

**UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA
FACULDADE DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**

**MEDIÇÃO DO RENDIMENTO GLOBAL DE UM SISTEMA
FOTOVOLTAICO ISOLADO UTILIZANDO MÓDULOS DE
32 CÉLULAS**

RAFAEL AMARAL SHAYANI

ORIENTADOR: MARCO AURÉLIO GONÇALVES DE OLIVEIRA

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

PUBLICAÇÃO: PPGENE.DM – 265/06

BRASÍLIA/DF: JULHO – 2006

**UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA
FACULDADE DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**

**MEDIÇÃO DO RENDIMENTO GLOBAL DE UM
SISTEMA FOTOVOLTAICO ISOLADO UTILIZANDO
MÓDULOS DE 32 CÉLULAS**

RAFAEL AMARAL SHAYANI

**DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO DEPARTAMENTO DE
ENGENHARIA ELÉTRICA DA FACULDADE DE TECNOLOGIA DA
UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA, COMO PARTE DOS REQUISITOS
NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE.**

APROVADA POR:

**Prof. Marco Aurélio Gonçalves de Oliveira, Dr (ENE-UnB)
(Orientador)**

**Prof. Ivan Marques de Toledo Camargo, Dr (ENE-UnB)
(Examinador Interno)**

**Prof. Ricardo Rüther, PhD (LABSOLAR – UFSC)
(Examinador Externo)**

BRASÍLIA/DF, 11 DE JULHO DE 2006

FICHA CATALOGRÁFICA

SHAYANI, RAFAEL AMARAL

Medição do Rendimento Global de um Sistema Fotovoltaico Isolado Utilizando Módulos de 32 Células [Distrito Federal] 2006.

xx, 205p., 210 x 297 mm (ENE/FT/UnB, Mestre, Engenharia Elétrica, 1999).

Dissertação de Mestrado – Universidade de Brasília. Faculdade de Tecnologia.

Departamento de Engenharia Elétrica.

1. Energia solar.

2. Energia solar fotovoltaica.

3. Sistema fotovoltaico isolado.

4. Painel auto-regulado.

I. ENE/FT/UnB

II. Título (série)

REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

SHAYANI, R. A. (2006). Medição do Rendimento Global de um Sistema Fotovoltaico Isolado Utilizando Módulos de 32 Células. Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica, Publicação PPGENE.DM-265/06, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 184p.

CESSÃO DE DIREITOS

AUTOR: Rafael Amaral Shayani.

TÍTULO: Medição do Rendimento Global de um Sistema Fotovoltaico Isolado Utilizando Módulos de 32 Células.

GRAU: Mestre

ANO: 2006

É concedida à Universidade de Brasília permissão para reproduzir cópias dessa dissertação de mestrado e para emprestar ou vender tais cópias somente para propósitos acadêmicos e científicos. O autor reserva outros direitos de publicação e nenhuma parte dessa dissertação de mestrado pode ser reproduzida sem autorização por escrito do autor.

Rafael Amaral Shayani

Rua Mal. Hastimphilo de Moura, 338 – C 15B.

05641-000 São Paulo – SP – Brasil – rafael@shayani.net

À minha querida esposa Leva, cuja alegria,
radiância e determinação alegram
diariamente minha vida.

AGRADECIMENTOS

Agradeço à Deus, o qual, através da Fé Bahá'í, estimula que os estudos sejam direcionados para pesquisas que visem o benefício de toda a humanidade.

Agradeço ao Prof. Marco Aurélio Gonçalves de Oliveira, o qual prontamente disponibilizou-se para orientar a pesquisa sobre fontes renováveis de energia, e que sempre tratou as opiniões e considerações com muita atenção e cuidado, considerando-as não como provenientes de um aluno, mas de um colega de engenharia.

Agradeço aos meus pais, os quais sempre frisaram a importância dos estudos e estimularam o ingresso no mestrado.

Agradeço, por fim, à minha esposa Leva, a qual pacientemente dividiu, com os livros sobre energia solar, dias e dias da companhia de seu marido.

RESUMO

MEDIÇÃO DO RENDIMENTO GLOBAL DO SISTEMA FOTOVOLTAICO ISOLADO UTILIZANDO MÓDULOS DE 32 CÉLULAS

As fontes renováveis de energia ganham espaço em ritmo acelerado na matriz energética mundial, seja pela escassez dos recursos fósseis, seja pela consciência da humanidade sobre a importância da preservação do meio-ambiente e do desenvolvimento sustentável.

A geração de energia fotovoltaica é promissora, entretanto costuma ser considerada como segunda opção devido ao elevado custo e baixo rendimento da conversão fotoelétrica de energia, em torno de 20%. Diversos pesquisadores em todo o mundo estudam células solares de alta eficiência, com valores entre 30% e 50%, porém poucos trabalhos versam sobre o rendimento global do processo de obtenção de energia elétrica através do Sol, onde diversos fatores podem contribuir para melhorar a eficiência do processo.

O objetivo geral desse trabalho visa medir o real rendimento de um sistema fotovoltaico isolado utilizando módulos de 32 células, utilizando para isto as instalações do Laboratório de Fontes Alternativas do ENE/UnB, contando com painéis solares policristalinos auto-regulados de 14% de rendimento nominal. Como objetivos específicos, o trabalho propõe uma nova metodologia para o cálculo do desempenho energético, além de identificar as perdas e potenciais não aproveitados etapa à etapa, mapeando assim pontos que, corretamente trabalhados, geram mais energia à carga final.

O sistema é composto pelo arranjo fotovoltaico auto-regulado, controlador de carregamento, banco de baterias e inversor, e apresentou um rendimento de aproximadamente 50% sobre a energia efetivamente gerada pelos painéis fotovoltaicos. As perdas devido à atenuação da atmosfera, nebulosidade e inclinação do painel chegam à 70% do potencial solar. Diversas sugestões são apresentadas, visando melhorar o rendimento do sistema auto-regulado, como a utilização de cargas de desvio ou de novos sistemas de armazenamento. Uma análise de custos é apresentada, comparando a tarifa da energia solar com a da energia convencional.

ABSTRACT

GLOBAL PERFORMANCE MEASUREMENT OF STAND-ALONE 32 CELLS MODULES PHOTOVOLTAIC SYSTEM

The subject of energy generation using renewable source is getting special attention nowadays. This is happening due to a more in depth conscience of mankind regarding the importance of the investment in clean energy systems achieving a sustainable development. Additionally the warning that a global shortage will take place in a few decades, caused by the limitation of the fossil fuels, assures that urgent actions need to be done right now.

The photovoltaic energy source is a good renewable energy option, but one uses to consider it as just an alternative choice, because its efficiency is about 20% only. There are a lot of researches in order to achieve high efficiency solar cells, that can convert from 30% to 50% of the solar energy, however there are just few studies about the global performance of a PV system, considering all the processes and aspects involving the conversion from solar energy to electrical energy.

The global goal of this paper is to measure the real performance of a stand-alone 32 cells modules PV system, using the Alternative Energy Sources Laboratory from ENE/UnB, Brazil. The 14% nominal efficiency self regulating silicon solar panel are used. The specific goal creates a new approach to measure the solar energy potential and the losses, presenting ideas to improve the generation of electricity.

The system has a self regulating PV array, charge controller, battery bank and inverter. The real global performance measured is about 50% of the energy that arrives over the solar panel. The atmosphere air mass, cloudiness and array orientation produce 70% of the energy loss. A lot of suggestion are presented in order do improve the global performance of the system, like special loads or a new storage system. An economic study comparing the tariff of the conventional energy and solar energy are presented.

SUMÁRIO

1 – INTRODUÇÃO.....	1
2 – REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	5
2.1 – A NECESSIDADE MUNDIAL DE MUDANÇAS: DESIGUALDADES CAUSADAS PELO MODELO ENERGÉTICO ATUAL.....	5
2.1.1 – Consumo de energia como indicador socioeconômico.....	5
2.1.2 – Concentração das reservas de combustíveis fósseis no mundo.....	7
2.1.3 – A maturidade da humanidade e a unidade mundial.....	10
2.2 – COLAPSO DO MODELO ENERGÉTICO BASEADO EM RECURSOS FÓSSEIS.....	12
2.2.1 – Crescimento do consumo de combustíveis fósseis.....	12
2.2.2 – Escassez de combustíveis fósseis.....	13
2.2.3 – Necessidade de desenvolvimento sustentável.....	15
2.2.4 – Conseqüência social da geração centralizada de energia.....	17
2.3 – COMPARAÇÃO ENTRE FONTES PARA GERAÇÃO DE ELETRICIDADE..	17
2.4 – GERAÇÃO DISTRIBUÍDA.....	25
2.4.1 – Sistemas centralizados e interligados à rede elétrica convencional.....	26
2.4.2 – Sistemas distribuídos.....	28
2.4.3 – Sistemas isolados ou autônomos.....	30
2.5 – POTENCIAL DA ENERGIA SOLAR.....	30
2.6 – ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA.....	31
2.6.1 – Perfil de consumo de eletricidade no Brasil e no mundo.....	31
2.6.2 – Geração de energia fotovoltaica no mundo.....	33
2.7 – OBTENÇÃO DA ENERGIA DO SOL: O EFEITO FOTOELÉTRICO.....	34
2.8 – APROVEITAMENTO DA LUZ SOLAR.....	38
2.8.1 – Distribuição da energia no fóton solar.....	39
2.8.2 – Fatores que diminuem o rendimento.....	44
2.9 – TECNOLOGIAS COMERCIALMENTE DISPONÍVEIS.....	45
2.9.1 – Silício cristalino (c-Si).....	45
2.9.2 – Silício amorfo hidrogenado.....	48
2.9.3 – Filmes finos.....	50
2.10 – MÓDULOS FOTOVOLTAICOS DE 32 E 36 CÉLULAS.....	50
2.10.1 – Curvas características da célula fotovoltaica.....	51
2.10.2 – Influência da irradiância e da temperatura nas curvas características.....	51
2.10.3 – Tensão do painel típico e do auto-regulado.....	52
2.10.4 – Situações onde o painel auto-regulado pode ser utilizado.....	54
2.10.5 – Comparação das curvas características.....	55
3 – MÉTODO PARA CÁLCULO DO RENDIMENTO GLOBAL DO SISTEMA FOTOVOLTAICO.....	57
3.1 – RENDIMENTO GLOBAL DO PAINEL FOTOVOLTAICO.....	59
3.1.1 – Variação anual da distância entre a Terra e o Sol.....	60
3.1.2 – Movimento de rotação da Terra.....	61
3.1.2.1 – Massa de ar (AM).....	65
3.1.2.2 – Vantagens e desvantagens do rastreador de Sol.....	69
3.1.2.3 – Posicionamento do sistema fixo – Ângulo azimutal da superfície.....	71
3.1.3 – Obliquidade da eclíptica.....	75

3.1.3.1 – Ângulo zenital e ângulo de inclinação da superfície	78
3.1.3.2 – Superfície horizontal – ângulo de inclinação da superfície nulo.....	80
3.1.3.3 – Superfície inclinada	85
3.1.3.4 – Alteração na inclinação	88
3.1.3.5 – Validação dos cálculos apresentados.....	91
3.2 – ENERGIA DISPONIBILIZADA PELO SOL ACIMA DA ATMOSFERA.....	94
3.2.1 – Fator de claridade do céu (K_T).....	97
3.3 – RENDIMENTO GLOBAL DO SISTEMA DE ARMAZENAMENTO	103
3.3.1 – Norma ABNT NBR 14298:1999.....	107
3.3.2 – Relação entre projeto do arranjo e do banco de baterias	108
3.3.2.1 – Conciliando fatores concorrentes entre si.....	112
3.3.2.2 – Definição da relação de energia entre arranjo e carga.....	113
3.3.2.3 – Teste de Desempenho do banco de baterias	114
3.3.2.4 – Teste de Desempenho do sistema fotovoltaico isolado.....	116
3.3.3 – Energia não utilizada durante a recarga das baterias.....	116
3.4 – RESUMO DOS FATORES QUE INFLUENCIAM O DESEMPENHO GLOBAL	118
4 – MATERIAIS UTILIZADOS: LABORATÓRIO DE FONTES ALTERNATIVAS DE ENERGIA	121
4.1 – ESTAÇÃO METEOROLÓGICA	121
4.2 – SISTEMA FOTOVOLTAICO	124
4.3 – DIMENSIONAMENTO DOS CONDUTORES.....	125
4.3.1 – Condutores entre o arranjo fotovoltaico e o controlador de carga	127
4.3.2 – Condutores entre o controlador de carga e o banco de baterias	135
4.3.3 – Condutores entre o banco de baterias e o inversor	136
4.4 – DIMENSIONAMENTO DOS DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO DE SOBRECORRENTE	138
4.4.1 – Proteção dos condutores dos módulos.....	139
4.4.2 – Proteção dos condutores das baterias	141
4.5 – CONSIDERAÇÕES SOBRE A LOCALIZAÇÃO DOS EQUIPAMENTOS.....	142
4.6 – ATERRAMENTO	145
4.6.1 – Aterramento dos equipamentos	145
4.6.2 – Aterramento do sistema elétrico	146
4.7 – DIMENSIONAMENTO DO BANCO DE BATERIAS	147
4.7.1 – Corrente nominal do arranjo fotovoltaico	148
4.7.2 – Fator de correção do módulo	148
4.7.3 – Disponibilidade Mensal Garantida	148
4.7.4 – Relação A:L.....	149
4.7.5 – Profundidade de descarga.....	150
4.7.6 – Autonomia	150
4.7.7 – Taxa de autodescarga.....	152
4.7.8 – Fator de correção de temperatura	152
4.7.9 – Proteção contra incertezas na determinação do consumo	153
4.7.10 – Seleção de baterias disponíveis comercialmente.....	153
4.7.11 – Corrente de recarga.....	153
5 – RESULTADOS EXPERIMENTAIS E DISCUSSÃO.....	155
5.1 RESULTADOS EXPERIMENTAIS	155
5.1.1 – Perfil de energia para recarregar a bateria.....	155

5.1.1.1 – Descarga inicial das baterias.....	155
5.1.1.2 – Carregamento da bateria 7A	156
5.1.1.3 – Carregamento da bateria 7B	159
5.1.1.4 – Carregamento da bateria 8A	160
5.1.1.5 – Efeito da relação entre arranjo e banco de baterias	161
5.1.1.6 – Carregamento das baterias 9A e 9B	162
5.1.1.7 – Carregamento da bateria 8B com modo de desvio de carga.....	164
5.1.1.8 – Tipo de carga de desvio	165
5.1.2 – Medição do rendimento do sistema como um todo.....	166
5.1.2.1 – Validação da quantidade de energia possível de ser gerada por dia.....	166
5.1.2.2 – Configuração dos equipamentos de medição	168
5.1.2.3 – Medição com carga consumindo energia durante 1 hora por dia.....	168
5.1.2.4 – Medição com carga consumindo energia durante 2 horas por dia	173
5.2 – DISCUSSÃO DOS RESULTADOS	177
5.2.1 – Efeito da massa de ar atmosférica, nebulosidade do dia, posicionamento e inclinação do arranjo	178
5.2.2 – Efeito do rendimento de conversão do módulo.....	179
5.2.3 – Efeito do perfil de energia requerido para recarregar a bateria e redução da corrente nominal pelo painel auto-regulado	179
5.2.4 – Efeito do rendimento do banco de baterias	180
5.2.5 – Efeito do rendimento do inversor	180
5.2.6 – Energia efetivamente entregue à carga.....	181
5.3 – COMPARAÇÃO DO CUSTO ENTRE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA E FONTES CONVENCIONAIS	181
5.3.1 - Comparação de preços pelo custo de implantação por unidade de potência .	181
5.3.2 – Comparação de preços pela energia gerada durante a vida útil do sistema...	184
5.3.2.1 – Diferença entre o custo da energia na usina e na unidade consumidora	185
5.3.2.2 – Custo com operação e manutenção	186
5.3.2.3 – Valor pago pela energia durante 30 anos.....	187
5.3.2.4 – Curva de aprendizado	190
6 – CONCLUSÕES	193
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	197
APÊNDICE A – BANDAS DE ENERGIA NOS SEMICONDUTORES.....	205

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 – Energia primária <i>per capita</i> em vários países do mundo, em 2000.....	6
Tabela 2.2 – Produção de energia primária no Brasil em 1970 e em 2004.....	13
Tabela 2.3 – Reservas provadas, produção e consumo de petróleo no mundo em 2005	14
Tabela 2.4 – Reservas, produção e consumo de carvão mineral no mundo em 2005	14
Tabela 2.5 – Reservas, produção e consumo de gás natural no mundo em 2005.....	14
Tabela 2.6 – Emissões de CO ₂ (Gg/ano) no Brasil, excluindo a biomassa.....	16
Tabela 2.7 – Geração de eletricidade, em porcentagem, das centrais elétricas de serviço público, por combustível.....	16
Tabela 2.8 – Prejuízos líquidos da empresa Eletronorte	20
Tabela 2.9 – Geração de eletricidade mundial conforme as fontes utilizadas, em 2002.....	31
Tabela 2.10 – Geração de eletricidade no Brasil conforme as fontes utilizadas, em 2002 .	32
Tabela 2.11 – Energia dos fótons predominantes na radiação solar.....	40
Tabela 2.12 – Alguns materiais utilizados em células solares e sua energia de banda	40
Tabela 2.13 – Parâmetros de tensão do painel típico (36 células) e do painel auto-regulado (32 células).....	53
Tabela 3.1 – Relação entre o tempo solar verdadeiro e o ângulo horário solar, com simetria ao meio-dia solar.....	63
Tabela 3.2 – Duração do dia para diversas latitudes durante o ano (horas).	79
Tabela 3.3 – Capacidade média de aproveitamento dos raios solares para um painel horizontalmente disposto, em diversas latitudes.....	85
Tabela 3.4 – Melhora na captação dos raios solares perpendiculares ao meio-dia solar para quantidades diferentes de posições dos painéis durante o ano.	91
Tabela 3.5 – Valor total de irradiação acima da atmosfera por dia, para diversas latitudes, considerando a utilização de rastreador de Sol de 2 eixos (kWh/m ² /dia).....	96
Tabela 3.6 – Capacidade de reflexão dos raios solares de algumas superfícies, que contribuem para a captação de energia dos painéis fotovoltaicos.	99
Tabela 3.7 – Fator de claridade medido em Brasília entre julho e novembro de 2005	100
Tabela 3.8 – Percentual de irradiação difusa em relação à global, pelo método que considera a média mensal	101
Tabela 3.9 – Valores médios mensais de irradiação diária medidos pelo piranômetro da estação meteorológica do laboratório de fontes alternativas.....	110
Tabela 3.10 – Capacidade da bateria para diversas taxas de descarga, representada em horas.	112
Tabela 4.1 – Dados de placa dos módulos KC45 da Kyocera.....	128
Tabela 4.2 – classificação dos cabos quanto à resistência às radiações solares e às intempéries.	128
Tabela 4.3 – Cálculo da queda de tensão para diversas bitolas de condutores, conectando os painéis entre si e ao controlador de carga	134
Tabela 4.4 – Cálculo da queda de tensão entre o controlador de carga e o banco de baterias.....	135
Tabela 4.5 – Classificação dos cabos quanto à resistência aos agentes químicos.....	136
Tabela 4.6 – Cálculo da queda de tensão entre o banco de baterias e o inversor.....	138
Tabela 4.7 – Disponibilidade mensal de energia fornecida pelo arranjo fotovoltaico	149
Tabela 4.8 – Corrente de recarga e tempo recomendado pelo fabricante.....	153
Tabela 5.1 – Rendimento global do sistema fotovoltaico, para carga de 13 Ah consumida durante 1 hora, utilizando banco de baterias de 63 Ah de capacidade, no dia 22 de fevereiro de 2006.	172

Tabela 5.2 – Valores medidos e calculados durante o teste de rendimento global do sistema no dia 22 e 23 de fevereiro de 2006.....	172
Tabela 5.3 – Rendimento global do sistema fotovoltaico, para carga de 13 Ah consumida durante 1 hora, utilizando banco de baterias de 63 Ah de capacidade, no dia 23 de fevereiro de 2006.	173
Tabela 5.4 – Rendimento global do sistema fotovoltaico, para carga de 26 Ah consumida durante 2 hora, utilizando banco de baterias de 126 Ah de capacidade, entre os dias 3 e 9 de março de 2006.....	177
Tabela 5.5 – Preços de sistemas fotovoltaicos instalados em 2004, em US\$/W.....	183
Tabela 5.6 – Valores típicos de implantação de usinas geradoras de energia.....	183
Tabela 5.7 – Valores de arrecadação da CCC – (fonte: ANEEL, 2006).....	183
Tabela 5.8 – Preço médio da energia negociada nos leilões	185
Tabela 5.9 – Valores de referência para a energia do PROINFA.....	186
Tabela 5.10 – Valor da energia cobrada das unidades consumidoras residenciais em 2005, descontados os impostos ICMS, PIS/PASEP e COFINS.....	187
Tabela 5.11 – Valores típicos de operação e manutenção de tecnologias de geração distribuída.....	187
Tabela 5.12 – Vida útil aproximada dos componentes do sistema fotovoltaico	188
Tabela 5.13 – Custo de instalação de um sistema fotovoltaico de 1,98 kW _{PICO}	188
Tabela 5.14 – Custo do sistema fotovoltaico isolado durante 30 anos.....	189

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 – Cálculo da corrente que o arranjo fotovoltaico deve gerar para atender determinada carga.....	1
Figura 2.1 – Índices municipais, no ano de 2000, de (a) desenvolvimento humano e (b) eletrificação domiciliar.....	8
Figura 2.2 – Reservas provadas de petróleo no mundo – situação em 2002 (milhões de toneladas).....	9
Figura 2.3 – Reservas mundiais de carvão mineral no mundo – situação em 2002 (milhões de toneladas).....	9
Figura 2.4 – Reservas mundiais de gás natural no mundo – situação em 2002 (trilhões de m ³).....	10
Figura 2.5 – Participação da energia não renovável na produção de energia primária brasileira ao longo dos anos.....	13
Figura 2.6 – Comparação entre as cadeias interiores de transformação de energia fósseis e solares para a produção de eletricidade.....	22
Figura 2.7 – Comparação entre as cadeias de fornecimento de energia solar.....	23
Figura 2.8 – Comparação entre as cadeias de fornecimento de energia fóssil e nuclear.....	24
Figura 2.9 – Usina solar térmica Solar Two, localizada no deserto Mojave, na Califórnia, com capacidade de produção de 10 MW.....	26
Figura 2.10 – Geração centralizada de energia solar fotovoltaica na Alemanha: (a) Em Leipzig, com potência instalada de 5MWpico; e (b) na Bavária, em construção, com potência projetada para 10MWpico.....	27
Figura 2.11 – Evolução da geração de eletricidade por fonte de energia a nível mundial..	32
Figura 2.12 – Geração de eletricidade com sistemas fotovoltaicos - 2002.....	33
Figura 2.13 – Capacidade instalada acumulada de painéis fotovoltaicos em países analisados pela IEA PVPS.....	34
Figura 2.14 – Átomo de silício com 14 elétrons distribuídos em 3 órbitas.....	35
Figura 2.15 – Átomos de silício realizando 4 ligações covalentes cada, formando uma estrutura cristalina.....	35
Figura 2.16 – Silício dopado com impurezas (a) do tipo n, com fósforo, fazendo com que um elétron fique desemparelhado, e (b) do tipo p, com boro, criando uma lacuna.....	37
Figura 2.17 – Efeito fotoelétrico na junção pn.....	38
Figura 2.18 – Distribuição de energia no semicondutor.....	39
Figura 2.19 – Distribuição espectral da radiação solar.....	39
Figura 2.20 – Variação da banda de energia em função da temperatura.....	41
Figura 2.21 – Célula solar multijunção em ordem decrescente de banda de energia.....	42
Figura 2.22 – Número de fótons no espectro solar pela energia do fóton, e um método gráfico para determinar a eficiência da conversão em (a) uma única banda de energia e (b) múltiplas bandas em série.....	43
Figura 2.23 – Eficiência ideal para células solares à temperatura de 300 K, mostradas à concentração solar de 1 vez e 1000 vezes.....	44
Figura 2.24 – Superfície da célula solar com textura em formato de pirâmides, otimizando o aproveitamento da reflexão dos fótons.....	45
Figura 2.25 – Crescimento do silício monocristalino utilizando a técnica Czochralski.....	46
Figura 2.26 – Processo de fabricação do silício policristalino.....	48
Figura 2.27 – Aspecto visual do (a) silício monocristalino e (b) policristalino.....	48

Figura 2.28 – Hidrogenação do silício amorfo, reduzindo as possibilidades de recombinação dos pares elétron-lacuna	49
Figura 2.29 – Aplicação de filme fino de silício amorfo em telhado de residência.	50
Figura 2.30 – Curvas características da célula fotovoltaica: (a) curva IxV, (b) curva PxV e (c) parâmetro de potência máxima.....	51
Figura 2.31 – Alteração ocorrida na curva característica IxV devido (a) ao efeito da temperatura na célula e (b) ao efeito da variação da irradiância incidente.....	52
Figura 2.32 – Comparação da curva característica de uma painel típico com um auto-regulado em diversas temperaturas: (a) 25°C, (b) 50°C e (c) 75°C.	56
Figura 3.1 – Fluxo de energia em um sistema fotovoltaico isolado, com as perdas inerentes a cada etapa.....	58
Figura 3.2 – Representação da órbita elíptica da Terra durante o ano.	61
Figura 3.3 – Variação da intensidade da irradiância solar extraterrestre devido à distância Terra-Sol para cada dia do ano	62
Figura 3.4 – Movimento diário leste-oeste do Sol.	62
Figura 3.5 – Decomposição do raio solar em componentes vetoriais perpendicular e alinhada ao painel solar.....	63
Figura 3.6 – Painel fotovoltaico com rastreador de Sol com movimento leste-oeste, ou seja, em torno do eixo norte-sul.....	64
Figura 3.7 – Captação da irradiância extraterrestre com um painel utilizando rastreador de Sol e outro fixo na horizontal.	64
Figura 3.8 – Espessura da massa de ar que é atravessada pelo Sol durante o dia.	66
Figura 3.9 – Perfil da atenuação dos raios solares devido à influência da massa de ar (fórmula simplificada).....	67
Figura 3.10 – Capacidade de aproveitamento da irradiância solar para sistemas fixos na horizontal e com rastreador de Sol de 1 eixo, tanto acima da atmosfera quanto ao solo.....	68
Figura 3.11 – Rastreadores de Sol (a) com 1 eixo, movimentando-se em torno do eixo norte-sul, seguindo o Sol no sentido leste-oeste, e (b) com 2 eixos.	69
Figura 3.12 – Esquema de funcionamento do rastreador de Sol passivo.	71
Figura 3.13 – Indicação do ângulo azimutal (γ), medido entre a reta normal à superfície e o eixo norte-sul verdadeiro, o qual é alinhado com os meridianos.	72
Figura 3.14 – Captação de irradiância solar pelos painéis fotovoltaicos orientados 60° leste, na horizontal (direção do norte verdadeiro) e 60° oeste, beneficiando a geração em momentos distintos do dia.	73
Figura 3.15 – Diminuição do aproveitamento da irradiância solar para posicionamento dos painéis fotovoltaicos em sentido diferente do norte verdadeiro.	74
Figura 3.16 – Eixo de rotação da Terra inclinado 23,45° em relação ao plano da eclíptica.	75
Figura 3.17 – Indicação das superfícies terrestres atingidas pela luz do Sol no solstício gerando (a) verão no hemisfério norte e (b) verão no hemisfério sul.	76
Figura 3.18 – Movimento anual aparente do Sol na direção norte-sul, associado à variação de sua declinação, devida à obliquidade do eixo terrestre em relação ao plano da eclíptica.....	77
Figura 3.19 – Representação de painéis horizontalmente dispostos em várias latitudes. ...	80
Figura 3.20 – Incidência dos raios solares em painéis horizontalmente dispostos em épocas diferentes do ano (a) equinócio, (b) e (c) solstício.	82
Figura 3.21 – Representação do ângulo de inclinação da superfície i , do ângulo zenital θ_z e do ângulo de incidência normal ao painel, θ	85

Figura 3.22 – Posicionamento dos painéis fotovoltaicos com inclinação da superfície igual à latitude.	87
Figura 3.23 – O valor médio do cosseno de δ para (a) posição fixa na inclinação da latitude durante o ano e (b) com 2 posições anuais.	88
Figura 3.24 – Representação da irradiação média diária em uma superfície horizontal para 239 estações meteorológicas.	92
Figura 3.25 – Irradiação em uma superfície horizontal e sobre o plano da superfície inclinada no mesmo ângulo da latitude do local.	93
Figura 3.26 – Melhora na irradiação diária utilizando um rastreador de Sol leste-oeste, comparado com um painel horizontal.	93
Figura 3.27 – Comparação da irradiação com um rastreador de Sol de 1 eixo, inclinado igual à latitude, com a utilização de um sistema de 2 eixos.	94
Figura 3.28 – Comparação da irradiação com um rastreador de Sol de 2 eixos comparado com uma superfície horizontal fixa.	94
Figura 3.29 – Medição de irradiância realizada pela estação meteorológica do laboratório, em dois dias consecutivos.	97
Figura 3.30 – Comparação entre a energia disponibilizada pelo Sol, tanto em uma superfície móvel quanto em um plano horizontal, e a energia real que chega ao solo, registrada pelo piranômetro.	98
Figura 3.31 – Representação gráfica da relação entre fator de claridade e componente difusa da irradiação diária.	101
Figura 3.32 – Frequência de ocorrência de KT para Brasília, entre 19 de fevereiro de 2005 e 9 de março de 2006.	102
Figura 3.33 – Representação dos estágios de geração, armazenamento e carga de um sistema fotovoltaico isolado.	104
Figura 3.34 – Valores diários de irradiação medidos pelo piranômetro da estação meteorológica do laboratório do ENE/UnB, com a representação de sua média mensal.	110
Figura 3.35 – Soma dos excedentes e faltas de energia diária comparando a energia disponibilizada pelo Sol e o consumo da carga.	111
Figura 3.36 – Comparação da quantidade de dias que o banco de baterias leva para ser completamente recarregado considerando relação A:L de 1,0 e de 1,3.	114
Figura 3.37 – Teste de desempenho das baterias, indicando o estado de carga e a tensão.	115
Figura 3.38 – Recarregamento das baterias em 3 etapas, conforme lógica de controle do controlador de carga.	117
Figura 4.1 – Estação meteorológica: (a) estrutura de sustentação; (b) piranômetro (acima) e sensor de temperatura e umidade ambiente, à sombra e protegido do vento; (c) medidor de precipitação ao fundo; e (d) sensor de pressão visível na parte inferior do quadro.	122
Figura 4.2 – Estação meteorológica: (a) sensor de velocidade e direção do vento; e (b) sensor de umidade do solo. Abaixo da terra encontram-se 3 sensores de temperatura do solo, à 5, 10 e 20 cm.	123
Figura 4.3 – Quadro elétrico ao tempo com registrador de dados, sistema de comunicação de dados e fonte de alimentação solar.	123
Figura 4.4 – Configuração do Sistema Solar do Laboratório de Fontes de Energia Alternativa.	125
Figura 4.5 - Arranjos fotovoltaicos instalados no telhado do prédio SG-11.	126
Figura 4.6 – Identificação dos circuitos entre os módulos fotovoltaicos e o controlador de carga.	127

Figura 4.7 – Eletrodutos protegendo os alimentadores da exposição solar.....	129
Figura 4.8 – Temperatura na qual o condutor é submetido para o caso (a) sem ventilação natural e (b) com ventilação natural.....	130
Figura 4.9 – Temperatura ambiente máxima diária em Brasília, medida pelo laboratório do ENE/UnB.....	131
Figura 4.10 – Irradiância solar em Brasília, no dia 21/02/2005.....	131
Figura 4.11 – Característica elétrica corrente-tensão do módulo KC45. (a) para várias temperaturas da célula e (b) para vários níveis de irradiância.....	132
Figura 4.12 – Identificação do circuito entre o controlador de carga e o banco de baterias.....	135
Figura 4.13 – Identificação do circuito entre o banco de baterias e o inversor.....	136
Figura 4.14 – Eficiência do inversor para diversas potências de carga.....	137
Figura 4.15 – Curto-circuito em um módulo solar, indicando os vários caminhos por onde a corrente pode vir.....	139
Figura 4.16 – Possibilidade de caminhos de corrente no arranjo do laboratório (a) sem falta e (b) com falta na caixa de conexão de um dos módulos.....	140
Figura 4.17 – Disjuntores de proteção individual dos painéis dentro de um mesmo arranjo.	141
Figura 4.18 – Disjuntores de desconexão, para isolar o controlador de carregamento dos painéis fotovoltaicos	141
Figura 4.19 – Controladores de carregamento com disjuntores entre os bancos de baterias, os quais passam por fusíveis até chegar aos inversores. (a) visão geral, (b) detalhe dos dispositivos de proteção e seccionamento.....	142
Figura 4.20– Disposição física dos equipamentos, separando o banco de baterias dos demais equipamentos.	145
Figura 4.21 – Local para conexão do aterramento na parte traseira do módulo solar KC45.....	146
Figura 4.22 – Local para conexão do aterramento no controlador de carga C40.....	146
Figura 4.23 – Localização do aterramento do condutor negativo	147
Figura 5.1 – Tempo de descarga da bateria com corrente nominal para regime de 20 horas.....	156
Figura 5.2 – Irradiância medida pelo piranômetro nos dias 8 e 9 de fevereiro de 2006. ..	157
Figura 5.3 – Energia possível de ser gerada pelo arranjo formando por 11 painéis em paralelo, nos dias 8 e 9 de fevereiro de 2006.	157
Figura 5.4 – Comparação da quantidade de Ah possível de ser gerado pelo arranjo e efetivamente consumido pela bateria 7A, nos dias 8 e 9 de fevereiro de 2006.	158
Figura 5.5 – Irradiância medida pelo piranômetro nos dias 10 e 11 de fevereiro de 2006.	159
Figura 5.6 – Comparação da quantidade de Ah possível de ser gerado pelo arranjo e efetivamente consumido pela bateria 7B, nos dias 10 e 11 de fevereiro de 2006.	160
Figura 5.7 – Comparação da quantidade de Ah possível de ser gerado pelo arranjo e efetivamente consumido pela bateria 8A, no dia 12 de fevereiro de 2006.....	161
Figura 5.8 – Comparação da quantidade de Ah possível de ser gerado pelo arranjo 9 e efetivamente consumido pelas baterias 9A e 9B, nos dias 12 e 13 de fevereiro de 2006.	163
Figura 5.9 – Aceitação de carga pela bateria 8A, alimentada por 11 painéis, e pelas baterias 9A e 9B, alimentadas por 4 painéis.....	163

Figura 5.10 – Comparação da quantidade de Ah possível de ser gerado pelo arranjo e direcionada para a carga de desvio, nos dias 14 e 15 de fevereiro de 2006.	164
Figura 5.11 – Medição realizada em 11 de fevereiro de 2006 (a) Irradiância medida pelo piranômetro; (b) corrente nominal esperada pelo arranjo e corrente efetivamente medida no arranjo 7.	167
Figura 5.12 – Esquema de ligação dos equipamentos para a medição do rendimento global do sistema fotovoltaico.....	169
Figura 5.13 – Comparação da quantidade de Ah consumido pela carga, absorvido pelo arranjo e possível de ser gerado, nos dias 21 à noite, 22 e 23 de fevereiro de 2006.	169
Figura 5.14 – Tensão nos terminais do banco de baterias durante a alimentação da carga no dia 21 de fevereiro de 2006.....	170
Figura 5.15 – Comparação da quantidade de Ah consumido pela carga, absorvido pelo arranjo e possível de ser gerado, entre os dias 3 (à noite) e 9 de março de 2006.....	175
Figura 5.16 – Tensão nos terminais do banco de baterias durante a alimentação da carga no dia 21 de fevereiro de 2006.....	176
Figura 5.17 – Perdas durante o processo de conversão de energia solar em eletricidade .	178
Figura 5.18 – Preço do óleo diesel e gás natural em US\$/m ³ e US\$/10 ³ m ³ , respectivamente	184
Figura 5.19 – Curva de aprendizado de módulos fotovoltaicos	191
Figura 5.20 – Curva de aprendizado de turbinas eólicas.....	192

LISTA DE SÍMBOLOS, NOMENCLATURAS E ABREVIACÕES

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANSI	Instituto Nacional Americano de Padronização
CCC	Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CIB	Comunidade Internacional Bahá'í
CRESESB	Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito
CUJ	Casa Universal de Justiça
DOE	Departamento de Energia dos Estados Unidos
EERE	Energy efficiency and renewable energy
ENE	Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade de Brasília
IDH	Índice de Desenvolvimento Humano
IEA	Agência Internacional de Energia
IEA-PVPS	Programa de Sistemas Fotovoltaicos de Potência da Agência Internacional de Energia
IEEE	Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos
MME	Ministério de Minas e Energia
OECD	Organização para Cooperação Econômica e Desenvolvimento
PNUD	Programa das Nações Unidas para o Desenvolvimento
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia
PWM	Modulação de largura de pulso
UnB	Universidade de Brasília
λ	Comprimento de onda
ν	Frequência da onda em Hertz
θ	Ângulo de incidência dos raios solares diretos
η	Rendimento
γ	Ângulo azimutal da superfície
δ	Declinação solar
α	Altitude solar
ϕ	Latitude
ω	Ângulo horário

β	Inclinação da superfície
θ_z	Ângulo zenital
A:L	Relação de energia entre arranjo e carga
AM	Coeficiente de massa de ar
c	Velocidade no vácuo (3×10^8 m/s)
CdTe	Telureto de cádmio
CO ₂	Gás carbônico
c-Si	Silício cristalino
D	Distância Terra-Sol
E _g	Banda de energia
E _m	Energia entregue à carga na máxima potência
GaAs	Arsenieto de gálio
G _{ALB}	Irradiância solar refletida pelo albedo
G _{DIF}	Irradiância solar difusa incidente sobre uma superfície inclinada
G _{DIR}	Irradiância solar direta incidente sobre uma superfície inclinada
G _{TOT}	Irradiância solar total incidente sobre uma superfície inclinada
H	Ângulo horário do nascer e pôr-do-Sol
H ₂	Hidrogênio
He	Hélio
h _s	Tempo solar verdadeiro
i	Ângulo de inclinação do painel
I _{mp}	Corrente de máxima potência da célula
I _{sc}	Corrente de curto-circuito da célula
K _T	Fator de claridade do céu
n	Número do dia do ano, variando de 1 a 365
N	Duração astronômica do dia
n _{ph}	Número de fótons
p-Si	Silício policristalino
R'	Irradiância solar no topo da atmosfera em uma superfície horizontal
R _o	Irradiação em uma superfície horizontal no topo da atmosfera
S	Constante solar (1367 W/m^2)
Si	Silício
SiO	Monóxido de silício

t	Efeito da atenuação dos raios solares devido à massa de ar atmosférica
UA	Unidade astronômica (149,6 milhões de quilômetros)
V_{mp}	Tensão de máxima potência da célula
V_{oc}	Tensão de circuito aberto da célula
ZnMnTe	Zinco, manganês e telúrio

1 – INTRODUÇÃO

O tema de geração de energia através de sistemas fotovoltaicos vem ganhando ascensão a cada dia que passa, motivado por uma maior consciência por parte da humanidade sobre a necessidade de investimentos na utilização de fontes de energia limpas, visando ao desenvolvimento sustentável, alavancado pela percepção de que, no atual ritmo de consumo dos combustíveis fósseis, um colapso energético mundial pode ser previsto para ocorrer em poucas décadas, caso providências urgentes não sejam tomadas.

A energia solar fotovoltaica, apesar de ter seu uso comercial incrementado consideravelmente nos últimos anos, é um assunto já estudado durante décadas. Pode-se citar, por exemplo, a realização de 31 conferências de especialistas em energia fotovoltaica, promovidas pelo IEEE, desde o início da década de 60.

Entretanto os critérios de dimensionamento dos arranjos e sua relação com o sistema de armazenamento ainda é um assunto muito discutido. O cálculo simplificado da energia que os painéis devem gerar para atender uma determinada carga pode ser obtido conforme figura 1.1.

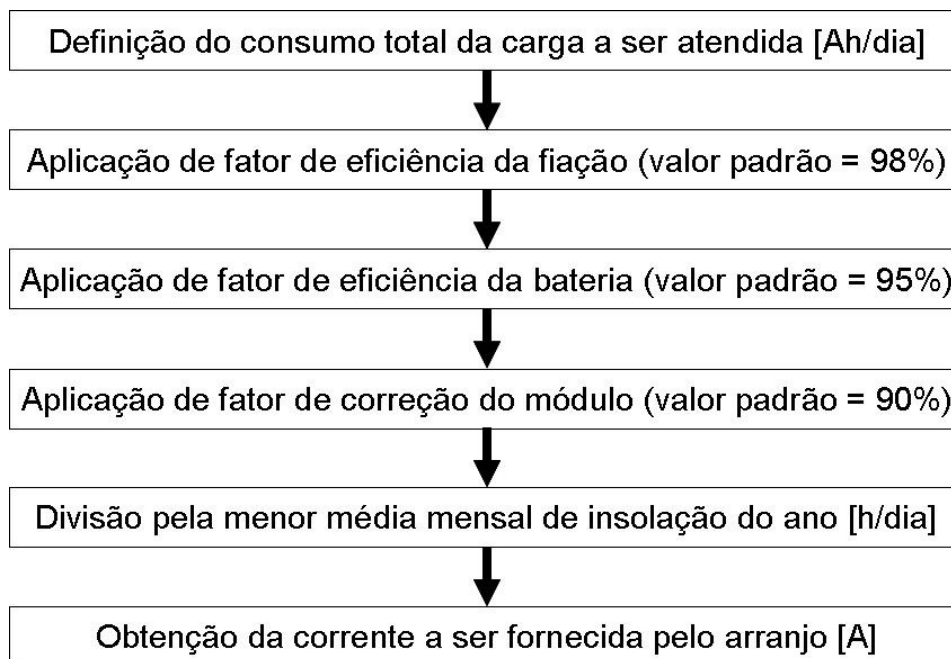


Figura 1.1 – Cálculo da corrente que o arranjo fotovoltaico deve gerar para atender determinada carga (CRESESB, 1999 – modificado)

Este procedimento de cálculo supõe que o rendimento do sistema é de aproximadamente 84%. Caso os painéis sejam novos, ainda não afetados pela degradação ao longo do tempo, e após sofrerem uma limpeza, o rendimento total do sistema pode, teoricamente, chegar à 93%.

Estes valores teóricos utilizados para o projeto são válidos somente em circunstâncias especiais, normalmente quando os equipamentos operam com valores nominais e quando painéis típicos são utilizados, o que não ocorre em todos os casos. Quando sistemas fotovoltaicos são montados com painéis auto-regulados, outros fatores também influenciam o rendimento.

Com a queda acentuada nos preços dos painéis fotovoltaicos, verificada ano após ano, os estudos de viabilidade econômica e comparações com o preço da energia gerada por fontes convencionais tornam-se cada vez mais comuns.

O cálculo simplificado para converter potência de pico instalada em energia gerada permite indicar que, para um sistema de 1 kW_{PICO} instalado no Brasil, cuja média anual de irradiação é de aproximadamente 4,7 kWh/m² (Tiba, 2000), a energia gerada por ano pode ser calculada através da equação 1.1.

$$1\text{kW} \times 4,7\text{h} \times 0,84 \times 365 = 1,44 \text{ MWh/ano} \quad (1.1)$$

Este trabalho apresenta um estudo sobre a relação entre potência e energia em sistemas fotovoltaicos quando painéis auto-regulados de 32 células são utilizados. Este aspecto é essencial para que uma análise econômica da energia gerada possa ser feita com mais exatidão, enfocando aspectos técnicos e objetivos. Assim, o presente estudo tem como objetivo identificar os rendimentos das diversas etapas envolvidas no processo de obtenção de energia elétrica através do Sol em um sistema isolado com painéis auto-regulados, cujo armazenamento é feito através de baterias do tipo chumbo-ácido.

O dimensionamento do arranjo fotovoltaico é discutido por diversos autores (Zanenco *et al.*, 2005, Marini, Rossi, 2005, Markvart *et al.*, 2006), sendo inclusive objeto de normas

internacionais publicadas em 2003, as quais claramente relacionam a quantidade de módulos com o sistema de armazenamento.

Por exemplo, a norma IEEE Std 1361-2003 prescreve que os painéis devem ser dimensionados 30% acima do previsto para que possam manter diariamente a bateria com elevado estado de carga. Esta consideração prolonga a vida útil do sistema de armazenamento, entretanto reduz a quantidade de energia efetivamente consumida pela carga, uma vez que o sistema necessita de maior potência instalada para fornecer a mesma quantidade de energia final.

Considerando as recentes normas internacionais, o Laboratório de Fontes Alternativas do Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade de Brasília (ENE/UnB) foi montado e sua configuração ajustada para medir o rendimento global de energia do sistema fotovoltaico isolado, identificando etapa à etapa os aproveitamentos obtidos, agregando assim mais elementos para a evolução das melhores práticas de projeto de sistemas fotovoltaicos.

O capítulo 2 apresenta a revisão bibliográfica, contextualizando a importância das fontes renováveis para o mundo, e apresentando o estado da arte dos sistemas fotovoltaicos.

O capítulo 3 possui os métodos utilizados, indicando quais são os fatores que influenciam o rendimento global do sistema, além de verificar analiticamente as melhores práticas e apresentar nova metodologia para mensurar estes aspectos.

O capítulo 4 mostra os materiais utilizados, explicando o dimensionamento e montagem do Laboratório de Fontes Alternativas do ENE/UnB.

No capítulo 5 o procedimento experimental é apresentado, com discussão dos resultados e comparação de preços entre a energia solar e fontes convencionais, que pôde ser feita com mais exatidão ao conhecermos o fator que relaciona potência instalada com energia gerada para painéis auto-regulados, experimentalmente medido.

A conclusão do presente trabalho é apresentada no capítulo 6.

2 – REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

O tema geração de energia através de uma fonte não-convencional requer um vislumbre do panorama mundial sobre as limitações das atuais formas utilizadas para produzir energia, sejam por escassez de combustível ou por danos ambientais e sociais associados. Em seguida a esta análise, o estado-da-arte da geração fotovoltaica é apresentado.

2.1 – A NECESSIDADE MUNDIAL DE MUDANÇAS: DESIGUALDADES CAUSADAS PELO MODELO ENERGÉTICO ATUAL

2.1.1 – Consumo de energia como indicador socioeconômico

O desenvolvimento da sociedade vem, historicamente, acompanhado de um aumento em seu consumo de energia. Os avanços tecnológicos, desde a invenção da máquina a vapor até os sofisticados equipamentos que são disponibilizados atualmente, tais como automóveis, aviões, carros, computadores, eletrodomésticos, celulares, aparelhos de ar condicionado, equipamentos médicos e tantos outros, já tidos como indispensáveis para a vida moderna, necessitam de energia para seu funcionamento.

A relação direta existente entre disponibilidade de eletricidade e melhoria do desenvolvimento social reafirma a importância das fontes energéticas para a humanidade. A tabela 2.1 apresenta a relação entre energia primária e população para vários países, com dados de 2000, onde pode-se perceber que o Brasil encontra-se abaixo da média mundial, ou seja, possui bastante potencial para crescimento energético.

A sigla OECD corresponde à Organização para Cooperação Econômica e Desenvolvimento, abrangendo trinta países: Austrália, Áustria, Bélgica, Canadá, República Checa, Dinamarca, Finlândia, França, Alemanha, Grécia, Hungria, Islândia, Irlanda, Itália, Japão, Coreia, Luxemburgo, México, Países Baixos, Nova Zelândia, Noruega, Polônia, Portugal, República Eslovaca, Espanha, Suécia, Suíça, Turquia, Reino Unido e Estados Unidos.

Tabela 2.1 – Energia primária *per capita* em vários países do mundo, em 2000
(fonte: IEA, 2002)

País	Energia primária <i>per capita</i> (tep)
Índia	0,3
Indonésia	0,5
China	0,7
Brasil	0,8
México	1,5
Média Mundial	1,5
Japão	4,1
Coréia	4,1
Rússia	4,2
OECD	4,7
Nova Zelândia	4,8
Austrália	5,7
Canadá	8,2
Estados Unidos	8,3

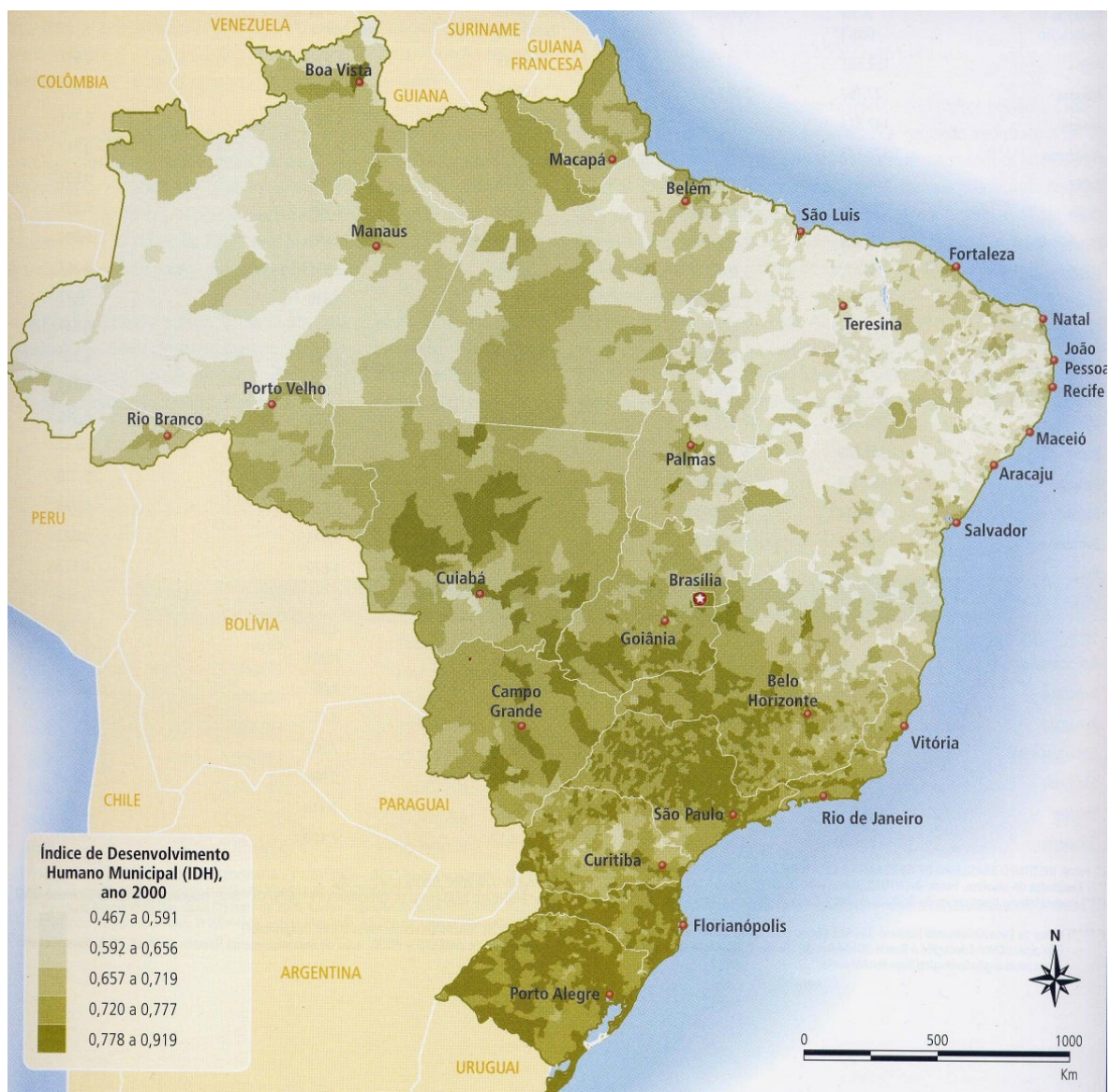
Uma das maneiras de medir o bem-estar populacional é o Índice de Desenvolvimento Humano (IDH), elaborado pelo Programa das Nações Unidas para o Desenvolvimento (PNUD), que leva em consideração três aspectos importantes da vida das pessoas: (1) produto interno bruto per capita, corrigido pelo poder de compra da moeda de cada país; (2) a longevidade, utilizando números de expectativa de vida ao nascer; e (3) a educação, avaliado pelo índice de analfabetismo e pela taxa de matrícula em todos os níveis de ensino (PNUD, 2005). A figura 2.1 apresenta o IDH por município do Brasil, comparado com a taxa de eletrificação domiciliar municipal, ambos dados coletados no ano 2000.

Nota-se, pela semelhança entre as figuras, que a eletricidade é um vetor de desenvolvimento e deve ser disponibilizada em todos os lugares, especialmente aos mais carentes socialmente.

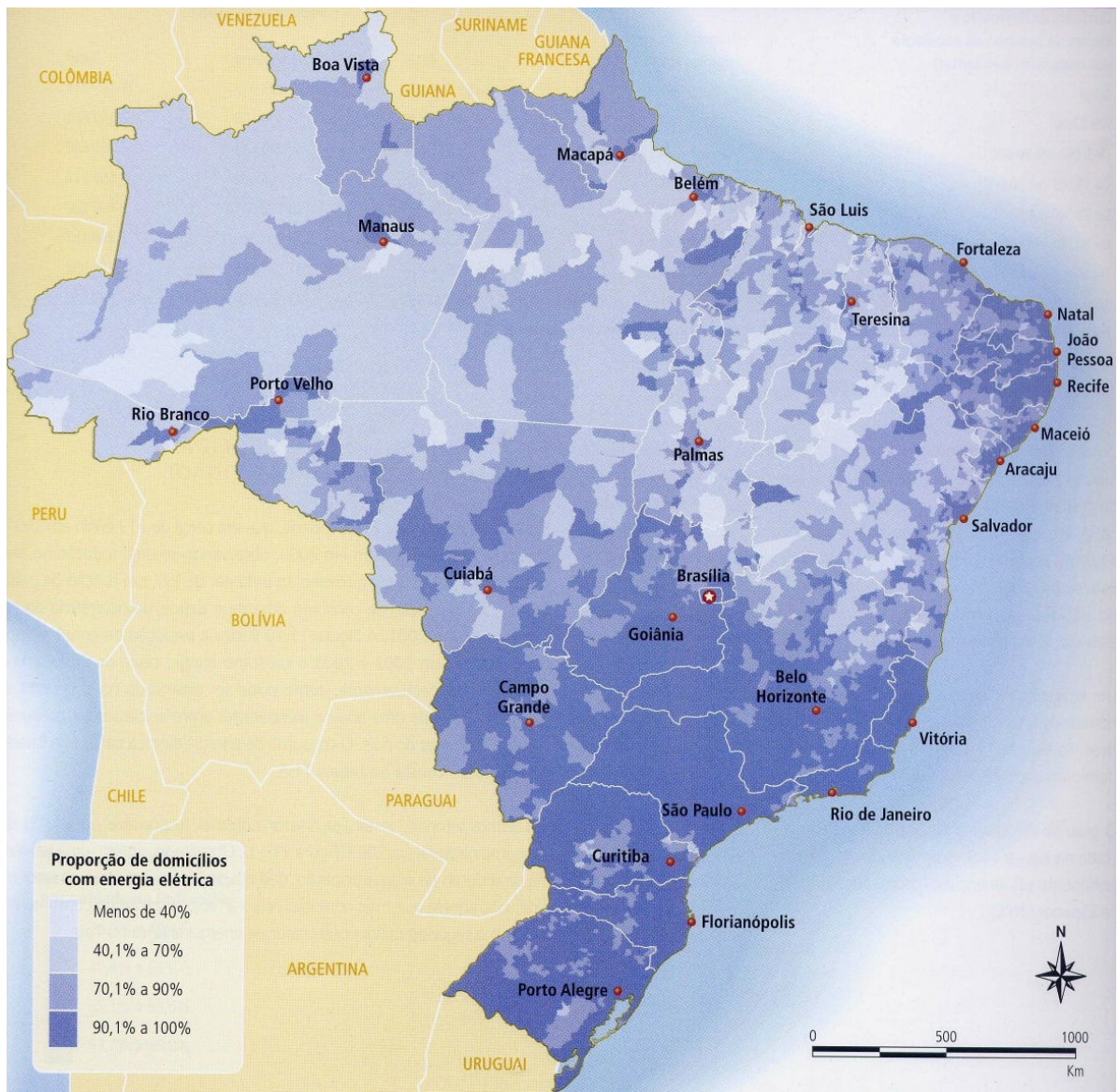
Desta forma, é importante, para uma melhor qualidade de vida, que a oferta de energia seja cada vez mais abundante para toda a população. Deve-se, entretanto, cuidar para que este benefício não seja gerado às custas de degradações ecológicas ou através de ações imprudentes e desastrosas, que acabam apresentando o resultado oposto, degradando a qualidade de vida das pessoas.

2.1.2 – Concentração das reservas de combustíveis fósseis no mundo

O modelo energético utilizado de forma global é baseado essencialmente em recursos fósseis, tais como carvão, petróleo e gás natural. Essas fontes são encontradas de maneira concentrada na Terra, privilegiando apenas alguns países, os quais exportam seu excedente para o restante do mundo. As figuras 2.2 a 2.4 ilustram a distribuição destes recursos pelo globo terrestre.



(a)



(b)

Figura 2.1 – Índices municipais, no ano de 2000, de
 (a) desenvolvimento humano e (b) eletrificação domiciliar.
 (fonte: ANEEL, 2005)

Pode-se perceber, por exemplo, que o continente africano não possui recursos fósseis em abundância e, como consequência, apresenta-se como um dos locais mais pobres da Terra. Esta situação evidencia claramente a injustiça que o modelo energético atual induz, onde países são reduzidos à miséria por características naturais, fazendo com que as oportunidades não sejam iguais para todos.

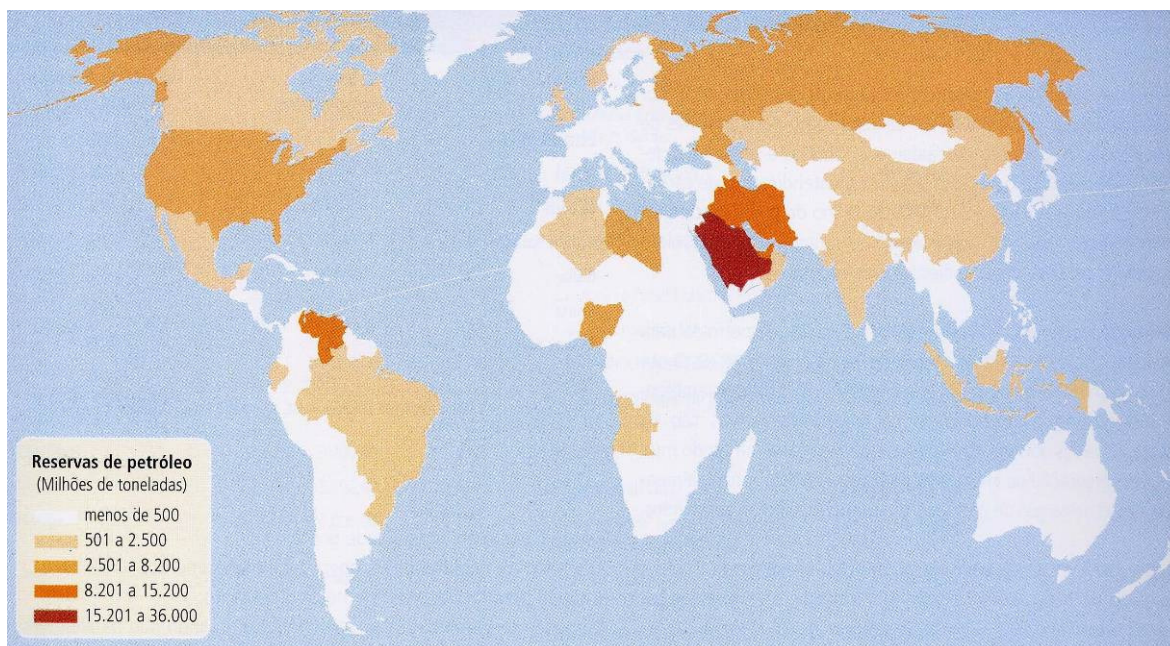


Figura 2.2 – Reservas provadas de petróleo no mundo – situação em 2002 (milhões de toneladas).
(fonte: ANEEL, 2005)

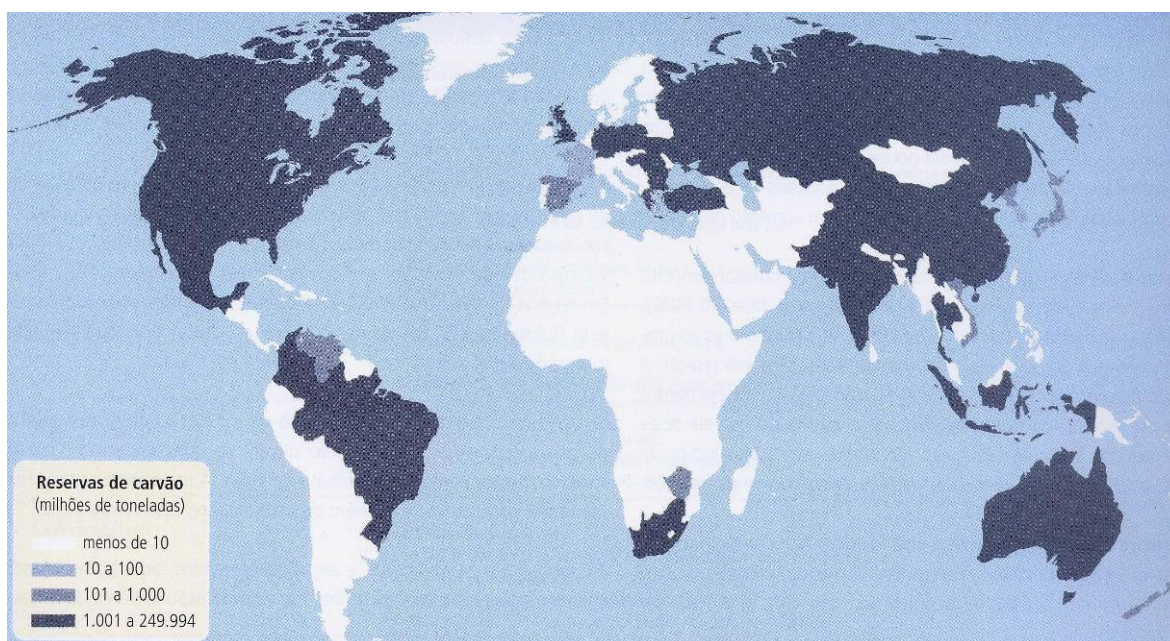


Figura 2.3 – Reservas mundiais de carvão mineral no mundo – situação em 2002 (milhões de toneladas).
(fonte: ANEEL, 2005)

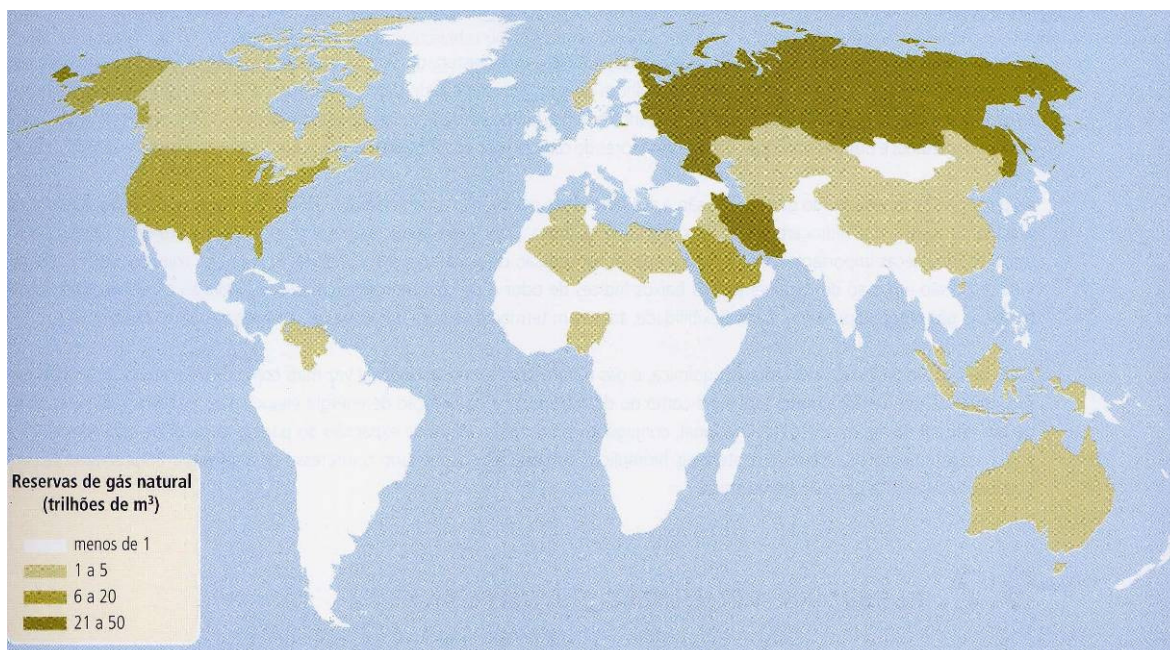


Figura 2.4 – Reservas mundiais de gás natural no mundo – situação em 2002 (trilhões de m³).
(fonte: ANEEL, 2005)

2.1.3 – A maturidade da humanidade e a unidade mundial

Para que transformações duradouras na humanidade possam ser alcançadas, não basta que a tecnologia disponibilize recursos para tal. Deve-se permear a sociedade com sentimentos espirituais de justiça, amor, bondade, generosidade, solidariedade, entre outros, para que possa ser possível uma evolução. Não é possível alcançarmos uma sociedade de ouro com indivíduos com corações de chumbo.

‘Abdu’l-Bahá diz que “se observares a configuração bem organizada de reinos, cidades e aldeias, com a atratividade de seus adornos, o frescor de seus recursos naturais, o refinamento de seus utensílios, a comodidade de seus meios de transporte, a amplitude de conhecimentos disponíveis relativos ao mundo da natureza, as grandes invenções, os empreendimentos colossais, as descobertas admiráveis e as pesquisas científicas, concluirás que a civilização conduz à felicidade e ao progresso do mundo humano. Não obstante, fosses volver o olhar ao descobrimento de máquinas arrasadoras e infernais, ao desenvolvimento de forças de destruição e à invenção de apetrechos ígneos, que extirpam a árvore da vida, tornar-se-ia evidente e manifesto a ti estar a civilização associada à barbárie. O progresso e a selvageria caminham juntos, a menos que a civilização material seja confirmada pela Guia Divina, pelas revelações do Todo-Misericordioso e por virtudes

pias, e seja reforçada por conduta espiritual, pelos ideais do Reino e pelas efusões do Domínio do Poder.” (CUJ, 1995).

Quando a visão mundial de Bahá’u’lláh de que “a Terra é um só país e a humanidade seus cidadãos” for colocada em prática, o mundo estará alcançando um novo estágio de maturidade. Da mesma maneira como brasileiros não podem conceber uma região do país passando necessidades, seja fome por causa da seca ou contenção de consumo de energia devido ao racionamento, todas as demais regiões se mobilizam para superarem juntas o problema. Quando o mundo for visto como um único país, cessarão as disputas pelos recursos energéticos e a preocupação com a ecologia se tornará mais presente independente do local onde esteja.

