ensaio	NBR14199	10/1998
Dispositivos fotovoltaicos – Cálculo de erros devido a descasamento espectral	NBR12303 NB1387	12/1991
Dispositivos fotovoltaicos – Calibração de células e módulos de referência	NBR12301 NB1385	12/1991
Acumulador alcalino de níquel-cádmio estacionário – Ensaio	NBR14202	10/1998
Sistemas fotovoltaicos – Banco de baterias – Dimensionamento	NBR14298	05/1999
Acumulador alcalino de níquel-cádmio estacionário – Especificação	NBR14201	10/1998
Acumulador chumbo-ácido estacionário ventilado para sistemas fotovoltaicos – Ensaio	NBR14200	10/1998
Dispositivos fotovoltaicos – Células e módulos de referência	NBR11878 EB2178	12/1991
Acumulador alcalino de níquel-cádmio estacionário – Terminologia	NBR14203	10/1998
Módulos fotovoltaicos	NBR11876 EB2176	04/1992
Dispositivos fotovoltaicos – Determinação da resposta espectral	NBR12138 MB3479	12/1991
Dispositivos fotovoltaicos – Correção das curvas características corrente versus tensão ($I \times V$), em função da temperatura e radiação	NBR12302 NB1386	12/1991
Qualificação de módulos fotovoltaicos	NBR12300 NB1384	12/1991
Módulos fotovoltaicos – Determinação de características fotoelétricas	NBR12136 MB3477	12/1991
Sistemas fotovoltaicos	NBR11704 CB209	11/1991
Conversão fotovoltaica de energia solar	NBR10899	01/1988
Ensaio básicos climáticos e mecânicos – Ensaio Sa – Irradiação solar artificial ao nível do solo	NBR10578	12/1988
Exame de radiação solar artificial ao nível do solo – Ensaio básicos climáticos e mecânicos – Ensaio Sa	NBR10577	12/1998

Fonte: (ABNT, 2005).

Observa-se, por meio do Quadro 2.1, que as normas brasileiras encontram-se, ainda, em desenvolvimento, e necessitam de melhorias, direcionando suas especificações para projetos de sistemas fotovoltaicos instalados no país.

2.3. CONCLUSÃO

Por meio do estudo do estado da arte da energia solar fotovoltaica, percebe-se a necessidade do desenvolvimento de normas que abranjam os aspectos de instalação, de certificação de componentes, treinamento e de segurança de sistemas fotovoltaicos isolados. Pois, isto tem um impacto significativo sobre o sucesso ou falha de um grande número de programas de eletrificação rural fotovoltaica, além de incentivar o crescimento do mercado de tal energia.

A importância da utilização de fontes renováveis, como a solar, é comprovada por meio das vantagens ambientais e redução de custos com pagamento de tarifas de energia pelo consumidor, já que ele se torna auto-suficiente. O que se verifica como maior barreira para o rápido desenvolvimento da energia solar fotovoltaica na eletrificação rural é o alto investimento inicial dos sistemas. Uma forma verificada para se contornar este problema e incentivar a utilização da tecnologia fotovoltaica têm sido programas governamentais que subsidiam a implantação de sistemas em áreas isoladas da rede elétrica convencional, ou, até mesmo, forma de doações. Percebe-se que poucos projetos têm sido monitorados e nem todos os resultados são acessíveis. Informações de programas, por longos períodos de tempo, são importantes para se chegar a conclusões com relação à vida útil dos equipamentos e sustentabilidade, em geral. Para o sucesso dos sistemas fotovoltaicos isolados, é necessário um treinamento dos usuários, haver um adequado serviço de infraestrutura, estudo das dimensões do sistema a ser instalado e formas de subsídios para inserção na comunidade a ser beneficiada. Alguns projetos, em geral, encararam problemas, principalmente, com controladores de carga e a parte de iluminação. Mas, aos poucos, a tendência é uma maior aceitação desta forma de energia, já que os custos para sua aquisição estão decaindo, e normas para certificação de componentes e instalação de sistemas estão apresentando amplo crescimento.

2.4. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABNT. Disponível em: <<http://www.abntdigital.com.br>>. Acesso em: 20 de junho de 2005.

CEMIG (Companhia Energética de Minas Gerais). **19º Balanço Energético do Estado de Minas Gerais – ano base 2003 - (BEEMG)**. Minas Gerais, 2004. 177 p.

CRESESB – INFORME. **Programa Brasileiro de Etiquetagem para Sistemas Fotovoltaicos de Energia**. 2006.

DINIZ, A. S. A. C.; FRANÇA, E. D.; TOMÉ, J. L.; CARVALHO, F. W.; BORGES, D.; CÂMARA, C. F.; REZENDE, M.; RAVINET, R. F.; VILLEFORT, M. H.; COSTA, L. M. A.; AMORIM, M.; DELGADO, M.B.; TASCA, S. A. **Programa Luz Solar – Utilização de Sistemas Fotovoltaicos para a Eletrificação Rural em Minas Gerais**. Coletânea de Artigos – Energia Solar e Eólica, CRESESB-CEPEL, v. 2, p. 143-153, mai. 2005.

EARTHLINK. Disponível em: <<http://home.earthlink.net/~tpco/grnp.html>>. Acesso em: 17 de maio de 2005.

FONTOURA, P. F. **A Qualidade do Fornecimento de Energia Elétrica por meio de Sistemas Fotovoltaicos no Processo de Universalização do Atendimento na Bahia**. 2002. 152 p. Dissertação (Mestrado em Regulação da Indústria de Energia)-Universidade de Salvador, Salvador, Bahia, 2002.

IEA. **Trends in Photovoltaic Applications – Survey Report of Selected IEA Countries between 1992 and 2003**. Photovoltaic Power Systems Programme. Report-PVPS T1-13:2004, 2004.

IES-UPM; GENECE; WIP; ESTI-JRC. **Universal Technical Standard for Solar Home Systems – Thermie B: SUP-995-96**. 1998. 61 p.

MME (Ministério de Minas e Energia). Portaria nº 447, de 31 de dezembro de 2004.

NIEUWENHOUT, F. D. J.; DIJK, A.; DIJK, V. A. P.; HIRSCH, D.; LASSCHUIT, P. E.; ROEKEL, G.; ARRIAZA, H.; HANKINS, M.; SHARMA, B. D.; WADE, H. **Experiences with Solar Home Systems in developing countries: A review**, Progress in Photovoltaics, v.9, p. 455-474, 2001.

SANTOS, R. R. **Procedimentos para a Eletrificação Rural Fotovoltaica Domiciliar no Brasil: uma Contribuição a partir de Observações de Campo**. 2002. 221 p. Tese (Doutorado em Energia) – Universidade de São Paulo – USP, São Paulo, SP, 2002.

WILSHAW, A. R.; BATES, J. R.; OLDACH, R. Review of Standards and Quality Assurance Schemes for PV Systems. In: European PV Solar Energy Conference and Exhibition, 16., 2000.

ZILLES, R. **Geração de Eletricidade a partir da Energia Solar – Sistemas Fotovoltaicos**; Dossiê Energia Positiva para o Brasil, Greenpeace, 2004.

CAPÍTULO 3 - MODELAGEM E SIMULAÇÃO DE BATERIA E GERADOR FOTOVOLTAICO

3.1. INTRODUÇÃO

Atualmente, em virtude da preocupação com o meio ambiente e, também, com o esgotamento das fontes fósseis, tem-se dado mais atenção ao avanço e estudo tecnológico de fontes renováveis de energia.

O protocolo de Kioto, cujo objetivo é fazer com que os países que participam de tal acordo reduzam as emissões de gases que causam o efeito estufa, é uma forma de se sugerir a utilização de fontes de energia não poluidoras do meio ambiente, tais como eólica, geotérmica, solar, dentre outras.

A energia solar, além de outras formas de conversão energética natural, pode ser convertida em energia elétrica. Esta conversão se dá por meio de células fotovoltaicas, constituídas por materiais semicondutores. Os semicondutores que geram maior produto corrente-tensão para a luz visível são os mais sensíveis, sendo utilizados para isso os de silício, selênio, dentre outros. O silício é o mais utilizado devido à sua maior abundância na crosta terrestre. Uma célula solar fornece cerca de 0,6 V e uma densidade de corrente de curto circuito da ordem de 150 mA/cm^2 , quando exposta a uma radiação solar de 1 kW/m^2 (KRENZINGER et al, 2002). Para se conseguir a tensão e corrente suficientes para alimentar o sistema, é necessário o agrupamento destas células em módulos, que são células conectadas em arranjos. Os módulos fotovoltaicos, as baterias e a unidade de controle e condicionamento de potência compõem um sistema fotovoltaico isolado. Existem diversos tipos de células fotovoltaicas, tais como: silício monocristalino, silício policristalino e filmes finos, sendo as mais eficientes as células de silício monocristalino (COMISSÃO EUROPÉIA, 2004).

Deve-se levar em consideração, na análise do gerador fotovoltaico, a geometria das células, pois estas devem ocupar o máximo de espaço possível do módulo. Em geral, as células quadradas ocupam melhor a área disponível, enquanto que as circulares, têm a vantagem de não sofrerem perda de material devido à forma cilíndrica de crescimento do silício monocristalino.

A curva que relaciona tensão e corrente geradas por um módulo fotovoltaico é chamada de curva característica I-V e está associada, principalmente, às condições de

intensidade solar e temperatura em que foi obtida. Os fabricantes de módulos fotovoltaicos apresentam uma família de curvas para condições padrão de teste e diferentes intensidades solares e temperaturas. Fornecem, também, informações sobre a tensão e corrente no ponto de máxima potência, tensão de circuito aberto, corrente de curto-circuito, coeficiente de temperatura para a corrente de curto-circuito na irradiância solar de referência ($A/^{\circ}C$) e coeficiente de temperatura para a tensão de circuito aberto na irradiância solar de referência ($V/^{\circ}C$). O valor máximo de potência para uma determinada intensidade solar encontra-se no “joelho” da curva característica do módulo. As condições padrão de teste (STC) para o gerador fotovoltaico são: irradiância solar de 1000 W/m^2 , temperatura de célula de $25^{\circ}C$ e massa de ar 1,5. As condições nominais de operação para a temperatura da célula (NOCT) são: irradiância solar de 800 W/m^2 , temperatura ambiente de $20^{\circ}C$ e velocidade do vento de 1 m/s . O desempenho dos módulos fotovoltaicos é influenciado, principalmente, pela intensidade luminosa e temperatura das células. Com o aumento da temperatura ou diminuição da intensidade luminosa, observa-se uma redução da eficiência da célula (CRESESB-CEPEL, 1999).

Além dos geradores fotovoltaicos, o sistema de armazenamento de energia é outro componente de vital importância em um sistema fotovoltaico isolado. As baterias elétricas são conhecidas por serem uma conveniente forma de armazenamento de energia (CRESESB-CEPEL, 1999). Na bateria, há produção de corrente contínua por meio da conversão de energia química em elétrica, sendo a célula eletroquímica (ou, simplesmente, célula), a unidade mais simples de sua operação.

Atualmente, as baterias mais utilizadas são a chumbo-ácido e níquel-cádmio, sendo que, para o caso específico de sistemas fotovoltaicos, as baterias de chumbo-ácido correspondem à maioria dos sistemas já instalados, dando-se preferência às abertas para sistemas grandes e às seladas para sistemas pequenos.

Os fatores de maior destaque no desempenho, capacidade e vida útil das baterias recarregáveis são: profundidade de descarga a que são submetidas a cada ciclo, temperatura em que operam (o aumento de temperatura da célula faz com que aumente, também, a taxa de degradação, tanto dos eletrodos, quanto dos separadores, diminuindo a vida da bateria), número de ciclos de carga e descarga, controle da carga/descarga e manutenção periódica (especialmente, recarregamento periódico no caso das chumbo-ácido) (CRESESB-CEPEL, 1999). Deve-se atentar para o fato de que as baterias se descarregam mesmo quando não estão em uso (auto descarga).

Uma operação crítica, que afeta diretamente a vida útil da bateria, é o carregamento. O enfoque principal de se ter um sistema de controle de carga eficiente é para evitar danos à bateria causados pelo carregamento excessivo. Por isso, é de vital importância conhecer os parâmetros que regem o sistema de armazenamento de energia, sabendo como eles variam com o tempo, tais como resistência interna da bateria e coeficientes de variação da tensão com a temperatura.

Os sistemas fotovoltaicos que operam por vários dias, ou semanas, sem adequado recarregamento das baterias devido à falta de energia solar, correm o risco de ter uma redução da vida da célula, principalmente, para as baterias chumbo-ácido.

3.1.1. Objetivos

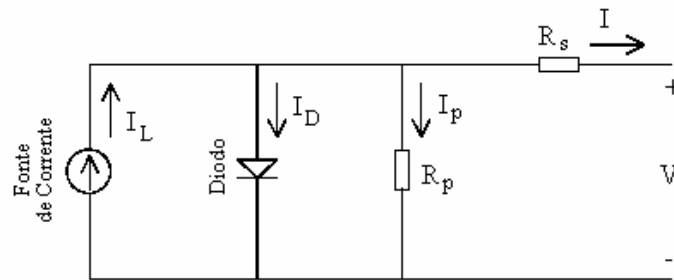
Este trabalho foi desenvolvido com o objetivo de descrever uma metodologia para a modelagem de baterias associadas a geradores fotovoltaicos e módulos do tipo mono e policristalinos, a fim de se analisar seus funcionamentos mediante várias intensidades de radiação solar e temperaturas. Os objetivos específicos foram:

- (i) Modelar um módulo fotovoltaico do tipo mono ou policristalino, utilizando um modelo padrão, de um diodo.
- (ii) Modelar uma bateria utilizando um modelo RC (formado por resistores e capacitores), por meio de equações de estado; e
- (iii) Simular o funcionamento dos componentes modelados (módulos e baterias), comparar as curvas obtidas com aquelas fornecidas pelos fabricantes, e determinar os parâmetros que afetam o funcionamento destes componentes.

3.2. METODOLOGIA DESENVOLVIDA PARA A MODELAGEM DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS E BATERIAS

3.2.1. Modelagem de Geradores Fotovoltaicos

O modelo matemático utilizado para descrever uma célula solar foi baseado no seu circuito equivalente (modelo de um diodo), mostrado na Figura 3.1.



Fonte: (HECKTHEUER, 2001)

Figura. 3.1. Circuito equivalente de uma célula fotovoltaica real (modelo de um diodo).

A Figura 3.1 mostra o circuito equivalente de uma célula fotovoltaica, sendo I_L a corrente fotogerada, R_s e R_p suas resistências série e paralela, V e I a tensão e corrente de saída da célula, respectivamente.

A partir do modelo da Figura 3.1, pôde-se chegar à equação que descreve o desempenho de geradores fotovoltaicos, relacionando tensão, corrente, intensidade solar e temperatura (BOROWY e SALAMEH, 1996):

$$I = I_{sc} \left\{ 1 - C_1 \left[\exp \left(\frac{V - \Delta V}{C_2 V_{oc}} \right) - 1 \right] \right\} + \Delta I \quad (3.1)$$

sendo

$$C_2 = \frac{V_{mp}/V_{oc} - 1}{\ln(1 - I_{mp}/I_{sc})} \quad (3.2)$$

$$C_1 = \left(1 - \frac{I_{mp}}{I_{sc}}\right) \exp\left(-\frac{V_{mp}}{C_2 V_{oc}}\right) \quad (3.3)$$

$$\Delta I = \alpha \left(\frac{S_m}{S_{mref}}\right) \Delta T + \left(\frac{S_m}{S_{mref}} - 1\right) I_{sc} \quad (3.4)$$

$$\Delta V = -\beta \Delta T - R_s \Delta I \quad (3.5)$$

$$\Delta T = T - T_{ref} \quad (3.6)$$

$$T = T_a + 0,02 S_m \quad (3.7)$$

em que

- V - tensão de saída do circuito (V);
- V_{oc} - tensão de circuito aberto (V);
- V_{mp} - tensão de máxima potência (V);
- V_{ref} - tensão nas condições de referência (V);
- I - corrente de saída do circuito (A);
- I_{sc} - corrente de curto-circuito (A);
- I_{mp} - corrente de máxima potência (A);
- I_{ref} - corrente nas condições de referência (A);
- α - coeficiente de temperatura para a corrente de curto-circuito na irradiância solar de referência (A/°C);
- β - coeficiente de temperatura para a tensão de circuito aberto na irradiância solar de referência (V/°C);
- R_s - resistência série (Ω);
- S_m - irradiância solar global no plano do gerador fotovoltaico (W/m²);
- S_{mref} - irradiância solar de referência (1000 W/m²);
- T_a - temperatura ambiente (°C);
- T - temperatura da célula solar (°C); e
- T_{ref} - temperatura de referência da célula solar (25°C).

Por meio das Equações 3.8 e 3.9, a seguir, calculam-se as novas tensões e correntes a partir da tensão e da corrente nas condições de referência, sendo que estes valores (V e I) serão dados de entrada da Equação 3.1.

$$V = V_{\text{ref}} + \Delta V \quad (3.8)$$

$$I = I_{\text{ref}} + \Delta I \quad (3.9)$$

Para a determinação da resistência série, utilizou-se a relação entre a potência, tensão e corrente, conforme mostrado na Equação 3.10. A potência de saída do módulo fotovoltaico é um produto entre sua tensão e corrente de saída.

$$PP = V I \quad (3.10)$$

em que

- PP - potência de saída do gerador fotovoltaico (W);
- V - tensão de saída do gerador fotovoltaico (V); e
- I - corrente de saída do gerador fotovoltaico (A).

O manuseio das equações algébricas foi feito por meio do programa Matlab, versão 6.5, substituindo-se, inicialmente, I, na Equação 3.10, pela Equação 3.1, isolando-se, em seguida, o valor de R_s (Equação 3.11).

$$R_s = \frac{d S_{\text{mref}}}{b S_m (\alpha T - \alpha T_{\text{ref}} + I_{\text{SC}})} \quad (3.11)$$

sendo

$$d = V_{\text{mp}} b + c V_{\text{mp}} - b V - b \beta T + b \beta T_{\text{ref}} - c V_{\text{oc}} \quad (3.12)$$

$$b = \ln \left(\frac{I_{\text{SC}} - I_{\text{mp}}}{I_{\text{SC}}} \right) \quad (3.13)$$

$$c = \ln \left(\frac{-P + V I_{\text{SC}} + V a I_{\text{SC}} - V a I_{\text{mp}}}{V (I_{\text{SC}} - I_{\text{mp}})} \right) \quad (3.14)$$

$$a = \exp \left(- \frac{V_{\text{mp}} \ln \left(\frac{I_{\text{SC}} - I_{\text{mp}}}{I_{\text{SC}}} \right)}{V_{\text{mp}} - V_{\text{oc}}} \right) \quad (3.15)$$

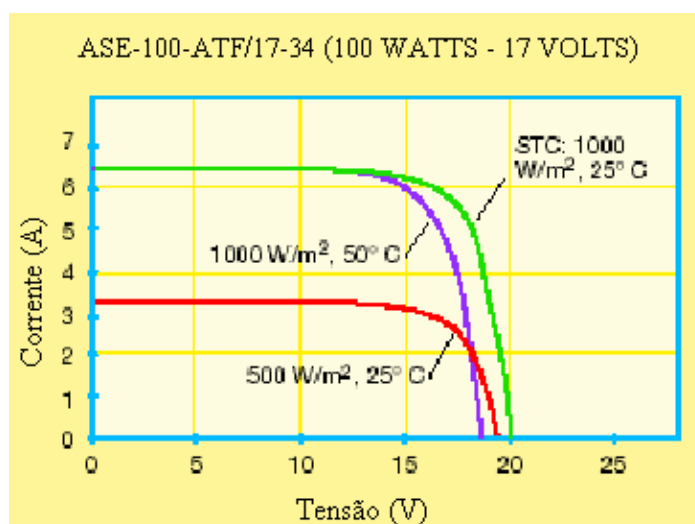
em que

P - máxima potência (W).

De posse do valor da resistência série, pode-se substituí-lo na Equação 3.1, podendo-se simular a curva característica I-V (corrente versus tensão) para o gerador fotovoltaico. Os valores de V_{oc} , I_{SC} , V_{mp} , I_{mp} , α , β são fornecidos pelo fabricante, sendo utilizados na simulação.

Um arquivo contendo todos os dados fornecidos por diversos fabricantes (cerca de 12 fabricantes), para diferentes geradores fotovoltaicos (cerca de 105 modelos), foi criado, possibilitando a simulação do funcionamento destes para qualquer intensidade solar e temperatura.

Para determinação da veracidade das curvas características I-V simuladas, digitalizaram-se curvas fornecidas por fabricantes, utilizando-se, para isso, o programa SACRID, desenvolvido na Universidade Federal de Viçosa (SANTOS e RAMOS, 1997), obtendo-se, desta forma, os pontos destas para diversas intensidades solares e temperaturas. Depois, utilizando-se o programa Matlab versão 6.5, traçaram-se estas curvas que foram comparadas com as simuladas para análise de possíveis erros. A seguir, para exemplificar, são apresentadas as curvas que foram digitalizadas para o módulo fotovoltaico modelo ASE-100-ATF/17 (100).



Fonte: (ASE, 2004)

Figura 3.2. Curvas características I-V (corrente em função da tensão) para o módulo fotovoltaico modelo ASE-100-ATF/17 (100).

A Figura 3.2 contém as curvas características I-V (corrente em função da tensão) para o módulo fotovoltaico modelo ASE-100-ATF/17 (100) para uma insolação de 1000 W/m^2 , a 25°C (condições padrão de teste) e a 50°C , e para uma insolação de 500 W/m^2 , a 25°C . Analisando-se a Figura 3.2, torna-se claro que, o aumento do nível de insolação aumenta a temperatura da célula e, conseqüentemente, tende a reduzir a eficiência do módulo (CRESESB-CEPEL, 1999). Por este motivo, as células solares cristalinas atingem a sua maior eficiência a baixas temperaturas, sendo que os coeficientes de temperaturas dependem do tipo de material. No caso do silício cristalino, o coeficiente de variação da eficiência em função da temperatura é, aproximadamente, $0,45\%/^\circ\text{C}$ (COMISSÃO EUROPÉIA, 2004). Isto ocorre devido à diminuição significativa da tensão com o aumento de temperatura, enquanto que a corrente sofre uma pequena elevação.

A Figura 3.3 contém um fluxograma para o programa, com a seqüência de passos, feito para a simulação das curvas características I-V e de potência para geradores fotovoltaicos cristalinos.

O primeiro e segundo passos, descritos no fluxograma da Figura 3.3 (desenvolvimento da equação para cálculo da resistência série, R_s , e substituição de R_s na Equação 3.1), foram feitos de forma literal, inicialmente. Posteriormente, os valores dos parâmetros dos geradores fotovoltaicos, armazenados em banco de dados, foram substituídos nas equações. Os modelos de geradores foram numerados, de forma a facilitar sua escolha para simulação. Após a escolha do módulo a ser analisado, deve-se fornecer a temperatura da célula fotovoltaica e a radiação para as quais se deseja testar o comportamento do gerador fotovoltaico. Em seguida, automaticamente, o programa irá traçar as curvas I-V (corrente em função da tensão) e de P-V (potência em função da tensão) para a temperatura e irradiância desejadas. Na seqüência, são fornecidos os valores de R_s , R_p e n (fator de idealidade do diodo) para uma temperatura de 25°C , a 1000 W/m^2 . Após a simulação, o programa também exibe o valor do erro máximo entre os dados estimados e os das curvas de fabricantes, digitalizadas.

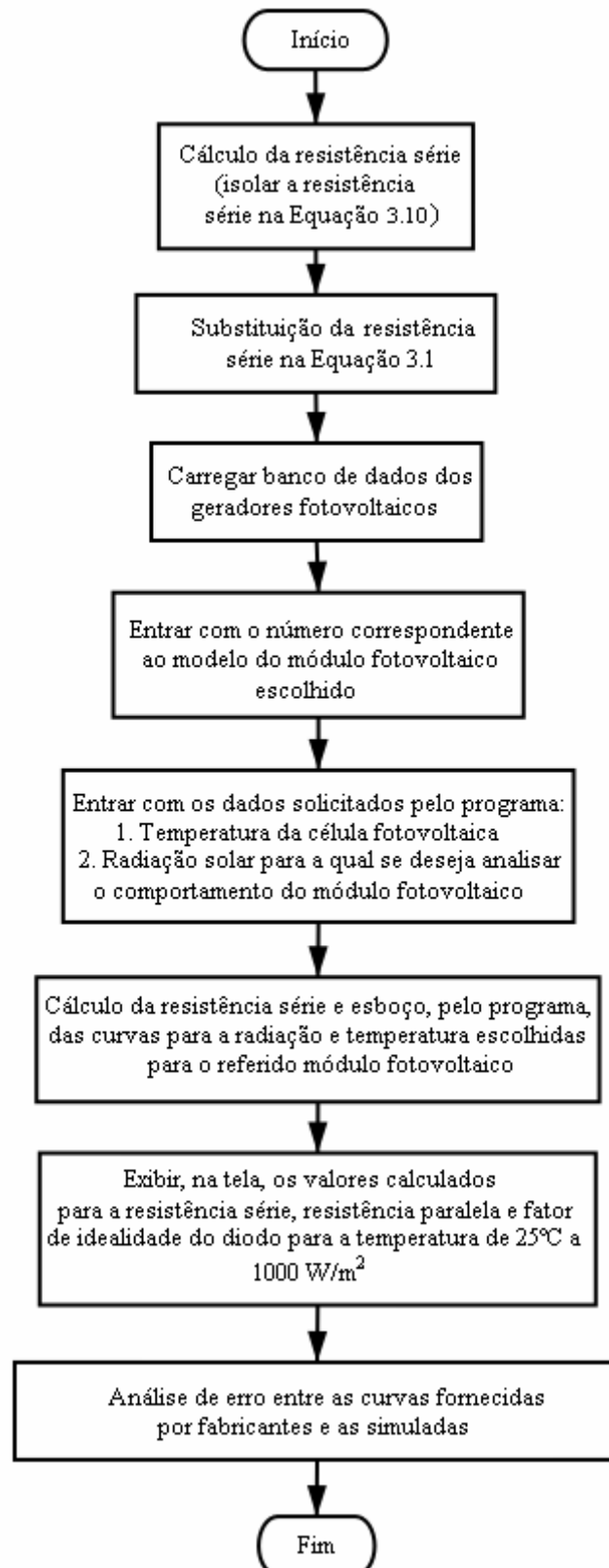
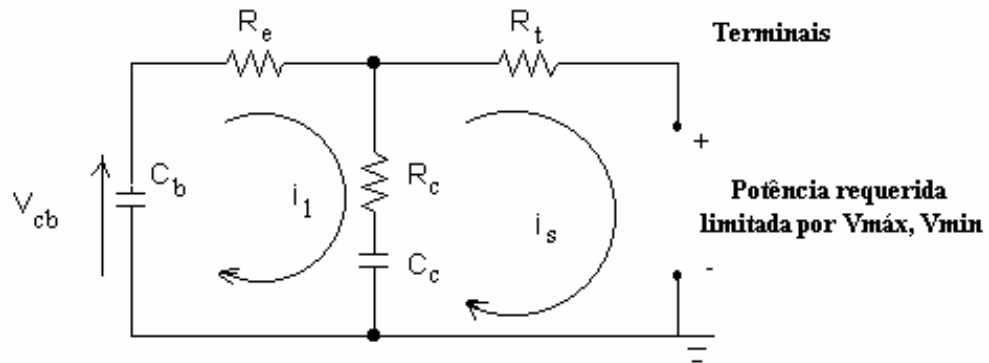


Figura 3.3. Fluxograma para o programa de simulação de curvas características I-V e de potência para geradores fotovoltaicos cristalinos.

3.2.2. Modelo RC para Bateria (formada por resistores e capacitores)

O modelo RC para bateria é mostrado a seguir, na Figura 3.4.



Fonte: (NREL, 2002)

Figura 3.4. Modelo equivalente para uma bateria RC.

Legenda da Figura 3.4:

- C_b - capacitor que representa a capacidade da bateria de estocar carga quimicamente, variando com a temperatura (F);
- C_c - capacitor que representa os efeitos de difusão de materiais e reações químicas, variando com a temperatura (F);
- R_e - resistência associada ao capacitor C_b , variando com a temperatura e o estado de carga da bateria (Ω);
- R_c - resistência associada ao capacitor C_c , variando com a temperatura e o estado de carga da bateria (Ω); e
- R_t - resistência terminal, variando com a temperatura e o estado de carga da bateria (Ω).

O modelo RC utiliza potência como entrada (neste caso, fornecida pelo gerador fotovoltaico) e limita a operação da bateria a limites alto e baixo de tensão. As principais considerações feitas foram (NREL, 2002):

- O capacitor C_b possui grande capacidade armazenadora de energia, representando a capacidade da bateria para estocar carga quimicamente. Seu valor, para a condição inicial, foi determinado a partir da tensão de circuito aberto para 0% e 100% de estado de carga da bateria, e da capacidade desta, em Ah (Ampère-hora).

$$C_{binic} = \frac{Bat_{cap} V_{100\%}}{\frac{1}{2} (V_{100\%}^2 - V_{0\%}^2)} \quad (3.16)$$

em que

- C_{binic} - valor para o capacitor C_b , para condição inicial (F);
- Bat_{cap} - capacidade da bateria (Ah);
- $V_{100\%}$ - tensão de circuito aberto para 100% de estado de carga da bateria (V); e
- $V_{0\%}$ - tensão de circuito aberto para 0% de estado de carga da bateria (V).

- O capacitor C_c é pequeno e, geralmente, representa os efeitos superficiais de uma célula, limitando o comportamento da bateria, de forma a fornecer corrente com base na constante de tempo associada à difusão de materiais e reações químicas. Seu valor, para a condição inicial, foi determinado a partir da constante de tempo observada para a resposta de tensão da bateria, sem carga, entre dois valores.

$$C_{cinic} = \frac{\tau}{R_e + R_c} \quad (3.17)$$

em que

- C_{cinic} - Valor para o capacitor C_c , para condição inicial (F);
- R_e - resistência associada ao capacitor C_b , variando com a temperatura e o estado de carga da bateria (Ω);
- R_c - resistência associada ao capacitor C_c , variando com a temperatura e o estado de carga da bateria (Ω); e
- τ - constante de tempo (s).

- Os parâmetros do sistema de espaço de estados, R_e , R_c e R_t , podem variar com o estado de carga da bateria (SOC) e temperatura, mas os valores C_b e C_c são constantes. Para a simulação, consideraram-se, primeiramente, todos os parâmetros constantes. Posteriormente, estes foram considerados variáveis.
- Para se determinar os valores iniciais das três resistências, foi estabelecida uma relação entre R_c (resistência associada ao capacitor C_c) e R_e (resistência associada ao

capacitor C_b), considerando-as com o mesmo valor, ou seja, R , e a resistência terminal assumindo o seguinte valor: $R_t = \frac{1}{2} R$.

Função de Transferência para o Circuito

Para representar as relações entre as variáveis de entrada e de saída, utilizou-se a função de transferência M .

$$M = \frac{Y(s)}{U(s)} \quad (3.18)$$

$$\frac{Y(s)}{U(s)} = C(sI_{id} - A)^{-1}B \quad (3.19)$$

As equações de estado são:

$$\dot{x} = A x(t) + B u(t) \quad (3.20)$$

$$y(t) = C x(t) + D u(t) \quad (3.21)$$

em que

- M - relação entre a saída e entrada do sistema;
- $Y(s)$ - saída do sistema no domínio de Laplace;
- $U(s)$ - entrada do sistema no domínio de Laplace;
- $y(t)$ - vetor de saída do sistema no domínio do tempo;
- $u(t)$ - vetor de entrada do sistema no domínio do tempo;
- $x(t)$ - vetor de estado;
- A - matriz de evolução do sistema;
- B - matriz de entrada ou de controle;
- C - matriz de saída;
- D - matriz de transmissão;
- I_{id} - matriz identidade;
- t - tempo; e
- s - operador Laplaciano.

As Equações 3.20 e 3.21 são as equações de estado e saída respectivamente, que descrevem um sistema. O estado de um sistema refere-se às suas condições passadas, atuais e futuras. As variáveis de estado devem satisfazer às seguintes condições: a) Em um instante inicial $t = t_0$, as variáveis de estado $x_1(t_0)$, $x_2(t_0)$, ..., $x_n(t_0)$, definem os estados iniciais do sistema; b) Uma vez que as entradas do sistema para $t \geq t_0$ e os estados iniciais são especificados, as variáveis definem completamente o comportamento futuro do sistema.

Como o modelo da bateria é de um circuito elétrico, a maneira clássica de se escrever suas equações é utilizando-se o método das malhas ou dos nós formulados pelas duas leis de Kirchhoff. Um método moderno de se escrever as equações que definem um circuito elétrico é o método das variáveis de estado, definido nas Equações 3.20 e 3.21 e utilizado neste modelo (KUO, 1995).

3.3. SIMULAÇÃO E RESULTADOS

3.3.1. Simulação do Modelo do Gerador Fotovoltaico

Tendo-se todos os dados e parâmetros necessários para o esboço das curvas (α , β , R_s , V_{mp} , V_{oc} , I_{sc} e I_{mp}), pôde-se simular, no Matlab versão 6.5, o gerador fotovoltaico desejado, tanto no formato .m, quanto no .mdl. A Figura 3.5 contém o diagrama de blocos do Simulink que descreve o módulo fotovoltaico.

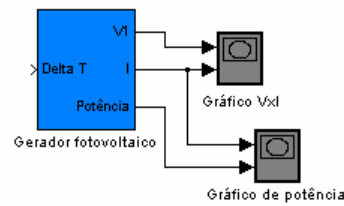
Os gráficos de V-I (tensão x corrente) e de V-P (tensão x potência) são mostrados tão logo a simulação seja executada.

A Figura 3.6 contém os gráficos oriundos de uma simulação para a tensão em função da potência e a tensão em função da corrente para o gerador fotovoltaico modelo ASE-100-ATF/17 (100), para a radiação de 1000 W/m^2 a 25°C e a 50°C . Observa-se que, comparando-se com o gráfico mostrado na Figura 3.2, as curvas simuladas são, praticamente, idênticas.

Foi calculado o erro máximo entre as curvas simuladas e as que foram fornecidas pelo fabricante (estas foram digitalizadas, sendo os pontos das curvas armazenados em banco de dados), sendo este de 0,96%. Com isso, conclui-se que o modelo utilizado para simulação de geradores fotovoltaicos cristalinos é válido, apresentando resultados satisfatórios.

a)

Modelo de gerador fotovoltaico



b)

Cálculo da corrente do gerador e potência

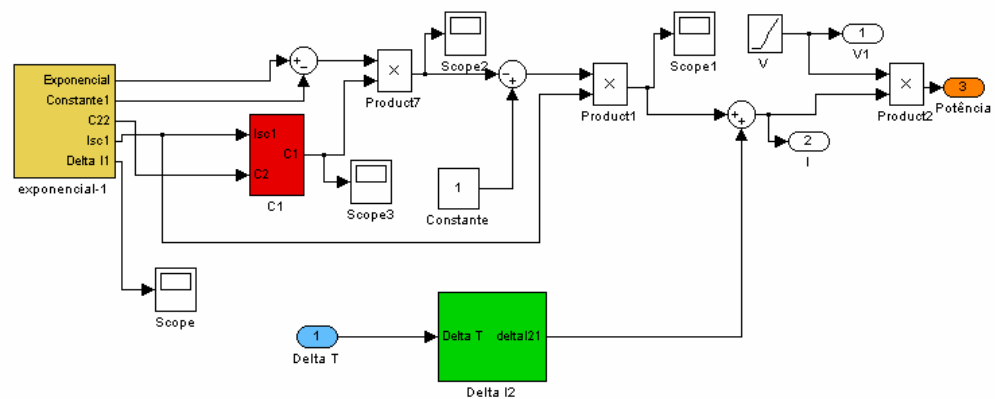
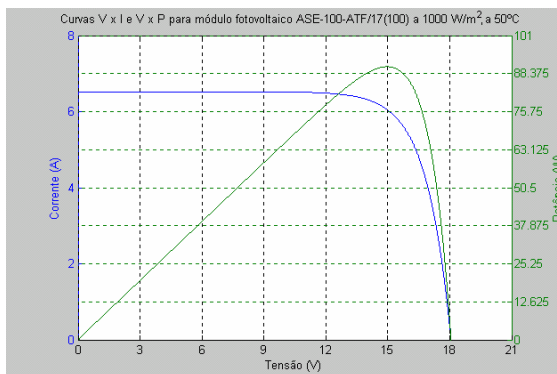


Figura 3.5. Diagrama de simulação para gerador fotovoltaico, com base na Equação 3.1, no Matlab. a) Subsistema que compõe o gerador fotovoltaico para esboço das curvas de potência e característica I-V; b) Diagrama de blocos que compõe o subsistema da letra a.

a)



b)

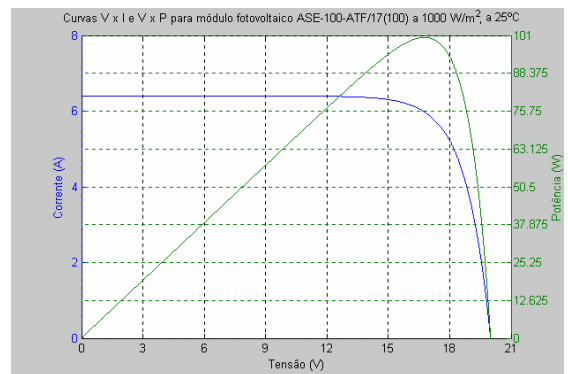


Figura 3.6. Simulação para o gerador fotovoltaico modelo ASE-100-ATF/17(100). a) Curvas características I-V e P-V, a uma irradiância de 1000 W/m^2 , a 50°C ; b) Curvas características I-V e P-V, a uma irradiância de 1000 W/m^2 , a 25°C .

3.3.2. Simulação do Modelo RC de bateria

A potência de saída do gerador fotovoltaico foi utilizada como entrada para o modelo simulado da bateria. Potência negativa significa que a bateria está no processo de carga, e potência positiva, que está em processo de descarga.

Para a simulação do modelo RC, para a bateria, foram deduzidas as equações de estado e de saída para o circuito da Figura 3.4. As equações de estado e de saída que regem o sistema são representadas pelas equações a seguir:

$$\begin{bmatrix} \dot{V}_{cb} \\ \dot{V}_{cc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\frac{1}{C_b(R_e + R_c)} & \frac{1}{C_b(R_e + R_c)} \\ \frac{1}{C_c(R_e + R_c)} & -\frac{1}{C_c(R_e + R_c)} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{cb} \\ V_{cc} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} -\frac{R_c}{C_b(R_e + R_c)} \\ -\frac{R_e}{C_c(R_e + R_c)} \end{bmatrix} [Is] \quad (3.22)$$

$$[V_0] = \begin{bmatrix} \frac{R_c}{(R_e + R_c)} & \frac{R_e}{(R_e + R_c)} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{cb} \\ V_{cc} \end{bmatrix} + \left[-R_t - \frac{R_c R_e}{(R_c + R_e)} \right] [Is] \quad (3.23)$$

As variáveis de estado são V_{cb} e V_{cc} e a entrada é Is .

As funções de transferência para o circuito foram determinadas, utilizando-se o programa Matlab, versão 6.5 (OGATA, 1997), analisando-se, inicialmente, para um determinado ponto (condições iniciais), em um dado estado de carga. As condições iniciais utilizadas foram:

$$R_t = 8,39 \, \Omega$$

$$R_e = 9,1 \cdot 10^{-3} \, \Omega$$

$$R_c = 4,55 \, \Omega$$

$$C_c = 1,1 \, F$$

$$C_b = 47,4 \, kF$$

A função de transferência obtida foi então:

$$\frac{Y(s)}{U(s)} = \frac{-8,399 s^2 - 1,6714 s}{s^2 + 0,199 s} \quad (3.24)$$

Por meio do programa Matlab (funções para análise de observabilidade, controlabilidade e estabilidade de sistemas (root locus e diagrama de Nyquist)),

verificou-se que para estes pontos, o sistema é controlável (o sistema é completamente controlável se cada variável do processo pode ser controlada para atingir um certo objetivo em tempo finito, por algum controle não forçado), observável (o sistema é completamente observável se cada variável de estado do sistema afeta alguma das saídas) e instável (KUO, 1995 e OGATA, 1997).

Na Figura 3.7, é mostrado o diagrama de blocos para a simulação da bateria, supondo-se os parâmetros invariantes com o tempo.

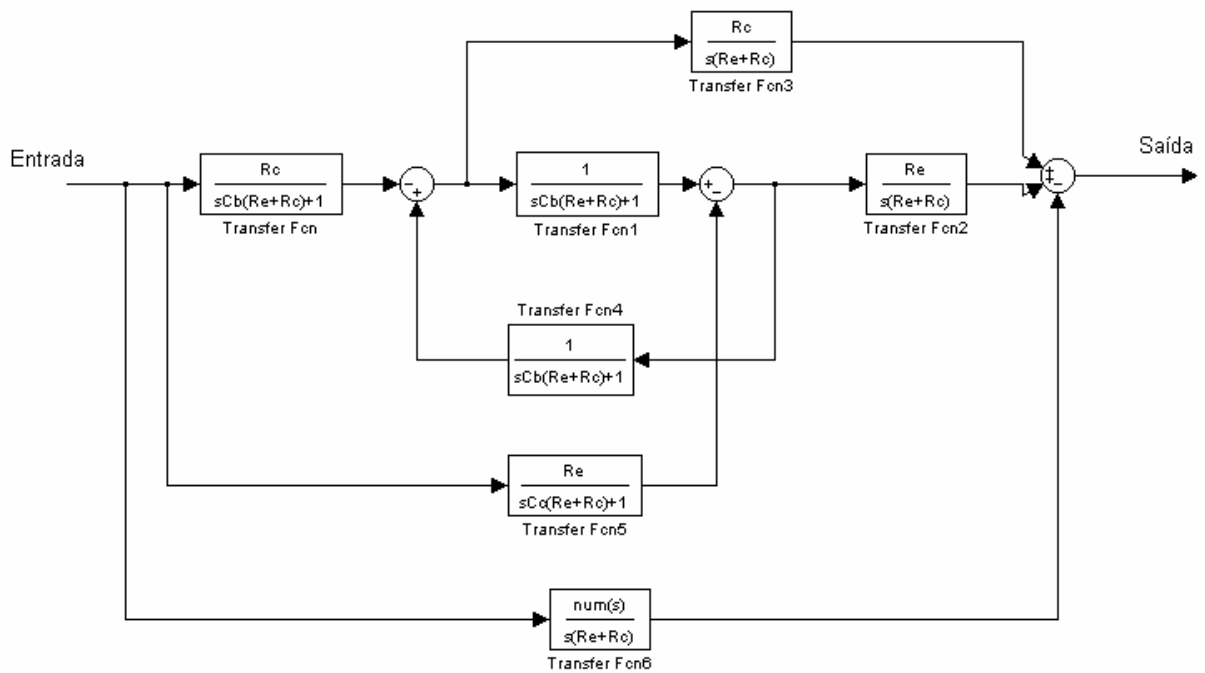


Figura 3.7. Diagrama de blocos para o modelo RC da bateria supondo-se todos os parâmetros invariantes com o tempo.

Após a determinação dos valores dos parâmetros do modelo da bateria (resistores e capacitores), para um determinado estado de carga, construiu-se, o diagrama de blocos da Figura 3.7, que representa as equações de estado e de saída, mencionadas anteriormente (Equações 3.22 e 3.23, respectivamente). Em seguida, realizou-se a simulação, sendo a entrada do sistema o modelo do gerador fotovoltaico (Equações 3.1 a 3.9). Nesta simulação, não foram levadas em consideração as variações que os parâmetros podem sofrer com a temperatura e com o estado de carga da bateria, ao longo do tempo. Desta forma, observou-se que os resultados não retratam o comportamento real da bateria, já que seus parâmetros variam com o tempo e o estado

de carga, continuamente. Por isso, foi dada maior ênfase ao modelo variante com o tempo.

