

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Análise de Sistemas Fotovoltaicos para Geração de Energia Elétrica

Dissertação submetida à Universidade Federal de Santa Catarina para
obtenção do grau de
Mestre em Engenharia Elétrica

CÍCERO BARBOSA DOS SANTOS

Florianópolis, Setembro de 1997.

Análise de Sistemas Fotovoltaicos Para Geração de Energia Elétrica

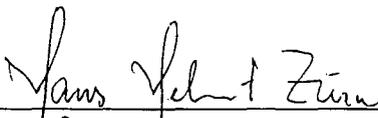
Cícero Barbosa dos Santos

Esta dissertação foi julgada adequada para a obtenção do título de:

Mestre em Engenharia Elétrica

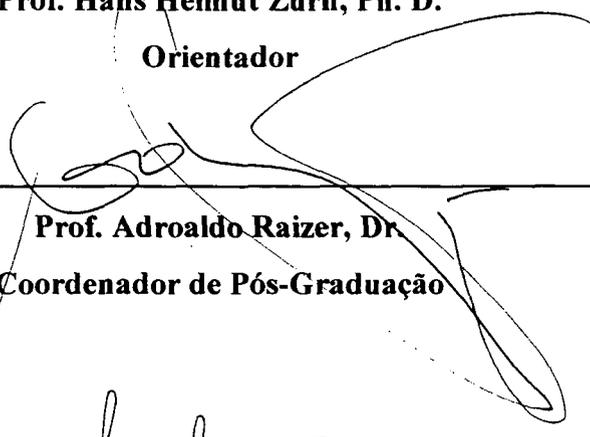
Área de concentração em Sistemas de Potência

e aprovada em sua forma final pelo programa de Pós-Graduação



Prof. Hans Helmut Zürn, Ph. D.

Orientador



Prof. Adroaldo Raizer, Dr.

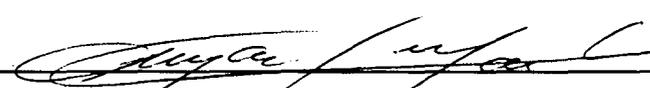
Coordenador de Pós-Graduação

Banca examinadora:



Prof. Hans Helmut Zürn, Ph. D.

Orientador



Prof. Denizar Cruz Martins, Dr.



Prof. Ricardo Rüther, Ph. D.



Prof. Marciano Morozowski Filho, D. Sc.

A minha família , Ivone e João Manuel.
Verdadeiro exemplo de paciência e apoio.

AGRADECIMENTOS

Ao professor Hans Helmut Zürn, pela orientação e pelas lições de sabedoria e paciência paterna ao longo deste trabalho.

Aos meus pais, pela existência e amor.

Ao professor Roberto de Souza Salgado, pelo início deste mestrado.

Aos professores Marciano Morozowski Filho, Denizar Cruz Martins e Ricardo Rüter, pela participação na banca e pelas excelentes contribuições ao trabalho.

Ao Cláudio do CEPEL e ao Wilson da secretaria de pós-graduação, pela ajuda em alguns momentos deste trabalho.

Ao Labsolar, Samuel, Ênio, Paulo nos dados do primeiro capítulo, minha gratidão.

Ao CNPq, Grupo de Máquinas do Cefet-Pr/Daelt e CMV/CW/CINDACTA II pelo fomento de pesquisa e apoio.

A Deus e a todas as suas formas de manifestação...

Sumário

Resumo.....	viii
Abstract	ix
1. Introdução.....	10
2. Radiação Solar.....	13
2.1. Introdução.....	13
2.2. Cálculo da Radiação solar no Brasil.....	14
2.3. Dados de Radiação Solar Global.....	16
2.4. Análise da Radiação Incidente.....	18
2.5. Análise da Radiação Incidente em Função do Tipo e Quantidade de Nuvens.....	19
2.6. Predominância de Nuvens Para a Cidade de Florianópolis.....	12
2.7. Estimação da Radiação Usando Dados de Satélites Geoestacionários.....	23
2.7.1. Ângulos Solares.....	24
2.7.2. Descrição do Modelo.....	25
2.7.3. Cálculo das Transmitâncias.....	30
2.8. Estimação da Radiação Solar para a Cidade de Curitiba.....	34
2.9. Análise da Radiação Estimada para a Cidade de Curitiba.....	35
3. Componentes da Geração Fotovoltaica.....	36
3.1. Introdução.....	36
3.2. Materiais Usados nas Células Fotovoltaicas.....	37
3.3. Célula Convencional de Silício.....	38
3.4. Efeito da Temperatura na Célula Fotovoltaica.....	43
3.5. Rendimento das Células Fotovoltaicas.....	45

3.6. Tecnologia dos Filmes Finos e Multijunção.....	47
3.7. Módulo Fotovoltaico.....	49
3.8. Projeto de Módulos e Interconexões de Células.....	51
3.9. Posição dos Módulos e Análise de Rastreamento.....	55
3.9.1. Limitação do Ângulo de Rastreamento.....	56
3.10. Central Fotovoltaica.....	57
3.11. Rendimento de uma Central Fotovoltaica.....	58
3.12. Sistema de Condicionamento de Potência.....	60
3.13. Acumuladores de Energia.....	60
3.14. Controlador de Carga.....	63
3.15. Conversor CC/CA.....	64
3.15.1. Modelamento de Conversores.....	65
3.15.2. Critério de Energia.....	66
4. Sistemas de Geração Fotovoltaica.....	68
4.1. Introdução.....	68
4.2. Sistemas Isolados (Stand-Alone).....	68
4.3. Parâmetros de Avaliação de Continuidade de Suprimento Para Avaliação de Sistemas Fotovoltaicos Isolados.....	70
4.4. Modelamento de um Sistema Fotovoltaico com a LPSP.....	71
4.5. Aproximações Matemáticas Para a LPSP.....	74
4.6. Sistemas Interligados à Rede Convencional (Grid-connected).....	77
4.7. Características Quanto a Instalação de Sistemas Fotovoltaicos Interligados.....	78
4.8. Impacto da Penetração da Geração Fotovoltaica na Rede Convencional.....	79
4.9. Principais Ferramentas Computacionais Usadas nas Avaliações de Sistemas Interligados.....	81
4.10. Considerações Aproximadas Para Modelagem de Sistemas Interligados.....	82
4.10.1. Descrição do Modelo.....	84
4.10.2. Considerações Aproximadas Para a Potência Fornecida à Rede.....	86
4.10.3. Considerações de Potência Através das Curvas $S_x(1-F_s(S))T$	87
5. Aspectos Econômicos e Cenário Atual da Geração Fotovoltaica.....	90
5.1. Introdução.....	90

5.2. Levantamento do Potencial Fotovoltaico para Florianópolis e Curitiba.....	92
5.3. Introdução a Energia Eólica.....	94
5.3.1. Potencial Eólico Para as Cidades de Curitiba e Florianópolis.....	95
5.4. Decisão Entre a Instalação Fotovoltaica ou Eólica Para Curitiba.....	97
5.5. Perspectiva da Geração Fotovoltaica no Brasil.....	98
5.6. A Experiência Nacional na Disseminação da Energia Solar Fotovoltaica.....	100
5.7. O Cenário Nacional da Geração Fotovoltaica.....	104
6. Conclusões Gerais.....	109
Referências Bibliográficas.....	111
Apêndice A.....	118
Apêndice B.....	125

RESUMO

Este trabalho faz uma análise dos sistemas fotovoltaicos para a geração de energia elétrica, levando em consideração toda estrutura de um sistema fotovoltaico no cenário atual: Radiação solar, tecnologia de células fotovoltaicas, componentes, geração isolada e interligada com a rede elétrica convencional são investigadas, além da viabilidade econômica neste tipo de geração alternativa.

As cidades de Florianópolis e Curitiba são usadas como análise energética de geração fotovoltaica, e o potencial fotovoltaico destas cidades é comparado com o eólico.

Finalmente, é feita uma análise do cenário nacional para a geração fotovoltaica; a situação do mercado e as perspectivas futuras, juntamente com apoio de órgãos governamentais ou autônomos é avaliada.

ABSTRACT

This work makes an analysis of photovoltaic systems for the generation of electrical energy, taking in to consideration the whole structure of a photovoltaic system: Solar radiation, technology of photovoltaic cells, components, isolated and interconnected generation with the conventional electrical net is investigated, besides the economic feasibility of this type of alternative generation.

The cities of Florianópolis and Curitiba are used for energy analysis of photovoltaic generation, and the photovoltaic potential of these cities is compared with wind generation.

Finally, an analysis is made of the national scenario for the photovoltaic generation. The market situation and future perspectives, together with the support of government or private organizations is evaluated.

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO

O desenvolvimento das aplicações da energia solar como geração fotovoltaica, não significa o começo de um novo cenário econômico e energético; pelo contrário, esse tipo de geração primeiro deve conquistar seu lugar no mercado global de energia; deve se tornar competitivo como o petróleo, carvão, sítios eólicos ou energia nuclear, quer pela razão do esgotamento dos recursos naturais, da poluição térmica ou química do ambiente natural, maior independência dos fornecedores estrangeiros, ou simplesmente custos inferiores.

A geração fotovoltaica tem um mercado ainda pequeno e tímido quando comparado com a demanda global de energia, mas o esforço da pesquisa e desenvolvimento que está ocorrendo no cenário global, acelerará o progresso futuro desta fonte alternativa de energia. Em particular, as nações industrializadas, carentes da necessidade de recursos energéticos com baixa poluição, e ameaçadas por uma crescente dependência da energia importada e limitação dos recursos energéticos convencionais, poderão apoiar-se, em parte, na geração fotovoltaica. Acontecendo isto, haverá uma contribuição para a transformação da vida econômica e social nestes países.

Os países em desenvolvimento também poderão beneficiar-se extensamente com a futura implantação da conversão direta de energia solar. Isto não só porque muitos destes países têm elevada taxa de radiação, mas também pelo fato de que a energia fotovoltaica torna economicamente possível a construção de centrais geradoras locais de qualquer tamanho; o que favorece o desenvolvimento descentralizado, que é socialmente desejável em tais países, por permitir às populações rurais progredir e evoluir em seus habitats naturais. O uso crescente da

energia solar, e em particular a fotovoltaica, facilitará a descentralização da indústria e o desenvolvimento das áreas rurais, porque significa a independência do combustível caro e da geração convencional.

Estas perspectivas muito favoráveis não devem ocultar os problemas do desenvolvimento da geração fotovoltaica. Aqueles que pensam que esse tipo de energia solar é grátis, estão errados. Este tipo de geração tem evoluído em seu favor; a energia fotovoltaica ainda é parcialmente competitiva com as fontes convencionais. A ausência de esforços de pesquisa e desenvolvimento entre 1950 a 1960 ainda se faz sentir no momento. O progresso se dará por partes, com custos não desprezíveis, sem excluir algumas decepções.

É razoável esperar, que o tempo de aplicação da energia fotovoltaica será mais curto e menos intensivo em relação aos custos do que foi para a energia nuclear. A utilização da geração fotovoltaica é talvez o maior desafio energético em relação ao domínio da tecnologia com que se defronta a humanidade. Uma vez atingido o sucesso, haverá um marco histórico, porque esse tipo de geração é não poluente e inesgotável.

Na literatura brasileira atual, há escassez de informações concentradas sobre a estrutura da geração fotovoltaica. Um dos objetivos desse trabalho, entre outros, é tornar esse tipo de geração mais compreensível e menos dispersa, além de definirem um novo papel para a energia alternativa nos sistemas de potência tradicionais.

O capítulo 2 deste trabalho descreve os conceitos e tipos de radiação solar, além de fazer uma análise de obtenção dessa energia radiante. A técnica de estimação com imagens de satélites geoestacionários é enfatizada, e as cidades de Curitiba e Florianópolis são usadas para simulações. O potencial fotovoltaico é comparado com o efeito de sombreamento e tipos de nuvens.

O capítulo 3 apresenta uma análise dos componentes da estrutura de geração fotovoltaica; as células fotovoltaicas, módulos, painéis, sistema de condicionamento, controladores de carga e inversores são discutidos.

No capítulo 4 são apresentados os sistemas de geração fotovoltaica: Sistemas isolados e interligados à rede convencional. Alguns tratamentos matemáticos existentes na literatura são descritos, e algumas ferramentas computacionais são analisadas, não sendo possível o uso destas neste capítulo por motivos de prazo na finalização deste trabalho.

O capítulo 5 descreve o potencial fotovoltaico e eólico para as cidades de Florianópolis e Curitiba, os potenciais são comparados de modo energético e econômico. Também é feita uma análise da geração fotovoltaica no cenário mundial e brasileiro.

O capítulo 6 apresenta as conclusões gerais e sugestões para trabalhos futuros.