A proteção, exploração e utilização dos recursos inimaginavelmente vastos da terra devem, inevitavelmente, a longo prazo, ser colocados sob a jurisdição de um sistema federativo mundial. Tal sistema, baseado no reconhecimento da unidade da raça humana, não apenas exercerá autoridade inquestionável sobre os recursos da terra, mas também assegurará a justiça econômica e social. Shoghi Effendi escreve que “a unidade do gênero humano, assim como Bahá’u’lláh a concebeu, compreende o estabelecimento de uma comunidade mundial em que todas as nações, raças, crenças e classes estejam estreita e permanentemente unidas, e em que a autonomia dos estados que a compõe, e a liberdade e iniciativa pessoal de seus membros individuais, sejam garantidas de um modo definitivo e completo... Em tal sociedade mundial, a ciência e a religião, as duas forças mais potentes da vida humana, serão reconciliadas, assim cooperando e desenvolvendo-se harmoniosamente... Os recursos econômicos do mundo serão organizados, suas fontes de matérias primas serão exploradas e completamente utilizadas, seus mercados serão coordenados e desenvolvidos e a distribuição de seus produtos será regulada de um modo eqüitativo.” (CUJ, 1995).

A convicção de que a unidade mundial é um ideal longínquo, quase inatingível, a ser buscado apenas depois que se tenha resolvido, não se sabe bem como, uma miríade de conflitos políticos, necessidades materiais e injustiças, é uma suposição que deve ser questionada. Bahá’u’lláh afirma que é justamente o contrário que deve ocorrer. A enfermidade fundamental que aflige a sociedade e gera os males que a mutilam é a desunião de uma espécie que se distingue por sua capacidade de colaboração e cujo

progresso, até hoje, dependeu da medida em que, em diferentes épocas e em diversas sociedades, uma ação unificada pôde ser lograda. Aferrar-se à noção de que o conflito é um traço intrínseco à natureza, em vez de um complexo de hábitos e atitudes aprendidos, significa impor ao novo século um erro que, mais do que qualquer fato isolado, prejudicou tragicamente o passado da humanidade (CIB, 1999).

A ciência deve promover os melhores interesses dos povos e raças da terra, pois o ser humano é destinado a levar avante uma civilização em constante evolução. Para que os recursos intelectuais possam ser corretamente utilizados, devemos nos empenhar na promoção da unidade mundial.

Assim, o modelo atual de utilização de recursos naturais geograficamente concentrados deve claramente ser substituído. Um sistema onde as riquezas não pertencem somente ao país onde estão localizadas, mas à toda a humanidade deve ser estabelecido, em conjunto com uma forma de geração de energia que permita igual oportunidade a todos, utilizando fontes descentralizadas de energia.

2.2 – COLAPSO DO MODELO ENERGÉTICO BASEADO EM RECURSOS FÓSSEIS

2.2.1 – Crescimento do consumo de combustíveis fósseis

Analisando a produção de energia no Brasil nos últimos 30 anos, não considerando apenas a parcela utilizada na geração de eletricidade, mas toda a energia primária produzida, a qual pode ser definida como todos os produtos energéticos providos pela natureza na sua forma direta, como o petróleo, gás natural, carvão mineral, resíduos vegetais e animais, energia solar, eólica, etc (Brasil – MME, 2005), percebe-se, pela tabela 2.2 e figura 2.5, que os combustíveis fósseis, com especial destaque para o petróleo, estão ganhando espaço na matriz energética nacional.

Tabela 2.2 – Produção de energia primária no Brasil em 1970 e em 2004
(fonte: Brasil –MME, 2005, modificado)

Fonte de energia:	1970 (%)	2004 (%)
Não renovável	21	52
- Petróleo	16	40
- Gás natural	3	9
- Carvão vapor	1	1
- Carvão metalúrgico	1	0
- Urânio (U ₃ O ₈)	0	2
Renovável	79	48
- Energia hidráulica	7	14
- Lenha	64	15
- Produtos da cana-de-açúcar	7	15
- Outras renováveis	0	3
Total	100	100

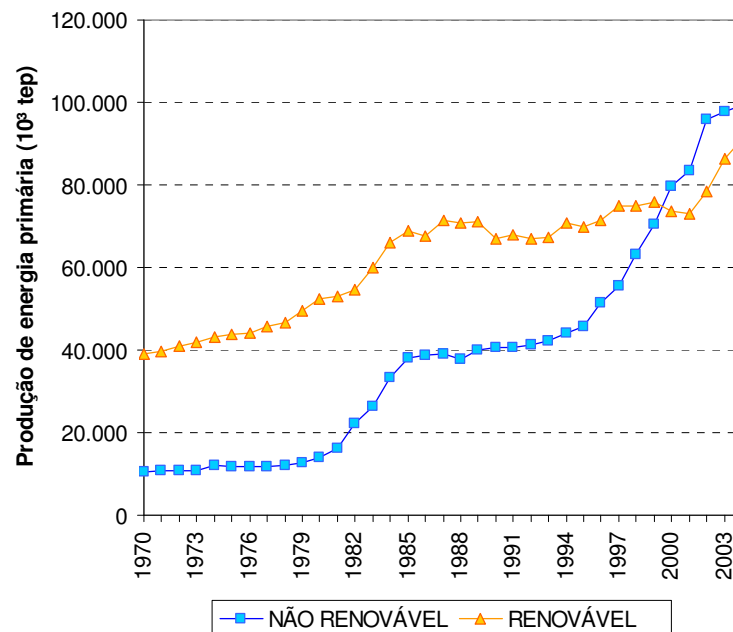


Figura 2.5 – Participação da energia não renovável na produção de energia primária brasileira ao longo dos anos.
(fonte: Brasil –MME, 2005, modificado)

2.2.2 – Escassez de combustíveis fósseis

Considerando o consumo atual e as reservas disponíveis, há previsões de que o petróleo se esgote aproximadamente em 2050, as reservas de gás natural em 2060 e o urânio em 2035 (Scheer, 2002). Esta situação afeta todos os países, pois estes recursos concentrados são exportados para consumidores em todo o mundo. As tabelas 2.3 a 2.5 apresentam dados sobre reservas, produção e consumo de petróleo, carvão mineral e gás natural no mundo. O

Brasil possui uma grande quantidade de carvão a ser explorada, entretanto o impacto ambiental gerado por tal exploração descarta o carvão como futura fonte preponderante para geração de energia.

PETRÓLEO	Reservas R		Produção P		Consumo		R/P*
	10 ⁶ ton	%	10 ⁶ ton	%	10 ⁶ ton	%	Anos
América do Norte	7.800	5	643	17	1.133	30	12
América do Sul/Central	14.800	9	351	9	223	6	41
Europa e antiga URSS	19.200	12	845	22	963	25	22
Oriente Médio	101.200	62	1.208	31	271	7	81
África	15.200	9	467	12	129	3	32
Ásia (Pacífico)	5.400	3	382	10	1117	29	14
Total	163.600	100	3.896	100	3.836	100	41
Brasil	1.600	1	85	2	84	2	19

(*) tempo que as reservas durariam, sem novas descobertas e com o nível de produção de 2005.

Tabela 2.3 – Reservas provadas, produção e consumo de petróleo no mundo em 2005
(fonte: BP, 2006)

CARVÃO MINERAL	Reservas R		Produção P		Consumo		R/P*
	10 ⁶ ton	%	10 ⁶ tEP	%	10 ⁶ tEP	%	Anos
América do Norte	254.432	28	614	21	615	21	231
América do Sul/Central	19.893	2	21	1	47	2	269
Europa e antiga URSS	287.095	32	538	18	436	15	241
África e Oriente Médio	50.755	6	109	4	143	5	200
Ásia (Pacífico)	296.889	33	1.648	56	1.645	57	92
Total	909.064	100	2.930	100	2.887	100	155
Brasil	10.113	1	14	0	2	0	> 500

(*) tempo que as reservas durariam, sem novas descobertas e com o nível de produção de 2005.

Tabela 2.4 – Reservas, produção e consumo de carvão mineral no mundo em 2005
(fonte: BP, 2006)

GÁS NATURAL	Reservas R		Produção P		Consumo		R/P*
	10 ⁹ m ³	%	10 ⁹ m ³	%	10 ⁹ m ³	%	Anos
América do Norte	7.460	4	751	27	775	28	10
América do Sul/Central	7.020	4	136	5	124	5	52
Europa e antiga URSS	64.010	36	1.061	38	1.122	41	60
Oriente Médio	72.130	40	293	11	251	9	247
África	14.390	8	163	6	71	3	88
Ásia (Pacífico)	14.840	8	360	13	407	15	41
Total	179.850	100	2.763	100	2.750	100	65
Brasil	310	0	11	0	20	1	27

(*) tempo que as reservas durariam, sem novas descobertas e com o nível de produção de 2005

Tabela 2.5 – Reservas, produção e consumo de gás natural no mundo em 2005
(fonte: BP, 2006)

Apesar da clara redução da disponibilidade dos recursos fósseis, já com data marcada para serem exauridos, seu consumo continua aumentando. Hermman Scheer (2002) compara esta economia energética fóssil como um trem que “movimenta-se, com uma velocidade cada vez maior, em um túnel sem saída”. Caso não sejam tomadas medidas drásticas para mudar este cenário, um colapso energético global, acompanhado de conflitos armados pelas fontes restantes, poderá ocorrer de forma cada vez mais acentuada (Scheer, 2002).

A luta pelo domínio das reservas está se tornando cada vez mais aparente, pois coincide com as guerras ocorridas nos últimos anos, em especial os dois ataques dos Estados Unidos ao Iraque, em 1990 e 2003. A tendência é que este tipo de aquisição armada das fontes fósseis em escassez se torne mais constante com o passar dos anos.

2.2.3 – Necessidade de desenvolvimento sustentável

A utilização de recursos fósseis é danosa ao meio ambiente, em especial pela elevada quantidade de emissão de gases para a atmosfera. É necessário que seu substituto seja harmonioso com a natureza, para que a degradação em marcha no equilíbrio do planeta possa ser paralisada e um processo de recuperação ambiental possa ocorrer.

Em 1997 foi firmado o Protocolo de Quioto, o qual tem como meta para os países industrializados reduzir as emissões de gases de efeito estufa para valores 5% inferiores àqueles medidos em 1990, durante o período entre 2008 e 2012. Para países em desenvolvimento, como é o caso do Brasil, não existe o índice de redução de emissão de gases, porém devem trabalhar para diminuir suas emissões.

Entretanto a emissão de gás carbônico (CO₂) proveniente das centrais elétricas brasileiras vem aumentando, estando hoje com o dobro de emissões do que em 1990, conforme ilustrado pela tabela 2.6.

Tabela 2.6 – Emissões de CO₂ (Gg/ano) no Brasil, excluindo a biomassa
(fonte: Economia & Energia, 2003)

Ano	1970	1975	1980	1985	1990	1995	2000	2002
Total CO ₂ emitido	80	134	176	169	194	244	303	315
Emissão proveniente das centrais elétricas	5,7	5,4	7,4	7,6	8,5	12,1	24,0	26,3
Percentual	7%	4%	4%	5%	4%	5%	8%	8%

A tabela 2.7 apresenta o percentual de energia gerada pelas centrais elétricas de serviço público, indicando que as fontes emissoras de CO₂, tais como gás natural e óleo diesel, vêm ganhando espaço no parque gerador elétrico.

Tabela 2.7 – Geração de eletricidade, em porcentagem, das centrais elétricas de serviço público, por combustível
(fonte: Brasil – MME, 2005)

Ano	1970	1980	1990	2000	2004
Carvão vapor	3	2	1	2	2
Gás natural	0	0	0	0	4
Óleo diesel	1	1	1	1	2
Óleo combustível	5	1	0	2	0
Urânio	0	0	1	2	3
Hidráulica	91	96	97	92	88
Total [%]	100	100	100	100	100

As atuais usinas em obras, com previsão de entrada em operação até 2010, acrescentarão 28.824 MW ao sistema (ANEEL, 2006), porém:

- somente 23% não apresentam restrições para entrada em operação;
- 34% possuem restrições para entrada em operação, como licenciamento ambiental, etc; e
- 43% têm graves restrições para entrada em operação, tais como liminar judicial, inviabilidade ambiental, etc.

O fato de 77% das obras de geração em andamento apresentarem dificuldades, muitas delas ligadas à questão ambiental, indica que o desenvolvimento sustentável está sendo, de certa forma, negligenciado pelos planejadores.

O desenvolvimento sustentável é aquele que atende às necessidades do presente sem comprometer as necessidades das gerações futuras. Sob este ângulo, a utilização de fontes de energia renováveis merece atenção especial.

A pesquisa e o desenvolvimento científico, entretanto, também devem caminhar em busca do desenvolvimento sustentável. A utilização de recursos fósseis poluentes, em lugar de renováveis não-poluentes, justificados por uma possível maior eficiência ou redução de custos, deve ser julgada com uma abordagem holística, direcionando os esforços para a solução que melhor atenda às necessidades da humanidade e da natureza.

2.2.4 – Conseqüência social da geração centralizada de energia

A forma de utilização preponderante da energia elétrica é a geração centralizada em grandes usinas, as quais transportam a eletricidade por extensas linhas de transmissão até os centros de consumo.

Em países em desenvolvimento, este modelo tende a transformar as áreas urbanas em centros de atração populacional, promovendo o êxodo rural, uma vez que as áreas rurais mais distantes não são contempladas com energia elétrica, seja por não haver condições para que as linhas de transmissão as alcance ou por não existir carga suficiente que justifique economicamente a instalação de sub-estações.

A área rural demanda uma grande quantidade de empregos, porém, sem energia, não tem como aprimorar as matérias primas cultivadas, por falta de equipamentos que beneficiem os produtos, por exemplo. Logo, os trabalhadores vão buscar novas oportunidades nas cidades, onde a oferta de trabalho, entretanto, não é abundante, aumentando assim a quantidade de favelas.

Se a energia fosse obtida de forma descentralizada, todas as regiões teriam igual acesso à eletricidade, permitindo que diversas áreas rurais prosperassem, aumentando a necessidade de mão-de-obra e, conseqüentemente, reduzindo os problemas sociais das cidades. Esta visão deve ser contemplada na escolha de uma fonte de energia substituta aos combustíveis fósseis.

2.3 – COMPARAÇÃO ENTRE FONTES PARA GERAÇÃO DE ELETRICIDADE

As fontes de energia podem ser classificadas em: (1) fósseis, incluindo petróleo, carvão e gás natural; (2) nucleares; e (3) solares, incluindo os raios solares e a energia conseqüente

deles, tais como ondas e ventos, força hidráulica e materiais de origem vegetal, os quais são produzidos pelo Sol através da fotossíntese, como a biomassa.

A figura 2.6 ilustra as cadeias interiores de transformação de energias fósseis e solares para a produção de eletricidade, ilustrando a complexidade do sistema convencional centralidade de fornecimento de eletricidade e a simplicidade dos sistemas solares.

A utilização de máquinas rotativas, tais como turbina e gerador, necessitam de uma rotina de manutenção mais complexa, devido ao desgaste natural das peças móveis, além de gerar poluição sonora durante o seu funcionamento. A queima, em uma caldeira, de combustível fóssil emite gases nocivos ao meio ambiente. A necessidade de diversos componentes associados ao processo aumentam a possibilidade de falhas na geração de energia.

Já a energia fotovoltaica possui apenas células solares, responsáveis pela geração de energia, e de um conversor CC-CA para transformar a tensão e frequência para os valores nominais dos aparelhos. Este processo é mais simples, sem emissão de gases poluentes ou ruídos e com uma necessidade mínima de manutenção.

Os recursos fósseis precisam, intrinsecamente, serem extraídos dos locais onde estão concentrados, transportados para as refinarias onde são preparados para a queima, movidos novamente para as usinas e, após a geração de eletricidade, esta deve ser transmitida através de linhas de alta tensão para o consumidor, enquanto que os resíduos devem ser eliminados. A energia solar, por outro lado, não necessita ser extraída, refinada e nem transportada para o local da geração, o qual é próximo à carga, evitando os custos com a transmissão em alta tensão. As figuras 2.7 e 2.8 apresentam esta comparação entre as cadeias de fornecimento de energia solar e fóssil.

Os custos envolvendo todas estas etapas necessárias para a geração de energia devem ser computados no momento em que se compara a relação custo-benefício da energia solar com outras fontes, incluindo as externalidades provenientes do tipo de combustível utilizado.

Algumas externalidades ambientais, as quais não são agregadas adequadamente ao custo da energia convencional devido ao grau de consciência ainda imaturo da sociedade,

especialmente nas décadas passadas, período em que diversas usinas foram construídas, são:

- ~ - Emissão de gases poluentes para a atmosfera, contribuindo para o efeito estufa e prejudicando a saúde das pessoas;
- ~ - Deterioração do entorno do campo petrolífero pois, durante o processo de extração de resíduos, ocorre a inundação do poço com polímeros, dióxido de carbono ou soluções cáusticas, podendo ocorrer também a injeção de água e vapor no solo, os quais degradam o local (Scheer, 2002);
- ~ - Desastres ecológicos durante o transporte do petróleo, cujos vazamentos de óleo no mar afetam diretamente a fauna da região;
- ~ - Necessidade de eliminação ecologicamente correta dos resíduos do processo de refinamento do petróleo e do carvão;
- ~ - Contaminação da água utilizada durante o processo de refino do carvão (Scheer, 2002);
- Eliminação de fauna e flora devido ao alagamento gerado pelos reservatórios de usinas hidrelétricas;
- Inundação de belezas naturais, áreas indígenas e locais arqueológicos por usinas hidrelétricas;
- ~ - Aumento da temperatura da água do mar, ocasionado por usinas nucleares, o qual afeta os peixes e demais seres vivos marinhos da região; e
- ~ - Risco de acidentes nucleares. Os danos causados pelo acidente de Chernobyl foi avaliado em mais de 350 bilhões de dólares (Scheer, 2002).

Externalidades políticas também existem, as quais são difíceis de serem mensuradas, porém afetam diretamente a economia dos países envolvidos, tais como os conflitos armados para controlar países ricos em petróleo, podendo citar como exemplo a Guerra do Golfo (1990-1991), a Guerra da Chechênia (1994-1996) e a Guerra do Iraque (2003).

A economia de um país dependente de petróleo fica sujeita à crise de países alheios, exportadores, o que torna a economia global susceptível a uma instabilidade generalizada. Assim, torna-se um custo político vital ter o controle dos recursos fósseis potencialmente em perigo.

Existem também custos diretos associados ao processo de geração de energia através de fontes convencionais, os quais não são agregados ao custo final por terem sido

beneficiados por subsídios, tais como: obtenção de terrenos gratuitamente, isenções fiscais durante vários anos e ajudas diretas do governo, o qual aplica dinheiro a fundo perdido para viabilizar os empreendimentos. O PNUD menciona em seu informe *La energia después de Río*, publicado em 1996, subsídios para a energia convencional da ordem de 300 bilhões de dólares. Deste valor, estimou-se 90 bilhões de dólares para influenciar os preços da eletricidade em países em desenvolvimento (Scheer, 2002).

Um exemplo de que o valor da energia proveniente de geradores à óleo Diesel na Amazônia não necessariamente reflete seu real custo pode ser visto ao ser analisada a demonstração de resultados da empresa Eletronorte, a qual, apesar de receber auxílio financeiro através da Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis (CCC), apresentou prejuízos líquidos nos últimos exercícios, conforme apresentado na tabela 2.8. Estes vários bilhões de reais, que acabam sendo pagos através de receita proveniente de impostos, ao invés da conta de energia, podem ser contabilizados como um subsídio governamental a fundo perdido para a energia termelétrica.

Tabela 2.8 – Prejuízos líquidos da empresa Eletronorte
(fonte: Eletrobrás, 2006)

Ano	Prejuízo líquido no exercício (em milhares de reais)
2001	58.703
2002	1.096.118
2003	292.903
2004	1.055.434
2005	323.691

Um outro custo indireto, o qual deve ser levado em conta, é o prejuízo causado por blecautes. Por exemplo, em 14 de agosto de 2003 ocorreu um grande desligamento nos Estados Unidos, cujos prejuízos foram avaliados em mais de 8 bilhões de dólares, entre negócios perdidos, reparos e emergências (Perez *et al.*, 2005). Este problema ocorreu devido à seguinte seqüência de acontecimentos:

- A demanda de eletricidade na região estava elevada devido à numerosa quantidade de aparelhos de ar condicionado ligados em um dia de verão com Sol intenso;
- Às 13h31 uma usina foi retirada do sistema por ter excedido sua capacidade de geração de energia reativa, necessária para compensar a queda de tensão devido à elevada demanda de ar condicionado;

- Às 15h05 uma linha de transmissão foi retirada após curto-circuito através do contato com uma árvore;
- Às 15h32 outra linha de transmissão foi retirada após contato com árvore também;
- Às 15h41 as demais linhas, sobrecarregadas, foram sendo retidas uma após a outra, por excederem seu limite térmico, iniciando um efeito cascata; e
- Às 16h05 todas as linhas de transmissão saíram por sobrecarga.

A possibilidade de uma blecaute nesta situação poderia ser minimizada se a demanda transportada pelas linhas de transmissão fosse menor, o que não geraria o efeito cascata. Os sistemas solares podem ser utilizados para atender parte da carga de ar condicionado, pois nos momentos mais quentes do dia, quando o aparelho de climatização consome mais energia, o sistema solar também tem sua geração incrementada, pois ambos variam com a intensidade do Sol. Logo, um investimento em sistemas fotovoltaicos pode ser feito para evitar a sobrecarga nas linhas de transmissão, cujo custo seria inferior ao gasto com o blecaute, além de postergar investimentos com reforço na transmissão.

Ainda nos Estados Unidos, dois blecautes ocorreram no verão de 1996 e situações críticas surgiram no verão de 1999 e 2000. O custo de distúrbios elétricos e blecautes neste país é estimado em 100 bilhões de dólares por ano (Perez *et al.*, 2005).

Além destes diversos custos indiretos, subsídios e externalidades que aumentam o custo real da energia convencional, pode-se adicionar o fato de que as energias renováveis ainda estão em estado embrionário, e que as técnicas podem ser aperfeiçoadas, gerando aumentos de eficiência, otimização de processos de produção e avanço na redução dos custos com a fabricação em série e mercados maciços, conforme ocorrido com outras tecnologias (Scheer, 2002).

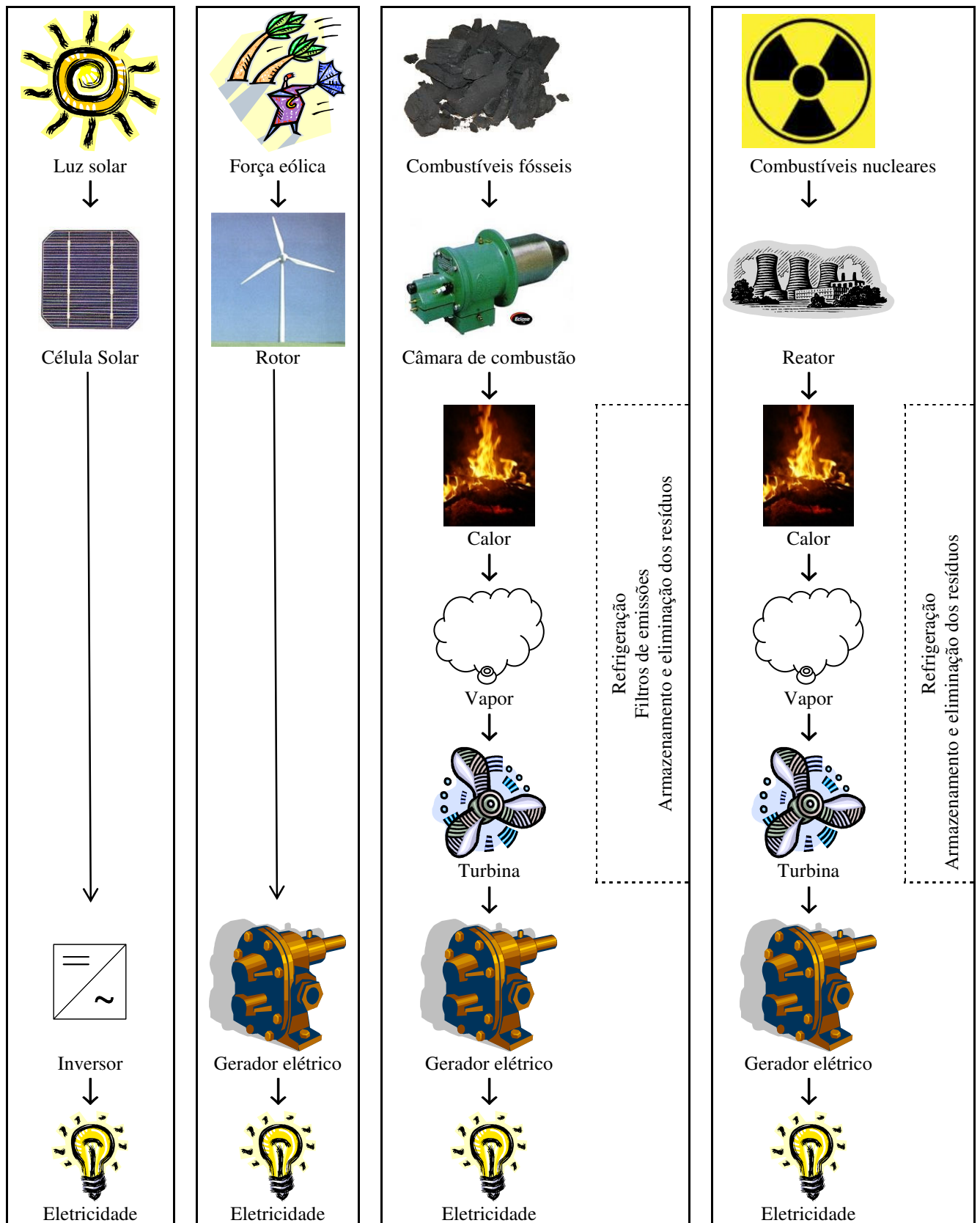


Figura 2.6 – Comparação entre as cadeias interiores de transformação de energia fósseis e solares para a produção de eletricidade (fonte: Scheer, 2002, modificado)

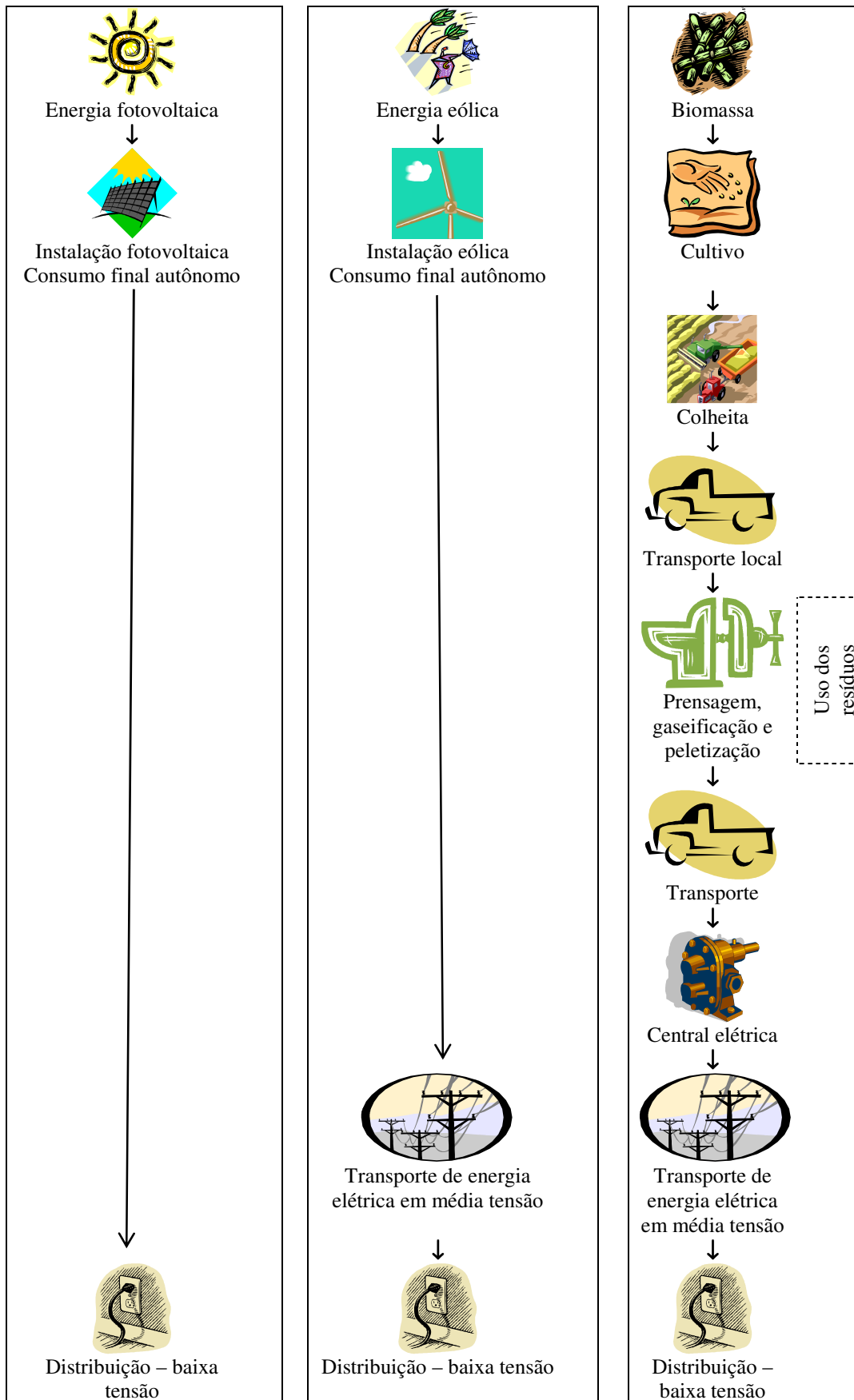


Figura 2.7 – Comparação entre as cadeias de fornecimento de energia solar (fonte: Scheer, 2002, modificado)

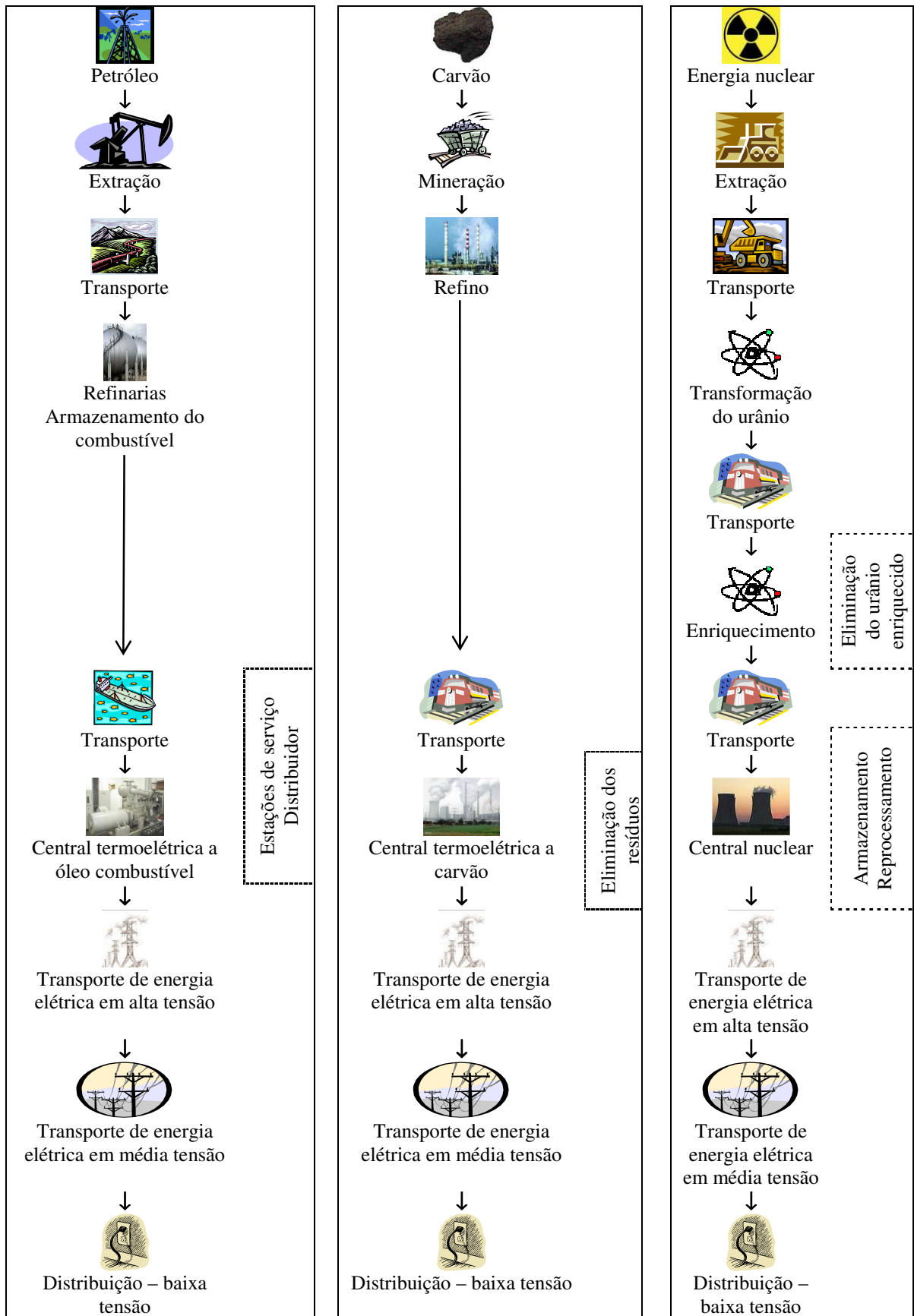


Figura 2.8 – Comparação entre as cadeias de fornecimento de energia fóssil e nuclear (fonte: Scheer, 2002, modificado)

2.4 – GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Geração distribuída pode ser definida, conforme a *Wade World Alliance for Decentralized Energy*, como a geração elétrica feita perto do local do consumo, independente da dimensão, tecnologia ou da fonte primária de energia. Ganhos com a redução de perdas nas linhas de transmissão e com a possibilidade de cogeração são benefícios diretos (Hollanda, 2003).

A sociedade capitalista é orientada à maximização de seus lucros, onde produções em larga escala são mais atrativas economicamente do que sistemas descentralizados. O que levaria as grandes empresas, as quais influem diretamente na política, a abrir mão da utilização de fontes de maneira centralizada, permitindo que ocorra a geração distribuída de energia? Além de perder o poder de controlar este estratégico recurso representado pela energia, não mais poderiam continuar a emitir faturas, pois painéis solares não necessitam pagar “conta de Sol” a cada mês.

A argumentação de que a configuração distribuída trará maiores benefícios sociais é insuficiente para mudar a estrutura econômica do setor energético. No Brasil o pró-álcool, o qual apresenta-se como substituto da gasolina através do álcool extraído da biomassa, poderia ter gerado pequenas refinarias, as quais causariam desenvolvimento regional, ao invés de concentrar o produto, o que não promove uma melhoria na distribuição da renda.

Apesar da maior parte da produção de eletricidade brasileiro ser através de hidrelétricas, diversas estão em fase de construção, porém paralisadas devido ao dano ambiental que estas grandes barragens ocasionarão com o alagamento de florestas. Entretanto, como o país necessita de energia para crescer, provavelmente estas usinas serão concluídas, mostrando que o poder político sobrepuja o social e o ambiental.

A decisão política de que a luz é para todos já existe, entretanto deve-se fazer com que a eletricidade traga a prosperidade econômica, através da energização de equipamentos que valorizem os produtos, permitindo uma maior rentabilidade por parte da agricultura familiar, além de elevar os níveis de educação e saúde, através da eletrificação de escolas, postos médicos, bombas d'água e geladeiras, por exemplo.

Conforme já comentado, uma grande vantagem da energia solar é a sua possibilidade de utilização de forma distribuída, promovendo o desenvolvimento social e econômico em todas as regiões e evitando gastos e impacto ambiental com linhas de transmissão. Entretanto esta mudança de paradigma, de que o sistema de abastecimento de eletricidade atualmente utilizado não é necessariamente a única maneira possível de fornecer energia, leva tempo para ser assimilada, o que gerou projetos diversos para o uso do recurso solar, seja de maneira centralizada ou distribuída.

A incoerência de aproveitar uma fonte naturalmente dispersa, concentrando-a em uma determinada localidade, para depois distribuí-la através de linhas de transmissão, não é óbvia para os planejadores em geral, uma vez que desafia o modelo atual. Exemplos são apresentados, indicando que a energia solar está caminhando tanto na direção da geração centralizada quanto distribuída.

2.4.1 – Sistemas centralizados e interligados à rede elétrica convencional

Um exemplo de sistema centralizado de geração de energia, utilizando o calor do Sol para aquecer um fluido que movimenta turbinas, é o projeto-piloto *Solar Two*, localizado no deserto Mojave, na Califórnia, Estados Unidos, que entrou em operação em 1997, utilizando tecnologia de concentração solar tipo torre e podendo produzir até 10 MW de potência (Aldabó, 2002). A figura 2.9 ilustra esta usina solar térmica.



Figura 2.9 – Usina solar térmica Solar Two, localizada no deserto Mojave, na Califórnia, com capacidade de produção de 10 MW.

Em setembro de 2004 foi inaugurado o maior sistema fotovoltaico do mundo conectado à rede elétrica, com potência de 5 MW pico, composto por 33.500 módulos, situado próximo de Leipzig, na Alemanha, fornecendo energia para 1.800 residências. Já em agosto de 2005

foi iniciada a construção de uma geração ainda maior, com potência de 10 MW pico, na Bavária, também na Alemanha. Este sistema consiste em aproximadamente 62.500 módulos, podendo abastecer cerca de 3.300 residências alemãs. A figura 2.10 ilustra estas instalações.



(a) (b)
Figura 2.10 – Geração centralizada de energia solar fotovoltaica na Alemanha: (a) Em Leipzig, com potência instalada de 5MWpico; e (b) na Bavária, em construção, com potência projetada para 10MWpico.
(fonte: Shell Solar, 2005)

Diversos países investem em sistemas solares de grande porte, como a Índia, com a instalação de uma usina de 5 MW próxima a Nova Delhi, e a Coréia do Sul, que iniciou, em novembro de 2005, a construção de sua maior usina solar, com 1,2 MW.

Estes empreendimentos de grande vulto contribuem para uma economia de escala e para a redução do preço da tecnologia fotovoltaica. Entretanto a geração de energia não pode ser vista independentemente do aspecto social e de desenvolvimento da população. Atualmente o Brasil, que possui as maiores hidrelétricas do mundo, apresenta receios quando novos empreendimentos do porte de Itaipu ou Tucuruí são propostos, seja pelo impacto ambiental causado pela grande área alagada, ou pela necessidade de construção de extensas linhas de transmissão para possibilitar o consumo desta energia, as quais também geram danos ambientais.

A construção de imensas usinas solares em desertos apresentam estes mesmos problemas, acrescentando em especial o problema da armazenagem da energia. Tendências indicam que o sistema limpo ideal compõe-se do abastecimento de células de hidrogênio através de energia solar. Apesar deste tipo de configuração não gerar gases que causam o efeito estufa, a geração continua ocorrendo de maneira centralizada, o que favorece o atual

sistema de concentração de renda nas mãos dos grandes geradores, além de contar com perdas, seja no armazenamento em células ou na transmissão elétrica.

Mesmo assim, diversas idéias de utilização de sistemas fotovoltaicos em larga escala são propostas por empresas e pesquisadores. Uma delas é o satélite de energia solar, o qual consiste de uma plataforma mantida em órbita ao redor da Terra, com superfície de 50 km². Este painel captaria energia solar durante 24 horas por dia, em uma intensidade maior por não sofrer as perdas causadas pela atmosfera, e poderia gerar até 10.000 MW de eletricidade, que seria transmitida via microondas para a Terra (Aldabó, 2002).

Outra idéia, da empresa japonesa Sanyo, é o projeto GENESIS (*Global Energy Network Equipped with Solar Cells and International Superconductor Grids*), que prevê a instalação, ao redor do planeta, de um cinturão de centrais solares interconectadas com hipercondutores, para suprir de energia toda a humanidade. Esta solução elimina tecnicamente as diferenças causadas pelo dia e noite e entre as estações do ano (Scheer, 2002).

Na Austrália existe o projeto da Torre Solar, capaz de gerar 200 MW de energia fototérmica através de uma estrutura de 1000 metros de altura por 150 metros de diâmetro, com estimativa de investimento de 800 milhões de dólares (Solar Mission, 2006).

Estes projetos, de elevada complexidade técnica e altos orçamentos, demonstram a tendência de utilizar o sistema centralizado de energia que nos serve atualmente. Quando o potencial da produção descentralizada de energia for assimilado, estas idéias tenderão a ser colocadas de lado.

2.4.2 – Sistemas distribuídos

A Alemanha é um dos países pioneiros na utilização da energia solar distribuída. Entre 1990 e 1995 promoveu um programa de instalação de painéis fotovoltaicos conectados à rede em 1.000 telhados, vindo a atingir a marca de 2.250 equipamentos, com potência média de 2,6kW por telhado, atingindo mais de 40 cidades. A energia excedente gerada é vendida à concessionária pelo consumidor residencial. Com o sucesso deste

empreendimento, o programa 100.000 telhados solares foi lançado, com o objetivo de alcançar 500 MW de geração de energia solar.

Os Estados Unidos também criaram seu programa de instalação de 1.000.000 de “telhados solares” até 2010, incluindo geração fotovoltaica, aquecimento de água com coletores solares, aquecimento e refrigeração residencial e aquecimento de piscina.

Estes sistemas distribuídos e interligados à rede elétrica convencional utilizam painéis solares para atender à demanda energética de um edifício ou de uma residência, em conjunto com a rede elétrica. Quando a energia solar é superior ao consumo, o excedente é injetado na rede e, caso seja inferior, é complementado pelo sistema interligado.

Em prédios comerciais, uma parte do consumo de energia aumenta de maneira proporcional à intensidade do Sol, como é o caso dos aparelhos de ar condicionado, que passam a operar em máxima potência. Logo, com uma maior demanda elétrica coincidindo com maior intensidade solar, os edifícios solares fotovoltaicos têm a capacidade de reduzir os picos de demanda que ocorrem durante o dia.

Esse tipo de instalação apresenta diversas vantagens: minimiza as perdas por transmissão, pois a geração e o consumo estão próximos um do outro; dispensa os sistemas acumuladores de energia (bancos de baterias), reduzindo o custo da instalação em aproximadamente 30%; não necessita de superdimensionamento para atendimento da carga por períodos prolongados de baixa incidência solar, por poder contar com a rede elétrica pública, e alivia o sistema de distribuição da concessionária elétrica, aumentando a vida útil de transformadores e outros componentes (Rüther, 2004). A possibilidade de instalação dos painéis nos telhados das casas e nas fachadas dos prédios reduz a necessidade de espaço físico para a instalação da geração de energia.

Nota-se, então, que existem tendências tanto para a concentração do recurso solar quanto para a utilização direta de sua energia em conjunto com a rede elétrica existente. Existe ainda uma terceira categoria, que visa trazer eletricidade para lugares ainda isolados.

2.4.3 – Sistemas isolados ou autônomos

Este sistema é totalmente independente da rede elétrica pública. Alguns exemplos de aplicação são apresentados a seguir:

- Eletrificações de comunidades em áreas remotas;
- Posto de saúde em áreas remotas;
- Estações repetidoras de rádio microondas;
- Eletrificação de residências de veraneio;
- Monitoração de sistemas de qualidade de água e meio ambiente;
- Sistemas de navegação e bóias oceânicas;
- Sistemas de bombeamento de água;
- Sistemas de proteção catódica;
- Dessalinização de água;
- Veículos de recreação; e
- Sistemas de sinalização.

2.5 – POTENCIAL DA ENERGIA SOLAR

A energia do Sol deriva-se de uma reação de fusão nuclear. A cada segundo aproximadamente 6×10^{11} kg de H_2 são convertidos em He, com uma perda de massa de aproximadamente 4×10^3 kg, o que é transformado, através da relação de Einstein $E=mc^2$, em 4×10^{20} J. Esta energia é emitida principalmente como radiação eletromagnética entre a ultravioleta e infravermelha, com comprimento de onda variando de 0,2 à 3 μm . A massa total do Sol é de aproximadamente 2×10^{30} kg, o que projeta uma vida útil de pelo menos 10 bilhões de anos (Sze, 1981).

A Terra recebe anualmente $1,5 \times 10^{18}$ kWh de energia solar, o que corresponde a 10.000 vezes o consumo mundial de energia neste período (CRESESB, 1999). Logo, a energia solar incidente na Terra a cada dia é equivalente a toda a energia consumida no mundo por 27 anos. A energia solar de três dias é equivalente à energia armazenada em todas as fontes conhecidas de energia fóssil: petróleo, gás natural e carvão (Aldabó, 2002).

Desta forma, é possível conceber um sistema de geração de eletricidade independente de recursos fósseis, utilizando somente os recursos solares, seja diretamente obtidos dos raios solares, ou indiretamente, através de ondas e ventos, força hidráulica e materiais de origem vegetal, os quais são produzidos pelo Sol através da fotossíntese, como a biomassa (Scheer, 2002).

2.6 – ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

Após o entendimento de que a matriz energética deve caminhar para fontes sustentáveis e renováveis, afastando-se do consumo fóssil, diversas ações podem ser tomadas, em abrangentes áreas de atuação, como a substituição de combustíveis automotores por álcool ou biodiesel, geração de energia através de biomassa ou substituição de chuveiros elétricos por aquecedores solares. Entretanto, visando focalizar o objeto do estudo, a inserção da energia solar fotovoltaica para geração de eletricidade é o tema analisado.

2.6.1 – Perfil de consumo de eletricidade no Brasil e no mundo

A tabela 2.9 ilustra a distribuição das fontes energéticas utilizadas em 2002 para geração de eletricidade no mundo.

Tabela 2.9 – Geração de eletricidade mundial conforme as fontes utilizadas, em 2002 (fonte: IEA, 2005, modificado)

Fonte de energia:	GWh gerado	% do total gerado
- Carvão	6.265.095	38,8
- Gás	3.064.884	19,0
- Hidráulica	2.676.158	16,6
- Nuclear	2.660.441	16,5
- Petróleo	1.160.796	7,2
- Biomassa	139.286	0,9
- Resíduos	55.908	0,3
- Outras fontes	54.354	0,3
- Geotérmica	52.236	0,3
- Solar térmica	569	0,0
- Solar fotovoltaica	412	0,0
Total da produção de eletricidade	16.130.139	100,0

Percebe-se que a utilização dos recursos fósseis (carvão, gás e óleo) e nuclear correspondem a mais de 80% da energia elétrica produzida no mundo. A figura 2.11

apresenta a evolução das fontes utilizadas para geração de eletricidade desde 1972, onde nota-se que os combustíveis fósseis são cada vez mais solicitados.

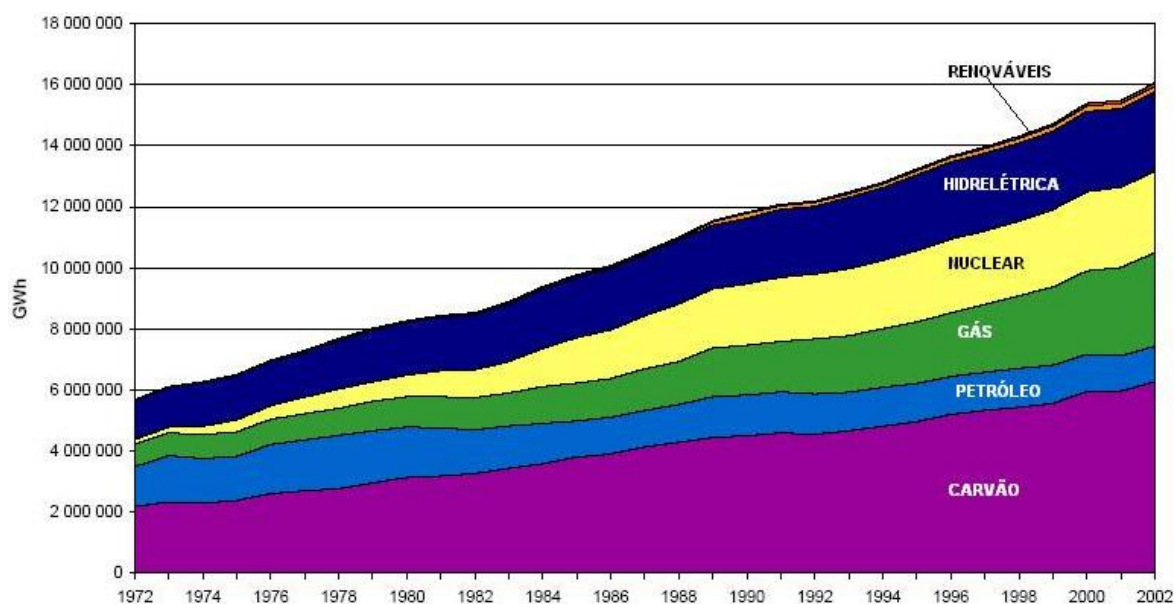


Figura 2.11 – Evolução da geração de eletricidade por fonte de energia a nível mundial (fonte: IEA, 2005, modificado)

A situação do Brasil é mais favorável do que a média mundial por possuir um grande parque gerador hidráulico, o qual utiliza a água, que é um combustível renovável, para gerar energia. A tabela 2.10 apresenta as fontes utilizadas para geração de energia elétrica no Brasil em 2002.

Tabela 2.10 – Geração de eletricidade no Brasil conforme as fontes utilizadas, em 2002 (fonte: Brasil, MME, 2005, modificado)

Fonte de energia:	GWh gerado	% do total gerado
- Hidráulica	286.092	82,8
- Urânio	13.836	4,0
- Gás natural	12.406	3,6
- Óleo combustível	6.207	1,8
- Óleo diesel	5.630	1,6
- Bagaço de cana	5.360	1,6
- Carvão vapor	5.327	1,5
- Outras recuperações	4.184	1,2
- Lixívia	3.515	1,0
- Outras secundárias	1.683	0,5
- Gás de coqueria	693	0,2
- Lenha	677	0,2
- Eólica	61	0,0
Total da produção de eletricidade	345.671	100,0

Pode-se afirmar que mais de 80% da eletricidade gerada no Brasil provém de fonte renovável, porém esta situação deve ser avaliada olhando-se os benefícios que podem ser acrescentados pela geração distribuída. O sistema é principalmente concentrado, o que contribui para o baixo IDH das áreas eletricamente isoladas. Atualmente outras fontes além da hidrelétrica de grande porte estão ficando em evidência, sejam fontes alternativas tais como pequenas centrais hidrelétricas, parques eólicos ou usinas a biomassa, as quais são estimulados através do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia (PROINFA), sejam usinas nucleares, caracterizada por Angra III.

2.6.2 – Geração de energia fotovoltaica no mundo

Através da figura 2.12 percebe-se que 68% da energia gerada através de painéis fotovoltaicos encontra-se localizada na União Européia, sendo a maior parte proveniente da Alemanha.

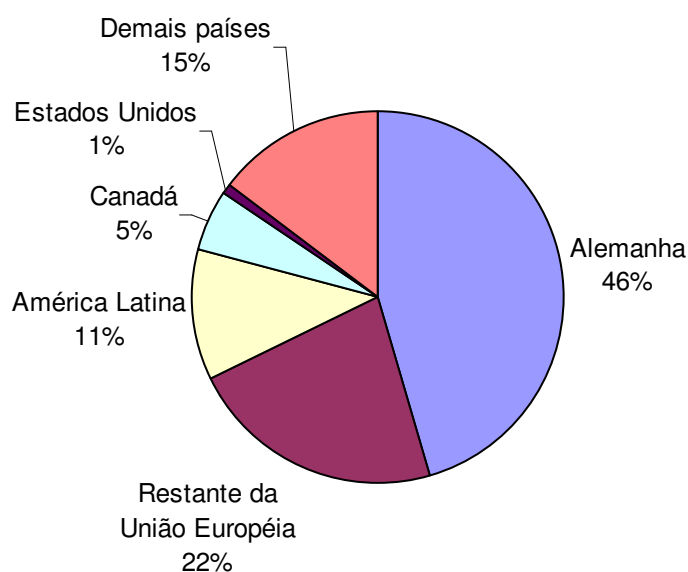


Figura 2.12 – Geração de eletricidade com sistemas fotovoltaicos - 2002
(fonte: IEA, 2005, modificado)

A figura 2.13 apresenta o rápido crescimento das instalações dos sistemas fotovoltaicos. A visão inicial, de que este tipo de sistema é útil apenas onde não é possível levar energia

convencional, representada pela maioria de sistemas isolados na década de 90, foi completamente revertida, indicando claramente que a utilização de sistemas interligados à rede elétrica já é uma realidade.



Figura 2.13 – Capacidade instalada acumulada de painéis fotovoltaicos em países analisados pela IEA PVPS (Fonte: IEA PVPS, 2006, modificado)

2.7 – OBTENÇÃO DA ENERGIA DO SOL: O EFEITO FOTOELÉTRICO

O efeito fotoelétrico, descoberto pelo físico francês Edmond Becquerel em 1839, consiste no aparecimento de uma diferença de potencial nos extremos de uma estrutura de material semicondutor, produzida pela absorção da luz. Em 1954 os laboratórios Bell produziram a primeira célula solar de silício, que rapidamente atraiu o interesse do programa espacial americano, devido à sua vantajosa relação entre potência por unidade de peso. Aperfeiçoando-se nas aplicações espaciais, a tecnologia fotovoltaica passou a se espalhar em aplicações terrestres (Patel, 1999).

Para que o funcionamento de uma célula fotovoltaica possa ser compreendido, é necessário primeiramente rever conceitos sobre átomos, elétrons e bandas de energia.

Os elementos possuem prótons e neutros concentrados no núcleo do átomo, e elétrons que orbitam ao seu redor, em diferentes níveis de energia. Quanto menos energia possuem, mais próximos estão do núcleo.

O silício, de número atômico 14, possui três órbitas ao redor de seu núcleo, conforme ilustrado pela figura 2.14.

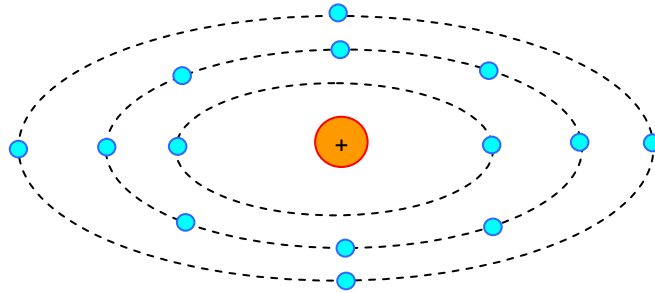


Figura 2.14 – Átomo de silício com 14 elétrons distribuídos em 3 órbitas.

Os elétrons da órbita mais distante interagem com os átomos vizinhos, formando as estruturas sólidas. No caso do silício, cada átomo faz uma ligação covalente com outros 4 átomos vizinhos, permitindo assim que todos tenham suas órbitas completas, com 8 elétrons cada, formando uma estrutura cristalina, conforme figura 2.15. O detalhe ilustra um átomo central ligado a mais 4 ao seu redor.

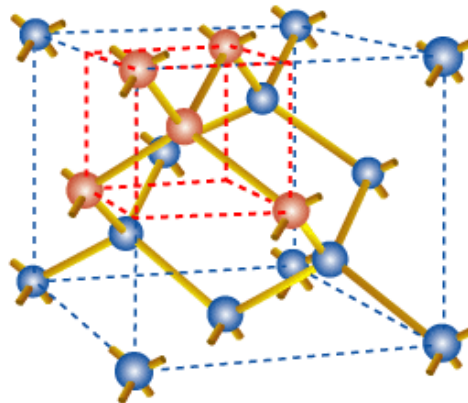


Figura 2.15 – Átomos de silício realizando 4 ligações covalentes cada, formando uma estrutura cristalina.

(fonte: DOE – EERE, 2005)

Entretanto esta ligação covalente entre os elétrons de átomos distintos pode ser quebrada, caso o elétron receba energia suficiente para se afastar ainda mais do núcleo, ficando livre

de sua atração. Caso isto aconteça, o elétron deixa a banda de valência, onde não pode se movimentar livremente, passando para a banda de condução. Uma lacuna, então, fica na banda de valência, devido à ausência do elétron. Logo, temos um par elétron-lacuna criado a partir do aumento de energia do elétron.

Se este elétron livre, com bastante energia, for canalizado para um circuito, uma corrente elétrica será criada. Entretanto, na configuração analisada, onde há somente o silício, isto não ocorre, pois ele novamente associa-se com a lacuna, deixando a banda de condução e retornando para a banda de valência, sem dirigir-se para uma carga externa, fazendo com que a energia obtida seja transformada em calor. É necessário, então, que haja um processo que acelere o elétron livre para fora do material, o que pode ser realizado com a aplicação de um campo elétrico.

O material das células solares é preparado de forma a possuir um campo elétrico permanente, o qual é gerado através da dopagem do material semicondutor. Quando átomos com cinco elétrons de ligação na última camada de valência são adicionados ao silício, como por exemplo o fósforo, a estrutura cristalina faz com que 4 elétrons do fósforo liguem-se com os átomos de silício vizinhos, enquanto que o quinto elétron não realiza nenhuma ligação, ficando fracamente conectado ao seu átomo de origem. Este elétron, ao receber pouca energia térmica, disponível à temperatura ambiente, é liberado e enviado para a banda de condução. O fósforo, então, é um dopante doador de elétrons e denomina-se dopante n ou impureza n.

Se forem adicionados ao silício átomos com três elétrons na última camada de valência, como é o caso do boro, uma das ligações com os 4 átomos de silício vizinhos não será preenchida, criando assim uma lacuna. De forma análoga ao caso anterior, com pouca energia térmica, um elétron vizinho pode passar a esta posição, fazendo com que a lacuna se desloque. O boro, então, é um aceitador de elétrons e denomina-se dopante p ou impureza p. A figura 2.16 apresenta estas ligações.

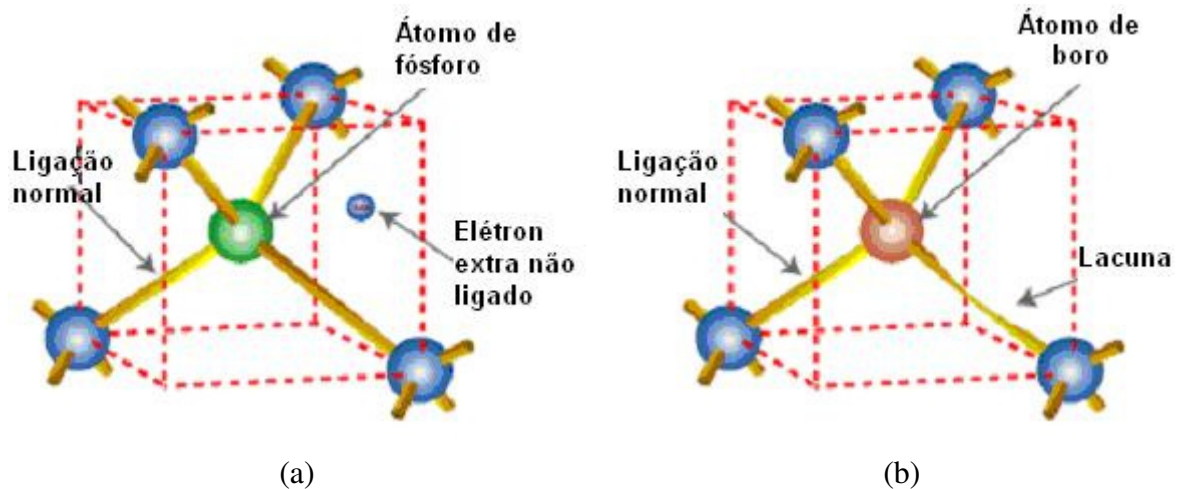


Figura 2.16 – Silício dopado com impurezas (a) do tipo n, com fósforo, fazendo com que um elétron fique desemparelhado, e (b) do tipo p, com boro, criando uma lacuna.
(fonte: DOE – EERE, 2005)

O silício com impurezas, seja com excesso de elétrons ou lacunas, continua com carga neutra, pois a quantidade de elétrons e prótons é a mesma. Porém, quando o silício tipo n entra em contato com o silício tipo p, os elétrons livres do lado n preenchem as lacunas do lado p. Logo, a camada n, que perdeu elétrons, fica positivamente carregada, enquanto que a camada p, que recebeu elétrons, fica negativamente carregada. Estas cargas aprisionadas dão origem a um campo elétrico permanente que dificulta a passagem de mais elétrons do lado n para o lado p; este processo alcança um equilíbrio quando o campo elétrico forma uma barreira de potencial capaz de barrar os elétrons livres remanescentes no lado n.

Estas são as condições necessárias para que o efeito fotoelétrico ocorra, pois quando um elétron do lado p recebe energia suficiente do fóton da luz solar e move-se para a banda de condução, criando o par elétron-lacuna, o campo elétrico permanente o envia para o lado n, não permitindo sua volta, ao mesmo tempo que repele a lacuna para o extremo do lado p. Basta que contatos sejam colocados nas duas extremidades do material semiconductor dopado para que o elétron seja coletado na camada n, passe pela carga elétrica externa e retorne para a lacuna, que o aguarda na camada p, conforme figura 2.17.

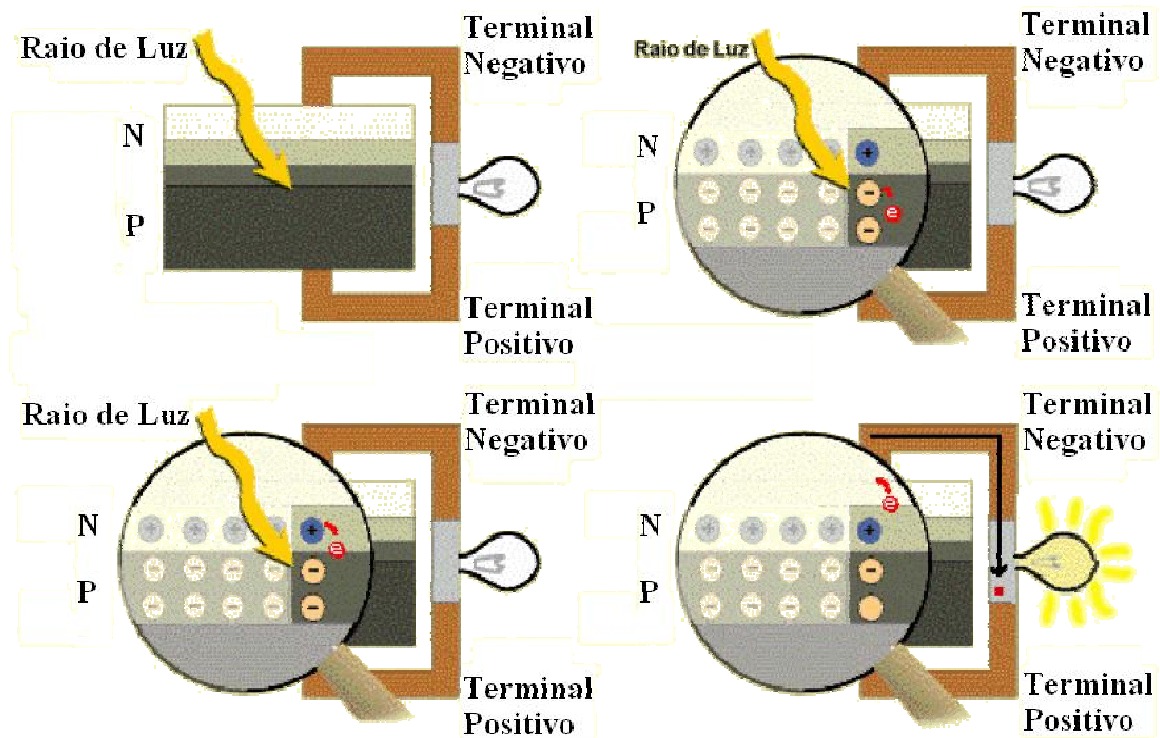


Figura 2.17 – Efeito fotoelétrico na junção pn
(fonte: CRESESB, 2005)

2.8 – APROVEITAMENTO DA LUZ SOLAR

A energia que é gerada pela célula solar é aquela que o elétron recebe do fóton, que o possibilita migrar da banda de valência para a banda de condução. Nos semicondutores há uma banda proibida entre elas, onde não podem existir elétrons ou lacunas. Logo, o fóton deve fornecer energia suficiente para que o elétron ultrapasse esta banda proibida. A figura 2.18 apresenta esta descontinuidade de energia.

Os fótons com menos energia que a necessária para atravessar a banda proibida não são absorvidos, passando direto através do material semiconductor. Aqueles com mais energia são absorvidos e fornecem exatamente a energia necessária, transformando o excesso em calor. Estas duas situações representam perdas de eficiência que podem ocorrer na conversão da energia solar em eletricidade.

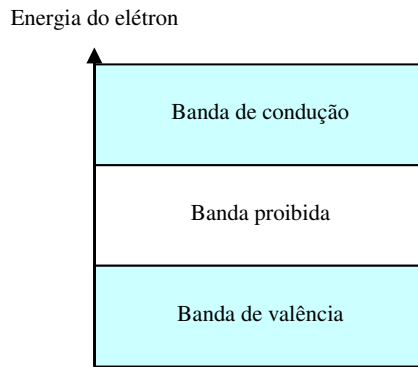


Figura 2.18 – Distribuição de energia no semicondutor.

2.8.1 – Distribuição da energia no fóton solar

A energia solar é emitida principalmente como radiação eletromagnética entre o ultravioleta e o infravermelho, com comprimento de onda variando de 0,2 à 3 μm . A figura 2.19 apresenta a distribuição espectral da radiação solar no espaço e o seu decaimento devido ao efeito da atmosfera.

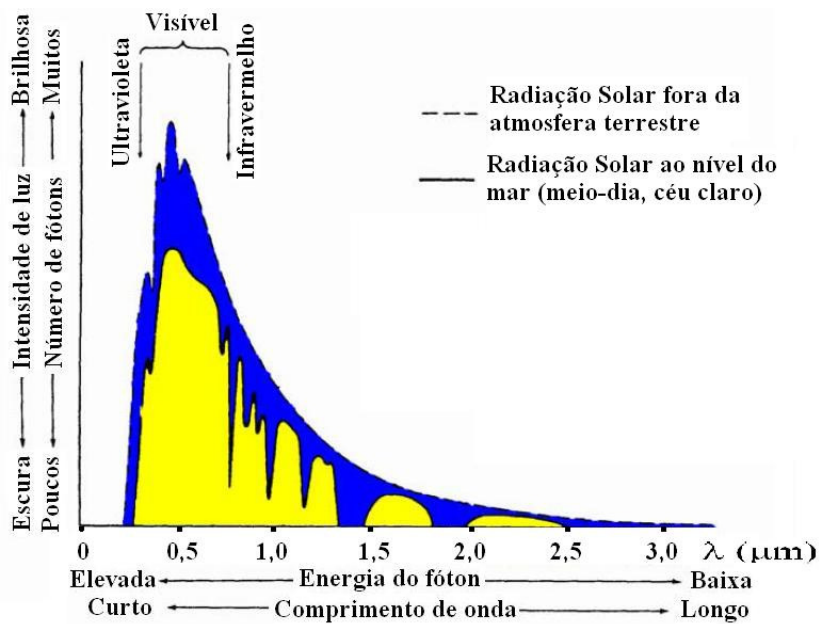


Figura 2.19 – Distribuição espectral da radiação solar (fonte: CRESESB, 2005, modificado)

Para converter o comprimento de onda em energia do fóton, a relação 2.1 pode ser utilizada, onde λ é o comprimento de onda, ν é a frequência da onda em Hertz e c é sua velocidade no vácuo (3×10^8 m/s) (Sze, 1981).

$$\lambda[\mu\text{m}] = c/v = 1,24/hv [\text{eV}] \quad (2.1)$$

Logo, a energia predominante na radiação solar, que inclui as cores do espectro visível, o infravermelho e ultravioleta, são apresentadas na tabela 2.11.