Para a simulação, considerando-se os parâmetros variantes com o tempo, foram necessários alguns dados nominais da bateria, tais como: tensões máxima e mínima de operação para carga e descarga, massa, capacidade média de aquecimento, estado de carga inicial, temperatura inicial, dentre outras informações.

A Figura 3.8 contém o esquema de montagem do sistema no Simulink, para a simulação da bateria, supondo-se os parâmetros variando ao longo do tempo, em função do estado de carga e temperatura da bateria.

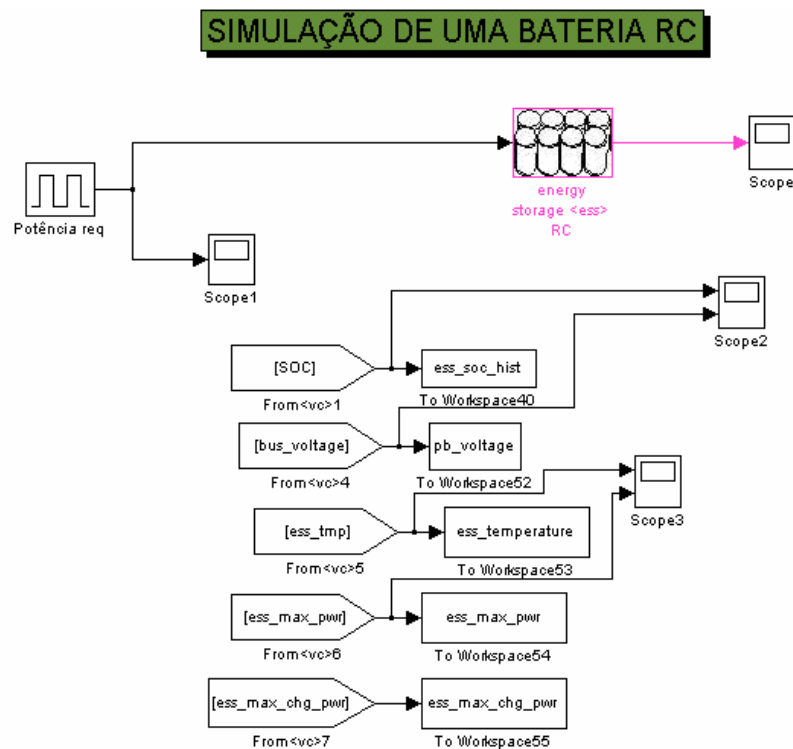


Figura 3.8. Diagrama de blocos para a bateria tendo seus parâmetros (resistores e capacitores) variando com o tempo.

Na Figura 3.8, dentro do bloco intitulado como “energy storage RC”, estão todos os outros subsistemas que retratam as Equações 3.22 e 3.23 para a execução da simulação, assim como as variações da temperatura e estado de carga da bateria.

Para a simulação, as condições iniciais utilizadas para a bateria foram: estado de carga inicial igual a 70%, tensões máxima e mínima de operação iguais a 3,9 V e 2 V, respectivamente (para um monobloco da bateria), e temperatura inicial de 20°C. A potência utilizada como dado de entrada, simulando a requerida por uma carga e a

gerada para carregar a bateria, foi a fornecida pelo gerador fotovoltaico da Figura 3.6, letra a, estando a parte positiva desta relacionada com o processo de descarga, e a parte negativa, com o processo de carga.

Foram traçadas as formas de onda para a potência fornecida pela bateria, potência requerida, seu estado de carga, tensão fornecida e a variação de sua temperatura com o tempo. Foram criadas diversas variáveis para controlar o sistema, sendo que uma lista dos parâmetros de entrada encontra-se no Anexo I.

A Figura 3.9 contém os gráficos obtidos com a simulação para a bateria com os parâmetros variando com o tempo.

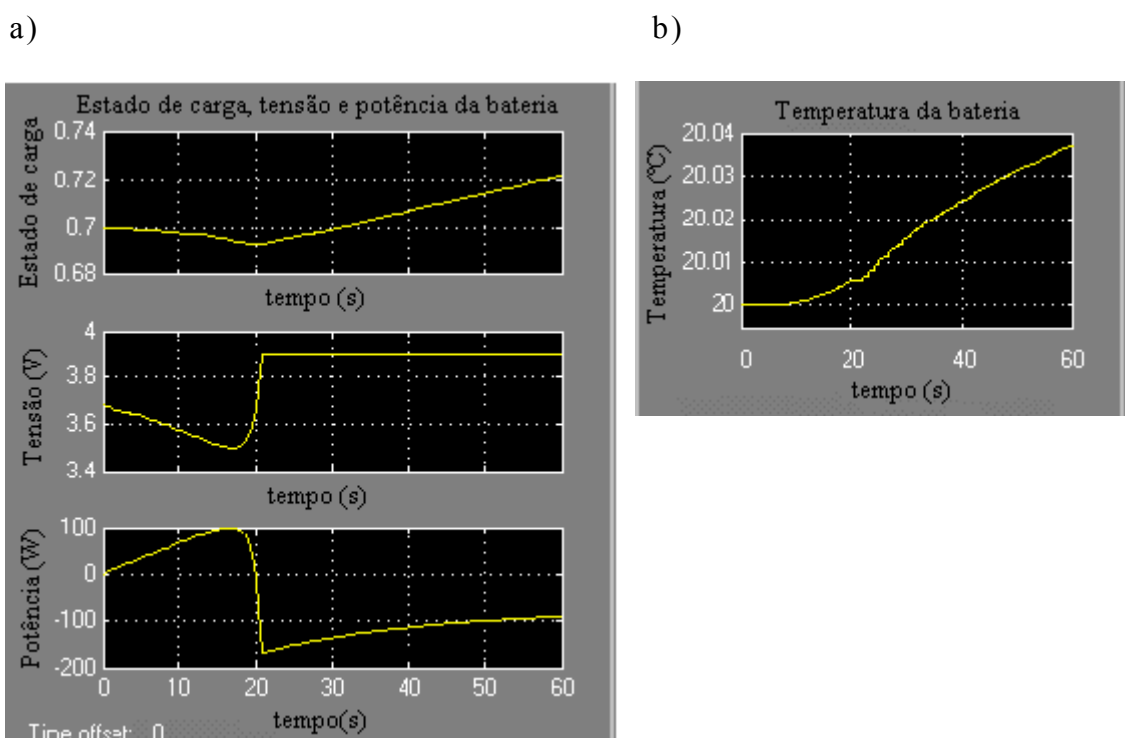


Figura 3.9. Simulação da bateria com os parâmetros variando com o tempo. a) Estado de carga, tensão e potência fornecida pela bateria, respectivamente, durante os períodos de descarga e carga. b) Temperatura da bateria durante os períodos de descarga e carga.

Na Figura 3.9, pode-se verificar que quando a potência entregue pela bateria, que é a requerida pela carga, atinge o seu ponto máximo (100 W), a tensão no monobloco da bateria atinge um ponto mínimo. Conforme a bateria é carregada (potência negativa), ela apresenta uma elevação de tensão. Observa-se que a tensão na bateria estabiliza no valor de 3,9 V, que é a tensão máxima de operação estabelecida, e o seu estado de carga e temperatura aumentam à medida em que ela entra no processo

de carga. A variação da tensão, durante a carga e descarga, é devido à corrente fornecida ou retirada, do tempo decorrido para a carga ou descarga, da temperatura e das características construtivas (MOURA, 2004). A temperatura apresenta um ligeiro aumento, partindo do valor inicial considerado de 20°C, até atingir o valor de, aproximadamente, 20,04°C. Este ligeiro aumento de temperatura é devido às reações de recombinação (formação de chumbo e dióxido de chumbo, em baterias chumbo-ácido), que são exotérmicas. Quanto ao estado de carga, que é a porcentagem da capacidade nominal, este parte de um valor de 70%, sofrendo uma redução, durante o processo de descarga, e depois, sofre uma elevação até atingir o valor de 72%.

3.4. CONCLUSÃO

Foram descritas, neste trabalho, as modelagens e simulações de baterias e geradores fotovoltaicos, utilizando-se o programa Matlab, versão 6.5., além da associação de ambos. A partir dos dados fornecidos por fabricantes de geradores fotovoltaicos e baterias pôde-se, por meio dos modelos desenvolvidos, simulá-los. O sistema foi validado não apenas utilizando os dados obtidos com a digitalização de curvas fornecidas por fabricantes, mas também, por meio de dados medidos (Capítulo 5). Verificou-se que a modelagem da bateria (considerando-se a variação dos parâmetros com o tempo) é de grande importância, pois, por meio desta, poder-se-á analisar seu comportamento durante os processos de carga-descarga e a influência destes em sua vida útil.

Existem vários modelos que tentam retratar o comportamento de baterias, mas, ainda, não existe um que seja completamente exato, porque nem todos os fatores que afetam o desempenho destas são levados em consideração, devido às dificuldades existentes para modelá-los. Com os modelos de bateria e gerador fotovoltaico desenvolvidos, pôde-se estudar e simular um sistema fotovoltaico completo e seu dimensionamento estocástico (que considera a natureza probabilística tanto da radiação solar quanto do comportamento da bateria). Outra importância é que a simulação pode ser de grande ajuda para a análise do funcionamento de um sistema fotovoltaico e redução de seus custos, já que situações das mais diversas podem ser supostas e avaliadas, melhorando todo o desempenho do sistema.

3.5. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ASE Americas Solar Module, ASE-100-ATF/17 (100), 2004.

BOROWY, B. S.; SALAMEH, Z. M. Methodology for Optimally Sizing the Combination of a Battery Bank and PV Array in a Wind/PV Hybrid System. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, v.11, n. 2, p. 367-375, jun. 1996.

COMISSÃO EUROPÉIA. Energia Fotovoltaica – manual sobre tecnologias, projeto e instalação; 2004.

CRESESB - CEPEL; GTES - Grupo de Trabalho de Energia Solar. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. Coleção Tópicos de Atualização em Equipamentos Elétricos. Rio de Janeiro, 1999. 204 p.

HECKTHEUER, L. A. **Análise de Associações de Módulos Fotovoltaicos**. 2001. 117p. Tese (Doutorado em Engenharia Mecânica)-Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, RS, 2001.

KRENZINGER, A.; BLAUTH, Y. B.; WISBECK, J. O. Seguidor Dinâmico de Máxima Potência para Painéis Solares. In: Congresso Brasileiro de Automática, 14., 2002, pp. 985-990.

KUO, B. C. **Automatic control Systems**. 7. ed. New Jersey: Prentice Hall, 1995. 897 p.

MOURA S. A.; Manual Técnico – Acumuladores Moura S. A. (Moura Clean – Baterias Estacionárias), 2004.

NREL - National Renewable Energy Laboratory. 2002, Disponível em: < <http://www.nrel.gov>>. Acesso em: 5 de setembro de 2004.

OGATA, K. **Soluções de problemas de engenharia de controle com Matlab**. Rio de Janeiro: Prentice-Hall do Brasil Ltda, 1997. 330 p.

SANTOS, W. L.; RAMOS, M. M. **Software para Aquisição de Coordenadas**. 1997. Disponível em: <<http://www.ufv.br>>. Acesso em: 3 de agosto de 2004.

CAPÍTULO 4 - DIMENSIONAMENTO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS ISOLADOS: ABORDAGEM ESTOCÁSTICA E DETERMINÍSTICA

4.1. INTRODUÇÃO

4.1.1. Processos determinísticos

Se um modelo de simulação não contiver algum componente probabilístico (randômico), é chamado de determinístico. Em modelos determinísticos, a saída é determinada de forma direta, uma vez que uma série de entradas e relações no modelo foram especificadas (LAW e KELTON, 2000).

4.1.2. Processos estocásticos

Modelos matemáticos que descrevem sistemas que variam no tempo de forma aleatória são chamados de estocásticos. Um processo estocástico é um conjunto de variáveis randômicas ordenadas no tempo, que são todas definidas sobre um espaço de amostragem comum. O conjunto de todos os possíveis valores que estas variáveis randômicas podem assumir é chamado de espaço de estado. Se o conjunto for $X_1, X_2, \dots$, então, tem-se um processo estocástico discreto. Se o conjunto for $\{X(t), t \geq 0\}$, então, tem-se um processo estocástico contínuo (LAW e KELTON, 2000).

Muitos processos estocásticos de interesse teórico e aplicado possuem a propriedade que, dado o estado atual do processo, o histórico passado não afeta as probabilidades condicionais de eventos futuros. Tais processos são chamados de processos de Markov.

Os sistemas mais complexos no mundo real, com elementos estocásticos, não podem ser precisamente descritos por um modelo matemático que possa ser avaliado analiticamente. Neste caso, a simulação é frequentemente o único tipo de investigação possível. Entretanto, modelos de simulação estocástica fornecem saídas aleatórias e devem, por isso, ser tratados como somente uma estimativa das características verdadeiras do modelo. Esta é uma das principais desvantagens da simulação (LAW e KELTON, 2000).

4.2. DIMENSIONAMENTO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

4.2.1. INTRODUÇÃO

O projeto de um sistema fotovoltaico é a relação entre a energia solar fornecida ao sistema e a demanda de energia pela carga. Pode-se utilizar para o dimensionamento os seguintes critérios: custo da energia gerada, confiabilidade, eficiência ou uma combinação destes fatores (CRESESB-CEPEL, 1999).

Os métodos simplificados utilizados em dimensionamento de sistemas fotovoltaicos baseiam-se em características médias dos componentes e valores típicos de radiação solar (dia típico). Aumentando-se a complexidade do sistema, pode-se utilizar ferramentas computacionais para o cálculo e simulação do dimensionamento, além de métodos estocásticos, que, se forem utilizados de forma correta e com dados confiáveis, geram projetos com custos adequados.

Para o dimensionamento, deve-se levar em consideração certos fatores, tais como a robustez, a facilidade de instalação e a manutenção dos equipamentos, já que, na maioria dos casos, os sistemas serão instalados em regiões isoladas e remotas, devendo suportar as intempéries a que serão submetidos, atendendo às especificações requeridas. As perdas relativas aos componentes (condutores, diodos de bloqueio, proteções, etc.) também devem ser consideradas, fazendo-se, para isto, o balanço do sistema.

Os blocos básicos que compõem um sistema fotovoltaico são (Figura 4.1):

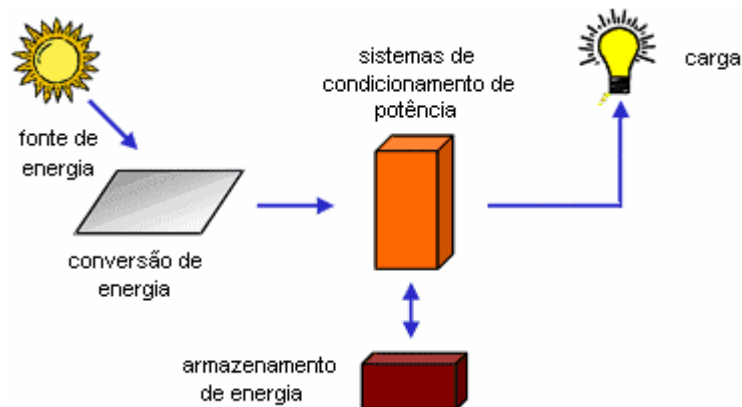
- (i) Geração (gerador fotovoltaico);
- (ii) Armazenamento de energia (baterias); e
- (iii) Unidades de controle (controlador de carga, inversor, conversor e seguidor do ponto de máxima potência).

A partir de dados meteorológicos e de uma boa estimativa da curva de carga, o projetista poderá dimensionar ou especificar cada um destes blocos, além dos demais componentes necessários à operação segura e confiável do sistema (CRESESB-CEPEL, 1999).

Existem dois métodos para dimensionamento de sistemas fotovoltaicos:

- (i) Dimensionamento estocástico; e
- (ii) Dimensionamento determinístico

O método mais complexo de dimensionamento é o estocástico, pois envolve tratamento de dados, métodos estatísticos para estimação dos parâmetros de dimensionamento e disponibilidade de dados.



Fonte: (FSEC, 2003)

Figura 4.1. Blocos que compõem um sistema fotovoltaico.

Dimensionamento Estocástico

O dimensionamento de geradores de energia e dos sistemas de armazenamento, necessário devido à natureza estocástica de algumas fontes, tem sido objeto de vários estudos.

Áreas remotas, onde os sistemas de energias renováveis podem ser imprescindíveis no desenvolvimento local, em sua maioria, não possuem dados sobre os recursos existentes. Geralmente, utilizam-se estimativas baseadas em dados de regiões similares ou próximas, para o dimensionamento. Instrumentos podem ser disponibilizados no local para se obter informações referentes à radiação solar para um curto período de tempo. Mas, estas não representam dados de longos períodos, que são necessários para o dimensionamento do sistema (NOGUEIRA, 2004).

Várias propostas para dimensionamento foram feitas, tais como simulações cronológicas, técnicas de otimização, e cálculos probabilísticos envolvendo a

probabilidade de perda de fornecimento de energia à carga, também conhecido como “Loss of Power Supply Probability” (LPSP), como uma medida da confiabilidade do suprimento de energia. Simulações cronológicas requerem uma grande quantidade de dados dos recursos energéticos e comportamentos da carga, os quais, muitas vezes, não estão disponíveis, embora seja a metodologia de dimensionamento mais precisa. Técnicas de otimização empregam métodos determinísticos e utilizam valores médios sazonais ou anuais em suas análises. Elas não consideram a natureza estocástica da radiação solar. A utilização da LPSP resulta em um dimensionamento mais realista do sistema.

A energia elétrica é produzida por células fotovoltaicas somente quando existe radiação solar disponível e esta apresenta variação ao longo do dia, dependendo do horário do dia, mês do ano, etc. Este ciclo não é controlável, mas é observável (NOGUEIRA, 2004). Por outro lado, a radiação solar está também sujeita às condições meteorológicas, cobertura de nuvens, o que não pode ser previsto detalhadamente durante um longo período de tempo. Com relação à energia proveniente de geradores fotovoltaicos, deve-se levar em consideração o comportamento estocástico da radiação solar na superfície, o que resulta em um modelo mais complexo para o dimensionamento.

A relação entre disponibilidade de recursos energéticos e potência disponível é muitas vezes não linear, ou depende de outros fatores, de tal modo que pode tornar-se complicada a conversão da distribuição de disponibilidade de recursos em potência anual disponível.

Os estudos baseados em simulação cronológica são os que fornecem melhores resultados em termos de precisão na avaliação do desempenho e das características operacionais da fonte de energia renovável. Por outro lado, exigem uma quantidade muito maior de dados disponíveis, além de maior tempo e recursos no processamento computacional. Segundo Salameh et al., 1995, a intensidade de radiação solar varia aleatoriamente devido à presença de nuvens. Desta forma, considerar apenas a radiação média é insuficiente para prever a influência de nuvens na geração de potência. Logo, para se representar a radiação solar por meio de um modelo estocástico, o autor utilizou dados de uma série temporal de irradiância, registrados em todas as horas do dia, por um período de trinta anos.

Um exemplo de simulação, hora a hora, de um sistema fotovoltaico utilizando-se dados históricos é apresentado. Os dados horários de radiação solar obtidos de um ou

mais anos são utilizados como base desta simulação. O Quadro 4.1 mostra um exemplo de 24 horas de dados simulados (retirados de uma simulação de 8.760 horas), com a utilização dos seguintes equipamentos: geradores fotovoltaicos fixos com potência de 15 kW, banco de baterias com capacidade de armazenamento de 50 kWh, ambos acoplados a um inversor CC-CA de 25 kW (NOGUEIRA, 2004).

As primeiras três colunas do Quadro 4.1 fornecem o mês, o dia e a hora da simulação. A coluna quatro fornece a energia consumida pela carga (em kWh). A coluna cinco fornece a radiação solar global (em kWh) incidente no gerador fotovoltaico. A coluna seis fornece a eficiência de conversão do gerador fotovoltaico, com ajustes que levam em consideração a inclinação do gerador em relação aos raios solares, a eficiência de conversão CC-CA, etc. A coluna sete representa o produto das colunas cinco e seis e fornece a energia fornecida pelo gerador fotovoltaico (kWh). A coluna oito representa a diferença entre as colunas sete e quatro e fornece o saldo de energia (kWh) produzida para aquela hora (valores positivos indicam que a produção de energia é maior que o consumo, e o excedente é armazenado na bateria; valores negativos indicam que a energia produzida pelo gerador fotovoltaico é insuficiente para atender à carga e portanto, a diferença é retirada das baterias). A coluna nove fornece a quantidade total de energia armazenada no final de cada hora. A coluna dez indica se houve falha no fornecimento de energia à carga. A falha ocorre quando o valor da energia armazenada na bateria mais a energia produzida pelo gerador, menos a energia demandada pela carga for negativo.

Pode-se observar no Quadro 4.1 que, em alguns momentos, houve falha no fornecimento de energia. Existem duas possibilidades para se resolver esse problema. A primeira é aumentar a quantidade de geradores fotovoltaicos, resultando em um aumento de energia disponível à carga e permitindo uma recarga mais rápida das baterias. A segunda é aumentar a capacidade das baterias, resultando numa quantidade maior de energia armazenada. Ambas as possibilidades possuem limitações e restrições e uma análise mais aprofundada deverá ser feita para o correto dimensionamento do sistema, tanto do ponto de vista econômico, quanto do ponto de vista da confiabilidade no fornecimento de energia à carga.

Quadro 4.1. Exemplo de simulação horária de energia produzida por módulos fotovoltaicos e armazenada em banco de baterias para atender a uma determinada demanda

Data			Carga (kWh)	Gerador fotovoltaico			Baterias		Falha (?)
Mês	Dia	Hora		Rad (kWh)	Ef (%)	Pot (kWh)	Saldo (kWh)	Armaz (kWh)	
2	8	13	3,51	81,73	11	8,99	5,48	29,00	Não
2	8	14	3,73	89,64	11	9,86	6,13	35,13	Não
2	8	15	4,04	90,92	12	10,91	6,87	42,00	Não
2	8	16	4,25	88,50	12	10,62	6,37	48,37	Não
2	8	17	5,22	63,00	10	6,30	1,08	49,45	Não
2	8	18	6,04	9,50	8	0,76	-5,28	44,17	Não
2	8	19	6,12	0,00	0	0,00	-6,12	38,05	Não
2	8	20	4,89	0,00	0	0,00	-4,89	33,16	Não
2	8	21	5,19	0,00	0	0,00	-5,19	27,97	Não
2	8	22	3,28	0,00	0	0,00	-3,28	24,69	Não
2	8	23	2,17	0,00	0	0,00	-2,17	22,52	Não
2	8	24	1,91	0,00	0	0,00	-1,91	20,61	Não
2	9	1	1,71	0,00	0	0,00	-1,71	18,90	Não
2	9	2	1,60	0,00	0	0,00	-1,60	17,30	Não
2	9	3	1,25	0,00	0	0,00	-1,25	16,05	Não
2	9	4	1,28	0,00	0	0,00	-1,28	14,77	Não
2	9	5	1,92	0,00	0	0,00	-1,92	12,85	Não
2	9	6	2,64	0,00	0	0,00	-2,64	10,21	Não
2	9	7	5,06	10,00	8	0,80	-4,26	5,95	Não
2	9	8	8,00	28,44	9	2,56	-5,44	0,51	Sim
2	9	9	8,00	36,10	11	3,97	-4,03	0,00	Sim
2	9	10	6,77	41,83	12	5,02	-1,75	0,00	Sim
2	9	11	4,55	48,33	12	5,80	1,25	1,25	Não
2	9	12	4,00	62,50	12	7,50	3,50	4,75	Não

Fonte: (NOGUEIRA, 2004).

Analisando-se o Quadro 4.1, observa-se que, nos horários onde houve aumento da carga, a energia armazenada nas baterias era insuficiente para supri-la, o que resultou em falha do sistema para fornecimento de energia à carga, sendo que a energia fornecida pelo gerador fotovoltaico também era inferior à solicitada. Na maioria dos casos, em que o fornecimento pelo gerador fotovoltaico era inferior à demanda de energia, as baterias supriram a carga. Isto explica a necessidade de um estudo de LPSP.

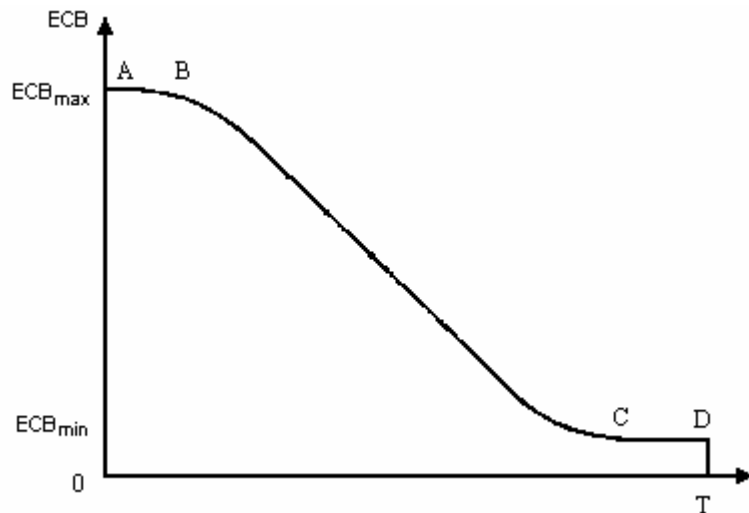
Em muitos métodos existentes de dimensionamento, não há nenhuma relação direta entre potência fornecida pelos geradores fotovoltaicos e a capacidade de armazenamento de energia. Neste caso, a capacidade de armazenamento do sistema é determinada pelo número consecutivo de dias em que a carga pode ser atendida somente pelo sistema de armazenamento, ou seja, pressupõe-se que muito pouca, ou nenhuma

energia, é fornecida pelos geradores fotovoltaicos. Isto se chama número de dias de autonomia do sistema, que apresenta como vantagens a simplicidade e a possibilidade de aplicação em um grande número de sistemas. Sua principal desvantagem é o superdimensionamento do sistema podendo torná-lo antieconômico. Existe outra forma de se dimensionar as fontes energéticas e o sistema de armazenamento, de modo a minimizar o custo e, ainda, assegurar a confiabilidade requerida pelo sistema.

O cálculo do número ótimo de geradores fotovoltaicos e baterias está baseado no conceito de probabilidade de perda de fornecimento de energia à carga (LPSP). Um valor de LPSP tendendo a zero significa que a demanda do consumidor está sendo satisfeita, enquanto que um valor igual a um, implica que a mesma não está sendo atendida. A demanda do consumidor não será satisfeita quando a energia produzida pelo gerador fotovoltaico, acrescida da energia armazenada nas baterias, não for suficiente para atender ao sistema, como no caso do Quadro 4.1. Quando existe sobra de energia produzida pelo gerador, esta é armazenada nas baterias, e quando a geração é insuficiente, a energia necessária é retirada destas.

Uma variável de decisão do sistema, para o controle da carga e descarga da bateria, é conhecida como “estado de carga”, que é a capacidade disponível em uma bateria ou célula expressa como porcentagem da capacidade nominal (ECB). Quando o estado de carga da bateria atinge seu valor máximo, ECB_{max} , o sistema de controle interfere e interrompe o processo de carregamento e quando atinge seu valor mínimo, ECB_{min} , o sistema de controle desconecta as cargas do sistema. O estado de carga da bateria, em qualquer tempo t , depende do estado de carga no momento anterior ($t-1$) e do comportamento da energia gerada e utilizada nesse intervalo de tempo.

A Figura 4.2 apresenta uma curva típica do estado de carga de uma bateria em função do tempo (durante um período T).

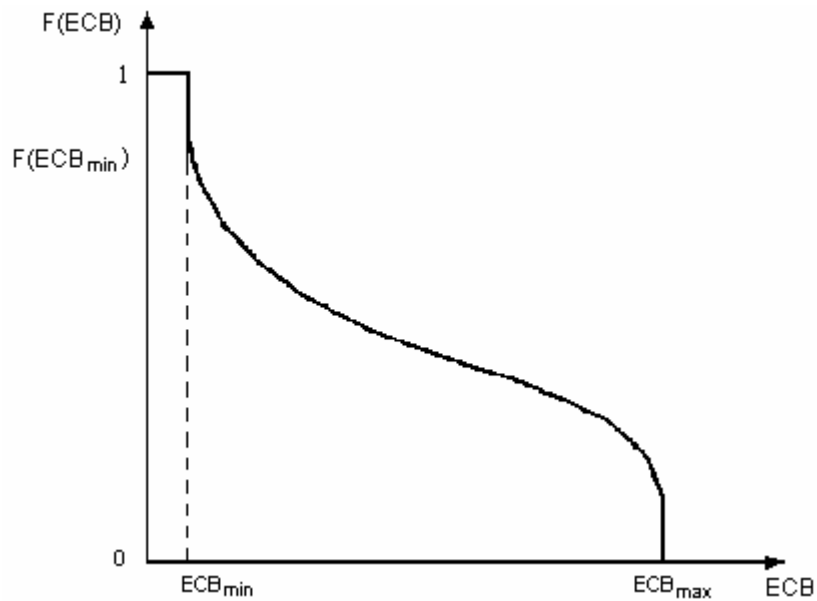


Fonte: (NOGUEIRA, 2004)

Figura 4.2. Curva típica do estado de carga de uma bateria em função do tempo.

Observa-se, na Figura 4.2, que o trecho A – B descreve o tempo acumulado durante o qual o estado da carga atingiu seu valor máximo permitido (ECB_{max}). Durante esse período de tempo, o estado de carga é constante devido à intervenção do sistema de controle para evitar sobrecarga. O trecho C – D descreve o tempo no qual o estado de carga alcançou o valor mínimo permitido (ECB_{min}). Esse nível é também mantido constante pelo sistema de controle, caso contrário, a bateria seria completamente descarregada e o estado de carga chegaria a zero. Esse intervalo de tempo C – D representa o período no qual o sistema não consegue atender à demanda do consumidor.

Uma normalização do eixo do tempo na Figura 4.2 com relação a T (período em estudo) e uma permuta entre os eixos das abcissas e das ordenadas, resulta na função de distribuição complementar do estado de carga, $F(ECB)$, como mostrado na Figura 4.3.



Fonte: (NOGUEIRA, 2004)

Figura 4.3. Função de distribuição complementar do estado de carga de uma bateria.

Observa-se, na Figura 4.3, que $F(ECB_{min})$ representa a probabilidade do estado de carga ser igual ou maior que ECB_{min} . Desse modo, a probabilidade complementar, $1 - F(ECB_{min})$, indica o período (normalizado) em que a demanda não foi satisfeita, ou seja, indica a “probabilidade de perda de fornecimento de energia à carga” (LPSP). Desta forma obtém-se:

$$LPSP = \Pr\{ECB(t) \leq ECB_{min}; \quad \text{para } t \leq T\} \quad (4.1)$$

ou,

$$LPSP = 1 - F(ECB_{min}) \quad (4.2)$$

Isto significa que, a LPSP representa a probabilidade do estado de carga na bateria ser menor ou igual ao estado mínimo permitido, ECB_{min} , ou, de modo semelhante, pode-se também expressá-la como sendo o número acumulado de horas por ano no qual a demanda não foi atendida. Esse número é utilizado para definir a confiabilidade do sistema, e ajudar a encontrar a solução ótima para o problema do dimensionamento a custo mínimo.

Parâmetros envolvidos em dimensionamento estocástico

Muitos são os parâmetros que devem ser levados em consideração quando se dimensionar um sistema fotovoltaico de forma estocástica (geradores fotovoltaicos e sistema de armazenamento de energia). A seguir, são enumerados alguns desses parâmetros.

a. Localização da região onde será instalado o sistema fotovoltaico

O projeto de sistemas fotovoltaicos depende da localização do sistema instalado. Dados sobre a latitude e altitude são importantes para o dimensionamento, pois o ângulo de inclinação do gerador fotovoltaico, que maximiza a sua geração de energia, varia com a época do ano e depende da latitude do local. Isto significa que o mesmo gerador fotovoltaico, para a mesma carga, pode ser superdimensionado numa região, e subdimensionado em outra com baixo nível de radiação solar. A orientação do gerador fotovoltaico deve ser em direção ao Equador. Fatores que influem no balanço local de radiação e, conseqüentemente, na temperatura local do ar incluem: (1) latitude, hora do dia e dia do ano, que determinam a altura do sol e a intensidade e duração da irradiância solar; (2) cobertura de nuvens, pois ela afeta o fluxo tanto da radiação solar como da radiação terrestre e (3) a natureza da superfície, pois esta determina o albedo e a porcentagem da radiação solar absorvida usada para aquecimento por calor sensível e aquecimento por calor latente (UFPR, 2003). Como a densidade do ar também diminui com a altitude, o ar absorve e reflete uma porção menor de irradiância solar. Conseqüentemente, com o aumento da altitude, a intensidade da insolação também cresce (UFPR, 2003). Deve-se levar em consideração também a temperatura de funcionamento do gerador fotovoltaico.

b. Dados de irradiância solar diária do local em estudo

Um histórico de dados sobre radiação solar é importante para a execução do método escolhido para o dimensionamento. Deve-se, para isso, verificar a disponibilidade destes dados em estações meteorológicas, próximas ao local onde será instalado o sistema fotovoltaico e a forma como foram coletados. Por exemplo, o método utilizado por Salameh et al., 1995, utiliza uma base de dados de radiação solar

registrada em todas as horas do dia, por um período de trinta anos, para cálculo da função de densidade de probabilidade.

c. Insolação global sobre uma superfície

Dependendo do modelo estocástico escolhido para prever a probabilidade de perda de fornecimento de energia à carga, é necessário ter conhecimento da insolação global sobre a superfície para um intervalo de tempo j . O método utilizado por Abouzahr e Ramakumar, 1991, divide as horas do dia em intervalos de tempo. Considerando-se o $j^{\text{ésimo}}$ intervalo, a insolação pode ser expressa em termos do valor máximo possível durante este intervalo.

$$I_j = I_{\max j} (1 - K_j) \quad (4.3)$$

em que

- I_j - insolação global sobre uma superfície para o intervalo de tempo j ($\text{MJ m}^{-2} \text{h}^{-1}$);
- $I_{\max j}$ - insolação global máxima sobre uma superfície na ausência de cobertura de nuvens para o intervalo de tempo j ($\text{MJ m}^{-2} \text{h}^{-1}$); e
- K_j - variável randômica “cobertura de nuvens” para o intervalo j (decimal).

A radiação direta é atenuada pela presença de nuvens e outros elementos presentes na atmosfera. A depleção da radiação direta por nuvens depende de sua quantidade, espessura e o número de camadas. Logo, é de suma importância para o dimensionamento que seja levada em consideração a cobertura de nuvens. O método utilizado por Abouzahr e Ramakumar, 1991, considera este evento, como mencionado anteriormente.

O desvio dos dados calculados, em relação à média do evento de cobertura de nuvens, também é utilizado no cálculo dos parâmetros da função Beta utilizada na quantificação da LPSP para o dimensionamento de sistema fotovoltaico, pelo método de Abouzahr e Ramakumar, 1991.

d. Características do sistema fotovoltaico isolado

Informações a respeito das características do sistema fotovoltaico que será instalado são necessárias, tais como o tipo de carga, horas de funcionamento das cargas, eficiência dos sistemas de condicionamento de potência, dentre outras.

e. Características dos geradores fotovoltaicos

Dados fornecidos por fabricantes são necessários para o cálculo do fator de capacidade dos geradores fotovoltaicos. Fator de capacidade é definido como sendo a razão entre a potência média de saída do módulo fotovoltaico e a potência fornecida pelo fabricante. Por meio de seu método de dimensionamento estocástico para a radiação solar, Salameh et al., 1995, demonstraram que a seleção do gerador fotovoltaico ótimo, para uma localidade escolhida, é independente do valor de sua potência fornecida por fabricantes. A diferença no valor dos fatores de capacidade, para os geradores fotovoltaicos em estudo, é o resultado de seus parâmetros característicos, tais como área, resistência série (R_s), coeficientes de temperatura (α , β), temperatura de referência (T_{ref}), corrente e tensão de potência máxima (I_{mp} , V_{mp}), tensão de circuito aberto (V_{oc}) e corrente de curto-circuito (I_{sc}), dentre outros.

f. Eficiência dos geradores fotovoltaicos

A eficiência dos geradores fotovoltaicos é um outro parâmetro utilizado em dimensionamentos estocásticos. O método utilizado por Safie, 1989, com base na cadeia de Markov, caracterizou o seu espaço de estado, W , por três eventos (S , I , L), sendo S o estado de carga da bateria em Ah (ampère-hora), I a insolação em $\text{kW m}^{-2} \text{dia}^{-1}$, e L a demanda de carga em Ah. A eficiência dos geradores fotovoltaicos foi utilizada para a construção das equações de fluxo de energia utilizadas na confecção da matriz de transição de Markov.

g. Disponibilidade e indisponibilidade dos geradores fotovoltaicos

A função de densidade de probabilidade para a saída de um gerador fotovoltaico pode ser obtida em termos da disponibilidade e indisponibilidade do sistema

fotovoltaico avaliado na entrada do sistema de armazenamento de energia. Aumentando-se a disponibilidade dos geradores tem-se o mesmo efeito de se aumentar a potência máxima do gerador, porém com menor grau de influência.

h. Potência de saída do gerador fotovoltaico

A potência de saída do gerador fotovoltaico é a soma da potência fornecida à carga e ao sistema de armazenamento de energia. É, também, um parâmetro importante para o dimensionamento estocástico, pois dele dependerá o suprimento de energia à carga e às baterias. A potência máxima do gerador é a soma da potência instantânea de entrada no sistema de armazenamento com a demanda mínima de carga. A potência de saída do gerador é função da insolação, temperatura ambiente e velocidade do vento prevalecida.

i. Capacidade de armazenamento das baterias

A capacidade de armazenamento das baterias, empregada em métodos de dimensionamento determinístico e estocástico, é utilizada para quantificar e expressar o estado de carga da bateria, além da máxima profundidade de descarga e máxima carga a que pode ser submetida.

j. Potência contínua equivalente de saída do sistema de armazenamento de energia durante o período em estudo

A potência contínua equivalente de saída do sistema de armazenamento de energia é um parâmetro utilizado no método proposto por Abouzahr e Ramakumar, 1991. É, conceitualmente, a potência máxima permitida que pode ser continuamente retirada das baterias durante o período em estudo.

k. Eficiência da bateria

A eficiência da bateria também é utilizada no método de dimensionamento estocástico utilizado por Safie, 1989, com base na cadeia de Markov.

I. Características da carga

Deve ser informado se as cargas são simples ou múltiplas, pois dependendo do método utilizado para dimensionamento, por exemplo, o que utiliza cadeia de Markov, uma expansão do sistema irá requerer a modificação do espaço de estado da matriz de desempenho e modificações nas equações de fluxo de energia.

A demanda de carga e seus valores máximo e mínimo são de suma importância e devem ser quantificados, tanto em dimensionamentos determinísticos quanto em estocásticos. Esses valores são utilizados tanto no método desenvolvido por Safie, 1989, quanto por Abouzahr e Ramakumar, 1991. Por meio dos dados de carga, pode-se desenvolver as equações de fluxo de energia para construção da matriz de transição de probabilidade e desenvolver a função Beta. No método de Safie, 1989, um dos casos estudados indica que quando a saída do gerador fotovoltaico se iguala ou excede a demanda de carga durante a hora considerada do dia, a fração da carga atendida pela bateria é igual à razão da carga noturna pela demanda de carga diária total. No método de Abouzahr e Ramakumar, 1991, a carga é considerada uniformemente distribuída entre a sua demanda máxima e mínima.

m. Probabilidade de perda de fornecimento de energia à carga (LPSP)

Com base nos parâmetros mencionados anteriormente, pode-se determinar a função de densidade de probabilidade ou a cadeia de Markov para determinar a probabilidade de perda de fornecimento de energia à carga (LPSP). A LPSP ocorre quando o sistema de armazenamento se depara com o estado de máxima profundidade de descarga, não sendo permitido que a energia nas baterias caia abaixo deste nível, ocorrendo desta forma, interrupção do fornecimento de energia à carga.

Dimensionamento Determinístico

Para o dimensionamento determinístico de um sistema fotovoltaico, podem ser utilizados programas computacionais, ou planilhas, que orientam passo a passo o projeto e que se baseiam, geralmente, na operação do sistema em um dia típico, devendo o projetista escolher a ferramenta que melhor se ajuste ao seu projeto.

Para o dimensionamento determinístico, podem ser seguidas as etapas descritas a seguir (CRESESB-CEPEL, 1999):

- Avaliação da radiação solar

Na fase inicial do projeto, quantifica-se a radiação solar global incidente sobre o gerador fotovoltaico, de forma a calcular a energia gerada. Na maioria dos casos, é necessário utilizar métodos de tratamento de dados que permitam estimar a(s) grandeza(s) de interesse, pois as informações costumam não estar na forma desejada. No Brasil, as grandezas mais comumente medidas são o número de horas de insolação e a radiação global no plano horizontal.

Os métodos de tratamento de dados utilizam modelos que tentam, com o máximo de fidelidade, estimar as grandezas cuja medição seja mais complexa ou mais dispendiosa, ou aproveitar uma grande base de dados disponível. Os principais objetivos destes tratamentos de dados são (CRESESB-CEPEL, 1999):

- (i) Traduzir valores medidos no plano horizontal para superfícies inclinadas;
- (ii) Estimar componentes direta e difusa a partir de dados da radiação global;
- (iii) Obter valores de potência ou energia a partir do número de horas de insolação;
- (iv) Estimar valores horários a partir de valores diários, ou diários a partir de mensais, e etc.

No dimensionamento determinístico, consideram-se os valores diários médios de energia.

Uma diferença bem marcante, entre o método estocástico e o determinístico, é que o método estocástico utiliza a natureza probabilística da radiação solar. A radiação solar é comumente considerada como uma variável aleatória, sendo utilizados métodos estatísticos para seu estudo, por meio da função de densidade de probabilidade. O evento de cobertura de nuvens é levado em consideração. Desta forma, a consideração da radiação média, somente, não é suficiente para prever influência de nuvens sobre a geração de potência.

Os parâmetros utilizados nesta etapa de dimensionamento determinístico são (CRESESB-CEPEL, 1999):

a) Localização do sistema/localização da medição

Deve-se fornecer os valores da latitude e longitude do local onde será instalado o sistema fotovoltaico e do local onde foram coletados os dados de radiação solar a serem utilizados no projeto.

b) Carga corrigida (Ah/dia)

Cálculo da energia necessária para alimentar a carga média diária.

c) Sol pleno (h/dia)

Fornecimento do número médio de horas diárias em que a radiação solar deve permanecer constante e igual a 1 kW/m^2 , de forma que a energia resultante seja equivalente à energia acumulada para o dia e local em questão. Deve-se fornecer o valor para cada mês.

d) Corrente de projeto (A)

e) Maior valor da corrente de projeto (A) e sol pleno (h/dia)

Deve-se fornecer o maior valor mensal de corrente de projeto com o número de horas de Sol Pleno correspondente.

f) Menor valor da corrente de projeto (A) e sol pleno (h/dia)

Deve-se fornecer o menor valor de corrente de projeto e com o número de horas de Sol Pleno correspondente.

- Estimativa da curva de carga

Para o dimensionamento, necessita-se, também, da demanda de energia pela carga. O objetivo desta análise é a construção de uma curva de carga que expresse as eventuais sazonalidades. Este estudo pode implicar numa redução significativa do custo do sistema e prevenir contra efeitos de possíveis variações localizadas no comportamento da carga. A forma mais usual para se especificar uma carga para um projeto de sistema fotovoltaico é por meio do seu consumo diário de energia. É comum utilizar-se o valor de consumo correspondente a dias em que a relação consumo/disponibilidade de energia solar é máxima. O consumo diário é dado em Ah

(ampères-hora). O consumo poderia ser expresso também em Wh, mas como há variação da tensão do sistema em virtude da diferença na tensão no período de carga e descarga das baterias, é mais conveniente expressá-lo em ampères-hora. Nos casos em que há equipamento seguidor do ponto de máxima potência, é mais indicado utilizar-se Wh.