O apêndice A apresenta os resultados das simulações de estimativa da radiação solar para a cidade de Curitiba, usando imagens visíveis de satélites geoestacionários.

O apêndice B apresenta algumas simulações e cômputo de radiação obtida pela estação radiométrica do LABSOLAR da UFSC.

CAPÍTULO 2

RADIAÇÃO SOLAR

2.1. INTRODUÇÃO

A radiação solar é, incontestavelmente, o mais importante elemento meteorológico **OMETTO** [1]. É o fator energético mais importante na circulação da atmosfera, constituindo a matéria prima para a geração fotovoltaica. Representa uma fonte contínua, limpa e renovável na natureza. Condicionada ao tempo e às estações do ano, é a base da nossa possível e organizada vida no ecossistema.

Do ponto de vista climatológico, o clima na terra é alimentado por radiação solar e modulado pelos mecanismos “forçantes” tais como efeito estufa, variação na camada de ozônio, aerossóis de origem antrópica, principalmente os higroscópicos pelo seu papel na nucleação das nuvens **PEREIRA e alii** [2]. O aumento previsto da nebulosidade, em virtude das atividades humanas no balanço da radiação solar da atmosfera, tem como resultado um resfriamento global que se contrapõe ao aquecimento previsto pelo efeito estufa.

O interesse da radiação solar dirigida para a energia solar, especialmente a fotovoltaica, está no fato de que é a matéria prima para a conversão direta ou indireta em eletricidade, caracterizando sua importância em sistemas fotovoltaicos.

A radiação solar global, dado solarimétrico requerido para uma central fotovoltaica de acordo com o **PROJETO-2015** [3], incidente no limite superior da atmosfera sofre uma série de reflexões, dispersões e absorções durante o percurso até o nível do solo. Por estes motivos, a radiação global que atinge a superfície possui uma componente direta e outra difusa, sendo 16%

absorvida pelo vapor d'água, aerossóis e O₃; 3% absorvida pelas nuvens; 51% absorvida pela terra e oceanos; 4% refletida pela superfície terrestre; 20% refletida pelas nuvens e 6% espalhada pelo ar **OMETTO** [1].

A radiação direta é a componente da radiação global proveniente diretamente do Sol e que não sofreu nenhuma mudança de direção, além da provocada pela refração atmosférica. Radiação difusa é aquela recebida por um corpo após sua direção ter sido modificada por reflexão ou espalhamento na atmosférica. A radiação refletida depende das características do solo e da inclinação do equipamento de medição.

Os dados de radiação são apresentados, normalmente, na forma de energia coletada ao longo de um dia, sendo esse parâmetro uma média ao longo de alguns anos. As unidades de medição mais usadas segundo o **Projeto 2015** [3] são: Langley/dia (ly/dia) = cal/cm².dia; Wh/m², e a intensidade média diária em W/m², sendo que 1 ly/dia = 11,63 W/m².dia = 0,4846 W/m².

2.2. CÁLCULO DA RADIAÇÃO SOLAR NO BRASIL

O cálculo da radiação solar incidente pode ser feita por meio de medidas diretas, através de estações radiométricas, ou indiretas, utilizando-se de valores derivados de outros dados meteorológicos existentes, como por exemplo: baseado na quantidade de nuvens **KIMBALL** [4], **SCHULCZ** [5], **KASTEN et alii** [6]; através de regressão entre dados de satélites geoestacionários e superfície, e também por equações de relações entre radiação global, difusa e insolação.

Em razão do alto custo inicial e das dificuldades operacionais, a rede radiométrica, que é constituída por várias estações radiométricas, não apresenta isoladamente subsídios de dados suficientes para o levantamento solarimétrico no Brasil. Em praticamente todos os países da

América do Sul o número de estações radiométricas é extremamente reduzido. A rede radiométrica brasileira que é mantida pelo INMET - Instituto Nacional de Meteorologia, era de 22 estações até 1988 segundo **PEREIRA et alii** [2]; hoje esse número se reduziu para cerca de 5 unidades em operação. Por isso os cálculos indiretos surgem como uma alternativa no cálculo da radiação global.

Um estudo da distribuição da radiação solar, em escala global, é apresentado por **BUDYKO** [7], sendo uma das análises mais completas de que se dispõe na literatura. Contudo, em razão da baixa densidade de dados utilizados e dos objetivos do estudo se dirigirem para a determinação de configurações de larga escala, os resultados não apresentam solução adequada para escalas menores.

OMETTO [1], **SÁ** [8], entre outros, empregaram equações de regressão para determinar a radiação solar incidente em partes isoladas do Brasil. **NUNES et alii** [9], usando a formulação proposta por **BENNET** [10], que foi aplicada com grande sucesso no hemisfério norte e devidamente adaptada para o Hemisfério Sul, calcularam a radiação com o auxílio de dados meteorológicos coletados numa rede relativamente densa, para que fosse possível fazer uma estimativa temporal e espacial em escalas menores da radiação solar incidente. Usando dados de satélite geostacionário, **PEREIRA et alii** [2], estimaram a radiação solar para o Brasil baseados em fotos do satélite METEOSAT, baseados no modelo físico originalmente descrito por **MÖSER** e **RASCHKE** [11], na Universidade de Colônia na Alemanha. Para isso, **PEREIRA et alii** [2] usaram dados de 22 estações radiométricas; os resultados, então, foram comparados com aquelas estações e apresentaram erro de 13% aproximadamente. A análise dos resultados, quanto à frequência de erros, demonstrou que em 43,2% dos dias os erros foram menores que 5%, em 60,5% dos dias os erros mantiveram-se na faixa de 10% e em 72% dos dias

os erros não foram maiores que 15%. Estes erros poderiam ser menores se não houvesse perda de imagens do satélite no campo visível, para algumas horas de comparação.

2.3. DADOS DE RADIAÇÃO SOLAR GLOBAL

Os dados solarimétricos utilizados neste trabalho, referentes ao período compreendido entre julho de 1994 a julho de 1995, foram obtidos junto ao Laboratório de Energia Solar (LABSOLAR) da Universidade Federal de Santa Catarina, localizado na cidade de Florianópolis-SC - (LAT. 27°36'; LNG. 48°34'; ALT. 2,8m). Os registros foram efetuados por um sistema de aquisição de dados HP 3497A utilizando como sensores dois piranômetros Kipp & Zonn tipo CM10, sendo um piranômetro para leitura da radiação global e outro com anel de sombreamento, para leitura da radiação difusa. Além da radiação, também são medidas as temperaturas de bulbo seco e bulbo úmido, pressão atmosférica, velocidade e direção do vento e radiação de onda longa. A aquisição dos dados é feita em intervalos de 2 em 2 segundos, que são totalizados de 2 em 2 minutos. Um grande número de dias foi perdido naquele período devido às paradas do sistema para manutenção e a ocorrência de freqüentes quedas de tensão da rede comercial. Outros dias foram descartados em decorrência dos seguintes fatores:

- i) Dados incompletos;
- ii) Valores da radiação difusa maiores que os valores da Radiação Global.

A tabela 2.1 mostra a distribuição mensal dos dias perdidos no período compreendido entre julho de 1994 a julho de 1995.

Tabela 2.1 - Distribuição dos dias perdidos no período de julho/94 a julho/95.

MÊS	ANO	TOTAL DE DIAS PERDIDOS
JULHO	1994	5
AGOSTO	1994	3
SETEMBRO	1994	2
OUTUBRO	1994	1
NOVEMBRO	1994	3
DEZEMBRO	1994	5
JANEIRO	1995	12
FEVEREIRO	1995	14
MARÇO	1995	12
ABRIL	1995	13
MAIO	1995	12
JUNHO	1995	8
JULHO	1995	4
TOTAL	JULHO/94 A JULHO/95	94

No presente trabalho foram considerados, para efeito de análise, somente os valores de radiação global horária compreendidos entre duas horas do nascer do sol e duas horas antes do pôr-do-sol. Entretanto, no cômputo da radiação solar global diária foram considerados todas as horas entre o nascer e o pôr-do-sol.

Na tabela 2.2 estão mostradas as médias da radiação global mensal para a cidade de Florianópolis em W/m^2 .

Tabela 2.2 – Intensidade média mensal da radiação global para Florianópolis em W/m^2 .

MÊS	MÍNIMA	MÁXIMA	MÉDIA
JANEIRO	65	351	196
FEVEREIRO	97	288	210
MARÇO	37	277	194
ABRIL	32	247	191
MAIO	77	196	152
JUNHO	35	162	120
JULHO	36	171	131
AGOSTO	49	206	147
SETEMBRO	60	265	156
OUTUBRO	45	285	163
NOVEMBRO	43	370	226
DEZEMBRO	59	369	231
MÉDIA ANUAL	53	266	176

2.4. ANÁLISE DA RADIAÇÃO INCIDENTE

Observando a média da radiação global da Tabela 2.2, que é de $176 W/m^2$, podemos dizer que está próxima da média para a Região Sul, que é estimada em $179 W/m^2$ NUNES et alii [9]. Podemos também concluir que, como comportamento geral, a radiação solar em Florianópolis varia de um mínimo no mês de junho ($120 W/m^2$) a um máximo em dezembro ($231 W/m^2$), sendo que em média os meses frios (abril a setembro) apresentam valores de radiações 26% inferiores aos meses quentes. Este comportamento é devido aos tipos e quantidade de cobertura de nuvens, e por causa da baixa densidade de dados, ou seja, somente um ano.

2.5. ANÁLISES DA RADIAÇÃO INCIDENTE EM FUNÇÃO DO TIPO E DA QUANTIDADE DE NUVENS.

Para as necessidades dos serviços meteorológicos, ou seja, para a previsão do tempo, a medida da radiação não é das mais importantes. Porém o tipo e a quantidade de nuvens é de fundamental importância na previsão, sendo estes dados também usados na estimativa da radiação. O interesse dirigido para a energia solar, especialmente a fotovoltaica, sendo relativamente recente no Brasil, constata-se que os bancos de dados de nuvens atualmente disponíveis são insuficientes. Na maioria dos locais, em razão de uma rede de estações de superfície densa o bastante para medida da radiação solar, pode-se somente fazer uma estimativa da mesma; por esse motivo o conhecimento da predominância dos tipos de nuvens, e da variação da quantidade nos meses do ano se faz necessário. Estas estimativas podem acarretar erros, principalmente, próximos às montanhas e regiões próximas do mar, por causa dos microclimas. Não é incomum ver as montanhas completamente ensolaradas durante dias, enquanto as planícies vizinhas estão totalmente encobertas de nuvens. Nas regiões costeiras, podem se produzir consideráveis gradientes horizontais da radiação solar; assim, por vezes, é preferível utilizar os dados provenientes dos sítios que têm o mesmo clima base, mesmo se forem distanciados, do que os dados da região próxima. Às vezes, também os dados sobre temperatura, precipitação e nebulosidade de que se dispõem mais freqüentemente, devem servir de base para a estimativa da radiação solar.

Em certas localidades, os únicos dados disponíveis são fornecidos por algum aeroporto, como o Afonso Pena de Curitiba e Hercílio Luz de Florianópolis usados nesse trabalho. Se o aeroporto está bem afastado da cidade a que serve, a radiação recebida pelo aeroporto, estimada em função dos dados, deve ser maior do que na cidade, devido à maior turbacão do ar e sua poluição, nas áreas urbanas. Foi demonstrado haver de 5% a 10% a mais de nebulosidade sobre

as cidades, em comparação com as áreas adjacentes **MACHTA** [12]. Com o céu claro (SKC - clear sky), as proporções relativas às radiações direta e difusa variam no decurso do dia, segundo a posição do Sol, mas igualmente segundo as quantidades de água, CO₂, ou poeira na atmosfera.

A radiação direta é dez vezes superior à radiação difusa quando o Sol está perto do zênite, mas a radiação difusa é quase igual à direta, quando o Sol está perto do horizonte. Com o tempo nublado (broken), a radiação difusa é superior à direta, a qualquer hora do dia segundo **PALZ** [13].