Tabela 2.11 – Energia dos fótons predominantes na radiação solar

Cor	Comprimento de Onda [μm]	Energia [eV]
Ultravioleta	0,200 à 0,380	3,26 à 6,20
Violeta	0,380 à 0,440	2,82 à 3,26
Azul	0,440 à 0,490	2,53 à 2,82
Verde	0,490 à 0,565	2,19 à 2,53
Amarelo	0,565 à 0,590	2,10 à 2,19
Laranja	0,590 à 0,630	1,97 à 2,10
Vermelho	0,630 à 0,780	1,59 à 1,97
Infravermelho	0,780 à 1,000	1,24 à 1,59

A utilização de materiais semicondutores, os quais possuem banda proibida da ordem de 1 eV, são adequados para o uso nas células solares, pois a maioria dos fótons possui energia superior a este patamar. Alguns dos materiais utilizados estão apresentados na tabela 2.12 e no apêndice A.

Tabela 2.12 – Alguns materiais utilizados em células solares e sua energia de banda (fonte: Sze, 1981)

Material	Sigla	Banda de Energia [eV] à temperatura de 300K
Silício	Si	1,12
Arsenieto de gálio	GaAs	1,42
Telureto de cádmio	CdTe	1,56

Nota-se que a obtenção de um elevado rendimento na absorção da energia solar é complexo, pois o silício, por exemplo, absorve uma grande quantidade de fótons, por ter um valor de banda de energia mais baixo, porém boa parte é transformada em calor por possuir energia acima do potencial necessário. Já o telureto de cádmio faz com que menos energia seja transformada em calor, entretanto não absorve uma grande quantidade de fótons, deixando passar aqueles com energia inferior à sua banda.

Outro fator que afeta o desempenho da absorção dos fótons é a diminuição da banda de energia com o aumento da temperatura, conforme apresentado na figura 2.20. A célula solar, por estar exposta ao Sol e receber um aumento extra de temperatura devido aos

fótons com mais energia que a banda, tem sua banda diminuída, dissipando mais do que em temperatura ambiente.

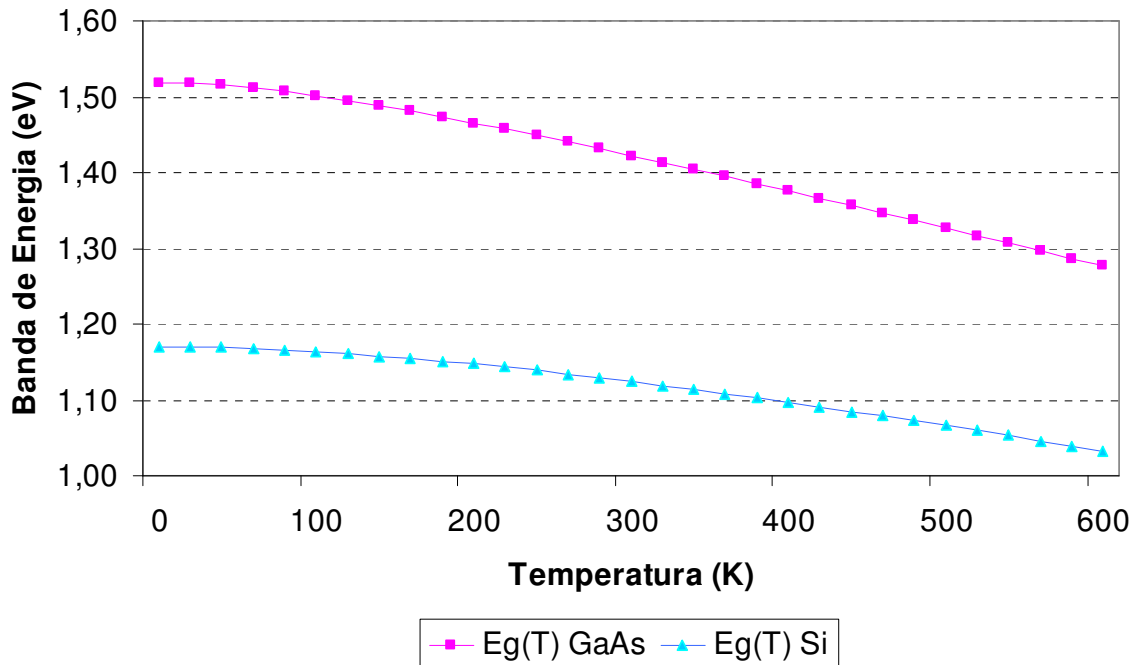


Figura 2.20 – Variação da banda de energia em função da temperatura (fonte: Sze, 1981)

Uma maneira de melhorar o aproveitamento das células solares é a utilização de mais de uma junção, em forma de cascata, com diferentes bandas de energia, fazendo com que a primeira absorva os fótons com mais energia, permitindo que os menos energéticos passem direto para a segunda junção, cuja banda é menor, e assim por diante, conforme figura 2.21.

Analisando a física dos semicondutores, pode-se traçar uma curva de densidade de corrente de curto-circuito de uma célula solar e outra curva no ponto de máxima potência, registrados como (1) e (2), respectivamente, na figura 2.22. A eficiência ideal é a razão entre a máxima potência gerada pela potência incidente, que pode ser obtida como o retângulo $E_m \times n_{ph}$ (energia entregue à carga na máxima potência vezes número de fótons) dividido pela área da curva 1. Neste exemplo, utilizando semiconductor com banda $E_g = 1,35$ eV, a máxima eficiência é 31%. A figura 3.9b mostra que, a uma concentração 1000 vezes maior de radiação solar, a eficiência desta junção passa para 37%. Para duas junções em série, com $E_{g1} = 1,56$ eV e $E_{g2} = 0,94$ eV, a eficiência ideal é 50%. Para três

associações, com $E_{g1} = 1,75$ eV, $E_{g2} = 1,18$ eV e $E_{g3} = 0,75$ eV, a eficiência alcança 56%. Para mais junções, a eficiência cresce muito lentamente, pois para 36 bandas de energia diferentes a máxima eficiência é 72%. Desta forma, é possível aproveitar uma grande quantidade da energia fornecida pelo Sol.

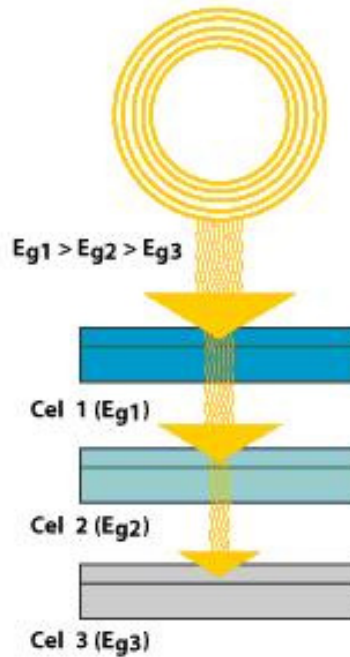


Figura 2.21 – Célula solar multijunção em ordem decrescente de banda de energia (fonte: DOE – EERE, 2005)

A figura 2.23 apresenta a eficiência ideal para alguns semicondutores. Nota-se que Si, GaAs e CdTe, utilizados comercialmente, possuem elevado rendimento quando comparados com os demais.

Existem atualmente pesquisas de células solares com multiintervalos entre banda, ao invés de multijunções, permitindo atingir 50% de rendimento com uma única junção, através de uma liga de zinco, manganês e telúrio ($ZnMnTe$) (Yu *et al.*, 2004), indicando que muito progresso ainda pode ser feito em busca de células solares de alta eficiência.

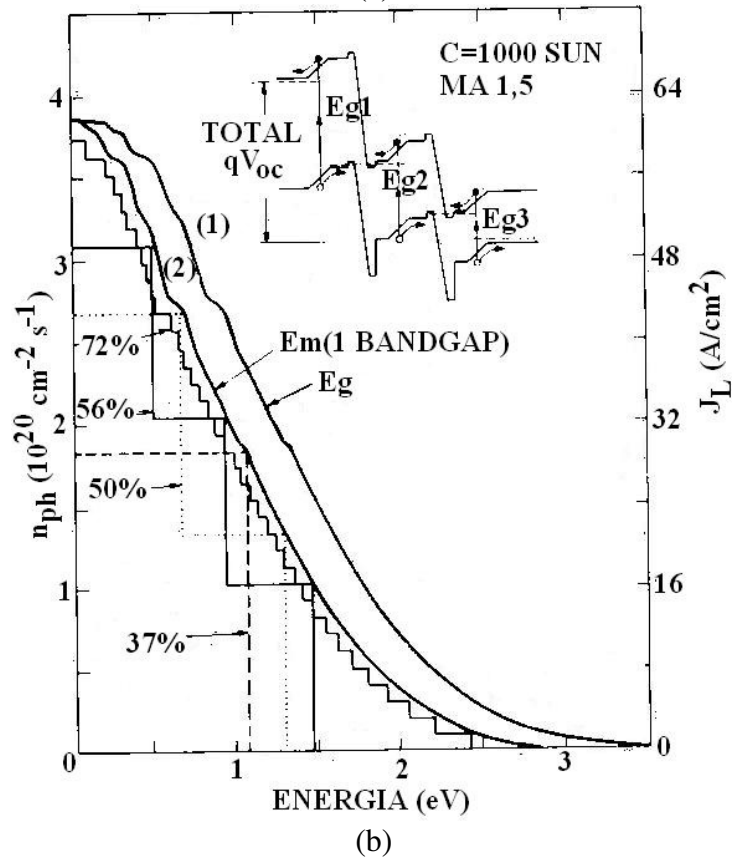
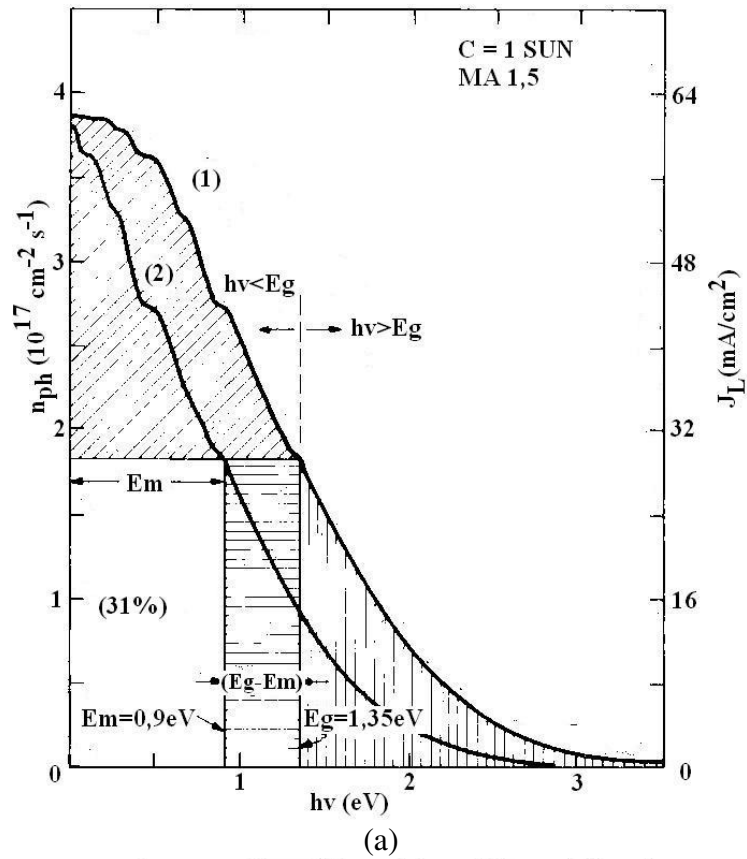


Figura 2.22 – Número de fótons no espectro solar pela energia do fóton, e um método gráfico para determinar a eficiência da conversão em (a) uma única banda de energia e (b) múltiplas bandas em série.
(fonte: Sze, 1981)

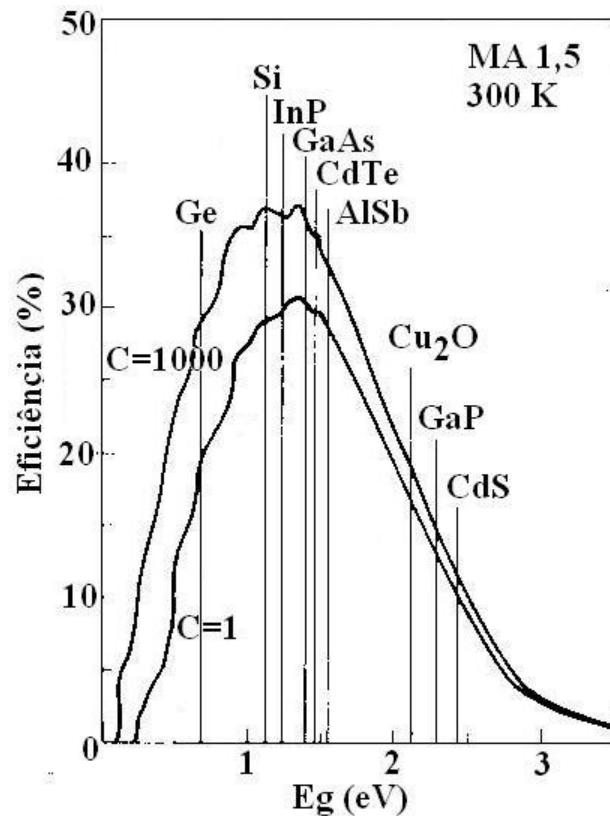


Figura 2.23 – Eficiência ideal para células solares à temperatura de 300 K, mostradas à concentração solar de 1 vez e 1000 vezes.
(fonte: Sze, 1981)

2.8.2 – Fatores que diminuem o rendimento

O silício, por ser um material brilhante, pode atuar como um espelho e refletir mais de 30% da luz que incide sobre ele, o que não é desejável, pois diminui a quantidade de fótons que são absorvidos (DOE EERE, 2005). Duas técnicas são utilizadas para minimizar este fator: a primeira consiste em aplicar uma fina camada de monóxido de silício (SiO) na superfície da célula, reduzindo a reflexão para aproximadamente 10%. Uma segunda camada adicional pode reduzir a reflexão para menos de 4%. A segunda técnica é a de fazer com que a superfície tenha um formato de pirâmides ou cones, para que a luz refletida novamente incida sobre a célula fotovoltaica, aumentando a possibilidade de absorção (DOE EERE, 2005). A figura 2.24 ilustra esta técnica.

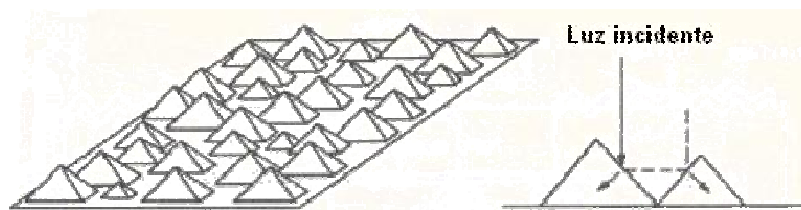


Figura 2.24 – Superfície da célula solar com textura em formato de pirâmides, otimizando o aproveitamento da reflexão dos fótons.
(fonte: Sze, 1981)

Outro fator de reflexão é o contato elétrico das células. Na parte inferior, a conexão é simples, utilizando uma chapa que cobre toda a célula. Porém a parte superior, voltada para o Sol, deve cobrir a menor quantidade possível de área, para evitar que partes do semicondutor fiquem sombreadas. Como os elétrons percorrem todo o material, a instalação de contatos somente nas bordas não é o ideal, pois aumenta a resistência elétrica. Logo, diversas tiras de contatos são lançados em paralelo, para que abranjam toda a célula (DOE EERE, 2005). Outra opção é a utilização de contatos elétricos transparentes (Aldabó, 2002).

Um aspecto que diminui a eficiência é a possibilidade dos pares elétrons-lacunas se recombinarem antes de alcançar a junção, não sendo enviados para a carga. Ligas de hidrogênio são usadas para prevenir essa recombinação em materiais policristalinos e amorfos (não-cristalinos) (Aldabó, 2002).

2.9 – TECNOLOGIAS COMERCIALMENTE DISPONÍVEIS

2.9.1 – Silício cristalino (c-Si)

O silício é o segundo elemento mais abundante na superfície de nosso planeta, pois mais de 25% da crosta terrestre é formada por ele (Rüther, 2004), superado somente pelo oxigênio (DOE EERE, 2005). O c-Si é a forma mais tradicional de tecnologia fotovoltaica, e representa cerca de 80% dos módulos comercialmente produzidos, consolidando-se no mercado por sua extrema robustez e confiabilidade. Por possuir elevado custo de produção e as possibilidades de reduzi-los estarem praticamente esgotadas, esta tecnologia é considerada por muitos analistas como pouco competitiva com formas convencionais de geração de energia em larga escala (Rüther, 2004).

A cristalinidade do silício indica quão perfeitamente ordenados estão os átomos da estrutura. Uma distribuição uniforme facilita a passagem dos elétrons pela junção, enquanto que uma descontinuidade aumenta a probabilidade do elétron se recombinar com uma lacuna antes de contribuir para a corrente elétrica.

O silício monocristalino é refinado para atingir uma pureza entre 99,99% e 99,9999%. O silício de alta pureza é derretido e colocado em contato com uma “semente”, ou seja, um único cristal, e à medida em que ocorre a solidificação, o silício se modela conforme a estrutura desta semente, possuindo uma única estrutura cristalina. Por conta desta terminologia, diz-se que o silício derretido está “crescendo” enquanto se solidifica.

Existem três processos que podem ser utilizados: método Czochralski, que é o mais difundido, técnica *float-zone* e técnica *ribbon-growth*.

No processo Czochralski, o silício bruto é primeiro derretido e purificado em um cadinho, e depois entra em contato com uma semente do cristal, a qual é mergulhada no cadinho com o silício líquido, e depois é retirada lentamente por cima, fazendo com que uma estrutura cilíndrica monocristalina se solidifique à medida em que a semente é erguida, conforme figura 2.25.



Figura 2.25 – Crescimento do silício monocristalino utilizando a técnica Czochralski.
(fonte: DOE – EERE, 2005, modificado)

O processo *float-zone* produz cristais de silício mais puros que o método Czochralski, pois não ocorre a contaminação pelo cadinho. Nesta técnica, uma barra de silicone com uma semente é lentamente inserida em uma espiral eletromagnética. O campo magnético induz um campo elétrico na barra, aquecendo e derretendo a união entre a barra e a semente.

Silício monocristalino é formado nesta união, crescendo à medida em que a bobina é levantada.

Após a barra cilíndrica de silício monocristalino ser produzida, independente do método, ela deve ser fatiada em finas camadas, entre 200 a 400 μm , o que provoca um desperdício de aproximadamente 20% do material. Para maximizar a quantidade de células que podem ser agrupadas em um painel, elas são cortadas em formato retangular, o que faz com que o desperdício total do material já tratado chegue a 50%. Caso espaço para instalar os painéis não seja problema, pode-se utilizar células arredondadas, o que minimiza a perda de silício.

Estas lâminas são então dopadas para produzir o campo elétrico necessário, revestidas com uma camada para reduzir a reflexão e os contatos elétricos são inseridos, colocando a célula fotovoltaica em funcionamento.

As duas técnicas mencionadas são complexas e caras, por utilizarem consumo intenso de energia, uma vez que as temperaturas envolvidas são da ordem de 1400°C. Outro processo, mais barato, porém com qualidade inferior, é chamado de *ribbon growth*, que consiste em criar diretamente camadas finas, evitando o desperdício que ocorre no fatiamento das barras cilíndricas. Utiliza-se dois cristais que crescem e capturam um material entre eles quando são removidos da fonte de silício derretido.

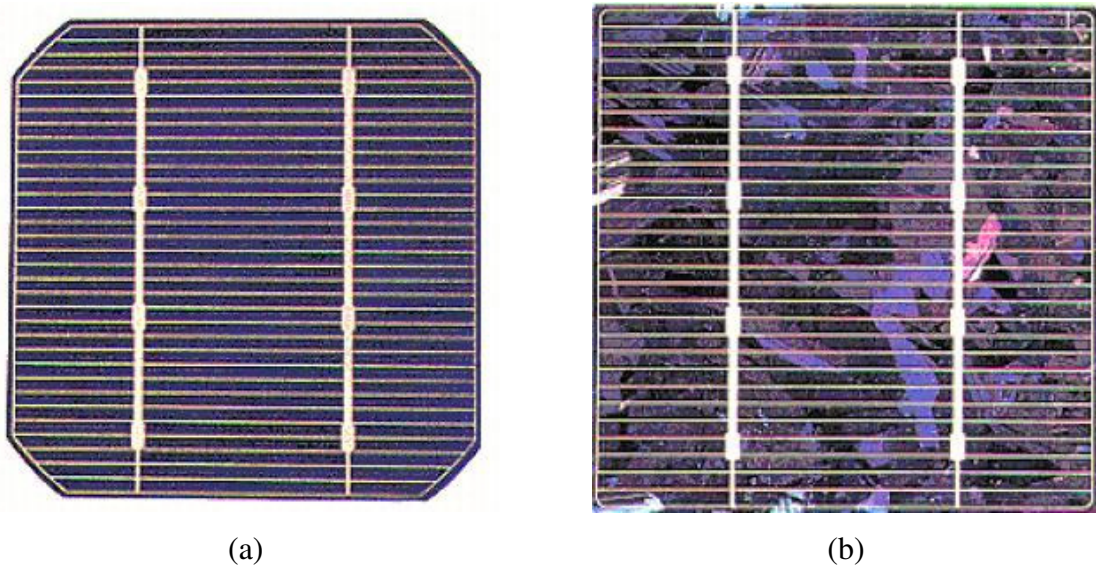
O silício policristalino (p-Si) utiliza técnicas menos rígidas de fabricação, resultando em uma menor eficiência, porém com menor gasto de energia. O método de produção comercialmente mais utilizado consiste em despejar silício derretido em um forma, permitindo que ele se solidifique em um lingote, conforme figura 2.26. O material que dá início ao processo pode ser silício com menor grau de pureza que o utilizado para obter o monocristalino. A taxa de resfriamento é quem determina o tamanho final dos cristais e a distribuição das irregularidades. A forma é normalmente quadrada, produzindo um lingote que, após ser fatiado, se ajusta melhor aos módulos.



Figura 2.26 – Processo de fabricação do silício policristalino.
(fonte: DOE – EERE, 2005, modificado)

A eficiência de conversão do silício policristalino é menor, porém como seu custo também é inferior, há uma redução final no custo do kW instalado, sobre o silício monocristalino (Patel, 1999).

A figura 2.27 apresenta o aspecto visual que permite diferenciar o silício monocristalino do policristalino.



(a) (b)
Figura 2.27 – Aspecto visual do (a) silício monocristalino e (b) policristalino
(fonte: CRESESB, 2005)

2.9.2 – Silício amorfo hidrogenado

O silício amorfo, por não possuir uma estrutura cristalina, apresenta vários defeitos nas ligações, o que aumenta a probabilidade de recombinação dos pares elétrons-lacunas. Seu processo de fabricação é mais barato, porém sua potência de saída é mais baixa, sendo

inicialmente utilizado em calculadoras, que possuem baixo consumo. Este problema é minimizado com a hidrogenação, onde átomos de hidrogênio se ligam aos defeitos das ligações, permitindo que os elétrons se movimentem mais facilmente. A figura 2.28 ilustra esta situação.

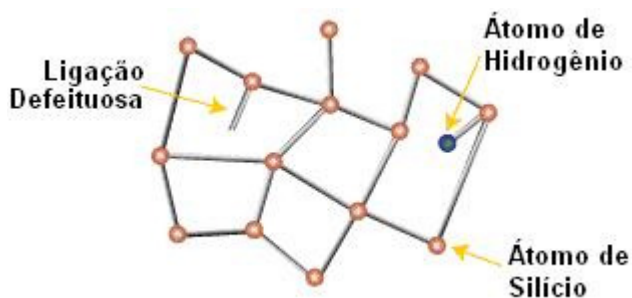


Figura 2.28 – Hidrogenação do silício amorfo, reduzindo as possibilidades de recombinação dos pares elétron-lacuna (fonte: DOE – EERE, 2005, modificado)

O silício amorfo absorve 40 vezes mais irradiância solar que o silício monocristalino, pois possui uma resposta espectral mais voltada para a região azul do espectro eletromagnético, mostrando ser mais eficiente nas condições de iluminação artificial, tal como lâmpadas fluorescentes, e para irradiância difusa, como a que predomina em dias com céus encobertos. Logo um filme fino, de aproximadamente 1 μm de espessura, pode absorver até 90% da energia luminosa. Gastando menos de 1% de matéria prima que o silício cristalino, o custo da célula fotovoltaica fica reduzido. Outra vantagem é necessitar de baixas temperaturas durante o processo de fabricação, menor que 300°C, e poder ser depositado em substratos baratos, tais como plástico, vidro e metais. Esta característica o torna ideal para integrar produtos fotovoltaicos aos edifícios, seja em formato de vidraças, telhas ou detalhes arquitetônicos, com materiais flexíveis ou em superfícies curvas. A figura 2.29 apresenta uma aplicação em telhado. Somente a residência da extrema direita possui módulos fotovoltaicos de filmes finos de silício amorfo, mostrando o acabamento e a discrição possibilitada por esta tecnologia

Uma desvantagem é a instabilidade que o silício amorfo apresenta quando é exposto à luz solar, pois sua potência elétrica inicial decai em até 20% antes de estabilizar-se, efeito este chamado de *Staebler-Wronski* (DOE EERE, 2005).



Figura 2.29 – Aplicação de filme fino de silício amorfo em telhado de residência.
(fonte: Rütther, 2004)

2.9.3 – Filmes finos

O termo filmes finos tem este nome não pela pequena espessura do filme utilizado, mas pelo método empregado, onde o filme é depositado em camadas finas e consecutivas de átomos, moléculas e íons. A espessura varia de 1 a 10 μm , enquanto que as outras tecnologias utilizam de 100 a 300 μm . Com um custo de produção inferior quando comparado ao silício cristalino, as técnicas utilizadas podem ser por vapor físico, vapor químico ou de maneira eletroquímica, ou uma combinação delas, e podem ser assentados em substratos de baixo custo, da mesma maneira que o silício amorfo.

O filme fino não necessita de uma grade de contatos metálicos em sua superfície para coletar os elétrons; uma fina camada de um óxido condutor transparente, como óxido de estanho, é aplicada e realiza este papel. Telureto de cádmio e disseleneto de cobre (gálio) e índio são exemplos.

2.10 – MÓDULOS FOTOVOLTAICOS DE 32 E 36 CÉLULAS

A característica de um célula fotovoltaica é apresentada a seguir, e as diferenças entre os painéis típicos, compostos por 36 células, e os painéis auto-regulados, com 32 células, são levantadas.

2.10.1 – Curvas características da célula fotovoltaica

As células fotovoltaicas possuem curvas características de corrente, tensão e potência conforme ilustradas na figura 2.30. Os parâmetros de tensão de circuito aberto (V_{oc}), corrente de curto-circuito (I_{sc}), tensão de máxima potência (V_{mp}) e corrente de máxima potência (I_{mp}) definem as características da placa utilizada.

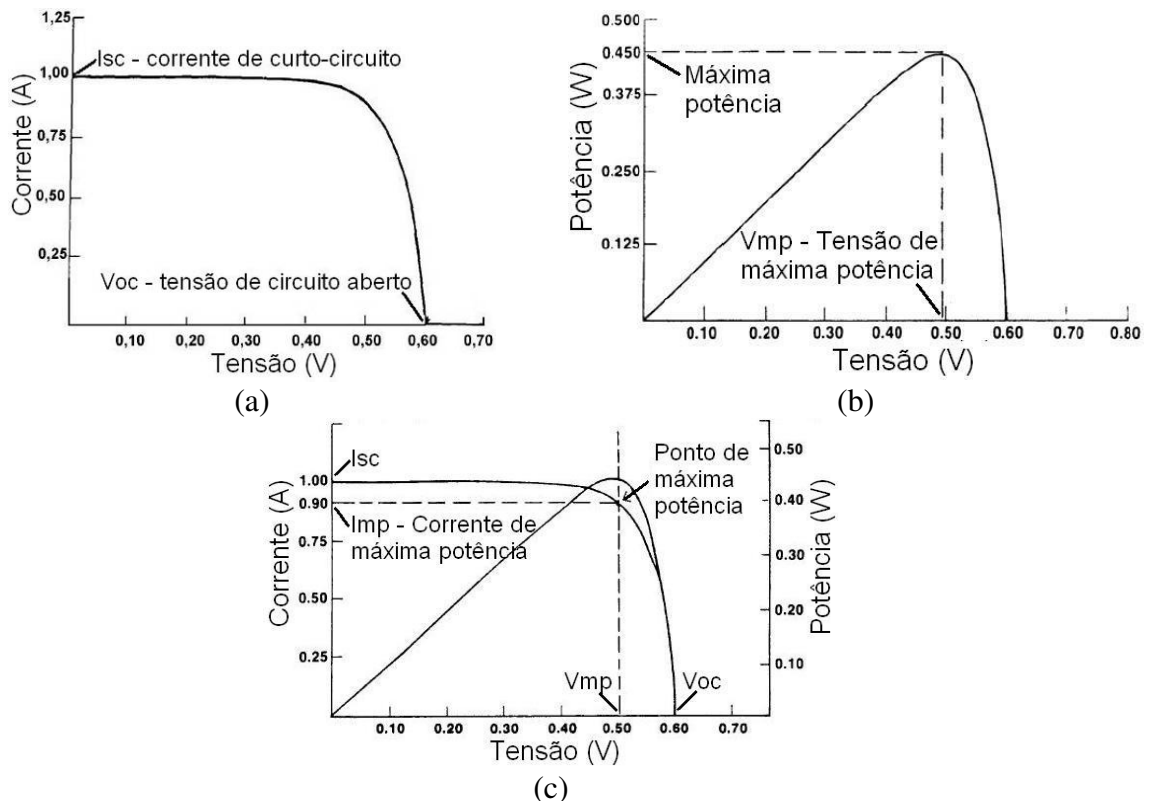


Figura 2.30 – Curvas características da célula fotovoltaica: (a) curva $I \times V$, (b) curva $P \times V$ e (c) parâmetro de potência máxima (fonte: CRESESB, 2005 - modificado)

2.10.2 – Influência da irradiância e da temperatura nas curvas características

Os dados de placa do painel fotovoltaico são válidos para condições padrão de teste, com irradiância de 1kW/m^2 e temperatura da célula de 25°C . Entretanto, em uma aplicação real, a temperatura da célula exposta a 1kW/m^2 certamente será muito mais elevada, por estar diretamente exposta ao Sol e dentro de um invólucro que cria um efeito estufa, fazendo com que estes dados nunca sejam alcançados no cotidiano do sistema.

O ponto de máxima potência é atingido quando a tensão é mantida no maior valor dentro do qual não reduz a produção de corrente. Entretanto este ponto ótimo de operação é difícil de ser mantido devido às variações que estas curvas sofrem ao serem expostas às condições reais de temperatura e irradiância, fatores estes sempre existentes, pois o painel fotovoltaico é exposto diretamente ao Sol. A figura 2.31 apresenta estas variações.

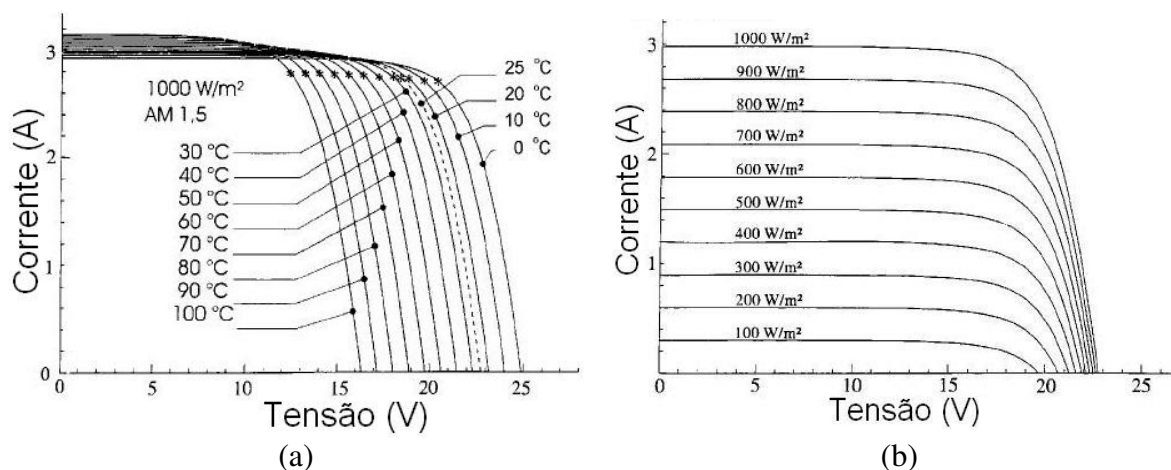


Figura 2.31 – Alteração ocorrida na curva característica IxV devido (a) ao efeito da temperatura na célula e (b) ao efeito da variação da irradiância incidente. (fonte: CRESESB, 2005 - modificado)

Para que baterias do tipo chumbo-ácido possam ser adequadamente recarregadas, é necessária uma tensão de aproximadamente 14,2V sobre seus terminais. Assim, o painel fotovoltaico deve gerar uma tensão superior a esta, para que possa suprir a queda de tensão proveniente dos alimentadores, do controlador de carregamento e dos dispositivos de proteção e seccionamento, além de compensar o efeito redutor provocado pelo aumento da temperatura.

2.10.3 – Tensão do painel típico e do auto-regulado

A quantidade de células associadas em série em cada módulo define a tensão de circuito aberto do painel. Para sistemas com tensão nominal de 12 volts, pode-se encontrar dois tipos: o painéis típico, composto por 36 células, e o painel auto-regulado, composto por 32 células. A tabela 2.13 apresenta os parâmetros de tensão para cada um destes módulos.

Tabela 2.13 – Parâmetros de tensão do painel típico (36 células)
e do painel auto-regulado (32 células)
(fonte: Kyocera, 2006)

Característica	Painel Típico – 36 células (KC50)	Painel Auto-Regulado – 32 células (KC45)
Tensão de circuito aberto [V]	21,5	19,2
Tensão de máxima potência [V]	16,9	15,0

Nota-se que o painel típico possui tensão de máxima potência de 16,9V, logo espera-se que seu ponto de operação ao recarregar uma bateria, descontada a queda de tensão, ocorra à esquerda do ponto de máxima potência da curva característica IxV, garantindo assim a máxima produção de corrente. Caso o ponto de operação fique localizado à direita do “joelho” da curva, a corrente será reduzida, podendo não ser suficiente para suprir a carga. Entretanto, a utilização de um painel típico gera a necessidade de um limitador de tensão, para evitar que a bateria seja sobrecarregada, o que provocaria a evaporação de seu eletrólito.

Já a concepção dos painéis auto-regulados permite que eles sejam ligados diretamente às baterias, sem a necessidade do controlador de carregamento, pois apresenta tensão de circuito aberto mais baixa, a qual, subtraída das quedas de tensão inerentes ao circuito, faz com que a máxima tensão aplicada sobre as baterias não exceda o valor limite admissível, não vindo a danificá-las.

Apesar da influência do aumento da irradiância sobre a curva característica indicar uma tendência de elevação da tensão, o efeito da temperatura provoca uma redução de seu valor. Assim, não ocorre sobrecarga na bateria.

A variação de tensão para o módulo policristalino de 32 células utilizado neste estudo, modelo Kyocera KC45, é de $-8,24 \times 10^{-2}$ V/°C, o que indica que, quando a temperatura da célula passa de 25°C para 75°C, a queda de tensão devido a este fator é de 4,12V, ou seja, 21% (fonte: Kyocera, 2006).

A alteração da tensão, fortemente afetada pelo aumento de temperatura, deve ser cuidadosamente analisada ao escolher o módulo adequado para o sistema fotovoltaico.

2.10.4 – Situações onde o painel auto-regulado pode ser utilizado

Os painéis auto-regulados, de tensão reduzida, devem ser utilizados somente em circunstâncias especiais, ligados a sistemas pequenos e com carga bem definida. Bóias de sinalização de navegação representam um exemplo clássico para esta aplicação (Dunlop, 1997).

Um sistema auto-regulado promove uma grande simplificação no sistema fotovoltaico, pois elimina o controlador de carregamento, porém este somente pode ser dispensado em duas situações específicas (Dunlop, 1997):

- Quando um painel auto-regulado é utilizado, atentando-se para o clima adequado; e
- Quando a bateria é muito maior que o arranjo.

O painel auto-regulado utiliza-se do fato da corrente reduzir-se consideravelmente quando a tensão ultrapassa o ponto de máxima potência. Estes painéis, normalmente compostos de 28 a 32 células, possuem tensão de máxima potência de aproximadamente 15 volts, cujo ponto de trabalho situa-se dentro da faixa de tensões utilizadas pelas baterias. À medida em que a bateria é recarregada durante um dia típico, a tensão eleva-se e ultrapassa o "joelho" da curva, reduzindo a corrente sem elevar a tensão, efetivamente reduzindo a corrente de carga e a possibilidade de sobrecarga na bateria. O aumento da temperatura do módulo também reduz a tensão máxima.

Existem 3 condições que devem ser atendidas para que o painel auto-regulado possa recarregar adequadamente as baterias (Dunlop, 1997):

- A carga deve ser utilizada diariamente, para evitar que o módulo continue a enviar corrente para uma bateria já totalmente carregada pois, mesmo à direita do ponto de máxima potência, corrente ainda é gerada pelo painel. A carga deve ser consistente e previsível, não podendo ser utilizada em lugares cujo consumo ocorra somente durante as férias, por exemplo;
- O clima não pode ser muito frio, pois assim o efeito da temperatura não limitará suficientemente a tensão do painel e, quando a bateria estiver carregada, a corrente do

painel não será reduzida, pois não terá ultrapassado o ponto de máxima potência, causando sobrecarga na bateria; e

- O clima não pode ser muito quente, pois o efeito da temperatura limitará demais a tensão e a corrente de carga será tão reduzida que poderá não conseguir recarregar a bateria adequadamente.

O controlador de carregamento também pode ser dispensado se a corrente que o painel fornece for pequena o suficiente para evitar sobrecarga na bateria, mesmo com ela completamente carregada. Isto ocorre para grandes bancos de baterias ou pequenos arranjos.

2.10.5 – Comparação das curvas características

A figura 2.32 apresenta a comparação das curvas características de um painel típico com outro auto-regulado, cujos pontos de operação de recarga da bateria estão marcados. Percebe-se que, para a temperatura de 50°C, o painel típico fornece a corrente de máxima potência para a regulação da bateria, enquanto que o painel auto-regulado reduz a quantidade de corrente a ser enviada à bateria, por esta já estar com elevado estado de carga.

Em uma análise sobre recarga de baterias realizada pelo Banco Mundial em 1999, recomenda-se o uso de painéis auto-regulados (World Bank, 1999), porém sua aplicação fora das condições de clima e de carga exigidas faz com que sua eficiência seja reduzida.

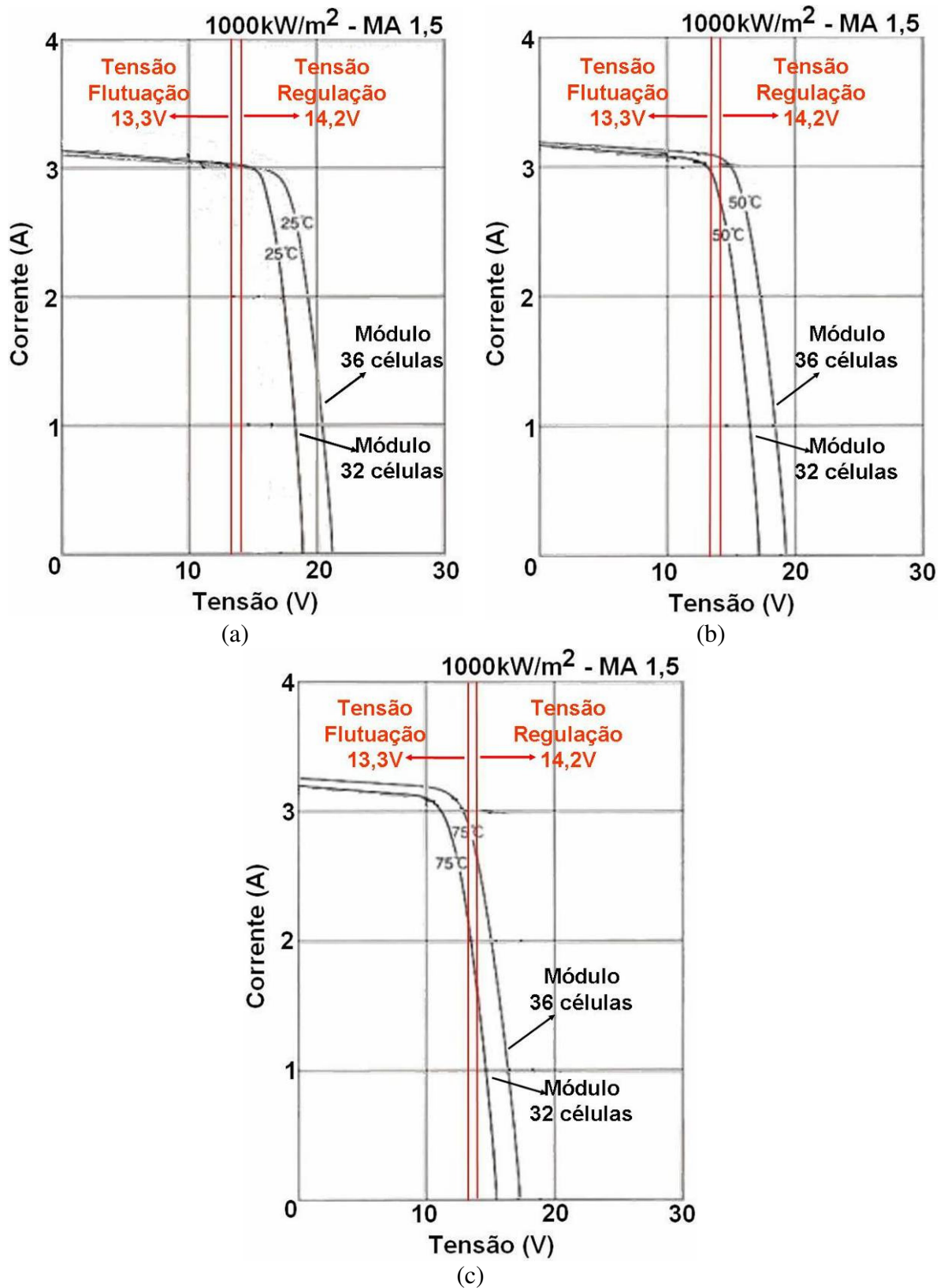


Figura 2.32 – Comparação da curva característica de uma painel típico com um auto-regulado em diversas temperaturas: (a) 25°C , (b) 50°C e (c) 75°C .

(fonte: Kyocera, 2006 - modificado)

3 – MÉTODO PARA CÁLCULO DO RENDIMENTO GLOBAL DO SISTEMA FOTOVOLTAICO

A energia gerada através de sistemas fotovoltaicos é considerada, de maneira geral, como um processo pouco eficiente, pois o rendimento dos painéis solares comerciais é da ordem de 20% atualmente, contra rendimentos de ciclos térmicos, os quais apresentam valores acima de 30%. Existem diversas pesquisas voltadas para melhorar o rendimento das células solares, entretanto há outras etapas envolvidas na transformação da energia solar em energia elétrica, cujos índices de aproveitamento devem ser mapeados, identificando assim quais são os demais aspectos que devem ser trabalhados para melhorar a eficiência do conjunto.

O desempenho global do sistema fotovoltaico é influenciado por diversos fatores, muitos dos quais não-lineares, não sendo possível ser fornecido como uma especificação do fabricante. Normalmente o rendimento de conversão do módulo é informado, atribuído somente aos painéis solares, em condições de referência para ensaio. Isto decorre do fato do rendimento ser normalmente tratado como um valor válido para uma situação particular, onde a potência instantânea é medida. Sobre este assunto, a norma ABNT 10899:2006, responsável pela terminologia da conversão fotovoltaica de energia solar, apresenta somente o conceito de eficiência de conversão fotovoltaica, o qual é a razão entre a potência máxima fornecida e o produto da área do módulo (superfície iluminada), ou da célula, pela irradiância total, para valores preestabelecidos de temperatura, conforme equação 3.1 (ABNT, 2006).

$$\eta [\%] = \frac{100 (\text{potência máxima})}{(\text{área do módulo}) (\text{irradiância})} \quad (3.1)$$

Esta análise pontual, em condições específicas de irradiância e temperatura, não reflete o comportamento real a que um sistema está submetido ao decorrer do tempo. A figura 3.1 apresenta as diversas etapas envolvidas no processo de transformação da energia solar em energia elétrica, com suas respectivas perdas.

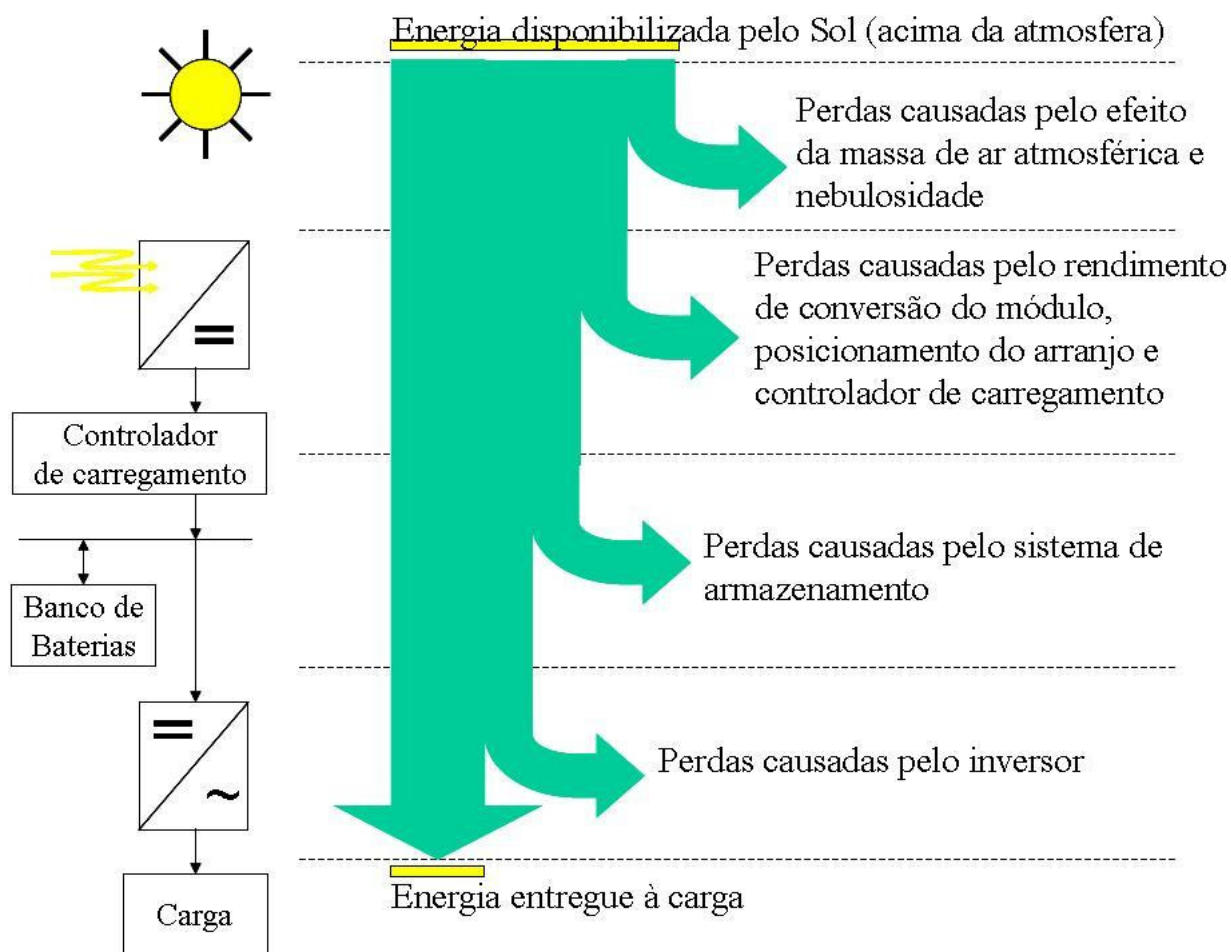


Figura 3.1 – Fluxo de energia em um sistema fotovoltaico isolado, com as perdas inerentes a cada etapa.

É importante identificar qual é a representatividade de cada uma destas parcelas atenuantes do fluxo de energia, para que o rendimento global possa ser melhorado através da alteração de outros fatores, além da eficiência dos painéis.

O conceito de rendimento global é aqui introduzido, como a razão entre a energia consumida pela carga em um dia e a energia total disponibilizada pelo Sol acima da atmosfera, conforme equação 3.2.

$$\eta_{GLOBAL} [\%] = \frac{\text{energia consumida pela carga}}{\text{energia disponibilizada pelo Sol acima da atmosfera}} \quad (3.2)$$

Esta abordagem abrange mais do que aspectos puramente técnicos, pois as perdas causadas pela atmosfera, as quais são consideradas, são difíceis de serem controladas pelo ser humano. Por exemplo, um dia nublado faz com que esta perda seja consideravelmente

acentuada, apesar do sistema fotovoltaico estar configurado da maneira mais adequada possível. Entretanto este ponto deve ser levado em conta, pois se um mesmo sistema consegue gerar mais energia em um local onde a nebulosidade média é menor, por que não ser beneficiado quando comparado a um local normalmente nublado? Se o custo de ambas instalações é o mesmo, mas o resultado na geração de energia é diferente, este aspecto deve ser levado em conta no rendimento global.

A literatura pesquisada apresenta diversos estudos mostrando comparações entre energia do Sol em um plano horizontal acima da atmosfera, chamada de extraterrestre, e no solo. Entretanto, a energia total disponibilizada pelo Sol, a ser considerada no rendimento global do sistema, deve considerar o efeito dos raios solares não em uma superfície horizontal, mas em um sistema móvel, o qual acompanha o Sol à medida em que ele se movimenta, seja no sentido diário leste-oeste ou na direção sazonal norte-sul, estando sempre ortogonal aos raios solares durante o dia. Esta condição é proposta neste estudo, pois um sistema com rastreador de Sol, ou até mesmo com inclinação fixa diferente da horizontal, apresenta captação média superior ao medido por um piranômetro horizontal, o que faria com que o índice de desempenho fosse superior a 100%, o que dificulta sua interpretação. Este assunto é abordado com mais profundidade no tópico seguinte.

3.1 – RENDIMENTO GLOBAL DO PAINEL FOTOVOLTAICO

A energia solar é considerada uma fonte intermitente, porém a emissão dos raios do Sol ocorre de forma contínua. A interrupção no seu aproveitamento ocorre devido, entre outros fatores, aos movimentos de rotação e translação da Terra.

A irradiância média gerada pelo Sol, conforme divulgado pela Organizacional Mundial de Meteorologia, corresponde a 1367W/m^2 , denominada constante solar (S), definida como a irradiância sobre uma superfície normal aos raios solares, à distância média Terra-Sol, na ausência de atmosfera (Vianello, Alves, 1991).

Nessa condição ideal, um painel solar de 1m^2 pode gerar energia equivalente a:

$1,367\text{ kW} \times 24\text{ horas} = 32,8\text{ kWh}$ por dia, apresentando assim um rendimento de 100% da energia solar. Entretanto este aproveitamento máximo não é possível ao nível do solo, devido a diversos fatores atenuantes.

3.1.1 – Variação anual da distância entre a Terra e o Sol

A irradiância solar possui variação ao decorrer do tempo. A Terra, através do movimento de translação, executa uma órbita elíptica ao redor do Sol durante o ano, o que faz com que em determinados períodos o recurso solar disponibilizado seja superior do que em outros momentos do ano.

A distância média Terra-Sol é de 149,6 milhões de quilômetros, denominada unidade astronômica (UA). A distância mínima, chamada de periélio, é de $147,1 \times 10^6$ km, e ocorre no dia 3 de janeiro. A distância máxima é de $152,1 \times 10^6$ km, chamada de afélio, percebida no dia 4 de julho. Nos dias 4 de abril e 5 de outubro a distância Terra-Sol é de 1 UA.

A distância Terra-Sol (D) pode ser estimada em relação à distância média \bar{D} ($\bar{D} = 1$ UA) através da expressão de Spencer (1971), apresentada na equação 3.3 (Vianello, Alves, 1991).

$$\left(\frac{\bar{D}}{D}\right)^2 = 1,000110 + 0,034221 \cos(X) + 0,001280 \sin(X) + 0,000719 \cos(2X) + 0,000077 \sin(2X) \quad (3.3)$$

O valor de X , expresso em radianos, corresponde à:

$$X = \frac{2\pi(n-1)}{365}$$

Onde n é o número do dia do ano, variando de 1 a 365 para o período de 1º de janeiro a 31 de dezembro.

A figura 3.2 apresenta a órbita elíptica da Terra comparada com uma órbita circular de distância constante de 1UA. Nota-se que, em Dezembro e Janeiro, a órbita está mais próxima do centro, indicando que a Terra está mais próxima do Sol. O oposto ocorre em Junho e Julho, quando a curva lilás é maior que a unidade astronômica. Como a alteração do raio da elipse é de 1,7% somente, a órbita é muito próxima à circunferência.

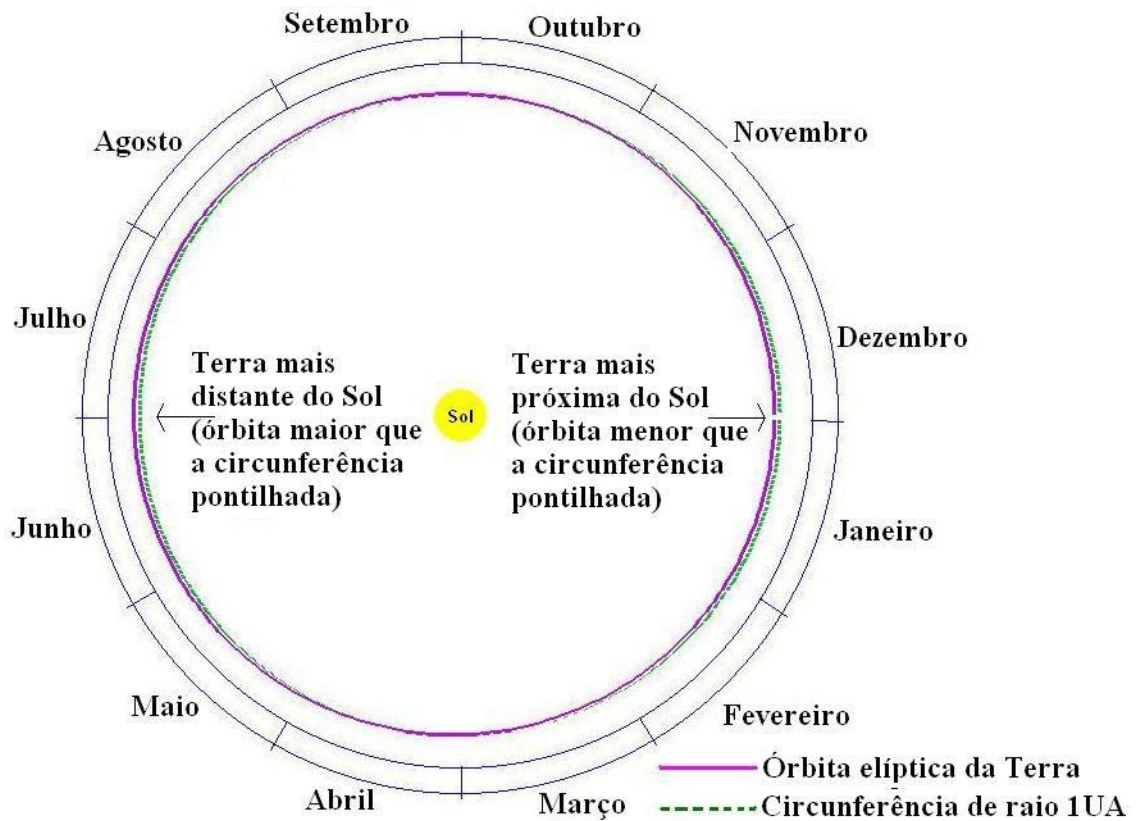


Figura 3.2 – Representação da órbita elíptica da Terra durante o ano.

Desta forma, a irradiância extraterrestre é afetada pela distância Terra-Sol, podendo ser calculada multiplicando o valor da constante solar pela equação 3.3 para cada dia desejado,

ou seja, $S \left(\frac{\bar{D}}{D} \right)^2$. A figura 3.3 apresenta esta variação de intensidade durante o ano.

3.1.2 – Movimento de rotação da Terra

Através do movimento de rotação, a Terra completa uma volta inteira ao redor de si a cada 24 horas, gerando a sensação de dia e noite. Assim, tem-se a impressão que o Sol movimenta-se no sentido leste-oeste diariamente, conforme figura 3.4. A posição (1) ocorre durante a manhã, a posição (2) ao meio-dia solar e a posição (3) à tarde.

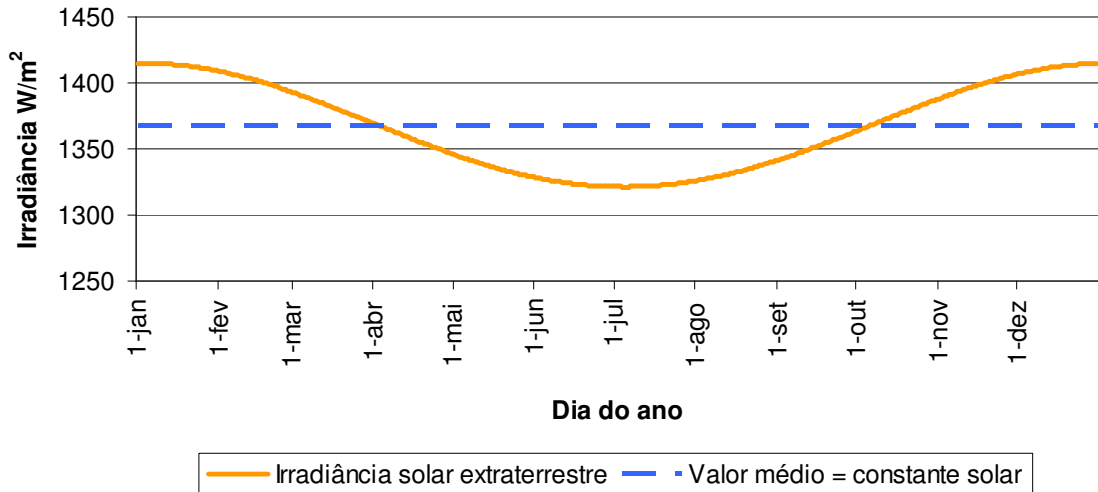


Figura 3.3 – Variação da intensidade da irradiância solar extraterrestre devido à distância Terra-Sol para cada dia do ano

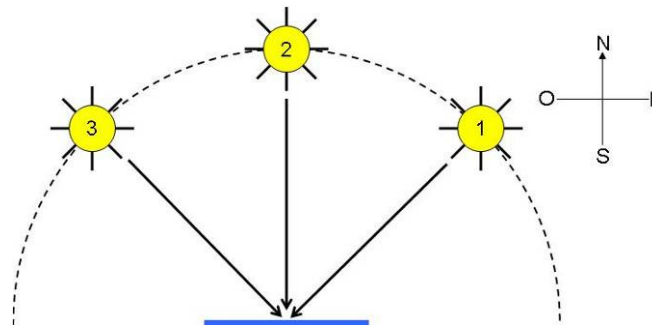


Figura 3.4 – Movimento diário leste-oeste do Sol.

Este movimento da Terra, rotacionando 360° em aproximadamente 24 horas, promove uma velocidade angular de 15° por hora, a qual é chamada de ângulo horário solar, definido como ângulo diedro com aresta no eixo de rotação da Terra, formado pelo semiplano que contém o Sol e o semiplano que contém o meridiano local. O símbolo utilizado é o ω e sua faixa de variação é de -180° até $+180^\circ$, positivo no período da tarde (ABNT, 2006). Entretanto existe literatura que convencionou o sinal como positivo para o período da manhã (CRESESB, 1999).

Este ângulo horário pode ser relacionado com as horas do dia. A equação 3.4 apresenta a relação entre o tempo solar verdadeiro (h_s) e o ângulo horário solar. A tabela 3.1 mostra a simetria existente para o meio-dia solar (Vianello, Alves, 1991).

$$\omega = 15 (h_s - 12) \text{ [graus]} \quad (3.4)$$

Tabela 3.1 – Relação entre o tempo solar verdadeiro e o ângulo horário solar, com simetria ao meio-dia solar.

h_s	...	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	...
ω	...	-90	-75	-60	-45	-30	-15	0	15	30	45	60	75	90	...

Este movimento é que gera a interrupção do aproveitamento da fonte de energia, pois nos momentos em que os raios solares não estão incidindo sobre o plano óptico do painel, a conversão de energia é nula. Isto acontece durante a noite, que corresponde à aproximadamente metade do tempo. Assim, quando o ângulo horário estiver fora da faixa -90° à +90°, não há geração de energia fotovoltaica.

Logo, o aproveitamento possível da energia solar ocorre, na média, em 50% do tempo. Seu aproveitamento durante um período de tempo maior necessita que o painel seja transportado diariamente ao redor da Terra, de modo a nunca encontrar a noite. Existem idéias deste tipo, tais como “GENESIS” e satélite solar, já comentados anteriormente.

Neste momento um importante parâmetro de configuração do sistema fotovoltaico deve ser definido. Os módulos devem possuir movimento no sentido leste-oeste, isto é, rotação em torno de seu eixo norte-sul, para estarem perpendiculares aos raios do Sol durante todo o tempo, ou serem fixos em uma posição determinada?

Um raio solar pode ser decomposto, vetorialmente, em duas componentes: perpendicular ao painel e alinhada com ele, conforme ilustrada pela figura 3.5. θ indica o ângulo de incidência dos raios solares diretos.

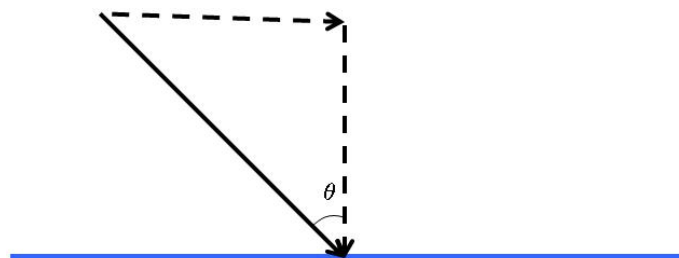


Figura 3.5 – Decomposição do raio solar em componentes vetoriais perpendicular e alinhada ao painel solar.

A parcela que é convertida em energia é somente a componente perpendicular, logo quanto maior o ângulo de incidência, menor é o aproveitamento.

Com a utilização de um rastreador de Sol com movimento leste-oeste (1 eixo), a incidência dos raios do Sol torna-se perpendicular ao plano óptico do painel, conforme ilustrado na figura 3.6. Já para o caso do painel estar fixo, o ângulo de incidência é o próprio ângulo horário, conforme apresentado na tabela 3.1. Nas três situações representadas, os raios solares incidem perpendicularmente ao painel.

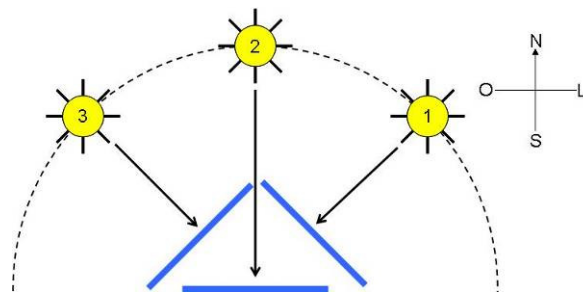


Figura 3.6 – Painel fotovoltaico com rastreador de Sol com movimento leste-oeste, ou seja, em torno do eixo norte-sul.

A irradiância extraterrestre média capaz de ser convertida em energia, para a situação teórica em que o rastreador de Sol de 1 eixo é utilizado acima da atmosfera, corresponde à própria constante solar, 1367 W/m^2 , porém somente durante 12 horas por dia. Já para o painel fixo, o valor torna-se proporcional ao cosseno do ângulo horário, conforme apresentado na figura 3.7.

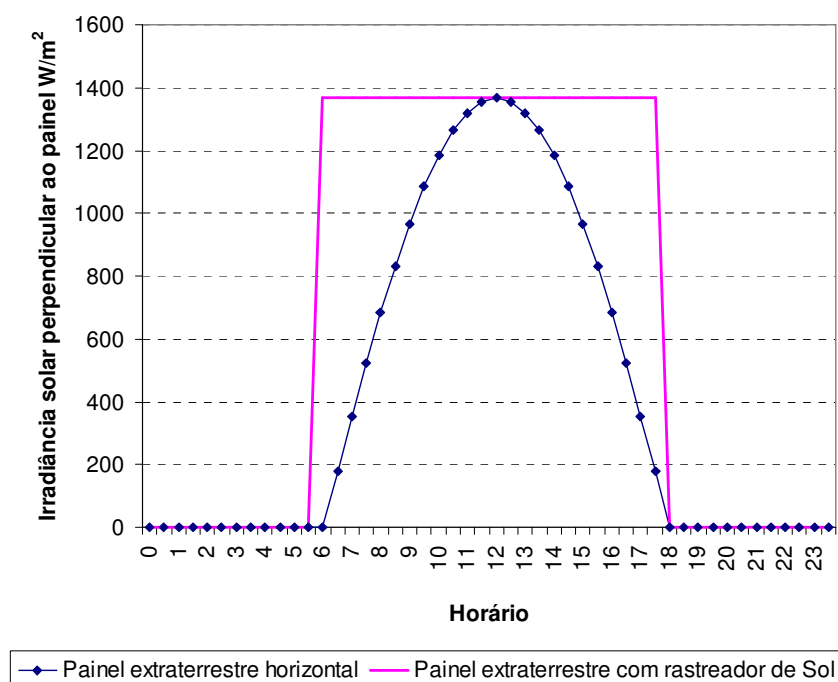


Figura 3.7 – Captação da irradiância extraterrestre com um painel utilizando rastreador de Sol e outro fixo na horizontal.

Integrando a área destas duas curvas calcula-se a energia gerada por metro quadrado, nesta situação de irradiância extraterrestre, onde o valor médio S – constante solar – é utilizado.