Outros fatores importantes no estudo da demanda de carga, são os valores máximo e mínimo das mesmas, para que o sistema possa ser dimensionado levando-se em consideração as condições críticas de operação. Tensão nominal e características dos equipamentos, tais como, CC ou CA e eficiências, também são importantes para o estudo de especificações das cargas.

A diferença entre o método estocástico e o determinístico para esta etapa de projeto é que, enquanto o método determinístico utiliza equações analíticas simples, o método probabilístico utiliza dados estatísticos para o cálculo da LPSP de sistema fotovoltaicos isolados, sendo que os dados são tratados estatisticamente e as horas do dia divididas em intervalos de tempo. No método que utiliza a função de densidade de probabilidade Beta, a carga é considerada uniformemente distribuída entre os seus valores máximo e mínimo e é estatisticamente independente com relação à insolação. O método determinístico ignora a natureza estocástica da carga e insolação, e usa valores médios. Métodos probabilísticos incorporam a natureza flutuante da carga, baterias e gerador.

Parâmetros utilizados nesta etapa de dimensionamento determinístico (CRESESB-CEPEL, 1999):

a) Descrição das cargas

Descrição resumida de cada carga e de sua quantidade, entrando com os seus valores, CC e CA (se existentes). Fornecimento de dados referentes a cada época onde diferenças na demanda de carga são observadas.

b) Corrente da carga (A)

c) Tensão da carga (V) CC ou CA

d) Potência da carga CC e CA (W)

- e) Ciclo de serviço diário (h/dia)
Fornecer dados referentes ao tempo médio diário em que a carga será usada.
- f) Ciclo de serviço semanal (dias/semana)
Fornecer o número médio de dias em que a carga será usada por semana.
- g) Eficiência na conversão de potência (decimal)
Fator que está relacionado com a perda de energia que ocorre nos sistemas que utilizam componentes condicionadores de potência.
- h) Tensão nominal CC do sistema (V)
- i) Consumo ampères-hora (Ah/dia)
Cálculo do consumo médio diário da carga e do sistema em ampères-hora.
- j) Estimativa da corrente de pico (A)
Cálculo da máxima corrente necessária para operação simultânea de todas as cargas.
- k) Fator de eficiência dos condutores (decimal) ($1 - \text{perda no fio}$)
Fornecer dados da fração decimal, de acordo com a perda de energia causada pelos condutores. Este fator pode variar de 0,95 a 0,99. A perda na fiação não deve exceder a 3%. O valor padrão para a eficiência dos condutores é de 0,98.
- l) Fator de eficiência da bateria (decimal)
Fornecer os dados de eficiência da bateria, que é o número de ampères-hora de saída dividido pelo número de ampères-hora de entrada.

- Escolha da configuração

A escolha da configuração do sistema baseia-se nas características da carga, na disponibilidade de recursos energéticos e análise financeira. Ressalta-se que a configuração do sistema é o número de módulos e de baterias e a forma como são arrançados (série e/ou paralelo).

- Dimensionamento do sistema de armazenamento de energia

O sistema de armazenamento é composto pelas baterias, pois, esta forma de armazenamento de energia é o meio mais difundido, em razão da sua melhor relação custo versus benefício.

Os parâmetros mais importantes para o dimensionamento do banco de baterias são:

a) Eficiência

Existem dois valores de eficiência para uma bateria: a de Wh e a de Ah. A primeira situa-se em torno de 85%, enquanto que a segunda, aproxima-se de 100%. Quando a bateria encontra-se num estado de carga, próximo ao de carga plena, há uma redução de sua eficiência. Baixas temperaturas também fazem com que a bateria apresente uma redução de sua eficiência.

b) Máxima profundidade de descarga (para ciclos diários e esporádicos)

Quanto mais profundo o ciclo de descarga, mais curta a vida da bateria. Existem dois limites que são, normalmente, estabelecidos para a máxima profundidade de descarga: o cíclico (diário) e o esporádico. Os ciclos esporádicos correspondem aos períodos críticos de geração solar e, embora a vida da bateria esteja mais ligada à ciclagem diária, o projetista deve avaliar o efeito dos mesmos no desempenho (CRESESB-CEPEL, 1999).

c) Autonomia do sistema

Autonomia do sistema corresponde aos dias sem sol. É uma previsão do maior período possível de consumo de energia com geração solar insuficiente para repor o estado de carga inicial do sistema de armazenamento, com uma determinada taxa de risco.

A capacidade do sistema de armazenamento sendo determinada pelo número de dias consecutivos, durante a qual a demanda do consumidor pode ser suprida pelo sistema de armazenamento de energia, sem alguma consideração da saída do gerador fotovoltaico, embora simples, não é a solução ótima. Ela não emprega a relação direta

entre LPSP, área do gerador fotovoltaico e capacidade de armazenamento. Esta é uma desvantagem do método determinístico, o que não ocorre no método estocástico.

Os principais parâmetros para esta etapa do dimensionamento determinístico são (CRESESB-CEPEL, 1999):

a) Dias de armazenamento

Número de dias consecutivos que o sistema de armazenamento (bateria) terá que atender a carga nos períodos em que o gerador fotovoltaico não estiver gerando energia.

b) Profundidade de descarga máxima (decimal)

Fornecer a máxima descarga permitida para a bateria, que depende de seu tamanho e tipo.

c) Desconto por temperatura (decimal)

Fornecer o valor do fator que faz a correção da capacidade da bateria para baixas temperaturas.

d) Capacidade necessária para a bateria (Ah)

Cálculo da capacidade da bateria capaz de suprir a demanda de carga diária durante o número de dias necessários.

e) Capacidade da bateria selecionada (Ah)

Fornecer a capacidade nominal de armazenamento, em Ah, fornecida pelo fabricante.

f) Número de baterias em paralelo

g) Tensão nominal da bateria (V)

h) Número de baterias em série

Cálculo do número necessário de baterias em série para fornecer a tensão do sistema.

i) Número total de baterias

Cálculo do número total de baterias do sistema.

j) Capacidade da bateria do sistema (Ah)

k) Capacidade útil da bateria (Ah)

Número de Ah que pode seguramente ser fornecido pelas baterias instaladas.

- Dimensionamento da geração fotovoltaica (CRESESB-CEPEL, 1999)

A escolha do tipo e número de geradores fotovoltaicos, a serem utilizados, depende de uma série de fatores, dentre eles:

- (i) Tensão nominal do sistema;
- (ii) Curva característica I x V do gerador;
- (iii) Custo da área disponível para instalação;
- (iv) Degradação do desempenho em função da temperatura ambiente e idade dos geradores; e
- (v) Custo e expectativa de vida para o gerador fotovoltaico.

Os parâmetros mais importantes para o dimensionamento são:

- (i) Consumo calculado para a carga;
- (ii) Irradiância solar global no plano do gerador;
- (iii) Eficiência do banco de baterias;
- (iv) Perdas causadas por componentes adicionais;
- (v) Valor típico de corrente que corresponde ao ponto de máxima potência; e
- (vi) Tensão de operação (deve-se lembrar que, para sistemas com armazenamento, sem seguidor do ponto de máxima potência, a tensão é imposta pela bateria e depende da corrente, do estado de carga e da temperatura).

Sistemas com mecanismo de seguimento do sol, com capacidade de acompanhá-lo em seus movimentos diários ao longo do ano (rastreador em dois eixos), são dimensionados considerando-se as componentes de radiação direta normal e difusa no plano instantâneo do gerador (CRESESB-CEPEL, 1999).

Sistemas com seguidores do ponto de máxima potência (MPPT) são dimensionados com a energia especificada em Wh, já que as tensões de operação do gerador fotovoltaico e do sistema não estão amarradas (CRESESB-CEPEL, 1999).

Parâmetros utilizados no dimensionamento de geradores fotovoltaicos (CRESESB-CEPEL, 1999):

a) Corrente de projeto (A)

b) Fator de correção do gerador fotovoltaico (decimal)

Fornecer o fator de ajuste da corrente do gerador nas Condições Padrão de Teste (STC) para as condições de campo.

c) Corrente de projeto corrigida (A)

Cálculo da corrente mínima necessária, gerada pelo arranjo fotovoltaico, a ser fornecida à carga média diária, para o local escolhido.

d) Corrente nominal do gerador fotovoltaico (A)

e) Número de geradores em paralelo

f) Tensão necessária para carregar as baterias (V)

Cálculo da mínima tensão necessária para carregar as baterias.

g) Tensão do gerador (V) para a temperatura mais elevada de operação

h) Número de geradores em série

i) Número total de geradores fotovoltaicos

j) Corrente nominal do arranjo fotovoltaico (A) nas condições padrão de teste

k) Corrente de curto-circuito do gerador fotovoltaico (A) nas condições padrão de teste

l) Corrente de curto-circuito do arranjo fotovoltaico (A) nas condições padrão de teste

m) Tensão nominal do gerador fotovoltaico (V) nas condições padrão de teste

n) Tensão de circuito aberto do gerador fotovoltaico (V) nas condições padrão de teste

- Especificação dos demais componentes básicos

a. Controladores de carga

Parâmetros mínimos para a especificação:

- (i) Valor máximo de corrente; e
- (ii) Tensão de operação;

Outras características desejáveis a serem especificadas:

- (i) Pontos de ajuste;
- (ii) Compensação de temperatura;
- (iii) Alarme de tensão baixa na bateria;
- (iv) Proteção contra corrente reversa;
- (v) Seguidor do ponto de máxima potência; e
- (vi) Indicações visuais (leds, display, etc.).

A escolha de controladores de carga baseia-se em:

- (i) Tensão do sistema;
- (ii) Corrente na carga e gerador fotovoltaico;
- (iii) Tipo e dimensão da bateria;
- (iv) Algoritmo de regulação e projeto de elementos de chaveamento;
- (v) Pontos de ajuste de regulação e desconexão da carga;
- (vi) Condições de operações ambientais;
- (vii) Indicadores do sistema, alarmes e medidores;
- (viii) Sobrecorrente, desconexões e dispositivos de proteção; e
- (ix) Custos e disponibilidade.

b. Inversores

O inversor, também conhecido como conversor CC-CA, estabelece uma conexão entre o gerador fotovoltaico e a rede CA ou a carga CA. A sua principal tarefa consiste em converter o sinal elétrico CC do gerador fotovoltaico em um sinal elétrico CA, e ajustá-lo para a frequência e o nível de tensão da rede a que está ligado (COMISSÃO EUROPÉIA, 2004).

Parâmetros básicos para seu dimensionamento:

- (i) Tensão de entrada;
- (ii) Potência nominal; e
- (iii) Características de saída.

Parâmetros mais comuns:

- a) Características de saída (forma de onda, frequência, amplitude, distorção)

Especificar a forma de onda necessária.

- b) Tensão do sistema CC (V)

- c) Tensão do sistema CA (V)

- d) Potência nominal (W)

- e) Capacidade de surto (W)

Fornecer a capacidade de surto que será necessária para o pior caso.

- f) Potência máxima (W)

- g) Carga CA máxima (simultânea)

Fornecer a máxima carga CA (simultânea) esperada. Esta é determinada somando-se as cargas que operam ao mesmo tempo.

- h) Taxa de utilização

i) Tempo de operação do inversor com carga máxima simultânea (min)

j) Modularidade;

k) Taxa de serviço contínuo do inversor (W)

Estimar a taxa de serviço para o inversor baseando-se na carga média esperada. Este valor não poderá exceder a potência nominal do inversor.

l) Fator de potência

m) Consumo permanente

n) Ruído

o) Indicações visuais (leds, display, medidores, etc)

p) Proteções

q) Especificações do inversor

Informar os dados fornecidos pelo fabricante do inversor selecionado.

r) Eficiência do inversor necessária com a carga (%)

Fornecer a eficiência desejada para o inversor para a carga média.

Características adicionais:

- Operação em mais de um quadrante (inversor bi-direcional);
- Capacidade de interconexão com a rede.

c. Conversor

No caso do sistema necessitar de um conversor CC-CC, os parâmetros a seguir são indicados para sua escolha (CRESESB-CEPEL, 1999):

a) Tensão de entrada CC (V)

- b) Tensão de saída CC (V)
- c) Potência de saída (W)
- d) Temperatura de operação (°C)

Observa-se, que para estes componentes não é feita análise estocástica, pois, esta é utilizada nas partes do sistema fotovoltaico que apresentam variações randômicas e sazonais, tais como, sistema de armazenamento de energia e gerador.

- Projeto elétrico

Outros desafios com os quais o projetista de um sistema fotovoltaico se depara (CRESESB-CEPEL, 1999):

- Interconexão dos diversos componentes do sistema de forma eficiente, evitando perdas de energia;
- Torná-lo seguro, sob o ponto de vista elétrico, considerando-se a segurança do sistema e do usuário; e
- Verificação da obediência aos códigos locais para instalações elétricas.

Diodos de bloqueio e de passo (bypass)

Diodos de proteção são incluídos em sistemas fotovoltaicos com um dos objetivos a seguir:

- a) Otimizar a captação de energia do arranjo e evitar danos aos geradores em períodos em que há sombreamento parcial do sistema, ou, quando os geradores que compõem o arranjo possuem características elétricas diferentes; e
- b) Evitar fuga de corrente da bateria para o gerador fotovoltaico, em sistemas com armazenamento, durante o período noturno, ou quando os níveis de insolação são muito baixos.

Os diodos de bloqueio são utilizados em ambas as situações, já o de bypass é utilizado apenas para o primeiro caso.

A especificação dos diodos é feita por meio da determinação da corrente direta de operação (função do número de geradores em paralelo) e da tensão reversa máxima (função do número de geradores fotovoltaicos em série) (CRESESB-CEPEL, 1999).

Condutores

A experiência tem mostrado que limites de perda de tensão razoáveis, para a condição crítica de operação, são: 1% entre controlador e bateria(s); 3% para qualquer outro trecho individual (por exemplo, trecho entre gerador e controlador); e 5% de perda total (desde o gerador até o usuário final). Estes percentuais são relativos à tensão nominal do sistema (CRESESB-CEPEL, 1999).

Os parâmetros relativos ao seu dimensionamento são:

a) Circuito CA ou CC

Identificar toda a fiação do sistema.

b) Tensão (V) em cada um dos circuitos (CC ou CA).

c) Corrente máxima (A) de cada condutor

d) Comprimento de cada trecho do circuito (m)

e) Queda de tensão permitida (%) em cada trecho do circuito.

f) Compensação para redução de temperatura em condutores expostos a temperaturas maiores do que 30°C

g) Determinação da bitola do condutor (mm^2) a ser usado em cada ponto do circuito considerando a corrente e a distância de cada ponto.

h) Tipo de condutor

Descrição do tipo de condutor a ser usado em cada trecho do circuito, incluindo o condutor terra.

4.2.2. OBJETIVOS

O objetivo deste capítulo é de descrever uma metodologia para dimensionamento de sistemas fotovoltaicos isolados, segundo modelo estocástico, a fim de se obter uma forma mais precisa para a estimação da confiabilidade destes sistemas e simulá-los ao longo de um ano. Além disto, é feita uma comparação entre o modelo desenvolvido e outras metodologias existentes.

As metas específicas para este capítulo foram:

- (i) Desenvolver metodologia para dimensionamento estocástico de sistemas fotovoltaicos isolados, criando um programa computacional que utiliza um modelo baseado na LPSP, e, analisando o número de módulos e baterias que tornam o sistema mais viável, economicamente;
- (ii) Desenvolver metodologia para geração sintética de valores de radiação horária global, difusa (refletida pelo solo e abóboda celeste) e direta, a partir de dados diários médios mensais de radiação solar global;
- (iii) Desenvolver programa computacional para o dimensionamento de sistemas fotovoltaicos isolados com base no método do procedimento padrão europeu (Padrão Técnico Universal para Sistemas Fotovoltaicos Domiciliares) e o procedimento americano (método da Sandia National Laboratories, adaptado pelo CEPEL-CRESESB); e
- (iv) Comparar os métodos de dimensionamento.

4.2.3. MATERIAL E MÉTODOS

Dimensionamento estocástico para sistemas fotovoltaicos isolados utilizando modelo baseado na LPSP

O presente trabalho foi desenvolvido na Universidade Federal de Viçosa, no Departamento de Engenharia Agrícola, na Área de Energia na Agricultura, contando com a colaboração do Laboratório do GREEN (Grupo de Estudos em Energia), na Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais. A metodologia, aqui descrita, foi aplicada no desenvolvimento de um programa computacional, escrito na linguagem Matlab, versão 6.5, e pode ser dividida em quatro partes:

- (i) Geração sintética de valores de radiações horárias global, difusa (refletida pelo solo e abóboda celeste) e direta, a partir de dados diários médios mensais de radiação solar global para as localidades de Belo Horizonte e Viçosa;
- (ii) Cálculo potência média fornecida pelos módulos fotovoltaicos;
- (iii) Cálculo da confiabilidade do sistema, ou seja, da probabilidade de perda de fornecimento de energia à carga (LPSP);
- (iv) Cálculo do número de módulos e baterias que tornam o sistema mais viável, economicamente, baseado na confiabilidade escolhida.

Para a execução da primeira parte, foram adquiridos dados de irradiância solar diária média mensal para os municípios de Viçosa e Belo Horizonte, ambos localizados no estado de Minas Gerais. Estas informações foram obtidas de um banco de dados disponibilizado pela CEMIG (Companhia Energética de Minas Gerais) e foram organizadas, no programa Matlab, versão 6.5, para a simulação das irradiâncias horárias.

A segunda parte foi calculada a partir da função de densidade de probabilidade Beta para a potência fornecida pelo módulo fotovoltaico desejado para o sistema. Para isto, foi criado um banco de dados de geradores fotovoltaicos, com suas respectivas especificações técnicas fornecidas pelos fabricantes.

A terceira parte foi simulada com base nos valores de potência média de saída dos módulos fotovoltaicos, previamente calculados, dados das características técnicas das baterias utilizadas no sistema, tais como profundidade de descarga máxima, tensão,

eficiência de carga e descarga, fornecidos por fabricantes, e na demanda de carga horária média mensal. Para isto, bancos de dados com as demandas horárias de carga e características de algumas baterias foram criados.

A quarta e última parte foi desenvolvida com base na definição de fluxo de caixa e valor presente líquido (VPL) para o tempo de utilização e troca do sistema de armazenamento de energia, a fim de se obter um sistema mais viável economicamente, e que satisfaça a confiabilidade desejada.

Parte a. Geração sintética de valores de radiação horária global, difusa e direta

Estimação da radiação solar horária sobre superfície inclinada

Como a contribuição quantitativa de radiação solar que chega sobre uma superfície inclinada é muito importante para o projeto de sistemas fotovoltaicos, e dados de uma série histórica não se encontram, geralmente, disponíveis, foi desenvolvido um programa para estimação da radiação global horária sobre uma superfície inclinada, orientada para o equador. Utilizou-se para isto, dados de radiação global diária média mensal de um ano meteorológico típico, fornecidos pela CEMIG, gerados a partir de dados de vinte anos de radiação. A equação estabelecida para a estimação da radiação global horária sobre uma superfície inclinada, voltada para o equador foi (IQBAL, 1983):

$$I_{\beta} = (I_h - I_d) r_b + I_r + I_s \quad (4.4)$$

em que

- I_{β} - radiação global horária incidente sobre superfície inclinada ($\text{MJ m}^{-2} \text{h}^{-1}$);
- I_h - radiação global horária incidente sobre superfície horizontal ($\text{MJ m}^{-2} \text{h}^{-1}$);
- I_d - radiação difusa horária incidente sobre superfície horizontal ($\text{MJ m}^{-2} \text{h}^{-1}$);
- r_b - razão entre a radiação horária sobre um plano inclinado e aquela sobre um plano horizontal na ausência de atmosfera terrestre (decimal);
- I_r - radiação difusa horária refletida pelo solo, incidente sobre uma superfície inclinada ($\text{MJ m}^{-2} \text{h}^{-1}$); e
- I_s - radiação difusa horária oriunda da abóboda celeste, incidente sobre uma

superfície inclinada ($\text{MJ m}^{-2} \text{ h}^{-1}$).

Percebe-se que a Equação 4.4 é composta por três componentes:

- (i) radiação direta;
- (ii) radiação refletida pelo solo; e
- (iii) radiação difusa oriunda da abóboda celeste.

A componente direta é representada por:

$$(I_h - I_d) r_b \quad (4.5)$$

A radiação refletida pelo solo é representada por I_r e a parte que representa a radiação refletida pelo céu, por I_s .

O fator r_b , que é a razão entre a radiação horária sobre um plano inclinado e aquela sobre um plano horizontal, na ausência da atmosfera terrestre, é descrito pela seguinte equação (IQBAL, 1983):

$$r_b = \frac{I_{o\beta}}{I_o} = \frac{S E_o \int_{\omega_i - \pi/24}^{\omega_i + \pi/24} \cos(\theta_o) d\omega}{S E_o \int_{\omega_i - \pi/24}^{\omega_i + \pi/24} \cos(\theta_z) d\omega} \approx \frac{\cos(\theta_o)}{\cos(\theta_z)} \quad (4.6)$$

em que

$I_{o\beta}$ - radiação horária extraterrestre incidente sobre uma superfície inclinada voltada para o equador ($\text{MJ m}^{-2} \text{ h}^{-1}$);

I_o - radiação horária extraterrestre incidente sobre uma superfície horizontal ($\text{MJ m}^{-2} \text{ h}^{-1}$);

E_o - fator de correção para a excentricidade terrestre (adimensional);

S - constante solar ($4,9212 \text{ MJ m}^{-2} \text{ h}^{-1} = 1367 \text{ W m}^{-1}$);

ω_i - ângulo horário no ponto médio de uma hora para a qual o cálculo é feito (rad);

θ_o - ângulo entre o raio incidente e a superfície normal à superfície inclinada, voltada para o equador (graus);

θ_z - ângulo zenital (graus).

Sendo o cálculo para o ângulo de incidência (IQBAL, 1983):

$$\cos(\theta_o) = \sin(\delta) \sin(\varphi - \beta) + \cos(\delta) \cos(\varphi - \beta) \cos(\omega) \quad (4.7)$$

E a equação para o ângulo zenital (IQBAL, 1983):

$$\cos(\theta_z) = \sin(\delta) \sin(\varphi) + \cos(\delta) \cos(\varphi) \cos(\omega) \quad (4.8)$$

em que

- δ - declinação solar (graus);
- φ - latitude local (graus);
- β - ângulo de inclinação da superfície voltada para o equador (graus); e
- ω - ângulo horário (graus).

Para o cálculo de r_b , utilizou-se a relação entre a radiação horária sobre uma superfície inclinada, voltada para o equador, e a radiação horária sobre uma superfície horizontal, ambas na ausência da atmosfera terrestre. Esta escolha foi devido ao valor de r_b poder mudar rapidamente, podendo aproximar-se de infinito ou zero, nos ângulos do nascer e pôr-do-sol, quando se utiliza a relação entre os ângulos de incidência e zenital. Isto depende da latitude, inclinação da superfície e dia do ano.

A distância terra-sol, r , para algum dia do ano, pode ser expressa de forma matemática, sendo que encontram-se disponíveis várias expressões de diferentes complexidades. Tradicionalmente, esta distância é expressa em termos de expansão de uma série de Fourier, com um número de coeficientes. Spencer desenvolveu uma expressão com um erro máximo de 0,0001, que é a relação quadrática entre a distância média Terra-Sol, r_o , e a distância Terra-Sol, r . Esta relação é conhecida como fator de correção da excentricidade da órbita terrestre, E_o (IQBAL, 1983).

$$E_o = \left(\frac{r_o}{r} \right)^2 = 1,000110 + 0,034221 \cos(x_d) + 0,001280 \sin(x_d) + 0,000719 \cos(2x_d) + 0,000077 \sin(2x_d) \quad (4.9)$$

sendo

$$x_d = \frac{2\pi(n-1)}{365} \quad (4.10)$$

em que

- x_d - ângulo do dia (rad); e
- n - número do dia do ano, variando de 1 a 365.

Foi utilizado para o cálculo da declinação solar (δ) o modelo proposto por Spencer, sendo a declinação solar dada em graus (IQBAL, 1983).

$$\begin{aligned} \delta = & (0,006918 - 0,399912 \cos(x_d) + 0,070257 \sin(x_d) - \\ & - 0,006758 \cos(2 x_d) + 0,000907 \sin(2 x_d) - 0,002697 \cos(3 x_d) + \\ & + 0,001480 \sin(3 x_d)) (180/\pi) \end{aligned} \quad (4.11)$$

Esta equação estima δ com um erro máximo de 0,0006 radianos ($< 3'$), ou, se os dois últimos termos forem omitidos, com um erro máximo de 0,0035 radianos ($12'$) (IQBAL, 1983).

O ângulo horário pode ser relacionado com a hora do dia (tempo solar verdadeiro) por meio da seguinte equação:

$$\omega = (-\text{hora} + 12) 15 \quad (4.12)$$

Sendo ω dado em graus, e “hora” correspondendo ao tempo solar verdadeiro (VIANELLO e ALVES, 2000). Deve-se notar de que o sinal da Equação 4.12 está invertido, com relação à equação proposta por Vianello e Alves, 2000. Isto é devido ao fato de se corrigir as demais equações descritas por IQBAL, 1983, para latitudes ao sul do equador.

O cálculo da radiação global horária (I_h) foi feito por meio da seguinte equação proposta por Collares-Pereira e Rabl (1979) (DUFFIE e BECKMAN, 1980):

$$I_h = H r_t \quad (4.13)$$

em que

H - radiação global diária incidente sobre uma superfície horizontal ($\text{MJ m}^{-2} \text{dia}^{-1}$);

$$r_t = \frac{\pi}{24} (a + b \cos(\omega)) \frac{\cos(\omega) - \cos(\omega_s)}{\sin(\omega_s) - (2\pi \omega_s / 360) \cos(\omega_s)} \quad (4.14)$$

sendo

$$a = 0,409 + 0,5016 \sin(\omega_s - 60) \quad (4.15)$$

$$b = 0,6609 + 0,4767 \sin(\omega_s - 60) \quad (4.16)$$

em que

ω_s - ângulo horário do pôr-do-sol (graus).

$$\omega_s = \cos^{-1}(-\tan(\varphi) \tan(\delta)) \quad (4.17)$$

A equação que descreve a radiação global diária incidente sobre uma superfície horizontal é (IQBAL, 1983):

$$H = H_o K_T \quad (4.18)$$

em que

H_o - radiação diária extraterrestre incidente sobre uma superfície horizontal ($\text{MJ m}^{-2} \text{dia}^{-1}$); e

K_T - índice de claridade diário (decimal).

O valor do índice de claridade diário foi estimado com base em cadeias de Markov, modelo desenvolvido por Aguiar, em 1988, citado por Lorenzo, 1994, conforme será, posteriormente, descrito.

A radiação diária extraterrestre incidente sobre uma superfície horizontal, foi calculada por meio da seguinte expressão (IQBAL, 1983):

$$H_o = \frac{24}{\pi} S E_o [\omega_s (\sin(\delta) \sin(\varphi)) + (\cos(\delta) \cos(\varphi) \sin(\omega_s))] \quad (4.19)$$

Sendo que ω_s , para a Equação 4.19, é dado em radianos.

A radiação difusa horária incidente sobre superfície horizontal (I_d) foi calculada segundo a correlação de Orgill e Hollands, citada por Iqbal, 1983. Esta correlação divide a abóboda celeste em três partes:

$$\begin{aligned}\frac{I_d}{I_h} &= 1 - 0,249 M_T & 0 \leq M_T \leq 0,35 \\ &= 1,577 - 1,84 M_T & 0,35 < M_T \leq 0,75 \\ &= 0,177 & M_T > 0,75\end{aligned}\quad (4.20)$$

Sendo M_T a relação entre a radiação global horária e a radiação horária extraterrestre, incidentes sobre uma superfície horizontal.

$$M_T = \frac{I_h}{I_o} \quad (4.21)$$

A radiação horária extraterrestre sobre uma superfície horizontal (I_o) pôde ser calculada pela expressão (IQBAL,1983):

$$I_o = S E_o \cos(\delta) \cos(\varphi) (\cos(\omega_i) - \cos(\omega_s)) \quad (4.22)$$

A radiação difusa horária oriunda do céu, incidente sobre uma superfície inclinada, foi calculada com base no modelo anisotrópico de Hay, citado por Iqbal, 1983. Este modelo considera a radiação difusa sobre uma superfície horizontal sendo composta por uma componente circunsolar, que vem diretamente da direção do sol, e uma isotropicamente distribuída, proveniente do resto da abóboda celeste. Se medições feitas com pireliômetros não estão, geralmente, disponíveis, esta equação pode ser escrita em termos da radiação global e difusa sobre superfície horizontal.

$$I_s = I_d \left\{ \frac{I_h - I_d}{I_o} r_b + \frac{1}{2} (1 + \cos(\beta)) \left[1 - \frac{I_h - I_d}{I_o} \right] \right\} \quad (4.23)$$

em que

$$\frac{I_h - I_d}{I_o} r_b \quad - \text{ corresponde à parte circunsolar;}$$

$$\frac{1}{2} (1 + \cos(\beta)) \left[1 - \frac{I_h - I_d}{I_o} \right] \quad - \text{ corresponde à parte isotrópica;}$$

Para o cálculo da radiação difusa horária refletida pelo solo, incidente sobre uma superfície inclinada, voltada para o equador, foi, também, utilizado o modelo da reflexão anisotrópica.

$$I_r = \frac{1}{2} I_h \rho (1 - \cos(\beta)) \left[1 + \sin^2 \left(\frac{\theta_z}{2} \right) \right] (\cos(\omega)) \quad (4.24)$$

em que

ρ - albedo da porção do solo (decimal).

K_T (índice de claridade diário)

Foi feito um programa para estimação de dados de irradiação horária global a partir de dados diários do índice de claridade (K_T), gerados sinteticamente, a partir de matrizes de transição de Markov (este método foi proposto por Aguiar, em 1988), citado em Lorenzo, 1994. Analisando seqüências históricas de dados procedentes de diversas estações de medida, os autores do modelo propuseram um banco de dados, supostamente universal. A cada matriz de Markov se associa um intervalo de valores de K_T definido por seus valores máximo e mínimo, K_{Tmax} e K_{Tmin} , respectivamente. Cada um destes intervalos se divide em 10 subintervalos, com mesmo número de linhas e colunas que cada matriz possui. O Quadro 4.2 apresenta os intervalos de $\bar{K}_T$ (índice de claridade mensal) e K_T , associados a cada uma das matrizes de transição do banco de dados proposto por Aguiar, e o Quadro 4.3 mostra o banco de dados das matrizes de transição.

Quadro 4.2. Intervalos de $\bar{K}_T$ e K_T associados a cada uma das matrizes de transição do banco de dados proposto por Aguiar

Nº Matriz	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
$\bar{K}_T >$	0,000	0,300	0,350	0,400	0,450	0,500	0,550	0,600	0,650	0,700
$\leq$	0,300	0,350	0,400	0,450	0,500	0,550	0,600	0,650	0,700	1,000
K_{Tmin}	0,031	0,058	0,051	0,052	0,028	0,053	0,044	0,085	0,010	0,319
K_{Tmax}	0,705	0,694	0,753	0,753	0,807	0,856	0,818	0,846	0,842	0,865

Fonte: (LORENZO, 1994).

Quadro 4.3. Banco de dados das matrizes de transição propostas por Aguiar

$\bar{K}_T \leq 0,30$									
0,229	0,333	0,208	0,042	0,083	0,042	0,042	0,021	0,000	0,000
0,167	0,319	0,194	0,139	0,097	0,028	0,042	0,000	0,014	0,000
0,250	0,250	0,091	0,136	0,091	0,046	0,046	0,023	0,068	0,000
0,158	0,237	0,158	0,263	0,026	0,053	0,079	0,026	0,000	0,000
0,211	0,053	0,211	0,158	0,053	0,053	0,158	0,105	0,000	0,000
0,125	0,125	0,250	0,188	0,063	0,125	0,000	0,125	0,000	0,000
0,040	0,240	0,080	0,120	0,080	0,080	0,120	0,120	0,080	0,040
0,000	0,250	0,000	0,125	0,000	0,125	0,125	0,250	0,063	0,063
0,000	0,250	0,000	0,125	0,250	0,000	0,250	0,000	0,000	0,125
0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,500	0,250	0,000	0,250
$0,30 < \bar{K}_T \leq 0,35$									
0,000	0,000	0,091	0,000	0,364	0,091	0,182	0,000	0,273	0,000
0,118	0,118	0,176	0,118	0,059	0,118	0,176	0,059	0,059	0,000
0,067	0,267	0,067	0,200	0,067	0,000	0,133	0,133	0,000	0,067
0,118	0,235	0,000	0,235	0,059	0,176	0,118	0,000	0,059	0,000
0,077	0,154	0,308	0,077	0,154	0,077	0,000	0,077	0,077	0,000
0,083	0,000	0,167	0,250	0,083	0,167	0,000	0,083	0,167	0,000
0,222	0,222	0,000	0,111	0,111	0,000	0,111	0,222	0,000	0,000
0,091	0,182	0,273	0,000	0,091	0,273	0,000	0,091	0,000	0,000
0,111	0,111	0,111	0,222	0,000	0,000	0,000	0,222	0,111	0,111
0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,500	0,000	0,000	0,500

Continua...

Quadro 4.3. cont.

0,35 < $\bar{K}_T$ ≤ 0,40									
0,206	0,088	0,176	0,176	0,088	0,029	0,176	0,029	0,029	0,000
0,120	0,100	0,140	0,160	0,120	0,220	0,100	0,000	0,020	0,020
0,077	0,123	0,185	0,123	0,077	0,139	0,092	0,123	0,061	0,000
0,048	0,111	0,095	0,206	0,206	0,190	0,095	0,048	0,000	0,000
0,059	0,137	0,118	0,137	0,098	0,118	0,118	0,157	0,059	0,000
0,014	0,097	0,139	0,153	0,125	0,139	0,208	0,056	0,042	0,028
0,073	0,101	0,116	0,145	0,087	0,159	0,203	0,087	0,029	0,000
0,019	0,037	0,111	0,056	0,074	0,111	0,185	0,296	0,074	0,037
0,035	0,069	0,035	0,000	0,035	0,103	0,172	0,138	0,379	0,035
0,000	0,167	0,167	0,000	0,167	0,000	0,000	0,333	0,000	0,167

0,40 < $\bar{K}_T$ ≤ 0,45									
0,167	0,167	0,167	0,000	0,083	0,125	0,000	0,167	0,125	0,000
0,117	0,117	0,150	0,117	0,083	0,117	0,200	0,067	0,017	0,017
0,049	0,085	0,134	0,158	0,098	0,110	0,134	0,134	0,061	0,037
0,039	0,090	0,141	0,141	0,167	0,141	0,090	0,141	0,039	0,013
0,009	0,139	0,074	0,093	0,194	0,139	0,167	0,093	0,074	0,019
0,036	0,018	0,117	0,099	0,144	0,180	0,180	0,117	0,072	0,036
0,000	0,046	0,061	0,061	0,136	0,159	0,273	0,167	0,098	0,000
0,016	0,056	0,080	0,128	0,104	0,080	0,160	0,208	0,136	0,032
0,011	0,053	0,021	0,043	0,128	0,096	0,074	0,223	0,277	0,074
0,000	0,074	0,037	0,000	0,074	0,074	0,074	0,074	0,333	0,259

0,45 < $\bar{K}_T$ ≤ 0,50									
0,120	0,200	0,160	0,120	0,120	0,120	0,080	0,000	0,040	0,040
0,100	0,080	0,120	0,140	0,140	0,200	0,180	0,040	0,000	0,000
0,046	0,114	0,068	0,171	0,125	0,171	0,080	0,159	0,057	0,011
0,015	0,061	0,084	0,099	0,191	0,153	0,153	0,115	0,115	0,015
0,024	0,030	0,098	0,098	0,165	0,195	0,195	0,140	0,043	0,012
0,015	0,026	0,062	0,124	0,144	0,170	0,170	0,222	0,062	0,005
0,000	0,013	0,045	0,108	0,112	0,175	0,188	0,224	0,117	0,018
0,008	0,023	0,054	0,066	0,093	0,125	0,191	0,253	0,183	0,004
0,006	0,022	0,061	0,033	0,067	0,083	0,139	0,222	0,322	0,044
0,000	0,046	0,091	0,091	0,046	0,046	0,136	0,091	0,273	0,182

Continua...

Quadro 4.3. cont.

0,50 < $\bar{K}_T$ ≤ 0,55									
0,250	0,179	0,107	0,107	0,143	0,071	0,107	0,036	0,000	0,000
0,133	0,022	0,089	0,111	0,156	0,178	0,111	0,133	0,067	0,000
0,064	0,048	0,143	0,048	0,175	0,143	0,206	0,095	0,079	0,000
0,000	0,022	0,078	0,111	0,156	0,156	0,244	0,167	0,044	0,022
0,016	0,027	0,037	0,069	0,160	0,219	0,230	0,160	0,075	0,005
0,013	0,025	0,030	0,093	0,144	0,202	0,215	0,219	0,055	0,004
0,006	0,041	0,035	0,064	0,090	0,180	0,337	0,192	0,049	0,006
0,012	0,021	0,029	0,035	0,132	0,123	0,184	0,371	0,082	0,012
0,008	0,016	0,016	0,024	0,071	0,103	0,159	0,270	0,309	0,024
0,000	0,000	0,000	0,000	0,059	0,000	0,059	0,294	0,412	0,176

0,55 < $\bar{K}_T$ ≤ 0,60									
0,217	0,087	0,000	0,174	0,130	0,087	0,087	0,130	0,087	0,000
0,026	0,079	0,132	0,079	0,026	0,158	0,158	0,132	0,158	0,053
0,020	0,020	0,020	0,040	0,160	0,180	0,160	0,200	0,100	0,100
0,025	0,013	0,038	0,076	0,076	0,139	0,139	0,266	0,215	0,013
0,030	0,030	0,050	0,020	0,091	0,131	0,162	0,283	0,131	0,071
0,006	0,006	0,013	0,057	0,057	0,121	0,204	0,287	0,185	0,064
0,004	0,026	0,037	0,030	0,093	0,107	0,193	0,307	0,167	0,037
0,011	0,009	0,014	0,042	0,041	0,071	0,152	0,418	0,203	0,041
0,012	0,022	0,022	0,038	0,019	0,050	0,113	0,281	0,360	0,084
0,008	0,024	0,039	0,039	0,063	0,039	0,118	0,118	0,284	0,268

0,60 < $\bar{K}_T$ ≤ 0,65									
0,067	0,133	0,133	0,067	0,067	0,200	0,133	0,133	0,067	0,000
0,118	0,059	0,059	0,059	0,059	0,118	0,118	0,235	0,118	0,059
0,000	0,024	0,024	0,049	0,146	0,073	0,195	0,244	0,195	0,049
0,026	0,000	0,026	0,026	0,053	0,184	0,263	0,184	0,237	0,000
0,014	0,000	0,042	0,056	0,069	0,097	0,139	0,306	0,278	0,000
0,009	0,009	0,052	0,069	0,052	0,112	0,215	0,285	0,138	0,060
0,009	0,009	0,026	0,017	0,094	0,099	0,232	0,283	0,210	0,021
0,010	0,014	0,016	0,019	0,027	0,062	0,163	0,467	0,202	0,019
0,004	0,007	0,031	0,017	0,033	0,050	0,086	0,252	0,469	0,050
0,000	0,000	0,015	0,046	0,031	0,046	0,077	0,123	0,446	0,215

Continua...

Quadro 4.3. cont.

$0,65 < \bar{K}_T \leq 0,70$									
0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	1,000	0,000
0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	1,000	0,000
0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,250	0,250	0,500	0,000
0,000	0,000	0,000	0,000	0,250	0,000	0,000	0,375	0,250	0,125
0,000	0,000	0,000	0,083	0,000	0,167	0,167	0,250	0,333	0,000
0,000	0,000	0,042	0,042	0,042	0,083	0,083	0,292	0,292	0,125
0,000	0,000	0,032	0,000	0,000	0,032	0,129	0,387	0,355	0,065
0,000	0,000	0,000	0,038	0,038	0,075	0,047	0,340	0,415	0,047
0,004	0,004	0,007	0,007	0,011	0,030	0,052	0,141	0,654	0,089
0,000	0,000	0,000	0,000	0,061	0,061	0,030	0,030	0,349	0,470

$\bar{K}_T > 0,70$									
0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	1,000	0,000
0,100	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100
0,000	0,000	0,000	0,250	0,000	0,000	0,000	0,500	0,250	0,000
0,000	0,000	0,143	0,143	0,000	0,143	0,143	0,429	0,000	0,000
0,000	0,000	0,000	0,200	0,000	0,000	0,200	0,400	0,200	0,000
0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,222	0,444	0,333	0,000
0,000	0,000	0,000	0,000	0,080	0,080	0,080	0,480	0,240	0,040
0,000	0,000	0,027	0,009	0,027	0,018	0,135	0,523	0,252	0,009
0,000	0,000	0,000	0,022	0,000	0,043	0,043	0,326	0,511	0,054
0,000	0,000	0,000	0,143	0,000	0,000	0,000	0,143	0,714	0,000

Fonte: (LORENZO, 1994).

O método de geração das seqüências de K_T (índice de claridade diário) demanda, exclusivamente, como dados de entrada, dos valores de irradiância global diária média mensal ($\bar{H}$). Os passos desta metodologia são (LORENZO, 1994):

- (i) Determinar os 12 valores de $\bar{K}_T$ (índice de claridade médio mensal);
- (ii) Selecionar a matriz correspondente ao $\bar{K}_T$ de janeiro e calcular seus 10 subintervalos;
- (iii) Selecionar a linha correspondente ao subintervalo em que está compreendido o valor de K_T do dia anterior. No caso do cálculo do primeiro valor do mês de janeiro, supor que este valor coincida com o $\bar{K}_T$ do mês de dezembro;
- (iv) Gerar um número aleatório $\bar{n}$, compreendido entre 0 e 1, com distribuição uniforme;

- (v) Somar os elementos de cada coluna da linha i , selecionada, começando pelo elemento da primeira coluna da esquerda, $j = 1$, até que a somatória cumpra a seguinte condição:

$$\sum_{n=1}^{n=j} a_{in} > \bar{n}$$

- (vi) O K_T do dia em questão é o valor intermediário do subintervalo j , correspondente ao número da última coluna contemplada na somatória anterior; e
- (vii) Repetir este procedimento o número de vezes que for preciso para completar o mês em questão. A seguir, selecionar a matriz correspondente ao próximo mês e repetir o processo.

A título de demonstração, será gerado o valor de K_T para o dia 1º de Janeiro, para a localidade de Belo Horizonte, situada no estado de Minas Gerais. Supondo que o $\bar{K}_T$ de Janeiro seja de 0,436, seguindo os passos anteriormente descritos, tem-se:

- (i) Identificação da matriz que contém o $\bar{K}_T$ de 0,436: matriz 4;
- (ii) Por meio do Quadro 4.2, observa-se que os valores de K_{Tmin} e K_{Tmax} são, respectivamente, 0,052 e 0,753;
- (iii) Construção dos 10 subintervalos para o intervalo de K_{Tmin} a K_{Tmax} :

1. 0,0520 a 0,1221	6. 0,4025 a 0,4726
2. 0,1221 a 0,1922	7. 0,4726 a 0,5427
3. 0,1922 a 0,2623	8. 0,5427 a 0,6128
4. 0,2623 a 0,3324	9. 0,6128 a 0,6829
5. 0,3324 a 0,4025	10. 0,6829 a 0,7530

- (iv) Considerando o K_T do dia anterior igual ao valor do $\bar{K}_T$ do mês de Dezembro, ou seja, 0,381, este está localizado no subintervalo 5, portanto $i=5$, ou seja, linha 5 da matriz 4;
- (v) Considerando o número aleatório gerado de 0,9501, e somando-se os elementos da linha 5, da matriz 4, até que a somatória cumpra a condição imposta pelo item 5, anteriormente descrito, encontra-se a coluna 9 desta matriz, ou seja, $j=9$; e
- (vi) O valor intermediário do subintervalo 9 é 0,64785, portanto, o K_T do dia 1º de Janeiro é de 0,64785.