A quantidade e os tipos de nuvens são habitualmente registrados, subjetivamente, no quadro dos programas na observação da maioria das estações meteorológicas de superfície. No Brasil estas estações são mantidas e administradas pelo Ministério da Aeronáutica e INMET. Os diferentes tipos de nuvens se caracterizam por sua altura (baixa, média e alta) e por sua extensão vertical (chamam-se estratos as camadas horizontais e cúmulos as nuvens com desenvolvimento vertical, ou em flocos). Para os tipos de nuvens baixas temos o Stratus e Stratocumulus, com simbologia St e Sc respectivamente. Para nuvens médias temos o Altocumulus e Altostratus, com simbologia Ac e As respectivamente, e finalmente para nuvens altas o Cirrus, Cirruscumulus e Cirrustratus, com simbologia de Ci, Cc e Cs respectivamente. As nuvens Cumulus, Nimbostratus e Cumulonimbus com simbologia Cu, Ns e Cb respectivamente, podem ser classificadas como baixas ou médias, dependendo da região climática. **OLSETH et alii** [14], estudaram a variação da radiação global em função do tipo e da quantidade de nuvens, e chegaram à conclusão de que a transmissividade das nuvens tende a decrescer com o decréscimo da base das nuvens. A “WMO - World Meteorological Organization” adota como medida discreta de quantidade de nuvens de 0 a 8 oitavos na abóbada celeste, isto é, o céu é dividido em 8 partes iguais, de maneira que o céu claro (sem presença nuvens) é representado por 0 e o céu encoberto com 8 oitavos.

KASTEN et alii [15], também analisaram o comportamento da radiação global em função da quantidade e do tipo de nuvens, para a cidade de Hamburgo na Alemanha. Determinaram, com base em dez anos contínuos de dados horários, a razão entre a radiação global em uma quantidade qualquer de nuvens $G(N)$ em oitavos, e a radiação global na ausência de nuvens $G(0)$ em oitavos. Esta relação foi parametrizada pela expressão $G(N).G(0) = 1 - 0,75.(N/8)^{3,4}$. Também estimaram as transmitâncias dos tipos específicos de nuvens para a radiação global independente da elevação do solar. A análise concluiu que as transmitâncias médias para as nuvens são: Ci, Cc, Cs 0,61; Ac, As 0,27; Sc, Cu 0,25; St 0,18; Cb, Ns 0,16. O trabalho também concluiu, que as nuvens do gênero Cirrus, que no Brasil estão com base de 6km, são as que menos afetam a radiação global..

A figura 2.1 mostra as componentes difusa e a total da radiação em condições típicas de nebulosidade segundo **STREED** [16].

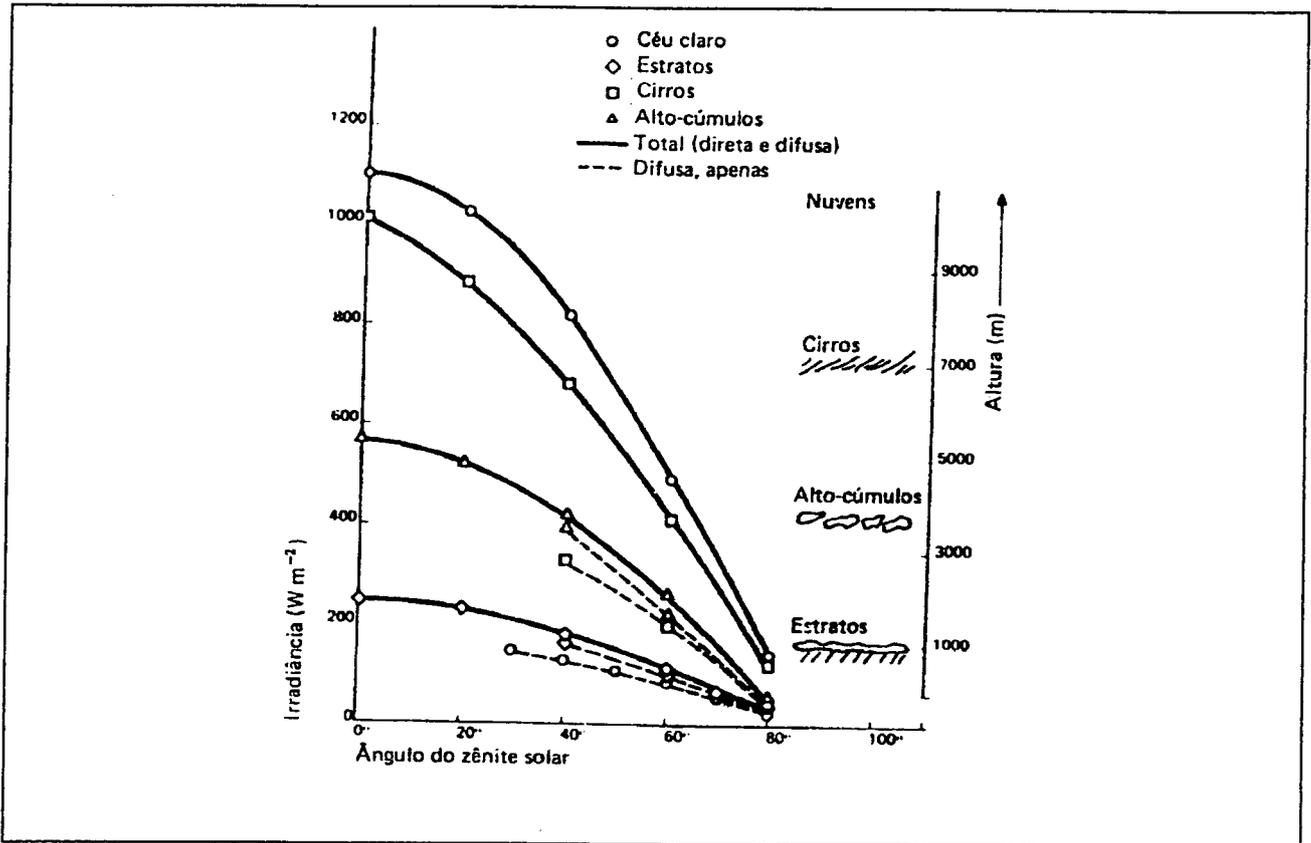


Figura 2.1 - Gráfico da radiação difusa, e total em condições típicas de nebulosidade.

2.6. PREDOMINÂNCIA DE NUVENS PARA A CIDADE DE FLORIANÓPOLIS

Observando a tabela 2.2 e as informações cedidas pelo Segundo Centro Integrado de Defesa Aérea e Controle de Tráfego Aéreo - CINDACTA II no **Apêndice B**, podemos dizer que a radiação para o mês de janeiro apresenta um valor consideravelmente superior ao de julho, por ser maior o fluxo de radiação solar no topo da atmosfera naquele mês. Embora a nebulosidade média seja aproximadamente igual para aqueles meses, vale ressaltar que o tipo de cobertura dominante em julho (nuvens estratiformes) difere do mês de janeiro (nuvens cumuliformes). Consequentemente, a radiação incidente no inverno apresenta-se mais regular que no verão. A quantidade de nuvens em oitavos para o mês de julho é de 4,5 oitavos, e para janeiro 5,7; valores

próximos da referência do CTA [30], que é de 4,3 e 5,3 respectivamente, para aqueles meses, **SANTOS** e **ZÜRN** [68].

Infelizmente, é bastante difícil estabelecer uma relação entre os diferentes tipos de nuvens e o grau de atenuação da radiação solar. Porém, no **Apêndice B** podemos verificar que esta relação é bastante significativa, quando o céu está esparso (0 a 4 oitavos de nuvens), nublado (4 a 7 oitavos de nuvens) e encoberto (8 oitavos de nuvens).

2.7. ESTIMAÇÃO DE RADIAÇÃO USANDO DADOS DE SATÉLITES

GEOESTACIONÁRIO

A estimação de radiação através de fotos de satélites geoestacionários é de grande importância para a geração fotovoltaica segundo **BEYER et alii** [17]. Como o custo de instalação e operação de estações radiométricas é elevado (cerca de US\$ 10.000 de equipamentos e US\$ 56 por dia de operação) **PEREIRA et alii** [18], uma alternativa para o cálculo de radiação constitui o emprego de satélites como por exemplo o **METEOSAT** e o **GOES**. Existem dois tipos de modelos disponíveis: o estatístico, baseado na regressão entre dados de satélites e de superfície como fizeram **PINKER** e **LAZLO** [19] e **STAYLOR** [20], e o físico **SCHMETZ** [21] que efetivamente calcula a absorção e o espalhamento da luz na atmosfera por equações físicas conhecidas.

O custo de instalação e operação de uma estação de coleta de dados de satélite é da mesma ordem que o custo de uma estação radiométrica de superfície, mas a grande vantagem é que com apenas uma estação pode-se estimar a radiação de forma contínua para todo um país, enquanto uma estação radiométrica de superfície, segundo **WMO**, mede apenas uma área limitada por um raio de 20km.

Neste trabalho é usado para estimar a radiação global da cidade de Curitiba o modelo físico de transferência radioativa desenvolvido conjuntamente pela UFSC- LABSOLAR, o INPE, GKSS - Forschungszentrum, Institut für Physik - Bonn - Alemanha, baseado no modelo físico originalmente descrito por **MÖSER** e **RASCHKE** [11] em 1983, na Universidade de Colônia. Testes para validação do modelo foram realizados por **PEREIRA et alii** [2].

2.7.1 Ângulos Solares

Daremos algumas definições sobre ângulos solares, para que possamos entender melhor essas grandezas, que são referidas no modelo. As figuras 2.2 e 2.3 mostram alguns ângulos solares.

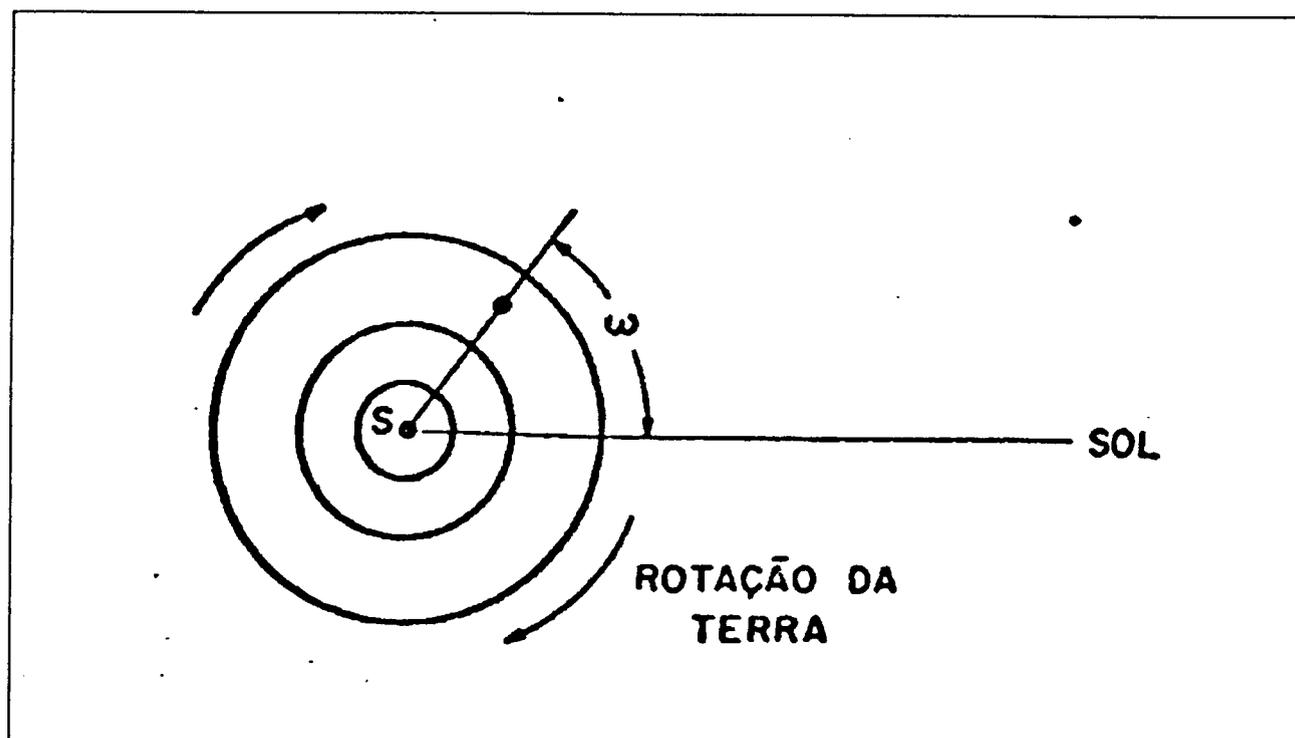


Figura 2.2 – Ângulo hora.