Com o rastreador solar, a integral corresponde a $12S$ Wh. Já para o painel fixo horizontalmente, deve-se integrar a equação $S \cos(\omega)$, durante o horário solar h_s variando de 6 às 18 horas, pois nestes momentos o ângulo horário é positivo.

$$\int_6^{18} S \cos(\omega) dh_s = S \int_6^{18} \cos[15(h_s - 12)] dh_s = 7,64S$$

Assim, nota-se que o uso de um rastreador de sol extraterrestre no sentido leste-oeste promove um aproveitamento 57% maior da energia do Sol quando comparado com um sistema fixo na horizontal. Entretanto esta é ainda uma condição ideal, em que o painel solar recebe os raios solares com a mesma intensidade em todos os momentos em que o Sol está visível. Já na realidade é diferente, surgindo um novo fator de atenuação.

3.1.2.1 – Massa de ar (AM)

Tanto no início da manhã quanto ao final da tarde sentimos, em nossa própria pele, que a intensidade dos raios solares é menor do que aquela emitida pelo Sol ao meio-dia, apesar de sabermos que, para um mesmo dia, os raios solares são enviados pelo Sol com a mesma intensidade durante todo o tempo. Isto ocorre devido à massa de ar pela qual os raios do Sol atravessam até atingir a superfície terrestre.

A massa de ar pode ser definida como a razão entre o caminho ótico percorrido pelos raios solares na atmosfera e o caminho vertical na direção de zênite ao nível do mar (ABNT, 2006). A figura 3.8 demonstra que, pela manhã, a camada de atmosfera que os raios solares atravessam é muito mais espessa do que durante o meio-dia, causando uma atenuação mais intensa, devido à absorção e ao espalhamento.

Existem diversas fórmulas para estimar a quantidade de massa de ar em função do ângulo zenital, como as apresentadas nas equações 3.5 (Vianello, Alves, 1991) e 3.6 (King *et al.*, 1997).

$$AM = \frac{35}{\sqrt{1224 \cos^2 \theta_z + 1}} \quad (3.5)$$

$$AM = \frac{1}{\cos(\theta_z) + 0,5057(96,080 - \theta_z)^{-1,634}} \quad (3.6)$$

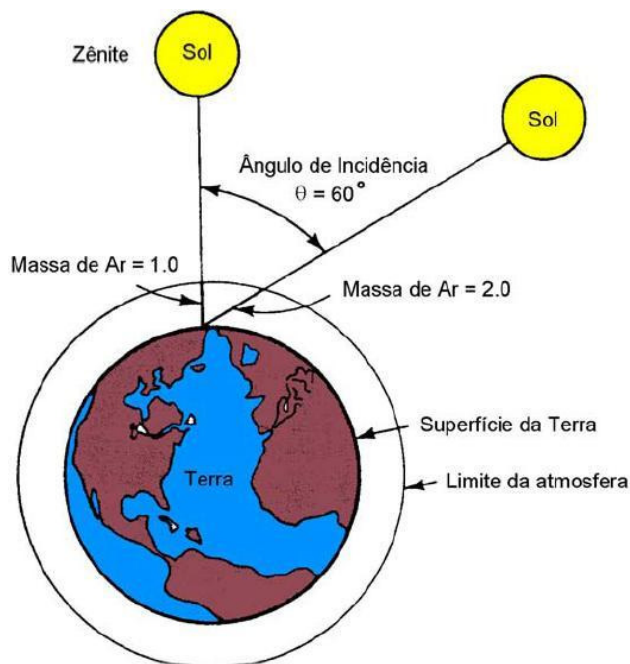


Figura 3.8 – Espessura da massa de ar que é atravessada pelo Sol durante o dia. (fonte: CRESESB, 2005)

Se fizermos uma aproximação da equação 3.5, considerando $1224 \cos^2 \theta_z \gg 1$, temos:

$$AM = \frac{35}{\sqrt{1224} \sqrt{\cos^2 \theta_z}} = \frac{35}{34,99 \cos \theta_z} \cong \frac{1}{\cos \theta_z}$$

Assim, este coeficiente de massa de ar varia conjuntamente com o inverso do cosseno do ângulo zenital, tendo seu valor mínimo ao meio-dia solar. Para cálculos simplificados, pode-se considerar que, durante um dia fixo, a única alteração do ângulo zenital ocorre devido à variação do ângulo horário, logo a massa de ar pode ser aproximada pelo inverso

do cosseno de h . Seu efeito na atenuação dos raios solares (t) é dado pela equação 3.7 (Vianello, Alves, 1991).

$$t = \exp\left[-0,089\left(\frac{P}{1013\cos Z}\right)^{0,75}\right] \quad (\text{simplificada}) \quad (3.7)$$

O valor de P corresponde à pressão atmosférica, em mb, utilizada para compensar altitudes diversas em relação ao nível do mar, o que afeta a espessura da massa de ar.

Considerando o valor de P médio de Brasília como 900 mb, conforme registrado pela estação meteorológica do Laboratório de Fontes Alternativas de Energia, o perfil deste fator de atenuação devido à massa de ar é apresentado na figura 3.9.

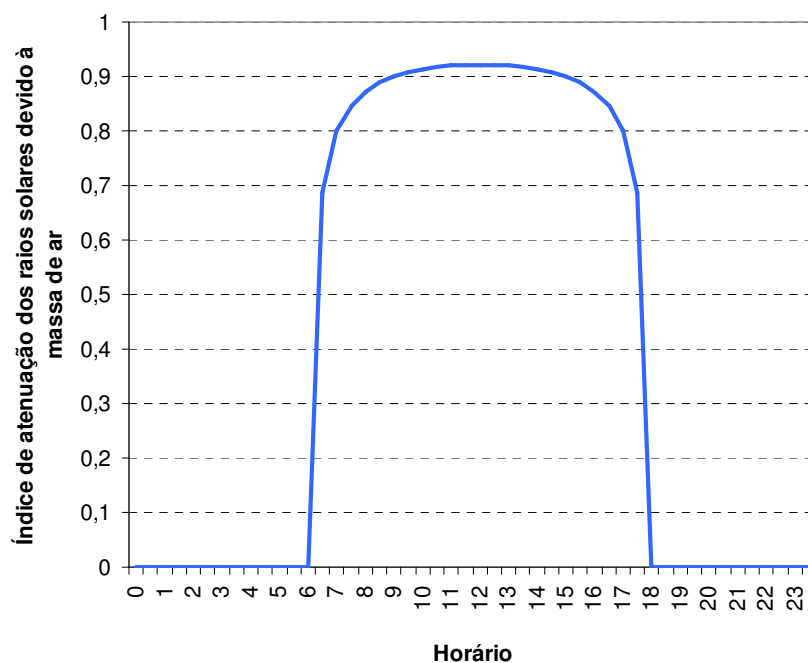


Figura 3.9 – Perfil da atenuação dos raios solares devido à influência da massa de ar (fórmula simplificada)

Por simplificação deste estudo, foram desconsiderados nesse índice de atenuação as influências da quantidade de água precipitável na atmosfera e da quantidade de poeiras no ar, que contribuem para a redução da quantidade de energia que chega ao solo, e que podem ser obtidas na bibliografia (Vianello, Alves, 1991).

A figura 3.10 apresenta os valores de irradiância para um dia, tanto com dados extraterrestres quanto após a aplicação do fator de atenuação devido à massa de ar.

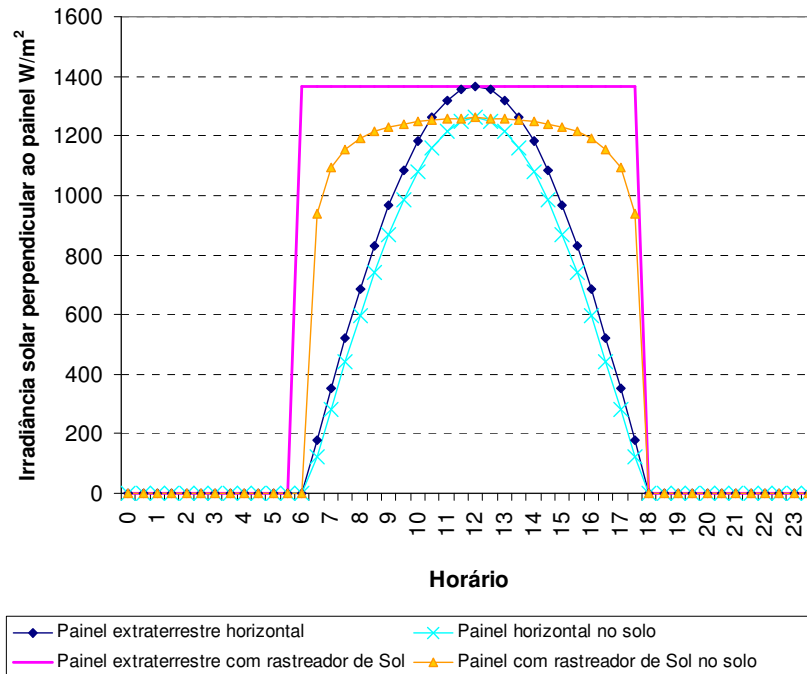


Figura 3.10 – Capacidade de aproveitamento da irradiância solar para sistemas fixos na horizontal e com rastreador de Sol de 1 eixo, tanto acima da atmosfera quanto ao solo.

Refazendo o cálculo do ganho possível utilizando um rastreador de Sol com movimentação leste-oeste, porém desta vez considerando o sistema fotovoltaico na superfície terrestre, temos:

Com utilização do rastreador de Sol:

$$\int_6^{18} S t dh_s = 10,17S$$

Sem utilização do rastreador de Sol:

$$\int_6^{18} S \cosh t dh_s = 6,86S$$

Nota-se que o ganho real máximo teórico da utilização de um rastreador de Sol de um eixo em Brasília é de 48%, devido à atenuação pelo efeito da espessura da atmosfera que os raios solares devem atravessar para chegar ao solo, representada pela massa de ar, onde os

fenômenos de absorção e espalhamento ocorrem. Este cálculo, entretanto, considera céu sempre claro, isto é, que a totalidade da irradiância é direta, a qual é melhor captada pelo rastreador de Sol, sem considerar sua atenuação representada pela componente difusa.

3.1.2.2 – Vantagens e desvantagens do rastreador de Sol

O rastreador de Sol leste-oeste apresenta a vantagem, teórica, de aumentar em até 48% a capacidade de absorção dos raios solares para a conversão de energia em dias sem nuvens no céu, o que é um incremento importante e que não pode ser desprezado.

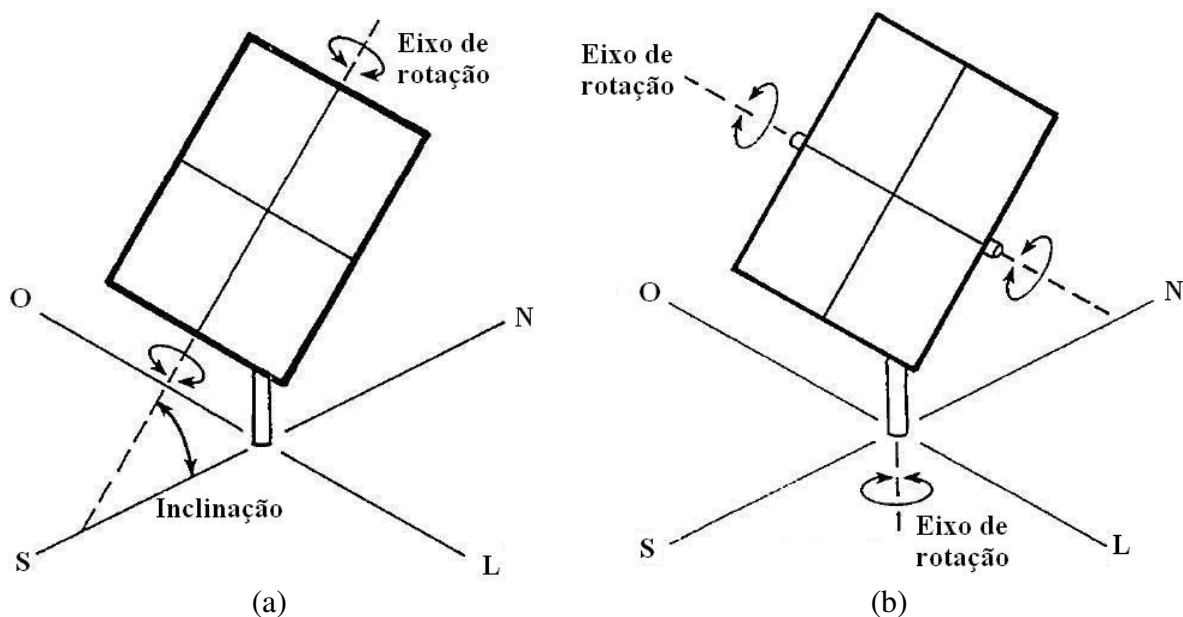


Figura 3.11 – Rastreadores de Sol (a) com 1 eixo, movimentando-se em torno do eixo norte-sul, seguindo o Sol no sentido leste-oeste, e (b) com 2 eixos.

(fonte: Marion, Wilcox, modificado)

Por outro lado, os sistemas fotovoltaicos se destacam pelo fato de possuírem grande robustez associada aos painéis solares e reduzida manutenção, tendo como principal atividade apenas a limpeza periódica dos módulos, que pode ser feita pelo próprio usuário. Logo, torna-se ideal para instalação em locais remotos, de difícil acesso às equipes de manutenção.

Assim, se um dispositivo rotativo for instalado para movimentar o painel ao redor de seu eixo, novas possibilidades de falhas surgem, tais como problemas no motor e na engrenagem, que necessitam de manutenção mais intensa. O sistema de controle do motor, caso funcione com velocidade constante, movimentando o painel 15° por hora, deverá ser

eventualmente regulado e calibrado, o que gera uma necessidade de manutenção técnica especializada no local. Caso possua laço retroalimentado, não há a necessidade de regulagem, pois o sistema de controle movimenta o painel exatamente na direção do Sol. Entretanto o sensor que rastreia o Sol representa uma nova possibilidade de falha no sistema. O próprio consumo interno do rastreador reduz a potência elétrica disponível do arranjo fotovoltaico.

Mesmo em locais de fácil acesso, a área disponível para a instalação dos painéis fotovoltaicos também pode ser motivo de restrição ao uso de sistemas rastreadores de Sol. Normalmente telhados de casas ou fachadas de edifícios são utilizados como suporte, não ocupando áreas adicionais da edificação, porém o posicionamento dos painéis fica vinculado à inclinação dos telhados. Existem também situações em que os módulos solares são fixados nas paredes externas de prédios, praticamente na posição vertical, não havendo assim espaço para que os rastreadores de Sol possam movimentar-se livremente.

Uma recente pesquisa, publicada em 2005, alerta que, apesar do custo de um sistema rastreador de Sol compensar sua instalação por aumentar a média anual de geração de energia, existem situações em que a menor média mensal, utilizada para o projeto do sistema, não é significativamente afetada pelo rastreador, podendo ser economicamente atrativo adicionar painéis extras ao invés do mecanismo rastreador, visando melhorar a geração no inverno (Hegedus, Okubo, 2005). Este estudo também não considera os gastos com operação e manutenção.

Existem sistemas comerciais rastreadores de Sol que não utilizam motores nem engrenagens, reduzindo a necessidade de manutenção. Trata-se de um mecanismo baseado na evaporação e condensação do gás R22, conforme ilustrado na figura 3.12: (a) O painel inicia o dia voltado para o oeste. Assim que o Sol surge no leste, aquece a área não sombreada à oeste, fazendo com que o líquido aqueça e suba para a parte sombreada ao leste. À medida em que ele se movimenta, o suporte movimenta-se, ficando com sua face para o leste. (b) O aquecimento do líquido é controlado pelas sombras causadas pelos anteparos de alumínio. Quando uma lateral está exposta ao Sol mais do que a outra, a pressão do vapor aumenta, forçando o líquido a ir para o local mais frio, na parte sombreada. Esta movimentação do líquido faz com que o suporte rotacione até que ambas laterais estejam igualmente sombreadas. (c) À medida em que o Sol movimenta-se, o

suporte o segue, mantendo continuamente o equilíbrio através do movimento do líquido de um lado para o outro. (d) O suporte completa o dia voltado para a face oeste, onde se mantêm até o início do dia seguinte.

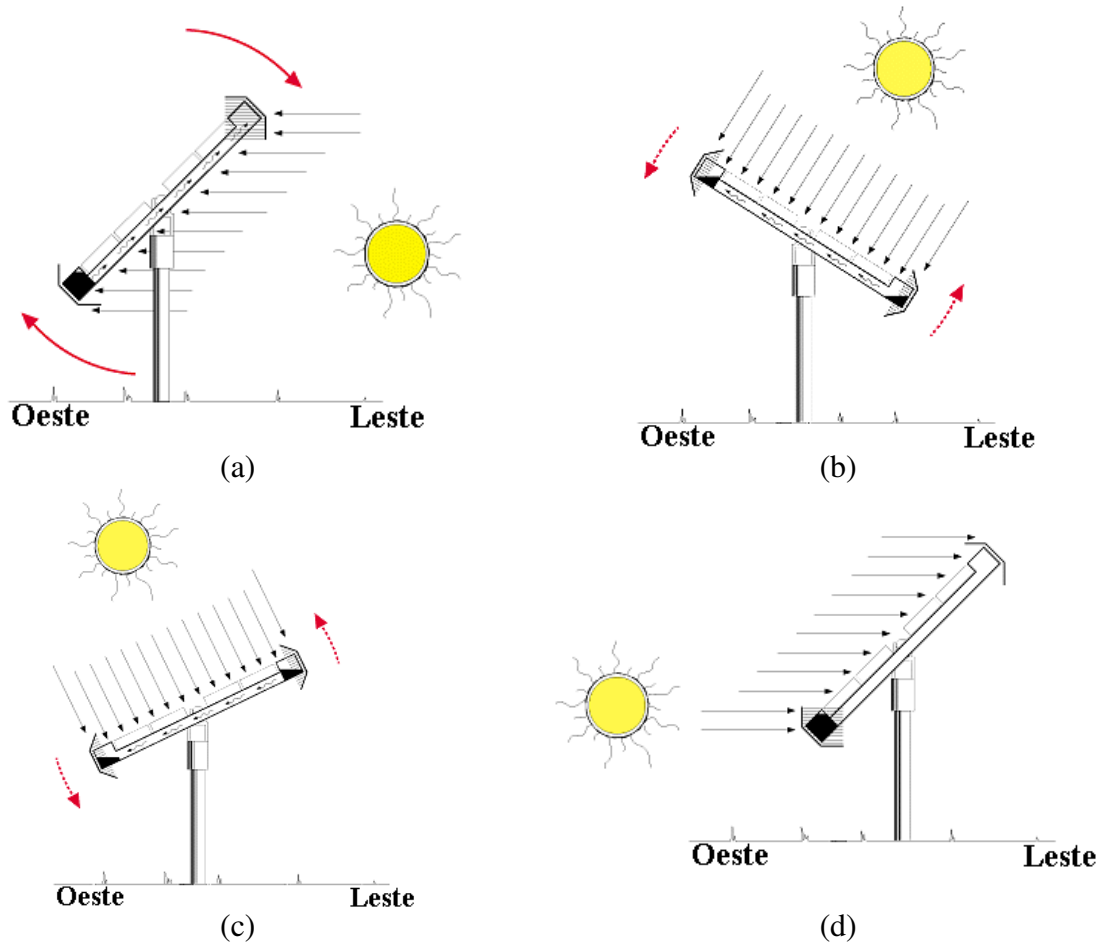


Figura 3.12 – Esquema de funcionamento do rastreador de Sol passivo.
(fonte: Zomeworks, 2006)

3.1.2.3 – Posicionamento do sistema fixo – Ângulo azimutal da superfície

A utilização de uma estrutura fixa, ao invés de um sistema rastreador de Sol, necessita de uma direção para ser instalada. Este parâmetro de direcionamento do painel em relação ao movimento diário leste-oeste do Sol é denominado ângulo azimutal de uma superfície, que é o ângulo entre o norte geográfico e a projeção da reta normal à superfície no plano horizontal. O símbolo utilizado para sua representação é o γ e sua faixa de variação é de -180° até $+180^\circ$, considerado positivo no sentido leste, com norte igual a 0° (ABNT, 2006). A figura 3.13 ilustra este ângulo.

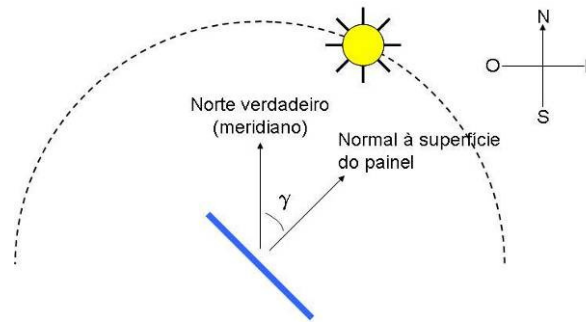


Figura 3.13 – Indicação do ângulo azimutal (γ), medido entre a reta normal à superfície e o eixo norte-sul verdadeiro, o qual é alinhado com os meridianos.

O ponto para qual a agulha da bússola aponta é chamado de norte magnético, e o ângulo entre ele e a verdadeira direção norte (norte geográfico) é chamado de declinação magnética. O norte verdadeiro ou norte geográfico é o ponto para onde convergem os meridianos terrestres. Estes pontos coincidem com o eixo de rotação da terra e representam os pontos de latitude 90° norte e 90° sul.

As melhores práticas recomendam que o painel fotovoltaico seja colocado em direção ao norte verdadeiro, para o caso de estar localizado no hemisfério sul, e voltado para o sul verdadeiro, caso localizado no hemisfério norte (CRESESB, 1999), ou seja, $\gamma = 0^\circ$ ou $\gamma = 180^\circ$, voltando-o sempre para a direção da Linha do Equador.

Esta recomendação visa converter a maior quantidade de irradiância solar para o arranjo em uma posição fixa, pois ao meio-dia solar, momento em que a massa de ar é menor, os raios incidentes mais intensos estão perpendiculares ao plano óptico do painel, gerando maior aproveitamento.

A figura 3.14 mostra a quantidade de irradiância perpendicular ao painel solar no solo para a situação em que os coletores estejam inclinados 60° na direção leste, onde a geração de energia é privilegiada durante a manhã, e 60° na direção oeste, beneficiando a geração durante a tarde. O arranjo na posição horizontal também é mostrado, para comparação.

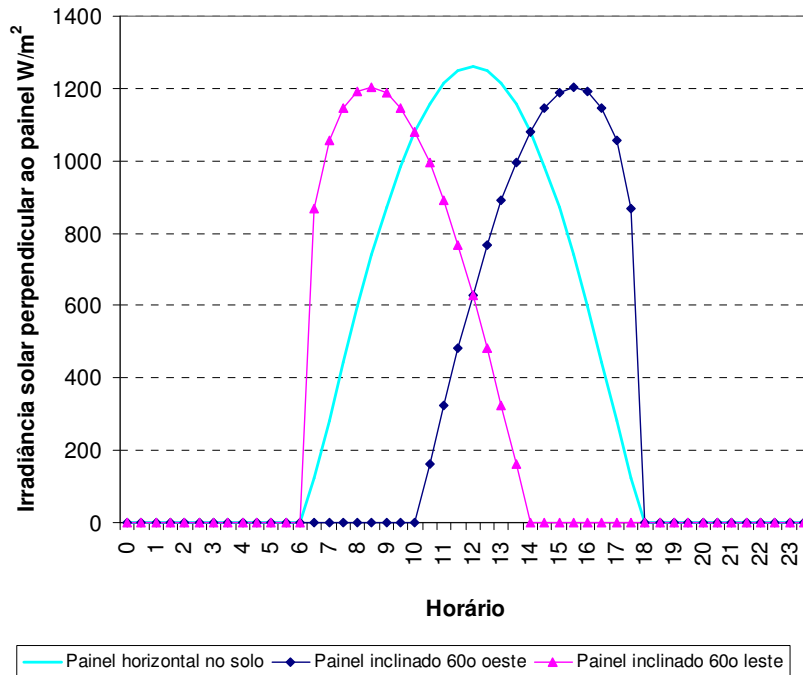


Figura 3.14 – Captação de irradiação solar pelos painéis fotovoltaicos orientados 60° leste, na horizontal (direção do norte verdadeiro) e 60° oeste, beneficiando a geração em momentos distintos do dia.

Conforme já visto, a energia gerada para o painel horizontal corresponde a 6,86S. Para calcular o valor obtido nos casos inclinados apresentados, temos:

Painel inclinado 60° para o leste:

$$\int_6^{14} S \cos(h - 60^\circ) t \, dh_s = 4,87S$$

Painel inclinado 60° para o oeste:

$$\int_{10}^{18} S \cos(h + 60^\circ) t \, dh_s = 4,87S$$

Como o Sol movimenta-se 15° por hora, a alteração da inclinação em 60° provoca 4 horas a menos de aproveitamento dos raios solares, tanto que os painéis passam a gerar energia somente das 6 às 14 horas e das 10 às 18 horas. Neste caso, o aproveitamento é de 71% quando comparado com o painel horizontal.

Fixando o painel em sentido diferente do norte verdadeiro, a capacidade de conversão de energia é reduzida. Entretanto existem casos em que esta situação é benéfica, em especial quando o sistema acumulador de energia possui rendimento muito baixo, e a alteração da inclinação, possibilitando a alimentação direta da carga durante mais tempo, utilizando menos o acumulador, gera um rendimento global melhor.

A figura 3.15 apresenta a perda de conversão de energia para diversas inclinações no sentido leste-oeste, considerando céu claro.

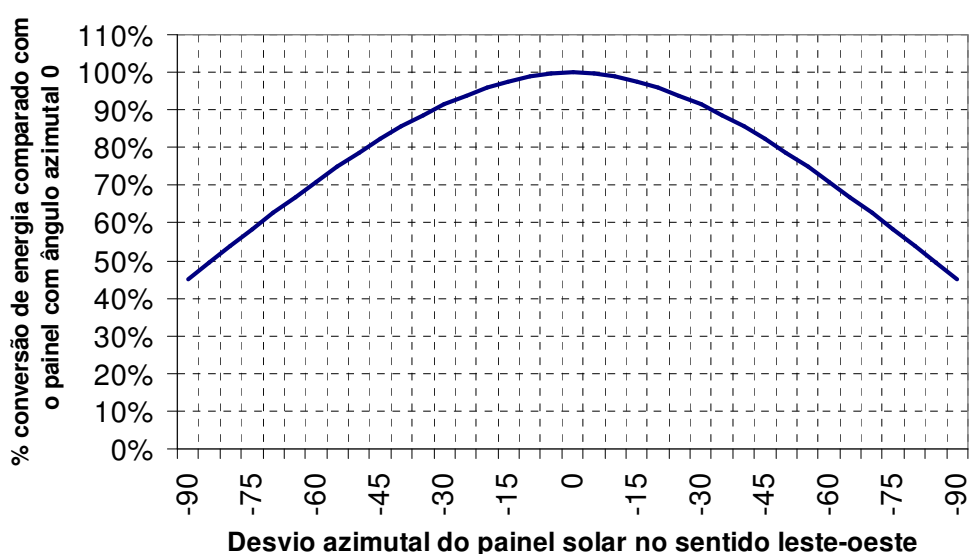


Figura 3.15 – Diminuição do aproveitamento da irradiância solar para posicionamento dos painéis fotovoltaicos em sentido diferente do norte verdadeiro.

A recomendação de posicionar os painéis sempre para o norte verdadeiro deve ser analisada em conjunto com o perfil da carga. Um estudo publicado em 2004, o qual utiliza um sistema fotovoltaico isolado com armazenamento baseado em hidrogênio, que possui reduzida eficiência, mostra que, dependendo do perfil da carga, o ângulo azimutal do painel deve ser alterado em até 60° para melhorar o rendimento global do sistema, pois a perda na captação da energia é menor que a perda pelo sistema de armazenamento (Femia *et al.*, 2004).

A orientação do arranjo deve ser estudada mesmo utilizando baterias chumbo-ácido pois, apesar do valor típico de eficiência ser 95%, existem situações em que o aproveitamento é de apenas 70%, conforme dados obtidos experimentalmente e apresentados neste estudo, cabendo uma análise de reorientação dos painéis.

Entretanto o ângulo azimutal não é a única coordenada para orientação dos painéis fotovoltaicos. O movimento do Sol durante as estações do ano também afeta o ângulo de incidência dos raios solares diretos.

3.1.3 – Obliquidade da eclíptica

As estações do ano ocorrem devido ao fato do eixo da Terra ser inclinado $23,45^\circ$ em relação ao plano da eclíptica, que é o plano que contém a trajetória da Terra ao redor do Sol, conforme representado na figura 3.16. Nota-se que esta inclinação permite distinguir os Trópicos de Câncer e Capricórnio, além dos Círculos Polares Ártico e Antártico.

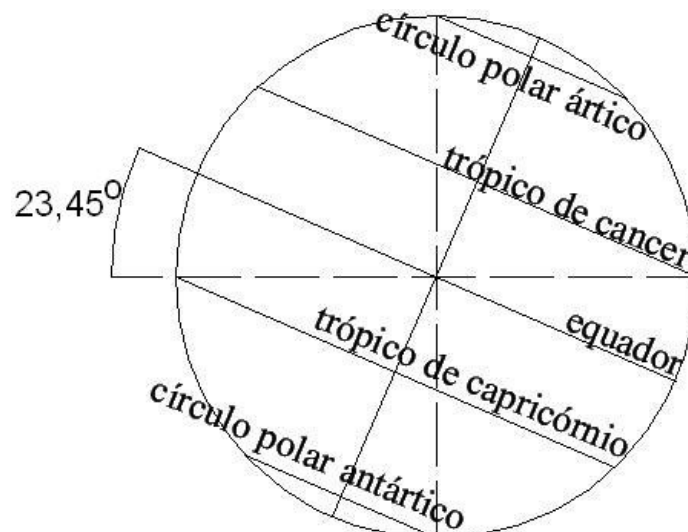


Figura 3.16 – Eixo de rotação da Terra inclinado $23,45^\circ$ em relação ao plano da eclíptica.
(fonte: Vianello, Alves, 1991 – modificado)

Na figura 3.17a um observador situado no Trópico de Câncer tem a impressão de que o Sol está exatamente alinhado com ele. Esta situação peculiar ocorre no dia 22 de junho e é denominada de Solstício, momento em que se inicia o verão no hemisfério norte, pois é quando possui a maior parte iluminada pelo Sol, incluindo a totalidade das regiões inseridas dentro do círculo polar ártico. Já no hemisfério sul inicia-se o inverno.

A figura 3.17b apresenta exatamente o oposto. O eixo de translação da Terra continua alinhado com o Sol, porém a obliquidade da eclíptica faz com que o Sol aparente estar alinhado com um observador situado sobre o Trópico de Capricórnio. Esta configuração

também é denominada de Solstício, ocorrendo em 22 de dezembro de cada ano, iniciando o verão no hemisfério sul e inverno no hemisfério norte.

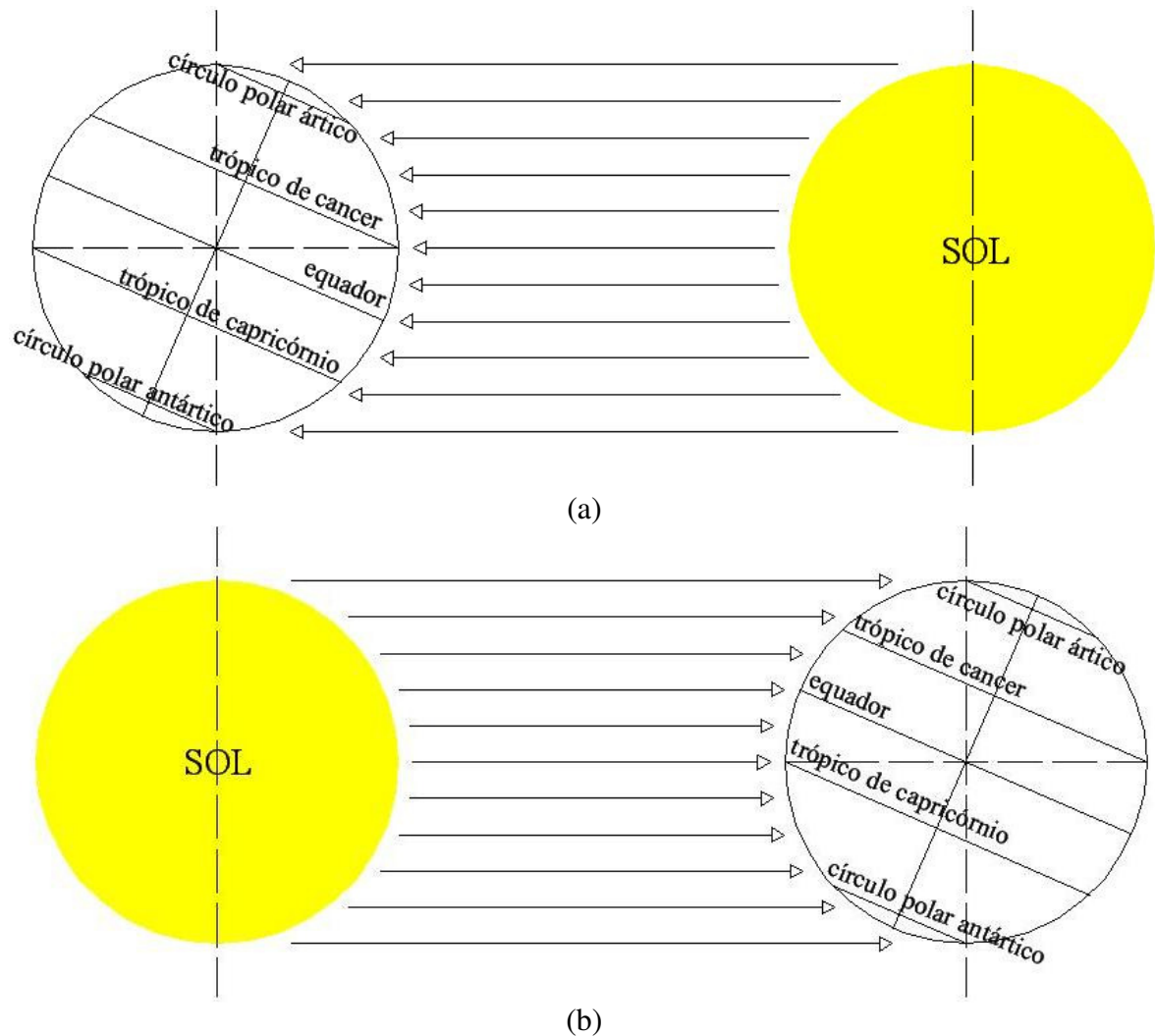


Figura 3.17 – Indicação das superfícies terrestres atingidas pela luz do Sol no solstício gerando (a) verão no hemisfério norte e (b) verão no hemisfério sul.

Apesar de o eixo de translação da Terra continuar paralelo ao eixo do Sol, tem-se a impressão que o Sol movimenta-se no sentido norte-sul, estando em determinado momento acima da linha do equador, alcançando o Trópico de Câncer, e depois indo para o sul, chegando até o Trópico de Capricórnio. Nos momentos em que o movimento aparente do Sol está exatamente sobre o equador, temos os Equinócios, que ocorrem em 21 de março e 23 de setembro, dando início ao outono e primavera nos hemisférios sul e norte, respectivamente. A figura 3.18 ilustra esta situação.

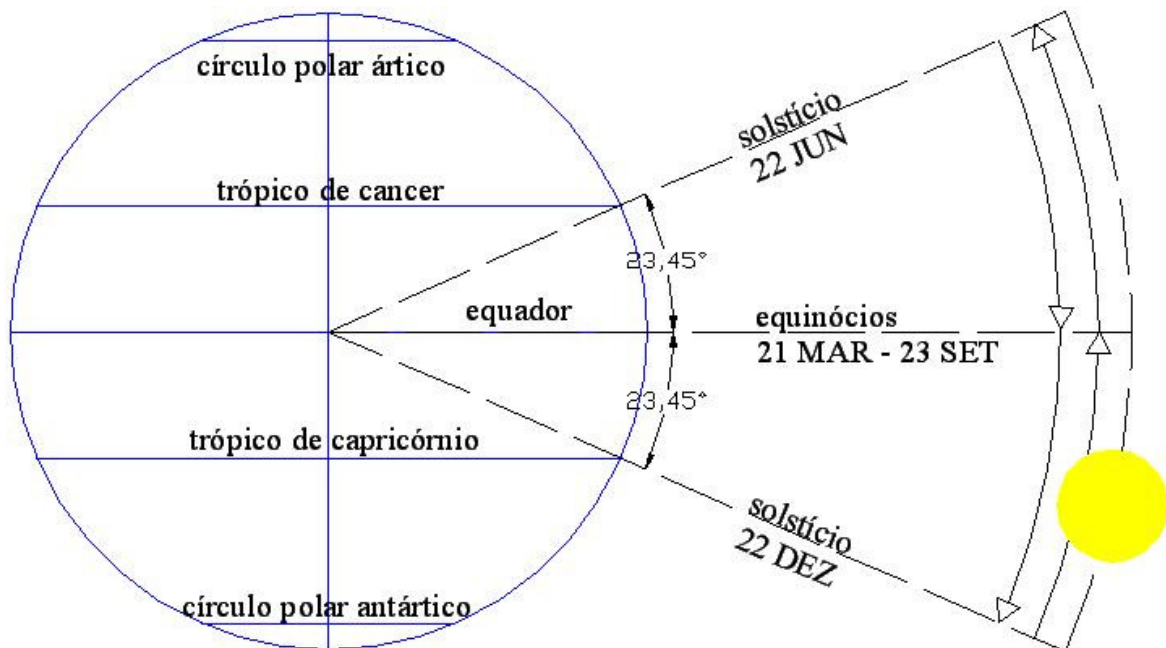


Figura 3.18 – Movimento anual aparente do Sol na direção norte-sul, associado à variação de sua declinação, devida à obliquidade do eixo terrestre em relação ao plano da eclíptica. (fonte: Vianello, Alves, 1991 – modificado)

Este movimento é denominado declinação solar, que é o ângulo de vértice no centro da Terra, formado pelas semi-retas definidas pela direção do Sol e pelo plano do equador. O símbolo utilizado é o δ , a faixa de variação é $-23,45^\circ \leq \delta \leq +23,45^\circ$ e a convenção é positivo quando estiver no hemisfério norte (ABNT, 2006). A equação 3.8 apresenta a fórmula para o cálculo da declinação solar a cada dia do ano (Vianello, Alves, 1991).

$$\delta = 23,45 \operatorname{sen} \left[\frac{360(284 + n)}{365} \right] \text{ [graus]} \quad (3.8)$$

Assim surge o segundo parâmetro de orientação dos painéis fotovoltaicos. Durante a explicação da definição do ângulo azimutal, considerou-se que para um módulo horizontal, os raios solares incidem perpendicularmente ao meio dia, o que não é necessariamente verdade, pois com o movimento de declinação solar, o ângulo de incidência varia entre $-23,45^\circ$ e $+23,45^\circ$. O posicionamento visando compensar esta variação é a inclinação da superfície.

3.1.3.1 – Ângulo zenital e ângulo de inclinação da superfície

O ângulo zenital é definido como o ângulo de vértice no observador, formado pelas semi-retas definidas pela direção do Sol e a vertical (ABNT, 2006). O símbolo utilizado é o θ_z e sua faixa de variação é de $0^\circ \leq \theta_z \leq 90^\circ$. Seu complemento é a altitude solar, simbolizada pelo α .

A equação 3.9 apresenta a fórmula do ângulo zenital, que pode ser deduzida através da construção de um triângulo esférico, conforme demonstrado por Vianello e Alves (1991).

$$\cos \theta_z = \sin \phi \sin \delta + \cos \phi \cos \delta \cos \omega \quad (3.9)$$

ϕ corresponde à latitude, fixa para um determinado local, variando de 0° a $\pm 90^\circ$, com valores positivos no hemisfério norte e negativos no hemisfério sul.

Uma informação importante que é obtida da equação 3.9 é o cálculo dos ângulos horários – $-H$ e $+H$, correspondentes ao nascer e ao pôr-do-Sol, respectivamente, que são determinados fazendo $\theta_z = 90^\circ$, momento em que o Sol encontra-se no limiar do plano do observador.

$$0 = \sin \phi \sin \delta + \cos \phi \cos \delta \cos H$$

$$\cos H = -\text{tg } \phi \text{ tg } \delta$$

Com esta informação, pode-se calcular a duração astronômica do dia (N), pela seguinte expressão, onde H é inserido em graus e N é obtido em horas:

$$N = \frac{2H}{15}$$

A tabela 3.2 apresenta a duração do dia para diversas latitudes ao decorrer do ano. A alteração do ângulo zenital na direção norte-sul causa este efeito, entretanto a média em todas as latitudes é de 12 horas.

A inclinação da superfície pode ser definida como o ângulo de menor declive entre a superfície e o plano horizontal. O símbolo utilizado é o β e sua faixa de variação é de $0^\circ \leq \beta \leq 90^\circ$ (ABNT, 2006).

As melhores práticas sugerem que os painéis devem ser inclinados no mesmo ângulo da latitude do local onde estão montados, com pequenas variações, para melhor aproveitar os raios do Sol durante o ano. Esta recomendação é analisada analiticamente a seguir.

3.1.3.2 – Superfície horizontal – ângulo de inclinação da superfície nulo

Para efeito didático, é feita uma simplificação na análise do ângulo de incidência dos raios solares durante o ano, desconsiderando o movimento diário de rotação do Sol, já discutido anteriormente. Um único instante por dia é estudado, com o Sol sempre ao meio-dia solar, momento em que a atenuação devido à massa de ar é menor.

A figura 3.19 apresenta 7 painéis solares dispostos horizontalmente nas seguintes posições do globo terrestre: latitudes 0° (Equador), 15°N , 30°N , 90°N , 15°S , 30°S e 90°S . A faixa em destaque indica as posições que o Sol pode ter durante o ano, devido à declinação solar.

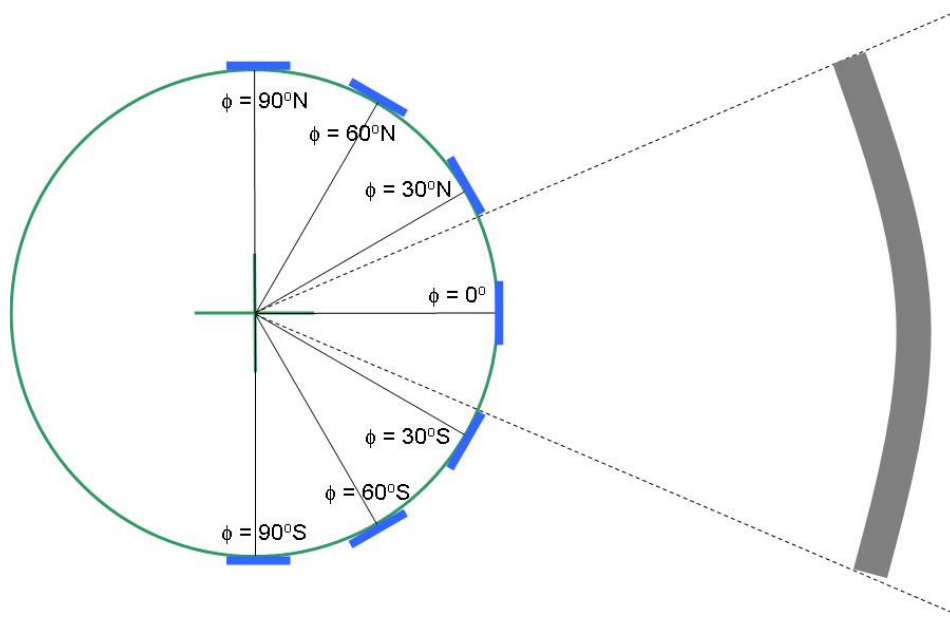
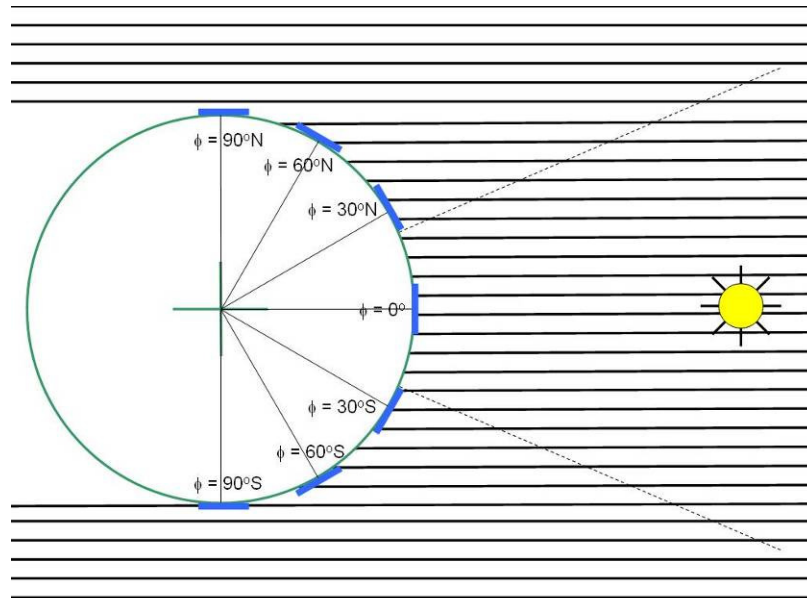
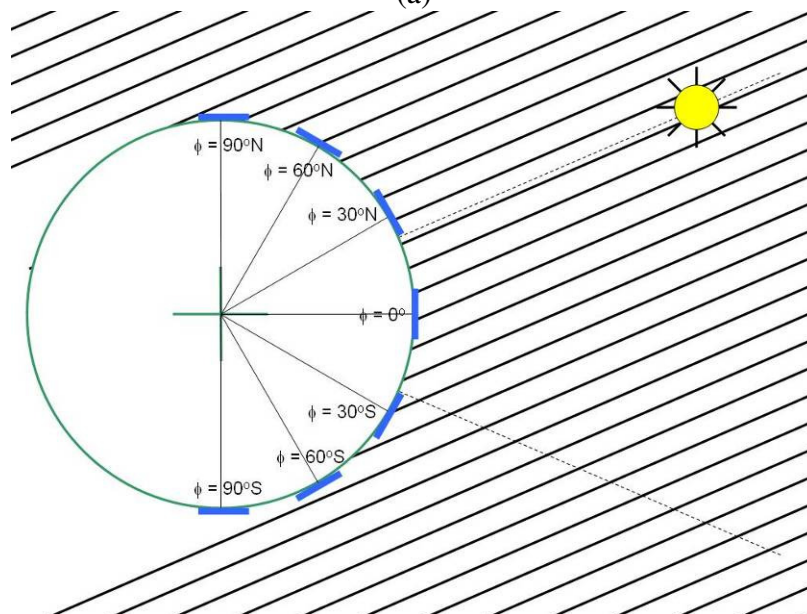


Figura 3.19 – Representação de painéis horizontalmente dispostos em várias latitudes.

As figuras 3.20a, 3.20b e 3.20c mostram o Sol em três posições diferentes, respectivamente durante o equinócio e os dois solstícios. Os feixes representam a direção dos raios solares. Nota-se que, para cada latitude, o ângulo de incidência é diferente.



(a)



(b)

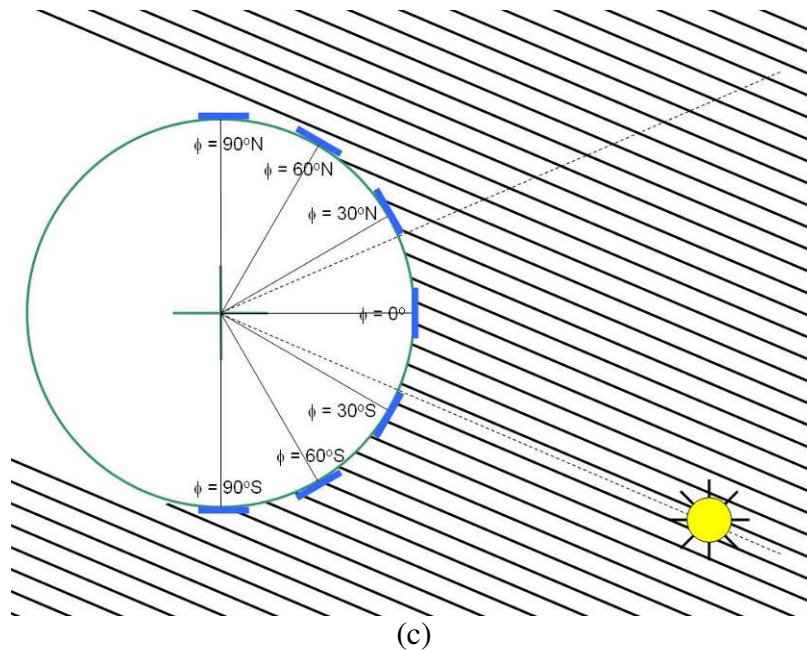


Figura 3.20 – Incidência dos raios solares em painéis horizontalmente dispostos em épocas diferentes do ano (a) equinócio, (b) e (c) solstício.

A conversão de energia nos painéis solares somente aproveita a componente perpendicular dos raios solares incidentes no plano óptico do painel. Para um mesmo dia, por exemplo para o equinócio (figura 3.20a), o painel situado no equador recebe somente raios perpendiculares ao coletor solar, enquanto que para os demais a latitude influencia diretamente no ângulo de incidência. Desta forma, o aproveitamento é afetado pela latitude ϕ .

Para os momentos de solstício (figuras 3.20b e 3.20c), o painel localizado no equador recebe os feixes do Sol com uma inclinação igual ao valor da declinação solar. Para os painéis localizados à latitude 30° , a incidência dos raios é praticamente perpendicular. Assim, os raios também são afetados pelo ângulo δ .

Logo, o ângulo de incidência dos raios solares é $\phi - \delta$ para qualquer dia do ano, que corresponde ao ângulo zenital θ_z . Como somente a parte perpendicular é aproveitada, deve-se calcular $\cos(\phi - \delta)$.

A dedução desta relação foi feita de maneira intuitiva. A equação analítica do ângulo zenital, apresentada em (3.9), é:

$$\cos \theta_z = \sin \phi \sin \delta + \cos \phi \cos \delta \cos \omega$$

Como está sendo considerado o meio-dia solar, isto é, $\omega = 0$, temos $\cos \omega = 1$, logo a equação passa a ser:

$$\cos \theta_z = \sin \phi \sin \delta + \cos \phi \cos \delta$$

Considerando a relação trigonométrica a seguir, temos:

$$\cos(a - b) = \sin a \sin b + \cos a \cos b$$

$$\cos \theta_z = \cos(\phi - \delta)$$

O aproveitamento máximo dos raios solares perpendiculares ocorre quando o ângulo zenital é mínimo, o que gera $\cos(0)=1$. Esta situação ocorre quando:

$$\cos(\phi - \delta) = 1 \rightarrow (\phi - \delta) = 0 \rightarrow \phi = \delta.$$

Para uma superfície horizontal, somente quando a declinação do Sol é igual à latitude local é que os raios solares estão em sua totalidade perpendiculares ao módulo fotovoltaico. Entretanto a declinação solar varia de $-23,45^\circ$ a $+23,45^\circ$, logo para as localidades situadas fora da zona tropical esta situação ideal não é alcançada nunca.

O valor médio do ângulo zenital durante o ano, para o meio dia solar, pode ser calculado considerando um período de 6 meses, tendo em vista o movimento simétrico do Sol. Considerando como início a declinação mínima, que ocorre no solstício de 22 de dezembro ($\delta = -23,45^\circ$) e como final o valor máximo, ocorrido no outro solstício, em 22 de junho ($\delta = +23,45^\circ$), temos:

$$\overline{\cos \theta_z} = \overline{\cos(\phi - \delta)}$$

O valor médio é calculado integrando a variável e dividindo pelo período de integração.

$$\overline{\cos(\phi - \delta)} = \frac{1}{(\delta_{MAX} - \delta_{MIN})} \int_{\delta_{MIN}}^{\delta_{MAX}} \cos(\phi - \delta) d\delta$$

Considerando a relação trigonométrica do cosseno, temos

$$\cos(\phi-\delta) = \cos\phi \cos\delta + \text{sen}\phi \text{sen}\delta$$

$$\int_{\delta_{MIN}}^{\delta_{MAX}} \cos(\phi-\delta) d\delta = \int_{\delta_{MIN}}^{\delta_{MAX}} (\cos\phi \cos\delta + \text{sen}\phi \text{sen}\delta) d\delta$$

$$= \int_{\delta_{MIN}}^{\delta_{MAX}} (\cos\phi \cos\delta) d\delta + \int_{\delta_{MIN}}^{\delta_{MAX}} (\text{sen}\phi \text{sen}\delta) d\delta$$

$$= \cos\phi \int_{\delta_{MIN}}^{\delta_{MAX}} \cos\delta d\delta + \text{sen}\phi \int_{\delta_{MIN}}^{\delta_{MAX}} \text{sen}\delta d\delta$$

$$= \cos\phi \text{sen}\delta \Big|_{\delta_{MIN}}^{\delta_{MAX}} + \text{sen}\phi (-\cos\delta) \Big|_{\delta_{MIN}}^{\delta_{MAX}}$$

$$= \cos\phi (\text{sen}\delta_{MAX} - \text{sen}\delta_{MIN}) + \text{sen}\phi (-\cos\delta_{MAX} + \cos\delta_{MIN})$$

Como $|\delta_{MAX}| = |\delta_{MIN}|$, temos:

$$\cos(X) = \cos(-X)$$

$$\text{sen}(-X) = -\text{sen}(X)$$

$$= \cos\phi [\text{sen}\delta_{MAX} + \text{sen}(-\delta_{MIN})] + \text{sen}\phi [-\cos\delta_{MAX} + \cos(-\delta_{MIN})]$$

Como $\delta_{MAX} = -\delta_{MIN}$, temos:

$$= \cos\phi (2) \text{sen}\delta_{MAX} + \text{sen}\phi [-\cos\delta_{MAX} + \cos\delta_{MAX}]$$

$$= \cos\phi (2) \text{sen}\delta_{MAX}$$

Dividindo o valor da integral pelo período de integração, temos:

$$\frac{\cos\phi (2) \text{sen}\delta_{MAX}}{(\delta_{MAX} - \delta_{MIN})} = \frac{\cos\phi (2) \text{sen}\delta_{MAX}}{2 \delta_{MAX}} = \frac{\cos\phi \text{sen}\delta_{MAX}}{\delta_{MAX}} = 0,9723 \cos\phi$$

Logo: $\overline{\cos\theta_Z} = 0,9723 \cos\phi$, ou seja, o valor médio do ângulo zenital, que representa o ângulo de incidência dos raios solares diretos, é proporcional ao cosseno da latitude.

Assim, o melhor aproveitamento anual do painel horizontal ocorre quando localizado na linha do equador, tendo sua capacidade de receber raios solares perpendiculares prejudicada à medida em que a latitude aumenta.

A tabela 3.3 apresenta a capacidade de aproveitamento para diversas latitudes, calculada em função de $\cos\phi$.

Tabela 3.3 – Capacidade média de aproveitamento dos raios solares para um painel horizontalmente disposto, em diversas latitudes.

Latitude	Capacidade de aproveitamento [%]	Média anual do ângulo zenital [graus]
0°	97,23	13,5°
-10°	95,75	16,8°
-15°	93,92	20,1°
-20°	91,37	24,0°
-40°	74,48	41,9°
-60°	48,62	60,9°
-80°	16,88	80,3°
-90°	0	90°

3.1.3.3 – Superfície inclinada

Para que o melhor aproveitamento possa ser obtido para qualquer latitude do globo terrestre, deve-se alterar o ângulo de inclinação da superfície que, intuitivamente, deve estar relacionado à latitude do local.

Considerando o painel inclinado de um ângulo i , e considerando θ como o ângulo de incidência sobre o painel inclinado, conforme representado na figura 3.21, a seguinte dedução pode ser feita:

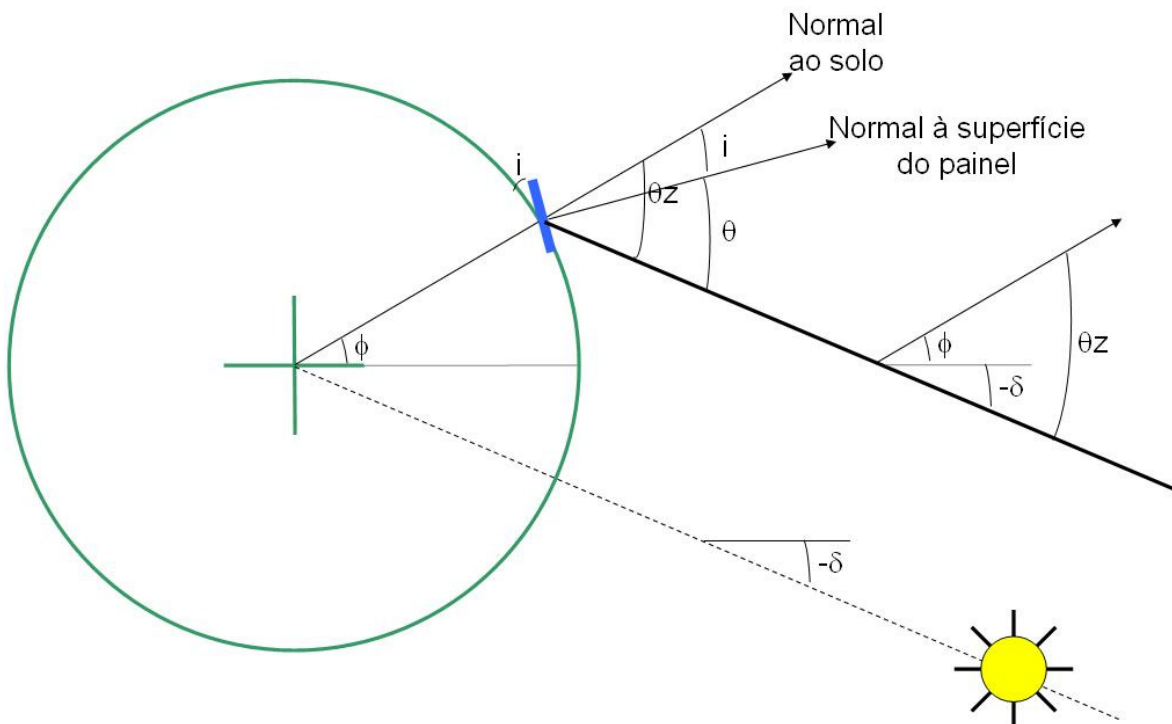


Figura 3.21 – Representação do ângulo de inclinação da superfície i , do ângulo zenital θ_z e do ângulo de incidência normal ao painel, θ .

$$\theta_Z = \theta + i \rightarrow \theta = \theta_Z - i$$

$$\theta_Z = \phi - \delta$$

$$\theta = \phi - \delta - i$$

Somente os raios perpendiculares ao painel são aproveitados, representados pelo $\cos \theta$.

$$\cos \theta = \cos (\phi - \delta - i)$$

O aproveitamento máximo ocorre quando o $\cos \theta$ vale 1, ou seja:

$$\phi - \delta - i = 0$$

$$i = \phi - \delta$$

A inclinação ideal, permitindo que os raios ao meio-dia solar sempre estejam perpendiculares ao painel fotovoltaico, necessita de um ajuste diário na inclinação, conforme a relação $i = \phi - \delta$. Este é o princípio de funcionamento de um rastreador de Sol com movimento norte-sul. Neste caso o aproveitamento é máximo, independente da latitude.

Esta situação ideal necessita de 365 ajustes na inclinação anualmente. Deve-se analisar qual é a posição fixa que melhor aproveita os raios solares perpendiculares durante o ano.

Calculando a média para um período de 6 meses, tendo o valor de i fixo, temos:

$$\overline{\cos \theta} = \overline{\cos(\phi - \delta - i)}$$

$$\overline{\cos(\phi - \delta - i)} = \frac{1}{(\delta_{MAX} - \delta_{MIN})} \int_{\delta_{MIN}}^{\delta_{MAX}} \cos(\phi - \delta - i) d\delta$$

Considerando a relação trigonométrica do cosseno, temos

$$\cos(\phi - i - \delta) = \cos(\phi - i) \cos \delta + \text{sen}(\phi - i) \text{sen} \delta$$

$$\int_{\delta_{MIN}}^{\delta_{MAX}} \cos(\phi - i - \delta) d\delta = \int_{\delta_{MIN}}^{\delta_{MAX}} [\cos(\phi - i) \cos \delta + \text{sen}(\phi - i) \text{sen} \delta] d\delta$$

$$= \int_{\delta_{MIN}}^{\delta_{MAX}} [\cos(\phi - i) \cos \delta] d\delta + \int_{\delta_{MIN}}^{\delta_{MAX}} [\text{sen}(\phi - i) \text{sen} \delta] d\delta$$

$$= \cos(\phi - i) \int_{\delta_{MIN}}^{\delta_{MAX}} \cos \delta d\delta + \text{sen}(\phi - i) \int_{\delta_{MIN}}^{\delta_{MAX}} \text{sen} \delta d\delta$$

$$\begin{aligned}
&= \cos(\phi-i) \operatorname{sen} \delta \Big|_{\delta_{MIN}}^{\delta_{MAX}} + \operatorname{sen}(\phi-i) (-\cos \delta) \Big|_{\delta_{MIN}}^{\delta_{MAX}} \\
&= \cos(\phi-i) (\operatorname{sen} \delta_{MAX} - \operatorname{sen} \delta_{MIN}) + \operatorname{sen}(\phi-i) (-\cos \delta_{MAX} + \cos \delta_{MIN}) \\
&\text{Como } |\delta_{MAX}| = |\delta_{MIN}|, \text{ temos:} \\
&\cos(X) = \cos(-X) \\
&\operatorname{sen}(-X) = -\operatorname{sen}(X) \\
&= \cos(\phi-i) [\operatorname{sen} \delta_{MAX} + \operatorname{sen}(-\delta_{MIN})] + \operatorname{sen}(\phi-i) [-\cos \delta_{MAX} + \cos(-\delta_{MIN})] \\
&\text{Como } \delta_{MAX} = -\delta_{MIN}, \text{ temos:} \\
&= \cos(\phi-i) (2) \operatorname{sen} \delta_{MAX} + \operatorname{sen}(\phi-i) [-\cos \delta_{MAX} + \cos \delta_{MAX}] \\
&= \cos(\phi-i) (2) \operatorname{sen} \delta_{MAX}
\end{aligned}$$

Dividindo o valor da integral pelo período de integração, temos:

$$\frac{\cos(\phi-i) (2) \operatorname{sen} \delta_{MAX}}{(\delta_{MAX} - \delta_{MIN})} = \frac{\cos(\phi-i) (2) \operatorname{sen} \delta_{MAX}}{2 \delta_{MAX}} = \frac{\cos(\phi-i) \operatorname{sen} \delta_{MAX}}{\delta_{MAX}} = 0,9723 \cos(\phi-i)$$

Nota-se que o melhor aproveitamento ocorre quando $\cos(\phi-i) = 1$, isto é,

$$\phi - i = 0$$

$$i = \phi$$

Com a inclinação igual à latitude, o ângulo médio anual de incidência é $13,5^\circ$, independente do local onde a placa fotovoltaica foi instalada, conforme ilustrado na figura 3.22.

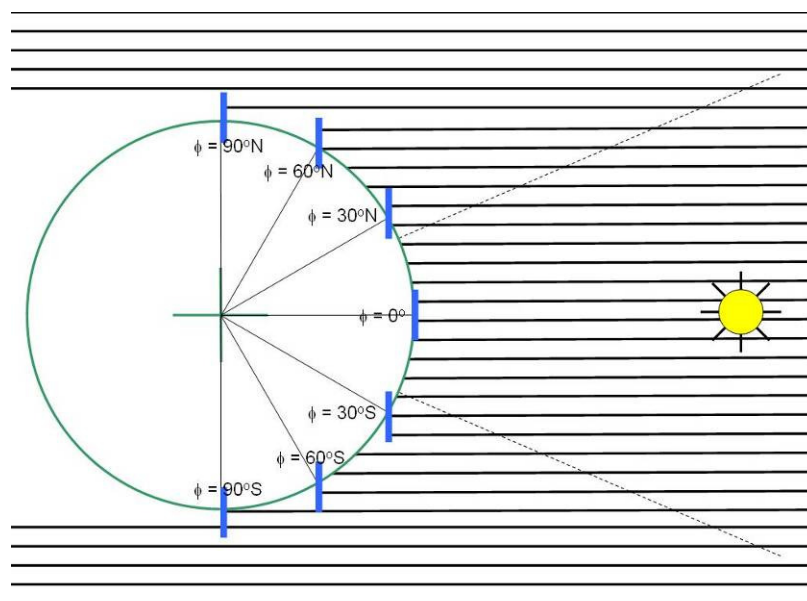


Figura 3.22 – Posicionamento dos painéis fotovoltaicos com inclinação da superfície igual à latitude.

3.1.3.4 – Alteração na inclinação

Conforme demonstrado, um rastreador de Sol com rotação em torno de seu eixo leste-oeste, o qual varia a inclinação do painel no sentido norte-sul, é capaz de aproveitar 100% dos raios solares do meio-dia solar, por estar sempre perpendicular a eles. Entretanto isto necessita de 365 ajustes diferentes por ano.

Por outro lado, mantendo-se o painel fixo durante todo o ano com uma inclinação igual à latitude, o aproveitamento é de 97,23%.

A seguir é apresentada a análise que verifica a possibilidade de, com uma quantidade reduzida de ajustes na inclinação, reduzir o ângulo zenital médio, de modo a obter a melhora propiciada pelo rastreador de Sol, porém sem seus custos e preocupações com manutenção.

O cosseno de δ varia, no decorrer de 6 meses, de 0,9174 ($\cos \delta_{MIN}$), passando por 1 ($\cos 0$) e retornando para 0,9174 ($\cos \delta_{MAX}$). Por ser uma função não-linear, seu valor médio, conforme já apresentado, é:

$$\frac{1}{(\delta_{MAX} - \delta_{MIN})} \int_{\delta_{MIN}}^{\delta_{MAX}} \cos(\delta) d\delta = 0,9723$$

Este valor correspondente a um ângulo médio de 13,5°, conforme ilustrado na figura 3.23a.

Considerando a possibilidade de realizar 2 ajustes diferentes por ano, pode-se calcular o novo valor médio do ângulo zenital, desta vez para um período de 3 meses, pois os demais são equivalentes. A figura 3.23b ilustra esta situação.

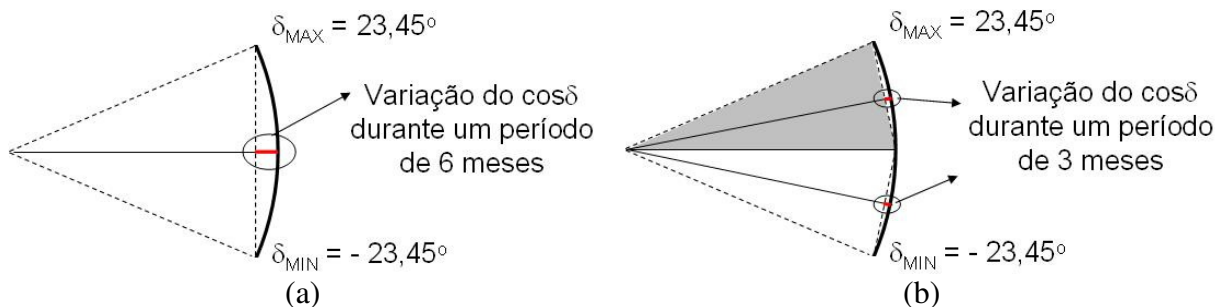


Figura 3.23 – O valor médio do cosseno de δ para (a) posição fixa na inclinação da latitude durante o ano e (b) com 2 posições anuais.