Este procedimento é repetido sucessivamente até que tenham sido gerados todos os valores de K_T para todos os dias do ano.

Foi criado um banco de dados para os Quadros 4.2 e 4.3 para serem utilizadas na geração dos dados de K_T .

Para gerar os valores dos índices de claridade diários, foi necessário ter como dados de entrada, os valores dos índices de claridade mensais. O programa os calcula a partir dos valores de radiação global diária média mensal (IQBAL, 1983).

$$\overline{K}_T = \frac{\overline{H}}{\overline{H}_0} \quad (4.25)$$

em que

$\overline{H}$ - radiação global diária média mensal sobre plano horizontal ($\text{MJ m}^{-2}\text{dia}^{-1}$); e
 $\overline{H}_0$ - radiação global diária média mensal extraterrestre ($\text{MJ m}^{-2}\text{dia}^{-1}$);

sendo,

$$\overline{H}_0 = H_0 \Big|_{\delta=\delta_c} \quad (4.26)$$

δ_c é a declinação característica, ou seja, aquela para um dia particular, que tem uma irradiação igual à irradiação diária média mensal.

Executando-se estes cálculos, tem-se, de forma estimada, os valores para as radiações global, direta e difusa sobre superfícies inclinadas, orientadas para o equador, podendo-se passar para os cálculos da segunda parte do programa de dimensionamento estocástico.

A seguir, é apresentado um fluxograma que mostra, de forma resumida, os passos a serem seguidos para a estimação dos valores da radiação global horária sobre plano inclinado, voltado para o equador (Figura 4.4).

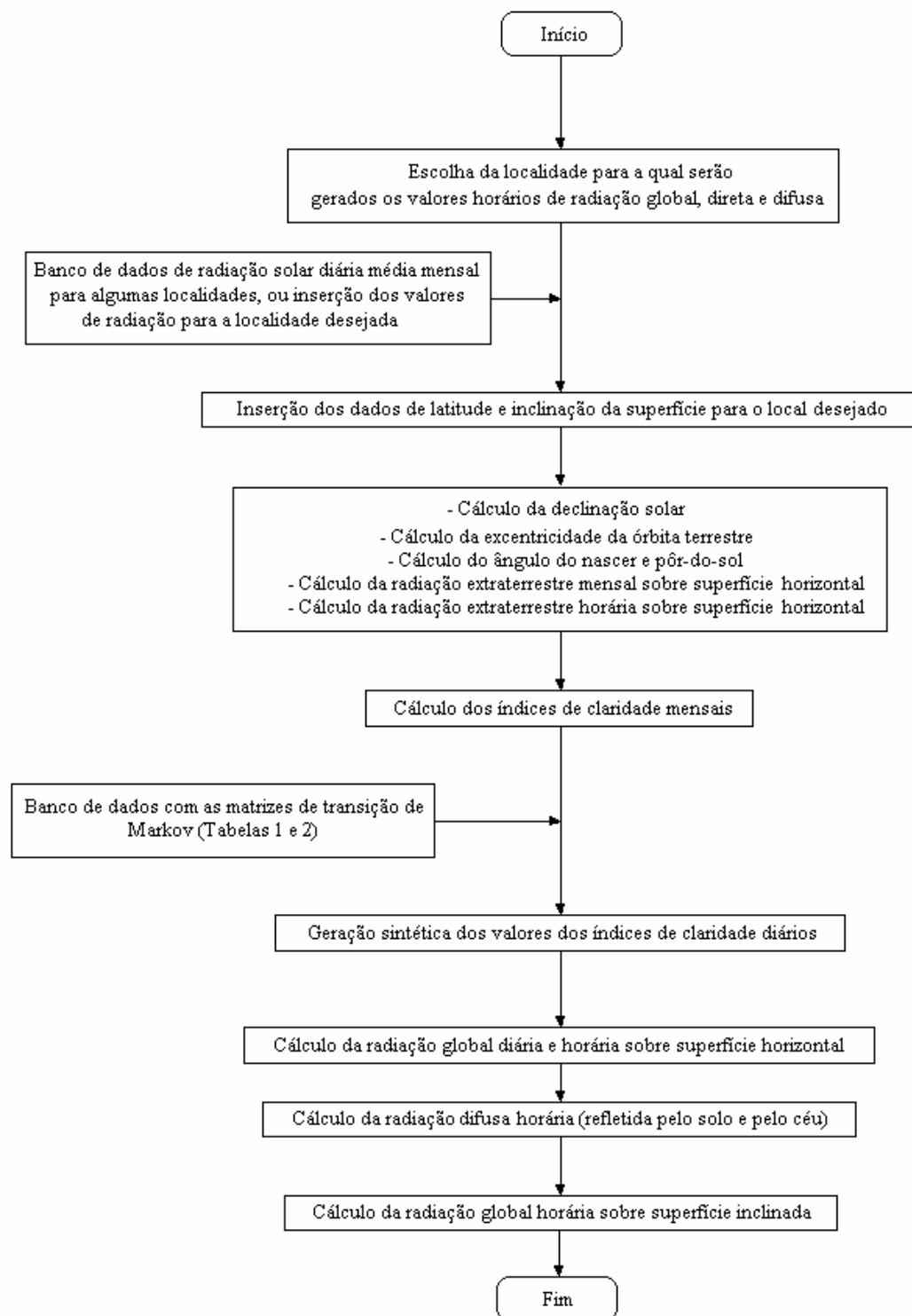
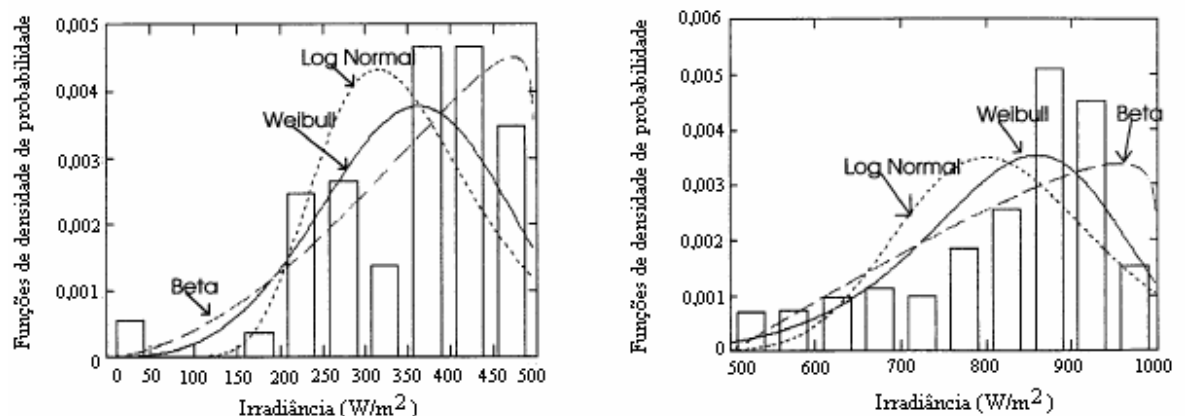


Figura 4.4. Fluxograma para o cálculo da radiação global horária sobre plano inclinado, voltado para o equador.

Parte b. Potência média fornecida pelos módulos fotovoltaicos

Salameh et al., 1995, utilizou dados de trinta anos de radiação solar, para o cálculo da função de densidade de probabilidade (fdp) da irradiância para diferentes horas de um dia típico no mês, a fim de caracterizar cada hora do dia, considerando-se os meses com 31 dias. A partir desses dados, histogramas foram esboçados para cada hora do dia, e observou-se que as curvas caracterizavam uma função de densidade bimodal. Foi verificado, para cada grupo, o ajuste das funções Beta, Weibull e Log-Normal. Na maioria dos casos, a função que melhor se ajustou aos histogramas, foi a função Beta (Figura 4.5). A função de densidade de probabilidade para a irradiância e as especificações de fabricantes de geradores fotovoltaicos foram utilizadas no cálculo da potência média de saída fornecida pelos módulos fotovoltaicos. Este procedimento foi feito para cada hora do dia típico, de todos os meses.



Fonte: (SALAMEH, et al., 1995)

Figura 4.5. Histogramas e funções de densidade de probabilidade para dois intervalos de radiação solar para uma dada hora de um dia típico em um mês.

Para o desenvolvimento do programa computacional para dimensionamento estocástico, foi feita uma análise para a função de densidade de probabilidade com relação à potência média de saída dos geradores fotovoltaicos. Como a potência de saída dos módulos é função da irradiância sobre os mesmos, pôde-se constatar que a função de densidade de probabilidade Beta para a potência apresenta aspecto semelhante ao da irradiância. Desta forma, preferiu-se utilizar a fdp da potência, no cálculo da potência média de saída dos geradores fotovoltaicos, e não a fdp da irradiância, como adotado por Salameh. Outra diferença entre o modelo adotado e o de Salameh para o cálculo das

irradiâncias e potências, é que os meses foram considerados com o número real de dias referente a cada um, e não todos com 31 dias.

No cálculo da potência média de saída, considerou-se o sistema dotado de um seguidor do ponto de máxima potência, para maior simplificação. Fabricantes de módulos fotovoltaicos fornecem informações sobre a tensão e corrente no ponto de máxima potência, na temperatura e irradiância de referência.

A potência máxima média de saída do módulo fotovoltaico, para cada hora de um dia típico no mês, foi calculada por meio de:

$$P_{med} = \int_{P_{min,max}}^{P_{max,max}} P f(P) dP \quad (4.27)$$

em que

- P_{med} - potência máxima média de saída do gerador fotovoltaico (W);
- P - potência máxima de saída do módulo, produzida em cada nível de irradiância (W);
- $f(P)$ - função de densidade de probabilidade da potência de saída dos módulos, em cada nível de irradiância;
- $P_{max,max}$ - valor da maior potência entre todas as potências máximas calculadas, em cada nível de irradiância (W); e
- $P_{min,max}$ - valor da menor potência entre todas as potências máximas calculadas, em cada nível de irradiância (W).

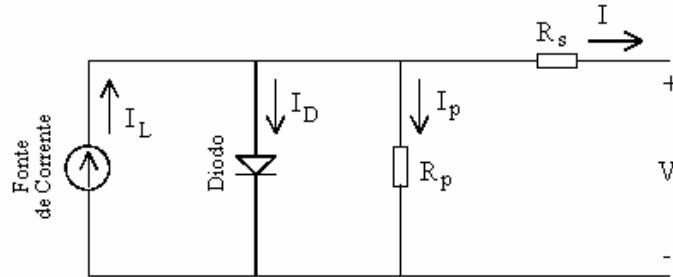
A equação utilizada para o cálculo da potência máxima de saída do módulo, em cada nível de irradiância foi:

$$P = V I \quad (4.28)$$

em que

- V - tensão de saída do módulo, em cada nível de irradiância (V); e
- I - corrente de saída do módulo, em cada nível de irradiância (A).

O cálculo da corrente de saída do gerador fotovoltaico foi feito considerando o modelo matemático utilizado para descrever uma célula solar, baseado no seu circuito equivalente (modelo de um diodo) (Figura 4.6).



Fonte: (HECKTHEUER, 2001)

Figura 4.6. Circuito equivalente de uma célula fotovoltaica real (modelo de um diodo).

em que

- I_L - corrente fotogerada (A);
- I - corrente de saída do módulo, em cada nível de irradiância (A).
- R_s - resistência série (Ω); e
- R_p - resistência paralela (Ω).

A partir do modelo da Figura 4.6, pôde-se chegar à equação que descreve o desempenho de geradores fotovoltaicos, relacionando tensão, corrente, intensidade solar e temperatura (BOROWY e SALAMEH, 1996):

$$I = I_{sc} \left\{ 1 - C_1 \left[\exp\left(\frac{V - \Delta V}{C_2 V_{oc}}\right) - 1 \right] \right\} + \Delta I \quad (4.29)$$

sendo

$$C_2 = \frac{V_{mp}/V_{oc} - 1}{\ln(1 - I_{mp}/I_{sc})} \quad (4.30)$$

$$C_1 = \left(1 - \frac{I_{mp}}{I_{sc}} \right) \exp\left(-\frac{V_{mp}}{C_2 V_{oc}} \right) \quad (4.31)$$

$$\Delta I = \alpha \left(\frac{S_m}{S_{mref}} \right) \Delta T + \left(\frac{S_m}{S_{mref}} - 1 \right) I_{sc} \quad (4.32)$$

$$\Delta V = -\beta \Delta T - R_s \Delta I \quad (4.33)$$

$$\Delta T = T - T_{ref} \quad (4.34)$$

$$T = T_a + 0,02 S_m \quad (4.35)$$

em que

- V - tensão de saída do circuito (V);
- V_{oc} - tensão de circuito aberto (V);
- V_{mp} - tensão de máxima potência (V);
- V_{ref} - tensão nas condições de referência (V);
- I - corrente de saída do circuito (A);
- I_{sc} - corrente de curto-circuito (A);
- I_{mp} - corrente de máxima potência (A);
- I_{ref} - corrente nas condições de referência (A);
- α - coeficiente de temperatura para a corrente de curto-circuito na irradiância solar de referência (A/°C);
- β - coeficiente de temperatura para a tensão de circuito aberto na irradiância solar de referência (V/°C);
- R_s - resistência série (Ω);
- S_m - irradiância solar global no plano do gerador fotovoltaico (W/m²);
- S_{mref} - irradiância solar de referência (1000 W/m²);
- T - temperatura da célula solar (°C);
- T_a - temperatura ambiente (°C); e
- T_{ref} - temperatura de referência da célula solar (25°C).

Por meio das Equações 4.36 e 4.37, a seguir, calculam-se as novas tensões e correntes a partir da tensão e da corrente nas condições de referência, sendo que estes valores (V e I) serão dados de entrada da Equação 3.1.

$$V = V_{ref} + \Delta V \quad (4.36)$$

$$I = I_{ref} + \Delta I \quad (4.37)$$

Desta forma, foram traçadas curvas características V x I (tensão x corrente) para cada irradiância horária incidente sobre o módulo. A partir daí, foram calculadas as potências máximas de saída, em cada hora, para todos os dias do ano. De posse do maior e menor valores de todas as potências máximas, em cada hora, de cada mês, calculou-se a integral descrita na Equação 4.27, obtendo-se, assim, a potência média de saída dos módulos fotovoltaicos de forma horária média mensal. Para o cálculo da curva V x I, foi criado um banco de dados com vários tipos de módulos, com suas respectivas especificações (obtidas a partir de informações de fabricantes), tais como tensão de circuito aberto, corrente de curto-circuito, tensão e corrente de máxima potência, coeficiente de temperatura para a corrente de curto-circuito, dentre outras.

O comportamento de um gerador fotovoltaico depende da temperatura ambiente. De forma semelhante à radiação solar, interessa, algumas vezes, determinar como este parâmetro (temperatura ambiente) evolui ao longo do dia, partindo de dados disponíveis, que, geralmente, são os valores de Temperatura máxima (T_M) e Temperatura mínima (T_m) locais.

Um modelo utilizado, que se ajusta bem aos valores experimentais, é obtido observando que a temperatura evolui de forma parecida com a radiação global, mas, com um atraso de, aproximadamente, duas horas. Isto permite estabelecer três suposições (LORENZO, 1994):

- (i) T_M ocorre sempre duas horas depois do meio-dia (hora = 30°);
- (ii) T_m ocorre sempre ao amanhecer (hora = ω_s ; aqui, considera-se ω_s como o ângulo do nascer-do-sol; $-\omega_s$, como o ângulo do pôr-do-sol e hora é o tempo solar verdadeiro, ou hora solar); e
- (iii) Entre estes dois instantes, a temperatura ambiente evolui segundo semiciclos de duas funções co-seno. Uma entre o amanhecer e o meio-dia, e, outra, entre o meio-dia e o amanhecer do dia seguinte.

As Equações de 4.38 a 4.44 apresentam a estimativa da temperatura ambiente, segundo a metodologia proposta por Lorenzo, 1994.

a) Para $-\pi < \text{hora} \leq \omega_s$

$$T_a = T_M(j-1) - \frac{T_M(j-1) - T_m(j)}{2} [1 + \cos(a \text{ hora} + b)] \quad (4.38)$$

na Equação 4.38:

$$a = \frac{\pi}{\left(\frac{\pi}{6} - \omega_s - 2\pi\right)} \quad (4.39)$$

e,

$$b = -a \omega_s \quad (4.40)$$

b) Para $-\omega_s < \text{hora} \leq \pi/6$

$$T_a = T_m(j) - \frac{T_M(j) - T_m(j)}{2} [1 + \cos(a \text{ hora} + b)] \quad (4.41)$$

na Equação 4.41:

$$a = \frac{\pi}{\left(\omega_s - \frac{\pi}{6}\right)} \quad (4.42)$$

e,

$$b = -\frac{a \pi}{6} \quad (4.43)$$

c) Para $\pi/6 < \text{hora} \leq \pi$

$$T_a = T_M(j) - \frac{T_M(j) - T_m(j+1)}{2} [1 + \cos(a \text{ hora} + b)] \quad (4.44)$$

na Equação 4.44:

$$a = \frac{\pi}{\left(2\pi + \omega_s - \frac{\pi}{6}\right)} \quad (4.45)$$

e,

$$b = -\left(\pi + \frac{a \pi}{6}\right) \quad (4.46)$$

A utilização destas equações exige conhecer os valores de temperatura máxima do dia anterior e temperatura mínima do dia seguinte. Caso não se tenham tais dados, pode-se supor, sem que isto gere um erro significativo, que estes coincidam com os valores correspondentes ao dia atual.

Foi elaborado um programa computacional para estimativa da temperatura ambiente, ao longo das horas, de todos os dias do ano. O fluxograma referente a este programa é mostrado na Figura 4.7.

A primeira etapa deste programa, para estimação dos valores de temperatura ambiente horária, envolve o fornecimento de dados de localização, tais como, latitude e longitude do local, dia do ano e hora desejados. Em seguida, utilizam-se os dados de declinação solar, excentricidade da órbita terrestre, ângulo horário e ângulos do nascer e pôr-do-sol, calculados na **Parte a**. Foi criado um banco de dados para os valores de temperaturas máxima e mínima diárias, para as regiões de Belo Horizonte e Viçosa, em Minas Gerais. Estes dados foram obtidos a partir do site do INMET (Instituto Nacional de Meteorologia), 2005, de gráficos que foram digitalizados por meio do programa SACRID, desenvolvido na Universidade Federal de Viçosa (SANTOS e RAMOS, 1997). Para cada hora do dia, foi calculado um valor de temperatura ambiente, a partir do qual pôde-se estimar a temperatura de trabalho dos módulos fotovoltaicos, por meio da Equação 4.35, em cada nível de irradiância calculado, anteriormente.

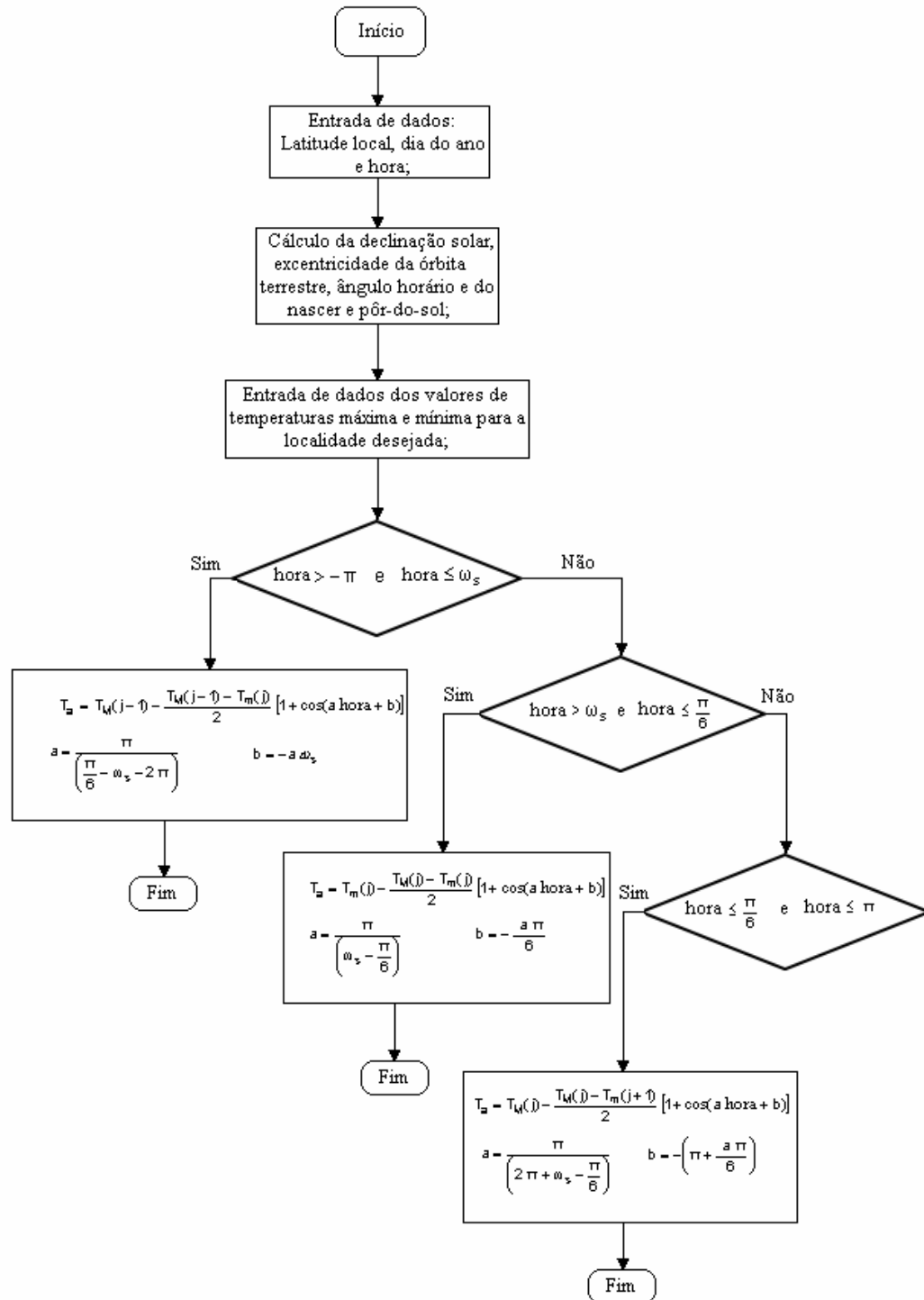


Figura 4.7. Fluxograma com os passos para estimação da temperatura ambiente horária, ao longo do dia, com base em dados de temperaturas máxima e mínima diárias.

Foi construído, também, um banco de dados com as especificações de algumas baterias, tais como, profundidade de descarga, tensão nominal, eficiência, dentre outras, para ser utilizado no momento da estimação do número de baterias para o sistema. Caso

a bateria não esteja no banco de dados, pode-se inserir, por meio do programa, as características solicitadas.

A função de densidade de probabilidade Beta, para a estimação dos valores de potência média, foi calculada por meio de:

$$f(x) = \frac{1}{B(k, c)} x^{k-1} (1-x)^{c-1} \quad 0 \leq x \leq 1 \quad (4.47)$$

sendo:

$$B(k, c) = \int_0^1 x^{k-1} (1-x)^{c-1} dx \quad (4.48)$$

$$x = \frac{P_{\max}}{P_{\max, \max}} \quad (4.49)$$

em que

$B(k, c)$ - função Beta;

k, c - parâmetros da função Beta ($k > 0$ e $c > 0$);

$P_{\max, \max}$ - valor da maior potência entre todas as potências máximas calculadas, em cada nível de irradiância (W); e

$P_{\max}$ - valor das potências máximas, em cada nível de irradiância (W).

O valor da função densidade de probabilidade Beta é máximo para:

$$x = \frac{k-1}{k+c-2} \quad (4.50)$$

Cálculo de k e c foi feito por meio de:

$$k = \bar{x} \left[\frac{\bar{x}(1-\bar{x})}{\sigma^2} - 1 \right] \quad (4.51)$$

$$c = (1-\bar{x}) \left[\frac{\bar{x}(1-\bar{x})}{\sigma^2} - 1 \right] \quad (4.52)$$

em que

$\bar{x}$ - média; e

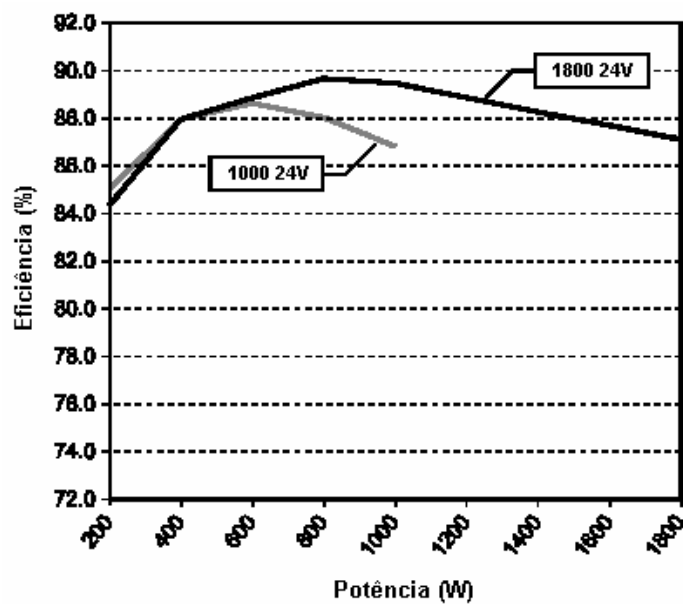
σ^2 - variância.

Após terem sido feitos os cálculos para a estimativa das potências máximas horárias médias mensais, pôde-se passar para o cálculo da probabilidade de perda de fornecimento de energia à carga (LPSP).

Parte c. Probabilidade de perda de fornecimento de energia à carga (LPSP)

O desempenho de baterias é complicado e não pode ser precisamente previsto para ciclos de carga e descarga não controlados em sistemas fotovoltaicos isolados. É difícil de medir as eficiências de carga e descarga separadamente. Fabricantes, geralmente, especificam uma eficiência e uma máxima profundidade de descarga. Contudo, a capacidade da bateria é definida em termos da quantidade de energia que pode ser extraída, e não na quantidade armazenada no momento (BOROWY e SALAMEH, 1996).

Desta forma, a eficiência de carga da bateria foi assumida como sendo a eficiência de carga-descarga fornecida pelo fabricante, e a eficiência de descarga foi adotada como sendo igual à unidade. O inversor foi avaliado em termos da demanda de carga de pico, e sua eficiência é uma função da tensão de entrada CC e o tipo de carga, ou seja, é a razão entre a potência de saída e a potência média de entrada CC. O programa considera a variação da eficiência do inversor de acordo com a demanda de carga. Para isto, foram digitalizadas algumas curvas de eficiência fornecidas nos manuais de alguns fabricantes, utilizando-se, para a digitalização, o programa SACRID (SANTOS e RAMOS, 1997). A seguir, para exemplificar, são apresentadas as curvas de eficiência para os inversores de onda senoidal da Xantrex, modelos de 1000 e 1800 W, 24 V de tensão de entrada e 60 Hz (Figura 4.8).



Fonte: (Xantrex, 2005)

Figura 4.8. Eficiência para os inversores de onda senoidal de 1000 e 1800 W, 24 V de tensão de entrada, 60 Hz, da Xantrex.

Porém, se não houver dados da variação da eficiência com a carga para o inversor desejado, o programa permite que seja inserido um dado constante de eficiência, baseado na demanda média de carga.

O seguidor do ponto de máxima potência e o controlador de carga consomem uma pequena quantidade de energia. Foi considerado que ambos apresentam eficiências constantes.

A energia gerada pelo arranjo fotovoltaico, para a hora t , foi considerada como sendo:

$$E_{G(t)} = N_{PV} E_{PV(t)} \quad (4.53)$$

em que

N_{PV} - número de módulos fotovoltaicos no arranjo; e

$E_{PV(t)}$ - energia gerada por um módulo fotovoltaico (Wh).

Para as baterias, foram considerados dois casos para expressar a energia armazenada durante a hora t (BOROWY e SALAMEH, 1996):

- (i) Se a energia gerada pelo arranjo fotovoltaico exceder a demandada pela carga, as baterias serão carregadas com a eficiência de carga:

$$E_B(t) = E_B(t-1) + \left(E_G(t) - \frac{E_L(t)}{\eta_{inv}} \right) \eta_{bat} \quad (4.54)$$

em que

- $E_B(t)$ - energia armazenada nas baterias durante a hora t (Wh);
- $E_B(t-1)$ - energia armazenada nas baterias durante a hora t-1 (Wh);
- $E_G(t)$ - energia gerada pelos módulos durante a hora t, Wh;
- $E_L(t)$ - energia demandada pela carga durante a hora t, Wh;
- η_{inv} - eficiência do inversor CC-CA, quando a carga funciona em CA (decimal); e
- η_{bat} - eficiência de carga das baterias (decimal).

- (ii) Se a energia demandada pela carga for maior que a energia gerada disponível, as baterias serão descarregadas na quantidade necessária para suprir o déficit, com eficiência igual a 1:

$$E_B(t) = E_B(t-1) - \left(\frac{E_L(t)}{\eta_{inv}} - E_G(t) \right) \quad (4.55)$$

A energia armazenada nas baterias, durante a hora t, está sujeita à seguinte restrição:

$$E_{Bmin} \leq E_B(t) \leq E_{Bmax} \quad (4.56)$$

em que

- E_{Bmin} - nível mínimo de energia permitido nas baterias, Wh; e
- E_{Bmax} - nível máximo de energia permitido nas baterias, Wh.

Isso protege a bateria de danos ou diminuição drástica de sua vida útil, pois a mesma não pode ser sobrecarregada ou descarregada em demasia.

Quando a energia gerada disponível e armazenada nas baterias for insuficiente para satisfazer a energia demandada pela carga, o déficit chamado “perda de fornecimento de energia à carga” (do inglês, “Loss of Power Supply” - LPS), para a hora t , pode ser expresso como:

$$LPS(t) = E_L(t) - (E_G(t) + E_B(t-1) - E_{Bmin}) \eta_{inv} \quad (4.57)$$

A probabilidade de perda de fornecimento de energia à carga, para um considerado período de tempo T , é a razão entre todos os valores de $LPS(t)$ para aquele período e a soma da energia demandada pela carga, ou seja:

$$LPSP = \frac{\sum_{t=1}^T LPS(t)}{\sum_{t=1}^T E_L(t)} \quad (4.58)$$

Uma vez que a energia gerada pelos módulos foi determinada para cada hora de um dia típico, em cada mês, diferentes combinações de número de módulos e baterias podem ser calculadas para uma LPSP desejada. A Figura 4.9 mostra um Fluxograma para o cálculo da LPSP do sistema fotovoltaico.

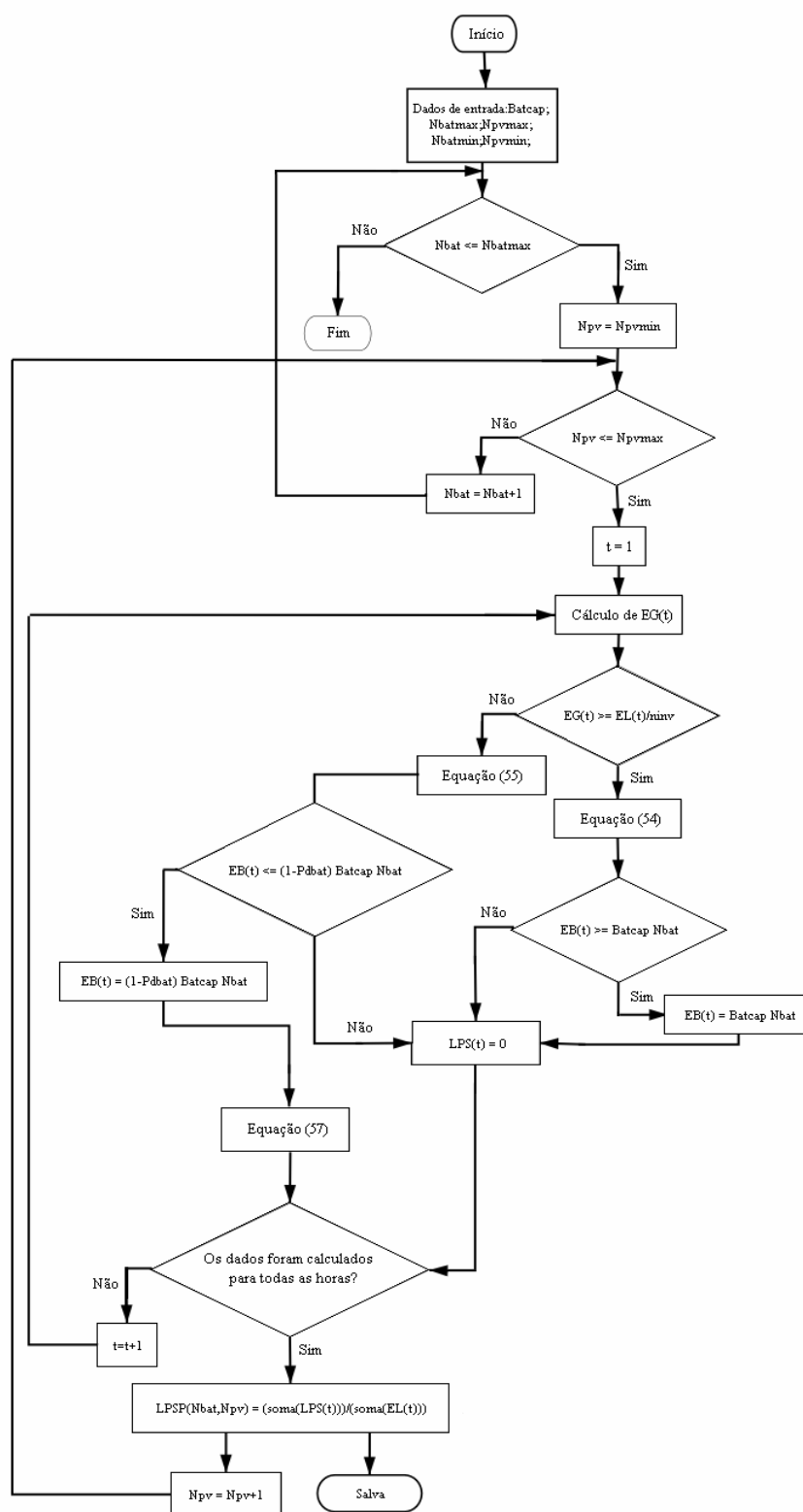


Figura 4.9. Fluxograma para o cálculo da LPSP do sistema fotovoltaico.

Os dados de entrada para o cálculo da LPSP do sistema consistem de:

- (i) Potência gerada por um módulo fotovoltaico para cada hora de um dia típico, em cada mês;
- (ii) Profundidade de descarga da bateria escolhida (P_{dbat});
- (iii) Eficiência de carga-descarga da bateria;
- (iv) Capacidade da bateria selecionada (Bat_{cap}); e
- (v) Eficiência do inversor de frequência variável com a carga, ou, constante para uma demanda média de carga.

Como pode ser observado na Figura 4.9, analisando-se o fluxograma, são inúmeras as combinações de módulos e baterias, porém, elas são finitas, pois as mesmas não são contínuas e assumem valores bem definidos.

O programa faz o cálculo da LPSP, tanto mensal quanto anual, e ao final da simulação, pode-se ver a LPSP anual para a combinação módulo/bateria desejada. A determinação do número ótimo de módulos e baterias é feita por meio de análise econômica.

Parte d. Número de módulos e baterias baseado na LPSP escolhida

A determinação da LPSP e os custos de instalação do sistema podem ser analisados por várias alternativas, incluindo todas as possíveis combinações de potência fornecida pelos geradores fotovoltaicos com a capacidade de carga das baterias.

Para uma dada LPSP, o número de módulos (N_{pv}), como uma função não linear do número de baterias (N_{bat}), foi determinado na **Parte c**, obtendo-se gráficos como o da Figura 4.10 (curva S).

É necessário calcular uma combinação de módulos e baterias que garanta um custo mínimo ao sistema, sendo a sua função de custo definida como (BOROWY e SALAMEH, 1996):

$$C = \alpha_m N_{pv} + \beta_b N_{bat} + C_0 \quad (4.59)$$

em que

C - custo do sistema;

α_m - custo de um módulo;
 β_b - custo de uma bateria; e
 C_0 - custos totais.

A condição para obter a solução ótima da Equação 4.59 é:

$$\frac{\partial N_{PV}}{\partial N_{bat}} = -\frac{\beta_b}{\alpha_m} \quad (4.60)$$

A solução é mostrada na Figura 4.10.

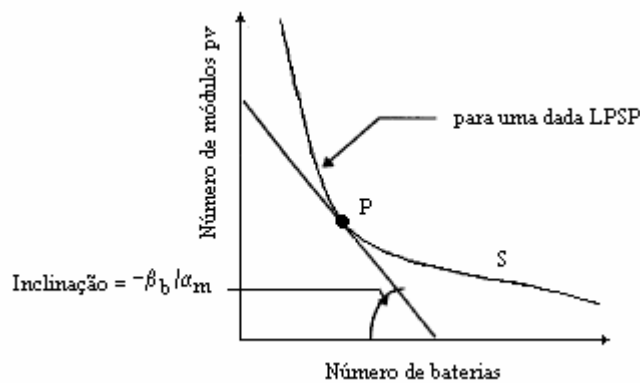


Figura 4.10. Número de módulos versus número de baterias, para uma dada LPSP.

Observa-se, na Figura 4.10, que a solução ótima encontra-se no ponto P, ou seja, ponto de intersecção entre a curva S e a de inclinação $-\beta_b/\alpha_m$.

O programa computacional desenvolvido calcula a solução de custo mínimo, considerando somente os custos dos módulos e baterias, não apenas por meio das Equações 4.59 e 4.60, mas também:

- (i) analisando separadamente o custo de cada combinação módulo/bateria e escolhendo a de menor custo para a LPSP desejada; e
- (ii) verificando o menor custo por meio de fluxo de caixa e valor presente líquido (VPL), considerando as trocas de baterias ao longo da vida útil dos módulos, ou seja, aproximadamente vinte anos.

O VPL é um método analítico empregado em análises de investimento. Ele é igual ao valor presente de suas entradas de caixa menos o valor presente de suas saídas

de caixa (IEF, 2006). A Taxa Mínima de Atratividade (TMA) é utilizada no cálculo do valor presente das entradas e saídas de caixa, como taxa de desconto. Entre vários projetos de investimento, o mais atrativo é aquele que tem maior valor presente líquido.

No programa computacional desenvolvido, para a análise que utiliza fluxo de caixa e VPL, deve-se escolher de quanto em quanto tempo será feita a troca de baterias e a taxa de juros anual. O cálculo do VPL foi feito utilizando-se a função do Matlab, “pvvar”.

Após serem feitos todos os cálculos para a LPSP e determinação do número ótimo de módulos e baterias para o sistema, foram esboçados gráficos para a energia armazenada nas baterias, consumo das cargas, e energia produzida pelos módulos fotovoltaicos, ao longo do ano, para cada hora típica, em cada mês, para a combinação módulo/bateria desejada. Desta forma, o projetista pode verificar qual a melhor opção de número de geradores fotovoltaicos e acumuladores de energia, com base na simulação ao longo do ano (gráficos, LPSP e análise econômica), para o seu sistema.

Dimensionamento de sistemas fotovoltaicos isolados segundo o método do procedimento padrão europeu (Universal Technical Standard for Solar Home Systems)

Este padrão aplica-se às características técnicas de sistema fotovoltaico domiciliar (SHS), ou seja, gerador fotovoltaico, bateria, controlador de carga e cabos, e, também, às características técnicas das lâmpadas. Contudo, não se aplica a quaisquer outras cargas elétricas. Foi projetado para fornecer ao usuário meios convenientes de como suprir energia a pequenas cargas elétricas, tais como, lâmpadas, rádio/cassete e TV preto e branco.

Este procedimento aplica-se, exclusivamente a SHS usando 12 V_{CC} e baterias chumbo-ácido.

As informações gerais, concernentes às condições climáticas, podem afetar o desempenho e a durabilidade de SHS. Se condições particulares não são propostas, então as seguintes devem ser usadas:

- (i) Umidade: 80%;
- (ii) Faixa de temperatura ambiente: -5°C a 40°C; e
- (iii) Máxima velocidade do vento: 120 km/h.

Os dados necessários para a configuração do sistema, segundo este procedimento, são:

- (i) Número x potência (W) de lâmpadas fluorescentes;
- (ii) Número x potência (W) de lâmpadas incandescentes; e
- (iii) Número x potência de tomadas (W).

Dados para proposta de projeto são:

- (i) Consumo diário de corrente Q_M , em Ah/dia;
- (ii) Ângulo de inclinação do arranjo fotovoltaico β ;
- (iii) Irradiância sobre o arranjo fotovoltaico $G_d(\beta)$, em kWh/m²; e
- (iv) Temperatura máxima ambiente T_{max} , em °C.

a) Projeto de dimensionamento de gerador fotovoltaico

A dimensão de um sistema fotovoltaico é um conceito geral que envolve as dimensões do arranjo fotovoltaico e da bateria, e é útil para relacioná-las com a carga. Sobre uma base diária, a capacidade do gerador fotovoltaico (gerador PV), C_A , foi definida como a razão entre a produção de energia média do arranjo PV e a demanda média de energia da carga (L). A capacidade de armazenamento, C_S , foi definida como a energia máxima que pode ser retirada da bateria dividida pela demanda média de energia da carga. Então:

$$C_A = \frac{\eta_g A G_d}{L} \quad (4.61)$$

$$C_S = \frac{C_{UB}}{L} \quad (4.62)$$

em que

- A - área do gerador fotovoltaico;
- η_g - eficiência do gerador;
- G_d - irradiação diária média mensal sobre o gerador fotovoltaico (Wh/m²);
- L - consumo diário médio de energia pela carga;
- C_A - capacidade do gerador fotovoltaico;

C_{UB} - capacidade útil da bateria; e

C_S - capacidade de armazenamento da bateria;

A capacidade do gerador fotovoltaico, C_A , depende das condições meteorológicas locais. Isto significa que o mesmo arranjo fotovoltaico, para a mesma carga, pode ser “grande” em um lugar e “pequeno” em outro, com uma irradiação solar inferior.

Para um dado lugar e carga, o procedimento europeu considera duas idéias gerais como intuitivas: primeiro, é possível encontrar muitas combinações diferentes de C_A e C_S , considerando-se o mesmo valor de probabilidade de perda de carga (LLP). Segundo, quanto maior a dimensão do sistema fotovoltaico, maior é o custo e menor é a LLP.

O procedimento padrão europeu também leva em consideração, para a tarefa de dimensionar um sistema fotovoltaico, encontrar a melhor combinação entre custo e confiabilidade. Frequentemente, a confiabilidade é o principal requisito do usuário, e o problema para o projetista é determinar qual a combinação de C_A e C_S que leve a um dado valor de LLP, a um custo mínimo. A fim de auxiliar com esta questão, foi assumido, inicialmente, que a tensão de trabalho é sempre a nominal, V_{nom} , e que esta se iguala à tensão do ponto de potência máxima do gerador. Desta forma:

$$L = V_{nom} Q_M \quad (4.63)$$

Considerando:

$$\eta_g A = \frac{V_{nom} I_{MG}}{1000} \quad (4.64)$$

Obtém-se uma nova equação para C_A :

$$C_A = \frac{I_{MG} G_d}{Q_M F_S 1000} \quad (4.65)$$

em que

V_{nom} - tensão nominal do gerador fotovoltaico (V);

Q_M - quantidade de carga elétrica, expressa em Ah, extraída diariamente

pela carga;

I_{MG} - corrente de máxima potência do gerador fotovoltaico, nas condições padrão de teste (A); e

F_S - fator de segurança, relacionado aos efeitos causados pela sujeira, a variação da eficiência fotovoltaica com o espectro solar, etc.

Um valor típico para F_S é 1,1. Esta aproximação, apesar de parecer muito simplificada, dá bons resultados.