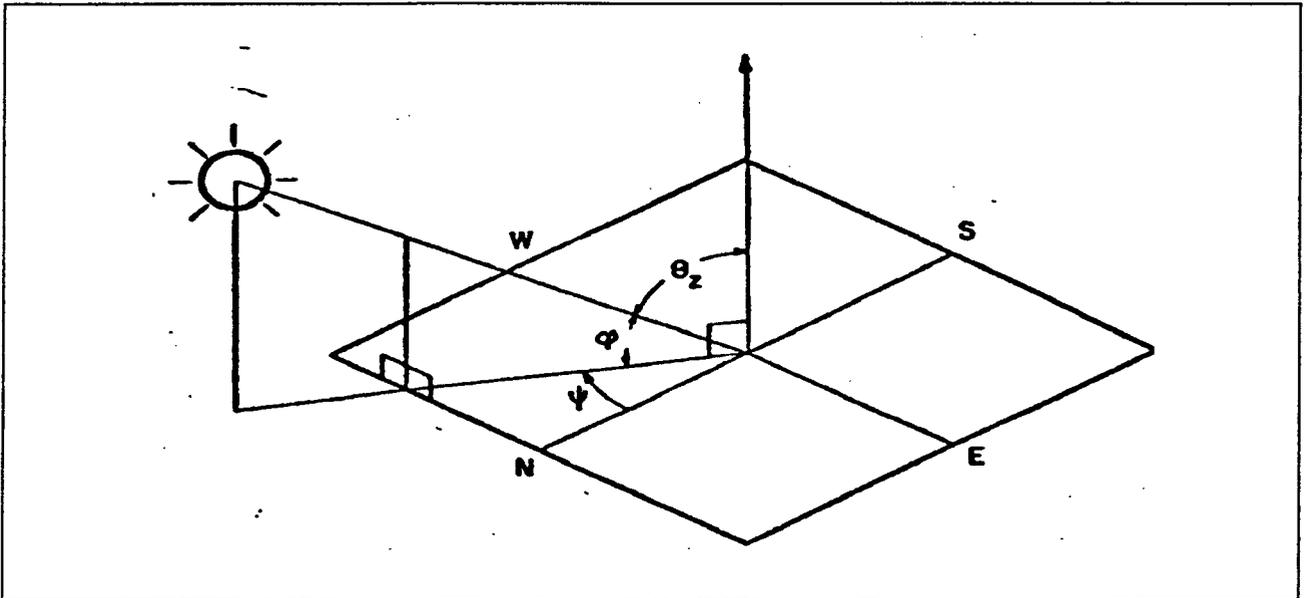


Figura 2.3 – Ângulo de Zênite θ_z , altitude solar φ e azimute solar ψ .

O ângulo ω é o deslocamento aparente do Sol para leste (manhã) ou oeste (tarde) em relação ao meridiano local, devido ao movimento de rotação da terra sobre o eixo, o qual ocorre na razão de 15° por hora. Este ângulo geralmente é considerado negativo de manhã e positivo à tarde. O ângulo do zênite (θ_z) que é o ângulo que determina a posição do sol em relação ao plano vertical local; altitude solar (φ), que é definida como o ângulo que o raio celeste do sol faz com a sua projeção no plano horizontal local; e azimute solar (ψ), que é definido como o ângulo no plano horizontal, entre a projeção do raio celeste neste plano e o ponto cardinal norte-sul; todos estes ângulos dado por IQBAL [23]. A declinação solar δ , não mostrada na figura 2.3, pode ser definida como a distância angular dos raios solares em relação ao equador da Terra.

2.7.2. Descrição do Modelo:

A base física para todos os modelos de transferência radiativa é descrita a seguir. O fluxo de radiação incidente no topo da atmosfera $\phi_{TOA\downarrow}$ é conhecido em função da constante solar I_0 ,

fixada pela WMO em 1367 W/m^2 , do ângulo zenital $\theta_z = \theta$, e da correção da excentricidade da órbita terrestre em torno do Sol, r_0/r , onde r_0 é distância média do Sol à Terra e r distância do Sol à Terra, no dia de medição. Logo podemos escrever.

$$\phi_{\text{TOA}\downarrow} = 1367 \cdot (r_0/r)^2 \cdot \cos(\theta) \quad (2.1)$$

O balanço energético do fluxo da radiação solar é dado por:

$$\phi_{\text{TOA}\downarrow} = \phi_{\uparrow} + E_{\text{ATM}} + E_{\text{SUR}} \quad (2.2)$$

onde ϕ_{\uparrow} é o fluxo de radiação que retorna ao espaço, que é efetivamente medido pelo satélite; E_{ATM} é fluxo da radiação solar absorvido pela atmosfera e, E_{SUR} é o fluxo da radiação absorvida por unidade de área da superfície. Mas o fluxo da radiação resultante que chega à superfície $\phi_{\text{SUR}\downarrow}$ pode ser escrito por:

$$E_{\text{SUR}} = \phi_{\text{SUR}\downarrow} - \alpha_s \cdot \phi_{\text{SUR}\downarrow} = (1 - \alpha_s) \cdot \phi_{\text{SUR}\downarrow} \quad (2.3)$$

onde α_s é o albedo da superfície, definido como a relação entre o total de radiação refletida por uma superfície e o total de radiação incidente sobre a mesma superfície. Isolando $\phi_{\text{SUR}\downarrow}$, e substituindo a equação (2.2) em (2.3) temos que:

$$\phi_{\text{SUR}\downarrow} = (\phi_{\text{TOA}\downarrow} - \phi_{\uparrow} - E_{\text{ATM}}) / (1 - \alpha_s) \quad (2.4)$$

O princípio básico de todos os modelos se reduz à determinação da densidade do fluxo de radiação absorvido por unidade de área E_{SUR} , E_{ATM} e do albedo da superfície. Entretanto, isso não é praticamente possível pois não se conhece a cada momento o estado da atmosfera, principalmente quanto à cobertura de nuvens. Assim fazem-se as seguintes relações simplificadoras definidas para esse modelo:

$$(\phi_{\text{SUR}\downarrow} - \phi_{\text{MIN}\downarrow}) / (\phi_{\text{MAX}\downarrow} - \phi_{\text{MIN}\downarrow}) = 1 - (\phi_{\uparrow} - \phi_{\text{MIN}\uparrow}) / (\phi_{\text{MAX}\uparrow} - \phi_{\text{MIN}\uparrow}) \quad (2.5)$$

Onde $\phi_{\text{MAX}\downarrow}$ e $\phi_{\text{MIN}\downarrow}$ são os fluxos de radiação solar calculados sob condições de cobertura máxima de nuvens e de céu claro (sem presença de nuvens). O cálculo de $\phi_{\text{MAX}\downarrow}$ corresponde a uma das condições de fronteira perfeitamente definidas e pode ser realizado através de um

esquema de transferência radiativa como descrito por SCHMETZ [21]. A outra condição de fronteira, $\phi_{\text{MIN}\downarrow}$ é mais simples de se calcular, pois trata-se do céu na ausência de nuvens, cuja função de transferência radiativa pode ser determinada levando-se em conta as transferências radiativas devidos ao ozônio, espalhamento de Rayleigh e os espalhamentos e absorções pelos aerossóis e vapor d'água que serão mostradas mais adiante na descrição deste modelo. O lado esquerdo da equação (2.5) é uma grandeza adimensional do fluxo de radiação solar definido por M_{GN} em todo o espectro, e pode ser aproximado por:

$$(\phi_{\text{SUR}\downarrow} - \phi_{\text{MIN}\downarrow}) / (\phi_{\text{MAX}\downarrow} - \phi_{\text{MIN}\downarrow}) \cong 1 - (L_i - L_{\text{MIN}}) / (L_{\text{MAX}} - L_{\text{MIN}}) = M_{\text{GN}} \quad (2.6)$$

onde L_i é a radiância medida pelo radiômetro do satélite (no caso do METEOSAT entre 0,4 a 1,1 μm), variando de acordo com a desigualdade $L_{\text{MIN}} \leq L_i \leq L_{\text{MAX}}$. Isolando $\phi_{\text{SUR}\downarrow}$ na equação (2.6) podemos escrevê-la como:

$$\phi_{\text{SUR}\downarrow} = M_{\text{GN}} \cdot (\phi_{\text{MAX}\downarrow} - \phi_{\text{MIN}\downarrow}) + \phi_{\text{MIN}\downarrow}, \quad (2.7)$$

multiplicando a equação (2.7) por $\phi_{\text{TOA}\downarrow}$ obtemos:

$$\phi_{\text{SUR}\downarrow} = \phi_{\text{TOA}\downarrow} \cdot [M_{\text{GN}} \cdot (\phi_{\text{MAX}\downarrow} - \phi_{\text{MIN}\downarrow}) / \phi_{\text{TOA}\downarrow} + \phi_{\text{MIN}\downarrow} / \phi_{\text{TOA}\downarrow}]. \quad (2.8)$$

O cálculo das transmitâncias atmosféricas com céu claro (τ_{clr}) e nublado (τ_{cld}) é dado por $\phi_{\text{MAX}\downarrow} / \phi_{\text{TOA}\downarrow}$ e $\phi_{\text{MIN}\downarrow} / \phi_{\text{TOA}\downarrow}$, respectivamente. Portanto a expressão (2.8) torna-se:

$$\phi_{\text{SUR}\downarrow} = \phi_{\text{TOA}\downarrow} \cdot [M_{\text{GN}} \cdot (\tau_{\text{clr}} - \tau_{\text{cld}}) + \tau_{\text{cld}}] \quad (2.8.1)$$

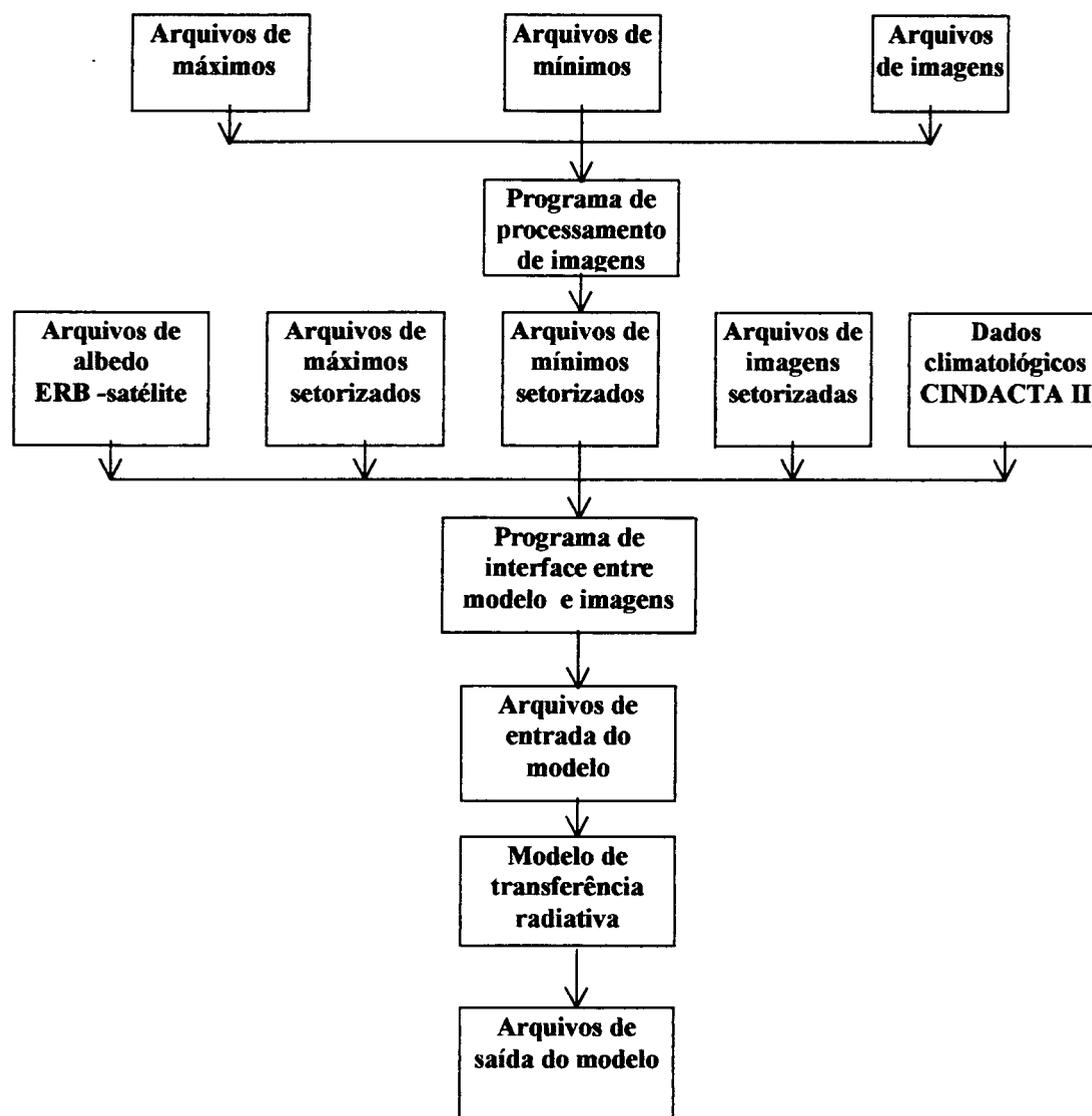
A conversão entre o fluxo da radiação do espectro solar total e o medido pela janela espectral do satélite fica a cargo da aproximação dada pela equação linear (2.6). A função que leva em conta a variação na cobertura das nuvens é também conhecida como a cobertura efetiva de nuvens e é o dado que o satélite fornece ao modelo computacional:

$$(L_i - L_{\text{MIN}}) / (L_{\text{MAX}} - L_{\text{MIN}}) = C_{\text{EFF}} \quad (2.9)$$

C_{EFF} é adimensional e, portanto, não depende da calibração dos radiômetros do satélite. Para o cálculo de C_{EFF} é necessário inicialmente calcular as médias mensais de L_{MAX} e L_{MIN} em função do ângulo zenital, θ . Para isso basta efetuar a estatística da cobertura de nuvens nas imagens digitais de satélite recebidas e selecionar mês a mês, para cada ângulo zenital, as máximas coberturas e as mínimas coberturas de nuvens montando os dois bancos de dados, respectivamente.