Considerando a inclinação desejada para um período de 3 meses como i_1 , temos:

$$\cos\theta = \cos(\delta - i_1)$$

$$\overline{\cos(\theta)} = \frac{1}{\delta_{MAX}} \int_0^{\delta_{MAX}} \cos(\delta - i_1) d\delta$$

Considerando a relação trigonométrica do cosseno, temos

$$\cos(\delta - i_1) = \cos i_1 \cos\delta + \text{sen } i_1 \text{ sen}\delta$$

$$\int_0^{\delta_{MAX}} \cos(\delta - i_1) d\delta = \int_0^{\delta_{MAX}} (\cos i_1 \cos\delta + \text{sen } i_1 \text{ sen}\delta) d\delta$$

$$= \int_0^{\delta_{MAX}} (\cos i_1 \cos\delta) d\delta + \int_0^{\delta_{MAX}} (\text{sen } i_1 \text{ sen}\delta) d\delta$$

$$= \cos i_1 \int_0^{\delta_{MAX}} \cos\delta d\delta + \text{sen } i_1 \int_0^{\delta_{MAX}} \text{sen}\delta d\delta$$

$$= \cos i_1 \text{sen}\delta \Big|_0^{\delta_{MAX}} + \text{sen } i_1 (-\cos\delta) \Big|_0^{\delta_{MAX}}$$

$$= \cos i_1 (\text{sen}\delta_{MAX} - \text{sen } 0) + \text{sen } i_1 (-\cos\delta_{MAX} + \cos 0)$$

$$= \cos i_1 \text{sen}\delta_{MAX} - \text{sen } i_1 \cos\delta_{MAX} + \text{sen } i_1$$

$$= \text{sen}(\delta_{MAX} - i_1) + \text{sen } i_1$$

Dividindo o valor da integral pelo período de integração, temos:

$$\frac{\text{sen}(\delta_{MAX} - i_1) + \text{sen } i_1}{\delta_{MAX}}$$

O valor de i_1 que resulta no menor valor médio do ângulo zenital pode ser determinado igualando a zero a derivada desta função, em i_1 .

$$\frac{d}{di_1} (\cos i_1 \text{sen}\delta_{MAX} - \text{sen } i_1 \cos\delta_{MAX} + \text{sen } i_1) = 0$$

$$-\text{sen } i_1 \text{sen}\delta_{MAX} - \cos i_1 \cos\delta_{MAX} + \cos i_1 = 0$$

$$-(\text{sen } i_1 \text{sen}\delta_{MAX} + \cos i_1 \cos\delta_{MAX}) + \cos i_1 = 0$$

$$-\cos(\delta_{MAX} - i_1) + \cos i_1 = 0$$

$$\cos(\delta_{MAX} - i_1) = \cos i_1$$

$$\delta_{MAX} - i_1 = i_1$$

$$i_1 = \frac{\delta_{MAX}}{2}$$

Logo, a melhor inclinação corresponde ao valor $\delta_{MAX}/2$. Assim, o valor médio do ângulo zenital para este caso é:

$$\begin{aligned} \overline{\cos(\theta)} &= \frac{\text{sen}(\delta_{MAX} - i_1) + \text{sen}(i_1)}{\delta_{MAX}} = \frac{\text{sen}(\delta_{MAX} - \frac{\delta_{MAX}}{2}) + \text{sen}(\frac{\delta_{MAX}}{2})}{\delta_{MAX}} \\ &= \frac{\text{sen}(\frac{\delta_{MAX}}{2}) + \text{sen}(\frac{\delta_{MAX}}{2})}{\delta_{MAX}} = \frac{2 \text{sen}(\frac{\delta_{MAX}}{2})}{\delta_{MAX}} = 0,9930 \end{aligned}$$

Percebe-se que, ao passar de uma inclinação fixa durante o ano para duas, com ângulo de inclinação e data de alteração devidamente calculados, a capacidade de aproveitamento da componente direta dos raios do Sol incidentes perpendicularmente ao módulo fotovoltaico ao meio-dia solar passa de 0,9723 para 0,9930, melhorando o desempenho do sistema em 2,07%, correspondendo a um ângulo zenital médio de 6,8°.

Com a análise de mais alterações no ajuste durante o ano, aplicando o mesmo cálculo utilizado anteriormente, nota-se que a seguinte regra é seguida, apresentada na tabela 3.4:

Assim, utilizando 2 ajustes, o maior ganho incremental é alcançado, pois para 3 posicionamentos por ano ou mais o benefício é muito reduzido.

Para que estes 2 ajustes sejam aproveitados ao máximo, as seguintes instruções devem ser seguidas:

- Datas para mudança dos ajustes: 21 de março e 23 de setembro, que corresponde aos equinócios, momento em que a declinação solar vale zero); e
- Ajustes: $\phi + 12^\circ$ e $\phi - 12^\circ$, respectivamente.

Tabela 3.4 – Melhora na captação dos raios solares perpendiculares ao meio-dia solar para quantidades diferentes de posições dos painéis durante o ano.

Quantidade de posições ao ano	Fórmula do $\cos \theta$	Cálculo do $\cos \theta$ (valor médio)	Ângulo zenital médio anual
1	$\frac{\text{sen}(\delta_{MAX})}{\delta_{MAX}}$	0,9723	13,5°
2	$\frac{\text{sen}(\frac{\delta_{MAX}}{2})}{\frac{\delta_{MAX}}{2}}$	0,9930	6,8°
3	$\frac{\text{sen}(\frac{\delta_{MAX}}{3})}{\frac{\delta_{MAX}}{3}}$	0,9969	4,5°
4	$\frac{\text{sen}(\frac{\delta_{MAX}}{4})}{\frac{\delta_{MAX}}{4}}$	0,9983	3,4°
5	$\frac{\text{sen}(\frac{\delta_{MAX}}{5})}{\frac{\delta_{MAX}}{5}}$	0,9989	2,7°

3.1.3.5 – Validação dos cálculos apresentados

Estes cálculos teóricos podem ser verificados através da comparação com uma publicação relacionada a este tópico. O *Solar radiation data manual for flat-plate and concentrating collectors*, editada pelo *National Renewable Energy Laboratory*, apresenta dados de 239 estações meteorológicas em diversas localidades dos Estados Unidos, as quais registraram medidas de irradiância direta e difusa entre os anos de 1961 e 1990. De posse destes dados, o *National solar radiation data base* foi elaborado, contando com 7% de dados medidos e 93% de dados modelados. A análise a seguir não é completamente precisa, pois estes dados possuem incertezas de aproximadamente 9%, o que dificulta a análise de ganhos da ordem de 2%, como o previsto para a utilização de um rastreador de Sol no sentido norte-sul. Porém uma comparação da ordem de grandeza dos valores é possível de ser feita.

A demonstração teórica de que a irradiância em uma superfície horizontal fixa é afetada pelo cosseno da latitude é verificada na figura 3.24. Nota-se que seu valor médio,

representado pela curva tracejada, é muito próximo à função do cosseno da latitude, comprovando a relação entre eles.

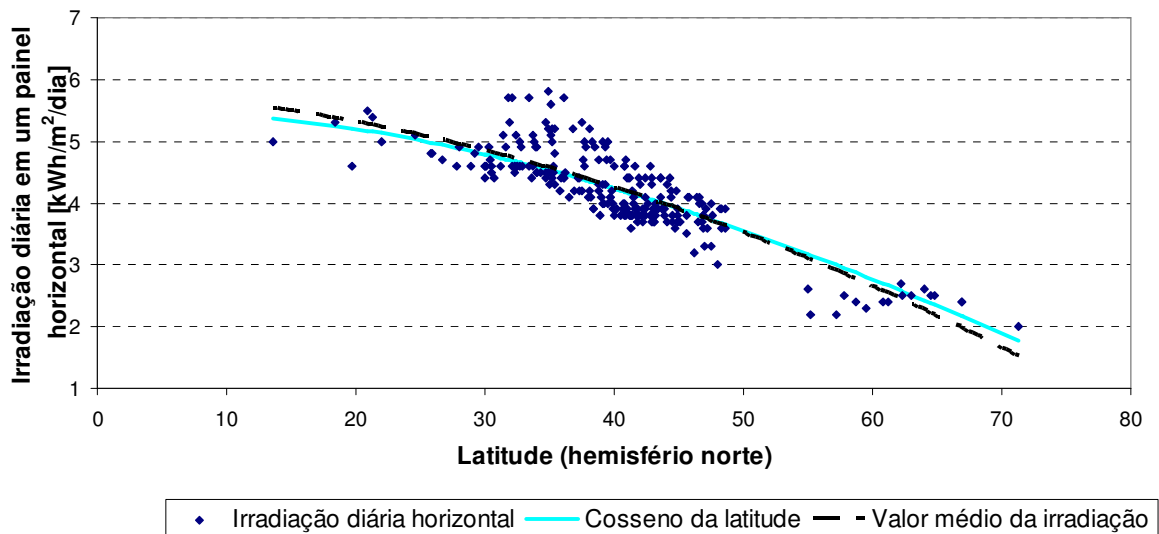


Figura 3.24 – Representação da irradiação média diária em uma superfície horizontal para 239 estações meteorológicas.

A figura 3.25 apresenta a comparação entre a irradiação em uma superfície horizontal e sobre o plano da superfície inclinada no mesmo ângulo da latitude do local. A previsão teórica é de que todos os valores devem ser iguais, independente da localização geográfica, porém não considera o efeito da atenuação provocada pela massa de ar. A figura comprova que a inclinação igual à latitude promove melhor aproveitamento dos raios solares, entretanto a atmosfera, com variações devidas à pressão do local, nebulosidade, poeiras e quantidade de água precipitável apresentam a realidade com fatores atenuantes além dos considerados na teoria.

O ganho com a utilização de um rastreador de Sol leste-oeste, comparado com um painel horizontal, é apresentado na figura 3.26. A teoria informa que, para a irradiância extraterrestre, o ganho é de 57%, e considerando a atenuação da atmosfera, o valor torna-se próximo à 48%. Nota-se que muitos valores encontram-se próximos ao esperado. Alguns pontos acima de 150% podem estar influenciados pelo reflexo do albedo, por se situarem no Alasca.

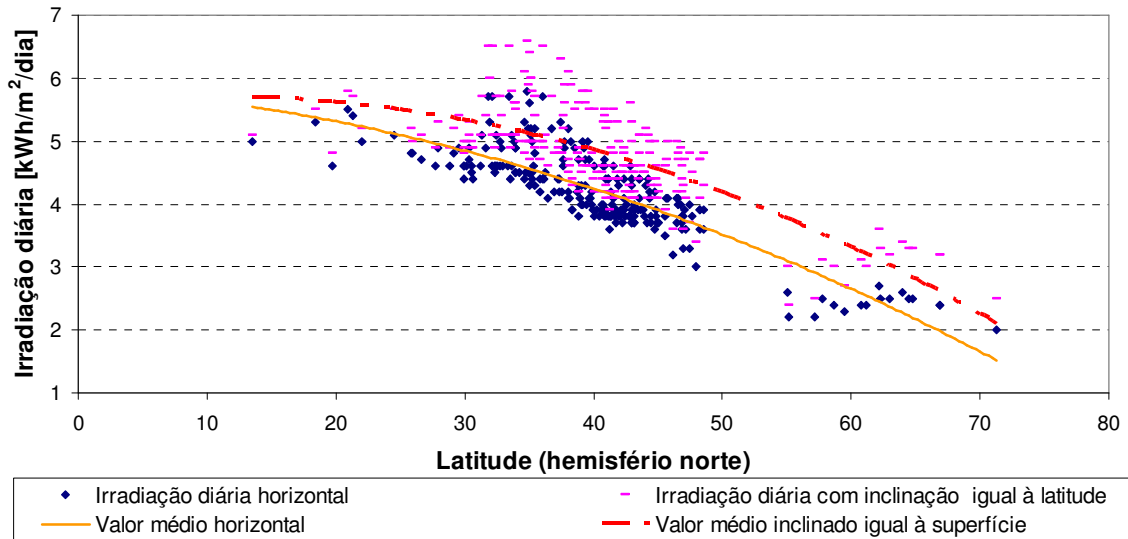


Figura 3.25 – Irradiação em uma superfície horizontal e sobre o plano da superfície inclinada no mesmo ângulo da latitude do local.

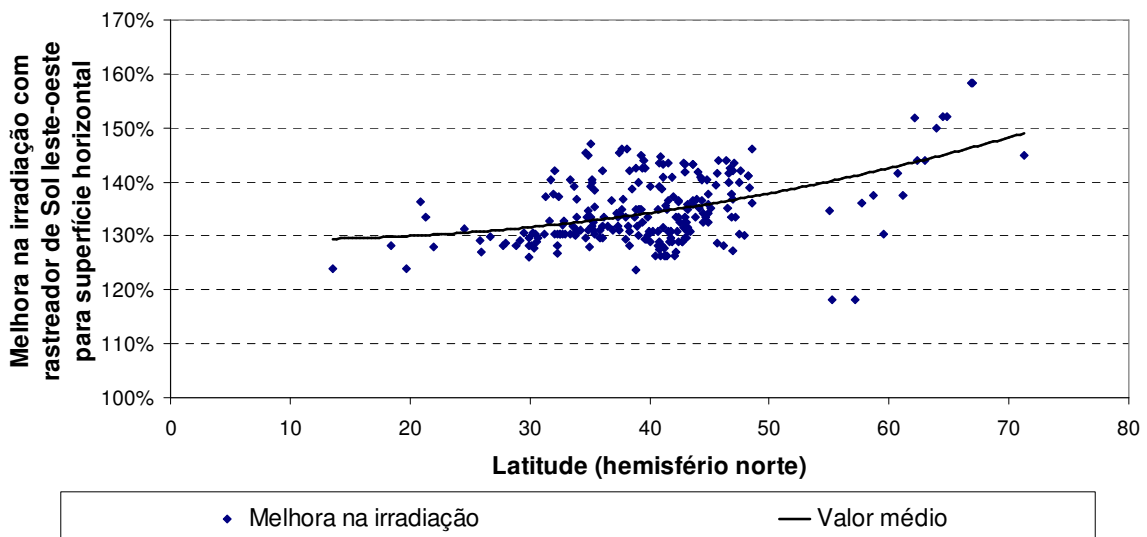


Figura 3.26 – Melhora na irradiação diária utilizando um rastreador de Sol leste-oeste, comparado com um painel horizontal.

A figura 3.27 compara a irradiação com um rastreador de Sol de 1 eixo, inclinado igual à latitude, com a utilização de um sistema de 2 eixos. O ganho teórico é de 2%. Valores próximos a este são constatados.

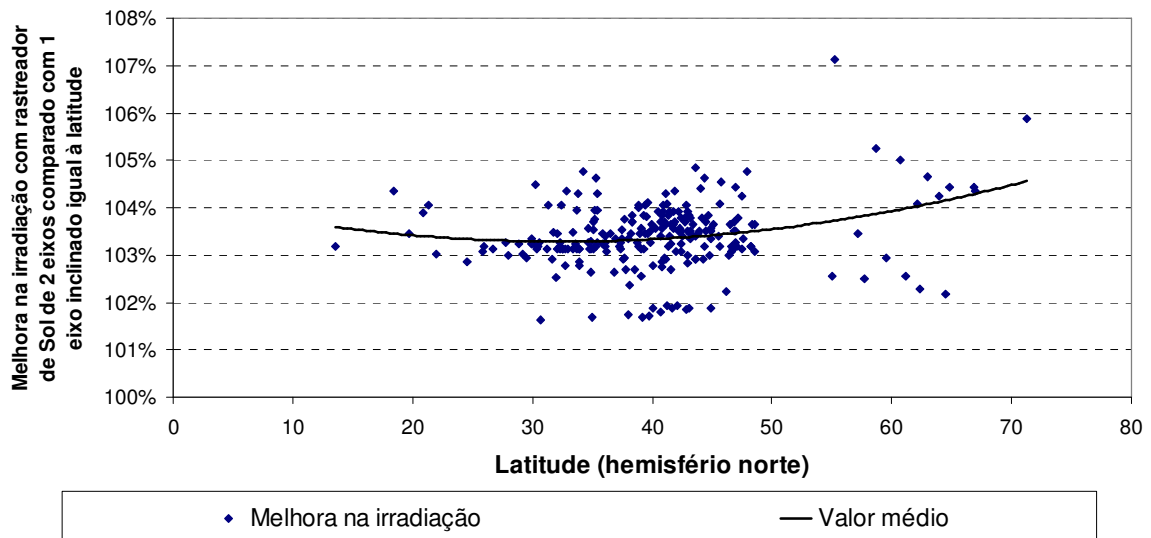


Figura 3.27 – Comparação da irradiação com um rastreador de Sol de 1 eixo, inclinado igual à latitude, com a utilização de um sistema de 2 eixos.

Por fim, a figura 3.28 representa o ganho total do rastreador de Sol de 2 eixos, quando comparado com uma superfície horizontal fixa. O ganho médio é em torno de 150%.

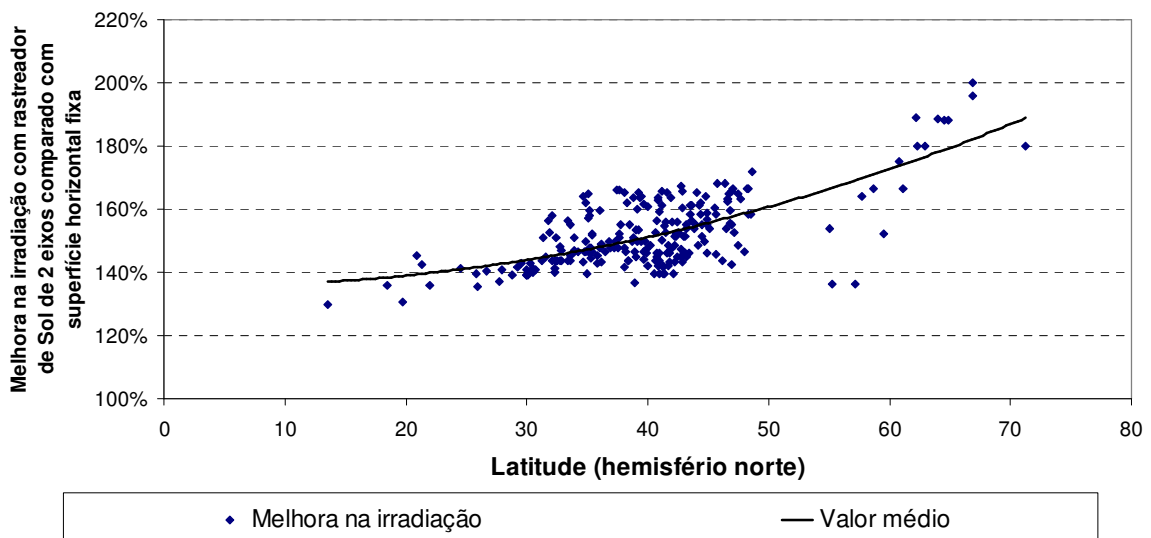


Figura 3.28 – Comparação da irradiação com um rastreador de Sol de 2 eixos comparado com uma superfície horizontal fixa.

3.2 – ENERGIA DISPONIBILIZADA PELO SOL ACIMA DA ATMOSFERA

A medição de irradiação diária realizada por um piranômetro corresponde à uma superfície horizontal fixa. Conforme visto, arranjos fotovoltaicos que possuem rastreadores de Sol podem captar até 150% da energia registrada por este instrumento da estação

meteorológica em dias de céu claro, não servindo, então, como sensor ideal do total de energia disponibilizada pelo Sol para cálculo do rendimento global do sistema.

A irradiância solar no topo da atmosfera em uma superfície horizontal (R') é obtida pela equação 3.10 (Vianello, Alves, 1991).

$$R' = S \left(\frac{\bar{D}}{D} \right)^2 \cos \theta_z \quad (3.10)$$

A multiplicação da constante solar (S) pela distância da Terra em relação ao Sol (D), a qual varia ao decorrer do ano, já foi apresentada na figura 3.3. O último fator é o cosseno do ângulo zenital θ_z .

A energia total disponibilizada pelo Sol no topo da atmosfera é obtida integrando esta equação da irradiância ao longo do dia, desde o nascer até o pôr-do-Sol.

Considerando a situação ideal, em que a superfície iluminada está sempre perpendicular aos raios do Sol, o ângulo zenital vale sempre 0° , e seu cosseno vale 1 durante todo o decorrer do dia. Tendo em vista que, para um determinado dia, a distância Terra-Sol (D) e a declinação solar (δ) são praticamente constantes, a irradiação total é calculada multiplicando a irradiância diretamente pela duração astronômica do dia (N), conforme já apresentado na tabela 3.2.

Este valor de energia é o denominador do índice de rendimento global do painel fotovoltaico. Quanto mais perto a energia elétrica gerada estiver deste número, melhor será o desempenho do sistema. A tabela 3.5 apresenta estes valores para diversas latitudes.

Nota-se que a média é ligeiramente diferente para diversas latitudes, fazendo com que o hemisfério sul receba mais irradiância que o norte, devido ao fato do Sol encontrar-se no periélio em janeiro e no afélio em julho.

3.2.1 – Fator de claridade do céu (K_T)

Um dos fatores atenuantes, que dificulta o aproveitamento de toda a energia que o Sol disponibiliza fora da atmosfera, reduzindo-o até a chegada ao solo, além da massa de ar, é a quantidade de nuvens no céu, as quais impedem que os raios solares diretos atinjam os painéis. A figura 3.29 apresenta a irradiância medida pelo piranômetro horizontal em dois dias consecutivos, os quais apresentam captação solar completamente diferentes. Como no intervalo de 1 dia a distância Terra-Sol e a declinação solar são praticamente constantes, e a quantidade de massa de ar também não se altera, esta diferença de energia que atinge a superfície é devida à nebulosidade.

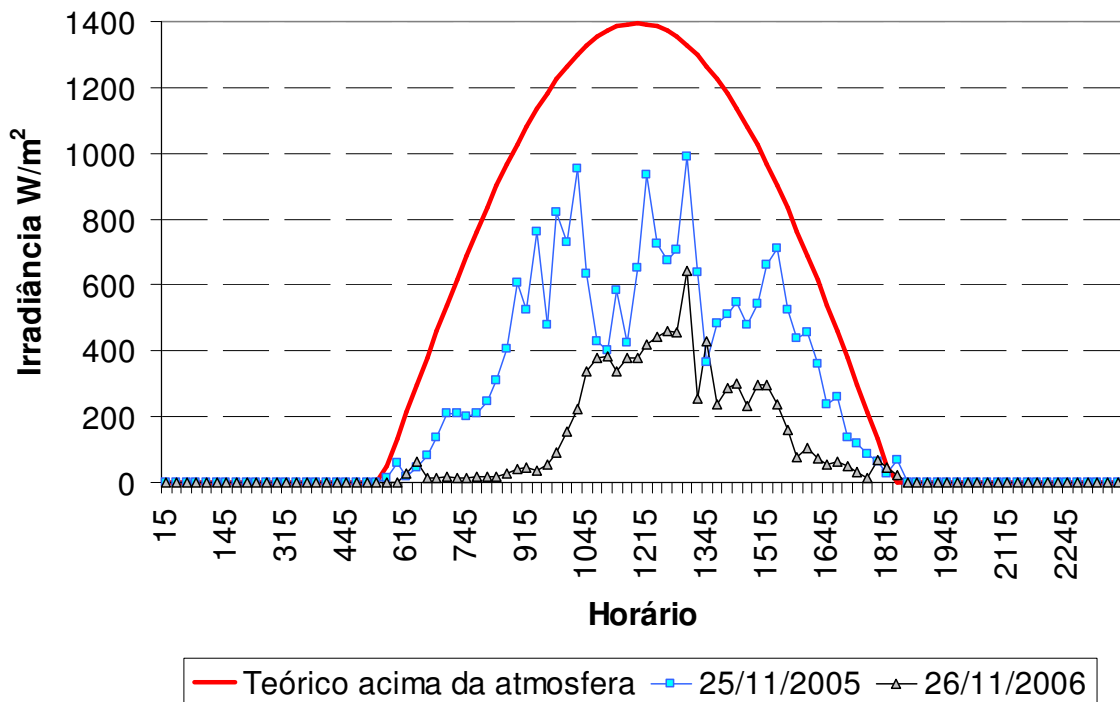


Figura 3.29 – Medição de irradiância realizada pela estação meteorológica do laboratório, em dois dias consecutivos.

O fator de claridade pode ser mensurado comparando o cálculo da irradiação em uma superfície horizontal no topo da atmosfera com a medição do piranômetro.

A irradiação em uma superfície horizontal no topo da atmosfera é calculada integrando a equação 3.10, porém desta vez considerando a variação do ângulo zenital. Seu resultado é apresentado na equação 3.12. A dedução matemática encontra-se na bibliografia (Vianello, Alves, 1991).

$$R_o = 0,13536 \left(\frac{\bar{D}}{D} \right)^2 (H \sin\phi \sin\delta + \cos\phi \cos\delta \sin H) \quad (3.12)$$

Onde H é expresso em radianos e R_o em W/m^2 .

Para a latitude de Brasília, $\phi = 15^\circ$ Sul ($\phi = -15^\circ$), a figura 3.30 apresenta o valor total de energia disponibilizada pelo Sol, a irradiação em uma superfície horizontal no topo da atmosfera e os valores medidos pelo piranômetro da estação meteorológica do laboratório de fontes alternativas, que correspondem à uma superfície horizontal no solo, para o ano de 2005. O fato da curva indicando a medição no solo não ser regular indica o efeito da nebulosidade

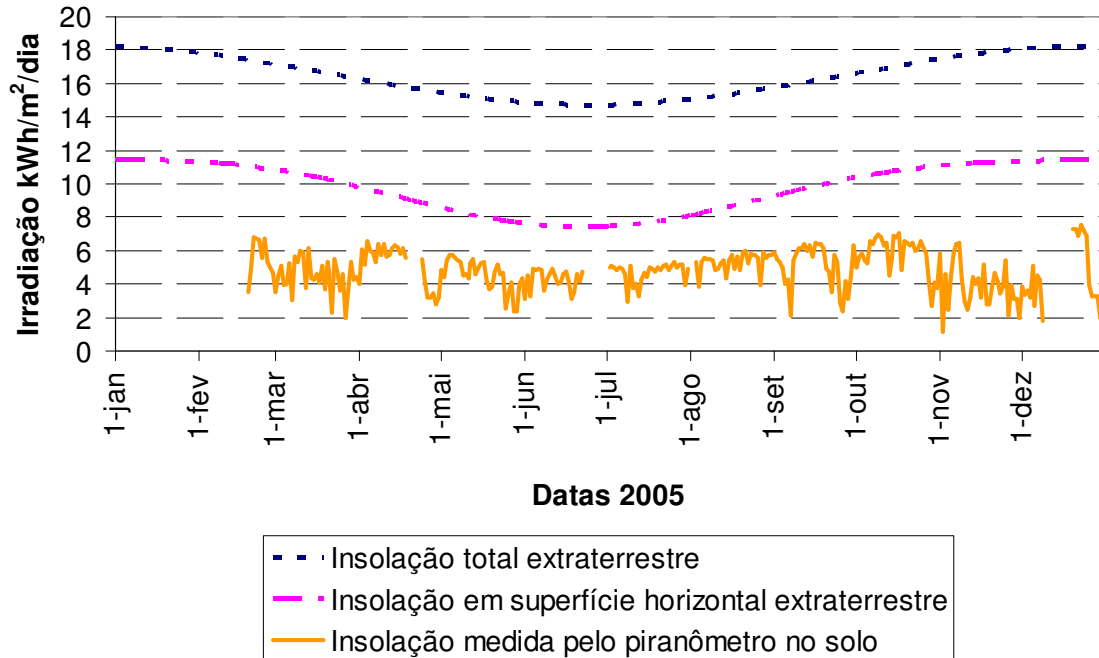


Figura 3.30 – Comparação entre a energia disponibilizada pelo Sol, tanto em uma superfície móvel quanto em um plano horizontal, e a energia real que chega ao solo, registrada pelo piranômetro.

O fator de claridade, que corresponde à relação entre a irradiação fora da atmosfera dividida pela irradiação medida no solo, ambas em uma superfície horizontal, foi

introduzido em 1960, pela pesquisa pioneira de Liu e Jordan, a qual utiliza este índice para identificar as componentes direta e difusa da irradiância.

Esta determinação, empírica, das componentes direta e difusa da radiação irradiância a partir da medição da irradiância global, permite calcular a potência incidente sobre superfícies inclinadas, conforme equação 3.13.

$$G_{TOT} = G_{DIR} \cos\theta + G_{DIF} + G_{ALB} \quad (3.13)$$

Onde G_{TOT} é a irradiância solar total incidente sobre uma superfície inclinada,

G_{DIR} é a irradiância direta,

G_{DIF} é a irradiância difusa,

G_{ALB} é a irradiância refletida pelo albedo e

θ é o ângulo de incidência dos raios solares, conforme já mencionado anteriormente.

O reflexo do albedo depende de qual material está em torno do painel, e de sua capacidade de reflexão. A tabela 3.6 apresenta o coeficiente de albedo para algumas superfícies.

Tabela 3.6 – Capacidade de reflexão dos raios solares de algumas superfícies, que contribuem para a captação de energia dos painéis fotovoltaicos.
(fonte: Vianello, Alves, 1991, e Marion, Wilcox)

Material	Albedo (%)
Água	5
Asfalto	9
Gramma	24
Neve	60
Cobre	74
Aço	80
Alumínio	85

A equação original de Liu e Jordan foi aperfeiçoada por diversos pesquisadores, entre eles Collares-Pereira e Rabl (1979) e Perez *et al*(1987).

A capacidade de aproveitar até 48% a mais dos raios solares utilizando um seguidor de Sol leste-oeste, analiticamente demonstrado, é válido somente se os painéis receberem 100% de irradiância solar direta, para que o módulo fotovoltaico possa estar sempre perpendicular aos raios. Entretanto, devido à presença de nuvens no céu e demais fatores

que causam a absorção e o espalhamento do fóton durante a travessia da atmosfera, existe uma componente de radiação difusa que deve ser levada em conta.

A tabela 3.7 apresenta o valor médio mensal da insolação acima da atmosfera, calculado, e o medido no solo de Brasília pela estação meteorológica do Laboratório de Fontes Alternativas.

Tabela 3.7 – Fator de claridade medido em Brasília entre julho e novembro de 2005

Mês	Irradiação média horizontal acima da atmosfera (calculado) [kWh/m ² /dia]	Irradiação média horizontal medida no solo [kWh/m ² /dia]	Fator de claridade K _T – média mensal
Julho 2005	7,68	4,70	0,61
Agosto 2005	8,67	5,32	0,61
Setembro 2005	9,81	5,10	0,52
Outubro 2005	10,73	5,81	0,54
Novembro 2005	11,21	3,88	0,35

À medida em que o fator de claridade aproxima-se da unidade, tem-se que os raios solares conseguem atravessar a atmosfera com maior facilidade, logo a componente difusa representa somente uma pequena parte da radiação global. Já para o caso de fator de claridade com reduzido índice, entende-se que a componente difusa é pronunciada.

As equações 3.14 e 3.15 apresentam a relação entre o índice de claridade K_T e a proporção de irradiação difusa diária H_{DIF} e total H_{TOT}, respectivamente para análise dia-a-dia e para médias mensais. A diferença entre as equações é que o resultado mensal, por utilizar valores médios, incorpora a distribuição de dias claros e nublados durante o curso de um mês (Collares-Pereira, Rabl, 1979). A figura 3.31 apresenta graficamente esta relação.

$$\frac{H_{DIF}}{H_{TOT}} = 0,99 \text{ para } K_T \leq 0,17$$

$$\frac{H_{DIF}}{H_{TOT}} = 1,188 - 2,272K_T + 9,473K_T^2 - 21,856K_T^3 + 14,648K_T^4 \text{ para } 0,17 < K_T < 0,8K_T \quad (3.14)$$

$$\frac{\overline{H_{DIF}}}{\overline{H_{TOT}}} = 0,775 + 0,347 \left(H - \frac{\pi}{2} \right) - \left[0,505 + 0,261 \left(H - \frac{\pi}{2} \right) \right] \cos \left[2 \left(\overline{K_T} - 0,9 \right) \right] \text{ com } H \text{ em rad} \quad (3.15)$$

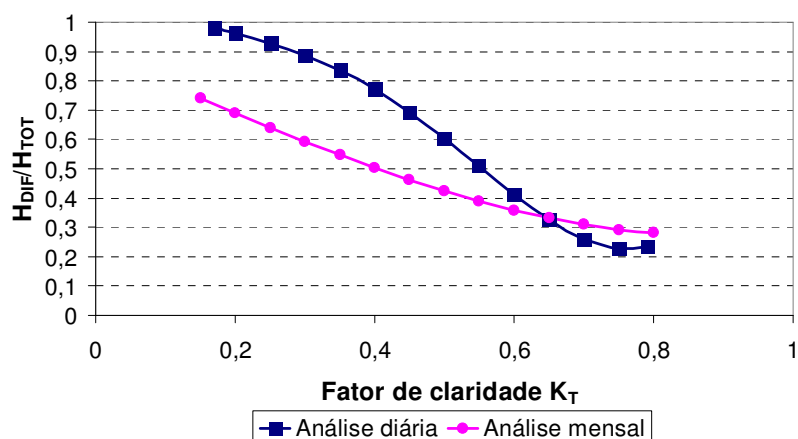


Figura 3.31 – Representação gráfica da relação entre fator de claridade e componente difusa da irradiação diária
(fonte: Collares-Pereira, Rabl, 1979)

Utilizando a equação 3.15, que considera o valor médio mensal, a tabela 3.8 apresenta o percentual de irradiância difusa em relação à radiação global para os dados medidos em Brasília.

Tabela 3.8 – Percentual de irradiação difusa em relação à global, pelo método que considera a média mensal

Mês	Fator de claridade	% Irradiação difusa sobre a global
Julho 2005	0,61	0,35
Agosto 2005	0,61	0,35
Setembro 2005	0,52	0,41
Outubro 2005	0,54	0,39
Novembro 2005	0,35	0,55

Durante os meses analisados, a componente difusa correspondeu a aproximadamente 40% da insolação global, o que indica que os raios solares diretos representaram, em média, 60% da energia diária. Assim, a utilização de um rastreador de Sol de 1 eixo, ao melhorar a captação dos raios solares diretos em 48%, aplica-se somente à componente direta dos raios, fazendo com que o ganho global seja de 29% aproximadamente ($0,48 \times 0,60$).

Para a situação específica de novembro de 2005, cujo fator de claridade foi o mais reduzido do período apresentado, a insolação direta correspondeu somente a 45% do global, e a utilização de um rastreador melhoraria a captação mensal em aproximadamente 22%. Assim, a utilização de rastreadores de Sol é mais indicada para locais com elevado fator de claridade do Sol.

A verificação dia-a-dia também foi executada, considerando a equação 3.14. O período compreendido entre 19 de fevereiro de 2005 e 9 de março de 2006 foi analisado; destes 384 dias, 355 medições foram realizadas, sendo que as 29 restantes não foram registradas devido aos testes realizados no registrador de dados da estação meteorológica do Laboratório de Fontes Alternativas.

A figura 3.32 apresenta a distribuição da frequência de ocorrência de uma determinada faixa de K_T , indicando que existem dias tanto de céu claro quanto nublado no período analisado.

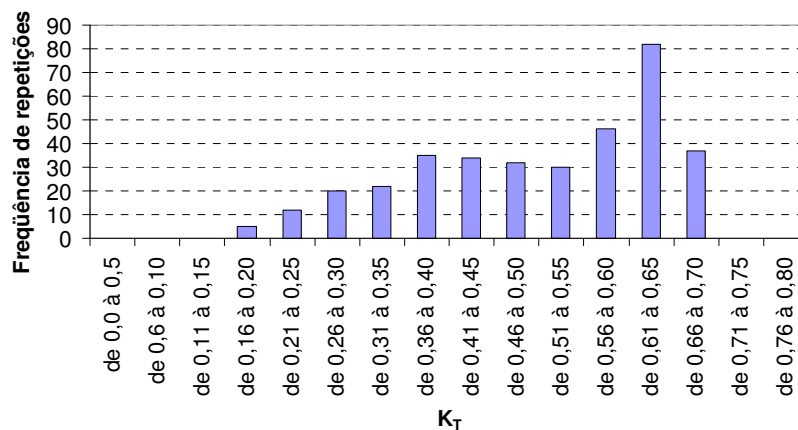


Figura 3.32 – Frequência de ocorrência de K_T para Brasília, entre 19 de fevereiro de 2005 e 9 de março de 2006

Ao aplicar a equação que relaciona a componente difusa com a irradiação total, foi constatado que 53% da irradiação global corresponde à componente difusa. Desta forma, a utilização de um rastreador de Sol em Brasília prevê o incremento na irradiação média de 22% aproximadamente ($0,48 \times 0,47$).

Para locais de céu claro, tal como a cidade de Aswan, no Egito, em que o fator de claridade médio anual é $K_T = 0,74$ (Krenzinger, 2001), espera-se somente 30% de irradiação difusa, logo o ganho com a utilização do rastreador de Sol pode chegar a 34% ($0,48 \times 0,70$).

De posse da componente direta e difusa da irradiação solar, existem diversos modelos para calcular o total de irradiação incidente sobre uma superfície inclinada (Krenzinger, 2001):

- O modelo isotrópico considera que a irradiância difusa provem uniformemente de todo o hemisfério celeste, independentemente da nebulosidade do dia. Assim, a irradiância difusa incidente em uma superfície inclinada pode ser determinada em função do campo de visão desta superfície em relação ao hemisfério celeste;
- O modelo de Klucher utiliza a posição relativa do Sol e o valor do índice de claridade para distribuir a variação difusa em parcelas isotrópica, circunsolar e de horizonte;
- O modelo de Hay e McKay considera a parcela circunsolar da irradiância difusa como irradiância direta. Para isto, define um índice de anisotropia; e
- O modelo de Perez assume uma irradiância constante sobre o céu, exceto em um disco em torno do Sol e uma banda no horizonte, onde os valores de irradiância difusa são incrementados.

Não necessariamente toda a energia solar incidente sobre o arranjo é efetivamente convertida em energia elétrica. Este ponto é analisado a seguir.

3.3 – RENDIMENTO GLOBAL DO SISTEMA DE ARMAZENAMENTO

O projeto de um sistema fotovoltaico isolado pode ser concebido, intuitivamente, como a união de um sistema gerador de energia, o qual funciona durante o dia, e um sistema de armazenamento, o qual atende a carga durante a noite ou nos momentos em que o consumo é maior que a produção da energia.

A figura 3.33 ilustra uma configuração teórica e didática. A curva com função senoidal indica a geração de energia em um dia ideal, a qual ocorre entre 6 e 18 horas. A curva reta representa uma carga constante, ligada ininterruptamente. As áreas de ambas as curvas são idênticas, fazendo com que a carga consuma toda a energia gerada. Neste exemplo ideal as perdas não são consideradas.

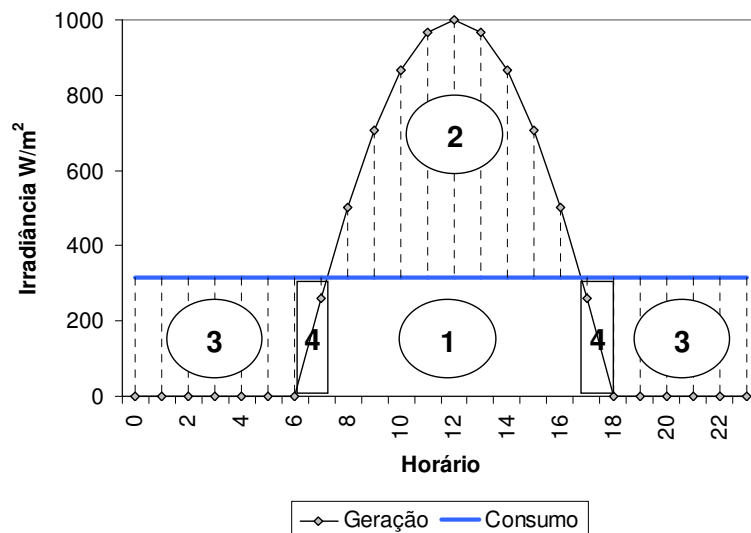


Figura 3.33 – Representação dos estágios de geração, armazenamento e carga de um sistema fotovoltaico isolado.

Existem 4 momentos distintos representados:

- 1 – Carga atendida exclusivamente pelo sistema fotovoltaico;
- 2 – Geração de energia superior ao consumo. Este excedente é direcionado para o sistema de armazenamento;
- 3 – Carga atendida exclusivamente pelo sistema de armazenamento, o qual foi suprido pela área 2; e
- 4 – Carga atendida simultaneamente pelo sistema fotovoltaico e pelo sistema de armazenamento.

Diversos fatores influenciam o desempenho do sistema, entre eles o rendimento do equipamento utilizado para o armazenamento, o montante de energia que é passado através dele e sua capacidade de recuperar-se de um estado de carga reduzido.

Este estudo baseia-se exclusivamente em armazenamento utilizando baterias do tipo chumbo-ácido, por serem as mais comuns em aplicações fotovoltaicas devido ao seu custo por kWh e sua elevada capacidade de armazenamento (CRESESB, 1999). As baterias utilizadas pelo Laboratório de Fontes Alternativas de Energia do ENE/UnB são deste tipo, da marca Moura, modelo Moura Clean 12MC63, ideal para esta aplicação por ser do tipo estacionária.

Normalmente um fator de eficiência da bateria é aplicado sobre a previsão da carga a ser alimentada pelo sistema fotovoltaico. O valor padrão para a eficiência da bateria é 0,95 (CRESESB, 1999). Entretanto diversos aspectos afetam o rendimento e a vida útil das baterias chumbo-ácido, entre elas (IEEE, 2003):

- Auto descarga, a qual é uma função da temperatura, idade e características de projeto. Baterias do tipo chumbo-ácida possuem taxa de auto-descarga de aproximadamente 2,5% por semana;
- Temperatura ambiente, a qual pode reduzir a vida útil em até 50% se a temperatura subir 10°C acima do valor nominal de 25°C, ou aumentar em 10% a vida útil se a temperatura ficar 10°C abaixo. O equipamento utilizado no laboratório possui, de fábrica, sua própria proteção térmica, através de ligas e grades resistentes a altas temperaturas, minimizando este efeito;
- Estratificação do eletrólito, dividindo-o em camadas de diferentes densidades, tendo como consequência a redução da capacidade da bateria e a corrosão da parte inferior dos eletrodos. Uma carga de equalização deve ser feita para reverter este processo;
- Ciclo de vida, a qual é função da profundidade de descarga. Conforme catálogo do fabricante, a bateria agüenta 2100 ciclos com 20% de descarga ou 300 ciclos a 80% de descarga (Moura, 2006);
- Eficiência coulômbica ou de ampère-hora, a qual é a relação entre a quantidade de Ah consumida durante a descarga e a quantidade necessária para restaurar sua condição inicial de carga. Este índice é afetado por características de projeto, que incluem tipos de ligas e grades, e também pelas condições de uso, tais como estado de carga da bateria, taxa de carregamento, história, idade da bateria e profundidade de descarga utilizada. Normalmente são necessários de 105% a 110% de energia para recarregar uma bateria, o que gera uma eficiência entre 90% a 95%;
- Sulfatação, que é o resultado normal do processo químico ocorrido durante a descarga da bateria, o qual é revertido durante a recarga. Entretanto, caso a bateria fique descarregada por longos períodos de tempo ou sofra muitas recargas deficitárias, estes cristais de sulfato de chumbo formados nas placas da bateria podem tornar-se grandes de tal forma que não mais são naturalmente desfeitos, causando o aumento de sua resistência interna e a consequente diminuição de sua capacidade e vida útil. Um arranjo fotovoltaico subdimensionado pode causar estas descargas deficitárias, comprometendo as baterias; e

- Aceitação de carga, fazendo com que nem toda a energia disponibilizada pelo painel seja drenada pela bateria. Este item é analisado com mais detalhes, por afetar consideravelmente o rendimento global do sistema fotovoltaico.

Existe relato informando que as baterias apresentam vida efetiva de 2,5 a 3 anos, ao invés dos 4 anos esperados no dimensionamento do sistema (Augusto, 2005).

Um item considerado em recentes normas internacionais, e que ainda não é totalmente utilizado pelas melhores práticas de projeto de bancos de baterias, é a análise da taxa de carregamento do sistema de armazenamento.

Existe norma brasileira, publicada em 1999, para dimensionamento de banco de baterias para sistemas fotovoltaicos, ABNT NBR 14298:1999, porém as normas internacionais publicadas em 2003 indicam que alguns aspectos de projeto já estão ultrapassados, em especial no que diz respeito ao desempenho do sistema em recarregar o sistema de armazenamento.

Esta norma ABNT informa, em seu cabeçalho, que é baseada na IEEE Std 485:1983 “*IEEE Recommended practice for sizing large lead storage batteries for generation stations and substations*”. Apesar de já existir uma revisão desta norma, a IEEE 485:1997, ambas afirmam, em seu escopo, que o projeto do carregador das baterias não é abordado, além de considerar que o carregador a ser utilizado é capaz de suprir a carga CC normal e as correntes de auto-descarga, fazendo com que as baterias estejam sempre no estado de carga máximo. Tal hipótese é válida caso a fonte de energia principal seja contínua e regular, e não intermitente e variável ao longo do dia, como é o caso da energia solar.

Recentes normas abordam especificamente o banco de baterias para energia solar fotovoltaica, entre elas:

- IEEE Std 1013-2000 “*IEEE Recommended practice for sizing lead-acid batteries for photovoltaic systems*”, revisão da norma IEEE Std 1013-1990;
- IEEE Std 1361-2003 “*IEEE Guide for selection, charging, test and evaluation of lead-acid batteries used in stand-alone photovoltaic systems*”; e

- IEEE Std 1526-2003 “*IEEE Recommended practice for testing the performance of stand-alone photovoltaic systems*”.

Estas normas prevêm a redução do tempo em que as baterias ficam com baixo estado de carga, apresentando prescrições para evitar que a sulfatação consuma sua vida útil.

3.3.1 – Norma ABNT NBR 14298:1999

Esta norma brasileira aplica-se especificamente para dimensionamento de banco de baterias para sistemas fotovoltaicos. Suas prescrições são, resumidamente, as seguintes:

a) A autonomia do sistema de armazenamento é definida pelos seguintes itens:

- Dias “sem Sol” – pior caso provável para a duração de tempo nublado ou parcialmente nublado, ao longo de um ano completo de operação do sistema;
- Previsibilidade do consumo – desligamento de cargas não essenciais;
- Acessibilidade ao local da instalação; e
- Custo do sistema e custo associado à interrupção do serviço.

b) Os seguintes fatores afetam a autonomia (para sistemas isolados, sem fonte reserva):

- Condições atmosféricas do local de instalação do sistema;
- Perfil de consumo;
- Perdas do conversor;
- Valores de máximo e média diária do perfil de consumo;
- Corrente máxima que o tipo de bateria pode fornecer;
- Tensão de operação;
- Corrente momentânea;
- Corrente de operação;
- Tempo de consumo;
- Coincidência de consumo;
- Máxima profundidade de descarga;
- Máxima profundidade de descarga diária;
- Temperatura da bateria; e

- Tempo de descarga operacional.

A autonomia mínima é usualmente igual ao número de dias “sem Sol”. O banco de baterias é normalmente dimensionado para prover uma autonomia mínima de 2 dias. Um fator de segurança de projeto é recomendado, entre 10% e 25%, para proteção contra incertezas na determinação do consumo em condições adversas de operação.

c) As considerações finais alertam para a análise do projeto, visando evitar a ocorrência das seguintes situações, que podem afetar o desempenho das baterias:

- Corrente de final de carga muito elevada;
- Tensão final de carga muito elevada;
- Ausência de limitação da tensão de final de carga;
- Tempo de carga insuficiente para a corrente de carga disponível, podendo levar as baterias à condição de subcarga;
- Tensão de carga muito baixa; e
- Congelamento do eletrólito.

Essas considerações são quase todas resolvidas pelo controlador de carga, o qual controla a tensão sobre as baterias durante o carregamento. Entretanto caso o tempo de carga seja insuficiente, o controlador nada pode fazer, por este ser um aspecto relacionado à capacidade do painel fotovoltaico, cujo projeto é desacoplado do dimensionamento das baterias.

Verifica-se também que a limitação da corrente final de carga faz com que nem toda a energia disponível seja utilizada, afetando o desempenho global do sistema.

3.3.2 – Relação entre projeto do arranjo e do banco de baterias

A quantidade de painéis necessária ao sistema fotovoltaico é definida baseada no consumo das cargas que devem ser atendidas, não sendo influenciada pela quantidade de baterias. Os passos a serem seguidos são, de maneira resumida, apresentados a seguir (CRESESB, 1999).

- a) Definição da potência das cargas a serem alimentadas (W);
- b) Definição do ciclo de serviço diário (h/dia) e semanal (dias/semana);
- c) Cálculo do consumo total de Ampère-hora por dia (Ah/dia);
- d) Verificação do menor valor mensal de Sol Pleno (h/dia); e
- e) Determinação da corrente de projeto (A) do sistema fotovoltaico.

Desta forma o arranjo fotovoltaico gera, para a condição climática média menos favorável, a energia necessária para alimentar a carga e as perdas inerentes ao sistema. Nos momentos em que o Sol apresenta valores superiores ao considerado, há condições de geração superior ao consumo.

Por exemplo, para alimentar uma carga que consome 2,5A durante 4 horas por dia, a uma tensão de 12V, pode-se instalar um painel capaz de gerar uma média de 12Ah por dia durante o mês com menor irradiação do ano, sendo 10 Ah para atender a carga e aproximadamente 2 Ah para suprir as perdas, estimadas em 16%, conforme apresentado na figura 1.1. Já o banco de baterias, caso a autonomia seja de 2 dias, deve fornecer pelo menos 24Ah de carga útil. Entretanto, caso seja determinada uma autonomia de 15 dias, a bateria deve ser projetada para fornecer 180Ah úteis, não afetando o tamanho do painel, o qual continua a gerar somente 12Ah por dia. Este descompasso no projeto causa problemas de desempenho no funcionamento do sistema, o qual deve ser identificado e levado em consideração durante a fase de planejamento.

A utilização de um valor médio mensal pressupõe que dias nublados são compensados por dias ensolarados. Quando a geração diária é inferior ao consumo, o sistema de armazenamento fornece mais energia do que a recebida pelo arranjo, fazendo uso de sua reserva, a qual passa a descarregar. Nos dias em que os raios solares atingem a superfície mais abundantemente, esta reserva é recarregada. Este raciocínio, entretanto, apresenta baixa confiabilidade.

Um exemplo de projeto de sistema de armazenamento, utilizando condições climáticas reais, é apresentado a seguir. A estação meteorológica do Laboratório de Fontes Alternativas do ENE/UnB registrou valores diários de irradiação em 2005, cujas médias mensais foram calculadas, conforme valores da tabela 3.9 e da figura 3.34.

Tabela 3.9 – Valores médios mensais de irradiação diária medidos pelo piranômetro da estação meteorológica do laboratório de fontes alternativas

Mês	Média mensal kWh/m ² /dia
Julho 2005	4,70
Agosto 2005	5,32
Setembro 2005	5,10
Outubro 2005	5,81

Considerando somente estes meses, e a situação simplificada em que o painel encontra-se disposto horizontalmente, ao invés de inclinado na posição ótima, pode-se alimentar uma carga que consome uma energia diária proporcional ao valor 4,70, já considerando as perdas, pois assim estará atendida durante todos estes meses. O sistema de armazenamento, se projetado para 2 dias de autonomia, deve ter uma capacidade proporcional a 9,40 (2 x 4,70).

Supondo-se que, por algum motivo, cargas adicionais sejam inadvertidamente conectadas ou as cargas regulares fiquem ligadas por mais tempo que o previsto, promovendo a exaustão do sistema de armazenamento. Com o sistema retornando às condições normais de consumo, quanto tempo levará para restabelecer o estado do sistema de armazenamento à sua posição inicial, isto é, completamente carregado?

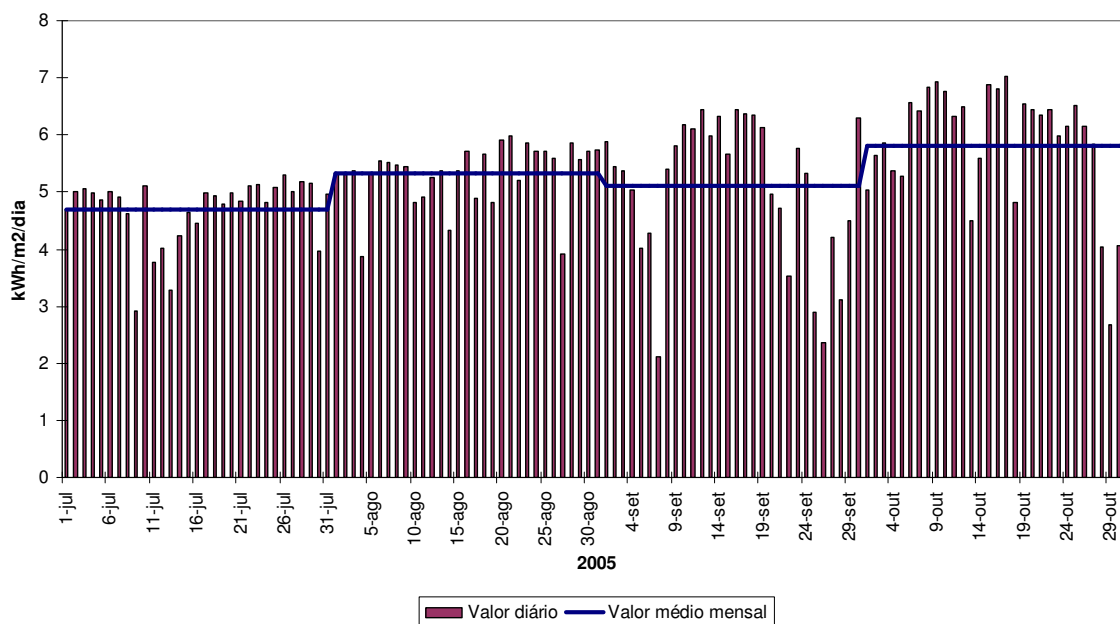


Figura 3.34 – Valores diários de irradiação medidos pelo piranômetro da estação meteorológica do laboratório do ENE/UnB, com a representação de sua média mensal

Fazendo o cálculo diário da quantidade de energia que é gerada acima ou abaixo do valor 4,70, temos o gráfico da figura 3.35, a qual apresenta valores acumulados.

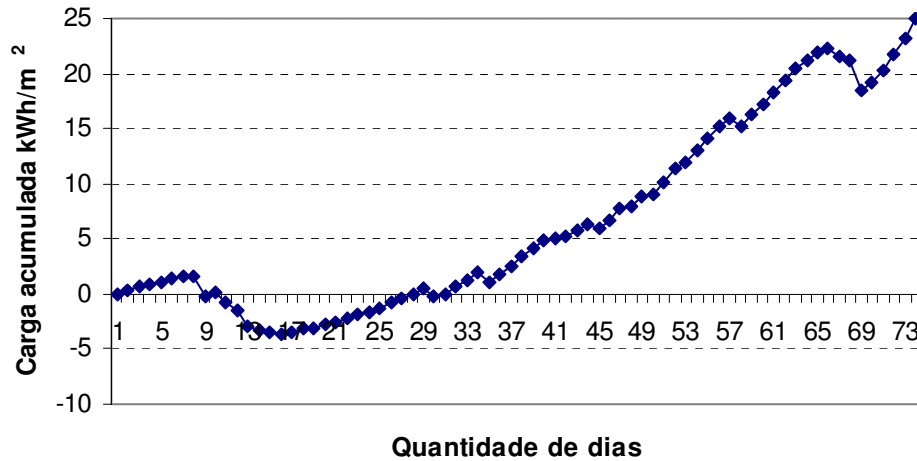


Figura 3.35 – Soma dos excedentes e faltas de energia diária comparando a energia disponibilizada pelo Sol e o consumo da carga.

Nota-se que, ao término dos primeiros 30 dias, o valor excedente de energia gerada é zero, pois a carga foi dimensionada igual ao valor médio do mês de menor geração. A partir do 30º dia é que o sistema de armazenamento é efetivamente recarregado, pois a média mensal de irradiação é superior ao consumo. Para uma autonomia de 2 dias, o valor de 9,40 é alcançado após 51 dias de carregamento deficitário. Se a autonomia for definida para 5 dias, o valor de 23,50 (5 x 4,70) é atingido após 74 dias de carregamento deficitário.

Estas tentativas incompletas de suprir completamente o sistema de armazenamento, denominadas de carregamento deficitário, impactam em seu desempenho e, conseqüentemente, no rendimento global do sistema fotovoltaico. Assim, percebe-se que a independência de projeto do arranjo fotovoltaico e do banco de baterias pode gerar problemas ao sistema, o que reduz sua vida útil.

Enquanto os painéis fotovoltaicos apresentam vida útil superior a 25 anos, a expectativa das baterias é de aproximadamente 5 anos, gerando dificuldades em seu descarte quando não mais podem ser utilizadas. Assim, qualquer iniciativa de prolongar a vida útil delas, ou não encurtá-la, deve ser considerada.

Apesar do processo de transformação de energia solar em energia elétrica não causar impactos ambientais, por não produzir emissão de gases ou ruídos, as baterias do tipo chumbo-ácido podem ser consideradas como um problema ambiental associado ao sistema fotovoltaico, pois seu descarte não pode ser realizado em lixo comum, por possuir metais pesados prejudiciais ao meio ambiente.

A aplicação de sistemas fotovoltaicos em localidades isoladas dificulta o processo de coleta das baterias, cujo recolhimento para reciclagem é comprometido pela própria dificuldade de acesso à região. Desta forma, faz-se necessário um dimensionamento que aproveite ao máximo a vida útil deste tipo de acumulador de energia, evitando o aumento do custo de manutenção do sistema fotovoltaico.

3.3.2.1 – Conciliando fatores concorrentes entre si

O superdimensionamento de um banco de baterias é considerado, inicialmente, benéfico, já que a norma ABNT 14298:1999 recomenda a utilização de um fator de segurança de projeto entre 10% e 25% para proteção contra incertezas na determinação do consumo em condições adversas de operação. Esta prescrição se justifica pelo fato de, quanto maior a capacidade da bateria para uma determinada corrente de carga, mais eficiente ela se apresenta.

A tabela 3.10 apresenta especificações técnicas do fabricante para a bateria de 63Ah (Moura, 2006). Percebe-se que o aumento da corrente de carga, que provoca o descarregamento do banco de baterias em menos tempo, reduz consideravelmente seu desempenho.

Tabela 3.10 – Capacidade da bateria para diversas taxas de descarga, representada em horas.

(fonte: Moura, 2006)

Horas de descarga da bateria	20	10	8	6	4	3	2	1	0,75	0,5	0,25
Capacidade nominal (Ah)	63	57	54	52	48	45	41	35	32	28	21
% aproveitamento	100	90	86	83	76	71	65	56	51	44	33

Considerando esse aspecto, uma bateria superdimensionada apresenta melhor rendimento. Entretanto, quanto maior a capacidade, maior é a necessidade de corrente de recarga e maior a possibilidade de ocorrer carregamentos deficitários, o que pode reduzir a vida útil

da bateria, fazendo com que o investimento de maior custo com um sistema superdimensionado possa durar menos tempo que um sistema de menos capacidade mas com recarregamento adequado.

3.3.2.2 – Definição da relação de energia entre arranjo e carga

A norma IEEE Std 1013-2000 “*IEEE Recommended practice for sizing lead-acid batteries for photovoltaic systems*” apresenta uma definição não existente na norma ABNT 14298:1999 e na terminologia do Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos. Trata-se da relação de energia entre o arranjo e a carga (A:L).

Define-se relação entre arranjo e carga como a capacidade média de geração disponível pelo arranjo fotovoltaico, em Ah, dividido pelo consumo médio diário, também em Ah. A capacidade diária do arranjo fotovoltaico é calculada multiplicando o valor médio mensal de irradiação diária do mês de interesse, em kWh/m², pela sua corrente nominal para irradiação de 1000 W/m² (IEEE,2000).

Essa norma, assim como na ABNT 14298:1999, apresenta apenas como uma consideração a verificação de subcarga, quando o tempo de carregamento é insuficiente, recomendando uma discussão com o projetista dos painéis fotovoltaicos para corrigir esta situação. Entretanto um valor é apresentado pela norma, indicando a relação mínima A:L de 1,3 para recarregar adequadamente a bateria, considerando o mês crítico utilizado para o projeto. Tem-se, agora, um fator de acoplamento entre o projeto dos painéis fotovoltaicos e do sistema de baterias.

A figura 3.36 apresenta o mesmo exemplo de carregamento de bateria apresentado anteriormente, quando o sistema fotovoltaico leva 51 dias para carregar completamente uma bateria com autonomia de 2 dias e 74 dias para autonomia de 5 dias, quando a relação A:L é igual a 1, dependendo unicamente da disponibilidade solar para a recarga. A nova curva acrescentada possui relação A:L de 1,3, quando o sistema é recarregado em 10 dias para a autonomia de 2 dias, e em 25 dias para a autonomia de 5 dias.

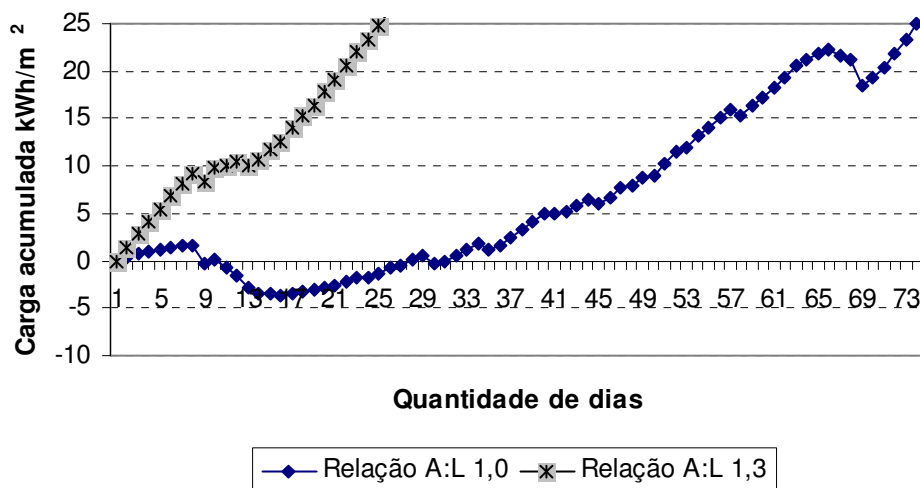


Figura 3.36 – Comparação da quantidade de dias que o banco de baterias leva para ser completamente recarregado considerando relação A:L de 1,0 e de 1,3.

3.3.2.3 – Teste de Desempenho do banco de baterias

O parâmetro de carregamento de bateria possui uma norma específica para este assunto, a IEEE Std 1361-2003 “*IEEE Guide for selection, charging, test and evaluation of lead-acid batteries used in stand-alone photovoltaic systems*”, a qual apresenta um roteiro de testes de laboratório para verificar o desempenho das baterias com a relação A:L adotada.

Novamente o projeto do sistema fotovoltaico deve ser feito concatenado com o dimensionamento do banco de baterias, pois a norma afirma que pequenas modificações no sistema podem causar um impacto dramático no desempenho da bateria. Devido ao elevado custo associado ao ciclo de vida das baterias, os parâmetros de carregamento das baterias devem ser previamente identificados para, somente depois, o arranjo fotovoltaico ser dimensionado, para garantir o suprimento adequado destas condições (IEEE, 2003).

O teste de desempenho das baterias possui as seguintes etapas:

- a) Carregar a bateria até atingir 100% do estado de carga;
- b) Descarregá-la completamente, medindo a quantidade de Ah fornecida;
- c) Recarregar novamente a bateria até atingir 100% do estado de carga;
- d) Executar o teste de ciclos de carregamento de um sistema fotovoltaico, conforme a figura 3.37. São aplicados 25 ciclos sustentáveis, onde a bateria é descarregada 20% e o painel solar é capaz de retorná-la ao estado de carga original no mesmo dia. Após, 6 dias

de baixa irradiação são simulados, fazendo com que a bateria seja desconectada pela tensão de corte. Em seguida, o sistema fotovoltaico recarrega as baterias dia-a-dia, até atingir 100% do estado de carga; e

e) Dois testes de capacidade são executados, semelhantes ao item b, devendo descarregá-la completamente, medindo a quantidade de Ah fornecida e comparando com o valor medido em b.

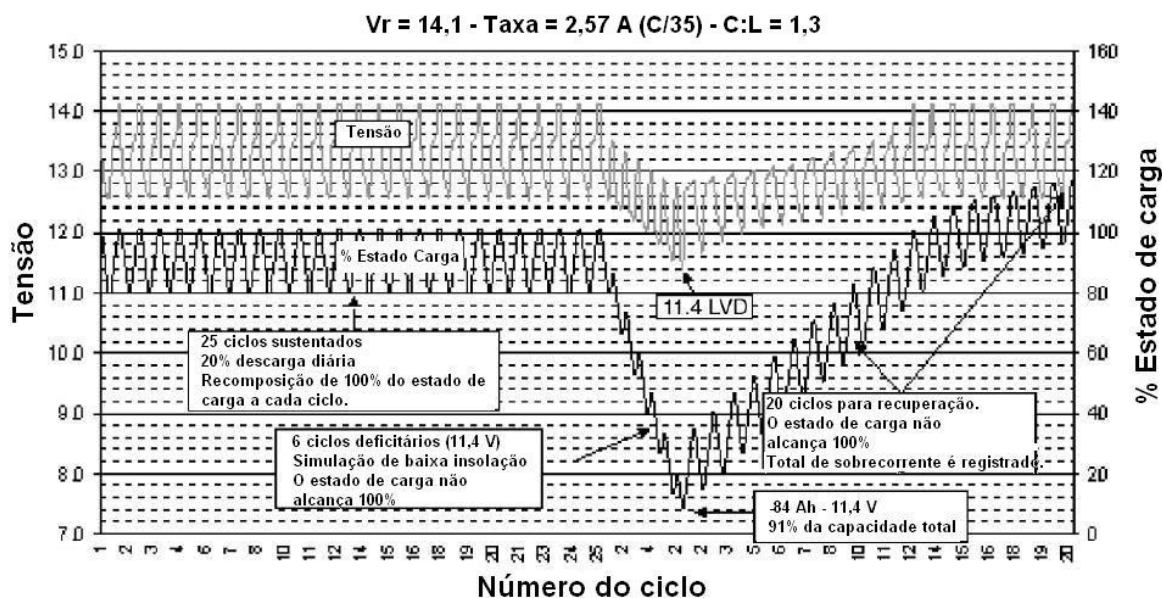


Figura 3.37 – Teste de desempenho das baterias, indicando o estado de carga e a tensão.
(fonte: IEEE, 2003 - modificado)

A finalidade deste teste é verificar o quanto a bateria foi prejudicada por ter sido exaurida e não ter sido recarregada adequadamente. A norma informa que a perda de capacidade de até 10% é normal; caso o valor seja maior, os parâmetros de teste, a bateria ou as características do arranjo devem ser revistos. Caso a perda de capacidade seja superior a 20%, problemas existem, seja nos parâmetros de carga ou na bateria.