As regras de manuseio recomendadas, amplamente utilizadas, são:

- O tamanho do gerador PV deve ser escolhido para garantir que a energia produzida durante o pior mês possa, no mínimo, ser igual à demanda da carga.
- A capacidade útil da bateria (capacidade nominal multiplicada pela profundidade de descarga máxima) deve ser para um período de 3 a 5 dias de autonomia.

Deve-se mencionar que estas especificações levam a uma situação, particularmente, confortável com relação à energia disponível. Isto é devido à corrente do gerador PV ser frequentemente maior do que a corrente de máxima potência, e, porque o fator $F_S = 1,1$ é muito generoso. Na prática, isto, tipicamente, leva a razões geração/consumo entre 1,1 e 1,2, que garante que a bateria não permanecerá por longos períodos sem estar completamente carregada.

Revertendo para a análise mais formal introduzida, isto significa que $C_A=1$ (com G_d correspondendo à irradiação média mensal mais baixa sobre o plano do arranjo PV) e $3 < C_S < 5$. Esta regra de manuseio é, claro, muito simples e útil para se obter uma primeira idéia das dimensões requeridas para o SHS. Contudo, tem algumas desvantagens. Ela não permite a confiabilidade do sistema ser quantificada ou otimizada, e, especialmente, é inoportuna para propostas de eletrificação, não permite a consideração de diferentes variantes para o SHS (por exemplo, adaptar o tamanho do gerador PV a tamanhos de módulos disponíveis, compensando para isto, por meio da escolha de baterias menores ou maiores).

Como, geralmente, as informações referentes aos valores diários médios mensais estão disponíveis para superfícies horizontais, pode-se ter o seguinte parâmetro:

$$C'_A = \frac{I_{MG} G_d(0)}{Q_M F_S 1000} \quad (4.66)$$

em que

$G_d(0)$ - irradiação diária média mensal sobre superfície horizontal (Wh/m²).

Com base nas Equações 4.65 e 4.66, pode-se chegar a uma relação entre C_A e C'_A :

$$C'_A = C_A \frac{G_d(0)}{G_d} \quad (4.67)$$

Por meio de simulações, e analisando-se o comportamento de um sistema fotovoltaico para diferentes números de módulos e baterias, ao longo de um determinado período, chegou-se à conclusão de que uma equação que relaciona C'_A , C_S e a LLP é (LORENZO, 1994):

$$C'_A = f C_S^{-u} \quad (4.68)$$

$$f = f_1 + f_2 \log(LLP) \quad (4.69)$$

$$u = \exp(u_1 + u_2 LLP) \quad (4.70)$$

em que

f_1, f_2, u_1 e u_2 - parâmetros que dependem do valor da LLP e da localidade.

Para um dado valor de LLP, f representa o valor de C'_A que corresponde a $C_S=1$. O parâmetro u leva em consideração o efeito do comportamento da radiação solar. A vantagem de se utilizar as Equações 4.68 a 4.70 é que permite simplificar as imensas seqüências de dados de qualquer localidade em apenas quatro números, sem perda significativa de informação. Para se conhecer os coeficientes f_1, f_2, u_1 e u_2 , para diferentes localidades, deve-se ter, pelo menos, os valores de irradiação diária média mensal, para gerar as seqüências sintéticas de dados diários ou horários de radiação solar global, como descrito no item “Dimensionamento estocástico para sistemas

fotovoltaicos isolados utilizando modelo baseado na LPSP”, deste capítulo, Parte a. Em seguida, simular o comportamento do sistema para diferentes combinações de módulos e baterias. O Quadro 4.4 mostra alguns exemplos de valores para os parâmetros das Equações 4.69 e 4.70.

Quadro 4.4. Parâmetros f_1 , f_2 , u_1 e u_2 para algumas localidades na Espanha

Localidades	f_1	f_2	u_1	u_2
Madrid	-0,2169	-0,7865	-1,2138	-15,280
Murcia	0,0483	-0,9684	-1,1329	-36,415
Santander	-0,2026	-0,7527	-0,9759	-14,289

Fonte: (LORENZO, 1994).

b) Projeto de dimensionamento fotovoltaico para bateria

Para a bateria, a característica mais importante de sua operação no SHS é a ciclagem. A fim de maximizar a vida útil de baterias chumbo-ácido, as seguintes condições de operação devem ser evitadas:

- Altas tensões durante o carregamento (para prevenir contra corrosão e perda de água);
- Baixas tensões durante a descarga (perigo de corrosão);
- Descarga profunda (sulfatação);
- Períodos longos sem um completo carregamento (sulfatação);
- Temperaturas elevadas para a bateria (todos os processos de envelhecimento são acelerados);
- Estratificação do eletrólito (sulfatação); e
- Correntes de carga muito baixas (sulfatação).

Estas regras levam a especificações para dimensionar (ambos bateria e gerador PV) e para procedimentos de proteção para a bateria (controlador de carga). Contudo, deve-se apontar para o fato de que algumas regras estão, geralmente, em contradição com outras (por exemplo, carga completa precisa de altas tensões, mas altas tensões aceleram a corrosão). Desta forma, devem ser feitas conciliações levando-se em consideração as condições locais: radiação solar, preços de módulos PV e baterias,

fabricação local, infraestrutura para reciclagem, etc. Portanto, os requisitos fornecidos devem ser adaptados para se ajustarem às circunstâncias locais.

A necessidade de prevenir descargas excessivas leva à necessidade de limitar a máxima profundidade de descarga a um certo valor, P_{dbatmax} , o que, geralmente, varia de 0,3 a 0,6, podendo se aproximar de 0,8, dependendo do tipo de bateria. O fornecimento de energia para a carga deve ser cortado tão logo este limite seja atingido. A capacidade disponível, ou útil, C_{UB} , é então, menor do que a capacidade nominal, C_{B} , (que se refere à carga total que pode ser extraída da bateria se nenhuma limitação, em particular, fosse imposta) e igual:

$$C_{\text{UB}} = C_{\text{B}} P_{\text{dbatmax}} \quad (4.71)$$

Uma boa conciliação, segundo este procedimento, entre custo e confiabilidade, é tipicamente obtida com uma bateria cuja capacidade útil atinja de 3 (em regiões onde longos períodos de céu nublado não são esperados) a 5 (em regiões onde períodos de céu nublado são esperados) vezes o consumo total de energia diário na casa, de forma que a profundidade de descarga no ciclo diário, P_{dbatd} , atinja de 0,06 a 0,2. A seleção de uma capacidade específica depende, principalmente, do tipo de bateria. Conclui-se, portanto, que para a mesma aplicação, “boas” baterias podem apresentar menor capacidade do que “más” baterias. Consideram-se como “boas” baterias aquelas que resistem a ciclagens mais profundas do que “más” baterias.

Baterias PV de melhor qualidade são feitas com placas tubulares e grades com baixo conteúdo de Sb-Se. Elas alcançam mais de 8 anos de vida e necessitam de manutenção em períodos de 1 ou 2 vezes por ano. Suas desvantagens são o custo, pois são mais caras, e, raramente, estão disponíveis nos mercados em países em desenvolvimento. Em contraste, baterias automotivas, geralmente, referidas como SLI (partida, iluminação e ignição), são mais baratas, quando comparadas em termo de capacidade nominal, e estão disponíveis largamente. Porém, sua principal desvantagem é apresentar curta vida útil. Baterias SLI clássicas usam grades de chumbo ligadas com antimônio e necessitam ser cobertas com água periodicamente.

O curto período de vida de baterias automotivas pode ser compensado por algumas simples modificações no projeto destas, mas não em sua tecnologia. As modificações mais comuns são placas mais espessas de eletrodo e uma maior

quantidade de solução ácida no espaço sobre as placas. Tais baterias SLI modificadas são, algumas vezes, comercializadas como baterias solares e representam uma alternativa promissora para o futuro dos SHSs. Sempre que possível, as baterias SLI modificadas devem ser preferidas em relação às SLI convencionais.

As baterias SLI de baixa manutenção, algumas vezes comercializadas como baterias livres de manutenção, freqüentemente possuem grades contendo liga de cálcio. Tais baterias são, particularmente, vulneráveis a danos por descarga profunda e, também, susceptíveis a deterioração por variações de altas temperaturas, sendo desaconselhável o seu uso em países de clima quente.

Uma vez que tenha sido confirmado que a produção de energia excederá a demanda da carga durante o pior mês, as seguintes regras devem ser seguidas para dimensionar a bateria:

- (i) A capacidade nominal da bateria em 20 horas, em Ah (Ampère-hora) (medida a 20°C e até à tensão de 1,8 V/célula), não deve exceder CR vezes a corrente de curto-circuito do gerador PV em Ampères (medida nas condições padrão de teste). Para cada tipo de bateria, valores de CR são propostos no Quadro 4.5.

Quadro 4.5. Valores compulsórios e recomendados de CR (fator que multiplica a corrente de curto-circuito do gerador PV, e cujo produto não pode ser excedido pela capacidade nominal das baterias) para baterias

Tipo de Bateria	CR	
	Compulsório	Recomendado
Tubular	20	15
SLI:		
- Clássica	40	30
- Modificada	40	35
- Baixa manutenção	40	30

Fonte: (IES-UPM et al., 1998).

- (ii) A máxima profundidade de descarga, $P_{dbatmax}$, (referida às 20 horas da capacidade nominal da bateria) não deve exceder os valores propostos no Quadro 4.6.

Quadro 4.6. Valores de profundidade máxima de descarga, $P_{dbatmax}$, para baterias

Tipo de Bateria	$P_{dbatmax}$	
	Compulsório	Recomendado
Tubular	80	70
SLI:		
- Clássica	50	30
- Modificada	60	40
- Baixa manutenção	30	20

Fonte: (IES-UPM et al., 1998).

- (iii) A capacidade útil da bateria, C_{UB} , (capacidade nominal em 20 horas, como definido anteriormente, multiplicada pela máxima profundidade de descarga) deve permitir um período de 3 a 5 dias de autonomia (esta regra é recomendada).

O valor de CR deve ser baixo o suficiente para assegurar que o arranjo PV está apto a fornecer recarga adequada para a bateria. As relações CR recomendadas para a capacidade nominal C_B para a corrente de curto-circuito do gerador PV depende do tipo de bateria, como mostrado nos Quadros 4.5 e 4.6, e têm sido escolhidas para evitar correntes de carga que sejam muito baixas para a dimensão da bateria utilizada. A dimensão das baterias, C_{UB} , deve, também, levar em consideração as condições meteorológicas locais. Obviamente, quanto maior o número de dias nublados esperados, maior deve ser a capacidade do banco de baterias, C_{UB} .

Como um exemplo tem-se:

Supondo-se um SHS composto de um módulo fotovoltaico cuja corrente de curto-circuito, nas condições padrão de teste (STC), seja 3,3 A, com uma bateria SLI modificada, tem-se:

$$C_B \leq 40 \times 3,3 = 132 \text{ Ah, como método compulsório, e}$$

$$C_B \leq 35 \times 3,3 = 115 \text{ Ah, como método recomendado.}$$

Além disto, supõe-se que o SHS deva fornecer 12 Ah/dia, de preferência em local seco, com 3 dias de autonomia. Então:

$$C_B \geq 12 \times 3/0,6 = 60 \text{ Ah, como método compulsório, e}$$

$$C_B \geq 12 \times 3/0,4 = 90 \text{ Ah, como método recomendado.}$$

Logo, C_B deve ser selecionado como a seguir:

Compulsório: $60 \text{ Ah} \leq C_B \leq 132 \text{ Ah}$,

Recomendado: $90 \text{ Ah} \leq C_B \leq 115 \text{ Ah}$.

Agora, considerando-se o mesmo exemplo, mas para um lugar com períodos chuvosos freqüentes, onde o número esperado de dias nublados seja 5. Neste caso, C_B pode ser selecionado como a seguir:

A faixa dos valores compulsórios é: $100 \text{ Ah} \leq C_B \leq 132 \text{ Ah}$;

A faixa dos valores recomendados é: $150 \leq C_B \leq 115 \text{ Ah}$.

A escala recomendada não tem significado físico, sendo aplicada somente a escala compulsória.

Deve-se enfatizar que todos estes valores de capacidade correspondem a uma taxa de descarga de 20 horas. Se outras taxas forem desejadas, as seguintes relações empíricas podem ser usadas: $C_{100}/C_{20} \cong 1,25$, $C_{40}/C_{20} \cong 1,14$.

É importante notar que as capacidades nominais são medidas por meio de testes de descarga realizados depois de alguns procedimentos de carregamento bem padronizados (ou seja, 24 horas a 2,4 V/célula), que asseguram a formação das placas.

Medidas devem ser tomadas para assegurar que a capacidade de baterias novas (compradas recentemente) não esteja abaixo de 5% do valor nominal.

A vida cíclica da bateria (ou seja, antes que sua capacidade residual caia abaixo de 80% de sua capacidade nominal) a 20°C, deve exceder um certo número de ciclos, NDC, quando descarregada abaixo de uma profundidade de descarga de 50%. Para cada tipo de bateria, um valor de NDC é dado (ver Quadro 4.7).

Quadro 4.7. Valores de número de ciclos, NDC, para baterias, quando descarregadas abaixo de uma profundidade de descarga de 50%

Tipo de Bateria	NDC
Tubular	600
SLI:	
- Clássica	200
- Modificada	200
- Baixa manutenção	300

Fonte: (IES-UPM et al., 1998).

A taxa de autodescarga de baterias, a 25°C, não deve exceder a 6% de sua capacidade estimada por mês.

Seguindo este procedimento, foi desenvolvido um programa computacional no Matlab, versão 6.5, para os cálculos de dimensionamento de sistemas fotovoltaicos isolados, a fim de se comparar com os outros métodos analisados e desenvolvidos.

Dimensionamento de sistemas fotovoltaicos isolados segundo o método da Sandia National Laboratories, adaptado pelo CEPEL - CRESESB

A metodologia utilizada foi a das planilhas do Manual do CRESESB, 1999, que foram traduzidas do Manual “Stand-Alone Photovoltaic Systems – A Handbook of Recommended Design Practices”, produzido pela Sandia National Laboratories, Revisão Nov/1991. Algumas adaptações foram feitas em virtude das características locais, como por exemplo, as temperaturas médias.

As planilhas tratam apenas de projeto de sistemas puramente fotovoltaicos, isolados (não interligados à rede elétrica), fixos (sem rastreamento solar) e sem concentração da radiação solar.

Para cada mês, ou estação que possuir uma demanda significativamente diferente, deve-se preencher uma planilha. Os dados de radiação solar nas inclinações indicadas nestas planilhas (latitude, latitude mais 15° e latitude menos 15°) são, em geral, de difícil obtenção. Para se contornar este problema, pode-se considerar uma inclinação que forneça o maior mínimo para a radiação média mensal (CRESESB-CEPEL, 1999).

A seguir, são mostradas as planilhas utilizadas no cálculo de dimensionamento fotovoltaico, segundo a metodologia da Sandia, adaptada pelo CEPEL-CRESESB.

Quadro 4.8. Planilha para o cálculo do consumo de cargas

Planilha # 1 - Cálculo de Consumo das Cargas

1	2	3	4	5	5	6	7	8	D 9	10
Descrição das cargas	Qtde.	Corrente da Carga (A)	Tensão da Carga (V)	Potência da Carga CC (W)	Potência da Carga CA (W)	Ciclo de Serviço Diário (h/dia)	Ciclo de Serviço Semanal (dias/semana)	Eficiência na Conversão de Potência (decimal)	Tensão nominal do Sistema (V)	Consumo Ah/dia
CC		x	x	=	N/A	x	x /7 /	/	/	=
CC		x	x	=	N/A	x	x /7 /	/	/	=
CC		x	x	=	N/A	x	x /7 /	/	/	=
CC		x	x	=	N/A	x	x /7 /	/	/	=
CA		x	x	N/A	=	x	x /7 /	/	/	=
CA		x	x	N/A	=	x	x /7 /	/	/	=
CA		x	x	N/A	=	x	x /7 /	/	/	=
CA		x	x	N/A	=	x	x /7 /	/	/	=
11 Potência Total das Cargas CC e CA			C 11A	C 11B	12			Consumo Total Ampère-hora (Ah/dia)		

13	14	15	16	17	18	D 19	20
Potência Total das Cargas CC (W)	Potência Total das Cargas CA (W)	Tensão Nominal do Sistema (V)	Estimativa da Corrente de Pico (A)	Consumo Total Ampère-hora (Ah/dia)	Fator de Eficiência da Fiação (decimal)	Fator de Eficiência da Bateria (decimal)	Consumo Ampère-hora Corrigido (Ah/dia)
11A	11B	9		121			
	/	/	=		/	/	=

Fonte: (CRESESB, 1999).

Quadro 4.9. Planilha para a determinação da corrente e ângulo de inclinação do arranjo fotovoltaico

Planilha # 2 - Determinação da Corrente e do Ângulo de Inclinação do Arranjo

21	Localização do sistema						Latitude			Longitude					
Localização da medição						Latitude			Longitude						
Inclinação da Latitude-15°						Inclinação da Latitude			Inclinação da Latitude+15°						
M Ê S	22A	23A		24A		22B	23B		24B		22C	23C		24C	
	Carga Corrigida (Ah/dia)	Sol Pleno (h/dia)		Corrente de Projeto (A)		Carga Corrigida (Ah/dia)	Sol Pleno (h/dia)		Corrente de Projeto (A)		Carga Corrigida (Ah/dia)	Sol Pleno (h/dia)		Corrente de Projeto (A)	
	20					20					20				
J		/		=			/		=			/		=	
F		/		=			/		=			/		=	
M		/		=			/		=			/		=	
A		/		=			/		=			/		=	
M		/		=			/		=			/		=	
J		/		=			/		=			/		=	
J		/		=			/		=			/		=	
A		/		=			/		=			/		=	
S		/		=			/		=			/		=	
O		/		=			/		=			/		=	
N		/		=			/		=			/		=	
D		/		=			/		=			/		=	

Selecionar a maior corrente de projeto e sol pleno correspondente para cada latitude e entrar nos campos abaixo

Latitude-15°		Latitude		Latitude+15°	
25A	26A	25B	26B	25C	26C
Sol Pleno (h/dia)	Corrente de Projeto (A)	Sol Pleno (h/dia)	Corrente de Projeto (A)	Sol Pleno (h/dia)	Corrente de Projeto (A)

Selecionar a menor corrente de projeto e sol pleno correspondente

27	28
Sol Pleno (h/dia)	Corrente de Projeto (A)
Ângulo de Inclinação	=

Nota: Não misturar dados de arranjos fixos e móveis na mesma planilha.

Fonte: (CRESESB, 1999).

Quadro 4.10. Planilha para o dimensionamento do banco de baterias

Planilha # 3 - Dimensionamento do Banco de Baterias

29		30	D	31	D	32	D	33		34		35	
	Consumo Ampère-hora corrigido (Ah/dia)		Dias de Armazenamento		Profundidade de Descarga Máxima (decimal)		Desconto por Temperatura (decimal)		Capacidade necessária para a bateria (Ah)		Capacidade da Bateria Seleccionada (Ah)		Número de Baterias em Paralelo
20			x		/		/		=		/		=

36		37		38		39		40	
	Tensão Nominal do Sistema (V)		Tensão Nominal da Bateria (V)		Número de Baterias em Série		Número de Baterias em Paralelo		Número Total de Baterias
9			/		=	35	x		=

NOTA: Campo 35 - Arredondar para cima para projetos críticos.

41		42		43		44		45	
	Número de Baterias em Paralelo		Capacidade da Bateria Seleccionada (Ah)		Capacidade da Bateria do Sistema (Ah)		Profundidade de Descarga Máxima (decimal)		Capacidade Útil da Bateria (Ah)
35		34	x		=	31	x		=

Informações sobre a bateria	
Fabricante	
Modelo	
Tipo	
Tensão Nominal (V)	
Capacidade Nominal (Ah)	

Fonte: (CRESESB, 1999).

Quadro 4.11. Planilha para o dimensionamento do arranjo fotovoltaico

Planilha # 4 - Dimensionamento do Arranjo Fotovoltaico

46

Corrente de Projeto (A)

28

47

Fator de Correção do Módulo (decimal)

48

Corrente de Projeto Corrigida (A)

49

Corrente Nominal do Módulo (A)

50

Número de Módulos em Paralelo

/

=

/

=

51

Tensão Nominal da Bateria (V)

37

52

Número de Baterias em Série

38

53

Tensão Necessária para Carregar as Baterias (V)

54

Tensão do Módulo para a temperatura mais elevada (V)

55

Número de Módulos em Série

56

Número de Módulos em Paralelo

50

55

Número Total de Módulos

1.20

x

x

=

/

=

x

=

NOTAS: Campo 50

- Arredondar para cima para projetos críticos.

Campo 55

- Arredondar para cima ou selecionar outro módulo com tensão suficiente para carregar as baterias quando estiverem operando em temperatura mais elevada do que a esperada.

Condição Padrão de Teste (STC): 1000 W/m2, temperatura na célula de 25° C, AM=1.5.

Quadro 4.12. Planilha para o dimensionamento do arranjo fotovoltaico (cont.)

Planilha # 4 - (Continuação) - Distribuição do Arranjo Fotovoltaico

58	Número de Módulos em Paralelo	59	Corrente Nominal do Módulo (A)	60	Corrente Nominal do Arranjo (A)	63	Número de Módulos em Série	64	Tensão Nominal do Módulo (V)	65	Tensão Nominal do Arranjo (A)
		x		=				x		=	
		61	Corrente de Curto Circuito do Módulo (A)	62	Corrente de Curto Circuito do Arranjo (A)			66	Tensão de Circuito Aberto do Módulo (V)	67	Tensão de Circuito Aberto do Arranjo (V)
50		x		=		55		x		=	

Informações sobre o Módulo Fotovoltaico				
Fabricante/Modelo		Tensão Nominal		
Comprimento	Largura	Espessura		
Peso		Diodo de "By-pass"	S	N
Tensão (V)	Na Condição Padrão de Teste	Circuito Aberto	Valor esperado para temperatura mais elevada	
Corrente (A)	Na Condição Padrão de Teste	Curto Circuito		

NOTA:

Usar as especificações fornecidas fabricante nos campos relativos a informações sobre o módulo foto

Fonte: (CRESESB, 1999).

Quadro 4.13. Planilha para especificação do controlador de carga

Especificação do Controlador de Carga

A1	Corrente de Curto Circuito do Arranjo (A)	A2	Corrente Mínima do Controlador (A)	A3	Capacidade do Controlador (Lado do Arranjo) (A)	A4	Controladores em Paralelo
61							
1.25	x	=		/		=	

A5

Controlador de Carga

Fabricante/Modelo
Tipo
Tensão do Sistema

"Set-points" Ajustáveis (x)

Compensação de temperatura
"Threshold" de Tensão Elevada
"Threshold" de Tensão Baixa
Desconexão a Tensão Baixa
Proteção Corrente Reversa
Seguidor do Ponto de Máxima
Potência

Medidores (x)

Tensão do Sistema
Corrente do Arranjo
Corrente para a Carga

Fonte: (CRESESB, 1999).

124

125

Requisitos do Sistema			
B1	Forma de onda	_____	
B2	Tensão do Sistema (CC)	_____	(V)
B3	Tensão do Sistema (CA)	_____	(V)
B4	Capacidade de Surto	_____	(W)
B5	Potência Total (CA)	_____	(W)
B6	Carga CA Máxima (Simples)	_____	(W)
B7	Carga CA Máxima (Simultânea)	_____	(W)
B8	Tempo de operação do Inversor com Carga Máxima Simultânea	_____	(min.)
B9	Taxa de serviço contínuo do Inversor	_____	(W)
B10	Eficiência do Inversor necessária com carga	_____	(%)

Inversor	
B11	Especificações do Inversor
	Fabricante _____
	Modelo _____
	Forma de Onda _____
	Tensão de Entrada (CC) _____ (V)
	Tensão de Saída (CA) _____ (V)
	Capacidade de Surto _____ (W)
	Características (x)
	Carregamento da Bateria ()
	Voltímetro ()
	Controle Remoto ()
	Partida de Gerador Auxiliar ()
	Chave de Transferência ()
	Seguidor do Ponto de Máxima Potência ()

Requisitos do Sistema			
C1	Tensão de Entrada (CC)	a _____	(V)
C2	Tensão de Saída (CC)	a _____	(V)
C3	Potência de Saída	a _____	(W)
C4	Temperatura de Operação	a _____	(°C)

Conversor	
C5	Conversor
	Fabricante _____
	Modelo _____
	Tensão de Entrada _____ (V)
	Tensão de Saída _____ (V)
	Corrente de Saída _____ (A)
	Temperatura de Operação _____ (°C)
	Características (x)
	Tensão de Saída Ajustável ()

Fonte: (CRESESB, 1999).

Aplicações com geração fotovoltaica, como por exemplo, direct drive (pequenos sistemas com cargas CC: iluminação residencial, iluminação pública, etc.), bombeamento de água, proteção catódica ou sistemas híbridos, diferem somente no método para cálculo da carga. O procedimento restante para o dimensionamento é o mesmo (CRESESB-CEPEL, 1999). A Figura 4.11 apresenta a explicação sobre os campos das Planilhas de dimensionamento (Quadros 4.8 a 4.14), mostrando o significado dos números e letras.

Cada campo da planilha possui um número no canto superior esquerdo. Estes números são para enumerar os parâmetros calculados.

Um “D” no canto superior direito do campo indica que pode ser utilizado um valor padrão.

4		D
Tensão de Conversão de Potência (V)		
2		

Um número no canto inferior esquerdo é uma referência cruzada e indica que um valor calculado anteriormente deve ser usado.

Figura 4.11. Significado dos números e letras nos campos das planilhas descritas nos Quadros 4.8 a 4.14.

As instruções para preenchimento dos respectivos campos das planilhas são fornecidas pelo Manual do CRESESB, 1999, ou, no Manual da Sandia, já citado anteriormente.

Programa computacional para dimensionamento pelo método da Sandia e pelo o método estocástico simplificado (europeu)

Foi desenvolvido no Matlab, versão 6.5, um programa para dimensionamento determinístico de sistemas fotovoltaicos isolados, utilizando-se, para isto, a metodologia apresentada nas planilhas da Sandia, e o método estocástico simplificado europeu (Universal Technical Standard for Solar Home Systems). A Figura 4.12 mostra o fluxograma do programa.

A ordem dos cálculos, mostrada no fluxograma, e a forma de realizá-los são as seguidas pelas planilhas da Sandia. O bloco correspondente a “Banco de dados de irradiância solar diária média mensal para algumas regiões” é um arquivo que contém os dados de irradiância solar diária média mensal para as regiões de Viçosa, Belo Horizonte, Município de Capelinha e Itacarambi, todas localizadas no estado de Minas Gerais. É utilizado para a “Determinação da corrente e do ângulo de inclinação do arranjo fotovoltaico” (método da Sandia), e para a geração sintética de dados de irradiação horária para o método europeu. O bloco “Banco de dados de vários módulos PV cristalinos” é um arquivo que contém diferentes marcas e modelos de módulos fotovoltaicos cristalinos para que o usuário possa escolher o que melhor lhe convém, ou, então, se desejar, pode inserir, no programa, as características de outro modelo que não se encontra no arquivo. Este bloco é utilizado nos cálculos do “Dimensionamento do arranjo fotovoltaico” (método da Sandia) e para o cálculo do número de módulos pelo método europeu. Os parâmetros f_1 , f_2 , u_1 e u_2 devem ser inseridos pelo projetista, pois são calculados com base em simulações de vários períodos de tempo, resultantes das várias combinações de C'_A e C_S para a probabilidade de perda de carga desejada.

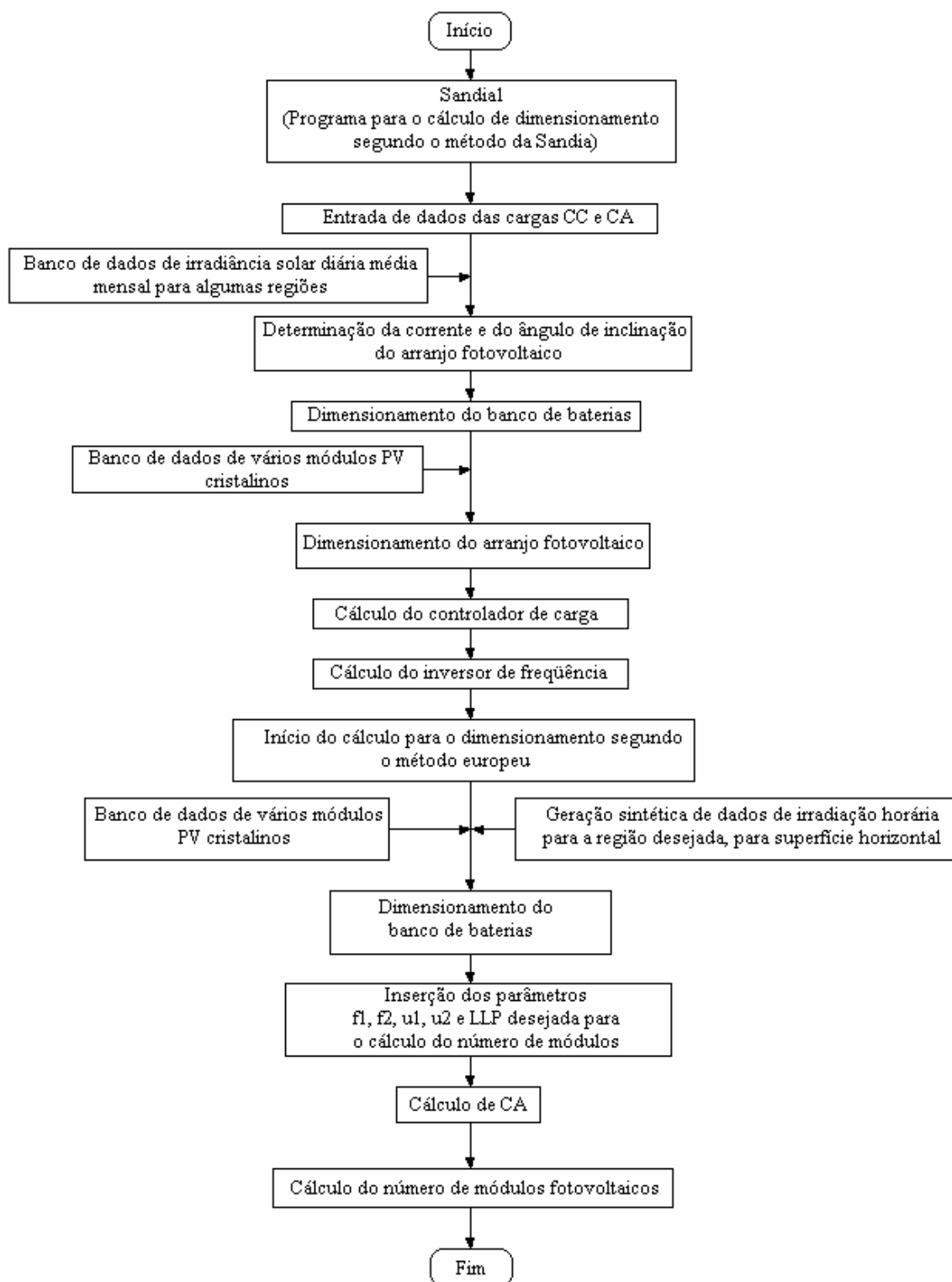


Figura 4.12. Fluxograma para o programa de dimensionamento fotovoltaico segundo os métodos da Sandia e do Universal Technical Standard for Solar Home Systems.

4.2.4. RESULTADOS E DISCUSSÕES

Após serem feitos os programas para dimensionamento pelos métodos da Sandia, europeu e estocástico desenvolvido, foram feitas algumas simulações para alguns sistemas fotovoltaicos. Para comparar os sistemas, e para exemplificar, foi utilizada uma carga, conforme descrito no Quadro 4.15. Este Quadro apresenta os cálculos para a potência total do sistema, horas diárias de funcionamento, dias por semana, consumo Wh/dia, tensão nominal do sistema e consumo total em Ah/dia.

Quadro 4.15. Cargas consideradas para o dimensionamento do sistema fotovoltaico, pelos métodos analisados e desenvolvido (carga CA)

Cargas	Qtde.	Potência unitária (W)	Potência total (W)	Horas diárias de func. (horas/dia) e dias/sem.	Consumo (Wh/dia) (ef. conv. de pot.: 90%)	Tensão nominal do sistema (V)	Cons. Total Ah/dia
Lâmpadas 32W	8	32	256	4,0 – 5,0	812,698	24	33,86
Lâmpadas 16W	4	16	64	4,0 – 5,0	203,175	24	8,47
Subtotal		48	320			24	42,33

Horário de funcionamento da carga: das 18:00 h às 22:00 h.

Dias de funcionamento: de segunda a sexta-feira.

O valor assumido para a eficiência de conversão de potência, pelo inversor de frequência, é o valor médio. Este valor foi utilizado no dimensionamento determinístico.

Dimensionamento estocástico para sistemas fotovoltaicos isolados utilizando modelo baseado na LPSP

Parte a. Geração sintética de valores de radiação horária global, difusa e direta

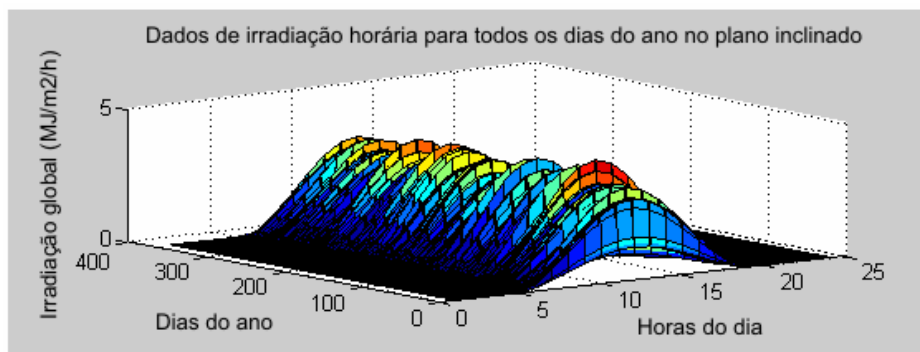
A primeira parte do programa a ser simulada é a geração sintética de dados de radiação horária. Para isto, foram utilizados os seguintes dados como entrada:

- (i) Localidade: Viçosa - MG;
- (ii) Latitude: $20^{\circ}45'54''$ S;
- (iii) Inclinação considerada para os módulos: 20° ;
- (iv) Longitude: $42^{\circ}52'54''$ W;
- (v) Albedo utilizado para a superfície analisada: 24% - superfície: grama; e
- (vi) Irradiância diária média mensal: obtida a partir de banco de dados fornecido pela CEMIG.

O programa também permite que o usuário entre com os dados de irradiância diária média mensal, para superfície horizontal, para a localidade desejada, caso a mesma não se encontre disponível no banco de dados, ou com dados de irradiância horária em superfície com a inclinação desejada.

Após a inserção destas informações, o programa esboça as curvas para a irradiação global horária, tanto para superfície horizontal, quanto para superfície com a inclinação fornecida (Figura 4.13).

a)



b)

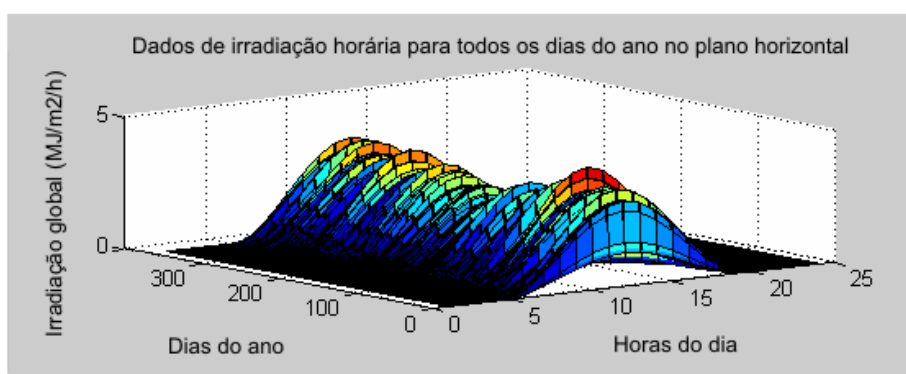


Figura 4.13. Dados de irradiação horária simulados para a localidade de Viçosa – MG; a) plano inclinado (20°); b) plano horizontal.

Por meio da Figura 4.13 observam-se os dados simulados de irradiação global horária, para todos os dias do ano, para plano inclinado de 20° e para plano horizontal. Percebe-se que houve um aumento da irradiação na parte central do gráfico para plano inclinado, mostrando que a inclinação favoreceu uma melhor incidência dos raios solares sobre os módulos fotovoltaicos, nos meses com menor índice de irradiação.

Ainda durante a simulação, são exibidos gráficos com os valores de irradiação horária direta, refletida pelo céu e refletida pelo solo, para a superfície inclinada, ao longo das vinte e quatro horas do dia, para todos os dias do ano (Figura 4.14).

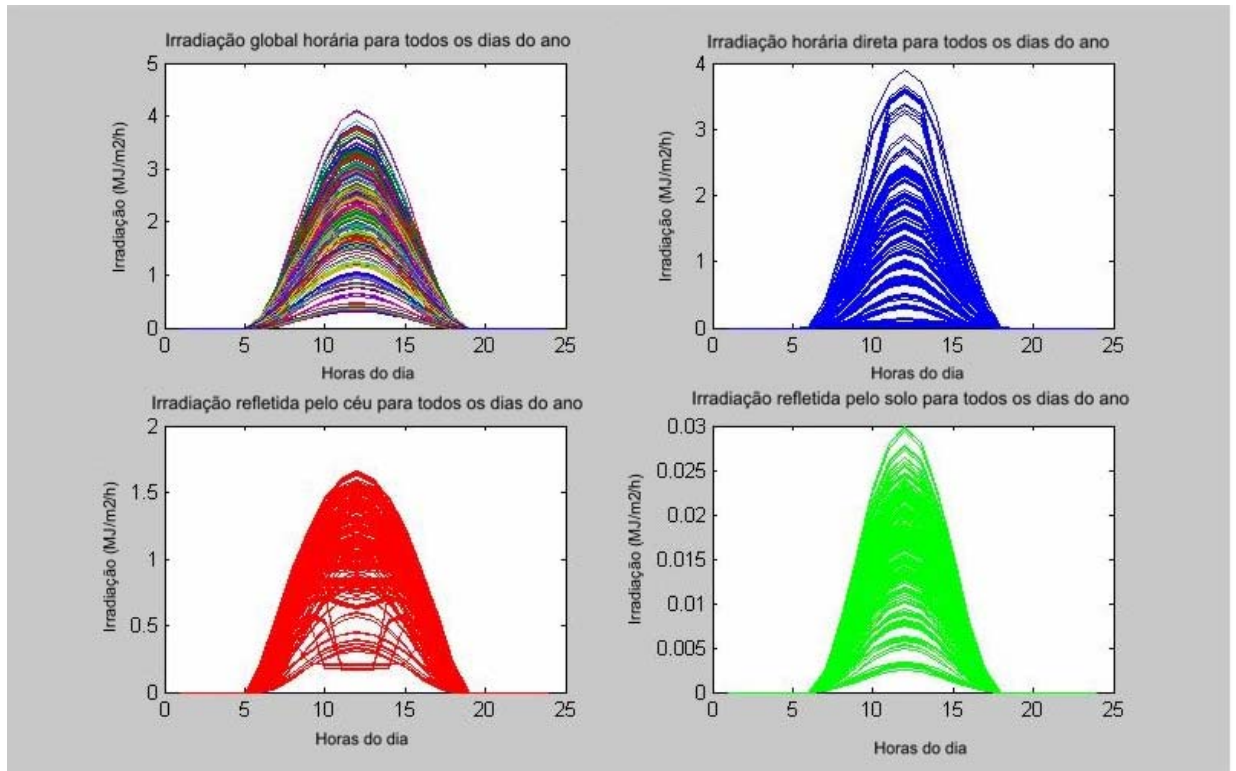


Figura 4.14. Valores de irradiação global horária, direta, refletida pelo céu e refletida pelo solo, para a superfície inclinada de 20° , na localidade de Viçosa – MG.

A irradiação refletida pelo céu mais a refletida pelo solo, mostradas na Figura 4.14, formam a irradiação difusa.

A Figura 4.15 mostra os valores de irradiação horária global, direta, refletida pelo céu e refletida pelo solo ao longo das 8760 horas do ano, para melhor visualização.

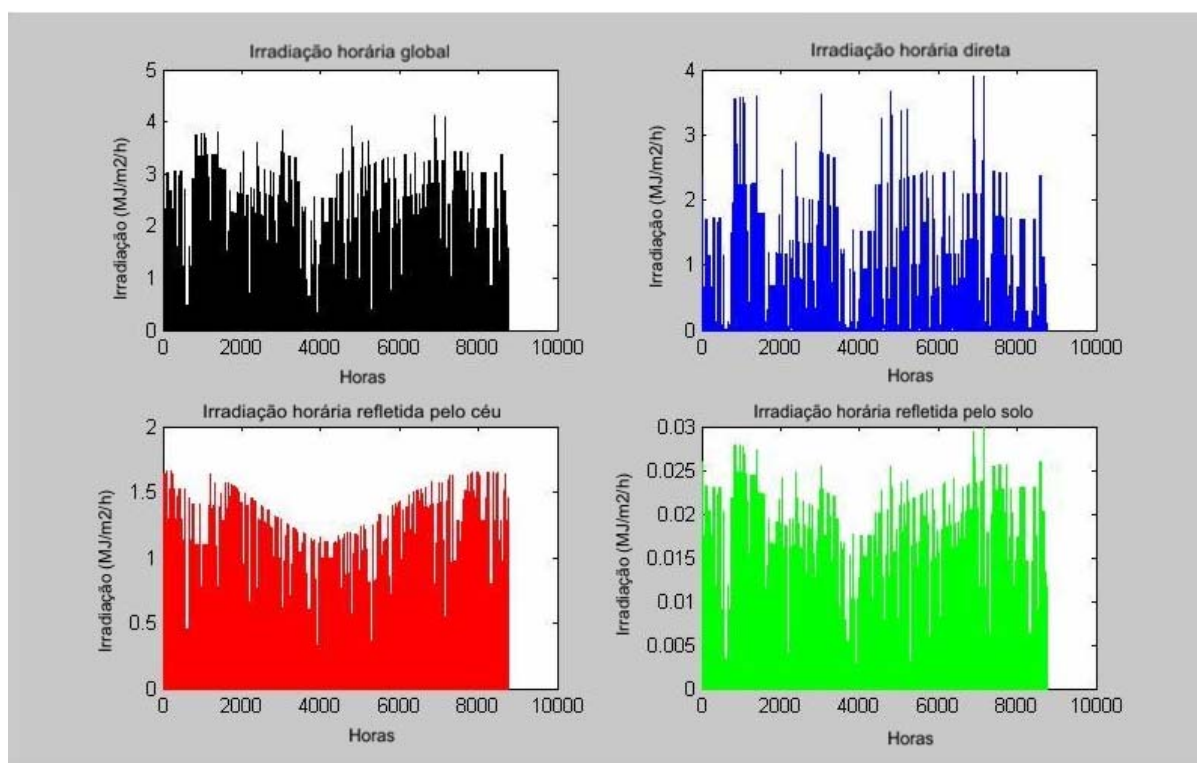


Figura 4.15. Valores de irradiação horária global, direta, refletida pelo céu e refletida pelo solo, ao longo das 8760 horas do ano.

Como o programa trabalha com dados de irradiação na unidade de $\text{W/m}^2/\text{h}$, este transforma os valores de irradiação de $\text{MJ/m}^2/\text{h}$ para $\text{W/m}^2/\text{h}$.

Após a geração sintética dos dados de irradiação horária, deve-se fornecer os valores de carga horária, podendo ser inseridos por meio do programa, ou, por meio de banco de dados, conforme foi feito para a carga do exemplo analisado. Em seguida, é perguntado se deseja-se trabalhar com dados simulados de irradiação, ou, com dados reais, caso se possua um banco de dados com os valores de irradiação horária global para a superfície na inclinação desejada. Foram utilizados, na simulação do dimensionamento, os dados de irradiação gerados sinteticamente.