A figura 2.4 apresenta o diagrama de blocos do pacote computacional do modelo. Os arquivos de imagens são na forma binária. O diagrama de processamento das imagens de interface com o modelo e de saída dos dados foram escritos em linguagem FORTRAN. Os dados climatológicos foram obtidos dos registros do Centro Meteorológico de Vigilância do CINDACTA II - "Centro Integrado de Defesa Aérea e Controle de Tráfego Aéreo", localizado na cidade de Curitiba. Os dados de albedo foram obtidos através da referência DAAC [24].

Figura 2.4 - Digrama de blocos do modelo computacional para cálculo da radiação solar empregando dados de satélite geoestacionário



2.7.3. Cálculo das Transmitâncias:

O cálculo de τ_{clr} e τ_{cld} para as condições de contorno é realizado empregando-se formulações semi-empíricas que estão em **IQBAL**[23].

a) Cálculo do ângulo zenital:

O ângulo zenital θ é calculado pela fórmula:

$$\cos(\theta) = \text{sen}(\phi) \cdot \text{sen}(\delta) + \cos(\phi) \cdot \cos(\delta) \cdot \cos(h) \quad (2.10)$$

onde δ , ϕ e h são respectivamente a declinação solar, a latitude e o ângulo horário. A declinação solar é calculada pela fórmula de **SPENCER** [24]:

$$\delta = (0,006818 - 0,3999912\cos(\Gamma) + 0,070257\text{sen}(\Gamma) - 0,006758\cos(2\Gamma) + 0,000907\text{sen}(2\Gamma) - 0,002697\cos(3\Gamma) + 0,00148\text{sen}(3\Gamma)) \quad (2.11)$$

sendo Γ dado por:

$$\Gamma = [2\pi(dn - 1)]/365 \quad (2.12)$$

onde dn é o dia juliano. O ângulo horário correspondente ao nascer do sol ($\theta=0$), quando iniciam os cálculos do modelo, e é dado por:

$$h = \cos^{-1}[-\tan(\phi)\tan(\delta)] \quad (2.13)$$

b) Transmitância associada ao ozônio para radiação direta:

A transmitância devido ao ozônio é dada por $\tau_0 = 1 - \alpha_0$ onde a seguinte relação semi-empírica é válida:

$$\alpha_0 = \{0,02118v_0 / [(1 + 0,042v_0 + 3,23 \times 10^{-4}v_0^2)]\} + \{1,082v_0 / [(1 + 138,6v_0)^{0,805}]\} + \{0,0658v_0 / [1 + 103,6v_0^3]\} \quad (2.14)$$

onde $v_0 = \ell m_r$, e ℓ é a espessura da camada de ozônio em cm (CNTP) e m_r a massa ótica relativa que, de acordo com KASTEN [25] pode ser expressa por:

$$m_r = [\cos(\theta) + 0,15(93,885 - \theta)^{-1,253}]^{-1} \quad (2.15)$$

que tem uma precisão melhor do que 0,1% para ângulos zenitais de até 89,5° e é aplicada a pressão padrão de 1013,25hPa ao nível do mar. Para outras altitudes emprega-se a correção: $m_a = m_r \cdot (p/1013,25)$, onde p é a nova pressão atmosférica à altura considerada.

c) Transmitância e reflectância pelo espalhamento de Rayleigh para radiação direta e difusa:

De acordo com DAVIS [26] a transmitância associada ao espalhamento de Rayleigh para a radiação direta é dada por:

$$\tau_R = 0,972 - 0,862 \cdot m_r + 0,00933 \cdot m_r^2 - 0,00095 \cdot m_r^3 + 0,0000437 \cdot m_r^4 \quad (2.16)$$

onde m_r é dado pela equação (2.15). Para as radiações direta e difusa combinadas seguem as expressões empregadas para a transmitância e reflectância, respectivamente.

$$\tau_{RAY} = 0,5 \cdot (1 - \tau_R) + \tau_R \quad (2.17)$$

$$\rho_{RAY} = 1 - \tau_{RAY} \quad (2.18)$$

d) Transmitância dos aerossóis para a radiação difusa e direta:

A transmitância dos aerossóis para radiação direta pode ser estimada a partir de dados de visibilidade horizontal em superfície VIS_0 disponíveis nos bancos de dados de observações sinópticas (observações de dados de superfície realizadas de três em três horas), é dada pela expressão de acordo com IQBAL [23]:

$$\tau_d = (0,97 - 1,265 \cdot VIS_0^{-0,66}) \cdot m_a^{0,9} \quad (2.19)$$

onde m_a é dado pela equação (2.15) corrigida. Assume-se que o perfil vertical de visibilidade pode ser estabelecido de forma bem grosseira, mas suficiente, dada por uma exponencial decrescente com a altura dada por:

$$VIS(Z) = VIS_0 \cdot \exp[\ln(100/VIS_0) \cdot (Z/1000)], \text{ em km} \quad (2.20)$$

onde, Z é a altura em metros. A transmitância e a reflectância para os aerossóis combinando radiação direta e difusa são dadas respectivamente por:

$$\tau_a = \omega_0 \cdot (1 - \beta_0) \cdot (1 - \tau_d) + \tau_d \quad (2.21)$$

$$\rho_a = \omega_0 \cdot \beta_0 \cdot (1 - \tau_d) \quad (2.22)$$

onde os valores atribuídos para ω_0 é de 0,85, que é o albedo de espalhamento simples para aerossóis e para, β_0 é de 0,68, que é o coeficiente de retro-espalhamento dos aerossóis, ambos foram calculados por SCHMETZ [21].

e) Transmitância do vapor d'água para a radiação direta:

A transmitância do vapor d'água é dada por LACIS e HANSEN [27], cuja precisão é de 1%:

$$\tau_v = 1 - (2,9u_v)/(1+141,5u_v)^{0,635} + 5,925u_v \quad (2.23)$$

onde $u_v = w.m_r$ e w é a quantidade d'água precipitável na atmosfera determinada pela fórmula de LECKNER [28] e função da umidade relativa, UR(%), da temperatura, T(K) e da pressão de saturação do vapor d'água na superfície, ρ_a :

$$w = (0,493.UR.\rho_a)/T \quad (2.24)$$

$$\rho_a = \exp[26,23 - (5416/T)] \quad (2.25)$$

A absortância efetiva combinada para o vapor d'água e aerossóis pode ser dada por:

$$\rho_{\text{eff}} = \tau_v (\tau_a + \rho_a) \quad (2.26)$$

f) Transmitância da radiação direta e difusa pelas nuvens:

A absortância e transmitância dos sistemas combinados para cada um dos componentes atmosféricos é somada conforme descrito por LACIS e HANSEN [27] para obter a transmitância a céu aberto τ_{clr} . A transmitância para céu encoberto inclui algumas formulações dada por COAKLE e CHYLEK [29].

$$\rho_c = \{(\gamma+1).((\gamma-1)[\exp(\chi\rho_w/\mu_0)-\exp(-\chi\rho_w/\mu_0)]/[(\gamma+1)^2\exp(\chi\rho_w/\mu_0) - (\gamma-1)^2\exp(\chi\rho_w/\mu_0)\exp(-\chi\rho_w/\mu_0)]\} \quad (2.27)$$

$$\tau_c = 4\gamma/[(\gamma+1)^2\exp(\chi\rho_w/\mu_0) - (\gamma-1)^2\exp(-\chi\rho_w/\mu_0)] \quad (2.28)$$

onde, ρ_c e τ_c são a reflectância e transmitância para as nuvens, respectivamente, μ_0 é dado pela expressão $\mu_0 = \cos(\theta)$ e:

$$\gamma = (1 - \omega_0 + 2 \cdot \omega_0 \cdot \beta)^{0,5} / (1 - \omega_0)^{0,5} \quad (2.29)$$

$$\chi = (1 - \omega_0)^{0,5} \cdot [1 - \omega_0 + 2 \omega_0 \cdot \beta]^{0,5} \quad (2.30)$$

onde, ω_0 é o albedo de espalhamento simples para nuvens e β é o coeficiente de retro-espalhamento calculado prescrito por SCHMETZ [21] para um modelo de nuvem.

2.8. ESTIMAÇÃO DA RADIAÇÃO PARA A CIDADE DE CURITIBA:

Como exemplo de aplicação do modelo, foi usada a cidade de Curitiba, sendo feita uma estimativa da radiação solar para o período compreendido entre julho de 1994 a dezembro de 1994. Os dados de entrada foram obtidos junto ao Centro Meteorológico de Vigilância do CINDACTA II, e as fotos no campo visível junto à EPAGRI de Santa Catarina. A tabela 2.3 mostra os resultados da simulação em W/m^2 .

Tabela 2.3 - Estimativa da radiação global para a cidade de Curitiba em W/m^2 .

MÊS	MÍNIMA	MÁXIMA	MÉDIA
JULHO	30	178	103
AGOSTO	32	171	104
SETEMBRO	21	206	112
OUTUBRO	48	290	127
NOVEMBRO	59	248	136
DEZEMBRO	33	248	160
MÉDIA	37	234	123

Alguns dias foram perdidos na estimativa da radiação, devido a interferências na transmissão do satélite METEOSAT, e por inoperância da estação receptora da EPAGRI. A tabela 2.4 mostra os dias sem fotos para estimativa da radiação.

Tabela 2.4 - Dias sem fotos do METEOSAT para estimação da radiação.

MÊS	DIAS SEM FOTO
JULHO	2
AGOSTO	2
SETEMBRO	2
OUTUBRO	5
NOVEMBRO	9
DEZEMBRO	4

2.9. ANÁLISE DA RADIAÇÃO ESTIMADA PARA A CIDADE DE CURITIBA:

Observando a tabela 2.3, podemos dizer que a média da radiação global para o período compreendido entre julho de 1994 a dezembro de 1994 é de aproximadamente 123 W/m^2 . Este valor é 13 % inferior ao estimados por NUNES et alii [9], que é de aproximadamente 139 W/m^2 para estes meses. Esta diferença é devido a ausência de fotos na estimação e calibração do modelo, segundo SANTOS e ZÜRN [67], ou por problemas de calibração de instrumentos em NUNES et alii [9].

CAPÍTULO 3

COMPONENTES DA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA

3.1. INTRODUÇÃO

Nos sistemas fotovoltaicos a tecnologia mais refinada se encontra na célula solar. Os demais componentes são equipamentos conhecidos e a instalação dos sistemas também não apresenta dificuldades.

A conversão direta da energia radiante solar em corrente elétrica é realizável mediante o efeito fotovoltaico, **COMETA** [31], que consiste na geração de uma diferença de potencial elétrico por interação de um fluxo de energia radiante com a matéria.

Em outras palavras, a célula solar ou fotovoltaica funciona segundo o princípio de que os fótons incidentes, incidindo sobre os átomos de alguns materiais, provocam um deslocamento dos elétrons, carregados negativamente. Se esses elétrons podem ser capturados antes de retornarem a seus orbitais atômicos, podem ser aproveitados, livres, como corrente elétrica. As lacunas criadas quando os elétrons se deslocam, são cargas positivas, e conduzem a corrente elétrica.

Deve-se lembrar que o processo de conversão não depende do calor segundo **PALZ** [13], o rendimento da célula solar de silício decresce quando sua temperatura aumenta, ocasionando uma diminuição da potência. Experiências foram feitas com células instaladas no Pólo Sul; não só funcionaram bem, mas geraram potência superior à esperada para um clima temperado de

acordo com PALZ [13]. Este comportamento é explicado pelo fato de que os fótons da luz solar transferem energia diretamente aos elétrons sem etapa intermediária.