Em resumo, para uma relação A:L de 1,3, a bateria pode perder até 10% de sua capacidade caso o usuário, inadvertidamente, ligue cargas adicionais e leve a bateria a ser desconectada pela tensão de corte. Caso a relação A:L seja 1,0, o dano na bateria é ainda mais severo. O superdimensionamento das baterias faz com que o tempo necessário para o carregamento seja ainda maior, o que prejudica seu desempenho e, conseqüentemente, o custo envolvido com a redução da vida útil da bateria.

3.3.2.4 – Teste de Desempenho do sistema fotovoltaico isolado

Além da norma já comentada, outra recente publicação do IEEE trata deste mesmo assunto: IEEE Std 1526-2003 “*IEEE Recommended practice for testing the performance of stand-alone photovoltaic systems*”.

Este procedimento de teste visa verificar o dimensionamento do arranjo fotovoltaico, para confirmar se é capaz de recarregar as baterias conforme especificado, após uma série de dias com baixa disponibilidade solar. Durante os procedimentos, o valor teórico A:L é calculado: $\frac{(\text{corrente do arranjo}) (\text{horas de Sol pleno})}{(\text{corrente de carga}) (\text{tempo de funcionamento da carga})}$ e comparado com o

valor medido A:L: $\frac{Ah \text{ gerado pelo painel}}{Ah \text{ consumido pela carga}}$.

3.3.3 – Energia não utilizada durante a recarga das baterias

A lógica de controle utilizada pelo controlador de carga do laboratório de fontes possui três etapas de carregamento das baterias, conforme figura 3.38.

No primeiro estágio toda a corrente fornecida pelo arranjo é diretamente direcionada para a bateria. Deve-se, neste caso, atentar para que não haja corrente acima do valor recomendado pelo fabricante para recarga que, no presente caso, corresponde a 20% da capacidade nominal da bateria (MOURA, 2006).

No segundo estágio, chamado de absorção, a tensão é mantida constante no valor de regulação e a corrente é gradativamente reduzida. A lógica de controle utilizada mantém esta situação durante 1 hora.

Após, a tensão de flutuação é mantida, e o carregamento da bateria é complementado pela drenagem de corrente utilizando a modulação de largura de pulso (PWM).

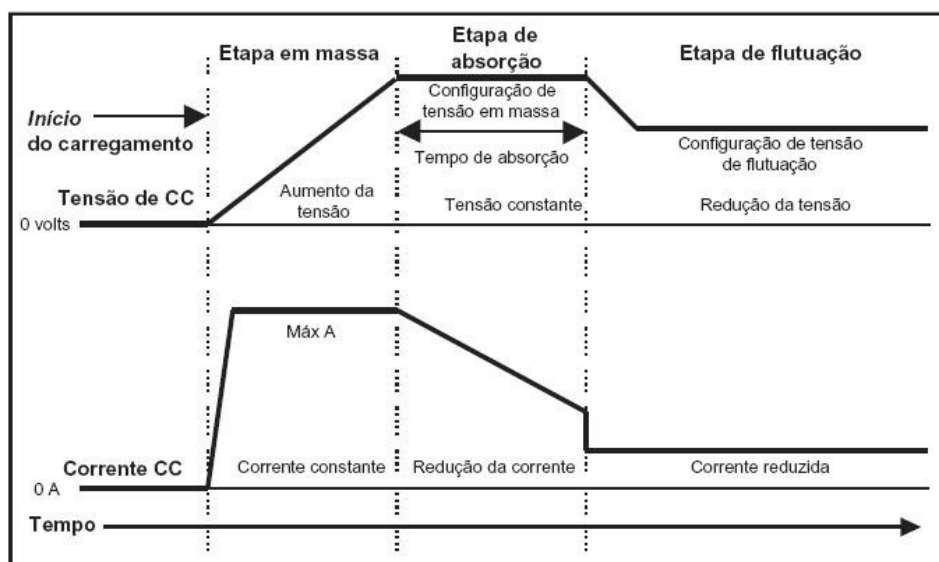


Figura 3.38 – Recarregamento das baterias em 3 etapas, conforme lógica de controle do controlador de carga (fonte: Xantrex, 2002)

A relação de A:L de 1,3 para Ah, ou de 1,4 para Wh, é capaz de manter a tensão de regulação do banco de baterias por 2 ou 3 horas por dia, necessária para que todas as três etapas de carregamento sejam atendidas (IEEE, 2003).

Entretanto uma característica de desempenho global do sistema fotovoltaico é afetada neste momento. No primeiro estágio toda a energia gerada pelo arranjo é utilizada para a recarga do banco de baterias. Porém nos demais estágios a potência utilizada é gradativamente reduzida, fazendo com que a energia solar disponibilizada sobre os painéis não possa ser totalmente utilizada. Caso uma carga esteja ligada neste momento, este excedente de energia pode ser utilizado para alimentá-la, mas se a carga ligar somente à noite, esta energia excedente não é convertida em eletricidade, o que é equivalente a ser desperdiçada. Assim, a previsão de Ah gerados pelo arranjo considerando a quantidade de horas de Sol pleno vezes a corrente nominal do painel não necessariamente se concretiza, ainda mais se o sistema ficar de 2 a 3 horas por dia nos estágios de absorção e flutuação.

Normalmente as baterias são projetadas para máxima profundidade de descarga diária de 20%. Entretanto, à medida que o estado de carga da bateria fica entre 80% e 90%, a corrente é limitada pela tensão de regulação (IEEE, 2003). Assim, a aceitação da carga pelo sistema de armazenamento é reduzida em situação normal e diária de operação.

3.4 – RESUMO DOS FATORES QUE INFLUENCIAM O DESEMPENHO GLOBAL

Conforme apresentado neste capítulo, os seguintes fatores afetam o desempenho global do sistema fotovoltaico:

- a) Utilização de rastreador de Sol, seja de 1 ou 2 eixos;
- b) Inclinação dos painéis em relação à superfície, para sistema fixo, e possíveis ajustes durante o ano;
- c) Direcionamento do ângulo azimutal para estrutura fixa, reduzindo a conversão de energia porém beneficiando determinados horários de geração, que podem ser compensados pela não aplicação do rendimento do acumulador;
- d) Aceitação de carga durante o recarregamento da bateria, o qual não aproveita toda a energia disponibilizada ao arranjo devido ao perfil de recarga da bateria;
- e) Horário em que as cargas são acionadas, podendo aproveitar o excesso de energia não gerada durante o período de absorção e flutuação da bateria;
- f) Eficiência coulômbica da bateria, que varia dependendo do estado de carga, taxa de carregamento, história, idade e profundidade de descarga utilizada;
- g) Nebulosidade do local da instalação;
- h) Distância Terra-Sol na data em que o sistema está sendo analisado;
- i) Subdimensionamento da bateria, fazendo com que a corrente da carga a ser alimentada seja elevada, reduzindo a capacidade nominal do banco;
- j) Superdimensionamento da bateria, fazendo com que a corrente de recarga gere carregamentos deficitários;
- l) Perdas por efeito Joule nos condutores; e
- m) Perdas internas do controlador de carga e do inversor.

O acoplamento entre o projeto do arranjo e do sistema de armazenamento deve ser feito utilizando a taxa A:L de 1,3 no mínimo. Entretanto, esse dimensionamento dos módulos fotovoltaicos, os quais são projetados para gerar 30% a mais de energia além do que é consumido nominalmente pela carga, apresenta uma redução de rendimento, fornecendo apenas 77% de potência útil sobre a capacidade total instalada, em situações em que a bateria é completamente recarregada diariamente.

O fato da potência estimada de geração do arranjo considerar o mês com menor irradiação média do ano faz com que os excedentes de energia solar durante os demais meses não sejam aproveitados, reduzindo também seu desempenho.

4 – MATERIAIS UTILIZADOS: LABORATÓRIO DE FONTES ALTERNATIVAS DE ENERGIA

O laboratório de fontes alternativas de energia do ENE/UnB possui todos os componentes necessários para a instalação de um sistema fotovoltaico isolado. O projeto elétrico apresentado permite que os diversos componentes do sistema possam ser reconfigurados, fazendo com que sistemas com características diferentes possam ser postos em operação, viabilizando assim o teste de desempenho em diversas situações. O projeto contempla também outras possibilidades de conexão dos componentes que podem ser utilizadas em estudos futuros.

4.1 – ESTAÇÃO METEOROLÓGICA

A estação meteorológica, modelo U30, marca Campbell Scientific, de 10 metros de altura (figura 4.1a), instalada em 2004, possui equipamentos capazes de realizar as seguintes medições:

- Irradiância, através de um piranômetro de silício modelo SP-Lite, marca Kipp&Zonen (figura 4.1b);
- Temperatura e umidade do ar, através de um sensor modelo HMP45C, marca Vaisala (figura 4.1b);
- Quantidade de precipitação, através de um pluviômetro modelo TB-4, marca Hydrological Services (figura 4.1c);
- Pressão atmosférica, através de um barômetro modelo CS-105 (PTB-101B), marca Vaisala (figura 4.1d);
- Velocidade e direção do vento, através de um anemômetro modelo 034B, marca Met One Instruments (figura 4.2a);
- Umidade do solo, através de um sensor modelo CS616, marca Campbell Scientific (figura 4.2b); e
- Temperatura do solo em 3 profundidades distintas, através de sensores modelo 108, marca Campbell Scientific (figura 4.2b).



(a)



(b)



(c)



(d)

Figura 4.1 – Estação meteorológica: (a) estrutura de sustentação; (b) piranômetro (acima) e sensor de temperatura e umidade ambiente, à sombra e protegido do vento; (c) medidor de precipitação ao fundo; e (d) sensor de pressão visível na parte inferior do quadro.



Figura 4.2 – Estação meteorológica: (a) sensor de velocidade e direção do vento; e (b) sensor de umidade do solo. Abaixo da terra encontram-se 3 sensores de temperatura do solo, à 5, 10 e 20 cm.

Um registrador de dados, modelo Datalogger CR10X, marca Campbell Scientific, armazena as medidas em intervalos de tempo configuráveis, além de poder realizar cálculos com os valores adquiridos. Nos testes realizados foram utilizados o valor de irradiância, o qual é medido de minuto em minuto pelo piranômetro e registrado o valor médio dos últimos 15 minutos, fornecendo assim 96 dados diários com elevada precisão. Estes valores são automaticamente integrados pelo registrador, o qual apresenta, ao final de 24 horas, o valor total da irradiação no dia. A figura 4.3 apresenta o registrador.

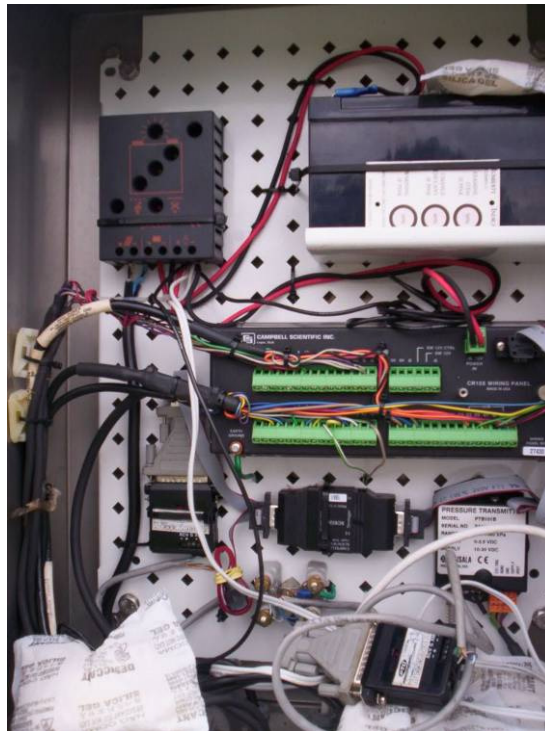


Figura 4.3 – Quadro elétrico ao tempo com registrador de dados, sistema de comunicação de dados e fonte de alimentação solar.

O piranômetro mede a irradiância global, o qual é a soma da irradiância direta e difusa, em uma superfície horizontal. Tendo em vista que os painéis podem ter seus planos ópticos – isto é, a superfície voltada para a irradiância, para que ocorra a conversão de energia – alterados durante o ano, definiu-se por medir a irradiância e, conseqüentemente, a irradiação em uma superfície horizontal.

4.2 – SISTEMA FOTOVOLTAICO

O laboratório dispõe dos seguintes equipamentos:

- 18 módulos fotovoltaicos policristalinos auto-regulados de 32 células e 14% de eficiência, modelo KC45, marca Kyocera;
- 3 controladores de carregamento modelo C40, marca Xantrex;
- 3 inversores de onda senoidal modelo Prosine 1000/24 (24V), marca Xantrex; e
- 9 baterias tipo chumbo-ácido de ciclo profundo, modelo Clean 12MC63, marca Moura.

A disposição adotada cria 9 arranjos diferentes, distribuídos da seguinte maneira:

- a) 6 arranjos 12 volts, contendo 1 painel cada, ligados diretamente a uma carga CC; e
- b) 3 arranjos 24 volts, contendo 4 painéis cada, sendo 2 em paralelo, conectados ao controlador de carga, banco de baterias, inversor e carga CA.

A figura 4.4 ilustra estas duas configurações distintas.

Todos os arranjos estão instalados no telhado do prédio SG-11 da Universidade de Brasília. Os arranjos possuem uma estrutura de suporte especialmente desenhada, a qual torna possível regular sua inclinação tanto no sentido norte-sul quanto no sentido leste-oeste. A proximidade com a estação meteorológica, a qual está a menos de 100 metros de distância, faz com que a irradiância medida pelo piranômetro seja a mesma sentida pelas células solares. A figura 4.5 ilustra estes equipamentos: (a) e (b) 9 arranjos em seus suportes; (c) detalhe da estrutura de sustentação, a qual permite ajustes finos de inclinação, tanto no sentido leste-oeste quanto norte-sul; (d) e (e) detalhe dos painéis individuais; (f) detalhe

dos arranjos com 4 painéis cada. Atrás da árvore ao fundo localiza-se a estação meteorológica.

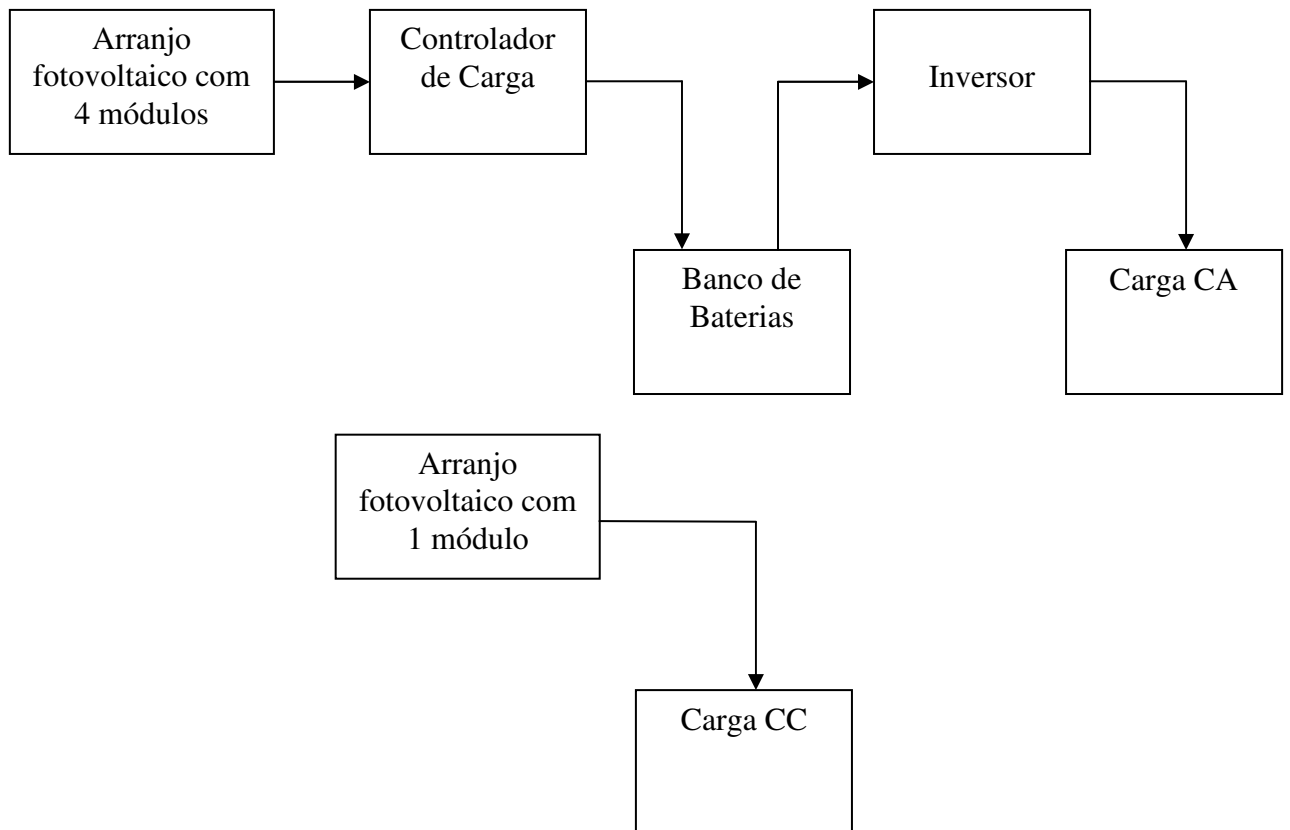


Figura 4.4 – Configuração do Sistema Solar do Laboratório de Fontes de Energia Alternativa.

4.3 – DIMENSIONAMENTO DOS CONDUTORES

A norma brasileira NBR 5410:1997 – Instalações elétricas de baixa tensão – possui as prescrições necessárias para o dimensionamento dos condutores, entretanto, devido às características peculiares deste tipo de geração de energia, prescrições adicionais foram obtidas da norma internacional IEEE Std 1374:1998 – “*IEEE guide for terrestrial photovoltaic power system safety*”.



(a)



(b)



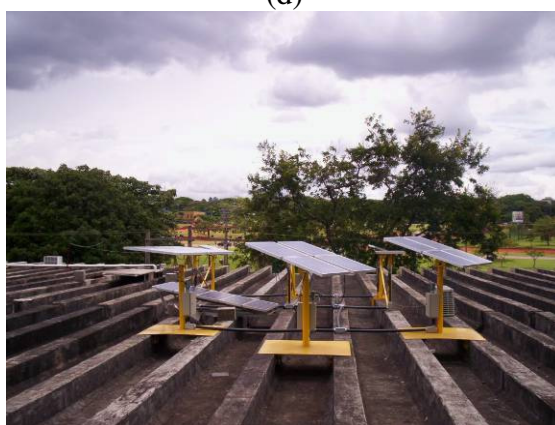
(c)



(d)



(e)



(f)

Figura 4.5 - Arranjos fotovoltaicos instalados no telhado do prédio SG-11.

Um sistema fotovoltaico utiliza corrente contínua, porém apresenta características exclusivas que o diferem de outras instalações deste tipo de corrente, como a elétrica automotiva ou a eletrônica. Apesar da semelhança de corrente, nível de tensão ou presença de baterias, três diferenças básicas podem ser citadas:

- a) O código de cores dos condutores utilizados na elétrica automobilística e na eletrônica não necessariamente segue o código de cores dos sistemas de potência;
- b) Os fusíveis utilizados nos automóveis ou na eletrônica não são necessariamente certificados para uso residencial ou comercial; e
- c) Os condutores utilizados não são certificados para uso ao tempo.

Logo, uma atenção especial deve ser dada para este tipo de dimensionamento.

4.3.1 – Condutores entre o arranjo fotovoltaico e o controlador de carga

Os cabos especificados estão numerados conforme identificação apresentada na figura 4.6.

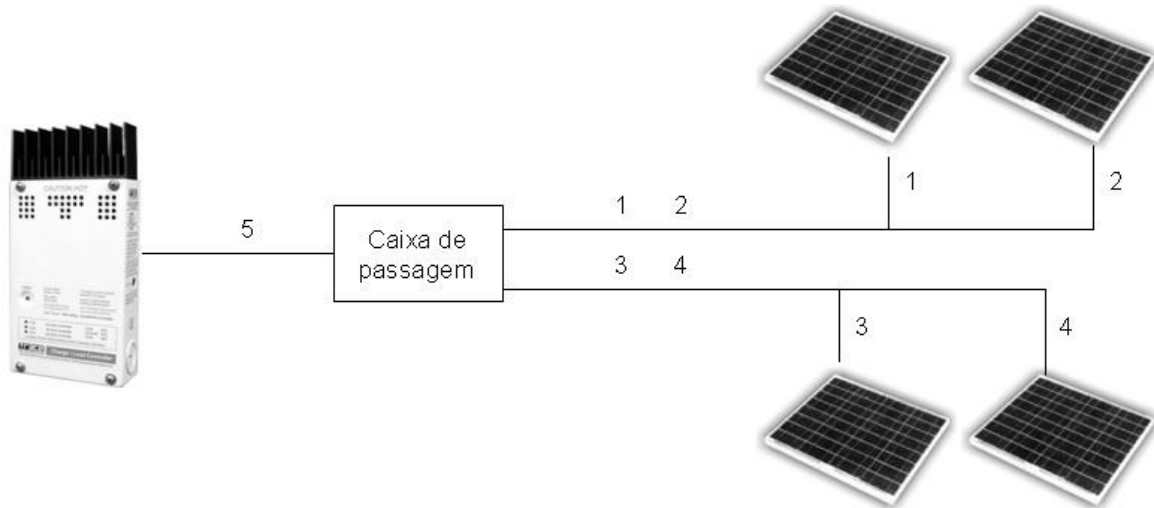


Figura 4.6 – Identificação dos circuitos entre os módulos fotovoltaicos e o controlador de carga

Para que a corrente de projeto seja calculada, deve-se inicialmente obter os dados de placa dos módulos KC45 da Kyocera, os quais estão apresentados na tabela 4.1

Tabela 4.1 – Dados de placa dos módulos KC45 da Kyocera
(fonte: Kyocera, 2006)

Característica	Valor
Máxima potência	45 W
Tensão de máxima potência	15,0 V
Corrente de máxima potência	3,00 A
Tensão de circuito aberto	19,2 V
Corrente de curto circuito	3,10 A

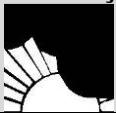
A primeira característica típica de um sistema fotovoltaico é o fato dos módulos estarem instalados ao tempo, apresentando condições ambientais muito mais severas do que as comumente encontradas em áreas residenciais, comerciais e até industriais. Os condutores podem estar expostos a temperaturas superiores a 75°C, umidade proveniente da chuva e raios ultravioleta e infravermelho provenientes do Sol.

Devido a estas características, os condutores devem:

- a) Ser protegidos por conduítes; ou
- b) Ser resistentes ao Sol e especialmente projetados para uso externo.

A tabela 4.2 apresenta a classificação dos cabos quanto a resistência às radiações solares e às intempéries. Nota-se que somente a classificação “muito bom” é adequada para exposição permanente às radiações solares, o que limita drasticamente as opções de cabos que podem ser utilizados. Ao prever o uso de conduítes, protegendo o condutor dos efeitos do meio ambiente, tem-se uma maior flexibilidade na escolha do tipo de alimentador adequado.

Tabela 4.2 – classificação dos cabos quanto à resistência às radiações solares e às intempéries.
(fonte: Pirelli Prysmian, 2005)

Classificação 	Frequência das exposições
Muito bom	Permanente
Bom	Frequente
Regular	Ocasional
Medíocre	Nula

A utilização permanente de cabos ao tempo que não estejam classificados para tal podem fazer com que o sistema funcione corretamente no início, enquanto o isolamento ainda não tiver perdido sua integridade devido ao ambiente inadequado, porém ao comparar a previsão de vida útil do módulo solar, a qual é garantida pelo fabricante por 25 anos, verifica-se que uma instalação adequada para suportar período igual de vida deve ser rigorosamente especificada, para minimizar as necessidades de manutenção deste tipo de aproveitamento energético.

Os condutores foram protegidos da exposição solar através de eletrodutos, conforme apresentado na figura 4.7.

A temperatura ambiente também deve ser levada em consideração para a seleção do condutor adequado. A norma NBR 5410:1997 considera as seguintes temperaturas:

- a) Condutores com isolamento de PVC e temperatura de 70°C no condutor; e
- b) Condutores com isolamento de EPR ou XLPE e temperatura de 90°C no condutor.



Figura 4.7 – Eletrodutos protegendo os alimentadores da exposição solar

A figura 4.8a apresenta um módulo instalado diretamente sobre uma superfície, com uma vão de apenas 2,5cm, sem espaço suficiente para que uma circulação natural de ar ocorra. Considerando uma temperatura ambiente de 40°C, pode-se esperar que o condutor conectado na parte traseira do módulo atinja uma temperatura de 75°C. Nesta condição, não podem ser utilizados cabos com isolamento PVC, além de ser necessário aplicar o fator de correção para temperaturas ambientes diferentes de 30°C para linhas não subterrâneas da tabela 35 da norma que, neste caso, é de 0,50 para isolamento EPR ou XLPE e temperatura de 75°C.

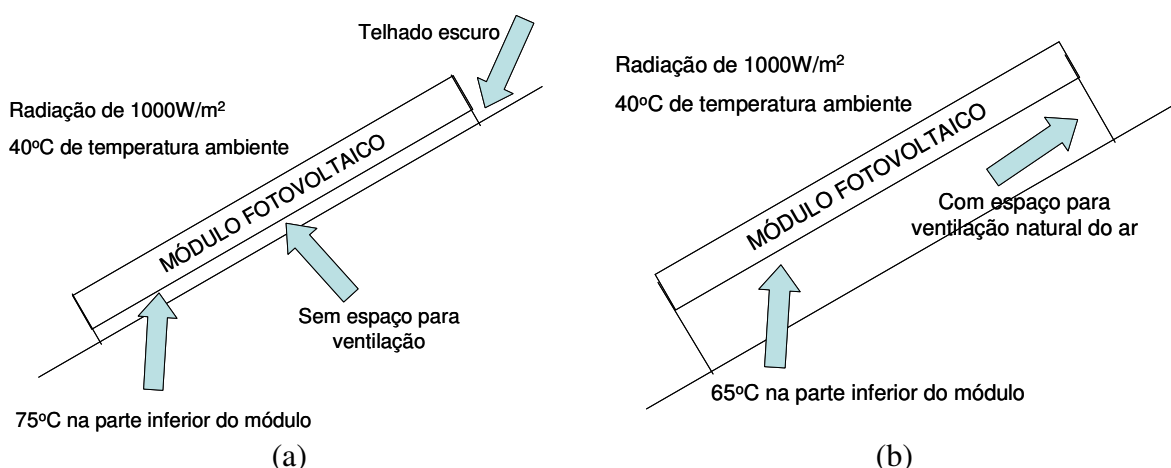


Figura 4.8 – Temperatura na qual o condutor é submetido para o caso (a) sem ventilação natural e (b) com ventilação natural.
(fonte: IEEE, 1998 – modificado)

A figura 4.8b apresenta o mesmo módulo, afastado da superfície pelo menos 15cm, permitindo que uma ventilação natural ocorra. Neste caso, espera-se uma temperatura máxima em dias ensolarados de 65°C , o que altera o fator de correção da temperatura ambiente para 0,65. A norma não prevê o uso de isolamento PVC para temperaturas acima de 60°C .

A figura 4.9 indica a temperatura ambiente máxima medida pela estação meteorológica do laboratório para os meses de fevereiro à novembro de 2005. Considerando que a maior temperatura foi de 35 graus, é considerada a hipótese da temperatura atrás dos painéis ser no máximo 60°C , o que é razoável pois a estrutura de sustentação permite que a ventilação natural ocorra. Logo, cabos com isolamento PVC e fator de correção de temperatura 0,50 serão utilizados.

Os dados de placa dos módulos solares são medidos em condições padrão de teste, onde a irradiância aplicada é de 1000W/m^2 e a temperatura da célula é de 25°C . Entretanto, em diversas localidades, a irradiância pode ser superior a este valor durante várias horas, próximas ao meio dia. A figura 4.10 mostra dados medidos pela estação meteorológica em 21 de fevereiro de 2005, onde pode-se perceber que a irradiância é superior a 1000W/m^2 durante um período de 2 horas consecutivas.

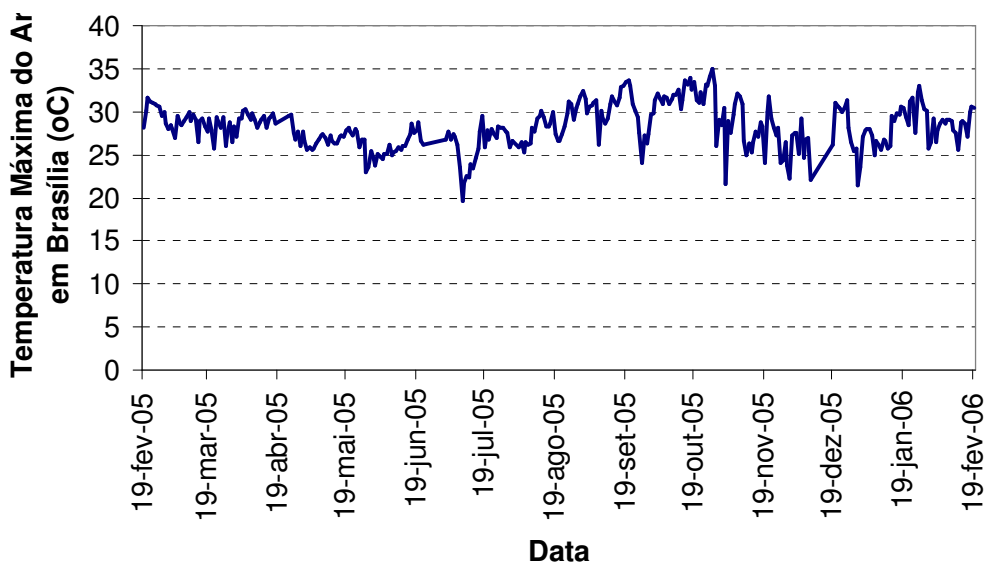


Figura 4.9 – Temperatura ambiente máxima diária em Brasília, medida pelo laboratório do ENE/UnB.

Os valores de corrente de curto circuito e tensão de circuito aberto variam conforme a temperatura das células, como pode ser verificado nas especificações fornecidas pelo fabricante dos módulos Kyocera KC45, apresentados nas figuras 4.11a e 4.11b. Nota-se que, para dias mais frios, apesar da corrente ser menor, a tensão eleva-se, podendo exceder o dado de placa.

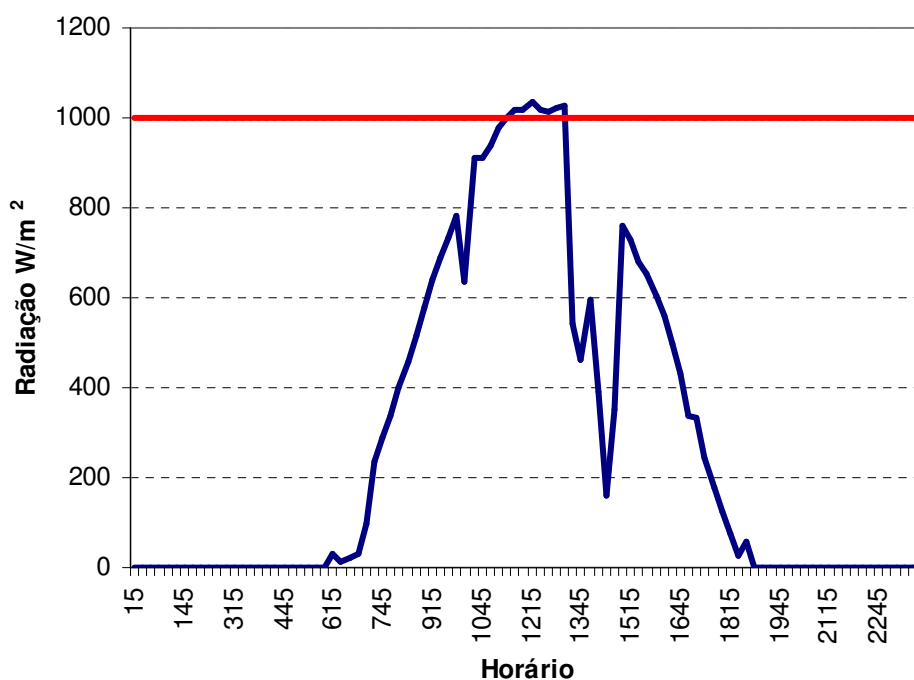


Figura 4.10 – Irradiância solar em Brasília, no dia 21/02/2005.

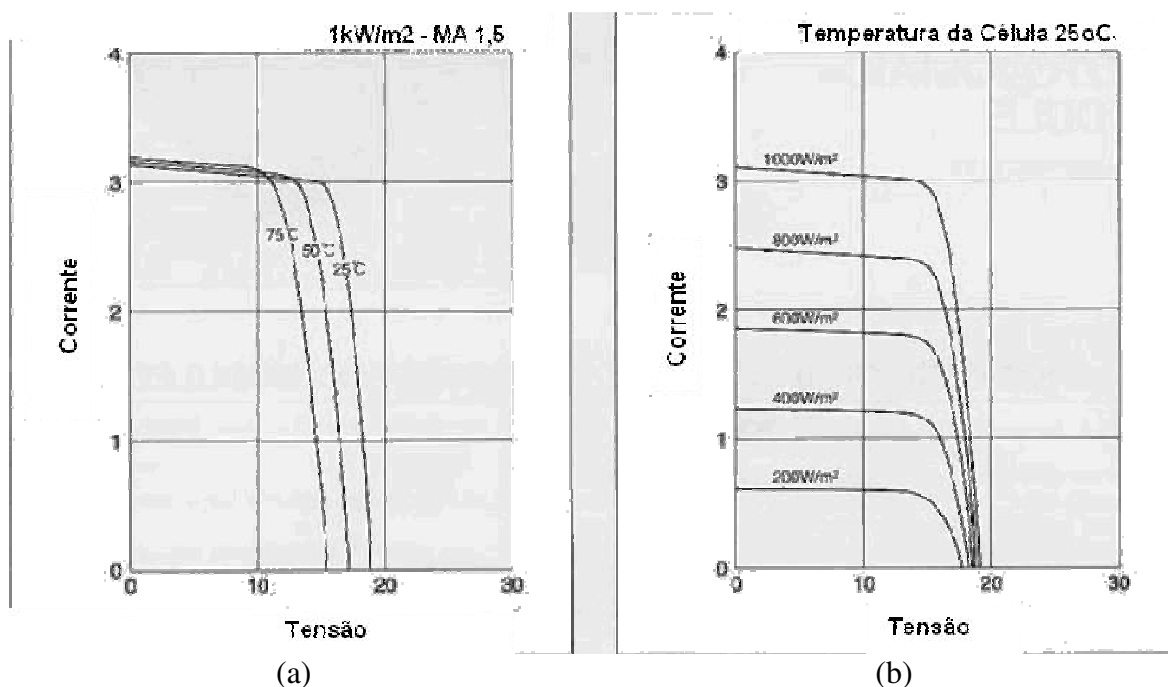


Figura 4.11 – Característica elétrica corrente-tensão do módulo KC45. (a) para várias temperaturas da célula e (b) para vários níveis de irradiância (fonte: Kyocera, 2006 - modificado)

Logo, um fator multiplicativo de 125% sobre os valores nominais deve ser utilizado, tanto para a corrente de curto circuito quanto para a tensão de circuito aberto. Este fator é denominado 125% N, para não confundir-se com os demais fatores a serem considerados.

Caso dados históricos estejam disponíveis, pode-se calcular o máximo valor fornecido pelo módulo, resultando em um fator inferior a 125%. Por questões de segurança, este valor é adotado para o arranjo do laboratório.

Os equipamentos de proteção de sobrecorrente são normalmente testados para funcionamento contínuo, por mais de 3 horas consecutivas, para somente 80% de seu valor nominal. Existem alguns equipamentos industriais que garantem 100% do valor nominal para uso contínuo, mas não são normalmente utilizados em sistemas fotovoltaicos. Logo, deve-se aplicar um fator de 125% sobre o valor da corrente nominal para proteger os equipamentos de sobrecorrente. Este fator é identificado como 125% E.

Desta forma, a corrente de projeto passa a ser a seguinte:

Corrente de projeto = Corrente de curto circuito do módulo
x Quantidade de módulos em paralelo
x Fator multiplicativo 125% N
x Fator multiplicativo 125% E

Capacidade de condução do cabo = Valor nominal
x Fator de correção da temperatura ambiente
x Fator de correção para agrupamento de circuitos

Duas bitolas diferentes de cabos são utilizadas. Um alimentador sai de cada módulo e todos interligam-se em um quadro no telhado do laboratório, identificados de 1 a 4, e outro alimentador vai deste quadro até o controlador de carga, identificado como 5. Para o primeiro é considerada temperatura externa de 60°C, cujo fator de correção da temperatura ambiente para cabo com isolamento PVC é 0,50 e para o segundo, protegido pelo eletroduto, a temperatura ambiente utilizada é de 40°C, cujo fator é 0,87.

Este quadro permite que os painéis possam ser configurados em série ou em paralelo, tanto em 12 V quanto 24 V. A situação mais severa é a considerada no projeto, com o sistema operando com 12 V e com os 4 painéis paralelos entre si.

Logo, considerando a corrente de curto-circuito e somente 1 painel, temos:

$$I_{1a4} = 3,10 \times 1 \times 1,25 \times 1,25 = 4,85 \text{ A}$$

O condutor deve ser capaz de conduzir $4,85 \div 0,50 \div 0,70 = 13,86 \text{ A}$

O tipo de linha elétrica, conforme tabela 28 da ABNT 5410:1997, é do tipo “condutores isolados ou cabos unipolares em eletroduto aparente de seção circular sobre parede ou espaçado da mesma”, cujo método de referência a utilizar para a capacidade de condução de corrente é B1.

Pela tabela 31, método B1 com 2 condutores carregados, temos que a seção nominal de 1 mm² é capaz de conduzir 14 A. Entretanto, como o tabela 43 estipula a seção mínima dos condutores a ser utilizado em circuito de força, deve ser adotado o valor de 2,5 mm².

$$I_5 = 3,10 \times 4 \times 1,25 \times 1,25 = 19,36 \text{ A}$$

O condutor deve ser capaz de conduzir $19,36 \div 0,87 = 22,27 \text{ A}$

Pela tabela 31, temos que a seção nominal de $2,5 \text{ mm}^2$ é capaz de conduzir 24 A.

Pelo critério de queda de tensão, temos:

Distância do cabo 1 a 4: 2m

Corrente do cabo 1 a 4: $I_{1a4} = 3,10 \times 1 \times 1,25 = 3,88 \text{ A}$

Distância do cabo 5: 30 m

Corrente do cabo 5: $I_5 = 3,10 \times 4 \times 1,25 = 15,50 \text{ A}$

A tabela 4.3 apresenta a queda de tensão para os condutores de $2,5 \text{ mm}^2$, o que representa mais de 33% da tensão nominal. Assim, condutores de 6 mm^2 e 16 mm^2 são os escolhidos, por apresentarem 4,7% de queda de tensão. Este percentual é o máximo que pode ocorrer, pois considera os painéis em paralelo durante incidência de irradiância superior a 1000 W/m^2 . Na configuração utilizada para os testes do laboratório, onde os painéis estão configurados 2 em série e 2 em paralelo, a corrente é mais baixa e a tensão é de 24 V, logo esta queda de tensão torna-se menor ainda.

Tabela 4.3 – Cálculo da queda de tensão para diversas bitolas de condutores, conectando os painéis entre si e ao controlador de carga
(fonte: Pirelli Prysmian, 2005)

Condutor	Seção do condutor (mm ²)	Rcc Ω/km	Distância (m)	Corrente	Queda de tensão (V)	% Queda de tensão para 12 V
1 a 4	2,5	7,41	2	3,88	0,06	0,5%
1 a 4	4	4,61	2	3,88	0,04	0,3%
1 a 4	6	3,08	2	3,88	0,02	0,2%
1 a 4	10	1,83	2	3,88	0,01	0,1%
1 a 4	16	1,15	2	3,88	0,01	0,1%
5	2,5	7,41	30	15,5	3,45	28,7%
5	4	4,61	30	15,5	2,14	17,9%
5	6	3,08	30	15,5	1,43	11,9%
5	10	1,83	30	15,5	0,85	7,1%
5	16	1,15	30	15,5	0,53	4,5%

Um ponto importante que deve ser analisado durante o projeto é a previsão de remanejamento dos equipamentos para o caso de problema em algum dos equipamentos. O laboratório possui 3 sistemas fotovoltaicos independentes, porém caso um dos controladores de carga apresente defeito, a geração pode ser totalmente remanejada para outro, pois a corrente gerada pelos 2 arranjos fotovoltaicos, correspondente a $2 \times 15,50 = 31,0$ A, não excede o valor nominal do controlador, que é de 40 A.

4.3.2 – Condutores entre o controlador de carga e o banco de baterias

Os cabos especificados estão numerados conforme identificação apresentada na figura 4.12. O controlador de carga, modelo C40 da marca Xantrex, tem capacidade para corrente contínua nominal de 40 A, sendo recomendado pelo fabricante a utilização de condutor mínimo 8 AWG ($8,36 \text{ mm}^2$). Por conveniência, o condutor de 16 mm^2 , já utilizado para conectar o arranjo ao controlador, é o utilizado, o qual apresenta capacidade de condução de corrente de 76 A,. A queda de tensão entre o controlador de carga e a bateria é mostrada na tabela 4.4

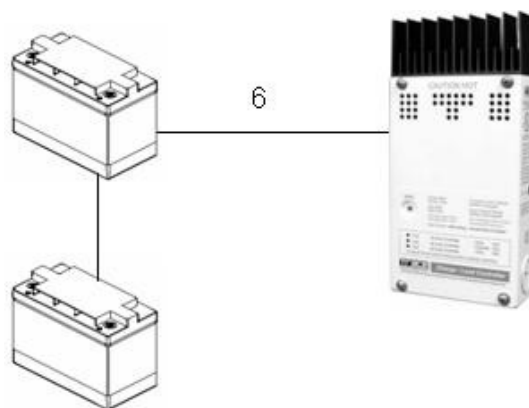


Figura 4.12 – Identificação do circuito entre o controlador de carga e o banco de baterias

Distância do cabo 6: 4 m

Corrente do cabo 6: $I_6 = 3,10 \times 4 \times 1,25 = 15,50$ A

Tabela 4.4 – Cálculo da queda de tensão entre o controlador de carga e o banco de baterias

Condutor	Seção do condutor (mm ²)	Rcc Ω//km	Distância (m)	Corrente	Queda de tensão (V)	% Queda de tensão para 12 V
6	16	1,15	4	15,5	0,07	0,6%

4.3.3 – Condutores entre o banco de baterias e o inversor

Os cabos especificados estão numerados conforme identificação apresentada na figura 4.13. Nos sistemas fotovoltaicos isolados, os condutores entre o banco de baterias e o inversor podem receber correntes de centenas de ampères. Selecionar corretamente o tipo de cabo, a capacidade de condução de corrente e o método correto de instalação é crítico para alcançar os níveis adequados de segurança, desempenho e confiabilidade.

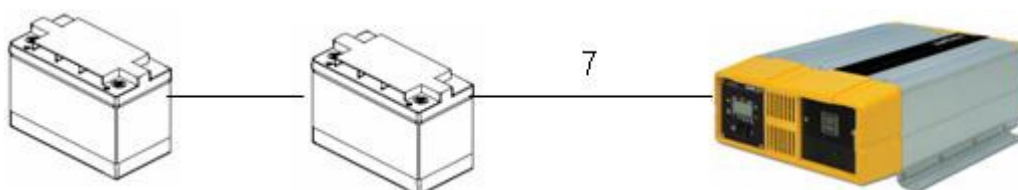



Figura 4.13 – Identificação do circuito entre o banco de baterias e o inversor

A tabela 4.5 apresenta a classificação dos cabos quanto à resistência aos agentes químicos, tendo em vista que as baterias possuem ácido. No entanto, como as baterias utilizadas no laboratório de fontes são do tipo selada, a resistência aos agentes químicos não será considerada na seleção dos condutores.

Tabela 4.5 – Classificação dos cabos quanto à resistência aos agentes químicos
(fonte: : Pirelli Prysmian, 2005)

Classificação	Contato
	
Excelente	Permanente
Muito bom	Frequente
Bom	Ocasional
Regular	Acidental
Medíocre	Nula

Os inversores possuem potência de saída constante. A tensão alternada é regulada e mantida constante para uma larga faixa de tensão de entrada de tensão contínua proveniente da bateria. Quando a tensão CC varia, a corrente CC também varia de maneira inversamente proporcional, para que a potência de saída mantenha-se constante. Logo, os cabos devem ter capacidade de condução de corrente que agüente a maior corrente, ocorrida com a menor tensão CC. O fator 125% E também deve ser aplicado neste caso, para garantir que o dispositivo de proteção não opere por mais de 3 horas acima de 80% de

sua capacidade nominal, além de ser considerada a eficiência do inversor no momento de potência máxima.

Os dados do inversor Prosine 1000/24, da marca Xantrex, são os seguintes:

- Tensão de alimentação CC: 24 V
- Potência de saída: 1000 W
- Menor tensão de bateria que permite o funcionamento do inversor: 20 VCC
- Eficiência máxima: 89%

Um ponto importante a ser verificado é que a eficiência máxima não ocorre para a potência nominal. Conforme a figura 4.14, a eficiência para 1000W é de 87%. Este aspecto também influencia o desempenho global do sistema fotovoltaico, pois dependendo da carga conectada ao inversor, a eficiência pode variar 4%.

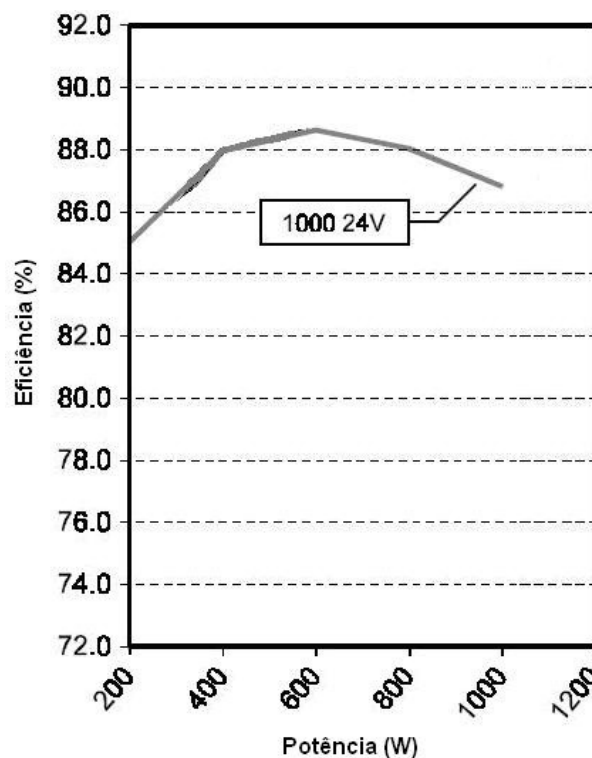


Figura 4.14 – Eficiência do inversor para diversas potências de carga (fonte: Xantrex, 2002 - modificado)

A corrente calculada é apresentada a seguir. Conclui-se que o cabo com seção nominal de 16mm^2 pode ser utilizado, pois comporta até 76 A.

$$I_7 = 1,25 (125\% E) \times 1000 \div 20 \div 0,87 = 72 \text{ A}$$

O cálculo da queda de tensão deve ser analisado com cuidado caso a carga que se deseja alimentar seja formada por motores, que possuem elevada corrente de partida. Nesta situação, se a queda de tensão na partida for elevada, corre-se o risco do inversor desconectar-se devido à baixa tensão, caso ele não seja programado para agüentar potência de surto. Como no laboratório de fontes são utilizadas cargas tipicamente resistivas e de iluminação, que não possuem elevadas correntes de partida, este aspecto não é considerado. A tabela 4.6 apresenta esta análise. O condutor de 25mm², permitindo queda de tensão máxima de 1,3%, é o selecionado.

Distância do cabo 7: 6m

Corrente do cabo 7: $I_7 = 72 \text{ A}$

Tabela 4.6 – Cálculo da queda de tensão entre o banco de baterias e o inversor.

Condutor	Seção do condutor (mm ²)	Rcc Ω/km	Distância (m)	Corrente	Queda de tensão (V)	% Queda de tensão para 24 V
7	16	1,15	6	72	0,50	2,1%
7	25	0,73	6	72	0,32	1,3%

4.4 – DIMENSIONAMENTO DOS DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO DE SOBRECORRENTE

Como qualquer sistema de potência, os alimentadores devem ser protegidos contra sobrecorrentes, seja sobrecarga ou curto-circuito. Os equipamentos de proteção, disjuntores ou fusíveis, devem ser projetados para corrente CC, uma vez que a eliminação do arco voltaico é mais difícil do que em circuitos CA, além das especificações de tensão, corrente e capacidade de interrupção, que devem atender ou exceder os dados de projeto.

4.4.1 – Proteção dos condutores dos módulos

A corrente de curto-circuito de um módulo fotovoltaico é limitada e próxima ao valor nominal, por ser modelado como uma fonte de corrente. Assim, cria-se uma tendência a negligenciar a proteção contra curto-circuito.

Entretanto, a corrente de curto circuito pode derivar dos outros módulos ou das baterias, o que deve ser considerado durante o projeto da proteção. A figura 4.15 apresenta um caso em que o curto-circuito em um módulo gera uma corrente cujo valor é o dobro do esperado, proveniente de outros dois conjuntos de módulos ligados em paralelo. Apesar de diodos de bloqueio, caso existam, evitem que a corrente reversa flua, eles não são projetados para valores acima do nominal, podendo vir a falhar e a colocar em risco o alimentador.

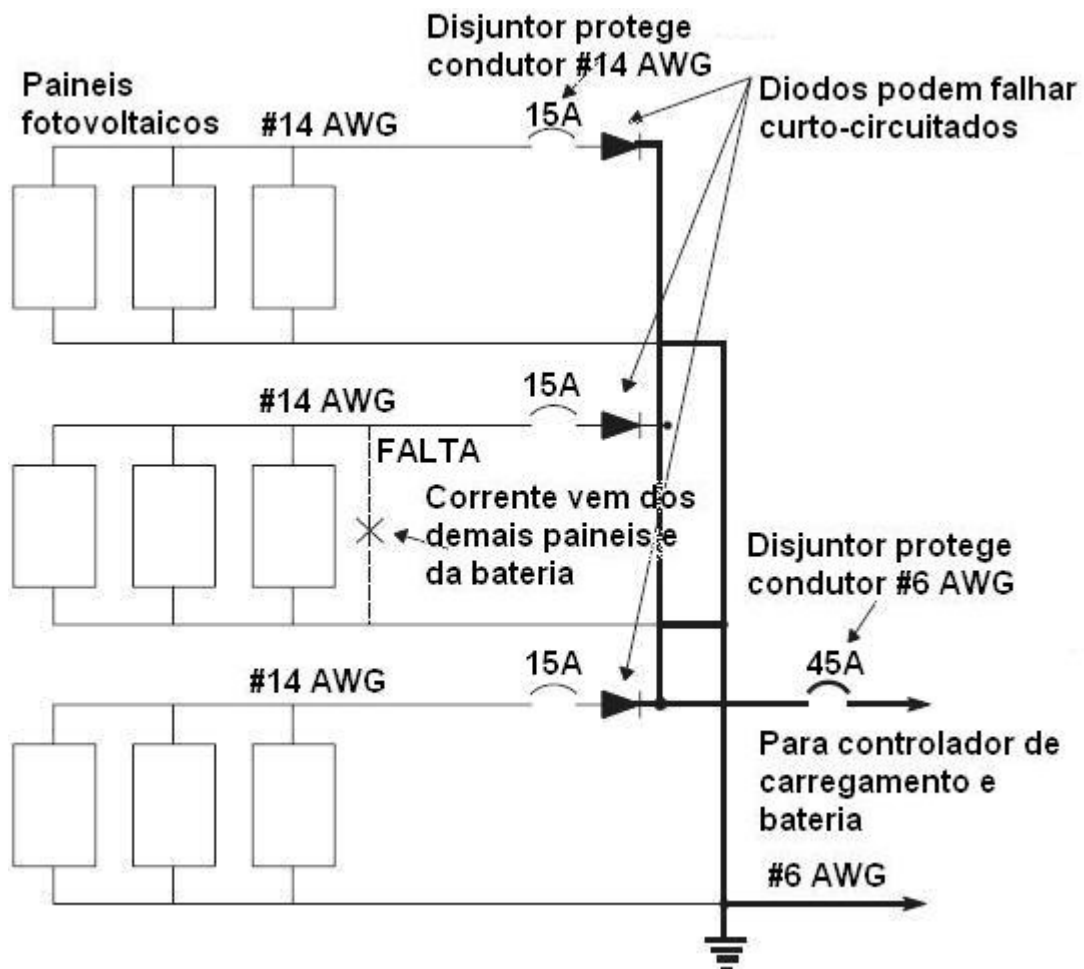


Figura 4.15 – Curto-circuito em um módulo solar, indicando os vários caminhos por onde a corrente pode vir.
(fonte: IEEE, 1998 - modificado)

A figura 4.16 apresenta a configuração utilizada no laboratório de fontes, indicando a necessidade de dispositivo de proteção para cada circuito que alimenta os módulos. Disjuntores de 6A foram instalados em cada módulo, no quadro localizado no telhado, conforme figura 4.17.

O alimentador entre os módulos e o controlador de carga não é alvo de correntes de curto, pois os dispositivos de proteção instalados nos cabos do banco de baterias interrompem a corrente que poderia ser inadvertidamente gerada. Entretanto é aconselhável a instalação de um disjuntor, para que o controlador possa ser totalmente desconectado da fonte de energia solar no momento de manutenção. Disjuntores de 20Acc foram utilizados.

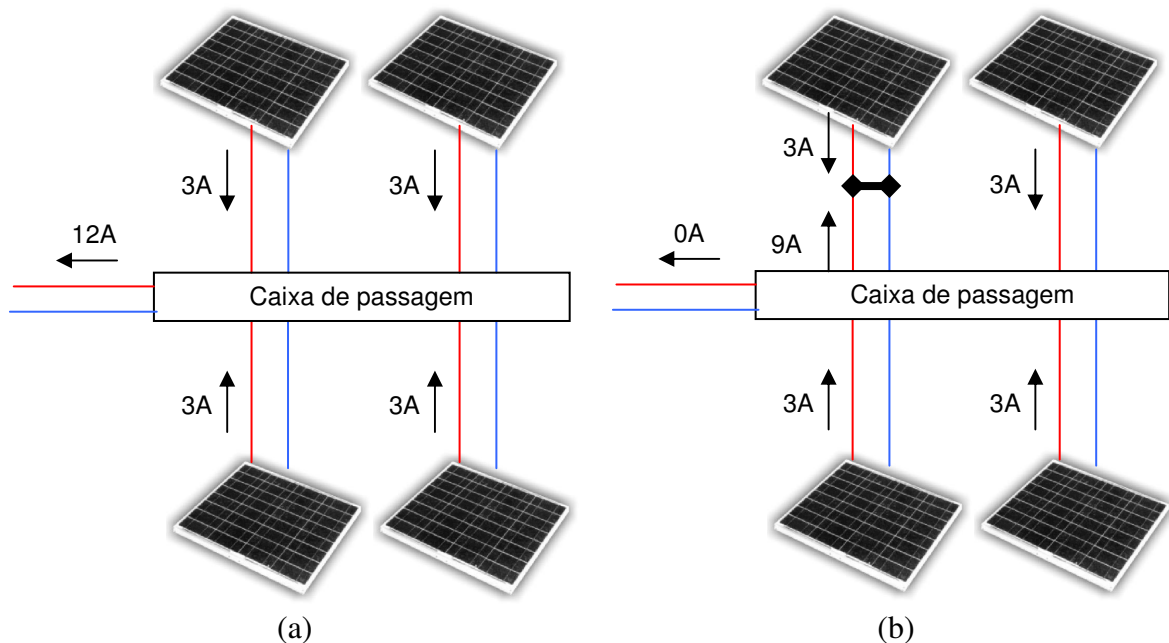


Figura 4.16 – Possibilidade de caminhos de corrente no arranjo do laboratório (a) sem falta e (b) com falta na caixa de conexão de um dos módulos

O dimensionamento dos condutores que conectam somente 1 painel diretamente a uma carga CC é realizado segundo os mesmos critérios, resultando em um condutor de 6mm^2 desde o painel até o laboratório, passando por um disjuntor de 6 A.



Figura 4.17 – Disjuntores de proteção individual dos painéis dentro de um mesmo arranjo.



Figura 4.18 – Disjuntores de desconexão, para isolar o controlador de carregamento dos painéis fotovoltaicos

4.4.2 – Proteção dos condutores das baterias

Deve-se evitar que o curto-circuito causado em um dos módulos drene corrente da bateria. Isto pode causar a queima do controlador de carga, o qual, apesar de possuir proteção contra sobrecarga, não consegue eliminar a elevada corrente gerada por uma bateria durante um curto circuito. O mesmo acontece para um curto na carga, onde o inversor é drasticamente afetado.

As baterias podem, durante um curto, descarregar correntes de milhares de ampères durante frações de segundos, o que é totalmente indesejado. A capacidade de interrupção de corrente dos disjuntores CC deve ser verificada para garantir rápida eliminação desta condição de falta.

O alimentador do controlador de carga para o banco de baterias é de 16mm², cuja capacidade de condução de corrente é de 57 A. Um disjuntor de 40Acc foi utilizado, por ser a corrente nominal do controlador de carga.

Os alimentadores dos bancos de bateria para o inversor são de 25mm². Foram utilizados fusíveis de 80A, cuja chave onde estão montados permite que seja facilmente utilizado como dispositivo de desconexão, ilustrado pela figura 4.19.

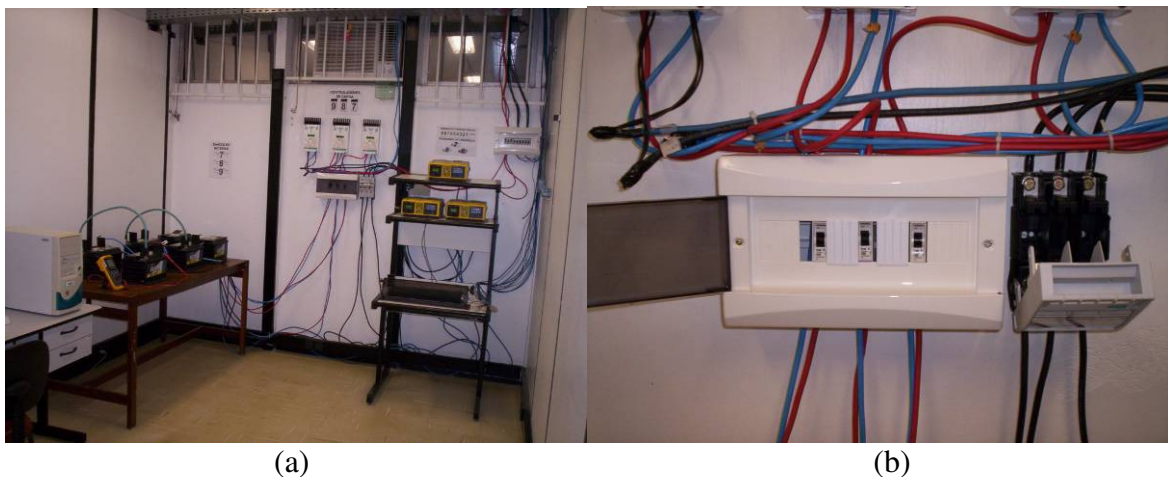


Figura 4.19 – Controladores de carregamento com disjuntores entre os bancos de baterias, os quais passam por fusíveis até chegar aos inversores. (a) visão geral, (b) detalhe dos dispositivos de proteção e seccionamento.

4.5 – CONSIDERAÇÕES SOBRE A LOCALIZAÇÃO DOS EQUIPAMENTOS

Os dispositivos de proteção, além de garantirem a segurança dos condutores durante sobrecorrentes, podem também fazer o papel de dispositivos de desconexão, os quais fazem com que os equipamentos, seja o controlador de carga ou o inversor, sejam desconectados de todas as fontes de energia, incluindo os módulos e o banco de bateria, para que possam sofrer manutenção com segurança.

Normalmente estes dispositivos são instalados próximos um ao outro, para que a operação de desenergização do sistema possa ser feita de um único local. Em sistemas isolados, costuma-se centralizar os disjuntores entre o banco de baterias e o inversor, pois é onde estão localizados os cabos de maior bitola.

Neste momento deve-se levar em consideração os aspectos de segurança que envolvem as baterias do tipo chumbo-ácido, como as utilizadas no laboratório de fontes. Estas baterias, do tipo seladas reguladas a válvula, podem gerar gases explosivos em determinadas situações, devendo ficar afastadas de qualquer dispositivo que provoque faíscas.

A bateria armazena energia através de reações químicas com o ácido sulfúrico. Oxigênio e hidrogênio são gases resultantes da operação normal da bateria. Os modelos do tipo selado são projetados para recombinar estes gases, evitando que sejam expelidos para a atmosfera. Entretanto, em uma situação de sobrecarga da bateria, estes gases são gerados em excesso e escapam para o meio-ambiente, o que, conseqüentemente, também reduz a vida útil do equipamento, uma vez que passa a ter menos produtos químicos para o armazenamento da energia.

Os níveis de hidrogênio no ar são perigosos se sua concentração estiver entre 4% e 96%, podendo causar uma explosão se uma centelha for acesa. Desta forma, a bateria nunca deve ser armazenada em um compartimento totalmente fechado e nem próximo de fontes de faíscas. Um sistema de ventilação deve ser providenciado para que a concentração de hidrogênio não exceda 2%. Deve-se atentar também para que bolsões de hidrogênio não sejam formados sobre as baterias.

O controlador de carga é responsável por recarregar o banco de baterias, e é programado para evitar sobrecargas, evitando assim a formação de gases inflamáveis. Entretanto, mesmo com este aparelho em perfeito funcionamento, duas situações podem ocorrer:

- Cada bateria de 12 V é formada por 6 células de 2 V. Caso uma destas células seja curto-circuitada, as demais receberão uma tensão superior ao esperado, ocorrendo a sobrecarga;
ou

- A tensão de carga da bateria é sensível à temperatura. Os controladores de carga possuem compensação de temperatura para evitar que problemas ocorram, entretanto necessitam sentir a temperatura das baterias para fazer o correto ajuste.

O controlador de carga não pode ficar na sala das baterias, pois pode provocar faíscas no momento em que os tiristores realizam o carregamento do tipo PWM, por exemplo. Por outro lado não pode ficar muito distante, para que possa sentir a correta temperatura. Um sensor de temperatura remoto, com cabo comprido, é um equipamento opcional que visa resolver este problema.

Para o laboratório de fontes deve-se projetar a localização dos componentes de modo que:

- os disjuntores fiquem próximos, facilitando as operações de desenergização do sistema para manutenção dos componentes;
- o banco de baterias fique próximo do inversor, para evitar quedas de tensão elevadas;
- o banco de baterias fique próximo do controlador de carga, para que ambos sintam a mesma temperatura ambiente; e
- o banco de baterias fique distante de todos os dispositivos que gerem faíscas.

O laboratório é uma sala fechada com aparelho de ar condicionado de janela, ou seja, não possui ventilação natural capaz de dissipar o gás hidrogênio porventura liberado pelas baterias. Futuramente será construída uma sala de baterias na parte externa do prédio SG-11, com ampla ventilação, porém para a atual configuração deve-se prever um sistema forçado de ventilação.

Como trata-se de um sistema didático, laboratorial, pode-se aproveitar a energia gerada pelo sistema fotovoltaico para acionar ventiladores, que correspondem a parte da carga a ser alimentada. Estes ventiladores movimentam o ar sobre o banco de baterias em direção à janela, no sentido oposto aos demais equipamentos. A figura 4.20 ilustra esta disposição.

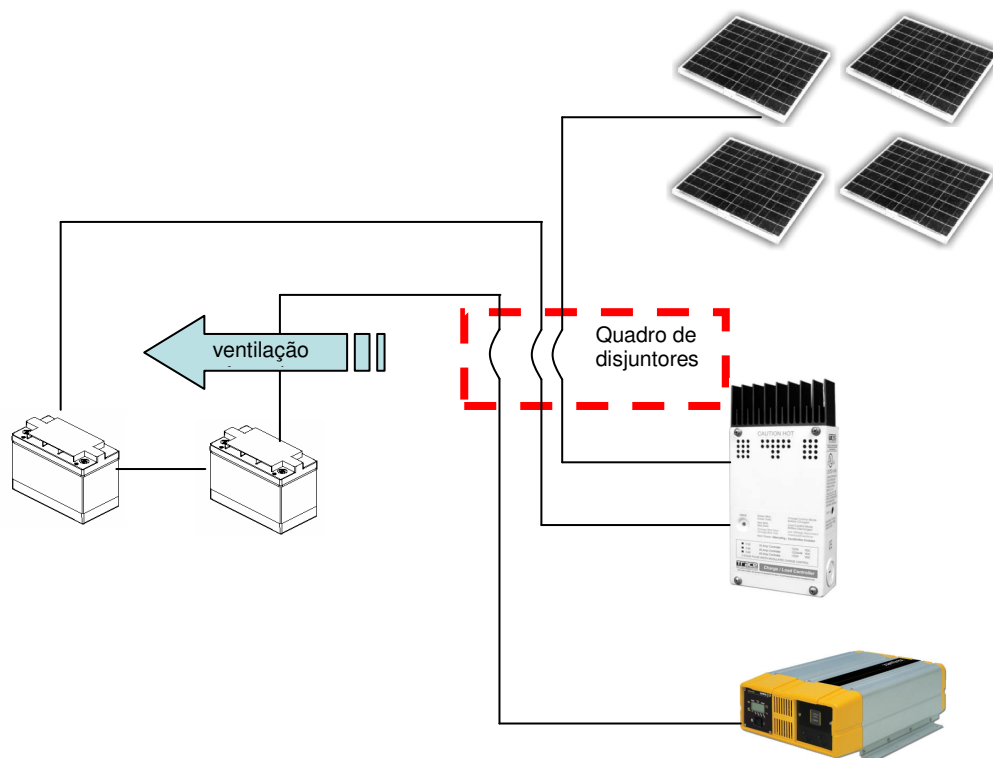


Figura 4.20– Disposição física dos equipamentos, separando o banco de baterias dos demais equipamentos.

4.6 – ATERRAMENTO

O aterramento é necessário para garantir a segurança das pessoas e o correto funcionamento dos equipamentos. Existem dois aspectos do aterramento que devem ser considerados.

4.6.1 – Aterramento dos equipamentos

Todas as superfícies metálicas dos equipamentos que possam ser acidentalmente energizadas devem ser aterradas, o que inclui a envoltória dos módulos solares, a estrutura de sustentação, o controlador de carga, as baterias e o inversor. A bitola do condutor de proteção deve ser a mesma utilizada pelo condutor de corrente. Pode-se utilizar condutor nu ou com isolamento verde para caracterizar o cabo. As figuras 4.21 e 4.22 mostram o local de conexão do aterramento para o módulo solar e para o controlador de carga. O inversor possui ponto de aterramento preso ao seu chassi.