De posse dos dados de irradiação e carga horárias, pode-se escolher o módulo fotovoltaico a ser utilizado no dimensionamento. Um banco de dados com 105 diferentes tipos de módulos pode ser consultado pelo projetista durante a execução do programa, sendo que para este dimensionamento, foi escolhido o módulo com as seguintes especificações (SMA America INC., 2005):

- (i) Fabricante: Isofoton;
- (ii) Modelo: I-100;

- (iii) Tensão nominal: 12 V;
- (iv) Tensão na condição de máxima potência: 17,4 V;
- (v) Tensão de circuito aberto: 21,6 V;
- (vi) Corrente na condição de máxima potência: 5,74 A;
- (vii) Corrente de curto-circuito: 6,54 A; e
- (viii) Potência nominal: 100 W.

Parte b. Potência média fornecida pelos módulos fotovoltaicos

Após a geração de dados de irradiação, sinteticamente, e inserção de dados, na Parte a, são feitos os cálculos para função de densidade de probabilidade Beta (fdp). A Figura 4.16 mostra a função de densidade de probabilidade Beta e as frequências relativas para as irradiâncias médias horárias. Foram calculadas as frequências relativas para as irradiâncias dentro de 10 intervalos, sendo analisado se a função de densidade de probabilidade acompanhava os histogramas, o que foi comprovado. O mesmo foi feito para as potências médias de saída dos módulos fotovoltaicos.

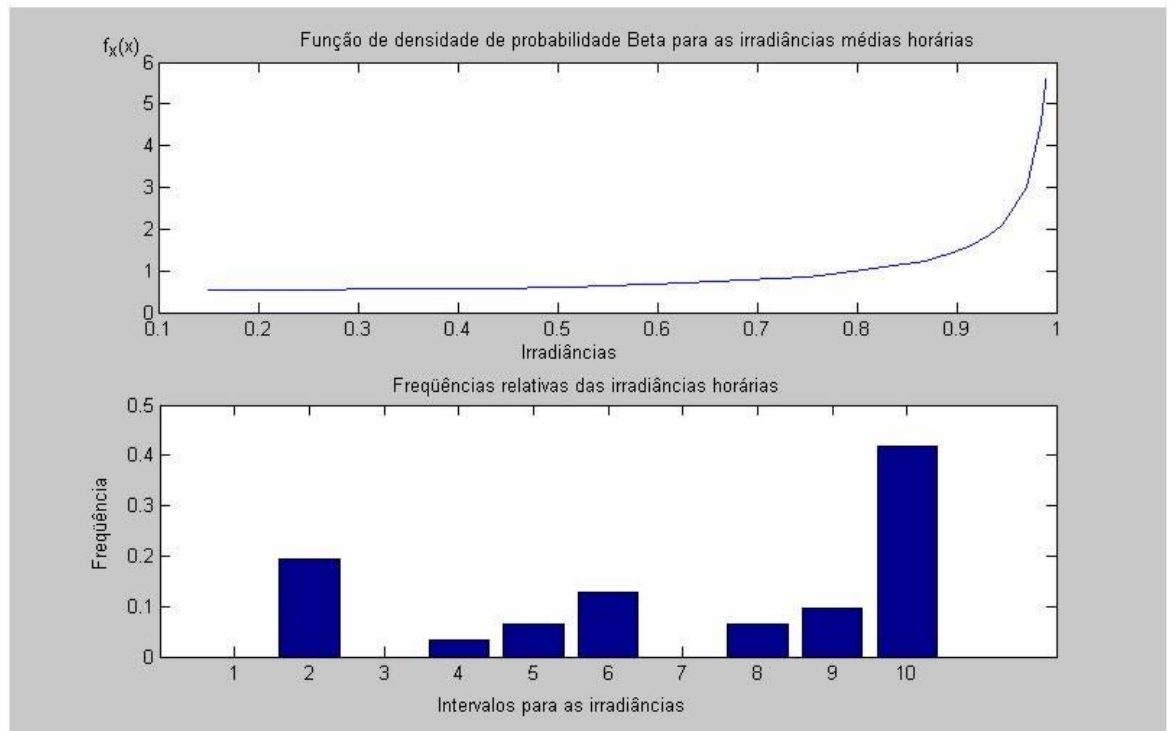


Figura 4.16. Função de densidade de probabilidade Beta e frequências relativas para as irradiâncias médias horárias.

A função de densidade de probabilidade Beta foi calculada também para as potências de saída dos módulos fotovoltaicos, sendo utilizada para se obter seus valores horários médios mensais.

Após os cálculos da função de densidade de probabilidade e da potência média de saída dos módulos, foi escolhida a bateria a ser utilizada no dimensionamento. Suas especificações, se não estiver no banco de dados criado, pode ser inserida pelo programa.

A bateria escolhida possui as seguintes características:

- (i) Fabricante: Concorde;
- (ii) Modelo: PVX-890T, antiga PVX1285T;
- (iii) Capacidade nominal: 85 Ah;
- (iv) Eficiência da bateria: 0,95;
- (v) Profundidade de descarga máxima: 0,8; e
- (vi) Tensão nominal: 12 V.

Além do banco de dados de baterias, foi criado um banco de dados contendo os valores de eficiência de vários inversores de frequência, que variam de acordo com a carga.

O inversor escolhido para este exemplo de dimensionamento foi:

- (i) Fabricante: Xantrex;
- (ii) Modelo: Sine wave inverter;
- (iii) Potência: 1000 W;
- (iv) Tensão CC: 24 V;
- (v) Tensão CA: 120 V; e
- (vi) Frequência: 60 Hz.

A seguir, é feito o cálculo da LPSP para cada mês.

Parte c. Probabilidade de perda de fornecimento de energia à carga (LPSP)

Para o cálculo da LPSP, o programa pergunta se o sistema instalado está começando com uma bateria nova, ou não. Caso não esteja, pode-se inserir o valor da energia armazenada na bateria no instante da instalação do sistema. Mas, deve-se ter em mente, de que o sistema de armazenamento de energia deve possuir, de preferência, todas as baterias com o mesmo tempo de uso e a mesma quantidade de energia armazenada. A LPSP é calculada para cada mês, individualmente, e depois é feito o cálculo da anual. Considera-se nesta análise, várias combinações de módulos e baterias, sendo fornecida a LPSP para a combinação desejada. Para a carga simulada, foram feitos os cálculos para o dimensionamento considerando-se uma LPSP de $1 \cdot 10^{-2}$ a $9,99 \cdot 10^{-2}$ e tendendo a zero.

Parte d. Número de módulos e baterias baseado na LPSP escolhida

Foi levado em consideração, no cálculo do número de módulos e baterias ideal, inicialmente, o custo de aquisição destes equipamentos, e depois, considerou-se uma análise econômica por meio do VPL (valor presente líquido), e uma troca de baterias no tempo em que se desejar. Foi escolhida a combinação que viabilizaria economicamente e atenderia as condições especificadas para o sistema.

Os preços estimados para a aquisição dos módulos e baterias foram de:

- (i) Módulo: R\$1963,00; e
- (ii) Bateria: R\$362,00.

A primeira simulação foi feita considerando-se uma LPSP de $1 \cdot 10^{-2}$ a $9,99 \cdot 10^{-2}$, e apenas o preço de aquisição dos módulos e baterias, obtendo-se o seguinte resultado:

- (i) Número de módulos calculado: 2;
- (ii) Número de baterias calculado: 10; e
- (iii) Valor da LPSP para esta combinação de módulos e baterias: 5,7836%, o que corresponde a aproximadamente, 21 dias/por ano sem fornecimento de energia à carga.

Para a mesma LPSP, fazendo-se uma análise econômica por meio do VPL, a uma taxa de juros anual de 10%, considerando-se trocas periódicas das baterias de 4 em 4 anos, e também de 3 em 3 anos, ao longo de 20 anos, que é o tempo de vida útil dos módulos, obteve-se o seguinte resultado:

- (i) Número de módulos calculado: 4;
- (ii) Número de baterias calculado: 2; e
- (iii) Valor da LPSP para esta combinação de módulos e baterias: 3,0851%, o que corresponde a aproximadamente, 11 dias/por ano sem fornecimento de energia à carga.

A Figura 4.17 mostra os gráficos para a potência fornecida pelo gerador fotovoltaico e para a energia armazenada no banco de baterias, ao longo do ano, para 2 módulos e 10 baterias.

A linha superior, no gráfico da simulação para a energia armazenada no banco de baterias, delimita a capacidade máxima de armazenamento, acima do qual o banco estaria sendo sobrecarregado, e a linha inferior delimita a profundidade máxima de descarga, abaixo da qual as baterias estariam sujeitas a uma descarga profunda, danificando as mesmas. Observa-se, que a capacidade útil encontra-se entre estas duas linhas, e que o controlador de carga atua, não permitindo que o banco seja sobrecarregado, ou, que sofra uma descarga profunda.

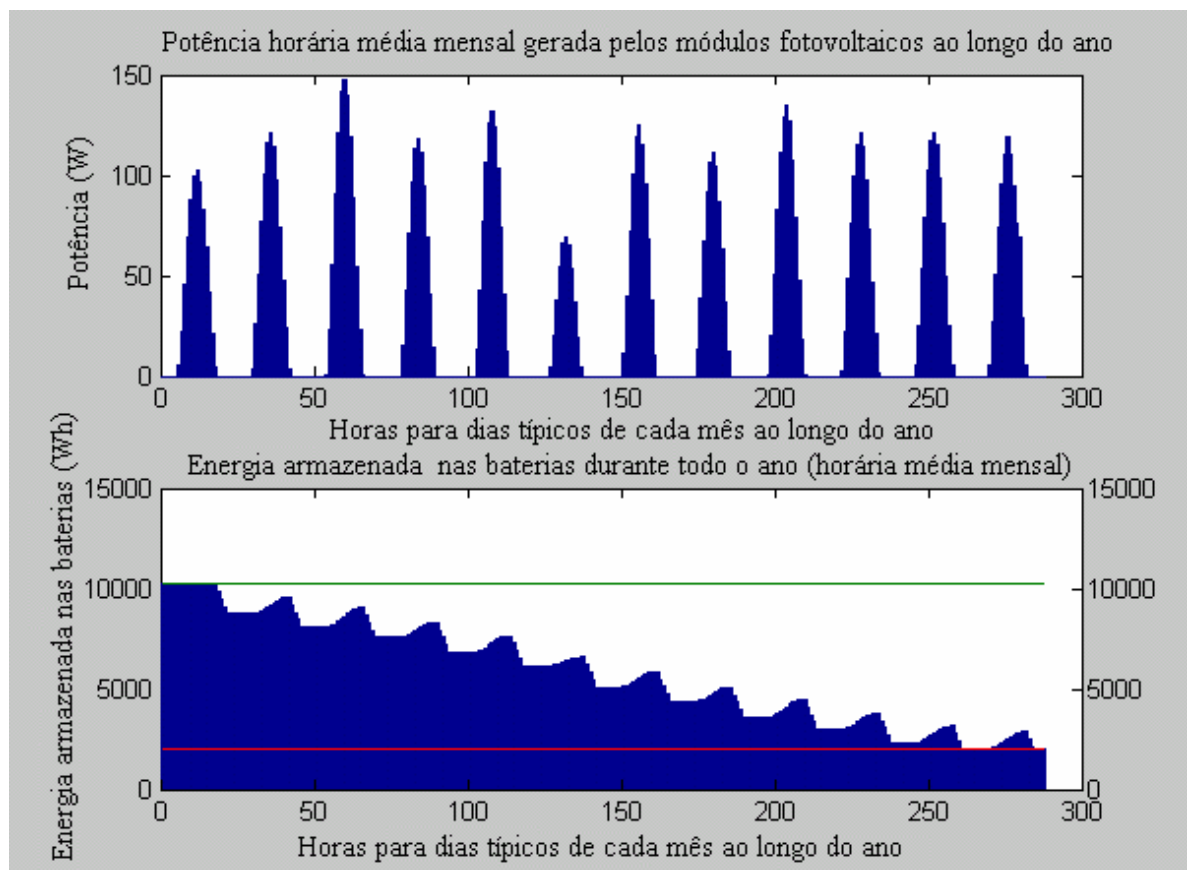


Figura 4.17. Potência fornecida pelo gerador fotovoltaico e energia armazenada no banco de baterias, ao longo do ano, para 2 módulos e 10 baterias.

Observa-se, também, na Figura 4.17, que o sistema de armazenamento vai sendo descarregado ao longo do ano, não sendo carregado o suficiente para restabelecer a energia máxima inicial, o que reduziria a vida útil do banco de baterias.

A Figura 4.18 mostra o resultado da simulação para a potência fornecida pelo gerador fotovoltaico e para a energia armazenada no banco de baterias, ao longo do ano, para 4 módulos e 2 baterias.

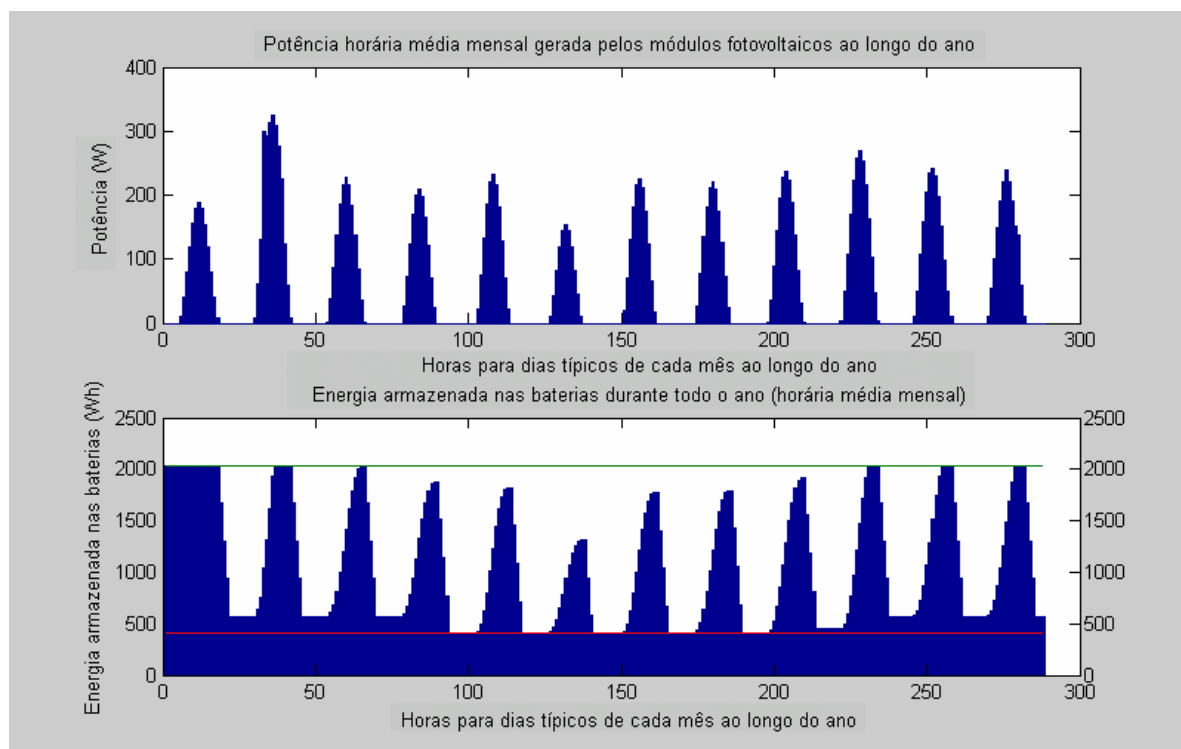


Figura 4.18. Potência fornecida pelo gerador fotovoltaico e energia armazenada no banco de baterias, ao longo do ano, para 4 módulos e 2 baterias.

Percebe-se, por meio da Figura 4.18, que a energia armazenada no banco de baterias aumentou nesta situação (4 módulos e 2 baterias), diminuindo a LPSP de 5,7836% (2 módulos e 10 baterias) para 3,0851%, e as baterias sofreram recargas completas em alguns meses, não ocorrendo o mesmo problema da Figura 4.17. Comparando a Figura 4.17 com a 4.18, observa-se, também, que a potência fornecida pelo gerador fotovoltaico aumentou. Além disto, quando foi feita uma análise econômica, considerando as trocas de baterias ao longo dos anos, verificou-se que seria mais vantajoso, financeiramente, investir em um maior número de módulos do que em um maior número de baterias, ocorrendo o oposto quando se considera apenas o preço de aquisição dos equipamentos.

A segunda simulação foi feita considerando-se uma LPSP tendendo a 0, e, inicialmente, apenas o preço de aquisição dos módulos e baterias, obtendo-se o seguinte resultado:

- (i) Número de módulos calculado: 2;
- (ii) Número de baterias calculado: 16; e

- (iii) Valor da LPSP para esta combinação de módulos e baterias: 0%, ou seja, a carga é, praticamente, atendida o ano todo.

Analisando a mesma LPSP, porém fazendo uma análise econômica por meio do VPL, a uma taxa de juros anual de 10%, considerando-se trocas periódicas das baterias de 4 em 4 anos, e também de 3 em 3 anos, ao longo de 20 anos, que é o tempo de vida útil dos módulos, obteve-se o seguinte resultado:

- (i) Número de módulos calculado: 4;
- (ii) Número de baterias calculado: 4; e
- (iii) Valor da LPSP para esta combinação de módulos e baterias: 0%, o que significa que a carga será, praticamente, atendida durante todo o ano.

A Figura 4.19 mostra os gráficos para a potência fornecida pelo gerador fotovoltaico e para a energia armazenada no banco de baterias, ao longo do ano, para 2 módulos e 16 baterias.

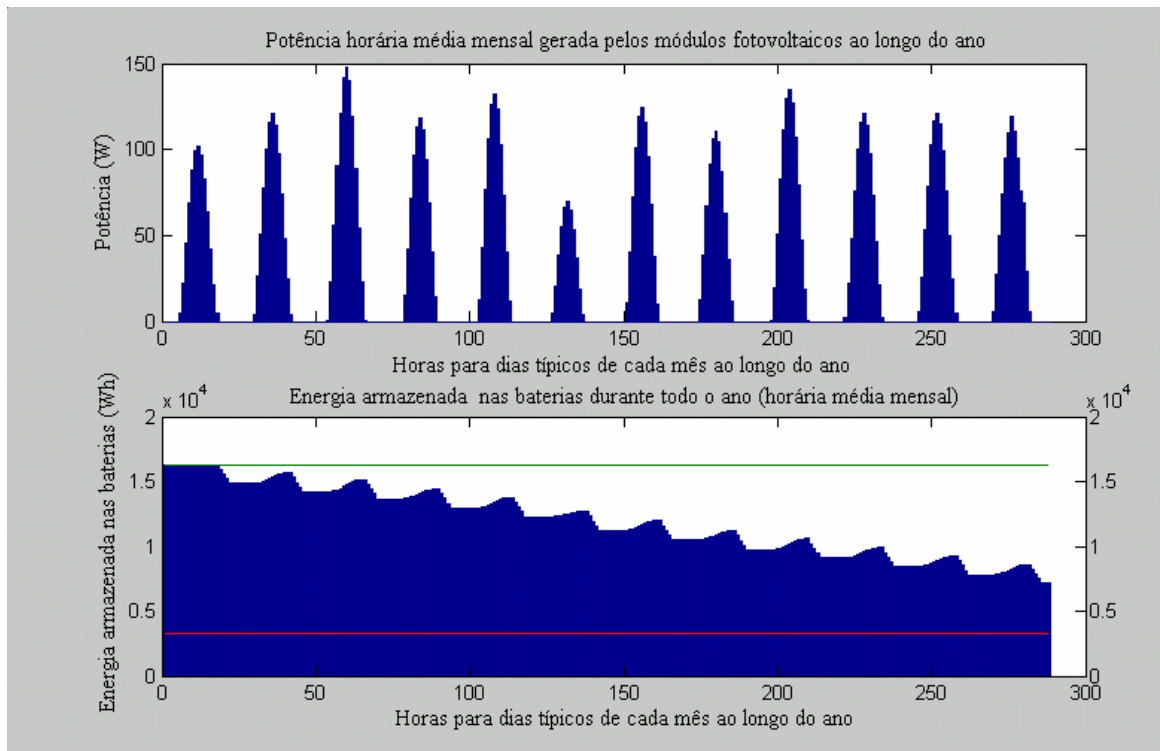


Figura 4.19. Potência fornecida pelo gerador fotovoltaico e para a energia armazenada no banco de baterias, ao longo do ano, para 2 módulos e 16 baterias.

Comparando-se as Figuras 4.17 e 4.19, observa-se que, aumentando o número de baterias de 10 para 16 fez com que a carga fosse satisfeita, praticamente, todo o ano, porém, não resolveu o problema de carga das baterias, que continua a diminuir durante o ano. Isto comprova que há uma relação muito forte entre o número de módulos e o de baterias, não bastando apenas a probabilidade de perda de carga ser igual a zero, ou uma análise econômica, devendo ser feita, também, uma análise por meio de simulações.

A Figura 4.20 mostra a relação entre o número de baterias e o de módulos para uma LPSP tendendo a 0%.

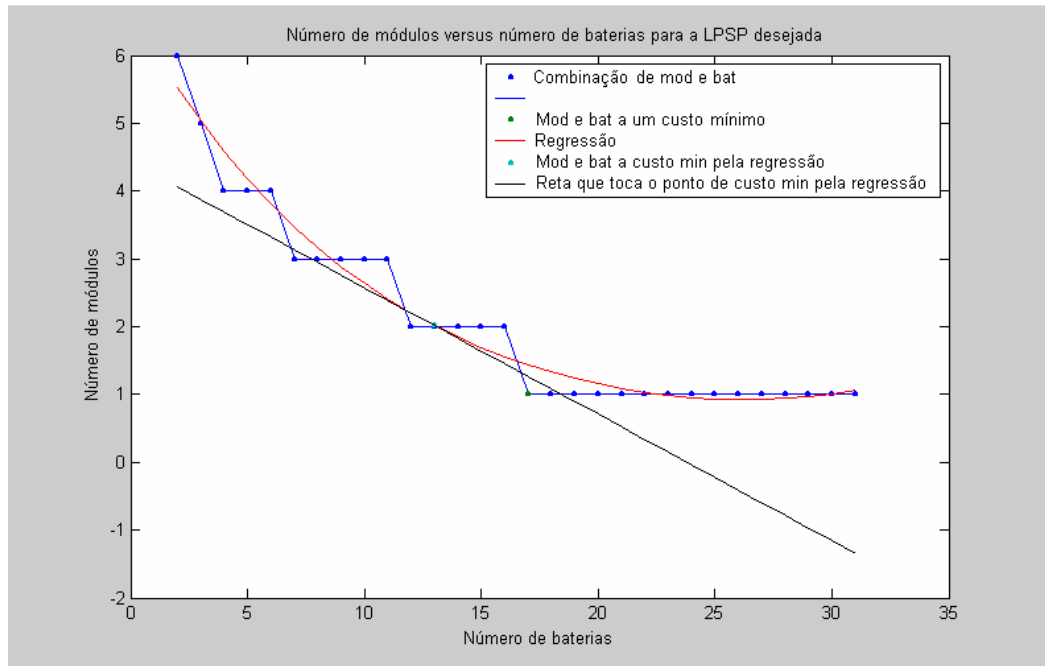


Figura 4.20. Relação entre o número de baterias e o de módulos para uma LPSP tendendo a 0%.

A linha curva, na Figura 4.20, é a curva resultante da regressão feita para os pontos que estão definidos, que são os valores reais de módulos e baterias calculados, que resultam numa LPSP tendendo a 0%.

A seguir, na Figura 4.21, é mostrado o resultado da simulação para a potência fornecida pelo gerador fotovoltaico e para a energia armazenada no banco de baterias, ao longo do ano, para 4 módulos e 4 baterias.

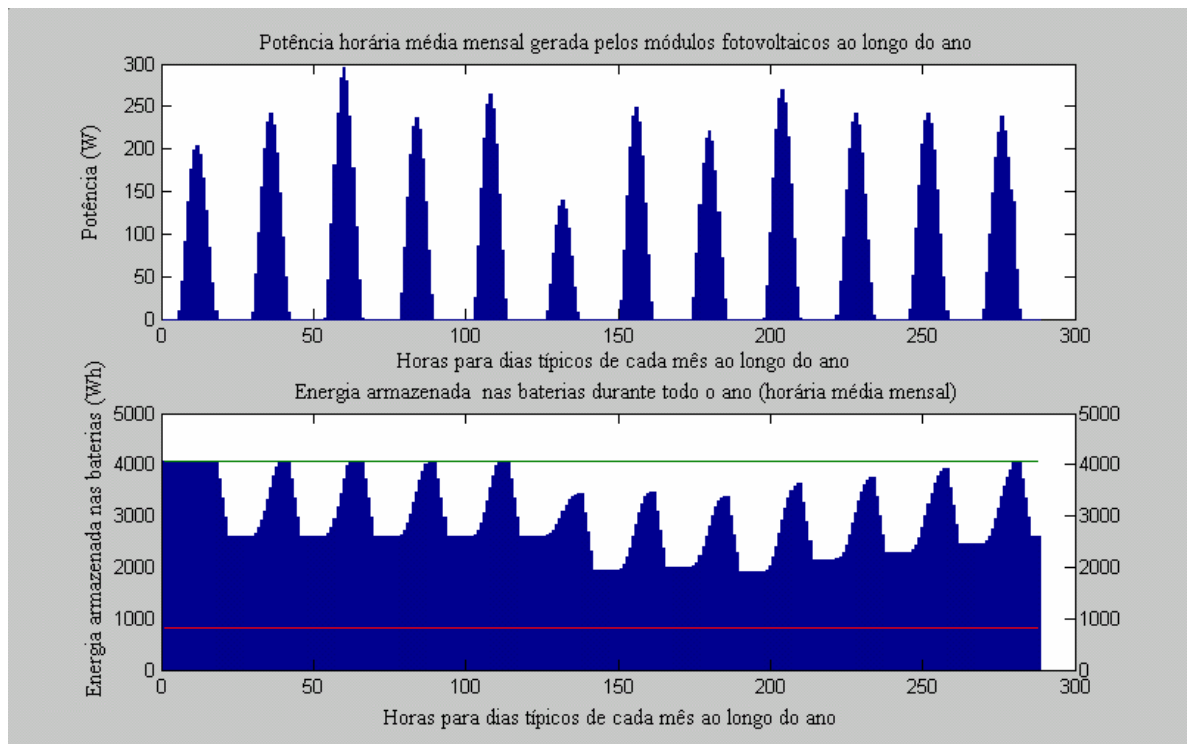


Figura 4.21. Potência fornecida pelo gerador fotovoltaico e para a energia armazenada no banco de baterias, ao longo do ano, para 4 módulos e 4 baterias.

Comparando-se a Figura 4.21 com a 4.19, verifica-se uma melhora da energia armazenada no banco de baterias, porém, a recarga das mesmas ainda não é completa a maior parte do ano, o que acarretaria diminuição de sua vida útil. Mas, quando se compara a Figura 4.21 com a 4.18, conservando o mesmo número de módulos e aumentando o de baterias (de 2 baterias aumentou para 4) observa-se que a carga foi, praticamente, atendida o ano todo. Porém, nota-se que a potência fornecida pela mesma quantidade de módulos, para um número maior de baterias, não foi o suficiente para recarregar o banco totalmente.

A Figura 4.22 mostra a simulação para a potência fornecida pelo gerador fotovoltaico e para a energia armazenada no banco de baterias, ao longo do ano, para 6 módulos e 4 baterias.

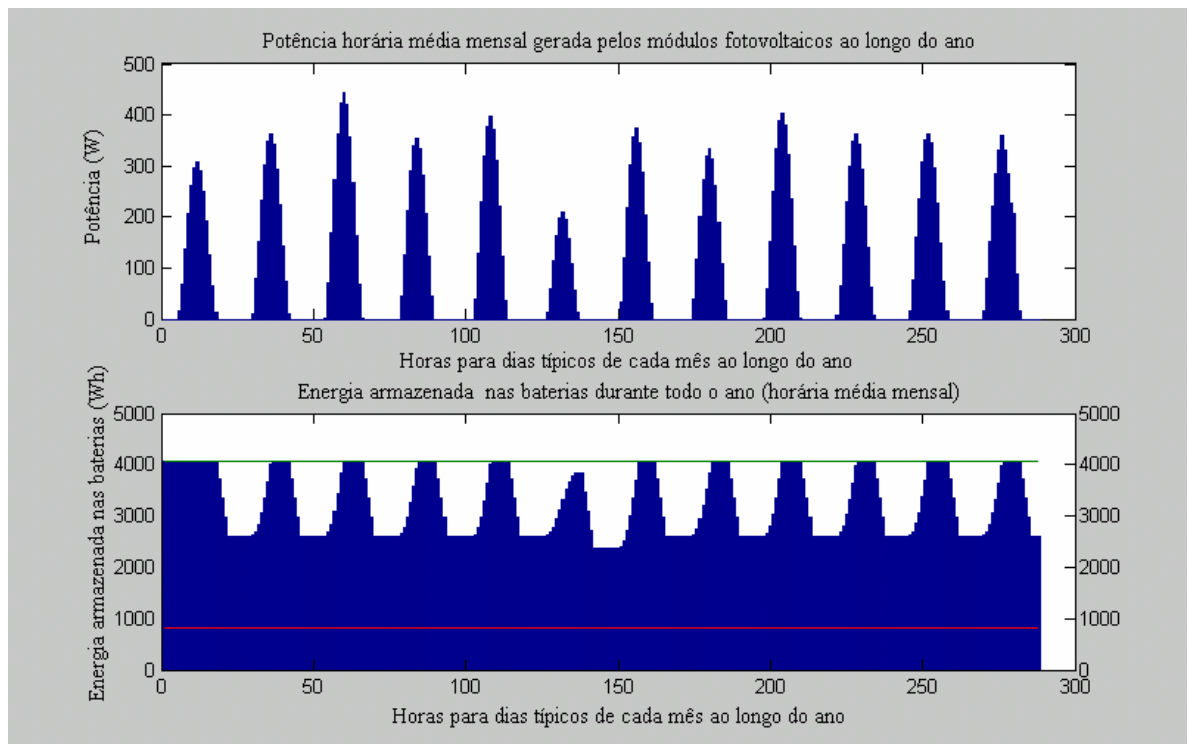


Figura 4.22. Potência fornecida pelo gerador fotovoltaico e para a energia armazenada no banco de baterias, ao longo do ano, para 6 módulos e 4 baterias.

Por meio da Figura 4.22 nota-se que, aumentado-se o número de módulos de 4 para 6 e mantendo o número de baterias, 4, o sistema apresenta um ótimo desempenho, pois o banco de baterias é recarregado completamente a maior parte do tempo, e a carga está sendo atendida.

Após estas análises, conclui-se que, para o bom desempenho de um sistema fotovoltaico, deve-se conciliar o estudo de seu comportamento, mediante várias combinações de módulos e baterias (simulação), e fazer uma análise econômica, a fim de conformar confiabilidade e economia. Com isto, pode-se escolher os geradores fotovoltaicos e baterias em dimensões suficientes para atender a probabilidade de perda de fornecimento de energia à carga projetada, com o mínimo de investimento.

Dimensionamento de sistemas fotovoltaicos isolados segundo o método do procedimento padrão europeu (Universal Technical Standard for Solar Home Systems)

Foi escolhida, para esta simulação, baterias com as mesmas especificações do item “Dimensionamento estocástico para sistemas fotovoltaicos isolados utilizando modelo baseado na LPSP”, ou seja:

- (i) Fabricante: Concorde;
- (ii) Modelo: PVX-890T, antiga PVX1285T;
- (iii) Capacidade nominal: 85 Ah;
- (iv) Eficiência da bateria: 0,95;
- (v) Profundidade de descarga máxima: 0,8; e
- (vi) Tensão nominal: 12 V.

O módulo fotovoltaico escolhido foi o mesmo da simulação do item “Dimensionamento estocástico para sistemas fotovoltaicos isolados utilizando modelo baseado na LPSP”, ou seja, com as seguintes características:

- (i) Fabricante: Isofoton;
- (ii) Modelo: I-100;
- (iii) Tensão nominal: 12 V;
- (iv) Tensão na condição de máxima potência: 17,4 V;
- (v) Tensão de circuito aberto: 21,6 V;
- (vi) Corrente na condição de máxima potência: 5,74 A;
- (vii) Corrente de curto-circuito: 6,54 A; e
- (viii) Potência nominal: 100 W.

Fazendo-se os cálculos para o dimensionamento, considerando a metodologia europeia, obteve-se os seguintes resultados (Quadro 4.16):

Quadro 4.16. Dados obtidos com a simulação baseada na metodologia européia

<i>Local: Viçosa</i>	
Potência CA total (W)	320
Latitude (graus)	-20.75
Ângulo de Inclinação (graus)	20
Albedo para a superfície (%)	24
Tensão nominal do sistema (V)	24
Irradiação diária média mensal para o pior mês (Wh/m ²)	2914
CR obrigatório (fator que multiplica a corrente de curto-circuito do gerador fotovoltaico, não podendo a capacidade nominal da bateria exceder a este produto)	20
CR recomendado	15
Profundidade de descarga máxima obrigatória	80
Profundidade de descarga máxima recomendada	70
Profundidade de descarga máxima escolhida	80
Número de dias de autonomia	3
Número de baterias em paralelo	2
Número de baterias em série	2
Número total de baterias	4
Capacidade do sistema de armazenamento (Ah)	169,59
Capacidade útil do banco de baterias (Ah)	135,67
Probabilidade de perda de fornecimento de energia à carga (LPSP) considerada	$1 \cdot 10^{-15}$, ou seja, tendendo a zero
Número de módulos em paralelo	2
Número de módulos em série	2
Número total de módulos	4

Observa-se, no Quadro 4.16, que os resultados para o número total de módulos e o número total de baterias são semelhantes aos calculados no dimensionamento estocástico baseado na LPSP, para uma confiabilidade tendendo a zero. Apesar de ser uma técnica simples de dimensionamento estocástico, aparentemente, apresenta o inconveniente de o projetista ser obrigado a ter uma série de simulações, para diferentes

LPSP's, de diferentes combinações de módulos e baterias, para poder calcular os fatores f_1 , f_2 , u_1 e u_2 , utilizados em suas equações de dimensionamento. Além disto, a eficiência utilizada na conversão de potência, para o inversor de frequência, é considerada, aqui, como sendo um valor médio, não variando de acordo com a carga. Considerou-se 3 dias de autonomia para um cálculo inicial para o número de baterias, encontrando uma combinação de 4 módulos e 4 baterias. Se fossem escolhidos 2 dias de autonomia, o número de baterias cairia para 2, mas como o cálculo do número de módulos que combina com o número de baterias é baseado na LPSP, o número de módulos aumentaria para 6, para manter a mesma LPSP, ou seja, tendendo a zero.

Dimensionamento de sistemas fotovoltaicos isolados segundo o método da Sandia National Laboratories, adaptado pelo CEPEL - CRESESB

O método da Sandia é o mais simples de todos, não havendo possibilidade de fazer uma simulação para diferentes números de módulos e baterias. Ele fornece uma única combinação de módulos e baterias, não podendo o projetista prever qual será a LPSP do sistema com base em seu método de cálculo.

Foi escolhida, para esta simulação, baterias com as mesmas especificações do item de dimensionamento baseado na LPSP:

- (i) Fabricante: Concorde;
- (ii) Modelo: PVX-890T, antiga PVX1285T;
- (iii) Capacidade nominal: 85 Ah;
- (iv) Eficiência da bateria: 0,95;
- (v) Profundidade de descarga máxima: 0,8; e
- (vi) Tensão nominal: 12 V.

O módulo fotovoltaico escolhido foi o mesmo da simulação do item de dimensionamento baseado na LPSP, ou seja, com as seguintes características:

- (i) Fabricante: Isofoton;
- (ii) Modelo: I-100;
- (iii) Tensão nominal: 12 V;
- (iv) Tensão na condição de máxima potência: 17,4 V;
- (v) Tensão de circuito aberto: 21,6 V;

- (vi) Corrente na condição de máxima potência: 5,74 A;
- (vii) Corrente de curto-circuito: 6,54 A; e
- (viii) Potência nominal: 100 W.

Fazendo-se os cálculos para o dimensionamento, considerando a metodologia da Sandia National Laboratories, obteve-se os seguintes resultados (Quadro 4.17):

Quadro 4.17. Dados obtidos com a simulação baseada na metodologia da Sandia National Laboratories, para 3 dias de autonomia

<i>Local: Viçosa</i>	
Potência CA total (W)	320
Consumo total Ah/dia	42,328
Estimativa da Corrente de Pico (A)	13,333
Consumo Ah/dia corrigido	45,465
Tensão nominal do sistema	24
Sol pleno (horas/dia)	3,8785
Corrente de projeto (A)	11,722
Ângulo de Inclinação (graus)	20°
Número de dias de autonomia	3
Número de baterias em paralelo	2
Número de baterias em série	2
Número total de baterias	4
Capacidade do sistema de armazenamento (Ah)	170
Capacidade útil do banco de baterias (Ah)	136
Corrente de projeto corrigida (A)	13,025
Número de módulos em paralelo	2
Tensão necessária para carregar as baterias (V)	28,8
Número de módulos em série	2
Número total de módulos	4
Corrente nominal do arranjo (A)	11,48
Corrente de curto-circuito do arranjo (A)	13,08
Tensão nominal do arranjo (V)	34,8
Tensão de circuito aberto do arranjo (V)	43,2

Observando o resultado obtido com o método da Sandia, percebe-se que o mesmo é igual aos calculados nos métodos anteriores, ou seja, foi calculado um valor que levaria a uma LPSP tendendo a zero, considerando 3 dias de autonomia. Se considerar apenas 2 dias de autonomia, serão obtidos os seguintes resultados (Quadro 4.18):

Quadro 4.18. Dados obtidos com a simulação baseada na metodologia da Sandia National Laboratories, para 2 dias de autonomia

<i>Local: Viçosa</i>	
Potência CA total (W)	320
Consumo total Ah/dia	42,328
Estimativa da Corrente de Pico (A)	13,333
Consumo Ah/dia corrigido	45,465
Tensão nominal do sistema	24
Sol pleno (horas/dia)	3,8785
Corrente de projeto (A)	11,722
Ângulo de Inclinação (graus)	20°
Número de dias de autonomia	2
Número de baterias em paralelo	1
Número de baterias em série	2
Número total de baterias	2
Capacidade do sistema de armazenamento (Ah)	85
Capacidade útil do banco de baterias (Ah)	68
Corrente de projeto corrigida (A)	13,025
Número de módulos em paralelo	2
Tensão necessária para carregar as baterias (V)	28,8
Número de módulos em série	2
Número total de módulos	4
Corrente nominal do arranjo (A)	11,48
Corrente de curto-circuito do arranjo (A)	13,08
Tensão nominal do arranjo (V)	34,8
Tensão de circuito aberto do arranjo (V)	43,2

O resultado do Quadro 4.18 mostra que, dependendo do número de dias de autonomia escolhido para o sistema, a combinação de módulos e baterias pode levar a uma LPSP igual a zero, ou aumentar a LPSP.

4.2.5. CONCLUSÃO

As principais conclusões deste trabalho foram:

1) Disponibilidade de dados

Para trabalhar com os modelos estocásticos, na maioria dos casos, necessita-se de dados de uma série histórica do evento em estudo, que muitas vezes, dependendo da complexidade destes, não se encontra disponível pela maioria das estações meteorológicas. Já modelos determinísticos contornam este problema, pois, trabalham com os valores médios dos dados.

2) Em métodos determinísticos, considera-se que a capacidade do sistema de armazenamento é determinada pelo número consecutivo de dias durante os quais a demanda do consumidor pode ser suprida, unicamente, pelo sistema de armazenamento, sem considerar possível fornecimento pelo arranjo fotovoltaico. Em métodos estocásticos, analisam-se todas as possibilidades de aproveitamento de energia fornecida pelo gerador para carga do sistema de armazenamento de energia e suprimento do consumidor.

3) No dimensionamento estocástico, analisam-se o estado de carga da bateria e a insolação em cada estado do sistema, tal como no modelo que utiliza cadeia de Markov. Este modelo identifica os estados nos quais a demanda de carga é insatisfeita. Em dimensionamento determinístico, não se analisa o desempenho da bateria, ao longo de seu funcionamento, determinando o projeto de sistema que melhor satisfaça o nível de desempenho de serviço requerido.

4) O dimensionamento estocástico faz uma melhor previsão do sistema do que o método determinístico, ou seja, é mais realista.

5) Por meio do método de dimensionamento estocástico desenvolvido pôde-se calcular uma combinação de módulos e baterias baseado na LPSP, além de ser possível simular o sistema ao longo do ano.

6) O método estocástico de dimensionamento desenvolvido é mais complexo, apresentando a desvantagem de exigir maior tempo computacional. Porém, apresenta inúmeras vantagens, se comparado com os outros métodos, pois além de fornecer a LPSP para o número de módulos e baterias desejados, simula o sistema ao longo de um ano, mostrando o seu comportamento. Leva em consideração, também, para a eficiência do sistema de conversão de potência, a sua variação de acordo com a demanda de carga e faz uma análise econômica do sistema ao longo de sua vida útil.

7) Considerar para o cálculo do custo mínimo apenas o valor de aquisição dos equipamentos, não é o ideal, pois, como foi visto, deve-se fazer uma análise econômica ao longo da vida útil do sistema (vida útil dos módulos fotovoltaicos), atentando para as trocas de baterias ao longo do tempo. Desta forma, considerando as reposições do sistema de armazenamento de energia, observa-se que compensa, na maioria dos casos, investir, inicialmente, em um maior número de módulos do que de baterias, como foi demonstrado.

8) Calcular uma combinação de módulos e baterias considerando somente o custo mínimo como critério, apesar de se utilizar a confiabilidade, não é suficiente. Isto porque, como foi demonstrado nas simulações do item de dimensionamento baseado na LPSP, Parte d, dependendo do número de módulos escolhido, não é suficiente para carregar as baterias a maior parte do tempo, ocasionando redução da vida útil das mesmas.

9) Para haver uma perfeita harmonia no funcionamento do sistema fotovoltaico, deve-se ter uma combinação de módulos e baterias que não somente supra a carga, na maior parte do tempo, mas que também, o gerador fotovoltaico escolhido garanta uma recarga completa das baterias ao longo do ano.

10) No dimensionamento determinístico, pelo método da Sandia, dependendo do número de dias de autonomia escolhido para o sistema, pode-se ter tanto uma combinação de módulos e baterias que levem a uma LPSP tendendo a zero, quanto a uma LPSP maior, como, por exemplo, de $1 \cdot 10^{-2}$. Esta última LPSP é até aceitável, segundo alguns autores, para sistemas de iluminação (LORENZO, 1994). Para eletrodomésticos considera-se aceitável uma LPSP de $1 \cdot 10^{-1}$, e para sistemas de

telecomunicações, uma LPSP de $1 \cdot 10^{-4}$ (LORENZO, 1994). É óbvio que, o valor de LPSP aceitável, dependerá da escolha do projetista e do projeto que está sendo executado.

11) O dimensionamento estocástico mais simplificado, proposto pelo procedimento europeu, apresenta a vantagem de, apesar de utilizar, na análise, valores de LPSP, utilizar equações mais simples para o cálculo de módulos e baterias. Mas, apresenta o inconveniente de o projetista ser obrigado a ter uma série de simulações, para diferentes LPSP's, de diferentes combinações de módulos e baterias, para o local desejado, a fim de que se possa calcular os fatores f_1 , f_2 , u_1 e u_2 , utilizados em suas equações de dimensionamento. Além disto, considera como valor de eficiência de conversão de potência, neste método, um valor médio.