Consequentemente, as células solares não só são apropriadas para regiões de grande radiação, mas também promissoras para áreas em que a geração fotovoltaica parece sem perspectivas, notadamente naquelas partes da região equatorial e zonas temperadas, que sofrem baixa incidência de radiação. Sob céu nublado, 5 a 7 oitavos de cobertura de nuvens, dispositivos de concentração, como os que são utilizados para conversão termodinâmica da radiação não podem funcionar, e o rendimento dos coletores de calor de chapa plana diminui para valores críticos. As células solares, entretanto, continuam a operar, ainda que com rendimento inferior ao nominal, sob céu nublado. De uma maneira genérica, podemos dizer que a energia fotovoltaica gerada varia linearmente com a radiação incidente.

3.2. MATERIAIS USADOS NAS CÉLULAS FOTOVOLTAICAS

O efeito fotovoltaico pode ser obtido em todos os semicondutores. Os isolantes são inadequados por causa de sua baixa condutividade; quanto aos metais, são insensíveis à luz por causa de sua elevada concentração de elétrons.

Os semicondutores mais apropriados à conversão da radiação solar são aqueles que fornecem o maior produto tensão-corrente para a luz visível. De fato, o maior volume de energia transmitida pelos raios solares estão dentro da faixa visível do espectro. Entre os materiais mais utilizados para a fabricação de células fotovoltaicas podemos citar o silício, selênio, gálio e cádmio.

O silício monocristalino predomina na fabricação de células, no atual estágio tecnológico. Outros materiais têm sido pesquisados, procurando a solução para a questão da eficiência e do

alto custo das células, tais como o silício policristalino, o silício amorfo, arseneto de gálio, sulfeto de cádmio, entre outros.

O silício amorfo, como o policristalino, já é de uso comercial em pequena escala, especialmente pela utilização em tecnologia de filmes finos, que são fotocélulas nas quais as camadas ativas são filmes, policristalino ou desordenado (amorfo), que foram depositados ou formados em substrato eletricamente ativo ou passivo. Estes substratos são, normalmente, de baixo custo como o vidro, metal, cerâmica ou plástico.

Sua vantagem deriva da menor quantidade de materiais utilizado, técnica mais simples de crescimento e possibilidade de processamento em escala compatível com a produção em massa.

3.3. CÉLULA CONVENCIONAL DE SILÍCIO

Na geração fotovoltaica, o silício é o material semicondutor mais utilizado para a conversão fotovoltaica. Apesar de ser um dos materiais mais difusos da natureza, é o que apresenta maior rendimento na conversão fotovoltaica. Na célula de silício são acrescentadas pequenas quantidades de outros materiais. A seção central da célula é uma fina película de silício à qual se acrescentam traços (cerca de uma parte por milhão) de um elemento da quinta coluna da tabela periódica; habitualmente o fósforo. A parte externa é constituída, entretanto, de silício com adição de um elemento da terceira coluna do sistema periódico, por exemplo: boro, alumínio e gálio.

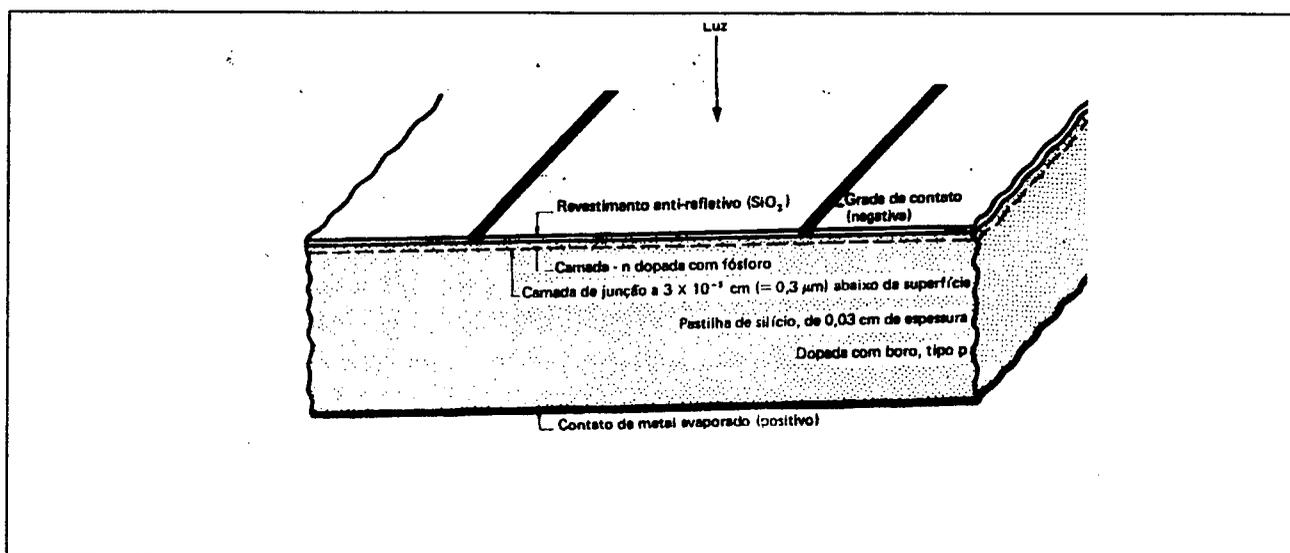
O silício, dopado com o fósforo, se comporta como semicondutor do tipo **n**. Pelo efeito dos fótons incidentes, um elétron, carga negativa, se destaca de um átomo de fósforo e fica livre para mover-se, deixando na estrutura cristalina de silício, um átomo de fósforo carregado positivamente.

Analogamente, do átomo de boro, por exemplo, se destaca uma lacuna, ou carga positiva, abandonando no silício um átomo de boro carregado negativamente.

O silício dopado com boro se comporta, pois, como um semiconductor do tipo **p**. Na junção entre os dois tipos de silício, cria-se um campo elétrico que age como barreira e impede que as lacunas do lado **p** se unam aos elétrons do lado **n**.

As células convencionais têm o formato arredondado, por serem feitas de fatias que são cortadas de hastes monocristalinas, ao serem puxadas na fusão, **PALZ** [13]. A estrutura de uma célula solar típica é mostrada na figura 3.1.

Figura 3.1 - Esquema da seção reta de uma célula solar convencional de silício monocristalino segundo **PALZ** [13].

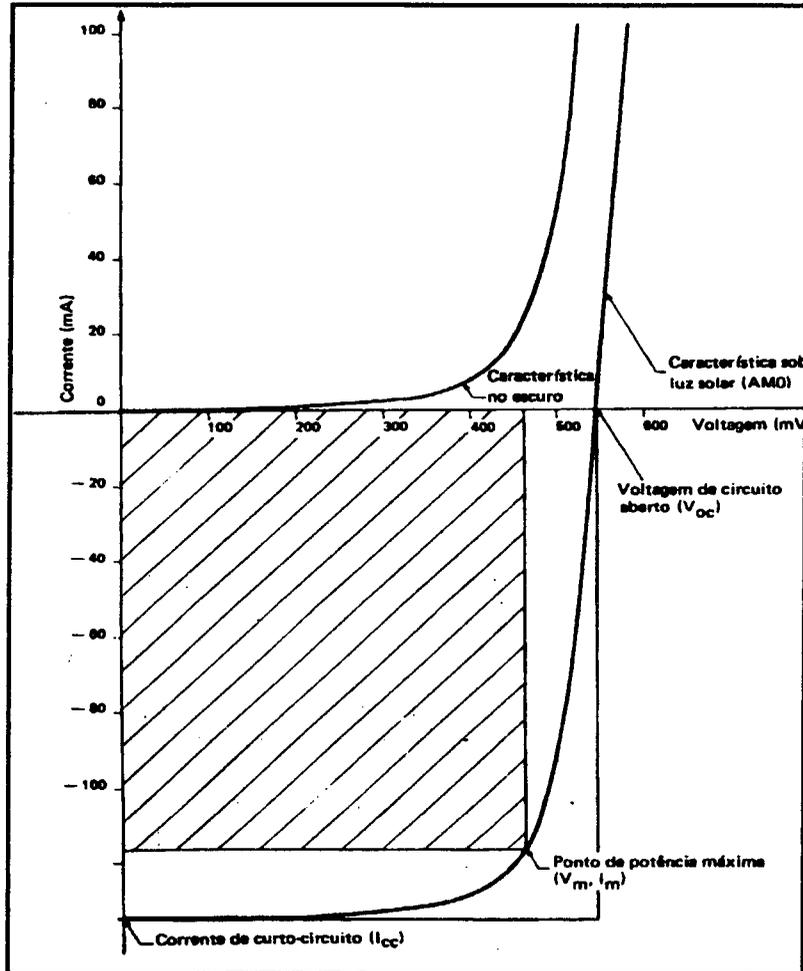


A estrutura mostrada na figura 3.1 está em amplo uso, mas pode sofrer algumas modificações. Por exemplo, a espessura pode ser reduzida a $5 \mu\text{m}$, a camada anti-refletora pode ser suprimida, por razões de custo, a polaridade da tensão pode ser uma estrutura **pn** ao invés de **np**.

Por causa da junção de barreira, essencial para o efeito fotovoltaico, as células solares têm características de diodo no escuro. A característica tensão-corrente V-I de uma célula típica de 2x2cm é mostrada na figura 3.2. Sob a luz, a curva V-I mantém o mesmo aspecto mas desloca-se ao longo do lado negativo do eixo da corrente. Como resultado, uma tensão de circuito aberto aparece no lado positivo do eixo da tensão; e uma corrente de curto-circuito no lado negativo do eixo da corrente.

A curva V-I é deslocada ao longo do eixo da corrente como função da intensidade luminosa. Logo, a dependência da intensidade luminosa em relação à corrente de curto-circuito é linear. Segue-se também que a tensão de um circuito aberto aumenta como função logarítmica da intensidade luminosa.

Figura 3.2 - Característica V-I de uma célula solar típica de silício de 2x2cm, com iluminação máxima fora da atmosfera (AM0).



A característica V-I de uma célula fotovoltaica pode também ser interpretada da seguinte maneira. Dentro da camada de junção existe um campo elétrico e uma diferença de potencial devidos à diferença de dopagem entre os dois lados do cristal. No escuro, este campo é reforçado, e com ele a barreira, de modo que a corrente não pode aumentar com a tensão. Se uma tensão externa é aplicada no sentido direto, a tensão interna é progressivamente compensada pela externa, que age no sentido oposto. Assim, a corrente direta aumenta até que a tensão interna seja totalmente vencida. Neste ponto, a corrente não é mais limitada pela corrente de junção.

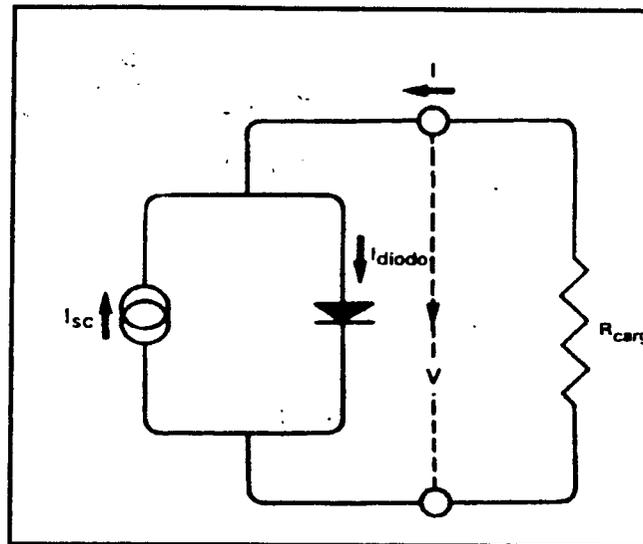
Quando o diodo é iluminado, os elétrons são liberados e sofrem atuação do campo interno, que os dirige em seu sentido; como resultado, uma fotocorrente é gerada no sentido oposto à corrente direta, “escura”. Mesmo se nenhuma tensão externa é aplicada, esta fotocorrente continua a fluir, e é chamada corrente de curto-circuito. Esta corrente depende linearmente da intensidade luminosa, porque quanto mais radiação é absorvida, elétrons adicionais são expostos ao campo de força interno.

A fotocorrente não é influenciada pela tensão aplicada. A tensão de circuito aberto é atingida quando a fotocorrente é equilibrada por uma corrente “escura” direta associada à fotocorrente que gera uma corrente direta exatamente como uma tensão aplicada externamente.

A potência máxima de uma célula fotovoltaica pode ser obtida otimizando o produto da tensão-corrente. Este ponto corresponde a uma tensão V_m , linearmente menor que a tensão de circuito aberto V_{oc} . A célula fotovoltaica deve ser fixada em ponto de potência máxima aplicando uma tensão externa V_m conectando a célula a uma resistência de carga $R=V_m/I_m$. Dois retângulos são marcados dos lados da característica V-I. A razão do retângulo menor para o maior é chamado fator de forma. Nas células fotovoltaicas práticas de silício, o fator de forma está entre 0,7 e 0,82. Para células de silício operadas à temperatura ambiente e com intensidade de iluminação de 1000 W/m^2 , as tensões típicas de circuito aberto estão por volta de 550 a 600mV e as correntes de curto circuito, em torno de $30\text{mA}\cdot\text{cm}^{-2}$.