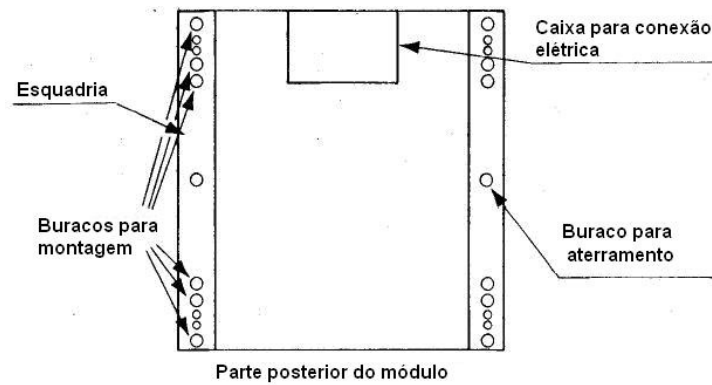


Figura 4.21 – Local para conexão do aterramento na parte traseira do módulo solar KC45 (fonte: Kyocera, 2006 - modificado)

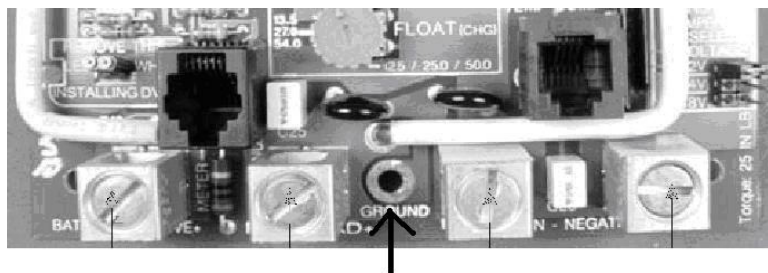


Figura 4.22 – Local para conexão do aterramento no controlador de carga C40 (fonte: Xantrex, 2002 - modificado)

O aterramento pode ter um condutor para cada equipamento, os quais se unem no ponto de aterramento, ou então ser um único que vai conectando todos os outros. Para o caso de proteção contra descarga elétricas, costuma-se localizar o ponto central do aterramento o mais próximo possível dos módulos solares, porém esta situação não será analisada, uma vez que as redondezas do laboratório possuem pára-raios.

Este aterramento provê também alguma proteção contra a interferência eletromagnética dos comutadores utilizados pelo controlador de carga e pelo inversor.

4.6.2 – Aterramento do sistema elétrico

Em um sistema bipolar, um dos condutores de corrente deve ser aterrado. Em fontes de energia renovável costuma-se aterrar o condutor negativo, entretanto equipamentos tais como telefones e sistemas de telecomunicações utilizam aterramento positivo, o que necessita de um isolador cc-cc para que possa ter dois condutores aterrados. Caso esta seja a única carga, todo o sistema pode ter o condutor positivo aterrado, devendo verificar a compatibilidade com o controlador de carga e os demais equipamentos.

Recomenda-se que esta conexão ocorra utilizando como condutor de aterramento a maior bitola utilizada pelo sistema.

O ponto de união entre o condutor neutro e o terra deve ser próximo aos painéis solares para minimizar o efeito de raios. Entretanto, como estamos eliminando esta possibilidade, o terminal negativo da bateria ou o terminal negativo do inversor são os melhores locais, pois assim o condutor terra está conectado com o condutor de maior bitola do sistema, além de auxiliar na redução da interferência eletromagnética causada pelo inversor. A figura 4.23 ilustra esta situação.

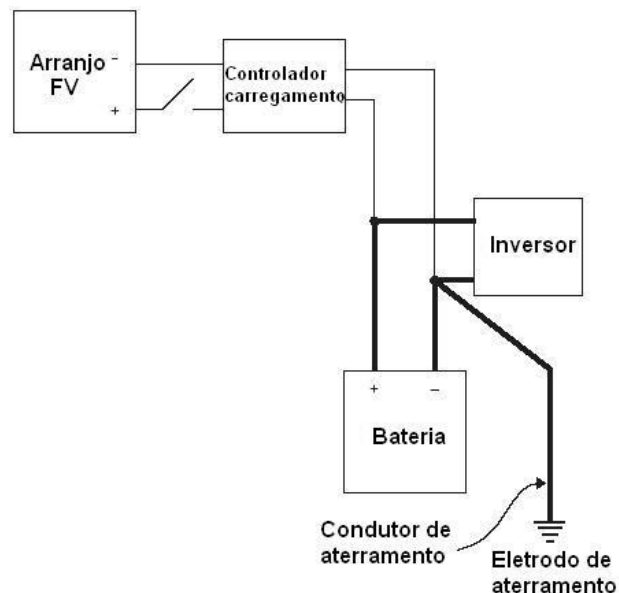


Figura 4.23 – Localização do aterramento do condutor negativo (fonte: IEEE, 1998 - modificado)

4.7 – DIMENSIONAMENTO DO BANCO DE BATERIAS

Conforme já detalhado, o laboratório de fontes alternativas possui 12 painéis solares, os quais estão distribuídos em 3 arranjos independentes. O cálculo do banco de baterias é feito para um único arranjo e os resultados são aproveitados para os demais.

Este projeto visa determinar uma quantidade de baterias para uma situação específica, porém associações em série ou em paralelo podem ser feitas para reconfigurar o sistema, conforme a experiência a ser realizada.

A primeira etapa consiste em determinar a capacidade de geração do sistema, o que corresponde à corrente nominal dos painéis vezes a quantidade de painéis por arranjo.

4.7.1 – Corrente nominal do arranjo fotovoltaico

$$\begin{aligned} &\text{Corrente nominal do arranjo, em condições padrão de teste} \\ &3,0 \text{ A} \times 4 = 12,0 \text{ A} \end{aligned} \tag{4.1}$$

4.7.2 – Fator de correção do módulo

Deve-se aplicar um fator de correção do módulo, que faz o ajuste da corrente do módulo para as condições de campo, prevendo o acúmulo de poeira, perdas entre os módulos mal conectados, degradação ao longo do tempo e outros. Para o módulo do tipo cristalino, o valor padrão é 0,9 (CRESESB, 1999).

O fabricante garante que o desempenho do painel é no mínimo 90% nos primeiros 12 anos e pelo menos 80% durante 25 anos, logo este valor padrão demonstra-se adequado para este caso.

$$\begin{aligned} &\text{Corrente nominal considerando fator de correção do módulo} \\ &12,0 \times 0,9 = 10,8\text{A} \end{aligned} \tag{4.2}$$

4.7.3 – Disponibilidade Mensal Garantida

A disponibilidade mensal garantida é a quantidade mínima de energia que o sistema individual de geração de energia elétrica com fonte intermitente é capaz de fornecer, em qualquer mês, à unidade consumidora (ANEEL, 2004).

O mês de projeto é o que apresenta a menor relação diária de energia entre o arranjo e a carga (A:L). Tipicamente é o mês com a menor irradiação ou o mês com a maior carga (IEEE Std 1526-2003).

O programa SUNDATA, do CEPEL, foi utilizado para obter as médias diárias mensais de irradiância solar em Brasília, para uma inclinação igual à latitude. Ao multiplicar estes valores pela corrente calculada em (4.2), teremos a energia fornecida pelos painéis, conforme apresentado na tabela 4.7.

Os dados fornecidos pelo SUNDATA foram obtidos em 1993, logo podem apresentar diferenças ao serem comparados com os dados medidos em 2005 pela estação meteorológica do laboratório de fontes alternativas da FT/UnB.

Tabela 4.7 – Disponibilidade mensal de energia fornecida pelo arranjo fotovoltaico

Mês	Horas de Sol por dia (h)	Corrente calculada em (2) (A)	Disponibilidade (Ah)
Janeiro	4,40	10,8	47,5
Fevereiro	5,38	10,8	58,1
Março	4,56	10,8	49,2
Abril	5,34	10,8	57,7
Mai	5,36	10,8	57,9
Junho	5,61	10,8	60,6
Julho	5,80	10,8	62,6
Agosto	6,08	10,8	65,7
Setembro	5,41	10,8	58,4
Outubro	4,59	10,8	49,6
Novembro	4,50	10,8	48,6
Dezembro	4,41	10,8	47,6

Nota-se que foi considerada carga constante durante todo o ano.

$$\begin{aligned} \text{Disponibilidade mensal garantida} &= 47,5\text{Ah} \\ &(\text{menor dado anual, obtido em Janeiro}) \end{aligned} \quad (4.3)$$

4.7.4 – Relação A:L

Adotando a relação A:L de 1,3, temos:

$$\begin{aligned} \text{Disponibilidade de Ah para a carga no mês crítico:} \\ \frac{47,5 \text{ Ah}}{1,3} = 36,5 \text{ Ah} \end{aligned} \quad (4.4)$$

Disponibilidade de Ah para recarregar a bateria no mês crítico:

$$47,5 - 36,5 = 11 \text{ Ah} \quad (4.5)$$

4.7.5 – Profundidade de descarga

A vida útil da bateria varia exponencialmente com a profundidade de descarga. Conforme já mencionado, para uma descarga diária de 20%, a bateria suporta até 2100 ciclos, o que corresponde a mais de 5 anos de duração. Considerando 25% de descarga, os ciclos possíveis são 1500, o que corresponde a 4 anos de utilização.

Atendimento diário da carga com descarga de 25%:

$$\frac{36,5}{0,25} = 146,0 \text{ Ah} \quad (4.6)$$

A profundidade de descarga pode ser definida como a quantidade de ampère-hora removida do banco de baterias completamente carregado, expressa como uma porcentagem de sua capacidade no mesmo regime (ABNT, 1999).

Entretanto o descarregamento constante durante 20 horas não é usual em um sistema fotovoltaico, onde as cargas de iluminação residencial, por exemplo, podem concentra-se em poucas horas durante o período noturno, aumentando assim a taxa de descarga e promovendo um erro de cálculo da vida em ciclos da bateria.

4.7.6 – Autonomia

A quantidade de dias de autonomia do sistema deve ser definida, para o cálculo do tamanho da bateria. A autonomia mínima de projeto deve ser de 2 dias (ANEEL, 2004 e ABNT, 1999).

O período de autonomia também deve considerar o número de dias “sem Sol”, que está diretamente relacionado com o pior caso provável para a duração de tempo nublado ou parcialmente nublado, ao longo de um ano completo de operação do sistema. O laboratório possui medição diária da irradiação, o que permite determinar a quantidade de dias

consecutivos de baixa irradiação, porém como diversas topologias serão montadas com as baterias e arranjos, o valor padrão de 2 dias é o adotado.

As baterias do tipo chumbo-ácido não podem ser completamente descarregadas, pois isto as danifica. A profundidade de descarga máxima permitida, conforme especificação do fabricante, é de 80%.

Carga a ser atendida durante 2 dias de autonomia:

$$36,5 \times 2 = 73,0 \text{ Ah}$$

80% de descarga da bateria deve fornecer 73,0 Ah: (4.7)

$$\frac{73,0}{0,80} = 91,25 \text{ Ah}$$

Como o valor calculado em (4.7) é menor que o obtido em (4.6), deve-se utilizar o maior deles. Assim, pode-se recalcular o período de autonomia.

Dias de autonomia do sistema:

$$\frac{146}{36,5} = 4 \text{ dias} \quad (4.8)$$

A definição de autonomia é o período de tempo durante o qual o banco de baterias completamente carregado pode atender suas cargas sem receber contribuição do arranjo fotovoltaico ou de fonte auxiliar, usualmente definida em número de dias (ABNT, 1999). Nos cálculos apresentados não foi considerada a situação de bateria completamente carregada, pois o acumulador recebeu energia do painel solar durante o dia e atendeu a carga durante a noite.

Considerando-se um dia típico, o regime normal prevê que o painel fotovoltaico carregue a bateria durante o dia, e esta é parcialmente descarregada durante a noite. Logo, caso não se disponha do recurso solar nos próximos dias, a bateria não mais está totalmente recarregada, não conseguindo suportar os 4 dias de autonomia calculados.

A bateria partirá de seu estado de carga de 80% para suportar os dias sem a contribuição do arranjo fotovoltaico.

80% do estado da bateria menos 36,5Ah já consumidos:

$$(146 \times 0,80) - 36,5 = 80,3 \text{ Ah} \quad (4.9)$$

Dias de autonomia do sistema:

$$\frac{80,3}{36,5} = 2,2 \text{ dias} \quad (4.10)$$

4.7.7 – Taxa de autodescarga

As baterias possuem autodescarga, que é a descarga do banco de baterias devido a reações químicas internas (ABNT, 1999), que deve ser considerado no dimensionamento.

É considerado o valor típico de 2,5% por semana.

Autodescarga diária:

$$\frac{2,5\%}{7 \text{ dias}} = 0,36\% \text{ por dia} \quad (4.11)$$

Redimensionamento da baterias considerando a autodescarga diária:

$$\frac{146}{(1 - 0,0036)} = 146,5 \text{ Ah} \quad (4.12)$$

4.7.8 – Fator de correção de temperatura

Um fator de correção para temperatura deve ser considerado. Como valor padrão, para uma temperatura de 30°C, deve-se usar uma correção de 0,95, entretanto o fabricante garante que as baterias são especiais para funcionar em altas temperaturas, não afetando seu desempenho para 30°C. Logo, é utilizado fator de correção igual a 1.

Fator de correção de temperatura:

$$147 \times 1 = 147 \text{ Ah} \quad (4.13)$$

4.7.9 – Proteção contra incertezas na determinação do consumo

Uma prática usual em projetos é prover uma margem entre 10% e 25% na capacidade corrigida, para proteção contra incertezas na determinação do consumo em condições adversas de operação (ABNT, 1999). Considerando que a carga do laboratório é controlada, é considerado um fator de segurança do projeto de 10%.

$$\begin{aligned} \text{Considerando fator de segurança de projeto:} \\ 147 \times 1,10 = 161,7 \text{ Ah} \end{aligned} \quad (4.14)$$

4.7.10 – Seleção de baterias disponíveis comercialmente

São adotadas 3 baterias de 63Ah em paralelo, o que garante $63 \times 3 = 189 \text{ Ah}$.

4.7.11 – Corrente de recarga

Por fim, deve-se verificar a corrente de recarga da bateria.

O catálogo do fabricante indica a seguinte corrente de recarga, conforme tabela 4.8.

Tabela 4.8 – Corrente de recarga e tempo recomendado pelo fabricante
(fonte: MOURA, 2006)

Corrente de recarga	Tempo de duração da recarga (h)
0,20 C	5
0,15 C	7
0,10 C	9
0,05 C	11

C = capacidade de descarga da bateria no regime de 20 horas.

As baterias de 63Ah no regime de 20 horas possuem $C=63$, logo a corrente de recarga para 5 horas é de $0,20 \times 63 = 12,6 \text{ A}$ por bateria. Para o banco com 3 equipamentos em paralelo, a corrente de recarga passa a ser $3 \times 12,6 = 37,8 \text{ A}$.

Correntes de recarga de 7, 9 ou 11 horas não são factíveis em sistemas fotovoltaicos isolados, pois normalmente o tempo de Sol, em que os módulos solares estão realizando

conversão da energia, é inferior a 6 horas. A corrente de recarga também não é constante, pois varia com a intensidade do Sol.

Com a utilização de 4 painéis em paralelo, cada um deles gerando 3A nominais, tem-se 12A para a recarga da bateria. Nota-se que as baterias não serão recarregadas da maneira ideal recomendada pelo fabricante.

5 – RESULTADOS EXPERIMENTAIS E DISCUSSÃO

As medições do rendimento global do sistema visam identificar as perdas em cada etapa do processo de transformação de energia solar em elétrica utilizando painéis auto-regulados. A discussão dos resultados apresenta formas de minimizar as perdas. A obtenção da relação entre potência e energia permite realizar o cálculo mais preciso do custo da energia solar, comparada com fontes convencionais.

5.1 RESULTADOS EXPERIMENTAIS

5.1.1 – Perfil de energia para recarregar a bateria

O Laboratório de Fontes Alternativas é composto por 9 arranjos fotovoltaicos, sendo que os identificados de 1 à 6 possuem 1 painel cada, conectado diretamente à uma carga CC, enquanto que as identificações 7 à 9 representam um sistema completo, composto por 4 painéis, controlador de carga, baterias, inversor e carga. Cada banco de baterias é composto por 2 baterias em série, identificadas com as letras A e B.

5.1.1.1 – Descarga inicial das baterias

O teste de recarga de 6 baterias de 63Ah cada é analisado um-a-um separadamente. Todas foram inicialmente carregadas e posteriormente descarregadas com corrente constante, equivalente ao valor recomendado pelo fabricante para o regime de 20 horas, enquanto que o controlador de carga foi ajustado para parar o processo com tensão de corte de 10,5 V. A figura 5.1 apresenta o comportamento da tensão nos terminais de uma das baterias durante a descarga.

A descarga durou 14h50, o que corresponde a 74% do tempo esperado de 20 horas. Assim, a carga fornecida pode ser calculada como 74% do valor nominal, resultando em aproximadamente 46,6 Ah.

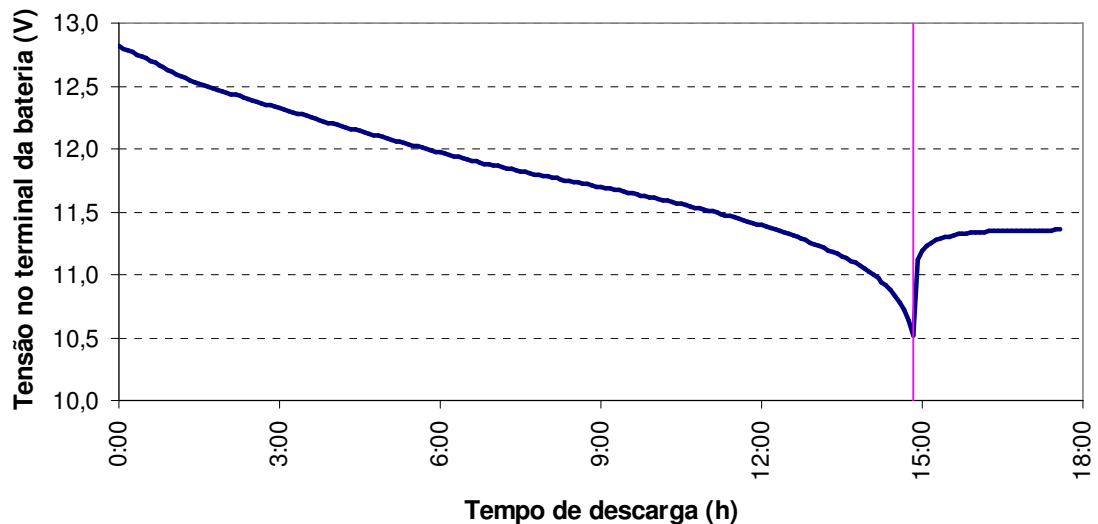


Figura 5.1 – Tempo de descarga da bateria com corrente nominal para regime de 20 horas.

Este valor pode ser calculado, pois a tensão média durante a descarga é de 11,85 V; a carga constante, composta por um reostato de 3,75 Ω , resulta em uma corrente média de 3,16 A que, multiplicada pelo tempo de descarga, fornece 46,9 Ah de energia.

5.1.1.2 – Carregamento da bateria 7A

O laboratório de fontes alternativas do ENE/UnB foi configurado para alimentação 12 V, utilizando 11 painéis auto-regulados de 45 W_{PICO} cada em paralelo, sendo 6 deles já apresentados no capítulo 5 e os demais provenientes de equipamentos disponíveis na sala.

O controlador de carregamento foi ajustado para tensão de regulação de 14,2 V e tensão de flutuação de 13,3 V. Não foi conectada carga ao sistema, permitindo que toda a energia solar fosse utilizada exclusivamente para restabelecer o estado de carga da bateria.

A recarga ocorreu nos dias 8 e 9 de fevereiro de 2006, cuja irradiância medida pelo piranômetro da estação meteorológica é apresentada na figura 5.2.

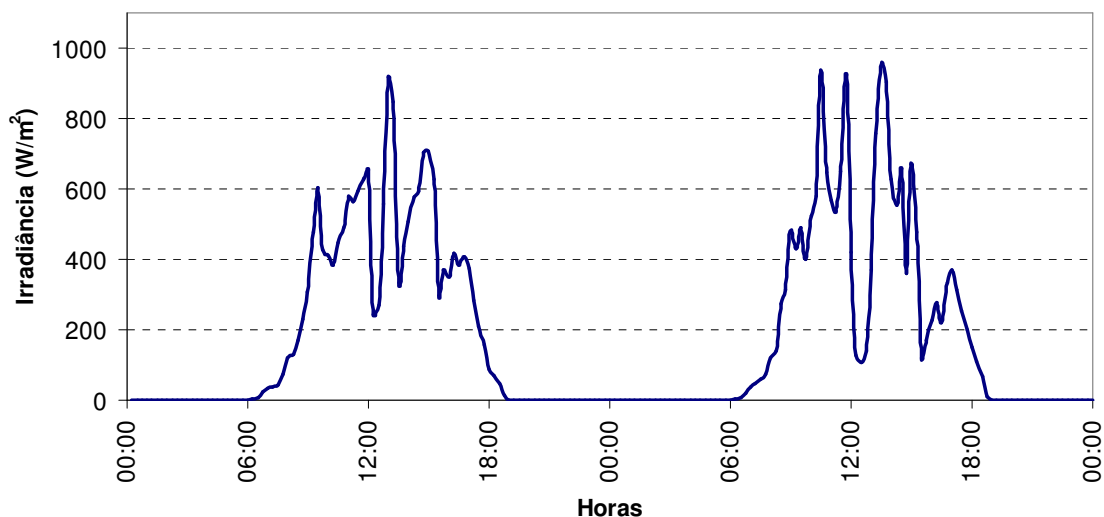


Figura 5.2 – Irradiância medida pelo piranômetro nos dias 8 e 9 de fevereiro de 2006.

A utilização de 11 painéis, cada um gerando 3 A em condições de referência para ensaio, permite calcular a quantidade de Ampères-hora possíveis de serem gerados. A irradiância apresentada na figura 5.2, ao ser integrada e multiplicada pela corrente nominal, fornece o perfil de energia da figura 5.3.

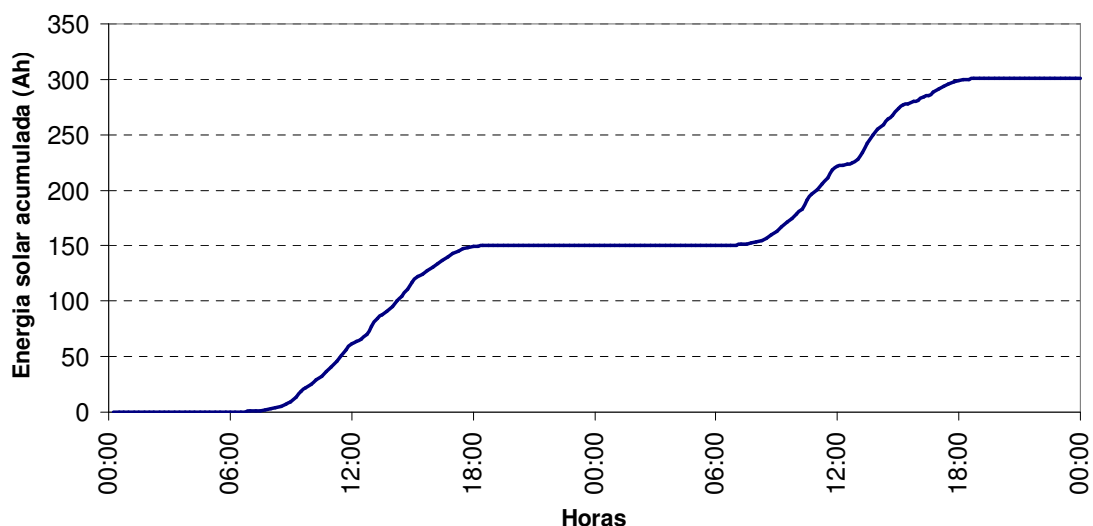


Figura 5.3 – Energia possível de ser gerada pelo arranjo formado por 11 painéis em paralelo, nos dias 8 e 9 de fevereiro de 2006.

A conversão de irradiância em Ampères-hora apresentada é feita de forma didática, pois não considera as diferenças de inclinação entre o arranjo e o piranômetro, nem as perdas por sujeira nos painéis, efeito Joule na fiação e rendimento do controlador de carregamento. Entretanto esta análise simplificada é suficiente para detectar em quais

momentos o Sol disponibiliza energia, a qual o sistema não é capaz de aproveitar. Análises mais completas, considerando todos estes efeitos, são apresentadas nas seções seguintes.

O valor acumulado máximo nestes dois dias pode ser calculado também pelo total de irradiação diária. Nos dias 8 e 9 a irradiação foi de 4,56 e 4,55 kWh/m² respectivamente, apresentando um total de 9,11 kWh/m². Este valor, multiplicado pela corrente nominal do arranjo em condições padrão de teste, fornece 9,11 x 3 x 11 = 300 Ah, conforme registrado pela figura 5.3.

A figura 5.4 mostra a quantidade de Ah consumidos pela bateria, medida pelo controlador de carregamento, comparado com o possível de ser gerado pelo arranjo. Nota-se que, no início da manhã do primeiro dia, ambos gráficos possuem o mesmo comportamento, pois toda a corrente gerada é disponibilizada à bateria durante a etapa inicial de carregamento.

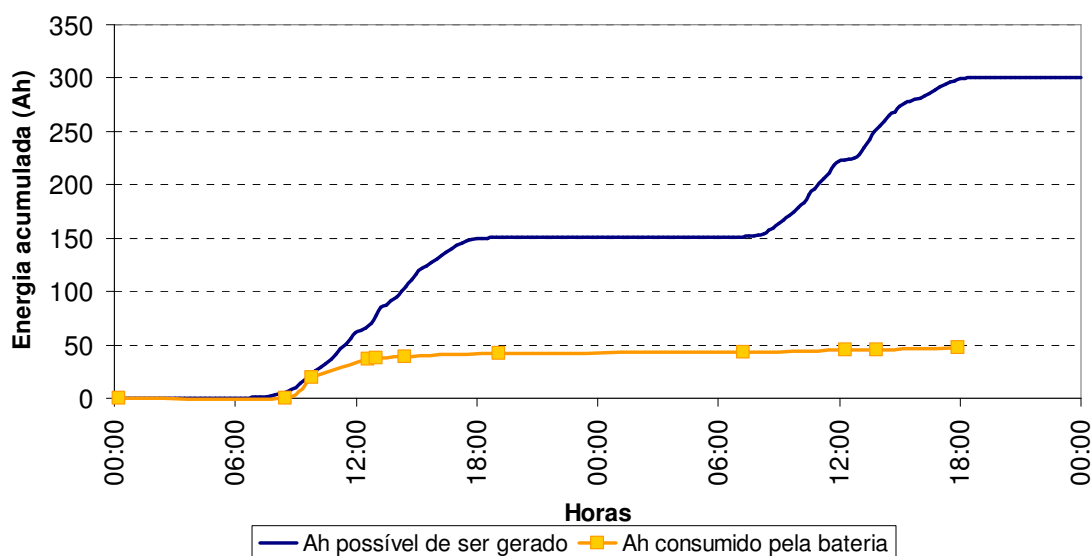


Figura 5.4 – Comparação da quantidade de Ah possível de ser gerado pelo arranjo e efetivamente consumido pela bateria 7A, nos dias 8 e 9 de fevereiro de 2006.

À medida em que a bateria aproxima-se de um estado de carga elevado, o controlador de carregamento passa para a segunda etapa, de regulação, reduzindo a corrente, fazendo com que parte da energia possível de ser gerada não seja utilizada. Neste mesmo momento o ponto de operação do painel auto-regulado, na tensão de regulação, reduz a corrente gerada. Na terceira e última etapa, de flutuação, somente pulsos de corrente são liberados à bateria.

No final do primeiro dia a bateria aceitou 41,7 Ah, apesar do Sol ter disponibilizado 150 Ah. Apesar disto, a bateria ainda não encontrava-se totalmente carregada, pois no dia seguinte foram drenados mais 5,9 Ah, o que equivale a quase 10% de sua carga nominal. Logo, foram aproveitados somente 47,6 Ah de 300 Ah possíveis de serem gerados, o que apresenta um rendimento de 15,9%. Pelo comportamento exponencial da curva de aceitação de corrente, provavelmente a bateria necessitaria ainda de um terceiro dia para que pudesse ficar completamente carregada.

5.1.1.3 – Carregamento da bateria 7B

O mesmo teste foi realizado com a bateria 7B, entre os dias 10 e 11 de fevereiro de 2006. As figuras 5.5 e 5.6 apresentam, respectivamente, o comportamento da irradiância durante os testes e a comparação entre Ah possíveis de serem gerados e os efetivamente consumidos pela bateria.

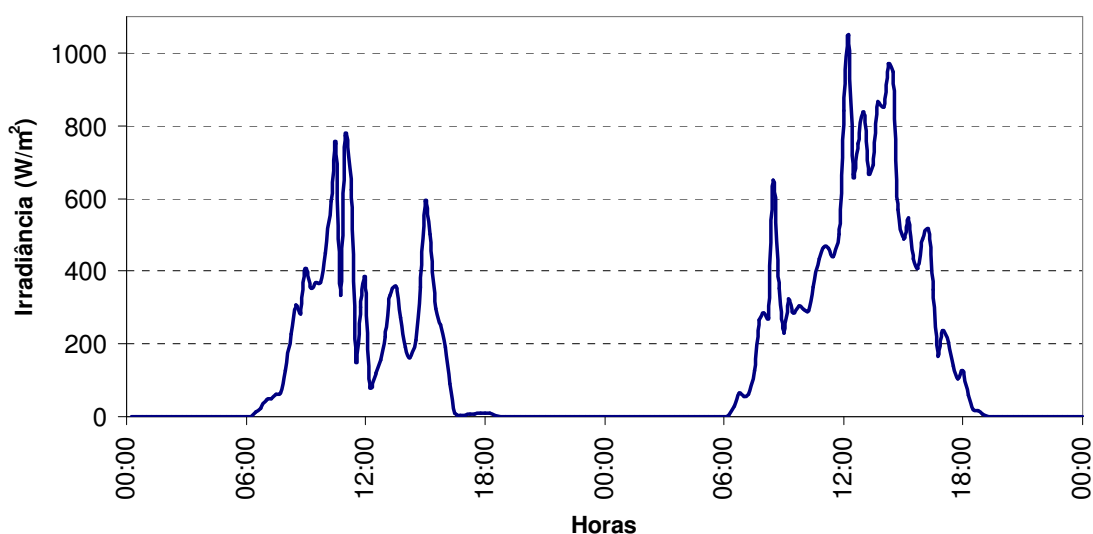


Figura 5.5 – Irradiância medida pelo piranômetro nos dias 10 e 11 de fevereiro de 2006.

Este caso repete o ocorrido com a bateria anterior. Ao final do primeiro dia, apesar de ter sido disponibilizado quase 100 Ah ao sistema, 44,1 Ah foram absorvidos pela bateria. No dia seguinte mais 5 Ah foram drenados, para restabelecer o estado de carga da bateria. O aproveitamento total foi de $49,1/265 = 18,5\%$.

A situação apresentada pode, aparentemente, ser considerada hipotética, entretanto o fato de ambas baterias não terem conseguido drenar entre 5 e 6 Ah no primeiro dia corresponde

a quase 10% de seu estado de carga. Logo, a bateria leva quase um dia inteiro para passar de 90% para 100% de estado de carga. Esta característica afeta as condições de projeto do sistema, pois normalmente as baterias são configuradas para máxima profundidade de descarga diária de 20%, indicando que esta faixa de variação deve ocorrer diariamente. A aceitação da carga deve ser cuidadosamente considerada durante a fase de especificação do conjunto.

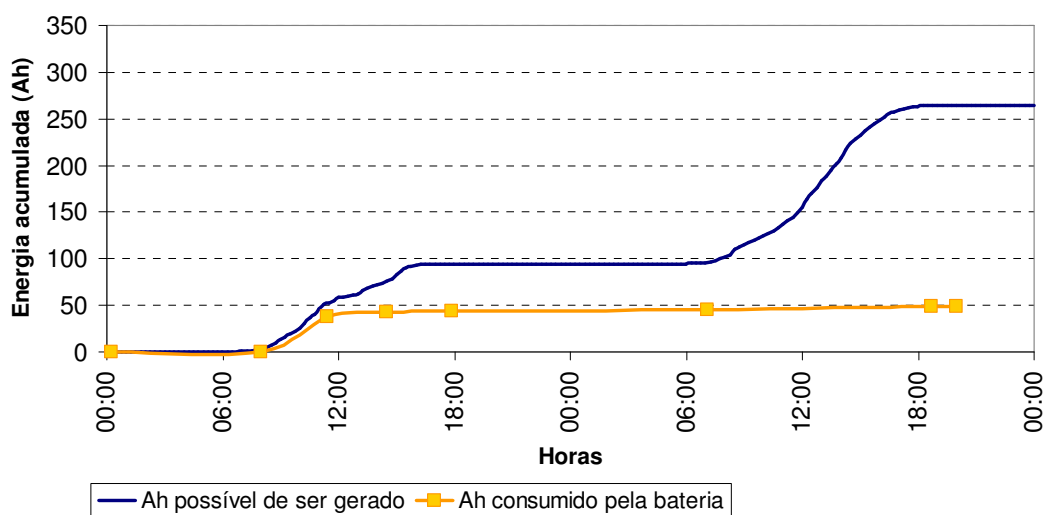


Figura 5.6 – Comparação da quantidade de Ah possível de ser gerado pelo arranjo e efetivamente consumido pela bateria 7B, nos dias 10 e 11 de fevereiro de 2006.

Considerando que a descarga drenou aproximadamente 47 Ah da bateria, é esperado que a recarga consuma entre 105% e 110% deste valor, devido às perdas no processo químico. As duas baterias receberam 101% e 104% de energia, o que indica que ainda não estão totalmente recarregadas.

5.1.1.4 – Carregamento da bateria 8A

O mesmo procedimento foi aplicado à bateria 8A, entre os dias 12 e 13 de fevereiro de 2006. A tensão da bateria sentida pelo controlador de carregamento e a quantidade de Ah drenado foram medidos a cada 15 minutos no primeiro dia, para que uma análise mais detalhada de seu comportamento possa ser feita. A figura 5.7 apresenta os dados coletados no dia 12. A escala da direita representa a tensão da bateria sentida pelo controlador de carregamento.

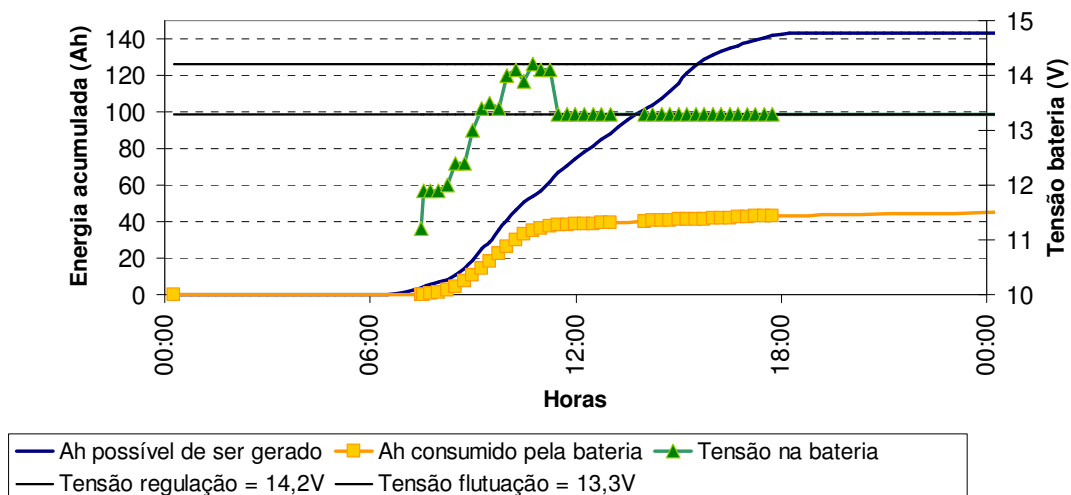


Figura 5.7 – Comparação da quantidade de Ah possível de ser gerado pelo arranjo e efetivamente consumido pela bateria 8A, no dia 12 de fevereiro de 2006.

No início do dia, enquanto a tensão da bateria encontra-se abaixo do valor de regulação, o controlador permite que toda a corrente gerada seja direcionada para a bateria, fazendo com que as curvas de Ah possível de ser gerado e efetivamente consumido sejam semelhantes.

Ao atingir a tensão de regulação, a corrente passa a ser gradualmente limitada, provocando o ponto de sela na curva. Após 1 hora nesta tensão, a bateria passa para o nível de flutuação, onde a máxima corrente drenada corresponde a pulsos de 1 A, independente da capacidade solar disponível.

A tensão de regulação foi alcançada às 10 horas da manhã, quando a bateria havia drenado apenas 26,3Ah, o que corresponde a metade de toda a energia requerida, pois, ao final do segundo dia de recarga, o total acumulado de Ah foi de 51,2 Ah. Esta situação é extremamente comprometedora para o rendimento global do sistema, pois logo no início da manhã a energia necessária para recarregar a bateria é drasticamente reduzida.

5.1.1.5 – Efeito da relação entre arranjo e banco de baterias

Esta restrição de aceitação de carga foi agravada pelo fato do arranjo estar superdimensionado em relação à necessidade da bateria. A recarga, conforme especificação do fabricante, deve ocorrer com uma corrente correspondente a 20% da

capacidade do sistema de armazenamento. Assim, para a bateria de 63 Ah, a corrente máxima deve ser de 12,6 A. Como foram utilizados 11 painéis em paralelo, a corrente máxima chega a 33 A com irradiância a 1000 W/m^2 , muito acima do ideal, fazendo com que a resistência interna da bateria gere uma tensão mais elevada, proporcional à corrente de carga, e confunda o controlador, o qual percebe a tensão alta e conclui que a bateria já encontra-se carregada.

Os controladores de carregamento utilizados na década de 90 eram do tipo “liga-desliga”, e fatalmente apresentavam este tipo de problema, pois desconectavam a bateria nos momentos em que a irradiância era mais intensa. Um estudo dos Laboratórios Sandia, em 1993, apontam para este problema de lógica de controle (Stevens *et al.*, 1993) e, posteriormente, os controladores de modulação de pulso de corrente ficaram comercialmente disponíveis, os quais, após sentir a elevada tensão da bateria, passam a enviar pulsos até que ela fique completamente carregada.

Como visto, a relação entre capacidade do arranjo e dimensionamento do banco de baterias não é trivial. A instalação de um painel adicional não necessariamente garante uma melhor recarga da bateria.

5.1.1.6 – Carregamento das baterias 9A e 9B

O efeito da relação entre arranjo e sistema de armazenamento foi verificado através de outra medição feita simultaneamente ao carregamento da bateria 8A. As baterias 9A e 9B foram associadas em série e ligadas ao arranjo 9, composto por 4 painéis, em uma associação série-paralelo, gerando assim 24 V. A corrente nominal do arranjo passou a ser 6 A, e os dados medidos encontram-se na figura 5.8. A escala da direita representa a tensão da bateria sentida pelo controlador de carregamento.

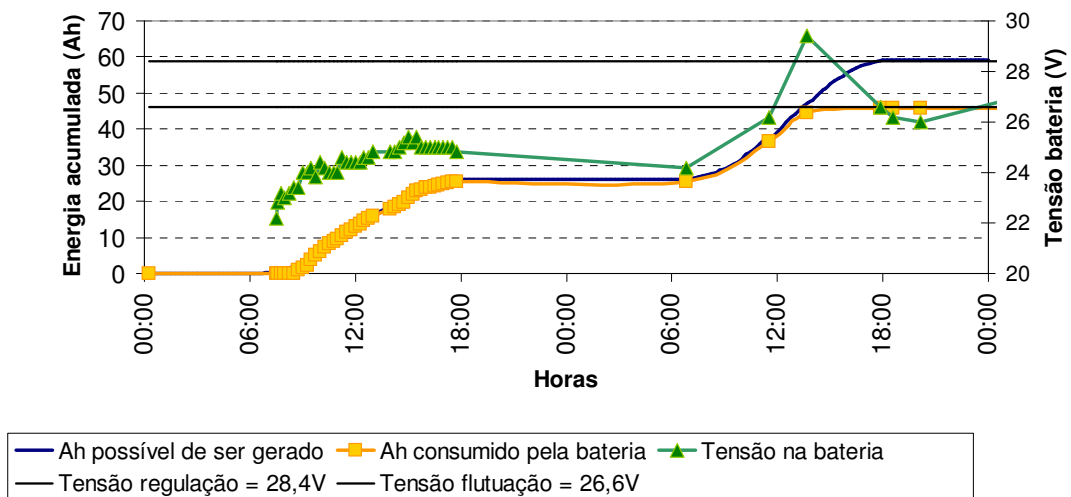


Figura 5.8 – Comparação da quantidade de Ah possível de ser gerado pelo arranjo 9 e efetivamente consumido pelas baterias 9A e 9B, nos dias 12 e 13 de fevereiro de 2006.

Percebe-se que, no primeiro dia, o aproveitamento da corrente fornecida pelo painel é integral, pois a tensão de regulação ainda não foi alcançada, não gerando redução de corrente pelo painel auto-regulado. Os gráficos de Ah possível de ser gerado e Ah consumido pela bateria são coincidentes.

Apesar da capacidade de geração do arranjo que recarregou a bateria 8A ser 5,5 vezes maior que o sistema que atendeu as baterias 9A e 9B, a corrente aceita foi praticamente a mesma ao final do segundo dia, conforme ilustrado na figura 5.9.

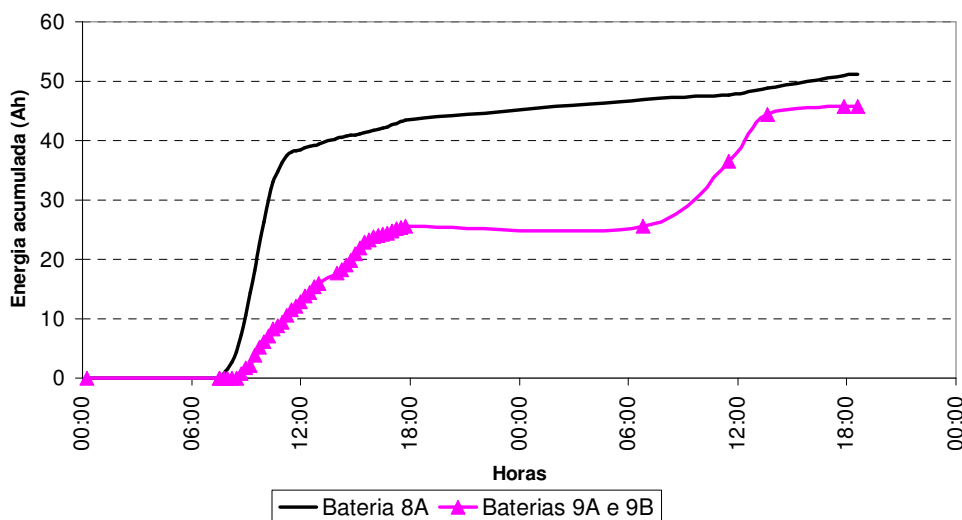


Figura 5.9 – Aceitação de carga pela bateria 8A, alimentada por 11 painéis, e pelas baterias 9A e 9B, alimentadas por 4 painéis.

5.1.1.7 – Carregamento da bateria 8B com modo de desvio de carga

Para que a modulação da largura dos pulsos possa ser executada, o controlador necessita chavear constantemente a fonte de energia. Para um sistema solar, o repentino desligamento do arranjo não acarreta problemas, pois o painel é modelado como uma fonte de corrente. Entretanto o mesmo não é válido para sistemas girantes, tais como eólico e hidrelétrico, os quais podem acelerar demasiadamente caso a carga seja instantaneamente rejeitada. Logo, faz-se necessário que uma carga de desvio seja conectada, para que toda a energia não utilizada durante a recarga da bateria seja consumida por esta carga.

O controlador utilizado foi configurado para, ao recarregar a bateria 8B, operar com uma carga de desvio, direcionando para ela toda a energia gerada porém não aproveitada pela bateria. Foi utilizada uma carga de desvio de $0,55 \Omega$, com o arranjo de 11 painéis a 12 V. A figura 5.10 ilustra os dados medidos nos dias 14 e 15 de fevereiro de 2006, com destaque para o fato da curva de energia consumida ser da carga de desvio, e não da bateria. A escala da direita representa a tensão da bateria sentida pelo controlador de carregamento.

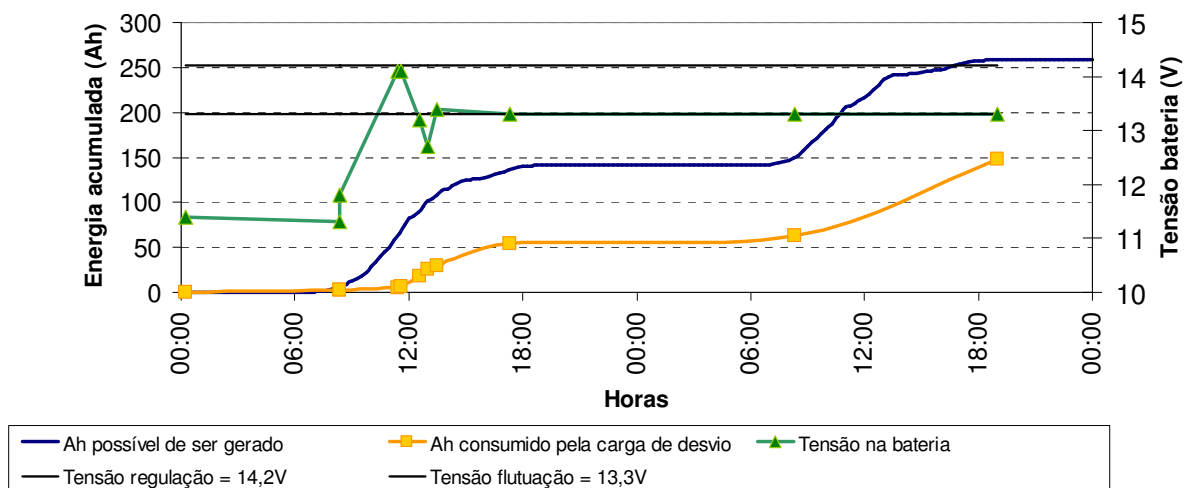


Figura 5.10 – Comparação da quantidade de Ah possível de ser gerado pelo arranjo e direcionada para a carga de desvio, nos dias 14 e 15 de fevereiro de 2006.

No início do dia a energia enviada para a carga de desvio é muito pouca, pois a tensão na bateria ainda não atingiu o valor de regulação, sendo então toda a corrente direcionada para

a bateria. Quando a tensão de flutuação é mantida constante, somente os pulsos de corrente são drenados, fazendo com que a carga de desvio passe a receber toda a energia excedente do Sol.

Nesta configuração não foi utilizado medidor para saber quanta energia foi efetivamente drenada para a bateria, mas considerando o valor médio de 50 Ah consumidos pelas baterias 7A, 7B, 8A, 9A e 9B durante 2 dias de recarga, pode-se concluir que a energia aproveitada pelo controlador, no modo de desvio de carga, é de 50 Ah (bateria) + 147,6 (carga de desvio) = 197,6 Ah. O rendimento, então, é $197,6/258,4 = 76,5\%$.

5.1.1.8 – Tipo de carga de desvio

Comparando o aproveitamento da energia do Sol durante o carregamento das baterias 7A, 7B, 8A e 8B, todas utilizando o mesmo arranjo formado por 11 painéis fornecendo 12 V, temos nos três primeiros casos aproveitamento do recurso solar inferior a 20%, enquanto que no último o aproveitamento é superior a 75%.

Diferentemente do esperado, o modo de desvio de carga não aproveita 100% da energia solar, ao considerar a energia direcionada para a bateria e a dissipada pela carga de desvio, pois os dispositivos de eletrônica de potência do controlador funcionam de maneira mais intensa que no modo de controle de carregamento. O dissipador de calor apresenta-se com elevada temperatura e um zumbido característico de chaveamento pode ser ouvido. Além disso, houve redução intrínseca da corrente do painel auto-regulado, ao estar no ponto de operação da tensão de flutuação. Estas perdas, então, reduzem o aproveitamento integral da energia, porém mesmo assim é superior aos demais casos.

A utilização de uma carga de desvio faz com que o sistema possa melhor aproveitar a energia solar, evitando que a geração seja reduzida pela lógica de controle do carregamento da bateria. Deve-se, entretanto, verificar qual é a carga de desvio mais adequada. Cargas resistivas são recomendadas, por serem mais confiáveis, pois um problema nesta carga pode provocar a danificação da bateria, pois caso a energia não tenha uma rota alternativa para fluir, a bateria sofre uma sobretensão indesejável. Esta energia excedente pode ser usada para aquecimento, entretanto a energia fotovoltaica deve ter um uso mais nobre do que este. Cargas de iluminação não são necessariamente a melhor opção, pois o excesso de

energia desviada para a carga ocorre somente durante o dia, quando existe o potencial de iluminação natural.

Esta energia, a qual apresenta tensão e corrente variável, pode ser utilizada para acionar um bombeamento de água, ou então para alimentar outro sistema de armazenamento, de hidrogênio, por exemplo. Trata-se de um campo de pesquisa o qual deve ser estudado, para que possa melhor aproveitar a energia solar em momentos de baixa aceitação de carga pela bateria.

5.1.2 – Medição do rendimento do sistema como um todo

As medições realizadas até o momento acompanharam o restabelecimento do estado de carga das baterias. Novas experiências são apresentadas, desta vez utilizando o sistema fotovoltaico completo.

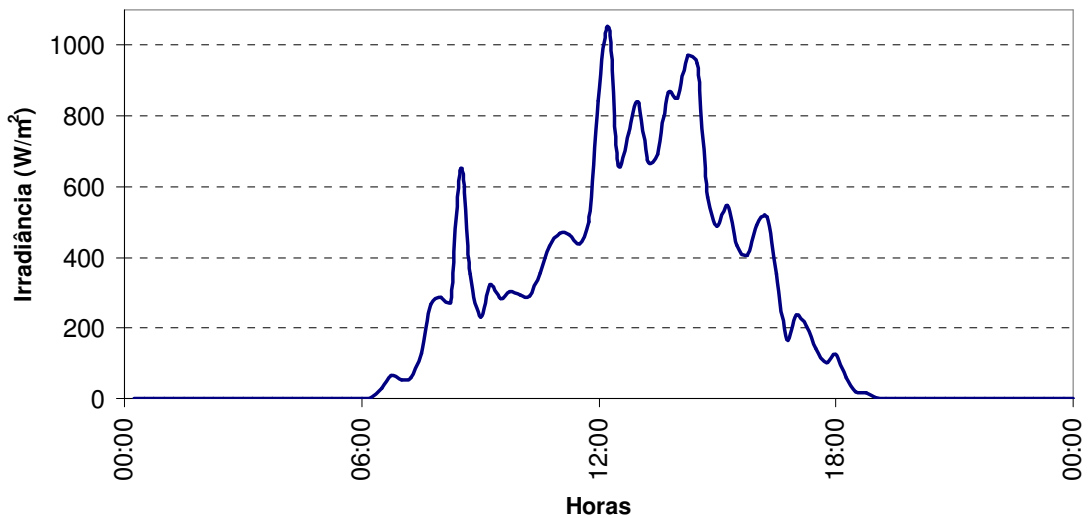
5.1.2.1 – Validação da quantidade de energia possível de ser gerada por dia

Uma nova configuração é apresentada, aproximando-se cada vez mais do caso real. O arranjo 7, composto de 4 painéis auto-regulados de $45W_{PICO}$ em associação série-paralela para produzir 24 V e 6 A, é utilizado, com inclinação de 15° , igual à latitude, e com sua face voltada para o norte.

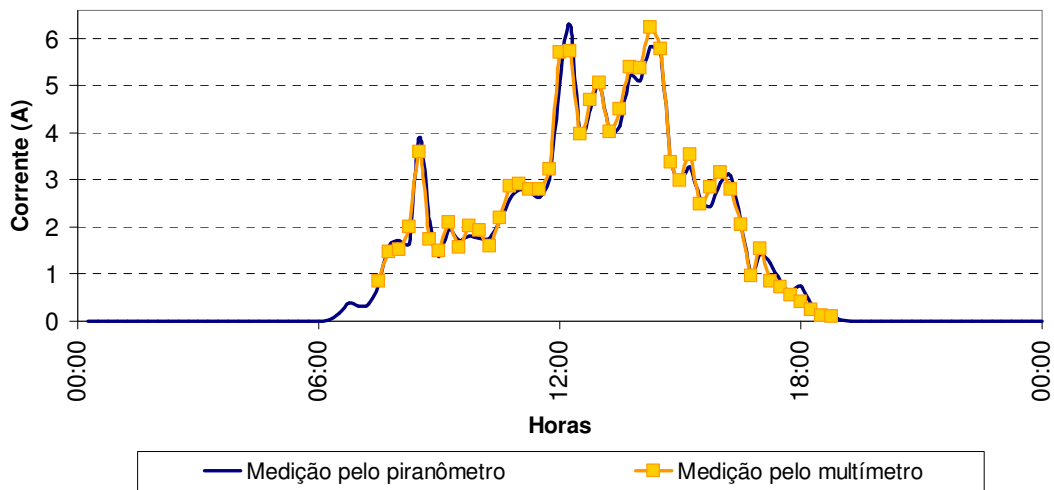
Para que a corrente possível de ser gerada pelo painel possa ser calculada, no dia 11 de fevereiro de 2006 o arranjo 7 foi conectado diretamente a uma carga de 1Ω , cuja tensão foi medida minuto a minuto. Os registros de tensão, que equivalem à corrente, foram agrupados em valores médios de 15 minutos e comparados com a irradiância medida pelo piranômetro da estação meteorológica, o qual também realiza medições a cada minuto e apresenta o valor médio em 15 minutos. A figura 5.11 apresenta a comparação da corrente gerada pelo painel inclinado 15° com a irradiância medida horizontalmente pelo piranômetro.

Espera-se que a geração possível calculada pelo piranômetro seja levemente maior que a medida pelo multímetro, pois na data em que os testes foram realizados o Sol encontrava-se praticamente sobre a latitude de Brasília, fazendo com que o plano horizontal do

piranômetro receba mais energia que a superfície inclinada do painel. Entretanto, a diferença entre os valores medidos estão abaixo da precisão utilizada durante a medição. O total de Ah esperado corresponde à irradiação do dia medida pela estação meteorológica, 5,14 kW/m², multiplicada pela corrente nominal do arranjo, 6 A, gerando 30,84 Ah, enquanto que a corrente realmente gerada, medida pelo multímetro e acumulada, corresponde a 30,96 Ah, cuja diferença é inferior a 0,4%.



(a)



(b)

Figura 5.11 – Medição realizada em 11 de fevereiro de 2006.
 (a) Irradiância medida pelo piranômetro; (b) corrente nominal esperada pelo arranjo e corrente efetivamente medida no arranjo 7.

Assim, pode-se utilizar, com razoável precisão, os valores medidos horizontalmente pelo piranômetro da estação meteorológica como capacidade de geração do arranjo inclinado 15° na direção norte, para verificação do aproveitamento da energia.

5.1.2.2 – Configuração dos equipamentos de medição

O desempenho do sistema como um todo é mensurado através da configuração apresentada na figura 5.12. O total de irradiância solar é medido pelo piranômetro, permitindo verificar o quanto foi dissipado devido à atenuação da atmosfera, incluindo nebulosidade. O medidor de Ah instalado no controlador de carregamento verifica quanta energia realmente foi demandada pela carga. A medição no controlador de carga verifica as perdas causadas pelo banco de baterias. A tensão sobre a carga resistiva conhecida registra a corrente utilizada pela carga final.

5.1.2.3 – Medição com carga consumindo energia durante 1 hora por dia

Neste teste foi utilizado um banco de baterias de 63 Ah e 24 V, formado por duas baterias em série. A carga no inversor foi calculada para consumir, durante 1 hora, aproximadamente 12,6 Ah, o que corresponde a uma descarga diária de 20% do sistema de armazenamento. A figura 5.13 apresenta os valores medidos nos dias 21 à noite, 22 e 23 de fevereiro de 2006.

A carga é um reostato de 50 Ω, a qual é ligada durante 1 hora. O inversor mantém a tensão alternada constante em 120,3 V, independente da variação na tensão contínua fornecida pela bateria. Por se tratar de uma carga resistiva, a potência aparente corresponde à própria potência ativa. Assim, a potência consumida pela carga pode ser calculada, conforme demonstrado a seguir. Como a carga ficou ligada durante 1 hora, a energia consumida é 290Wh.

$$I = \frac{V}{R} = \frac{120,3}{50} = 2,41A$$

$$S = V i = 120,3 \times 2,41 = 290W$$

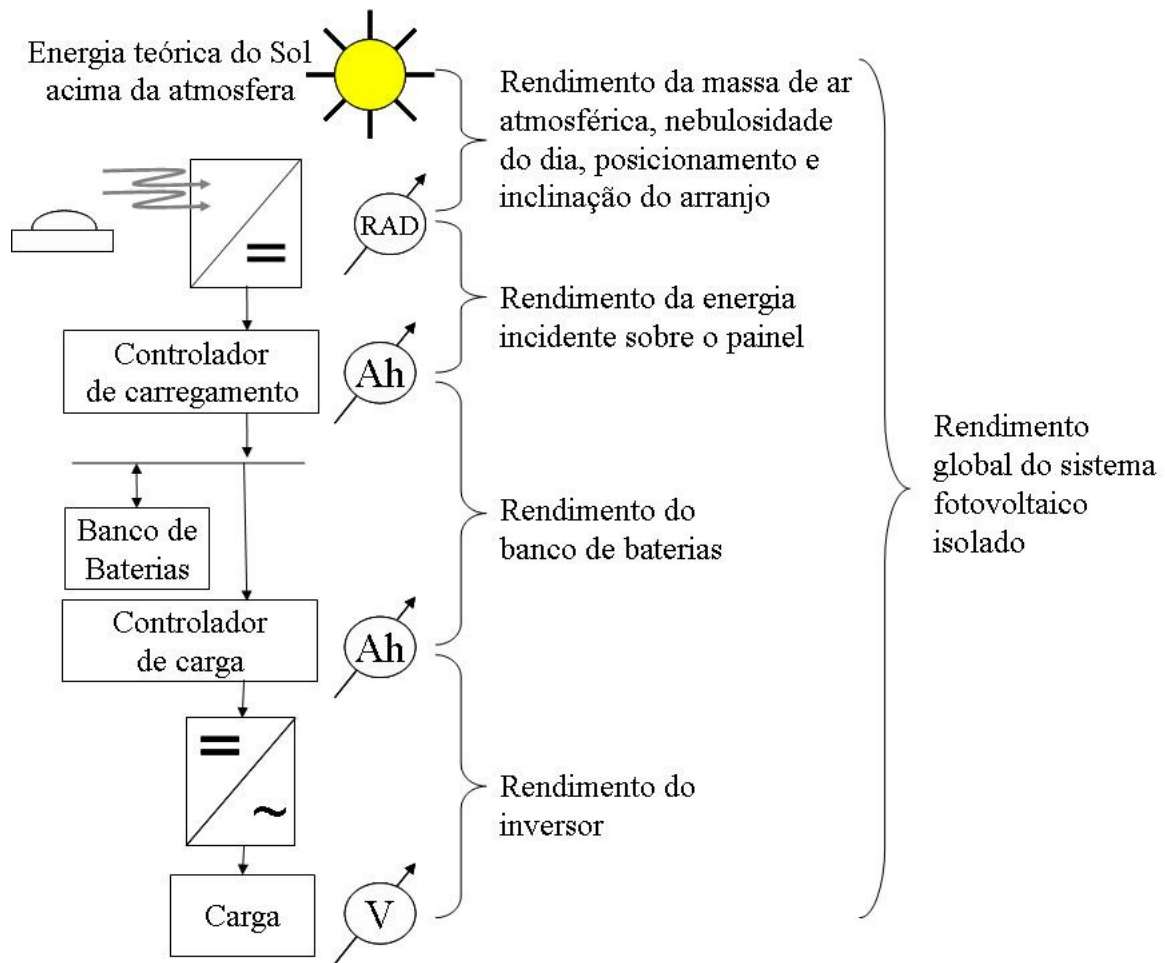


Figura 5.12 – Esquema de ligação dos equipamentos para a medição do rendimento global do sistema fotovoltaico.

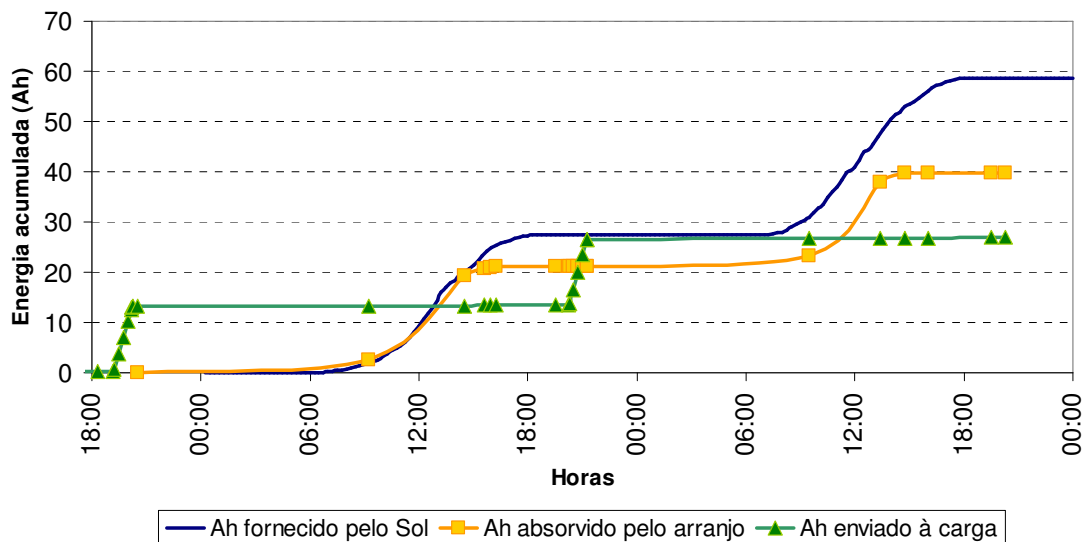


Figura 5.13 – Comparação da quantidade de Ah consumido pela carga, absorvido pelo arranjo e possível de ser gerado, nos dias 21 à noite, 22 e 23 de fevereiro de 2006.

No dia 21 de fevereiro à noite a bateria encontrava-se completamente carregada, pois o medidor do controlador de carregamento não mais estava acumulando pulsos, apesar do Sol estar brilhando. A tensão nos terminais do banco de baterias 9 foi medida durante o tempo em que o inversor alimentou a carga resistiva, conforme figura 5.14.

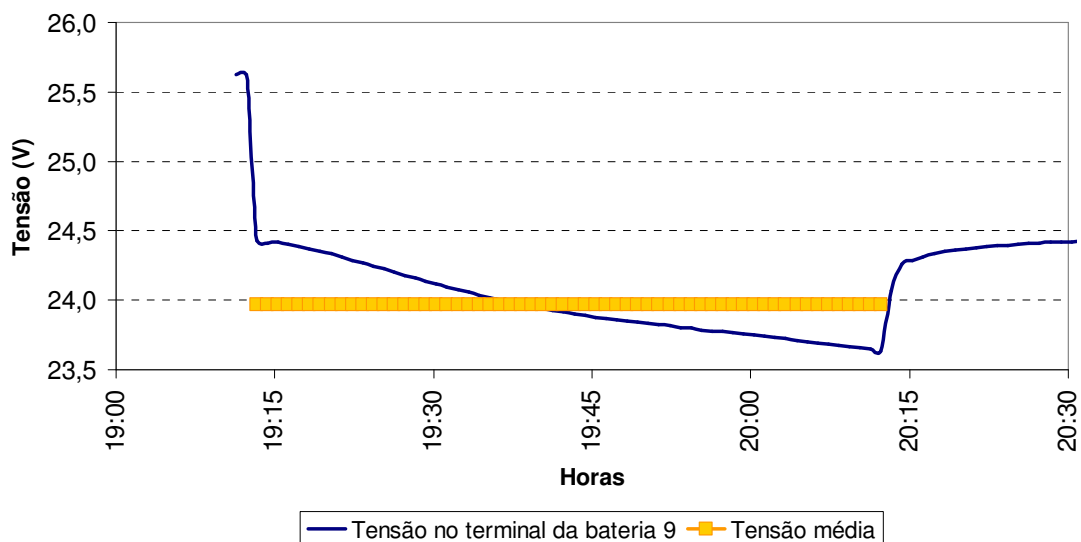


Figura 5.14 – Tensão nos terminais do banco de baterias durante a alimentação da carga no dia 21 de fevereiro de 2006.

A tensão média na bateria durante a descarga é de 24 V, e o controlador de carga registrou o consumo de 13,0 Ah, o que corresponde à 312 Wh. Assim, o rendimento do inversor pode ser calculado, conforme demonstração a seguir. O valor obtido é superior ao informado pelo fabricante, o qual apresenta um rendimento de 87% para uma carga de 300W.

$$\eta_{INVERSOR} = \frac{290}{312} = 92,9\%$$

O inversor de carga, no modo de espera, quando a potência interna consumida é reduzida nos momentos em que a carga não está ligada, registrou o consumo de aproximadamente 0,4 Ah por dia.

Este consumo de 13,0 Ah medido pelo controlador de carga foi repostado no dia seguinte pelo arranjo fotovoltaico, cuja geração foi medida pelo controlador de carregamento, o qual registrou 21,2 Ah. O rendimento do banco de baterias é calculado.

$$\eta_{BATERIAS} = \frac{13,0}{21,2} = 61,3\%$$

Este valor apresenta-se baixo devido à velocidade com que a carga foi consumida. A utilização de 13,0 Ah corresponde à aproximadamente 20% de descarga da bateria de 63 Ah, entretanto caso esta energia seja drenada durante mais horas com taxas de corrente menores, a tendência é que o banco de bateria apresente melhor rendimento.

A capacidade de geração do painel neste dia corresponde à 27,4 Ah (4,56 kWh/m² x 6 A), conforme registrado pela estação meteorológica. Assim, o rendimento devido ao perfil de carga, o qual não aproveita toda a energia disponível pelo arranjo, e à redução da corrente nominal pelo painel auto-regulado quando a tensão de regulação e flutuação é alcançado, é calculado.

$$\eta_{APROVEITAMENTO} = \frac{21,2}{27,4} = 77,4\%$$

A eficiência de conversão do painel, conforme catálogo do fabricante, é de 14%.

Por fim, o total de energia disponibilizada pelo Sol acima da atmosfera é de 17,3 kWh/m² x 6 A = 103,8 Ah. O efeito da massa de ar atmosfera, nebulosidade do dia, posicionamento fixo e inclinação do arranjo é obtida.

$$\eta_{ATMOSFERA} = \frac{27,4}{103,8} = 26,4\% .$$

A tabela 5.1 apresenta o rendimento global do sistema para as condições apresentadas.

Apesar do rendimento nominal do arranjo ser de 14%, somente 1,6% da energia solar foi efetivamente aproveitada. Nota-se que somente 44% da energia efetivamente disponível na superfície do painel foi aproveitada.

Tabela 5.1 – Rendimento global do sistema fotovoltaico, para carga de 13 Ah consumida durante 1 hora, utilizando banco de baterias de 63 Ah de capacidade, no dia 22 de fevereiro de 2006.