Como pôde ser verificado, ambos os métodos, determinístico e estocástico, têm suas vantagens e desvantagens, devendo o projetista escolher o modelo que melhor se concilie com sua disponibilidade de dados, tempo e equipamentos de trabalho. Mas, se este puder utilizar um modelo que melhor retrate o sistema fotovoltaico, deve-se dar preferência ao modelo estocástico.

4.2.6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABOUZHR, I.; RAMAKUMAR, R.; Loss of Powser Supply Probability of Stand-Alone Photovoltaic Systems. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, Oklahoma State University, v. 6, n. 1, p. 1-11, mar. 1991.

BOROWY, B. S.; SALAMEH, Z. M. Methodology for Optimally Sizing the Combination of a Battery Bank and PV Array in a Wind/PV Hybrid System. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, v.11, n. 2, p. 367-375, jun. 1996.

COMISSÃO EUROPÉIA. Energia Fotovoltaica – manual sobre tecnologias, projeto e instalação, 2004.

CRESESB - CEPEL; GTES - Grupo de Trabalho de Energia Solar. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. Coleção Tópicos de Atualização em Equipamentos Elétricos. Rio de Janeiro, 1999. 204 p.

DUFFIE, J. A., BECKMAN, W. A. **Solar Engineering of Thermal Process**. Wiley-Interscience Publication, John Wiley e Sons, 1980.

FSEC. Florida Solar Energy Center. Disponível em: <<http://www.fsec.ucf.edu/pvt/pvbasics/index.htm#HowPVSysWorks>>. Acesso em: 8 de setembro de 2004.

HECKTHEUER, L. A. **Análise de Associações de Módulos Fotovoltaicos**. 2001. 117p. Tese (Doutorado em Engenharia Mecânica)-Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, RS, 2001.

IEF. Instituto de Estudos Financeiros. Disponível em: <<http://www.ief.com.br/investim.htm>>. Acesso em: 3 de janeiro de 2006.

IES-UPM; GENEC; WIP; ESTI-JRC. **Universal Technical Standard for Solar Home Systems – Thermie B: SUP-995-96**. 1998. 61 p.

INMET. Instituto Nacional de Meteorologia. Disponível em: <<http://www.inmet.gov.br>>. Acesso em: 17 de setembro de 2005.

IQBAL, M. **An Introduction to Solar Radiation**. Department of Mechanical Engineering, The University of British Columbia, Academic Press, Vancouver, Canadá, 1983. 390 p.

LAW, A. M.; KELTON, W. D. **Simulation Modeling e Analysis**. 3. ed. McGraw Hill, 2000. 759 p.

LORENZO, E. **Electricidad Solar Ingenieria de los Sistemas Fotovoltaicos**. 1. ed. Instituto de Energia Solar, Universidade Politécnica de Madrid, 1994. 338 p.

NOGUEIRA, C. E. C. **Dimensionamento de Sistemas Integrados de Energia em Ambientes Rurais**. 2004. 138 p. Tese de Doutorado (Doutorado em Engenharia Elétrica)-Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, SC, 2004.

SAFIE, F. M. Probabilistic Modeling of Solar Power Systems. **IEEE, Proceedings Annual Reliability and Maintainability Symposium**, 1989.

SALAMEH, Z. M.; BOROWY, B. S.; AMIN, A. R. A. Photovoltaic Module-Site Matching Based on the Capacity Factors. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, v. 10, n. 2, p. 326-332, jun. 1995.

SANTOS, W. L.; RAMOS, M. M. **Software para Aquisição de Coordenadas**. 1997. Disponível em: <<http://www.ufv.br>>. Acesso em: 3 de agosto de 2004.

SMA America INC. Disponível em: <<http://www.sma-america.com/newstringsizing.aspx#main>>. Acesso em: 2 de fevereiro de 2003

UFPR. Universidade Federal do Paraná. Disponível em: <<http://fisica.ufpr.br/grimm/aposmeteo/cap3/cap3-5.html>>. Acesso em: 5 de setembro de 2003.

VIANELLO, R. L.; ALVES, A. R. **Meteorologia Básica e Aplicações**. Universidade Federal de Viçosa, Editora UFV, 2000.

XANTREX; **Xantrex Sine Wave Inverter 1000/1800 Owner's Manual**. Disponível em: <<http://www.xantrex.com>>. Acesso em: 6 de julho de 2005.

CAPÍTULO 5 – VALIDAÇÃO DO MODELO DESENVOLVIDO DE DIMENSIONAMENTO ESTOCÁSTICO PARA SISTEMAS FOTOVOLTAICOS ISOLADOS

5.1. INTRODUÇÃO

Foi descrita, no Capítulo 4, uma metodologia desenvolvida para o dimensionamento estocástico de sistemas fotovoltaicos isolados, e executado um exemplo de dimensionamento, comparando este método com outros existentes. Ao final da simulação do exemplo, pôde-se concluir que o modelo desenvolvido é mais complexo e exige maior tempo computacional, porém, é mais realista e mais completo na análise de dimensionamento de sistemas fotovoltaicos isolados, com relação aos outros verificados.

A fim de se comprovar a veracidade do método desenvolvido, foi feita a validação para cada parte que compõe o programa de dimensionamento estocástico.

A validação foi feita, a maior parte, no Laboratório do GREEN (Grupo de Estudos em Energia), localizado na PUC Minas (Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais), na localidade de Belo Horizonte, Minas Gerais, e outra parte, na Área de Energia, do Departamento de Engenharia Agrícola, da UFV (Universidade Federal de Viçosa), em Minas Gerais.

O programa utilizado para a validação foi o Matlab, versão 6.5, onde os dados coletados foram tratados e comparados com os da simulação.

5.1.1. Objetivos

Pretende-se com este capítulo, comprovar a fidelidade do modelo desenvolvido para dimensionamento estocástico de sistemas fotovoltaicos isolados, sendo as seguintes metas:

- (i) Validar a geração sintética de dados para as irradiâncias global horária e horária média mensal, cujos dados foram gerados a partir de valores de irradiância global diária média mensal;
- (ii) Validar o modelo proposto para a corrente de saída de módulos fotovoltaicos cristalinos, que representa seus comportamentos mediante variações de

irradiância e temperatura, sendo utilizado no cálculo das potências de saída destes;

- (iii) Comprovar a exatidão do modelo proposto para geração de dados de temperatura ambiente horária, utilizado no cálculo da temperatura estimada do módulo fotovoltaico; e
- (iv) Validar a metodologia desenvolvida para a simulação da energia armazenada no banco de baterias e fornecida pelo gerador fotovoltaico à carga, de forma horária média mensal, ao longo do mês analisado e, desta forma, a LPSP.

5.2. VALIDAÇÃO DO PROGRAMA COMPUTACIONAL DE DIMENSIONAMENTO ESTOCÁSTICO PARA SISTEMAS FOTOVOLTAICOS ISOLADOS

5.2.1. Equipamentos utilizados nas bancadas para validação do programa de dimensionamento estocástico

Foram montadas duas bancadas de coleta de dados para validação do programa de dimensionamento estocástico: uma no Laboratório do GREEN, na PUC Minas, em Belo Horizonte, Minas Gerais, e outra, na Área de Energia, do Departamento de Engenharia Agrícola, na UFV, em Viçosa, Minas Gerais.

A seguir, no Quadro 5.1, são listados os equipamentos utilizados na bancada do Laboratório do GREEN.

Quadro 5.1. Descrição dos equipamentos utilizados na bancada do Laboratório do GREEN – PUC Minas

Equipamento	Qtde.	Características
Módulos fotovoltaicos	6	- MARCA/MODELO: ISOFOTON/I100 - Potência máxima: 100 W - Tensão de potência máxima: 17,4 V - Corrente de potência máxima: 5,74 A - Tensão de circuito aberto: 21,6 V - Corrente de curto-circuito: 6,54 A - Número de células em série: 36 - Número de células em paralelo: 2 - NOCT (800 W/m²; 20 °C; AM 1,5; 1 m/s): 47 °C - Coeficiente de temperatura Voc: -0,362 %/°C - Coeficiente de temperatura Isc: 0,0416 %/°C - Coeficiente de temperatura de potência: -0.50 %/°C
Baterias	6	- MARCA/MODELO: CONCORDE/PVX-890T, antiga PVX1285T - Completamente seladas/reguladas a válvula - Livre de manutenção – não requer água - Pressão regulada - válvulas de segurança - Separadores de fibra de vidro microporosos AGM (tecnologia de manta de fibra de vidro absorvida)

Continua...

Quadro 5.1. cont.

		- Temperatura de operação: -40 °C a 72 °C - Taxa de autodescarga: aproximadamente 1 %/mês a 25 °C - Carga inicial, ou recarga: 2,37 a 2,40 V/célula, a 25 °C - Carga de flutuação: 2,23 V/célula, a 25 °C - Carga de equalização: 2,40 V/célula, a 25 °C - Temperatura de compensação: ±3,75 mV/célula/°C																
Controlador de carga	1	- MARCA/MODELO: Morningstar/Prostar 30 (OS-30) - Precisão (24 V): 60 mV - Tensão mínima para operação (24 V): 8 V - Consumo próprio (24 V): 25 mA - Coeficiente para desconexão por baixa tensão (LVD – low voltage disconnect) (24 V): -20 mV/A carga; -40 mV - Desligamento por alta temperatura: 70°C desconecta os módulos fotovoltaicos; 80°C desconecta a carga; 60°C reconecta a carga; 50°C reconecta os módulos fotovoltaicos - Quedas de tensão (máximas): módulos/baterias => 0,2 V; baterias/carga => 0,12 V - Vida útil: 15 anos - Proteção contra surto transiente: potência de pulso nominal => 1500 W; resposta => < 5 nanosegundos - LEDS de status das baterias (12 V):<table><tr><td></td><td>Tensão caindo</td><td>Tensão aumentando</td><td></td></tr><tr><td>Verde p/ amarelo</td><td>12,1</td><td>13,1</td><td>Amarelo p/ verde</td></tr><tr><td>Amarelo p/ vermelho piscando</td><td>11,7</td><td>12,6</td><td>Vermelho piscando p/ amarelo</td></tr><tr><td>Vermelho piscando p/ vermelho</td><td>11,4</td><td>12,6</td><td>Vermelho p/ amarelo</td></tr></table> - Algoritmo de carga das baterias: PWM, tensão constante - Coeficiente de compensação para temperatura: -5 mV/°C/célula (25°C referência)		Tensão caindo	Tensão aumentando		Verde p/ amarelo	12,1	13,1	Amarelo p/ verde	Amarelo p/ vermelho piscando	11,7	12,6	Vermelho piscando p/ amarelo	Vermelho piscando p/ vermelho	11,4	12,6	Vermelho p/ amarelo
	Tensão caindo	Tensão aumentando																
Verde p/ amarelo	12,1	13,1	Amarelo p/ verde															
Amarelo p/ vermelho piscando	11,7	12,6	Vermelho piscando p/ amarelo															
Vermelho piscando p/ vermelho	11,4	12,6	Vermelho p/ amarelo															
		- Pontos de ajuste para as baterias seladas AGM (25°C, 12 V): • LVD: 11,4 V • Reconexão após LVD: 12,6 V • Regulação PWM: 14,15 V • Flutuação: 13,7 V • Equalização: 14,35 V • Desconexão por alta tensão (HVD – high voltage disconnect) – módulo fotovoltaico: 15,2 V • HVD (carga): 15,3 V																

Continua...

Quadro 5.1. cont.

Inversor CC/CA	1	- MARCA/MODELO: Xantrex/Sine wave inverter 1000/24 V - Potência de saída contínua: 1000 W - Tensão de saída (sem carga): 120 VCA RMS $\pm$ 3 % - Forma de onda de saída: - Frequência de saída: 60 Hz $\pm$ 0,05 % - Tensão de entrada (modelos 24 V): 20-32 VCC - Alarme de bateria baixa: - Corte de bateria baixa: - Eficiência de pico: 89 % - Queda de corrente sem carga:
Disjuntor	3	Disjuntores termomagnéticos da General Electric - 2 disjuntores de 10 A - 1 disjuntor de 35 A
Fusível	1	- MARCA: Siemens - Tipo: Diazed - Capacidade: 63 A/500 V
Temporizadores	2	- MARCA: Key West - Tensão: 127 V
Lâmpadas fluorescentes (32 W)	8	- MARCA/MODELO: Silvana/Octron 4100K; FO 32W/41K - MARCA/MODELO: Philips/ TLD 32 W/64RS; branca confort
Lâmpadas fluorescentes	4	- MARCA/MODELO: Osram/FO 16W/840; cool white
Reatores 32 W	4	- MARCA/MODELO: Philips/ED32B16/26P - Tensão nominal de alimentação: 127 V - Corrente de entrada: 0,81 A - Potência total: 60 W - Fator de potência: 0,55C - Fator de reator: 0,90 - Fator de eficácia: 1,5 - Frequência: 50-60 Hz
Reatores 16 W	2	- MARCA/MODELO: Philips/ED16B16/26P - Tensão nominal de alimentação: 127 V - Corrente de entrada: 0,44 A - Potência total: 32 W - Fator de potência: 0,55C - Fator de reator: 0,95 - Fator de eficácia: 2,96 - Frequência: 50-60 Hz
Piranômetros	2	- MARCA: Li-Cor - PY36571 => utilizado no plano horizontal; constante (mult): -10,08 - PY36570 => utilizado no plano dos módulos fotovoltaicos; constante (mult): -10,66
Datalogger	1	- MARCA/MODELO: Campbell Scientific/CR10X

Para a montagem da bancada na Área de Energia, do Departamento de Engenharia Agrícola, na UFV, foram utilizados os seguintes equipamentos (Quadro 5.2):

Quadro 5.2. Descrição dos equipamentos utilizados na bancada da Área de Energia

Equipamento	Qtde.	Características
Datalogger	1	- MARCA/MODELO: Campbell Scientific/CR10
Piranômetros	2	- MARCA/MODELO: Kipp&Zonen/CM3 - Fator de conversão: $20,89 \cdot 10^{-6} \text{ V/W/m}^2$ - 95% do tempo de resposta: 18 segundos - Gama espectral: 305-2.800 nm - Sensibilidade: $10\text{-}35 \mu\text{V/W/m}^2$ - Máxima irradiância: 2000 W/m^2 - Sensor: termopilha de multijunção de cobre constantan - MARCA/MODELO: Eppley/Black and white - Sensibilidade: $11 \mu\text{V/W/m}^2$ - Impedância: 350 ohms, aproximadamente - Tempo de resposta: 5 segundos
Termopares	5	- Tipo T (cobre constantan)
Módulo pv (fotovoltaico)	1	- MARCA/MODELO: KYOCERA/KS20A - Potência máxima: 20 W - Tensão de potência máxima: 16,1 V - Corrente de potência máxima: 1,26 A - Tensão de circuito aberto: 20,6 V - Corrente de curto-circuito: 1,37 A
Abrigo meteorológico	1	-
Mesa suporte para os piranômetros	1	-
Suporte para o módulo pv	1	-

5.2.2. METODOLOGIA PARA A VALIDAÇÃO

Bancada do Laboratório do GREEN

Foi montada uma bancada com 6 módulos fotovoltaicos, 6 baterias, 1 controlador de carga, um inversor de onda senoidal e 12 lâmpadas fluorescentes. Esta bancada foi utilizada na validação da parte de simulação da potência fornecida pelos módulos e baterias à carga. O funcionamento da carga foi estipulado da seguinte forma:

Horário de funcionamento da carga: das 18:00 h às 22:00 h.

Dias de funcionamento: de segunda a sexta-feira.

Local: Laboratório do GREEN - Belo Horizonte – MG.

Latitude do local: 19°55'57" Sul.

Longitude do local: 43°56'32" Oeste.

Albedo: 74 % (superfície de piso branco vitrificado).

Quadro 5.3. Características da carga considerada para o dimensionamento do sistema fotovoltaico, pelo método desenvolvido (carga CA)

Cargas	Qtde.	Potência unitária (W)	Potência total (W)	Horas Diárias de func. (horas/dia) e dias/sem.	Consumo (Wh/dia) (ef. conv. de pot.: 90%)	Tensão nominal do sistema (V)	Cons. Total Ah/dia
Lâmpadas 32W	8	32	256	4,0 – 5,0	812,698	24	33,86
Lâmpadas 16W	4	16	64	4,0 – 5,0	203,175	24	8,47
Subtotal		48	320			24	42,33

Os módulos foram colocados voltados para o norte, com uma inclinação de 20° (aproximadamente igual à da latitude). Junto com os módulos, foram instalados os piranômetros. Um foi colocado na posição horizontal, e o outro, no plano dos módulos. Os dados de irradiância foram coletados a cada minuto, pelo datalogger CR10X, sendo este programado por meio do software PC200W. As baterias foram instaladas dentro de um armário de madeira, com as portas frontais e traseiras feitas em forma de grades para ventilação. O controlador de carga foi fixado, junto com as lâmpadas num painel vertical, próximos ao inversor de frequência, que foi instalado na horizontal, junto com a parte de proteção (disjuntores e fusível Diazed) e temporizadores. O controlador de

carga foi programado para as baterias seladas, reguladas a válvula, AGM. Os temporizadores foram utilizados para ligar e desligar automaticamente o sistema, nos horários previstos, simulando o funcionamento de uma escola. A Figura 5.1 mostra as fotos da bancada do sistema fotovoltaico isolado para validação do programa de dimensionamento.

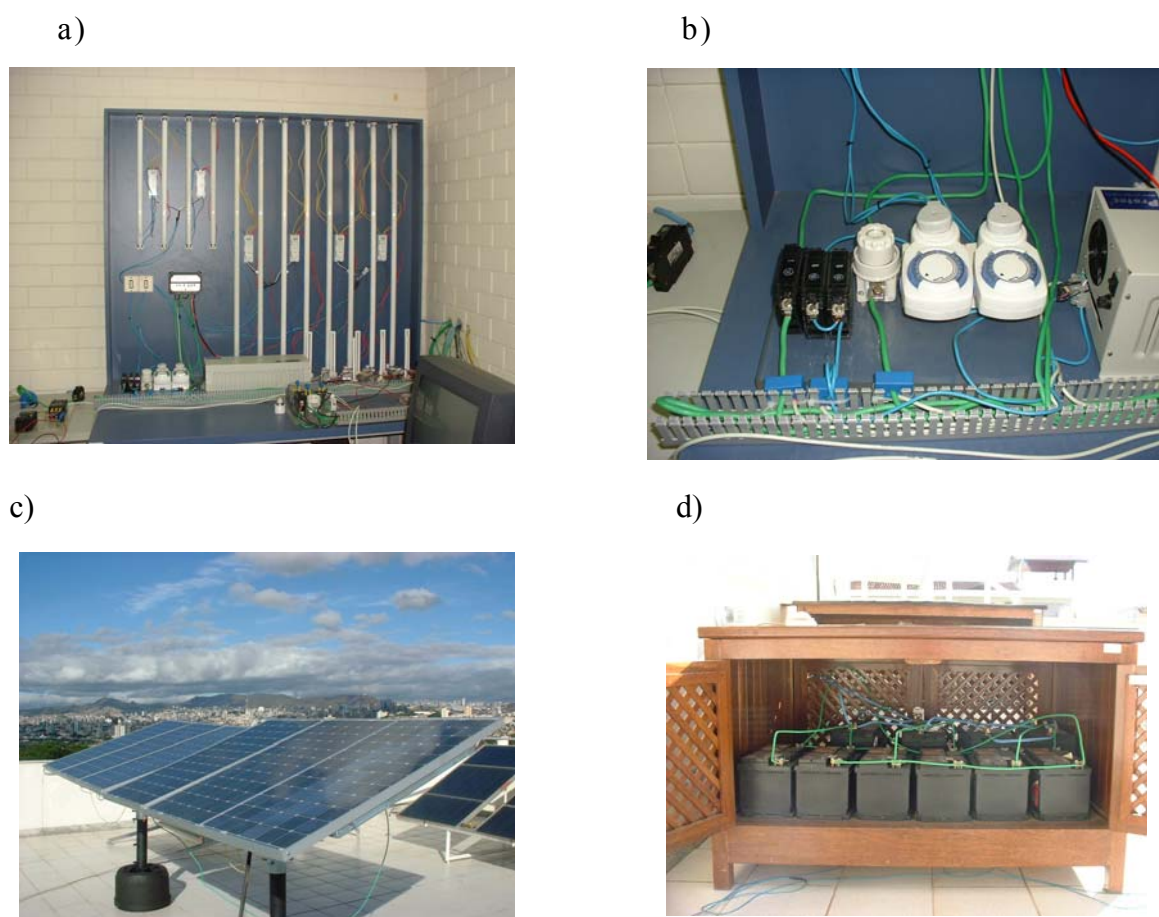


Figura 5.1. Bancada do sistema fotovoltaico isolado, instalada no Laboratório do GREEN, para validação do programa de dimensionamento.

A letra a da Figura 5.1 mostra a bancada composta pelas lâmpadas fluorescentes (16 W e 32 W) com seus reatores eletrônicos, controlador de carga, inversor, temporizadores, disjuntores e fusível. A letra b mostra, de forma ampliada, os disjuntores, fusível e temporizadores. Nas letras c e d, pode-se ver os módulos fotovoltaicos e o banco de baterias utilizados, respectivamente. Para se ter um melhor entendimento da ligação do sistema, a Figura 5.2 mostra um esquema de sua instalação elétrica.

Os dados de irradiância global coletados no plano dos módulos e horizontal foram comparados com os obtidos na simulação, verificando a veracidade tanto da geração sintética de dados no plano horizontal (para o mês de setembro), quanto a transformação dos dados do plano horizontal para o inclinado. Além disto, estes dados foram utilizados para a validação da simulação de potência produzida pelos módulos em cada nível de irradiância medida.

Todos os dados foram tratados e analisados no programa Matlab, versão 6.5, sendo calculados o erro quadrático médio, o erro médio e o coeficiente de correlação.

O erro médio é uma indicação do desvio médio dos valores previstos em relação aos medidos. É definido como (IQBAL, 1983):

$$EM = \frac{\sum_{i=1}^N (y_i - x_i)}{N} \quad (5.1)$$

em que

- y_i - iésimo valor previsto;
- x_i - iésimo valor medido; e
- N - Número de observações.

O valor ideal para o erro médio é zero.

O erro quadrático médio é a medida da variação entre os valores previstos em torno dos valores medidos. Sua equação é (IQBAL, 1983):

$$EQM = \left(\frac{\sum_{i=1}^N (y_i - x_i)^2}{N} \right)^{1/2} \quad (5.2)$$

O erro quadrático médio é sempre positivo, sendo que o valor ideal é zero.

Em alguns testes estatísticos, o desvio padrão, que é uma medida da dispersão, ou afastamento dos dados do valor médio, é utilizado, também. Contudo, em análise de dados de modelos de radiação, o erro quadrático médio é aplicado.

O coeficiente de correlação é um teste de relação linear entre os valores calculados e os medidos. É definido como (IQBAL, 1983):

$$CC = \frac{\sum_{i=1}^N (y_i - \bar{y}) (x_i - \bar{x})}{\left(\left(\sum_{i=1}^N (y_i - \bar{y})^2 \right) \left(\sum_{i=1}^N (x_i - \bar{x})^2 \right) \right)^{1/2}} \quad (5.3)$$

em que

$\bar{y}$ - valor médio previsto; e

$\bar{x}$ - valor médio medido.

Bancada da Área de Energia, no Departamento de Engenharia Agrícola da UFV

Foi montada uma bancada composta por um datalogger CR10, um módulo fotovoltaico, 5 termopares, um abrigo meteorológico e uma mesa para posicionamento dos 2 piranômetros. Os dados considerados para a localidade de Viçosa foram:

Local: Área de Energia do Departamento de Engenharia Agrícola da UFV – Viçosa – MG.

Latitude do local: 20°45'54" Sul

Longitude do local: 42°52'54" Oeste

Albedo: 13 % (superfície fosca preta).

Período em que foram coletados os dados: Julho a Agosto de 2005.

Os piranômetros foram colocados um sobre a mesa, posicionado para o norte, para evitar aquecimento do cabo de conexão ao datalogger, na junção com o piranômetro, e o outro, no plano dos módulos. O piranômetro Eppley foi calibrado segundo o padrão internacional ISO 9847, 1992. O módulo fotovoltaico também foi instalado voltado para o norte e com uma inclinação de 20° (aproximadamente igual à da latitude).

Quanto aos termopares, 2 foram colocados dentro do abrigo meteorológico, para medição da temperatura ambiente, e 3 na parte traseira do módulo, isolados termicamente, para medição da temperatura do mesmo, evitando insolação direta sobre os sensores e, desta forma, erros na leitura.

Os dados de temperatura (ambiente e do módulo) e os de irradiância foram coletados a cada minuto, pelo datalogger, que foi programado por meio do software PC208W. Estes dados foram utilizados para comparação com os obtidos nas simulações (valores horários médios mensais), e foram tratados e analisados no Matlab, versão 6.5. Desta forma, pode-se testar a veracidade da equação que estima a temperatura do módulo de acordo com o nível de irradiância e temperatura ambiente (ver Capítulo 4 – Equação 35), e das equações de estimativa da temperatura ambiente horária a partir das temperaturas máxima e mínima do dia (ver Capítulo 4 – Equações 38 a 46).

Foram obtidos dados de irradiância global horária, em plano horizontal, durante um ano (1994), para Viçosa, coletados em estação meteorológica, na própria localidade. A partir destes, foram calculados os valores de irradiâncias global horária e diária médias mensais. As irradiâncias diárias médias mensais dos dados medidos foram utilizadas na geração dos dados estimados de irradiância horária média mensal, e a partir daí, feitas as comparações entre os dados medidos e os estimados. Foram feitas, também, comparações entre os valores estimados de irradiância global horária média mensal dos dados medidos com os obtidos por meio da geração sintética de dados, a partir dos valores diários médios mensais fornecidos pela CEMIG. A Figura 5.3 mostra a bancada instalada na Área de Energia.

A Figura 5.3a mostra os piranômetros sendo calibrados e o abrigo meteorológico com os termopares para medição da temperatura ambiente. A letra b mostra o módulo fotovoltaico utilizado para a validação.

Foram calculados o erro médio, o erro quadrático médio e o coeficiente de correlação, conforme descrito nas Equações 5.1 a 5.3.

a)



b)



Figura 5.3. Bancada montada na Área de Energia, do Dep. de Eng. Agrícola, da UFV.

5.2.3. RESULTADOS E DISCUSSÃO

a) Irradiância global horária em plano horizontal

A primeira comparação feita foi entre os dados medidos de irradiância global horária média mensal e os estimados a partir dos valores diários médios mensais, calculados a partir dos dados horários medidos, para a localidade de Viçosa. A Figura 5.4 mostra o gráfico obtido comparando os dados.

Informações consideradas para a localidade, e utilizadas na estimativa da irradiância:

Latitude do local: 20°45'54" Sul

Longitude do local: 42°52'54" Oeste

Albedo: 24 % (superfície de grama).

As horas utilizadas para a validação foram a partir das 6:00 horas até às 18:00 horas, para cada mês. Observa-se, na Figura 5.4, que os dados medidos e simulados se ajustam bem, sendo que os erros quadráticos médios, os erros médios e os coeficientes de correlação calculados, para cada mês, são apresentados no Quadro 5.4.

Quadro 5.4. Erro médio, erro quadrático médio e coeficiente de correlação para comparação entre os valores de irradiância simulados e medidos

Meses	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
EM	-0,013	0,0252	0,1794	-0,023	0,1068	-0,304	-0,065	-0,142	0,1309	0,2042	0,1550	0,0161
EQM	0,2413	0,3596	0,2733	0,1547	0,2762	0,4405	0,2629	0,3055	0,2584	0,3818	0,2970	0,2301
CC	0,9537	0,9439	0,9689	0,9787	0,9440	0,9436	0,9446	0,9506	0,9617	0,9384	0,9537	0,9540
CC anual	0,9350											

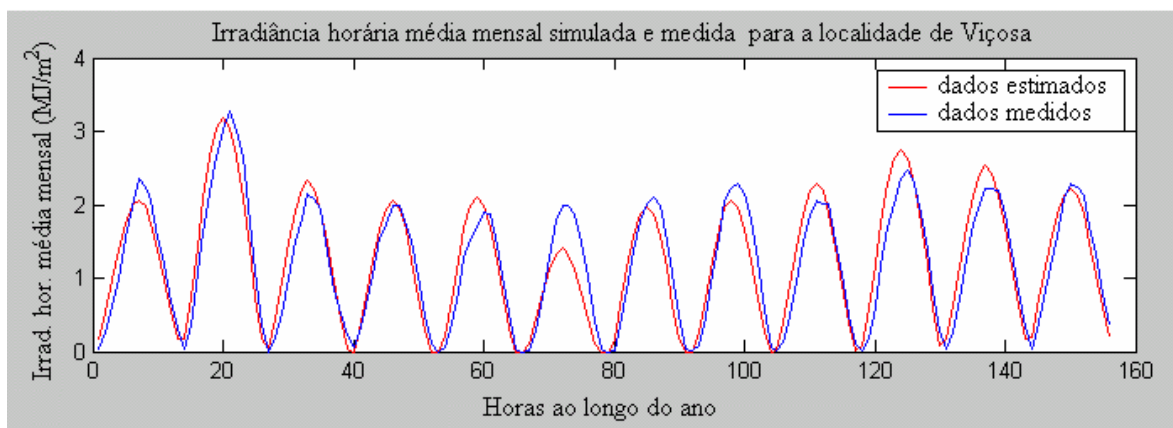


Figura 5.4. Dados de irradiância global horária média mensal simulados (a partir de dados diários médios mensais calculados com base nos valores horários medidos) e medidos, para a localidade de Viçosa – MG.

Os valores dos erros quadráticos médios mostram que o modelo utilizado para a geração sintética de dados apresenta bom ajuste com os dados medidos, sendo que o pior caso foi para o mês de Junho (0,4405). O coeficiente de correlação ideal seria 1, e percebe-se que estes, para todos os meses, foram acima de 90 %, o que demonstra uma boa associação entre os dados.

A segunda comparação foi feita entre os dados de irradiância global horária média mensal medidos e os estimados, a partir de valores diários médios mensais fornecidos pela CEMIG (considerando como um ano meteorológico típico) (Figura 5.5).

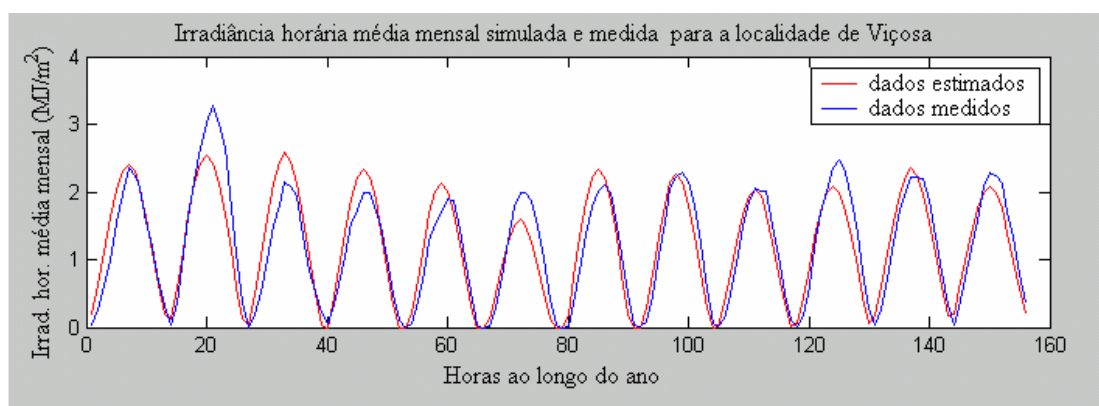


Figura 5.5. Dados de irradiância global horária média mensal simulados (a partir de dados diários médios mensais fornecidos pela CEMIG (ano meteorológico típico)) e medidos, para a localidade de Viçosa – MG.

Quadro 5.5. Erro médio, erro quadrático médio e coeficiente de correlação para comparação entre os valores de irradiância simulados e medidos

Meses	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
EM	0,1831	-0,340	0,3122	0,1241	0,1179	-0,208	0,1159	-0,043	-0,008	-0,172	0,0480	-0,065
EQM	0,2968	0,5227	0,4056	0,2459	0,2842	0,3492	0,3056	0,2665	0,2069	0,3472	0,2436	0,2468
CC	0,9537	0,9439	0,9690	0,9787	0,9440	0,9436	0,9446	0,9506	0,9618	0,9385	0,9537	0,9540
CC anual	0,9216											

Observando a Figura 5.5, comparando-a com a Figura 5.4, nota-se, que nesta, os dados apresentam-se menos ajustados com relação aos medidos. Isto ocorreu porque os dados de irradiância diária média mensal, que foram a base para a estimativa dos valores horários médios mensais, foram de um ano meteorológico típico, e não calculados a partir dos dados medidos, para novamente gerar os dados horários originais. Mas, mesmo assim, analisando o Quadro 5.5, observa-se que os valores do coeficiente de correlação ainda estão acima de 90 %, o que prova que, pode-se utilizar o ano meteorológico típico nas simulações para qualquer localidade desejada, pois o modelo ainda é válido.

Os valores para o coeficiente de correlação apresentados no Quadro 5.5 são praticamente parecidos com os do Quadro 5.4, o que poderia gerar alguma dúvida por parte do analista, já que os valores dos erros quadráticos médios foram bem diferentes dos calculados anteriormente, mas, isto deve-se ao fato dos valores terem sido arredondados pelo programa. Quando os cálculos são executados no Matlab, considerando e mostrando todas as casas decimais dos valores, é que se podem ver as diferenças entre uma simulação e outra. Isto se reflete no valor do coeficiente de correlação anual da segunda simulação, que foi de 0.9216, diferente do calculado para a primeira.

b) Irradiância global sobre plano inclinado a partir da irradiância global sobre plano horizontal

Para a validação da irradiância global sobre plano inclinado a partir da irradiância global sobre plano horizontal, foram utilizados os dados coletados na bancada do Laboratório do GREEN. A primeira comparação foi feita usando os dados medidos de irradiância global sobre plano horizontal para calcular os seus

correspondentes em plano inclinado. Os dados foram coletados a cada minuto, durante todo o mês de setembro de 2005, sendo suficiente, para análise, apenas os seus valores horários. Para verificar a veracidade do modelo, foram analisados vários dias do mês, sendo escolhidos, para exemplificar, dois dias do mês, ao acaso. Os dias escolhidos foram 01 e 11 de setembro. A Figura 5.6 mostra os gráficos para os valores horários e coletados a cada minuto, pelo datalogger, das irradiâncias em plano horizontal e inclinado (plano dos módulos), para o dia 01 de setembro.

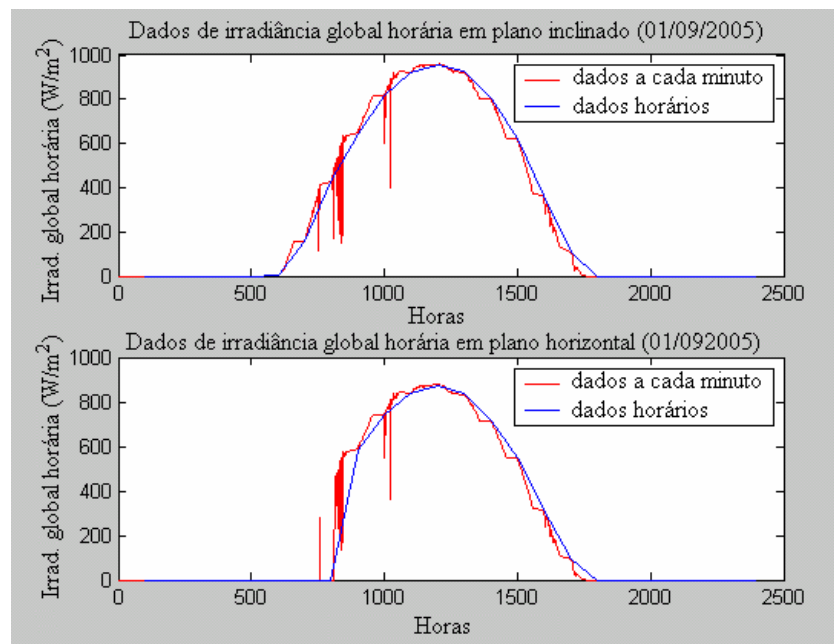


Figura 5.6. Dados de irradiância global horária e coletada a cada minuto, pelo datalogger, para o dia 01 de setembro de 2005.

Como houve problemas na coleta de dados para o plano horizontal, para o dia 01 de setembro e maioria dos dias, até às 9:00 horas, foram considerados, em sua avaliação, os valores de irradiância a partir deste horário. Os dados foram tratados e analisados no Matlab 6.5, sendo calculados os erros médio e quadrático médio e o coeficiente de correlação para cada comparação. A Figura 5.7 mostra os gráficos com a plotagem dos valores medidos e estimados para os dias 01 e 11 de setembro.

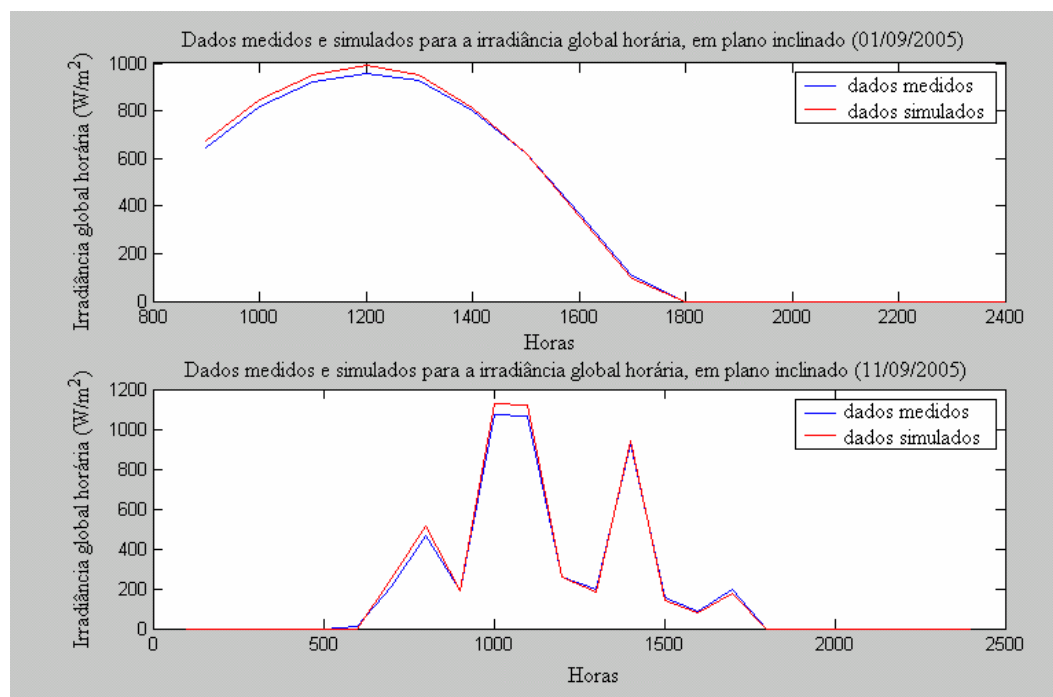


Figura 5.7. Dados medidos e simulados para a irradiância horária, em plano inclinado, para os dias 01 e 11 de setembro.

Informações consideradas para a localidade de Belo Horizonte, e utilizadas na estimativa da irradiância:

Latitude do local: $19^{\circ}55'57''$ Sul.

Longitude do local: $43^{\circ}56'32''$ Oeste.

Albedo: 74 % (superfície de piso branco vitrificado).

Inclinação considerada para a superfície: 20° (aproximadamente, igual à da latitude).

Observa-se, por meio da Figura 5.7, que os valores medidos e simulados, estão muito próximos, mostrando uma boa correlação entre o modelo desenvolvido e os valores levantados. A análise estatística feita para a comparação é apresentada no Quadro 5.6.

Quadro 5.6. Erro médio, erro quadrático médio e coeficiente de correlação para comparação entre os valores de irradiância simulados (obtidos a partir dos dados medidos de irradiância horária em plano horizontal) e medidos, para superfície inclinada

Dias	01/09/2005	11/09/2005
EM	0,0307	0,0156
EQM	0,0643	0,0727
CC	0,9997	0,9996

Os valores dos erros médio e quadrático médio ficaram bem próximos de zero, como pode ser visto no Quadro 5.6, o que demonstra a boa representatividade do modelo desenvolvido. Além disto, para maior comprovação, o coeficiente de correlação, também, mostrou uma ótima associação entre os valores medidos e os estimados, já que está muito próximo de 1.

A segunda comparação feita foi utilizando os dados estimados de irradiância global horária média mensal sobre plano horizontal, a partir do ano meteorológico típico, fornecido pela CEMIG (valores diários médios mensais), para calcular os seus correspondentes em plano inclinado, para o mês de setembro, em Belo Horizonte. Não foram considerados dados horários para esta comparação, como na primeira, pois, foi verificado que, quando se trabalha com valores horários estimados, os erros são muito maiores do que quando se lida com os valores horários médios mensais. Isto deve-se ao fato, de não se poder prever com precisão a presença de nuvens ou outros efeitos que possam influenciar a incidência da radiação solar sobre uma superfície. A partir dos dados horários estimados, foram calculados os horários médios mensais para o mês de setembro de 2005, para serem comparados com os valores horários médios mensais medidos. A Figura 5.8 mostra o gráfico com os dados medidos e estimados de irradiância horária média mensal, em superfície inclinada (plano dos módulos), para o mês de setembro.

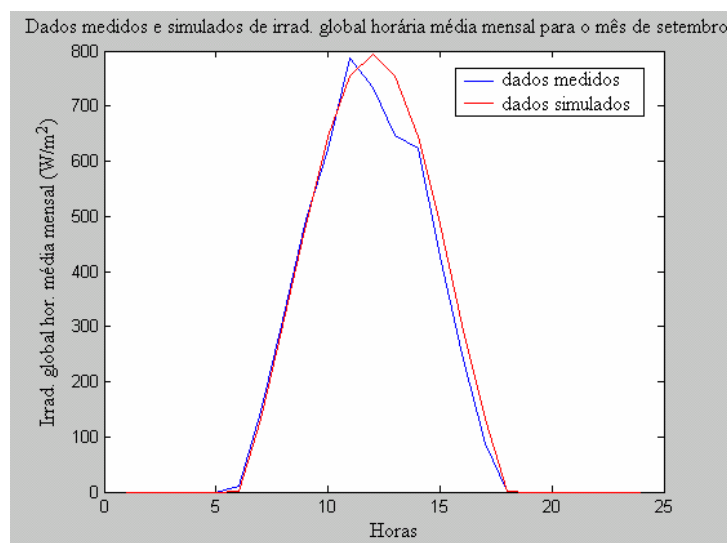


Figura 5.8. Dados medidos e estimados de irradiância global horária média mensal, em plano inclinado, para o mês de setembro, para a localidade de Belo Horizonte.

Por meio da Figura 5.8, observa-se que os valores medidos e simulados apresentam uma grande aproximação entre si, o que demonstra, mais uma vez, que utilizando-se o ano meteorológico típico para a localidade, consegue-se um bom resultado com a simulação. As análises estatísticas feitas, que confirmam a Figura 5.8, encontram-se no Quadro 5.7.

Quadro 5.7. Erro médio, erro quadrático médio e coeficiente de correlação para análise dos valores de irradiância simulados (obtidos a partir do ano meteorológico típico – plano horizontal) e medidos, para superfície inclinada

Mês	Setembro
EM	0,0438
EQM	0,1185
CC	0,9955

O Quadro 5.7 apresenta o coeficiente de correlação obtido, podendo-se verificar que o mesmo encontra-se muito próximo de 1, o que comprova uma boa relação entre os dados analisados.

c) Temperatura ambiente horária média a partir das temperaturas ambientes máximas e mínimas diárias

Para a validação da temperatura ambiente horária média, foram utilizados os dados coletados na bancada da Área de Energia, do Departamento de Engenharia Agrícola da UFV. Fez-se, inicialmente, uma avaliação entre os dados coletados, no mês de agosto de 2005, e os simulados, que foram obtidos por meio de valores diários de temperaturas máximas e mínimas dos dados medidos. Os dados de temperatura foram coletados a cada minuto, por termopares, em abrigo meteorológico, conectados ao datalogger CR10, sendo calculados seus valores horários e, posteriormente, os valores máximos e mínimos diários. Como houve problemas na coleta de dados, não se pôde utilizar os valores medidos de todos os dias do mês para o cálculo. Na Figura 5.9, encontra-se o gráfico com os valores medidos e simulados de temperaturas horárias médias, para alguns dias do mês de agosto, na localidade de Viçosa, Minas Gerais.