O circuito equivalente de uma célula fotovoltaica é mostrado na figura 3.3, variando a resistência de carga de zero a infinito, a característica da célula fotovoltaica pode ser obtida.

Figura 3.3 - Modelo de uma célula fotovoltaica



3.4. EFEITOS DA TEMPERATURA NA CÉLULA FOTOVOLTAICA

A potência útil de uma célula fotovoltaica diminui quando a temperatura aumenta, assim como V_{oc} diminui e I_{cc} aumenta, de acordo com WINTER et alii [32]. A figura 3.4 mostra a variação da potência, tensão de circuito aberto V_{oc} , e corrente de curto circuito I_{cc} em função da variação da temperatura, segundo PALZ [13].

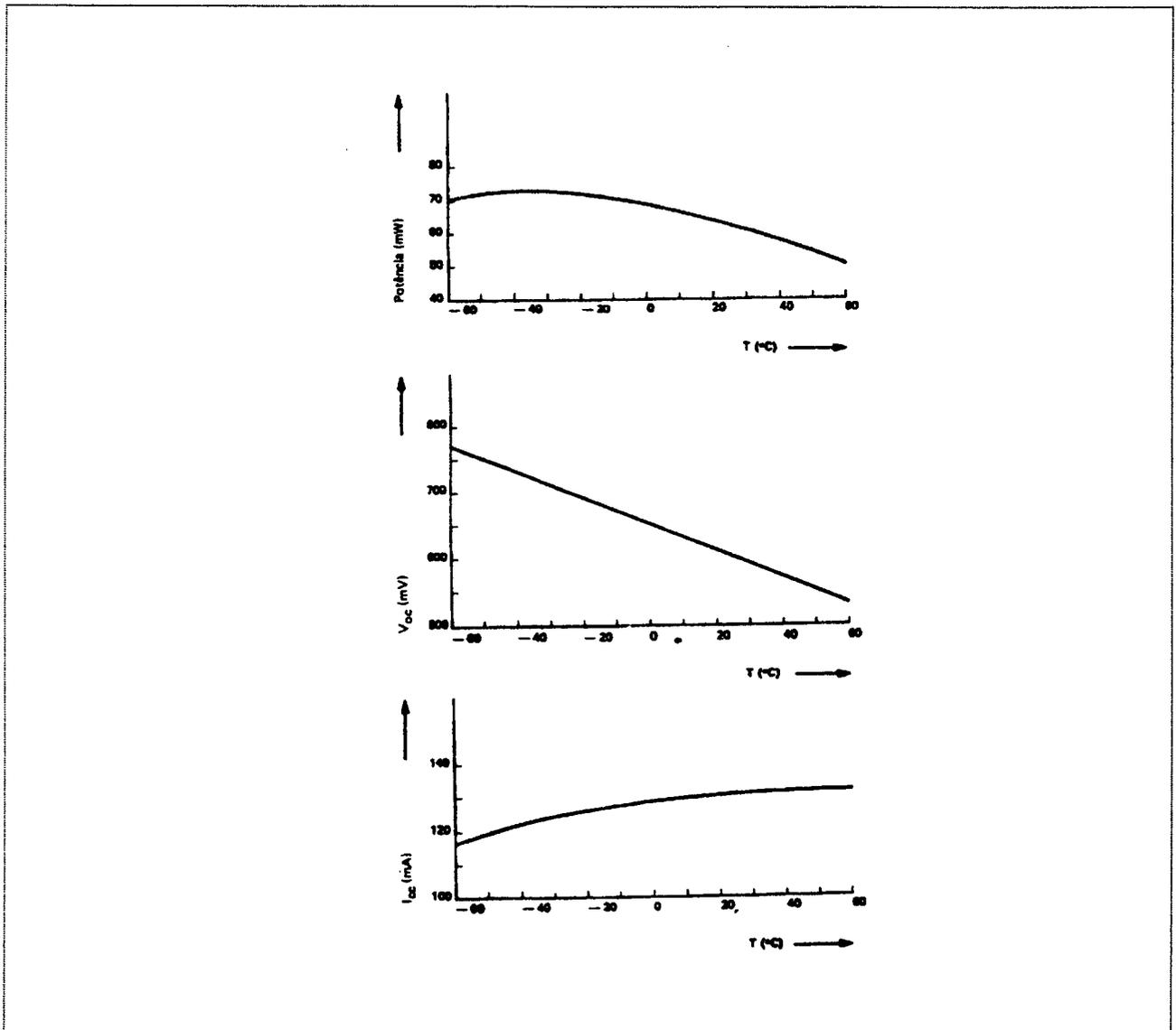
Nas células de silício esta diminuição é de 0,35 a 0,45% por °C de aumento de temperatura, segundo PALZ [13]. A diminuição da potência útil é principalmente devida a uma diminuição da tensão de circuito aberto, em consequência da difusão dos portadores minoritários. A tabela 3.1 mostra as conclusões sumariadas para a tensão de circuito aberto V_{oc} e corrente de curto circuito I_{cc} , para a intensidade da radiação e temperatura, de acordo com PALZ [13].

Tabela 3.1- Conclusões de V_{oc} e I_{cc} na presença da radiação e temperatura

	Tensão de circuito aberto (V_{oc})	corrente de curto-circuito (I_{cc})
Intensidade da radiação	Pequena variação (logarítmica)	Grande variação (dependência linear)
Temperatura	Grande variação (dependência linear)	Pequena variação (efeito de 2° ordem)

Figura 3.4 - Variação da potência, tensão de circuito aberto V_{oc} , e corrente de curto circuito

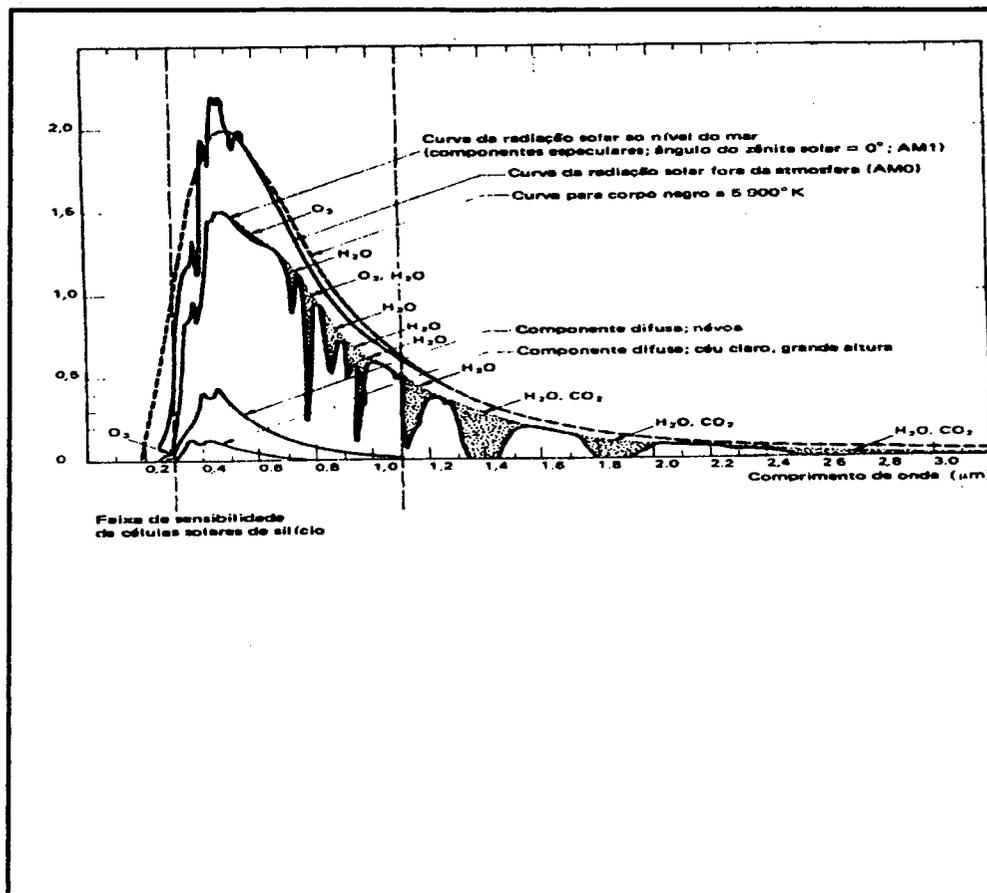
PALZ [13]



3.5. RENDIMENTO DAS CÉLULAS FOTOVOLTAICAS

O rendimento de uma célula fotovoltaica é definido como a razão entre a potência elétrica que pode ser obtida no ponto de potência máxima da curva V-I e a radiação incidente, de acordo com PALZ [13]. Para a luz monocromática, como por exemplo um feixe de luz amarela ou verde, o rendimento teórico máximo de uma célula fotovoltaica de silício é de aproximadamente 45 a 50%. Porém, os rendimentos possíveis para a luz do Sol são inferiores. Isto porque o espectro da luz estende-se do violeta pela faixa visível até a faixa inferior do infravermelho, como mostra a figura 3.5, PALZ [13], ao passo que as células de silício são transparentes à luz fora do visível e do infravermelho superior do espectro.

Figura 3.5 - Faixa de sensibilidade das células solares de silício comparada ao espectro solar fora da atmosfera e ao nível do mar.



Para a luz solar fora da atmosfera terrestre, chamada “Massa de Ar 0” (AM0), com uma intensidade luminosa de $1,38\text{kWm}^{-2}$, o rendimento teórico máximo da conversão fotovoltaica para as células de silício é aproximadamente de 19%, PALZ [13], isto para a temperatura ambiente. Deve-se enfatizar que este espectro só é relevante para aplicações astronáuticas. Ao nível do mar, o espectro é diferente. A intensidade luminosa máxima no solo ao nível do mar é chamada “Massa de Ar 1” (AM1). Sua intensidade aproximada é de $1,0\text{kWm}^{-2}$. Nas regiões de planalto, a intensidade aumenta para $1,1\text{kWm}^{-2}$. Muito embora a intensidade luminosa na superfície seja inferior à do espaço, a diferente composição espectral ao nível do mar tem o efeito de concentrar uma maior quantidade de energia incidente na parte do espectro onde as células solares são sensíveis. Descobriu-se experimentalmente que as células de silício, regra geral, tem um rendimento de 20% mais elevada ao nível do mar do que fora da atmosfera, PALZ [13]. O rendimento teórico máximo da conversão fotovoltaica para as células de silício sob radiação máxima ordinária ao nível do mar é de 24%; chegando a 28,2% sob radiação concentrada, de acordo com PALZ [13]. Os rendimentos atingidos no atual estágio tecnológico, para as células de silício estão entre 10 e 16%, segundo a SIEMENS [33]. Em escala de laboratório, um esforço considerável tem sido feito desde 1971 para aumentar o rendimento máximo de 17 a 19%, nível próximo do teórico. O rendimento para os filmes finos de silício amorfo encontra-se em torno de 10,2%, segundo o National Renewable Energy Laboratory dos Estados Unidos.

A evolução tem sido grande em termos de rendimento das células fotovoltaicas; a Tabela 3.2 mostra os rendimentos atuais, para os principais tipos de células existente hoje.

Tabela 3.2 - Rendimento médio das células fotovoltaicas de acordo com o Projeto- 2015[3].

Materiais e/ou Tecnologia	Laboratório	Comercial
Si-Monocristalino	24%	12-16%
Si-Mono/Concentrado	28,2%	16-20%
Si-Policristalino	18,6%	12%
Fitas e Placas	***	11%
Filmes finos	14,6%	10,2%
Si-Amorfo	12,7%	9%
Multijunção	15%	***

*** Informação não disponível

3.6. TECNOLOGIA DOS FILMES FINOS E MULTIJUNÇÃO

A tecnologia dos filmes finos de sulfetos de cádmio produz células de baixo custo, e é considerada juntamente com o silício amorfo, promissora para a conversão fotovoltaica em grande escala, por exemplo, em centrais fotovoltaicas. Primeiramente, implicam baixo consumo de material, porque a camada é extremamente fina.

As tensões de circuito aberto, V_{oc} , do CdS estão na faixa de 400 a 500mV, inferior às das células de silício. As correntes de curto-circuito, I_{cc} , são comparadas àquelas das células convencionais de silício. O rendimento máximo obtido em laboratório é de 8 a 8,5%, atingindo 7% em escala comercial. O inconveniente desse tipo de filme é a instabilidade gerada pelas altas temperaturas. Para temperaturas acima de 90°C o filme pode deteriorar-se e afetar a expectativa de vida do sistema fotovoltaico, ou causar perturbações em sistemas fotovoltaicos interligados com convencionais.