Aproveitamento	Etapa
26,4%	Aproveitamento da energia solar acima da atmosfera, considerando o efeito da massa de ar atmosfera, nebulosidade do dia, posicionamento fixo e inclinação do arranjo
14%	Rendimento da conversão fotovoltaica do módulo
77,4%	Aproveitamento da energia efetivamente disponível, devido ao perfil de energia requerido para recarregar a bateria e redução da corrente nominal pelo painel auto-regulado
61,3%	Rendimento do banco de baterias
92,9%	Rendimento do inversor
1,6%	Rendimento global
44,1%	Rendimento sem considerar o aproveitamento da energia solar acima da atmosfera e o rendimento da conversão do módulo

O mesmo teste foi realizado no dia seguinte, mantendo o mesmo perfil de carga. A tabela 5.2 apresenta os valores medidos, e a tabela 5.3 indica os resultados.

Tabela 5.2 – Valores medidos e calculados durante o teste de rendimento global do sistema no dia 22 e 23 de fevereiro de 2006.

Medição	Valor
Energia consumida pela carga CA	290Wh
Descarga da bateria durante atendimento da carga	13,0Ah
Valor médio da tensão nos terminais da bateria durante a descarga	24,16V
Energia drenada da bateria durante a descarga	314,1Wh
Energia fornecida pelo painel para restabelecer o estado de carga da bateria	18,6 Ah
Energia possível de ser gerada	31,35Ah
Total de energia solar extraterrestre no dia do teste (kWh/m ²)	17,3kWh/m ²
Total de energia solar extraterrestre no dia do teste (Ah)	103,8 Ah

Tabela 5.3 – Rendimento global do sistema fotovoltaico, para carga de 13 Ah consumida durante 1 hora, utilizando banco de baterias de 63 Ah de capacidade, no dia 23 de fevereiro de 2006.

Aproveitamento	Etapa
30,2%	Aproveitamento da energia solar acima da atmosfera, considerando o efeito da massa de ar atmosfera, nebulosidade do dia, posicionamento fixo e inclinação do arranjo
14%	Rendimento da conversão fotovoltaica do módulo
59,3%	Aproveitamento da energia efetivamente disponível, devido ao perfil de energia requerido para recarregar a bateria e redução da corrente nominal pelo painel auto-regulado
69,9%	Rendimento do banco de baterias
92,3%	Rendimento do inversor
1,6%	Rendimento global
38,3%	Rendimento sem considerar o aproveitamento da energia solar acima da atmosfera e o rendimento da conversão do módulo

O rendimento global pode ser calculado diretamente como a relação entre a energia consumida pela carga e a disponível pelo Sol acima da atmosfera, considerando a área dos módulos solares, conforme apresentado na equação 5.1. Cada um dos painéis é formado por 32 células de 0,00924 m², o que corresponde à uma área iluminada de 0,29568 m².

$$\eta = \frac{290Wh}{\frac{17300Wh}{m^2} * [4 * (0,29568m^2)]} = \frac{290}{20461} = 1,4\% \quad (5.1)$$

5.1.2.4 – Medição com carga consumindo energia durante 2 horas por dia

O rendimento do banco de baterias está abaixo do valor típico de 95%, devido à rápida descarga que ocorre durante 1 hora. Assim, novo teste é realizado, desta vez descarregando o sistema de armazenamento durante 2 horas.

Como o aproveitamento da energia efetivamente disponível também apresenta baixo índice, conclui-se que a carga pode ser aumentada. Assim a nova configuração do aparato duplicou o banco de baterias, passando a ficar com 4 baterias, possuindo assim 126 Ah de capacidade nominal.

A carga de 50 Ω continua sendo utilizada, porém agora ligada durante 2 horas consecutivas, sempre à noite, consumindo o dobro de energia, porém mantendo o percentual de 20% de descarga do banco.

Durante a realização deste teste, percebeu-se que o medidor de ampères-hora do controlador de carga possui baixa precisão, pois em diversos momentos registrou valores recebidos do arranjo fotovoltaico superior ao possível de ser gerado, baseado nos dados do piranômetro, apresentando assim uma incoerência. Logo, um fator de correção foi estimado e aplicado ao resultado.

A figura 5.15 apresenta os valores medidos entre os dias 3 e 9 de março de 2006, quando o banco de baterias alimentou por 2 horas uma carga durante 4 dias consecutivos.

Esta situação apresenta-se com melhor rendimento, pois as baterias, por não conseguirem atingir diariamente a tensão de regulação, absorvem toda a energia fornecida pelo sistema fotovoltaico, evitando assim desperdícios devido ao perfil de consumo ou redução da corrente nominal pelo painel auto-regulado. Entretanto não conseguem manter o estado de carga 100% completo, pois mesmo após a carga ser desligada, o banco de baterias ainda necessitou de 3 dias para recuperar-se. Um quarto dia seria necessário para que os pulsos de corrente pudessem garantir um estado de carga adequado.

Nesta experiência a carga consumiu a potência de 290 W. Como ficou ligada durante 2 horas por dia durante 4 dias, a energia consumida é de 2320Wh.

$$I = \frac{V}{R} = \frac{120,3}{50} = 2,41A ; S = V I = 120,3 \times 2,41 = 290W.$$

A tensão nos terminais do banco de baterias foi medida durante o tempo em que o inversor alimentou a carga resistiva, conforme figura 5.16. Nota-se que, após a primeira descarga, ocorrida no dia 3, nos demais dias foram registradas tensões mais baixas, indicando que o banco de baterias não conseguiu ser completamente recarregado.

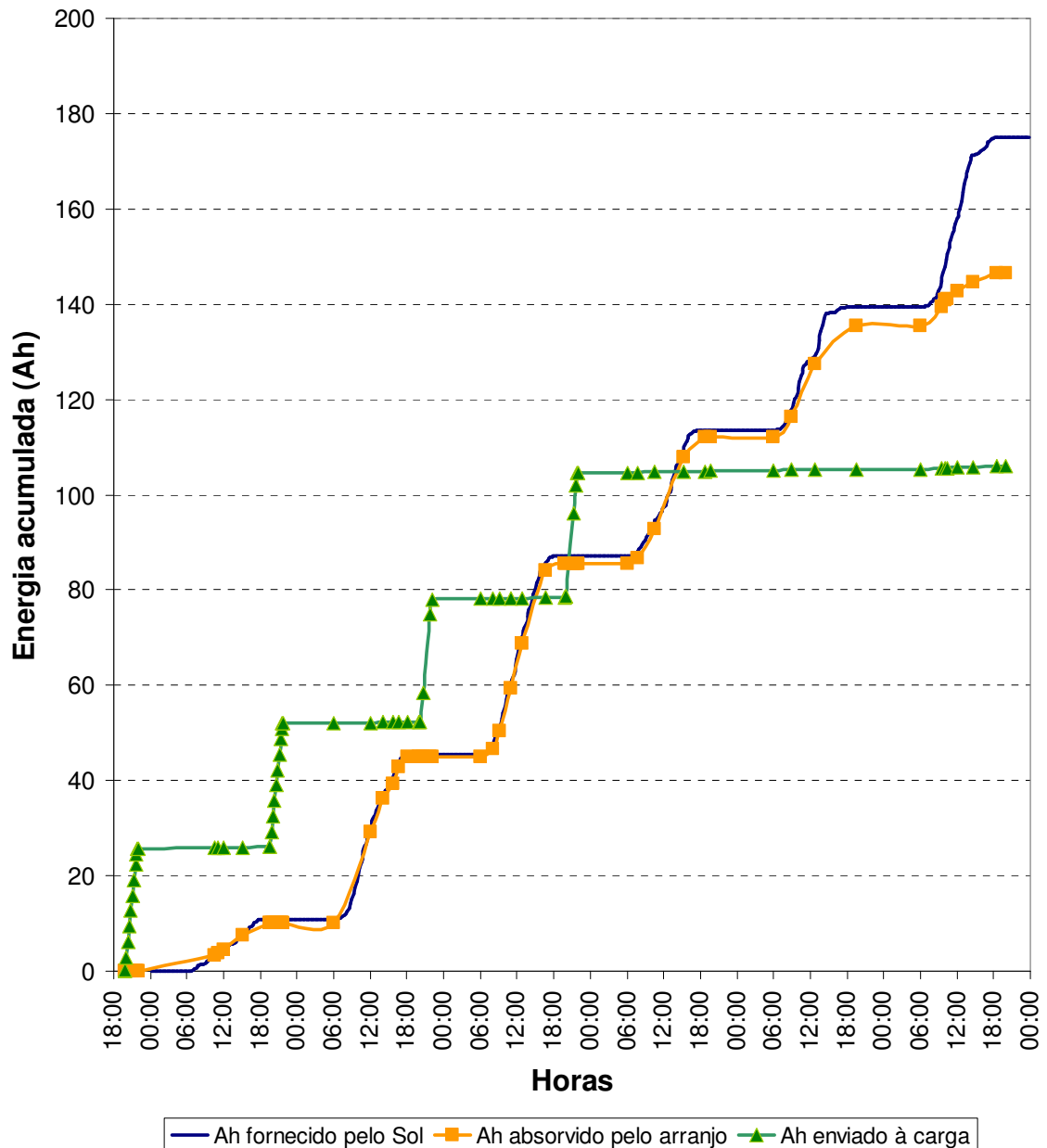


Figura 5.15 – Comparação da quantidade de Ah consumido pela carga, absorvido pelo arranjo e possível de ser gerado, entre os dias 3 (à noite) e 9 de março de 2006.

A tensão média na bateria durante as descargas é de 24,1 V, e o controlador de carga registrou o consumo de 105,9 Ah, o que corresponde à 2552 Wh. Assim, o rendimento do inversor corresponde a 90,9%. Este resultado, superior ao rendimento nominal do equipamento, pode ser atribuído à baixa precisão do medidor utilizado.

$$\eta_{INVERSOR} = \frac{2320}{2552} = 90,9\%$$

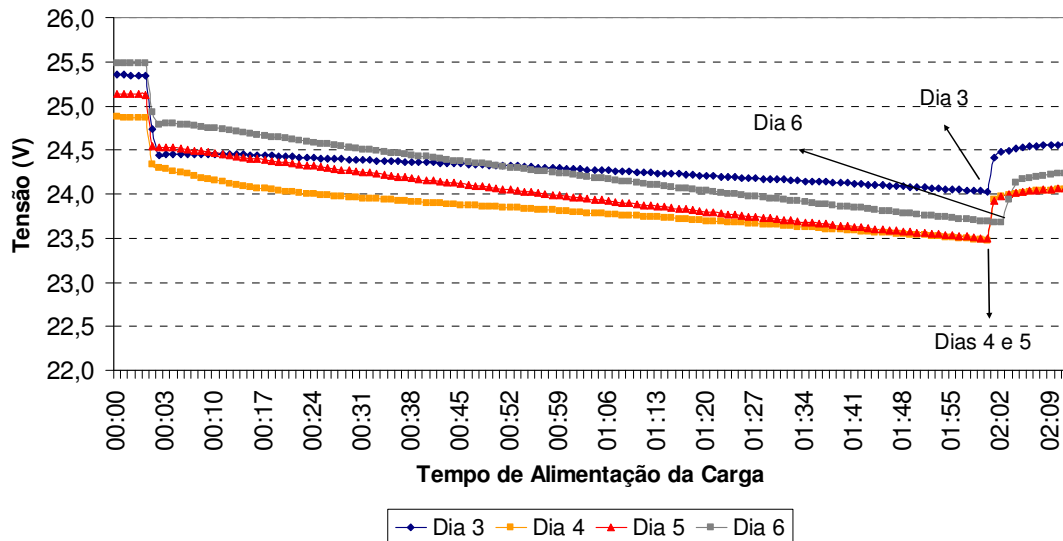


Figura 5.16 – Tensão nos terminais do banco de baterias durante a alimentação da carga no dia 21 de fevereiro de 2006.

Este consumo de 105,9 Ah medido pelo controlador de carga foi reposto pelo arranjo fotovoltaico, o qual registrou 146,6 Ah. O rendimento do banco de baterias é 72,2%. Conforme esperado, este rendimento é superior ao medido durante a descarga de 1 hora, porém ainda encontra-se distante do valor típico de 95%.

$$\eta_{BATERIAS} = \frac{105,9}{146,6} = 72,2\%$$

A capacidade de geração do painel neste período corresponde à 175,0 Ah, conforme registrado pela estação meteorológica, com o devido fator de correção devido à precisão do medidor. Assim, o rendimento devido ao perfil de carga, o qual não aproveita toda a energia disponível pelo arranjo, é 83,8%.

$$\eta_{APROVEITAMENTO} = \frac{146,6}{175,0} = 83,8\%$$

Por fim, o total de energia disponibilizada pelo Sol acima da atmosfera para os dias 4 a 9 de março é de $101,9 \text{ kWh/m}^2 \times 6 \text{ A} = 611,4 \text{ Ah}$. O efeito da massa de ar atmosfera, nebulosidade do dia, posicionamento fixo e inclinação do arranjo é:

$$\eta_{ATMOSFERA} = \frac{175,0}{611,4} = 28,6\%$$

A tabela 5.4 apresenta o rendimento global do sistema para as condições apresentadas.

Tabela 5.4 – Rendimento global do sistema fotovoltaico, para carga de 26 Ah consumida durante 2 hora, utilizando banco de baterias de 126 Ah de capacidade, entre os dias 3 e 9 de março de 2006.

Aproveitamento	Etapa
28,6%	Aproveitamento da energia solar acima da atmosfera, considerando o efeito da massa de ar atmosfera, nebulosidade do dia, posicionamento fixo e inclinação do arranjo
14%	Rendimento da conversão fotovoltaica do módulo
83,8%	Aproveitamento da energia efetivamente disponível, devido ao perfil de energia requerido para recarregar a bateria e redução da corrente nominal pelo painel auto-regulado
72,2%	Rendimento do banco de baterias
90,9%	Rendimento do inversor
2,2%	Rendimento global
55,0%	Rendimento sem considerar o aproveitamento da energia solar acima da atmosfera e o rendimento da conversão do módulo

Aplicando diretamente a fórmula do rendimento global, temos o resultado mostrado na equação 5.2.

$$\eta = \frac{2320Wh}{\frac{101900Wh}{m^2} * [4 * (0,29568m^2)]} = \frac{2320}{120519} = 1,9\% \quad (5.2)$$

5.2 – DISCUSSÃO DOS RESULTADOS

De posse dos dados medidos experimentalmente pelo Laboratório de Fontes Alternativas de Energia do ENE/UnB, foi possível identificar quais são as perdas ocasionadas em cada etapa durante o processo de conversão de energia solar em energia elétrica através do sistema fotovoltaico auto-regulado estudado. A figura 5.17 apresenta as perdas em uma situação em que a energia disponibilizada pelo Sol corresponde a 100 unidades, sendo que somente 2,2 unidades são efetivamente entregues à carga.

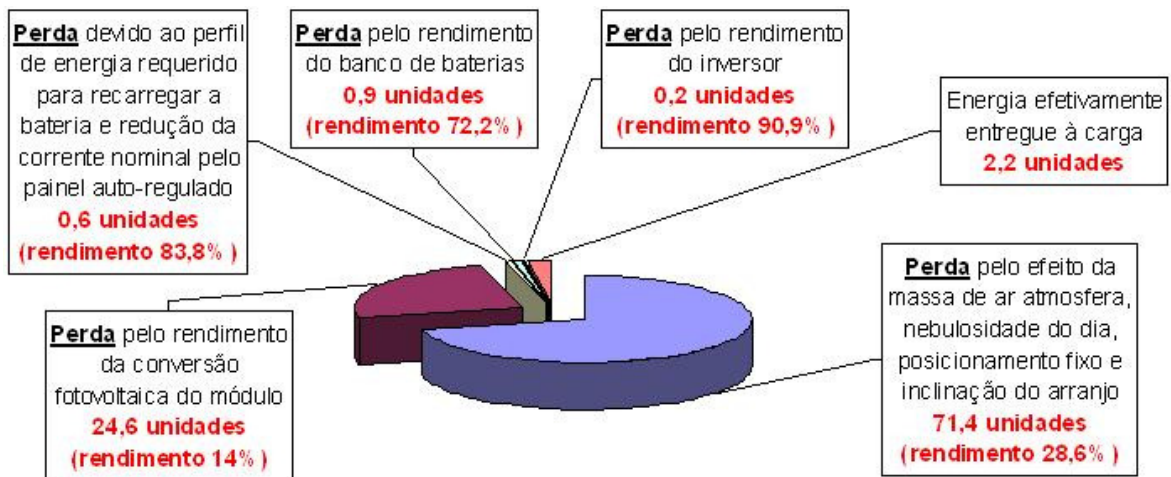


Figura 5.17 – Perdas durante o processo de conversão de energia solar em eletricidade

5.2.1 – Efeito da massa de ar atmosférica, nebulosidade do dia, posicionamento e inclinação do arranjo

Este fator de aproveitamento da energia do Sol, apurado em 28,6%, é extremamente baixo devido à nova metodologia de cálculo introduzida neste estudo, onde o denominador da equação de rendimento leva em consideração toda a energia disponibilizada pelo Sol acima da atmosfera, com incidência dos raios sempre perpendiculares ao painel.

Pode-se considerar que o rendimento 100% é ideal, pois em nenhuma aplicação terrestre é possível aproveitar toda a energia do Sol devido à atenuação natural provinda da massa de ar atmosférica. Entretanto, se a comparação do rendimento for realizada tendo como referência um piranômetro ao solo e na posição horizontal, não é possível detectar esta grande quantidade de energia não aproveitada.

A utilização de rastreador de Sol de 1 eixo, o qual movimenta-se diariamente acompanhando o nascer e o pôr-do-Sol, pode melhorar em até 50% a captação dos raios solares em dias de céu claro, logo devem ser utilizados sempre que as condições da instalação assim permitirem. A modificação manual da inclinação do painel 2 vezes por ano, apesar de benéfica para o rendimento do sistema, possui efetividade reduzida, da ordem de 2%.

A espessura da massa de ar atmosférica não pode ser alterada, sendo uma função da posição geográfica do globo. Entretanto a nebulosidade, a qual é afetada pela presença de

emissão de agentes poluentes no ar, pode ser controlada. Locais com céu mais limpo, em cidades cuja industrialização afeta menos o meio ambiente, vão apresentar melhor rendimento global. A proximidade com serras, as quais estimulam a formação de nuvens devido à variação da altura entre planície e planalto, podem não ser os locais mais propícios para obter um melhor aproveitamento do sistema solar fotovoltaico.

A componente difusa da irradiância solar, refletida pelo albedo em torno do arranjo fotovoltaico, pode ser melhor captada se materiais adequados forem corretamente posicionados, o que colabora para reduzir as perdas desta etapa.

5.2.2 – Efeito do rendimento de conversão do módulo

De todos os rendimentos apresentados, este é o menor índice e, com motivo, é o mais pesquisado pela indústria e pela academia. Entretanto esta análise global de conversão de energia aponta que existem vários aspectos a serem considerados que podem melhorar em mais de 50% a geração de energia elétrica utilizando um mesmo módulo de 14% de eficiência. Desta forma, antes que o silício, material abundante na crosta terrestre, seja colocado de lado e substituído por materiais mais eficientes porém mais caros, pesquisas devem ser direcionadas para aprimorar as outras variáveis que afetam o sistema e que promovem melhora de eficiência considerável.

5.2.3 – Efeito do perfil de energia requerido para recarregar a bateria e redução da corrente nominal pelo painel auto-regulado

A lógica dos controladores de carga evoluíram ao passar de liga-desliga para controle do tipo PWM, entretanto o aproveitamento da energia solar incidente sobre a célula fotovoltaica ainda não é de 100%. Este fator, medido em 83,8% no sistema utilizando módulos de 32 células aqui estudado, deve ser considerado no momento em que projetos de sistemas são realizados, em especial para determinar a quantidade de tempo que o Sol leva para restabelecer completamente o estado de carga da bateria, evitando assim a sulfatação.

Para que este aproveitamento fique o mais próximo de 100%, além de utilizar o painel auto-regulado no clima correto, o qual não pode ser tão quente quanto é em Brasília, deve

haver demanda no momento em que a aceitação de carga da bateria é reduzida. Assim, cargas de desvio adequadamente selecionadas podem ser utilizadas juntamente com painéis de 32 células, além da indicação de que pesquisas devem ser feitas visando desenvolver sistemas de acumulação de energia que apresentem aceitação de carga ilimitada. Desta forma, caso o usuário do sistema viaje por alguns dias, fazendo com que a carga de sua residência, por exemplo, seja nula, a energia continua sendo gerada, podendo ser posteriormente reaproveitada.

5.2.4 – Efeito do rendimento do banco de baterias

O banco de baterias do tipo chumbo-ácido, cujo rendimento durante descarga de 20% de sua capacidade nominal em 2 horas foi medido em 72,2%, pode ser melhorado se parte das cargas puderem ser ligadas durante o dia, evitando assim que o processo químico interno ao acumulador ocorra. Conforme deduzido analiticamente neste estudo, pode-se inclinar os painéis em até 60° na direção leste ou oeste, visando favorecer a geração durante horários específicos do dia, que o aproveitamento geral ainda é superior à 70%. Logo máquinas ou bombas que possam ser utilizadas de dia devem ser programadas para tal.

A utilização do sistema fotovoltaico para prover iluminação durante o dia não deve ser estimulado, a não ser que seja para uma aplicação específica, pois a utilização de telhas transparentes, por exemplo, podem prover a iluminação necessária sem que diversos fatores de perda sejam aplicados.

5.2.5 – Efeito do rendimento do inversor

O rendimento do inversor, da ordem de 90%, pode ser evitado caso equipamentos de corrente contínua sejam utilizados.

Da mesma maneira como hoje os equipamentos são automaticamente bi-volt, identificando se a tensão de alimentação é 110V ou 220V, deve-se estimular pesquisas visando a criação de um sistema “tri-volt”, o qual também funciona com corrente contínua. Considerando que vários produtos possuem retificadores e, apesar de receberem corrente alternada, efetivamente operam com corrente contínua, esta condição é possível de ser implementada

sem demasiadas complicações técnicas, pois se for detectada a corrente contínua, o retificador pode ser automaticamente curto-circuitado.

Com esta visão em mente, os sistemas fotovoltaicos podem disponibilizar 2 tomadas de força, uma CA e outra CC, visando reduzir ao máximo as perdas no inversor.

5.2.6 – Energia efetivamente entregue à carga

Conforme apresentado nesta discussão, diversas ações podem ser tomadas para aumentar a energia entregue à carga através de um sistema fotovoltaico, sem necessariamente modificar a eficiência de conversão do módulo de silício utilizado.

5.3 – COMPARAÇÃO DO CUSTO ENTRE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA E FONTES CONVENCIONAIS

A energia solar fotovoltaica é considerada, pelo setor elétrico em geral, ainda como uma fonte cara e, conseqüentemente, economicamente não competitiva quando comparada com as demais opções de geração de energia, seja através de hidrelétricas convencionais, térmicas a gás natural ou óleo diesel, ou via outras fontes alternativas estimuladas pelo PROINFA, que inclui pequenas centrais hidrelétricas, biomassa e energia eólica.

Nas análises comparativas feitas de maneira simplificada, os impactos ambientais, sociais e estratégicos não costumam ser levantados, o que aumenta a disparidade de preços entre as tecnologias. Estes aspectos são abordados porém não quantificados no presente trabalho, podendo ser acrescentados em estudos futuros, contribuindo para transparecer cada vez mais o real custo para a sociedade das fontes de energia disponíveis.

5.3.1 - Comparação de preços pelo custo de implantação por unidade de potência

A análise mais simples de ser feita é a comparação das fontes de energia através de seu custo de implantação por unidade de potência, pois investimentos iniciais elevados tendem a não atrair facilmente os investidores, especialmente quando a taxa de juros é elevada.

Um recente estudo do custo da implantação de sistemas fotovoltaicos, publicado em 2005, analisou o preço de 47 sistemas isolados de 100 a 6600 W, de 1987 à 2004, indicando que esses sistemas apresentam uma tendência de redução de preços de aproximadamente 1 US\$/W ao ano, com custos variando entre 7 e 10US\$/W (Hegedus, Okubo, 2005).

Outro estudo, publicado pelo Programa de Sistemas Fotovoltaicos de Potência da Agência Internacional de Energia, confirma que os preços estão reduzindo ano após ano, e indica que os sistemas isolados tendem a custar aproximadamente o dobro quando comparados com sistemas conectados à rede, que não necessitam de baterias e demais componentes associados. Em 2004, sistemas isolados de até 1kW apresentavam variação de preço de 9 a 25 US\$/W, sendo que o valor típico apresentava-se em torno de 13 US\$/W. Sistemas maiores do que 1kW apresentavam variação semelhante e preços ligeiramente menores. Para sistemas conectados à rede os valores chegavam à 6 US\$/W. A tabela 5.5 apresenta estes valores para diversos países membros da agência internacional de energia (IEA PVPS, 2006).

Considerando o valor típico de 13 US\$/W para sistemas fotovoltaicos isolados, este número, por si só, mostra-se extremamente anti-econômico e não competitivo quando comparado com o custo da implantação das demais fontes. Os valores típicos de instalação, informados pela Agência Nacional de Energia Elétrica, e publicados em um estudo da CESP e IMT, são apresentados na tabela 5.6.

Esta conta, entretanto, torna-se incoerente por não considerar o elevado custo do combustível das usinas térmicas, item este inexistente nos sistemas solares, além do gasto com operação e manutenção, o qual é 5 vezes mais barato na geração fotovoltaica (Negri *et al.*, 2003). A tabela 5.7 mostra os valores recolhidos em favor da conta de consumo de combustíveis fósseis, onde um aumento de mais de 20% ocorreu de 2005 para 2006. A figura 5.18 apresenta a evolução anual dos preços do óleo diesel e do gás natural, em dólares, indicando elevação nos últimos anos.

Tabela 5.5 – Preços de sistemas fotovoltaicos instalados em 2004, em US\$/W.
(fonte: IEA PVPS, 2006)

País	Sistema Isolado		Sistema conectado à rede	
	<1kW	>1kW	<10kW	>10kW
Austrália	13,2-17,6	8,8-22	7,4-13,2	7,4-8,8
Áustria	18,5	12,3-16	6,8-10,5	6,2-10,5
Canadá	14,2		10,4-11,2	6,9
Suíça	12,9	11,3	7,2-7,3	6
Alemanha	-	-	6,5	-
Dinamarca	11,7-15	25-33,4	5,5-11,7	6,7-16,7
França	15-20	18,5-24,7	4,9-14,8	6,2
Reino Unido	9,8-18,2	9,5-16,4	9,1-20,7	8,7-19,6
Israel	8,8	6,9-8,8	-	-
Itália	14,8-18,5	14,8-17,3	6,8-9,9	6,5-8,6
Japão	-	-	6,2	7
Coréia	19,2	17,5	10,5	10
México	12,0-16,0	-	-	-
Holanda	12,3-61,7	-	5,6-7,4	5,6-5,8
Noruega	9,6-16,3	-	11,9-16,3	-
Portugal	8,6-18,5	8,6-13,6	7,4-10,5	6,2-7,7
Suécia	12,2-13,6	-	5,4-7,5	-
Estados Unidos	12-25	12-20	7-10	6,3-8,5

Tabela 5.6 – Valores típicos de implantação de usinas geradoras de energia
(fonte: ANEEL – Superintendência de Concessões e Autorizações de Geração – SCG,
2006, Negri *et al.*, 2003)

Tipo de Geração	Custo de implantação ANEEL [US\$/W]	Custo de implantação CESP/IMT [US\$/W]
Termelétrica a Diesel	0,40 à 0,50	0,35 à 0,50
Termelétrica a gás	0,40 à 0,65	0,35 à 0,50
Termelétrica a vapor	0,80 à 1,00	-
Termelétrica ciclo combinado	0,80 à 1,00	-
Pequenas centrais hidrelétricas	1,00	-
Geração eólica	1,20 à 1,50	1,00
Células fotovoltaicas	-	5,00 à 10,00

Tabela 5.7 – Valores de arrecadação da CCC – (fonte: ANEEL, 2006)

Ano	Valor da CCC (R\$ milhões)
2004	3327
2005	3419
2006	4110

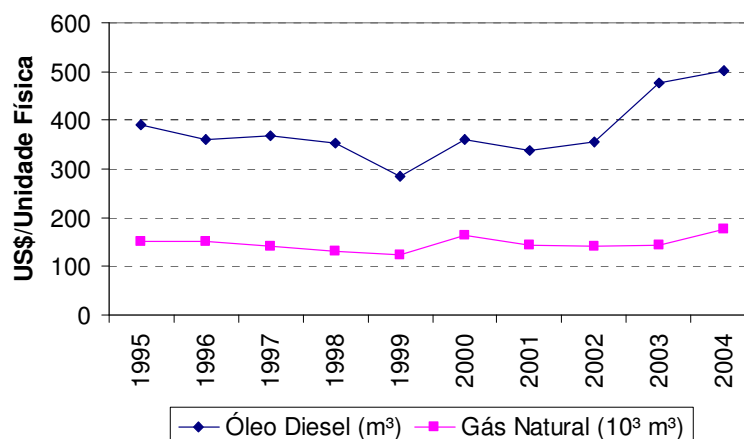


Figura 5.18 – Preço do óleo diesel e gás natural em US\$/m³ e US\$/10³m³, respectivamente (fonte: Brasil MME, 2005)

Outra conta que costuma ser realizada quando essa comparação é feita é a capacidade de geração de energia em um dia. Um sistema dotado de fonte não intermitente pode gerar energia durante 24 horas por dia, enquanto que um sistema solar de mesma potência instalada pode gerar, dependendo de sua localização geográfica, uma média de 6 horas equivalentes de potência nominal ao longo do dia. Logo, para que o sistema fotovoltaico possa produzir a mesma quantidade de energia em um dia, ele deve ter sua potência aumentada em 4 vezes, o que eleva seu custo de implantação para 52 US\$/W_{PICO}. Esta maneira de apresentar os números torna-se um argumento convincente para manter os sistemas fósseis em uso crescente, pois a energia solar apresenta-se 50 vezes mais cara que as pequenas centrais hidrelétricas.

5.3.2 – Comparação de preços pela energia gerada durante a vida útil do sistema

Uma comparação de preços entre energia solar e demais fontes é apresentada, utilizando exclusivamente critérios técnicos, desconsiderando efeitos ambientais, sociais e demais fatores cuja valoração possa ser considerada subjetiva. A seguinte metodologia é utilizada:

a) Comparação do preço da energia gerada, ao invés da potência instalada. Como a energia solar fotovoltaica possui custo de operação e manutenção desprezível, principalmente por não necessitar de combustível para operar e nem ter peças móveis para sofrer manutenção complexa, seu investimento de instalação é diluído por toda a sua vida útil, correspondente à energia gerada; e

b) Comparação com o preço da energia das fontes convencionais que é paga pelo consumidor final, e não pelo valor na usina geradora. O sistema fotovoltaico utilizado como geração distribuída apresenta, intrinsecamente ao seu custo, o preço da energia entregue na residência do consumidor, pois sua geração é local, podendo ocorrer no próprio telhado da unidade consumidora. Logo o valor que deve ser utilizado como referência para as fontes convencionais é a energia cobrada pela concessionária distribuidora para a classe residencial, a qual considera, entre outros custos:

- energia gerada pela usina;
- linhas de transmissão;
- rede de distribuição;
- operação e manutenção;
- encargos setoriais, em especial a conta de consumo de combustíveis fósseis (CCC), a qual encarece a energia hidráulica como forma de subsídio para a geração termelétrica nos sistemas isolados; e
- custos diversos, como os gastos com o racionamento de energia ocorrido em 2001.

5.3.2.1 – Diferença entre o custo da energia na usina e na unidade consumidora

A energia entregue ao consumidor é muitas vezes mais cara que o valor de venda das usinas, seja oriunda de empreendimentos já existentes ou por novas geradoras. As tabelas 5.8 e 5.9 apresentam, respectivamente, os preços médios de energia nas usinas geradoras, negociados nos leilões de energia, e os valores de referência para o PROINFA.

Tabela 5.8 – Preço médio da energia negociada nos leilões
(fonte: CCEE, 2006)

Início do suprimento	Preço de venda médio [R\$/MWh]	Evento de comercialização de energia
2005	57,51	1º leilão de energia existente 2004
2006	67,33	1º leilão de energia existente 2004
2006	62,95	3º leilão de energia existente 2005
2007	75,46	1º leilão de energia existente 2004
2008	83,13	2º leilão de energia existente 2005
2008	127,15	Leilão de energia nova 2005
2009	94,91	4º leilão de energia existente 2005
2009	127,77	Leilão de energia nova 2005
2010	117,11	Leilão de energia nova 2005

Tabela 5.9 – Valores de referência para a energia do PROINFA
(fonte: Brasil MME, 2004)

Tipo de central geradora de energia elétrica	Valor econômico da tecnologia específica da fonte [R\$/MWh]
Pequena central hidrelétrica	117,02
Eólica	180,18 à 204,35
Biomassa – bagaço de cana	93,77
Biomassa – casca de arroz	103,20
Biomassa – madeira	101,35
Biomassa – biogás de aterro	169,08

Os preços de referência do PROINFA, quando comparados com os demais tipos de geração, são considerados elevados, pois turbinas eólicas a 200 R\$/MWh não são competitivas com usinas que geram pela metade do preço. A tecnologia solar é tida como menos competitiva ainda.

A tabela 5.10 apresenta a tarifa final cobrada da energia do sistema de distribuição em 2005 para a classe residencial em diversas capitais do Brasil. Percebe-se que o valor médio corresponde a 314,20 R\$/MWh, o qual é mais de 500% superior à energia comercializada no leilão para 2005.

Os valores apresentados não consideram os impostos. Aplicando-se o ICMS (alíquota de 25%), PIS/PASEP e COFINS, a tarifa final cobrada nas unidades consumidora eleva-se em até 45%, fazendo com que o valor médio seja de 455,59 R\$/MWh.

Esta disparidade de preços entre o valor da energia na usina e na unidade consumidora faz com que outras fontes, as quais não possuem custos associados com transmissão, além de baixa despesa com distribuição, tornem-se mais atrativas.

5.3.2.2 – Custo com operação e manutenção

A tabela 5.11 apresenta a comparação de custos de operação e manutenção para diversas fontes de energia. Percebe-se que o sistema fotovoltaico possui reduzido custo operacional envolvido.

Tabela 5.10 – Valor da energia cobrada das unidades consumidoras residenciais em 2005, descontados os impostos ICMS, PIS/PASEP e COFINS.

(fonte: ANEEL, 2006)

Cidade/Estado	Tarifa de energia residencial [R\$/MWh]	Cidade/Estado	Tarifa de energia residencial [R\$/MWh]
Belo Horizonte/MG	406,36	Porto Alegre/RS	310,10
Campo Grande/MS	397,40	Maceió/AL	309,19
Palmas/TO	364,65	Rio Branco/AC	306,82
Cuiabá/MT	344,98	Manaus/AM	300,56
São Luís/MA	343,95	Goiânia/GO	299,93
Vitória/ES	332,35	Curitiba/PR	298,82
Rio de Janeiro/RJ	331,88	São Paulo/SP	287,21
João Pessoa/PB	330,57	Fortaleza/CE	280,98
Porto Velho/RO	329,42	Boa Vista/RR	275,80
Florianópolis/SC	328,10	Brasília/DF	270,13
Teresina/PI	321,90	Salvador/BA	265,74
Recife/PE	320,62	Aracaju/SE	261,91
Belém/PA	311,62	Natal/RN	238,25
Valor médio: 314,20 R\$/MWh			

Tabela 5.11 – Valores típicos de operação e manutenção de tecnologias de geração distribuída.

(fonte: Negri *et al.*, 2003)

Tecnologia	Custo de O&M (US\$/MWh)
Motor a gás	7 a 15
Eólica	10
Motor Diesel	5 a 10
Turbina a gás	3 a 8
Célula fotovoltaica	1 a 4

5.3.2.3 – Valor pago pela energia durante 30 anos

O período de 30 anos foi definido por ser a expectativa de vida útil dos painéis fotovoltaicos. Períodos aproximados de vida útil dos equipamentos de um sistema fotovoltaico são apresentados na tabela 5.12. O fabricante do controlador de carregamento e do inversor foi consultado sobre a expectativa de vida útil dos equipamentos; foi informado que isto depende de diversos fatores, porém o período de 10 anos foi considerado razoável.

Tabela 5.12 – Vida útil aproximada dos componentes do sistema fotovoltaico

Componente	Vida útil aproximada [anos]
Painel solar	30
Banco de baterias	5
Controlador de carregamento	10
Inversor	10

Assim, o custo de um sistema fotovoltaico durante 30 anos leva em consideração o valor inicial dos equipamentos e suas substituições ao final da vida útil:

- 1 x custo do painel solar;
- 6 x custo do banco de baterias;
- 3 x custo do controlador de carga; e
- 3 x custo do inversor.

O preço de um sistema fotovoltaico de 1,98 kW_{PICO} é apresentado na tabela 5.13, cotado em março de 2006. A configuração selecionada visa ser a que apresenta o melhor custo-benefício, pois a quantidade de painéis é dimensionada para aproveitar ao máximo a capacidade do controlador de carga, reduzindo assim gastos por superdimensionamento.

Tabela 5.13 – Custo de instalação de um sistema fotovoltaico de 1,98 kW_{PICO}

Item	Preço unitário [R\$]	Valor total [R\$]
44 Painéis fotovoltaicos 15V 3A 45WPICO	720,00 (R\$ 16,00/W)	31.680,00
1 Controlador de carregamento 48Vcc 40A	700,00	700,00
1 Inversor 48Vcc 4000W	16.000,00	16.000,00
24 Bateria 105Ah	500,00	12.000,00
Valor total: R\$ 60.380,00		

O custo deste sistema, para gerar energia durante 30 anos, é apresentado na tabela 5.14. O valor foi calculado para o valor presente, considerando uma taxa de juros de 12% ao ano.

Tabela 5.14 – Custo do sistema fotovoltaico isolado durante 30 anos

Ano	Item	Custo [R\$]	Valor Presente [R\$]
0	1 x painel	31.680,00	31.680,00
	1 x controlador	700,00	700,00
	1 x inversor	16.000,00	16.000,00
	1 x bateria	12.000,00	12.000,00
5	1 x bateria	12.000,00	6.809,12
10	1 x controlador	700,00	225,38
	1 x inversor	16.000,00	5.151,57
	1 x bateria	12.000,00	3.863,68
15	1 x bateria	12.000,00	2.192,36
20	1 x controlador	700,00	72,57
	1 x inversor	16.000,00	1.658,67
	1 x bateria	12.000,00	1.244,00
25	1 x bateria	12.000,00	705,88
TOTAL:		153.780,00	82.303,23

De posse do valor a ser pago durante a vida útil do sistema, basta saber qual é a energia produzida por ele durante este período, para que a comparação possa ser feita. O sistema de 1,98kW_{PICO}, durante uma irradiação média anual de 4,45 kWh/m² (Tiba, 2000), juntamente com o aproveitamento médio de 50%, medido experimentalmente para esta situação específica onde utiliza-se módulo auto-regulado de 32 células, a energia gerada por dia é:

$$1,98 \times 4,45 \times 0,5 = 4,4 \text{ kWh/dia.}$$

Em 30 anos esta energia corresponde à:

$$4,4 \times 365 \times 30 = 48,18 \text{ MWh.}$$

Assim, o custo da energia solar fotovoltaica é de

$$\frac{82.303,23[\text{R\$}]}{48,18[\text{MWh}]} = 1.708,24[\text{R\$/MWh}]$$

Este valor é aproximadamente 3,7 vezes maior que a energia gerada pelo sistema tradicional, cuja tarifa é de 455,59 R\$/MWh.

O custo da energia solar fotovoltaica pode ser diretamente reduzido através de dois fatores:

- utilização de painéis típicos de 36 células, ao invés de auto-regulados, para que o rendimento passe de 50% para 84%, por não ter mais sua corrente limitada pela tensão da carga; e
- a interligação do sistema fotovoltaico à rede apresentam diversas vantagens, dispensando o uso de baterias, os quais correspondem a um valor expressivo do custo do sistema, além de evitar as perdas inerentes ao armazenamento.

Esta diferença entre os custos tende ainda a reduzir devido ao efeito da curva de aprendizado.

5.3.2.4 – Curva de aprendizado

A curva de aprendizado descreve quanto o custo marginal de um produto decresce à medida em que a produção acumulada aumenta, refletindo no valor do produto o reflexo da experiência adquirida.

O custo marginal tende a reduzir-se com o aumento da produção devido à aplicação de processos novos, experiência adquirida, economia de escala e até mesmo mudanças no próprio produto, com inovações, novos formatos e normalizações.

As tecnologias emergentes, como é o caso da energia solar, são capazes de obter maiores aprendizados, pois sua potência instalada no mundo ainda é reduzida. Logo, existe relativa facilidade para dobrar a produção e obter a redução de custos esperada. A duplicação de produção de 1 GW para 2 GW de energia solar obtém o ganho de aprendizado, o qual dificilmente será alcançado pelas tecnologias já maduras, tal como as usinas de carvão, as quais teriam que passar de 1000 GW para 2000 GW aproximadamente, o que não é absorvido pelo mercado.

O IEA-PVPS confirma esta teoria, pois indica que os módulos fotovoltaicos apresentam redução de 15% a 20% em seu custo cada vez que o mercado duplica. Na última década o mercado dobrou 4 vezes, confirmando uma redução drástica no valor dos módulos (IEA-PVPS, 2005).

A taxa de progresso é obtida da curva de aprendizado, indicando para quanto passou o novo preço após o mercado ter duplicado. Por exemplo, uma taxa de 80% indica que, ao dobrar a produção, o novo valor passará a ser 80% do anterior, o que significa dizer que estará 20% mais barato.

A curva de aprendizado do módulo fotovoltaico, entre 1981 e 2000, é apresentada na figura 5.19. A taxa de progresso variou durante este período, estando atualmente em 77,4%, correspondendo a 22,6% de redução de custo a cada duplicação do mercado.

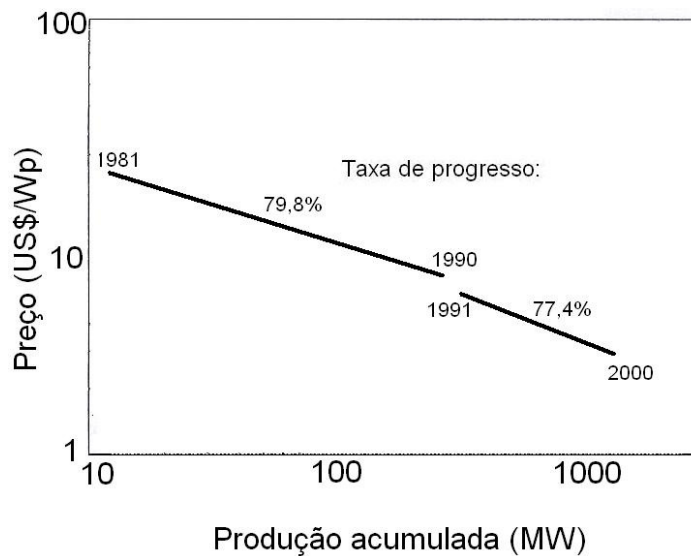


Figura 5.19 – Curva de aprendizado de módulos fotovoltaicos (fonte: Parente *et al.*, 2002)

O módulo fotovoltaico, por ser uma tecnologia ainda pouco desenvolvida, apresenta uma grande possibilidade de aprendizado e, conseqüentemente, de redução de custos. Para efeito de comparação, a curva de aprendizado para turbinas eólicas é apresentada na figura 5.20. Nota-se que a taxa de progresso é de 96%, reduzindo apenas 4% do valor a cada duplicação do mercado, devido ao fato das turbinas utilizarem componentes que já alcançaram maturidade tecnológica em outras áreas.

O sistema fotovoltaico possui dois componentes principais com diferentes taxas de aprendizado: os módulos fotovoltaicos, cuja curva foi apresentada na figura 5.19, com taxa de 77,4%, e os demais componentes, chamados de balanço do sistema, cuja taxa de progresso de 82% é apresentada pela literatura, devido, por exemplo, aos ganhos obtidos ao utilizar o sistema de forma integrada à estrutura do prédio (IEA, 200).

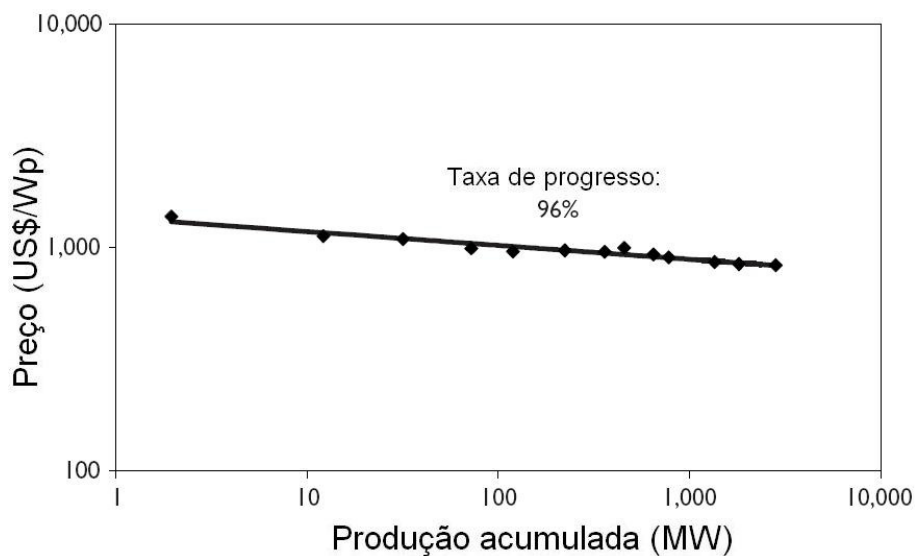


Figura 5.20 – Curva de aprendizado de turbinas eólicas (fonte: IEA, 2000)

A capacidade instalada fotovoltaica aumentou 770 MW em 2004, o que corresponde a um crescimento de 42% comparado com o ano anterior, alcançando a marca de 2,6 GW já instalado no mundo (IEA-PVPS, 2005). O incremento ano após ano ocorre de forma exponencial, e é esperado que continue crescendo de forma agressiva.

Utilizando uma projeção conservadora, de que o crescimento será linear, fixo em 770 MW por ano, pode-se concluir que a produção acumulada duplicará em pouco mais de 3 anos, alcançando 5,2 GW. Nova duplicação ocorreria em pouco menos de 7 anos. Logo, em uma década, espera-se uma redução de custos de 45% sobre o custo do sistema fotovoltaico, o que fará com que os sistemas interligados à rede passem a ser competitivos com a tarifa residencial das energia convencionais.

6 – CONCLUSÕES

A atual situação do Brasil, em que 48% de sua energia provêm de fontes renováveis, necessita especial atenção, pois algumas décadas atrás este percentual era de 79%, o que requer que a geração de energia seja conciliada com os aspectos ambientais e sociais, para ir ao encontro do desenvolvimento sustentável.

Apesar da maior parte da eletricidade brasileira, cerca de 82%, ser gerada a partir de hidrelétricas, nos últimos anos ocorreu uma intensificação das usinas à gás natural e óleo, aumentando a quantidade de emissões de gases neviços à atmosfera, afastando-se, assim, dos princípios estabelecidos através do Protocolo de Quioto. Nota-se que houve uma redução das iniciativas de construção de imensas barragens, as quais alagam grandes áreas verdes, em favorecimento do estímulo às pequenas centrais hidrelétricas, cujo impacto ambiental é reduzido, porém mais iniciativas neste sentido devem ser feitas.

A energia solar fotovoltaica, a qual é limpa e renovável, vem expandindo sua produção no mundo de forma acelerada, preparando-se para, juntamente com outras fontes renováveis, substituir completamente o petróleo, cujo preço ficará economicamente inviável nas próximas décadas, devido à sua escassez tecnicamente esperada.

O silício, 2º material mais abundante na Terra, é a matéria prima utilizada na maior parte dos módulos fotovoltaicos existentes, devido à experiência já adquirida, confiabilidade e robustez. Entretanto sua eficiência atinge valores de aproximadamente 15%, fazendo com que os pesquisadores busquem outros materiais, menos comuns, visando melhores rendimentos.

Entretanto, conforme constatado experimentalmente através do laboratório de fontes alternativas do ENE/UnB, existem outros fatores que podem ser aprimorados no sistema fotovoltaico que utiliza módulos de 32 células, além da eficiência do painel, para obter incremento substancial no rendimento.

Aproximadamente 70% da energia do Sol é dispersa devido à massa de ar atmosfera, nebulosidade do céu e posicionamento do arranjo. Pesquisas acompanhadas de ampla

divulgação devem ser realizadas, visando obter rastreadores de Sol de fácil manuseio, baixa manutenção e custo acessível, melhorando o rendimento do sistema em 50% para locais de céu claro, o que equivale a utilizar um módulo fotovoltaico de silício de 30% de capacidade de conversão, ao invés de 20%.

As perdas geradas pelo sistema de armazenamento que utilizam baterias do tipo chumbo-ácido apresentam dois fatores em cascata, redutores de eficiência: o próprio rendimento da bateria, experimentalmente medido e apresentando índice menor que 75%, e a baixa aceitação de carga, a qual desperdiça, por não gerar, aproximadamente 20% da energia solar incidente sobre os painéis. Pesquisas devem ser intensificadas, envolvendo outras formas de acumular energia com elevada eficiência e, principalmente, com alto índice de aceitação de carga, solicitando ao painel sempre a geração máxima em qualquer momento do dia, fazendo com que o rendimento global do sistema seja efetivamente melhorado.

A geração no ponto de máxima potência não é constante nos painéis auto-regulados, pois a corrente é limitada quando a tensão de regulação e flutuação das baterias é alcançada. Locais quentes não são adequados para este tipo de painel, pois a redução da tensão do painel devido ao efeito da temperatura sobre o módulo provoca perda de rendimento, por não gerar a corrente nominal durante todo o dia.

A geração fotovoltaica possui a vantagem de ser distribuída, evitando assim gastos com sistemas de transmissão e distribuição, os quais aumentam o preço da energia convencional em até 8 vezes. Comparando o custo de geração de um sistema solar auto-regulado isolado com a tarifa residencial aplicada às unidades consumidoras abastecidas por fontes convencionais, constata-se que a energia fotovoltaica é 3,7 vezes mais cara que a tarifa média de energia das concessionárias.

Sistemas fotovoltaicos conectados à rede apresentam dois benefícios diretos: menor necessidade de investimento no balanço do sistema, por não necessitar de acumuladores de energia, além de apresentar melhor rendimento global, pois elimina o desperdício ocasionado pela aceitação de carga da bateria chumbo-ácido e, conseqüentemente, o rendimento do processo químico, além da utilização de painéis típicos, com 36 células, os quais não reduzem a corrente nominal.

Considerando a taxa de aumento dos combustíveis fósseis de 20%, ocorrida em 2005, o preço da energia solar fotovoltaica tende a aproximar-se da tarifa convencional ano após ano. Ao considerar os custos ambientais e sociais envolvidos, o tempo reduz-se ainda mais. Sua utilização de forma distribuída, intrinsecamente mais barata por não necessitar de complexos e custosos sistemas de transmissão e distribuição, deve ser assimilada, contrapondo-se com as idéias de geração solar centralizada.

Assim, o sistema fotovoltaico, utilizando painéis de silício, tido por profissionais do setor elétrico com inviável tecnicamente e comercialmente devido ao seu baixo rendimento, possui diversas formas de aprimorar sua eficiência, além de apresentar preço competitivo em poucos anos, sendo uma opção real, juntamente com as demais fontes renováveis, tais como eólica e biomassa, para substituir completamente a energia proveniente de recursos fósseis.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Agência Internacional de Energia (IEA). (2005). *IEA Energy Statistics*. Disponível em <<http://www.iea.org/>>. Acesso em: 30 novembro 2005.
- _____. (2002). *World Energy Outlook 2002*. Disponível em: <<http://www.iea.org/>>. Acesso em: 28 de julho de 2006.
- _____. (2006). *IEA Photovoltaic Power Systems Programme*. Disponível em: <<http://www.iea-pvps.org/>>. Acesso em: 30 de março de 2006.
- _____. (2005). *Trends in Photovoltaic Applications: Survey report of selected IEA countries between 1992 and 2004*. Disponível em: <<http://www.iea-pvps.org/>>. Acesso em: 28 de julho de 2006.
- _____. (2000). *Experience Curves for Energy Technology Policy*. Disponível em: <<http://www.iea.org/>>. Acesso em: 28 de julho de 2006.
- Agência Nacional de Energia Elétrica (Brasil) (ANEEL). (2005). *Atlas de energia elétrica do Brasil*. 2ª Edição. ANEEL, Brasília.
- _____. (2006). Boletim energia 214. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/boletim214.htm>>. Acesso em: 2 de abril de 2006.
- _____. (2006). *Resoluções homologatórias – Biblioteca virtual*. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br/>>. Acesso em: 24 de janeiro de 2006.
- _____. (2004). *Estabelece os procedimentos e as condições de fornecimento por intermédio de Sistemas Individuais de Geração de Energia Elétrica com Fontes Intermitentes – SIGFI*. Resolução normativa n. 83, de 20 de setembro de 2004. Diário oficial da união, 24 de setembro de 2004, seção 1, p. 126, v. 141, n. 185.
- Aldabó, R. (2002). *Energia solar*. Artliber editora, São Paulo.
- Associação Brasileira de Normas Técnicas. (2006). *NBR 10899: Conversão fotovoltaica de energia solar - Terminologia*. ABNT, Rio de Janeiro.
- _____. (1999). *NBR 14298: Sistemas fotovoltaicos – Banco de baterias - Dimensionamento*. ABNT, Rio de Janeiro.
- _____. (1997). *NBR 5410: Instalações elétricas de baixa tensão*. ABNT, Rio de Janeiro.
- Augusto, A. (2005). "FV no projeto Ribeirinhas." In: II Simpósio Nacional de Energia Solar Fotovoltaica. Rio de Janeiro.

- BP. (2006). *BP Statistical Review of World Energy June 2006*. Disponível em <<http://www.bp.com/statisticalreview>>. Acesso em: 30 de julho de 2006.
- Brasil. (2005). Ministério de Minas e Energia. *Balanço energético nacional – BEN*. Brasília: MME, 2005.
- _____. Ministério de Minas e Energia. (2004). *Portaria Nº 45*, de 30 de março de 2004. Diário Oficial da União de 01.04.2004, seção 1, p. 53, v. 141, n. 63.
- Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). (2006). Disponível em: <<http://www.ccee.org.br>>. Acesso em: 24 de janeiro de 2006.
- Casa Universal de Justiça (CUJ). (1995). *Conservação dos Recursos da Terra*. Editora Bahá'í do Brasil, São Paulo.
- Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito (CRESESB). (1999). *Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos*. CEPEL, Rio de Janeiro.
- _____. (2005) *Energia solar: princípios e aplicações*. Disponível em <<http://www.cresesb.cepel.br>>. Acesso em: 13 de fevereiro de 2005.
- Collares-Pereira, M., Rabl, A. (1979). "The average distribution of solar radiation correlations between diffuse and hemispherical and between daily and hourly insolation values." In: *Solar Energy*, vol. 22. Elsevier, Reino Unido.
- Comunidade Internacional Bahá'í. (1999). *Quem está escrevendo o futuro?* 1ª edição. Brasília.
- Departamento de Energia dos Estados Unidos (DOE). (2005). Energy efficiency and renewable energy (EERE) – *Million solar roofs*. Disponível em <<http://www.millionsolarroofs.org/>>. Acesso em: 30 de novembro de 2005.
- _____. (2005). Energy efficiency and renewable energy (EERE) – *Solar Energy program*. Disponível em <<http://www.eere.energy.gov/solar/>>. Acesso em: 13 de fevereiro de 2005.
- Dunlop, J. (1997). *Batteries and Charge Control in Stand-Alone Photovoltaic Systems: Fundamentals and Application*. Sandia National Laboratories. Albuquerque, NM.
- Economia & Energia. (2003). "Emissões Energéticas – Brasil 1970 / 2002" in *Economia e Energia* No. 41, Ano VII, Novembro/Dezembro. Disponível em: <<http://ecen.com>>. Acesso em 2 de abril de 2006
- Eletrobrás – Centrais Elétricas Brasileiras (2006). Aspectos Societários/Financeiros - *Balanço das Controladas - Eletronorte - 2002 à 2005*. Disponível em <<http://www.eletronorte.com/>>. Acesso em: 23 de julho de 2006.

- Femia, N., Petrone, G., Spagnuolo, G., Vitelli, M. (2004) "Matching the photovoltaic field orientation to load requirements in stand-alone distributed power systems," In: *IEEE 35th Annual Power Electronics Specialists Conference*.
- Hegedus, S., Okubo, N. (2005). "Real BOS and system costs of off-grid PV installations in the US: 1987-2004," In: *Conference Record of the Thirty-first IEEE Photovoltaic Specialists Conference*.
- Hollanda, J.B. (2003). "O potencial da Geração Distribuída." In: *Revista Eletricidade Moderna*, ano XXXII, número 356, p. 220, novembro 2003. Aranda Editora, São Paulo.
- IEEE. (2004). *IEEE recommended practice for testing the performance of stand-alone photovoltaic systems - IEEE Std 1526-2003*. Disponível em <<http://ieeexplore.ieee.org/>>
- _____. (2003). *IEEE guide for selection, charging, test, and evaluation of lead-acid batteries used in stand-alone photovoltaic (pv) systems - IEEE Std 1361-2003*. Disponível em <<http://ieeexplore.ieee.org/>>
- _____. (2001). *IEEE recommended practice for sizing lead-acid batteries for photovoltaic (PV) systems - IEEE Std 1013-2000*. Disponível em <<http://ieeexplore.ieee.org/>>
- _____. (2000) *IEEE Recommended Practice for Installation and Maintenance of Lead-Acid Batteries for Photovoltaic (PV) Systems - IEEE Std 937-2000*. Disponível em <<http://ieeexplore.ieee.org/>>
- _____. (2000). *IEEE Recommended Practice for Utility Interface of Photovoltaic (PV) Systems - IEEE Std 929-2000*. Disponível em <<http://ieeexplore.ieee.org/>>
- _____. (1998). *IEEE guide for terrestrial photovoltaic power system safety - IEEE Std 1374-1998*. Disponível em <<http://ieeexplore.ieee.org/>>
- _____. (1997). *IEEE recommended practice for sizing lead-acid batteries for stationary applications, - IEEE Std 485-1997*. Disponível em <<http://ieeexplore.ieee.org/>>
- _____. (1997). *IEEE recommended practice for sizing nickel-cadmium batteries for photovoltaic (PV) systems - IEEE Std 1144-1996*. Disponível em <<http://ieeexplore.ieee.org/>>
- _____. (1986). *IEEE recommended criteria for terrestrial photovoltaic power systems - ANSI/IEEE Std 928-1986*. Disponível em <<http://ieeexplore.ieee.org/>>

- _____. (1983) *IEEE Recommended Practice For Sizing Large Lead Storage Batteries For Generating Stations And Substations - IEEE Std 485-1983*. Disponível em <<http://ieeexplore.ieee.org/>>
- King, D.L., Kratochvil, J.A., Boyson, W.E.. (1997). "Measuring solar spectral and angle-of-incidence effects on photovoltaic modules and solar irradiance sensors." In: *Conference Record of the Twenty-Sixth IEEE Photovoltaic Specialists Conference*.
- Krenzinger, A. (2001). *Radiasol - Radiação Solar*. Disponível em: <<http://www.solar.ufrgs.br/>>. Acesso em: 16 de julho de 2006.
- Kyocera. (2006). Catálogo do painel solar KC 45. Disponível em: <<http://www.kyocerasolar.com>>
- Liu, B.Y.H., Jordan, R.C. (1960). "The interrelationship and characteristic distribution of direct, diffuse and total solar radiation". In: *Solar Energy*, vol. 4. Elsevier, Reino Unido.
- Marini, J.A. e Rossi, L.A. (2005). "Suprimento de eletricidade por meio de painel fotovoltaico – programa computacional para dimensionamento." In: *Coletânea de Artigos: Energia Solar e Eólica – Volume 2*. CRESESB, Rio de Janeiro.
- Marion, W., Wilcox, S. *Solar radiation data manual for flat-plate and concentrating collectors*. National Renewable Energy Laboratory.
- Markvart, T., Fragaki, A. e Ross, J.N. (2006). "PV system sizing using observed time series of solar radiation." In: *Solar Energy*, vol. 80, número 1. Elsevier, Reino Unido.
- Moura, Acumuladores. (2006). *Especificações técnicas da bateria Moura Clean 12MC63*. Disponível em <<http://www.moura.com.br>>. Acesso em: 13 de fevereiro de 2006.
- Negri, J.C., Garrido, J.F.R., Caio, L.F.S., Pellegrini, M.C., Domschke, A. (2003). "Opções tecnológicas para a geração distribuída até 30MW" in *Revista Eletricidade Moderna*, ano XXXII, número 356, p. 184, novembro 2003. Aranda Editora, São Paulo.
- Parente, V., Goldemberg, J., Zilles, R. (2002). "Comments on Experience Curves for PV Modules". In: *Progress In Photovoltaics Research And Applications*, v. 10, n. 8, p. 571-574, Willey & Sons, Londres.
- Patel, M.R. (1999). *Wind and solar power systems*. CRC Press, Flórida.
- Perez, R., Seals, R., Ineichen, P. (1987). "A new simplified version of the Perez diffuse irradiance model for tilted surfaces." In: *Solar Energy*, vol. 39. Elsevier, Reino Unido.

- Perez, R., Collins, B., Margolis, R., Hoff, T., Herig, C., Williams, J., Letendre, S. (2005). "Solution to the Summer Black outs?" In: *Solar Today*, vol. 19, no. 4. American Solar Energy Society, EUA.
- Pirelli Prysmian. (2005). *Fios e cabos para uso geral em baixa tensão*. Disponível em: <<http://www.br.prysmian.com>>
- Programa das Nações Unidas para o Desenvolvimento (PNUD). *Índice de desenvolvimento humano*. Disponível em: <<http://www.pnud.org.br/idh/>>. Acesso em: 29 novembro 2005.
- Rüther, R. (2004). *Edifícios solares fotovoltaicos*. Editora UFSC/LABSOLAR, Florianópolis.
- Scheer, H. (2002). *Economia solar global*. CEPTEL, Rio de Janeiro.
- Shell Solar. *Shell solar homepage – News*. Disponível em: <www.shell.com/solar>. Acesso em: 30 de novembro de 2005.
- Solar Mission Technologies. (2006). *Solar tower project*. Disponível em: <<http://www.solarmissiontechnologies.com>>. Acesso em: 2 de abril de 2006.
- Stevens, J., Kratochvil, J., Harrington, S. (1993). "Field investigation of the relationship between battery size and PV system performance." In: *Conference Record of the Twenty Third IEEE Photovoltaic Specialists Conference*.
- Sze, S.M. (1981). *Physics of semiconductor devices*. 2ª edição. John Wiley & Sons, Nova Iorque.
- Tiba, C. (Coord.). (2000). *Atlas solarimétrico do Brasil: banco de dados terrestre*. Ed. Universitária da UFPE, Recife.
- Vianello, R. L., Alves, A. R. (1991). *Meteorologia básica e aplicações*. Universidade Federal de Viçosa, Viçosa.
- World Bank (1997). *Solar Battery Charging Stations: An Analysis of Viability and Best Practices*. SGA Energy Limited. Ontário, Canadá.
- Xantrex. (2002). *Manual de instalação e operação – Controlador de CC multifunções série C*. Disponível em: <<http://www.xantrex.com>>
- Xantrex. (2002). *Manual do usuário – Xantrex Sine Wave Inverter 1000/1800*. Disponível em: <<http://www.xantrex.com>>
- Yu, K.M., Walukiewicz, W., Shan, W., Beeman, J., Scarpulla, M., Dubon, O., Becla, P. (2004). "Mais um passo na direção da célula solar de alta eficiência." In: *Revista Eletricidade Moderna*, ano XXXII, número 365, p. 160, agosto 2004. Aranda Editora, São Paulo.

Zanescio, I., Moehlecke, A., Severo, T.C., Júnior, S.L.R.S., Zenzen, E.A. e Eberhardt, D. (2005). “Implementação e análise de sistemas fotovoltaicos autônomos.” In: *Coletânea de Artigos: Energia Solar e Eólica – Volume 2*. CRESESB, Rio de Janeiro.

Zomeworks Passive Energy Products. (2006). Zomeworks Track Rack. Disponível em: <<http://www.zomeworks.com>>. Acesso em: 10 de janeiro de 2006.

APÊNDICE

APÊNDICE A – BANDAS DE ENERGIA NOS SEMICONDUTORES

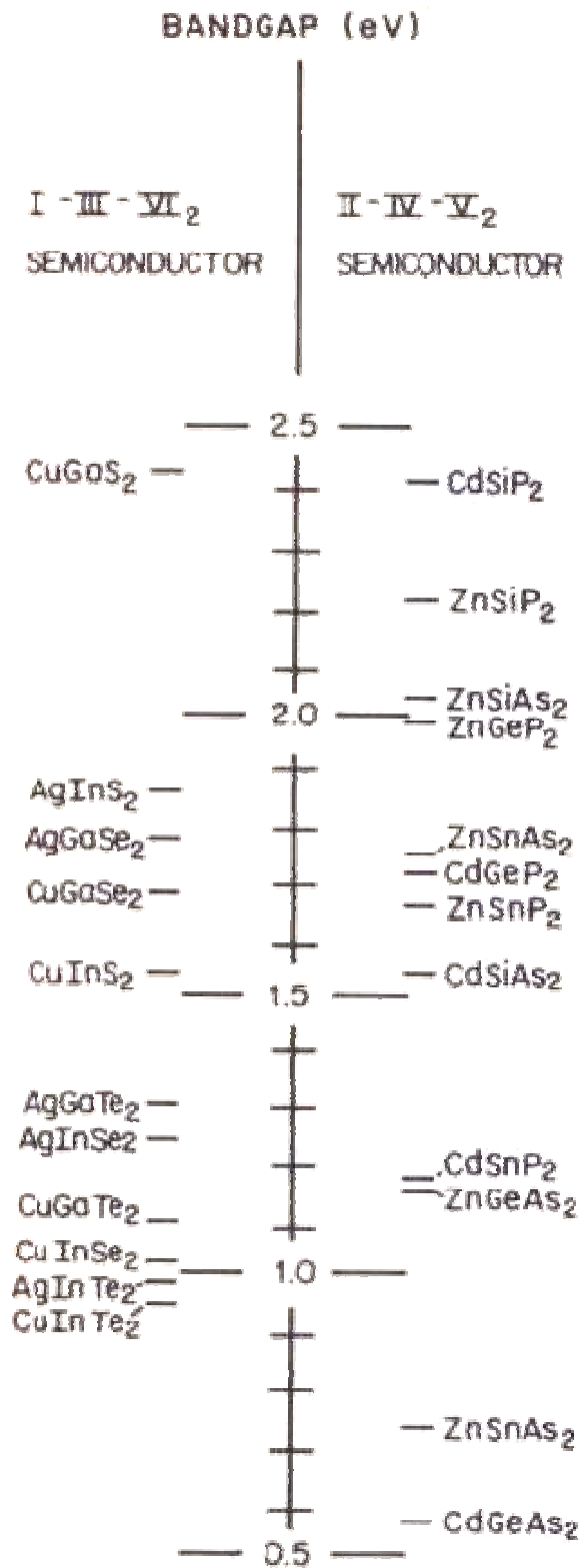


Figura A.1 – Bandas de energia de alguns semicondutores na faixa de interesse do efeito fotoelétrico
(fonte: Sze, 1981)