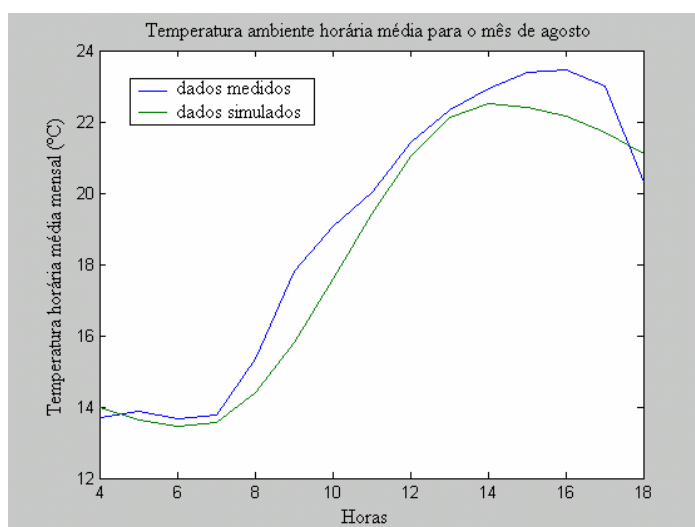


Figura 5.9. Dados medidos e simulados de temperatura ambiente horária média, para alguns dias do mês de agosto, na localidade de Viçosa – MG.

Observa-se, na Figura 5.9, que mesmo não tendo sido utilizados todos os dias do mês, para a simulação de sua temperatura horária média mensal, houve uma boa associação entre os dados. As análises dos erros médio, quadrático médio e coeficiente de correlação, mostradas no Quadro 5.8 comprovam isto.

Quadro 5.8. Erro médio, erro quadrático médio e coeficiente de correlação para avaliação da associação entre os valores de temperatura horária média, simulados (obtidos a partir dos dados medidos) e medidos

Dias	Alguns dias do mês de agosto
EM	-0,0611
EQM	0,0930
CC	0,9828

O coeficiente de correlação, calculado no Quadro 5.8, demonstra que houve um bom ajuste entre os dados medidos e simulados, já está bem próximo de 1 e os erros muito próximos de zero.

A segunda avaliação realizada foi dos dados estimados de temperatura horária média, obtidos por meio do ano meteorológico típico de temperatura ambiente, com os dados medidos. Como no item anterior, não foram considerados dados horários para esta comparação, pois, os erros gerados nesta análise são muito maiores do que os verificados em valores horários médios. A Figura 5.10 mostra o gráfico com os dados medidos e estimados de temperatura horária média, para alguns dias do mês de agosto.

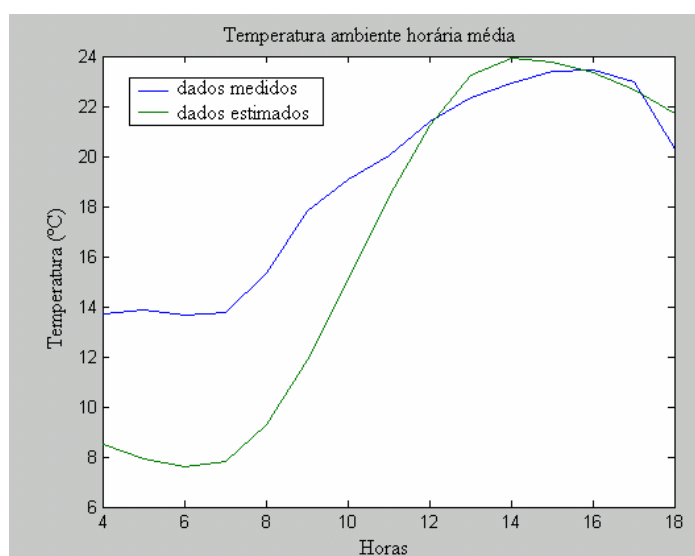


Figura 5.10. Dados medidos e simulados (obtidos a partir do ano meteorológico típico de temperatura ambiente) de temperatura ambiente horária média, para alguns dias do mês de agosto, na localidade de Viçosa – MG.

Observa-se, na Figura 5.10, que o ajuste não foi tão bom quanto o da Figura 5.9, mas, este é ainda aceitável. O Quadro 5.9 mostra os resultados dos cálculos dos erros e coeficiente de correlação que evidenciam as conclusões ao se analisar a Figura 5.10.

Quadro 5.9. Análise estatística (erros médio e médio quadrático e coeficiente de correlação) dos dados estimados (a partir do ano meteorológico típico de temperatura) e medidos de temperatura horária média para alguns dias do mês de agosto de 2005, para a localidade de Viçosa, Minas Gerais

Dias	Alguns dias do mês de agosto
EM	-0,2522
EQM	0,391
CC	0,9821

Por meio do Quadro 5.9, nota-se que os erros foram mais significativos do que os registrados no Quadro 5.8.

Apesar de se observar, na Figura 5.10, uma aparente discrepância entre os dados, principalmente, no horário entre 4:00 e 8:00 horas, há uma boa associação entre os dados, tanto que o coeficiente de correlação é de 0.9821.

d) Temperatura no módulo fotovoltaico

A validação da temperatura no módulo fotovoltaico foi feita utilizando-se os dados coletados na bancada da Área de Energia, do Departamento de Engenharia Agrícola da UFV. Foi realizada uma comparação entre os dados medidos, no dia 19 de agosto de 2005, e os simulados, obtidos por meio da Equação 35, do Capítulo 4. Esta equação relaciona os valores de irradiância e temperatura ambiente para se estimar a temperatura no módulo fotovoltaico. Os dados de temperatura, tanto no módulo, quanto ambiente, foram coletados a cada minuto, por termopares, colocados na parte traseira do módulo e em abrigo meteorológico. Para esta avaliação, foram utilizados os dados em minutos, não precisando haver transformação para a forma horária. Na Figura 5.11, encontram-se os gráficos com os valores medidos e simulados de temperaturas para o módulo, e temperatura ambiente medida, na localidade de Viçosa, Minas Gerais.

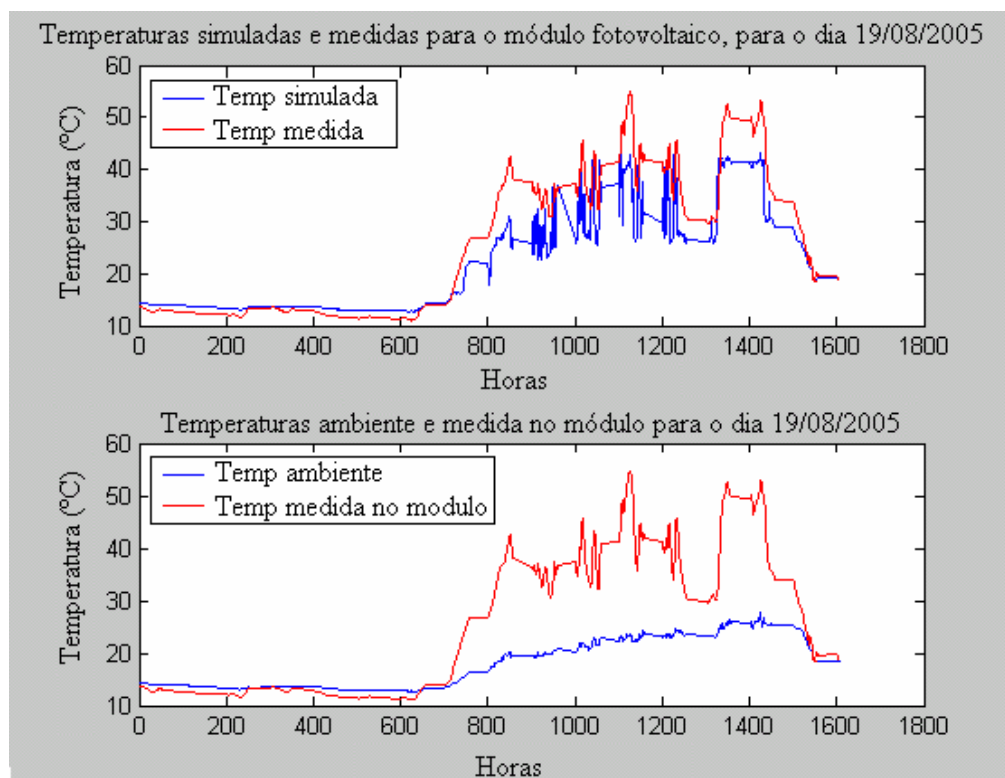


Figura 5.11. Temperaturas simuladas e medidas para o módulo fotovoltaico e temperatura ambiente, para o dia 19/08/2005.

Analisando a Figura 5.11, verifica-se que a temperatura simulada para o módulo acompanha as variações dos dados medidos, apesar de um pouco distante dos dados originais, porém, a associação entre os valores ainda é boa.

O Quadro 5.10 mostra os resultados da análise estatística feita para a validação da temperatura medida no módulo fotovoltaico (comprovação da Equação 35, do Capítulo 4).

Quadro 5.10. Análise estatística (erros médio e quadrático médio e coeficiente de correlação) dos dados de temperatura estimados e medidos, para o módulo fotovoltaico, localizado em Viçosa, MG

EM	-0,3142
EQM	0,6059
CC	0,9560

Apesar dos erros terem sido maiores do que nas outras análises, a correlação ainda é, consideravelmente, boa, sendo o modelo aceitável. Como, também, estão sendo

utilizados dados horários médios mensais pelos modelos, os erros não são tão marcantes quanto se fossem horários.

e) Potência fornecida pelos módulos em diferentes níveis de irradiância

Para a verificação da validade do modelo desenvolvido para o módulo fotovoltaico, foram utilizados os dados coletados de corrente e tensão, para o mesmo, na bancada do Laboratório do GREEN. Como nas outras validações, foram calculados os valores horários de potência e, depois os horários médios mensais. Inicialmente, foi feita uma comparação entre os dados medidos, durante o mês de agosto de 2005, e os simulados, tendo como base, para os cálculos, os valores de irradiância diária média mensal obtidos a partir do ano meteorológico típico. Os dados tensão e corrente foram coletados em tempo de segundos, por meio de sensores ligados à placa de aquisição de dados. Na Figura 5.12, está o gráfico com os valores medidos e simulados de potências para os módulos fotovoltaicos (6, ao todo).

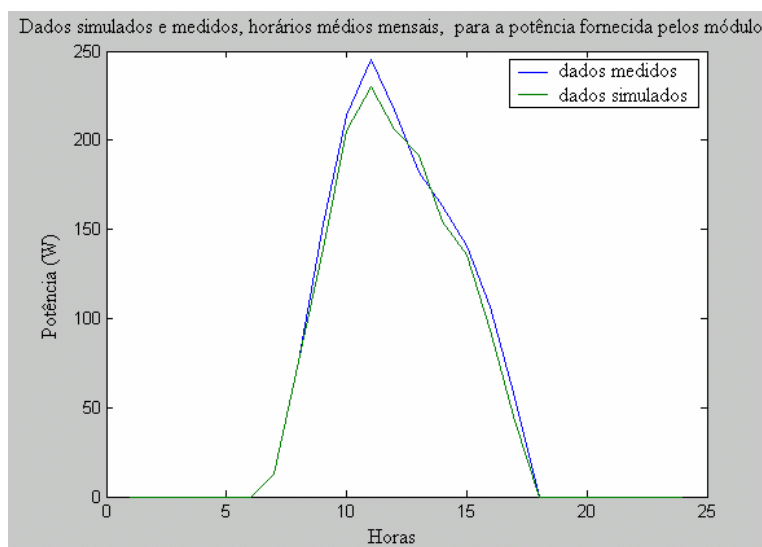


Figura 5.12. Dados horários médios mensais, medidos e simulados (obtidos utilizando o ano meteorológico típico de irradiância diária média mensal) para a potência fornecida pelos módulos fotovoltaicos (6 módulos, ao todo).

Nota-se, pela Figura 5.12, que os dados estimados estão muito próximos dos valores medidos, o que representa que o modelo está muito coerente com a realidade. O Quadro 5.11 mostra os valores dos erros médio, quadrático médio e coeficiente de correlação para os dados analisados.

Quadro 5.11. Análise estatística (erros médio e quadrático médio e coeficiente de correlação) para os dados estimados e medidos de potência fornecida pelos módulos fotovoltaicos, localizados no Laboratório do GREEN, em Belo Horizonte, MG

Mês	Setembro
EM	-0.0338
EQM	0.0704
CC	0.9982

As informações contidas no Quadro 5.11 mostram a veracidade do modelo utilizado para a estimativa da potência fornecida por um módulo fotovoltaico cristalino. Os erros encontrados foram muito baixos e o coeficiente de correlação bem próximo de 1, confirmando a análise feita por meio da Figura 5.12.

A segunda comparação foi feita utilizando os valores medidos e estimados de potência fornecida pelos módulos, tendo como ponto de partida para o cálculo, os valores de irradiância diária média mensal medidos. O gráfico que contém os dados simulados e medidos para a potência fornecida pelos módulos é mostrado na Figura 5.13.

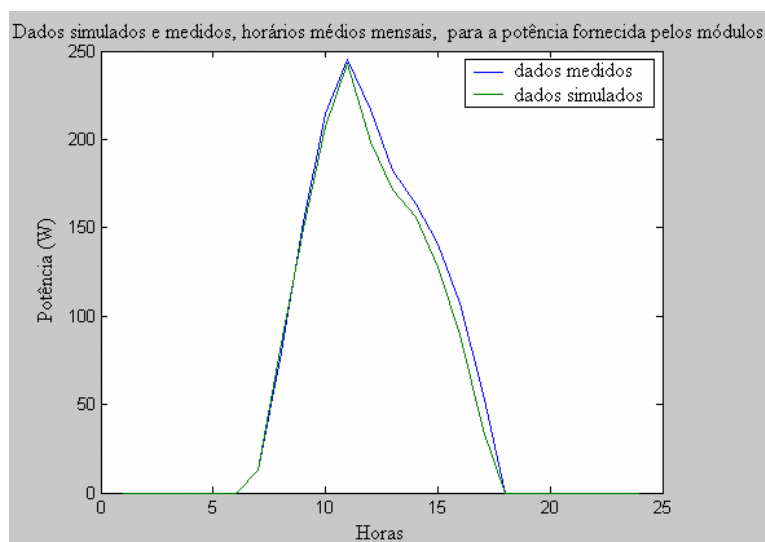


Figura 5.13. Dados horários médios mensais, medidos e simulados (obtidos utilizando os valores medidos de irradiância diária média mensal) para a potência fornecida pelos módulos fotovoltaicos (6 módulos, ao todo).

A Figura 5.13, como a Figura 5.12, exibe a ótima correlação entre os dados simulados e medidos, principalmente, que os valores estimados tiveram, como base de cálculo, os dados de irradiância medidos. O Quadro 5.12, que contém os dados das análises estatística feitas para a comparação entre os valores estimados e medidos, comprova a conclusão obtida por meio da Figura 5.13.

Quadro 5.12. Comparação (erros médio e quadrático médio e coeficiente de correlação) entre os dados estimados (obtidos por meio dos dados medidos de irradiância) e medidos de potência fornecida pelos módulos fotovoltaicos, localizados no Laboratório do GREEN, em Belo Horizonte, MG

Mês	Setembro
EM	-0.0400
EQM	0.0788
CC	0.9976

Os dados estatísticos contidos no Quadro 5.12 demonstram que o modelo desenvolvido para a estimativa da potência fornecida por módulos fotovoltaicos cristalinos, está muito próximo da realidade. Os erros encontrados, como no Quadro 5.11, também foram baixos (próximos de zero) e o coeficiente de correlação bem próximo de 1, o que implica em ótima associação entre os dados.

f) Energia armazenada nas baterias

Para a análise da energia armazenada no banco de baterias, foram coletados dados de corrente e tensão, do mesmo, na bancada do Laboratório do GREEN. Foram calculados os valores horários de energia armazenada e, depois os horários médios mensais. Como o sistema foi ligado no dia 30 de agosto, foi necessário analisar a energia armazenada a partir deste dia, considerando, a princípio, que as baterias iniciaram completamente carregadas. A partir destas suposições, foi feita uma comparação entre os dados medidos, durante o mês de setembro de 2005, e os simulados, tendo como base, para os cálculos, os valores de irradiância diária média mensal obtidos a partir do ano meteorológico típico. A primeira simulação utilizou os dados medidos de carga, e a segunda, a carga estimada. A Figura 5.14 contém o gráfico

com os valores medidos e simulados para a energia armazenada nas baterias (6, ao todo).

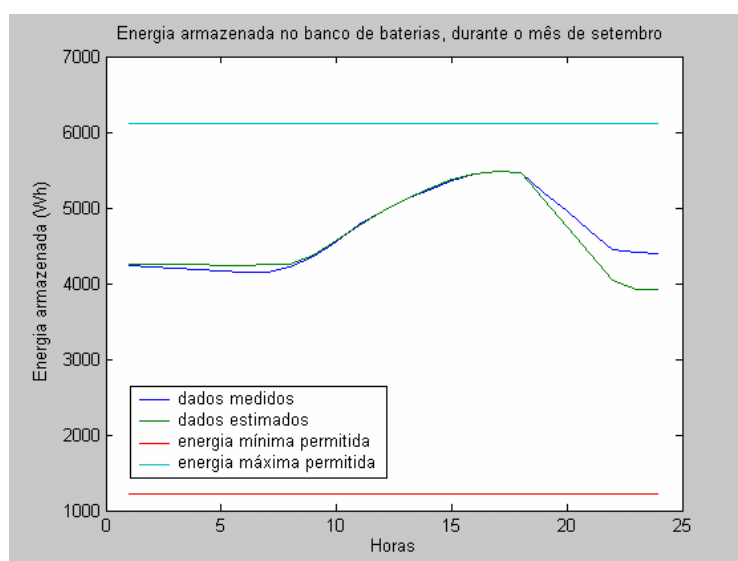


Figura 5.14. Valores simulados e medidos para a energia armazenada no banco de baterias, durante o mês de setembro, considerando uma eficiência de recarga de 0,9 e de descarga de 1 e a carga medida, como base de cálculo para os valores estimados.

Observa-se, na Figura 5.14, que os dados simulados se distanciam dos medidos durante a descarga, que é o momento em que as baterias fornecem energia à carga. Isto significa que a eficiência de descarga considerada não deve ser de 100%. O Quadro 5.13 mostra os valores dos erros e coeficiente de correlação calculados para a comparação entre os dados medidos e simulados.

Quadro 5.13. Comparação (erros médio e quadrático médio e coeficiente de correlação) entre os dados estimados (considerando a carga medida) e medidos para a energia armazenada no banco de baterias, localizado no Laboratório do GREEN, em Belo Horizonte, MG

Mês	Setembro
EM	-0,0599
EQM	0,1807
CC	0,9424

Os resultados obtidos no Quadro 5.13 confirmam a análise da Figura 5.14. O coeficiente de correlação foi de 0,9424, ou seja, baixo, se comparado com outros

resultados anteriores. Com base nesta observação, foi feita uma nova simulação, considerando uma eficiência de recarga de 0,9 e de descarga de 0,7, pois as baterias já estavam com uma vida útil de 5 anos, e ainda, como base de cálculo, considerou-se a carga medida. O gráfico com os resultados para esta simulação é mostrado na Figura 5.15.

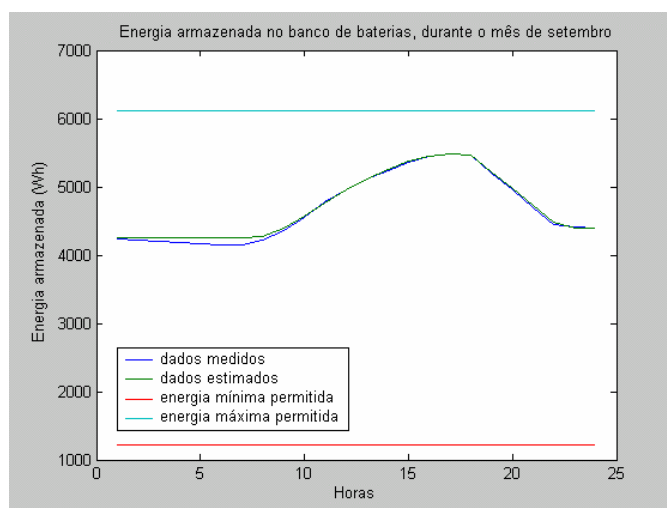


Figura 5.15. Valores simulados e medidos para a energia armazenada no banco de baterias, durante o mês de setembro, considerando uma eficiência de recarga de 0,9 e de descarga de 0,7 e a carga medida, como base de cálculo para os valores estimados.

Observando a Figura 5.15, percebe-se que os dados estimados, agora, estão melhores ajustados aos dados medidos. Como o programa permite selecionar as eficiências de carga e descarga desejadas, isto facilita a análise tanto dos dados simulados, quanto dos medidos. O Quadro 5.14 mostra os resultados das análises estatísticas para a relação entre os valores verificados.

Quadro 5.14. Comparação (erros médio e quadrático médio e coeficiente de correlação) entre os dados estimados (considerando a carga medida) e medidos para a energia armazenada no banco de baterias, localizado no Laboratório do GREEN, em Belo Horizonte, MG, considerando uma eficiência de recarga de 0,9 e de descarga de 0,7

Mês	Setembro
EM	0,0280
EQM	0,0413
CC	0,9985

Analisando o Quadro 5.14, nota-se que os valores, para esta simulação, estão melhor ajustados do que na simulação anterior, tanto que o coeficiente de correlação foi de 0,9985.

Foi feita a simulação, também, considerando como base de cálculo para a estimação da energia armazenada no banco de baterias, a carga horária média mensal estimada. A Figura 5.16 mostra o gráfico para esta simulação, considerando uma eficiência de recarga de 0,9 e de descarga de 1.

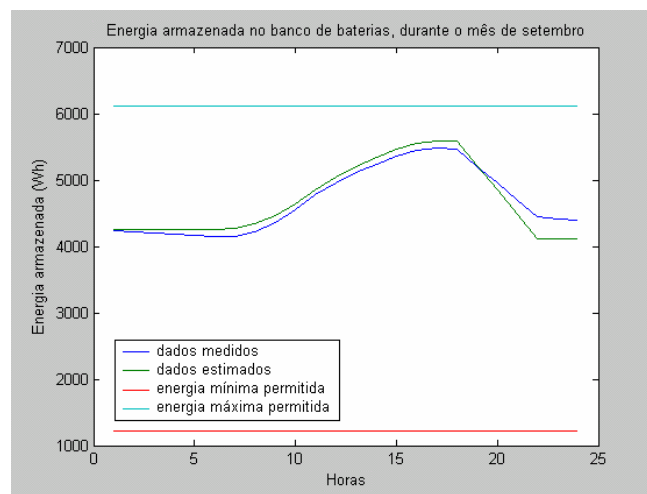


Figura 5.16. Dados simulados e medidos para a energia armazenada no banco de baterias, durante o mês de setembro, considerando uma eficiência de recarga de 0,9 e de descarga de 1 e a carga estimada, como base de cálculo para os valores estimados.

Observando a Figura 5.16, percebe-se que os dados simulados se distanciam bastante dos medidos, conforme, também, observado na Figura 5.14. Isto demonstra, realmente, que a eficiência de descarga da bateria está abaixo de 1. O Quadro 5.15 apresenta os resultados para os erros e coeficiente de correlação para a comparação entre os valores medidos e estimados.

Quadro 5.15. Erros médio e quadrático médio e coeficiente de correlação para a comparação entre os dados estimados (considerando a carga estimada) e medidos para a energia armazenada no banco de baterias, localizado no Laboratório do GREEN, em Belo Horizonte, MG, considerando uma eficiência de recarga de 0,9 e de descarga de 1

Mês	Setembro
EM	0,0182
EQM	0,1415
CC	0,9658

Os valores obtidos no Quadro 5.15 não foram tão baixos quanto os obtidos no Quadro 5.13, mas demonstram que o ajuste entre os dados medidos e simulados não está tão bom quanto se deseja. Por isso, foi feita nova simulação, considerando, desta vez, uma eficiência de recarga de 0,9 e de descarga de 0,7, utilizando a carga estimada como base de cálculo. A Figura 5.17 mostra os resultados obtidos com esta simulação.

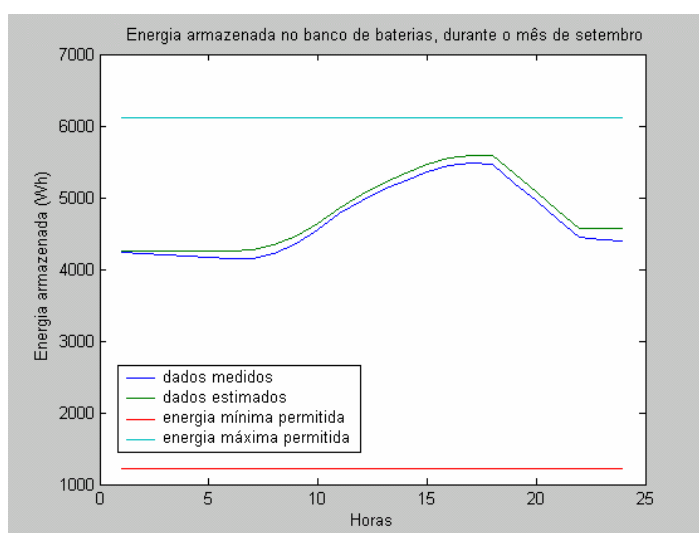


Figura 5.17. Dados simulados e medidos para a energia armazenada no banco de baterias, durante o mês de setembro, considerando uma eficiência de recarga de 0,9 e de descarga de 0,7 e a carga estimada, como base de cálculo para os valores estimados.

A Figura 5.17 mostra os valores simulados e medidos para a energia armazenada no banco de baterias para o mês de setembro (valores horários médios mensais), considerando a carga estimada e eficiências de recarga e descarga de 0,9 e 0,7, respectivamente. Analisando-a, nota-se que os dados apresentaram uma melhor relação entre si, do que na simulação mostrada na Figura 5.16.

O Quadro 5.16 apresenta a análise estatística, com os erros médio e médio quadrático, e o coeficiente de correlação para a comparação entre os valores verificados.

Quadro 5.16. Erros médio e quadrático médio e coeficiente de correlação para a comparação entre os dados estimados (considerando a carga estimada) e medidos para a energia armazenada no banco de baterias, localizado no Laboratório do GREEN, em Belo Horizonte, MG, considerando uma eficiência de recarga de 0,9 e de descarga de 0,7

Mês	Setembro
EM	0,1010
EQM	0,1065
CC	0,9979

Fazendo-se o ajuste da eficiência de descarga de 1 para 0,7, e considerando a carga estimada como base para o cálculo da energia armazenada no banco de baterias, nota-se que o coeficiente de correlação apresentou um valor mais próximo de 1 do que o obtido na simulação, quando se considerou uma eficiência de descarga de 1. Porém, quando comparado com o valor obtido no Quadro 5.14, verifica-se que esse é menor, 0,9979, pois, para a simulação que originou o gráfico da Figura 5.15, foi utilizada como base de cálculo, a carga medida. No gráfico da Figura 5.17, observa-se que os dados simulados são maiores do que os medidos, pois a carga estimada era sempre constante, e a medida variou algumas vezes, além de incluir algumas perdas reais, que não foram consideradas na simulação.

g) Energia horária média mensal fornecida pelos módulos e baterias considerando o programa funcionando com seguidor do ponto de máxima potência

As potências médias fornecidas pelos módulos fotovoltaicos, estimadas anteriormente, foram calculadas a partir de simulações e comparadas com os dados medidos, escolhendo-se os valores de potência estimada mais próximos dos valores medidos. Isto é devido ao fato do programa ter sido feito para se dimensionar um sistema fotovoltaico que utiliza um seguidor do ponto de máxima potência (SPMP), e o sistema utilizado na validação não possuir. Desta forma, foram feitas simulações considerando o sistema com e sem um SPMP e feitas comparações. A Figura 5.18 mostra a simulação feita para o sistema fotovoltaico considerado, apresentando a

potência fornecida pelos módulos e a energia armazenada nas baterias, utilizando-se um SPMP, com uma eficiência de recarga para as baterias de 0.9 e de descarga de 1. A eficiência do inversor foi considerada variando com a carga.

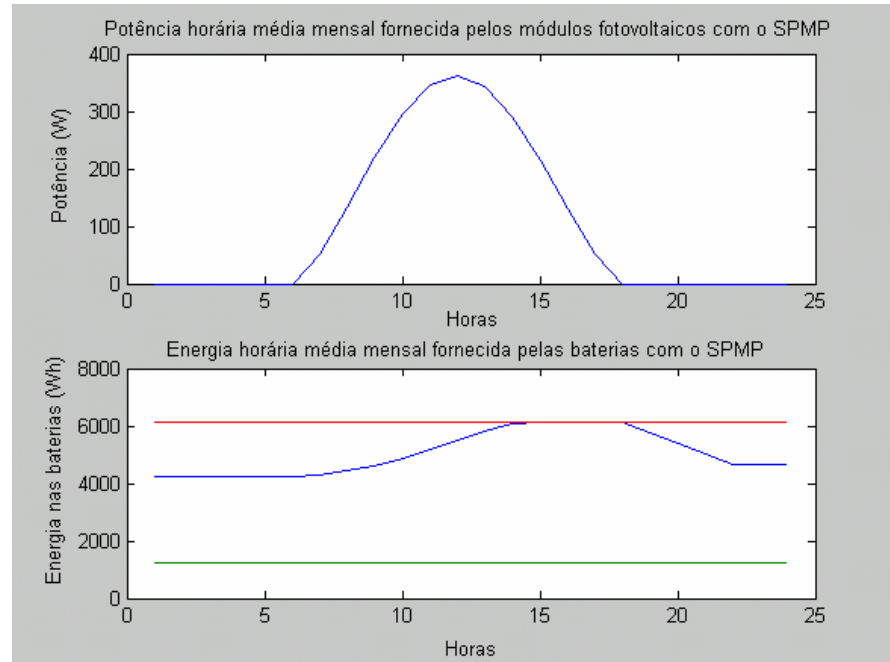


Figura 5.18. Potência horária média mensal fornecida pelos módulos fotovoltaicos e energia armazenada no banco de baterias para um sistema com SPMP, considerando a eficiência de recarga das baterias de 0.9 e de descarga de 1.

Por meio da Figura 5.18, comparando o gráfico superior, que é a potência fornecida pelos módulos, com o gráfico da Figura 5.13, percebe-se que a energia fornecida pelos módulos fotovoltaicos é maior quando se tem, no sistema, um SPMP.

Por meio do gráfico inferior da Figura 5.18, pode-se verificar que a energia armazenada nas baterias, como consequência da energia produzida pelos módulos, é também maior, atingindo a energia máxima permitida, o que não ocorreu no sistema sem o SPMP. A Figura 5.19 mostra as curvas para a energia armazenada nas baterias do sistema fotovoltaico considerado, com e sem o SPMP, de forma mais detalhada.

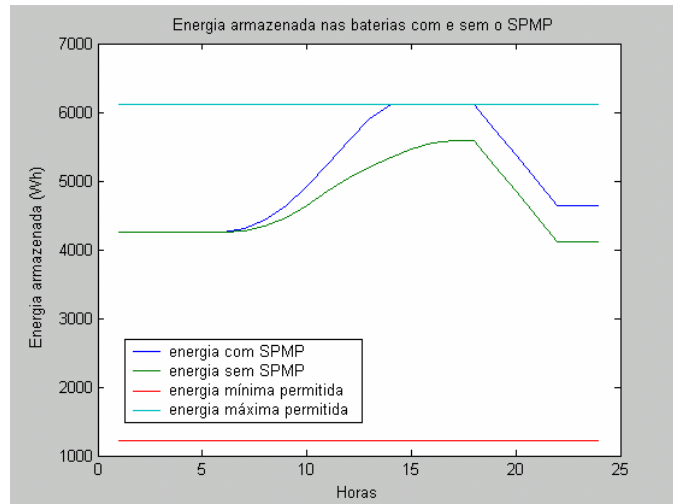


Figura 5.19. Energia armazenada no banco de baterias do sistema fotovoltaico considerado, com e sem SPMP, considerando a eficiência de recarga das baterias de 0.9 e de descarga de 1.

Analisando as duas Figuras (5.18 e 5.19), percebe-se a grande diferença no ganho de energia do sistema. A diferença média calculada entre a energia armazenada nas baterias, utilizando-se um SPMP e não utilizando, foi de cerca de 35%. Isto comprova que um sistema fotovoltaico com um SPMP apresenta uma melhor eficiência, podendo-se obter um mesmo resultado no fornecimento de energia com um menor número de geradores fotovoltaicos e baterias.

5.3. CONCLUSÃO

Com base em tudo o que foi exposto anteriormente, pode-se concluir que o programa desenvolvido para o dimensionamento estocástico de sistemas fotovoltaicos isolados é válido. Quando se tem um ano meteorológico típico para a região desejada (seja de irradiâncias ou de temperaturas máximas e mínimas diárias) onde será instalado um sistema fotovoltaico, pode-se utilizar seus dados para a estimação dos parâmetros necessários para o dimensionamento, pois os erros são minimizados, apresentando pouca sensibilidade, já que o programa trabalha com dados horários médios mensais e não, horários. Isto foi demonstrado ao longo das validações, por meio dos gráficos e quadro de análise estatística. A sensibilidade dos dados de irradiância cresce quando o programa trabalha com dados horários.

O dimensionamento estocástico é bem mais preciso e melhor para a análise de um sistema fotovoltaico do que os dimensionamentos determinísticos, que nos dão, apenas, uma estimativa grosseira do número de módulos e baterias que devem ser instalados, não mostrando uma simulação do funcionamento do comportamento do sistema.

Observou-se, que a energia disponível pelos módulos e baterias, utilizando o seguidor do ponto de máxima potência, é muito maior do que quando se considera um sistema convencional, melhorando sua eficiência.

Variando-se alguns parâmetros do sistema, tais como os coeficientes de carga e descarga das baterias, a eficiência do inversor de acordo com a carga ou considerando um valor médio para sua eficiência, observa-se uma grande sensibilidade entre os dados simulados quando comparados entre si. Por isto, deve-se fazer um estudo das características construtivas e funcionais de cada equipamento que será utilizado no sistema fotovoltaico, para que sejam realizadas simulações o mais próximo possível do real.

Em suma, todos os modelos desenvolvidos, seja para a estimativa da irradiância horária média mensal, temperatura ambiente, temperatura do módulo fotovoltaico, potência fornecida pelos módulos, energia armazenada no banco de baterias e para o funcionamento do sistema, como um todo, são válidos.

5.4. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

IQBAL, M. An Introduction to Solar Radiation. Department of Mechanical Engineering, The University of British Columbia, Academic Press, Vancouver, Canadá, 1983. 390 p.

ISO 9847; INTERNATIONAL STANDARD; Solar Energy – Calibration of field pyranometers by comparison to a reference pyranometer; **1992;**

CAPÍTULO 6 – CONCLUSÃO GERAL E SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

6.1. CONCLUSÃO GERAL

Desenvolveu-se este trabalho com a finalidade de propôr um modelo para dimensionamento estocástico de sistemas fotovoltaicos isolados, analisando de forma probabilística tanto a radiação solar, quanto o armazenamento de energia. Por meio deste método, pode-se analisar o funcionamento de um sistema fotovoltaico isolado, ao longo do ano, e verificar as possíveis combinações de módulos e baterias que satisfazem a confiabilidade desejada pelo projetista e que geram um custo mínimo. A confiabilidade é avaliada por meio da probabilidade de perda de fornecimento de energia à carga, ou seja, a probabilidade da energia gerada disponível e armazenada nas baterias ser insuficiente para suprir a demanda de carga do sistema.

O desenvolvimento do cálculo para o dimensionamento estocástico foi feito em quatro etapas:

- (v) geração sintética de valores horários médios mensais de radiação solar global a partir de seus dados diários médios mensais, de um ano meteorológico típico, para a localidade desejada;
- (vi) cálculo da potência média fornecida pelos módulos fotovoltaicos; e
- (vii) cálculo da probabilidade de perda de fornecimento de energia à carga (LPSP); e
- (viii) cálculo do número de módulos e baterias que tornam o sistema mais viável, economicamente, baseado na LPSP escolhida.

Para a realização da primeira etapa, foi necessária a utilização de matrizes de transição de Markov (10 matrizes), associadas, cada uma delas, a um intervalo específico de $\bar{K}_T$ (índice de claridade médio mensal), para se obter os valores horários de radiação solar global. Estas matrizes foram criadas a partir de dados históricos de diversas estações meteorológicas no mundo. Já para a segunda e terceira etapas, foi necessário fazer um estudo da modelagem de geradores fotovoltaicos cristalinos e sistema de armazenamento de energia, a fim de se estimar a potência média de saída dos módulos e energia armazenada no banco de baterias (Capítulo 3). A quarta etapa foi

feita considerando-se a troca de baterias ao longo da vida útil dos módulos fotovoltaicos, sendo que o projetista pode escolher qual o período de troca.

Durante os estudos feitos para a elaboração do modelo de dimensionamento estocástico, outros métodos foram encontrados na literatura, sendo que dentre eles, está o método determinístico e o otimizado. Estes apresentaram vantagens e desvantagens com relação ao método desenvolvido neste trabalho. A vantagem encontrada nestes métodos foi, na maioria dos casos, a simplicidade dos cálculos, que exigem menor tempo computacional e menor quantidade de dados de entrada. A desvantagem é que são menos precisos, já que não consideram a natureza estocástica da radiação solar e nem do sistema de armazenamento de energia. Mesmo o método otimizado, que leva em consideração a análise probabilística, apresenta a desvantagem em dimensionar um sistema baseando-se apenas no custo mínimo e na LPSP desejada. Durante este trabalho, foi demonstrado que é necessário avaliar, por meio de simulação, o comportamento do sistema fotovoltaico para um determinado número de módulos e baterias. Isto é devido ao fato de que nem sempre o número ótimo de módulos calculado, baseado no custo mínimo, levará a um dimensionamento que atenda as exigências do sistema, pois, as baterias necessitam de recargas completas periodicamente, e este número de módulos pode não ser suficiente para realizar tal tarefa.

Foram estudados e comparados com o método proposto, o dimensionamento determinístico desenvolvido pelos Laboratórios da Sandia e o estocástico desenvolvido pelo Procedimento Padrão Europeu (Universal Technical Standard for Solar Home Systems). O método da Sandia apresenta o inconveniente de ser pouco preciso, já que utiliza valores médios mensais, e o método europeu apresenta a desvantagem de necessitar de uma série histórica de dados de combinação de módulos e baterias para certos valores de LPSP desejados.

O dimensionamento estocástico desenvolvido neste trabalho é mais preciso do que os métodos verificados, pois leva em consideração as características probabilísticas da radiação solar e comportamento das baterias; gera sinteticamente os valores horários médios mensais de radiação solar a partir de dados diários médios mensais, que são mais acessíveis; é complexo, pois necessita de vários dados de entrada para o cálculo, tais como, parâmetros dos módulos, eficiência de carga e descarga das baterias, eficiência do inversor de frequência, etc., porém, estes dados, na maioria das vezes, são disponibilizados pelos fabricantes, não sendo, portanto, um empecilho. Além disto,

analisa o sistema economicamente, e a sua confiabilidade; simula o sistema para a combinação desejada de módulos/baterias, mostrando o comportamento deste ao longo do ano. Isto demonstra que este modelo engloba as vantagens dos outros métodos, corrigindo certas falhas que estes apresentavam.

O modelo foi validado, sendo que foi verificada a sua confiabilidade (Capítulo 5). Em suma, o método desenvolvido, neste trabalho, representa uma nova perspectiva para dimensionamento de sistemas fotovoltaicos isolados.

6.2. SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

São propostas as seguintes sugestões para trabalhos futuros:

- (i) acrescentar na modelagem do módulo fotovoltaico a perda de sua eficiência ao longo do tempo;
- (ii) analisar, na modelagem da bateria, a perda de sua eficiência de acordo com o número de ciclos de carga/descarga;
- (iii) desenvolver metodologia para a modelagem de módulos de filmes finos e incorporá-los ao modelo de dimensionamento;
- (iv) testar um método de geração sintética de dados utilizando matrizes de transição de Markov criadas exclusivamente para o Hemisfério Sul;
- (v) acrescentar análises de sombreamento; e
- (vi) desenvolver uma interface com o usuário para o programa desenvolvido, para facilitar o seu manuseio.

ANEXOS

ANEXO I

Variáveis de entrada para o sistema de armazenamento de energia (bateria), supondo-se os parâmetros (resistores e capacitores) variando com o estado de carga e temperatura da bateria.

SISTEMA DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA--RC (variáveis de entrada)			
<u>Nome</u>	<u>Tipo</u>	<u>Unidade</u>	<u>Descrição</u>
init_soc	Escalar	--	Estado de carga inicial do sistema de armazenamento de energia
max_ah_cap	Escalar	Ah	Máxima capacidade de Ah que se pode ter
module_mass	Escalar	kg	Massa de um módulo de estocagem de energia
module_num	Escalar	--	Número de módulos no bloco; supondo-se ligados em série
min_volts	Escalar	V	Tensão mínima de operação da bateria, não pode ser excedida durante a descarga.
max_volts	Escalar	V	Tensão máxima de operação da bateria, não pode ser excedida durante a carga.
cb	matriz	F	Capacitância principal do módulo, representa a ampla capacidade da bateria de estocar carga quimicamente; indexada por <u>ess_tmp</u>
cc	matriz	F	Capacitância secundária, limita o comportamento da bateria a entregar corrente baseado na constante de tempo associada com difusão de materiais e reações químicas; indexada por <u>ess_tmp</u>
re	matriz	Ω	Resistência R_e associada ao capacitor C_b ; indexada por <u>ess_soc</u> e <u>ess_tmp</u>
rc	matriz	Ω	Resistência R_c , associada ao capacitor C_c ; indexada por <u>ess_soc</u> e <u>ess_tmp</u>
rt	matriz	Ω	Resistência R_t , representa resistência terminal; indexada por <u>ess_soc</u> e <u>ess_tmp</u>
voc	matriz	V	Tensão de circuito aberto; indexada por <u>ess_soc</u> e <u>ess_tmp</u> . Usada para corrigir tensão sobre C_b para o ECB
soc	vetor	--	Vetor de ECBs usado para indexar outras variáveis
tmp	vetor	°C	vetor de temperaturas usado para indexar outras variáveis
th_calc	Booleano	--	0=não faz cálculos de temperatura, 1=faz cálculos

Continua...

Anexo I. cont.

mod_cp	scalar	J/kgK	Capacidade média de aquecimento do módulo
set_tmp	Escalar	C	Temperatura do termostato do módulo quando se liga a refrigeração
mod_sarea	Escalar	m ²	Área total superficial do módulo exposta ao ar de refrigeração
mod_airflow	Escalar	kg/s	Taxa de fluxo da massa de ar de resfriamento através do módulo
mod_case_thk	Escalar	m	Espessura da caixa do módulo
mod_case_th_cond	Escalar	W/mK	Condutividade térmica do material da caixa do módulo
air_vel	Escalar	m/s	Velocidade média do ar de refrigeração
air_htcoef	Escalar	W/m ² K	Coef. de transferência de calor para o ar de refrigeração.
th_res_on	Escalar	K/W	Resistência térmica total – chave liga
th_res_off	Escalar	K/W	Resistência térmica total – chave desliga
battery_mass	Escalar	kg	Massa da bateria
mod_init_tmp	Escalar	°C	Temperatura inicial do módulo do sistema de armazenamento de energia.