O filme fino de Si-amorfo é hoje o material mais estudado para a geração fotovoltaica. As vantagens dos filmes finos Si-amorfo são:

- Requer uma quantidade menor de silício em sua fabricação;
- Período de retorno energético menor, aproximadamente um ano (cerca de 1 ano com a tecnologia atual, segundo o projeto 2015);
- O processo de fabricação permite a produção em larga escala.
- Permite a fabricação de células de grandes áreas
- Possibilidades de se obter painéis flexíveis, extremamente leves, semi-transparentes e inquebráveis.

Espera-se com a estrutura de multijunção, as eficiências atinjam um patamar que possibilite a competitividade econômica do Si-amorfo para utilização em larga escala. A multijunção é uma configuração onde 2, 3 ou até 4 estruturas são empilhadas. São feitas de um mesmo material em camadas de diferentes profundidades, ou materiais diferentes. O ordenamento a partir de uma, é em sentido de uma melhor resposta nos comprimentos de onda menores (azul) indo em direção de uma boa resposta no vermelho. A tabela 3.3 mostra algumas células de tecnologia de filmes finos disponíveis no mercado.

Tabela 3.3 – Algumas células de filmes finos disponíveis no mercado.

Fabricante	Material	Rendimento médio (%)
Solar Cells Inc.	CdTe	9,1
Solarex	a-Si/a-SiGe	7,55
Siemens Solar	Liga de Se, In, Cu - (CIS)	11,1
Siemens Solar	Se, In, Cu - (CIS)	10,2
BP Solar	CdTe	8,4
Golden Photon	CdTe	9,2
ECD	a-Si/a-Si/a-SiGe	7,8
USSC	a-Si/a-Si	6,2
EPV	CIGS	6,0
Fuji	a-Si/a-Si	8,9
Siemens Solar	Se, In, Cu - (CIS)	11,1
Matsushita Battery	CdTe	8,7
USSC	a-Si/a-SiGe/a-SiGe	10,2
BP Solar	CdTe	10,1
EPV	CIGS	8,1
ISET	Se, In, Cu - (CIS)	6,9

a-Si = Liga de Hidrogênio/Silício amorfo; CIGS = CuInGaSe_2 ; CIS = CuInSe_2 .

3.7. MÓDULO FOTOVOLTAICO

A unidade mínima de células fotovoltaicas reunidas é chamado módulo fotovoltaico, WINTER et alii [32].

Os principais componentes dos módulos fotovoltaicos são:

- Interconexões elétricas das células;
- Mecanismo de proteção das células;
- Suporte estrutural para as células.

Os módulos-padrão são especificados por suas tensões, assim como 1,5V, 6V, 12V, 24V, 48V, que são múltiplas uma das outras, os módulos fotovoltaicos devem ser projetados para se adaptar a algum destes padrões. Porém no mercado internacional existem módulos que não

obedecem aos padrões. A tabela 3.4 mostra diversos módulos disponíveis no mercado com os principais fabricantes.

Tabela 3.4 – Alguns módulos fotovoltaicos disponíveis no mercado

Modelo	Potência (w)	Corrente (A)	tensão (V)	Dimensão	Preço \$/Watt	Tipo
Kyocera J45	45	3,02	15,0	34,6" x 17,5"	6,67	Regulação própria
Kyocera J51	51	3,08	16,9	38,8" x 17,5"	6,00	Projetos comuns
Kyocera J63	J63	3,03	20,7	47,0" x 17,5"	6,10	Alta tensão
Solarex VLX-53	53	3,08	17,1	37,0" x 20,0"	5,60	Projetos comuns
Solarex MSX60	60	3,5	17,1	43,7" x 19,8"	6,10	Projetos comuns
Solarex MSX64	64	3,66	17,5	43,7" x 19,8"	6,09	Alta tensão
Solarex MSX77	77	4,56	16,9	44,0" x 26,0"	6,10	Projetos comuns
Solarex MSX83	83	4,85	17,1	44,0" x 26,0"	6,14	Projetos comuns
Siemens PC-4JF	75	4,40	17,0	47,3" x 20,8"	5,73	Projetos comuns
Siemens M-55	53	3,05	17,4	50,9" x 3,0"	6,47	Alta tensão
Siemens M-65	43	2,94	14,6	42,6" x 13,0"	7,56	Regulação própria
Siemens M-75	48	3,02	15,9	48,0" x 13,0"	6,56	Projetos comuns
Carrizo Solar SG-12	35	2,10	16,7	48,0" x 12,0"	5,29	Projetos comuns
Astropower SR-65	65	4,0	16,3	47,2" x 20,7"	5,54	Projetos comuns
Astropower SR-75	75	4,4	17,0	47,2" x 20,7"	5,27	Projetos comuns

Fonte: Photovoltaic Marketplace/96 - www.sierrasolar.com/sierra3.html

A confiabilidade e a durabilidade esperada dos módulos fotovoltaicos são características importantes, pois intervêm no custo da energia útil. O impacto quantitativo das conexões elétricas com relação à perda de potência é irrisória quando comparado com outros efeitos segundo GORDON [34]. Podemos citar como exemplo que os vários geradores solares que equiparam os satélites, nenhuma contingência nas conexões elétricas foi verificada. Os defeitos nos sistemas que alimentavam os satélites eram usualmente nos sistemas de condicionamento. Nos usos terrestres, os efeitos acontecem por causa da encapsulação deficiente, que produz corrosão na metalização do contato e dos condutores de ligação.

A maioria das células solares de silício empregadas para aplicações terrestres e que compõem os módulos têm aproximadamente 5cm de diâmetro e espessura que varia de 0,3 a 0,5mm. A tendência é para maiores diâmetros. Uma célula de 5cm de diâmetro com área de 20cm² gera, em radiação máxima, rendimento de 15% e temperatura ambiente, uma potência

média de 0,3W a menos de 0,5V. Uma célula de 10cm de diâmetro, 80cm² de área, gera cerca de 1,2W sob as mesmas condições. Para uma maior potência e/ou tensão maior, um certo número de células deve ser associado num módulo fotovoltaico. Por exemplo; para dobrar a tensão, duas células devem ser associadas em série ligando-se o contato negativo da anterior ao contato positivo da posterior por meio de uma chapa ou fio condutor. Para dobrar a potência, sob tensão constante, os dois contatos frontais são reunidos para a saída negativa, e os dois contatos posteriores para a saída positiva. Caso se deseje baixar a potência, mantendo a tensão constante, as células podem ser seccionadas na fabricação em partes de mesma superfície e conectadas em série. Portanto, ligando varias células em paralelo e/ou em série, é possível gerar qualquer potência ou tensão.

3.8. PROJETO DE MÓDULOS E INTERCONEXÕES DE CÉLULAS

A eficiência dos módulos fotovoltaicos depende, entre outros fatores, da temperatura de operação da célula e do esquema de interconexão. A temperatura de operação foi discutida no item 3.4. Alguns modelos analíticos foram discutidos por **ANIS et alii** [35], **FLUENTES** [36] e **MENICUCCI et alii** [37], para cálculo das condições ótimas de temperatura e **RISSER et alii** [38] para casos de desempenho de módulos e sistemas fotovoltaicos em companhias elétricas.

A interconexão das células fotovoltaicas é executada observando a condição de que as mesmas não são idênticas e algumas características de tensão e corrente podem ser alteradas, devido aos efeitos de sombreamento, mau contato na conexão, depósito de materiais estranhos sobre os módulos e condutores. Como resultados desses efeitos dois fatores podem ser considerados:

- 1) Perda de potência na saída dos módulos;
- 2) Dissipação de potência entre as células.

Como regra geral, todas as células a serem associadas em paralelo deveriam ter a mesma tensão de circuito aberto e a mesma corrente para o ponto de potência máxima. A incompatibilidade das características das células fotovoltaicas leva a “maus” módulos porque as células de maior fotocorrente e fototensão dissipam seu excesso de potência nas células de desempenho elétrico inferior. Em consequência, o desempenho global do módulo fotovoltaico é limitado pelas células fracas. A saída de potência é ainda reduzida por um aumento de temperatura do módulo devido à dissipação interna de potência.

Se grandes sistemas de potência são construídos com terminais de alta tensão, o arranjo do conjunto deve levar em consideração uma restrição chamada de “ponto quente” (hot spots). Uma célula defeituosa num grupo ligado em paralelo pode destruir todo o módulo. Para entendermos o problema do ponto quente, vamos considerar o módulo mostrado na figura 3.6, que tem quatro grupos ligados em série de três células em paralelo.

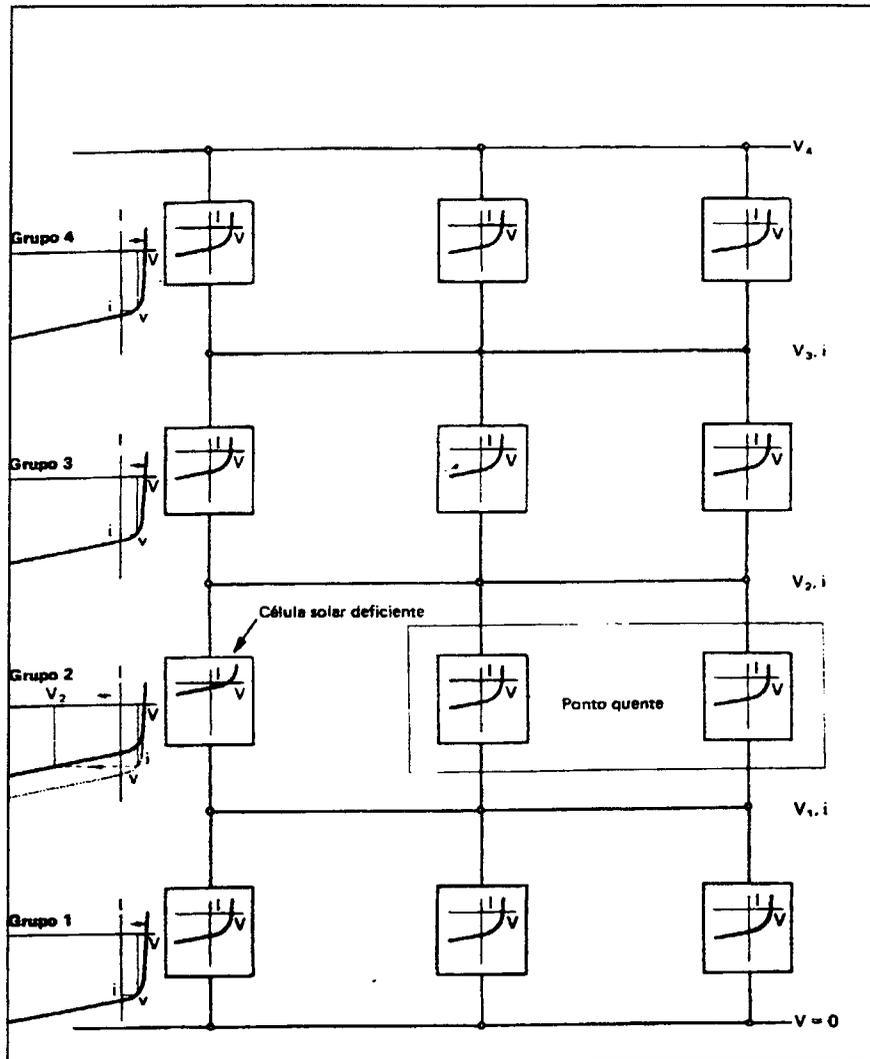


Figura 3.6 - Modelo para explicação do ponto quente

Vamos supor que cada grupo célula tem a mesma característica V-I, como mostrado em cada quadrado do esquema. Vamos supor, ainda que há uma célula solar com desempenho inferior no grupo, por ser uma célula defeituosa, ou por falha na solda dos contatos ou simplesmente porque a célula está sob sombra, tendo, com isto, suas características de saída diferentes.

Para cada grupo ligado em paralelo, a característica global V-I de saída é mostrada na figura 3.6; a tensão de cada grupo é a mesma que a de uma só célula, e a corrente i é 3 vezes maior, exceto para o grupo com a célula defeituosa. Mas nos grupos ligados em série, a mesma corrente deve passar através de cada grupo; portanto, a corrente naquele grupo só pode ser obtida pelo deslocamento do ponto de funcionamento ao longo da característica V-I em direção a elevadas tensões negativas. Assim, a dissipação de potência nas duas células que funcionam no grupo 2 (defeituoso), torna-se $i.v_2$ contra $i.v$ das células do grupo 3, que é um grupo não defeituoso. O valor v_2 depende da inclinação da característica de V-I nas tensões negativas. Como nas boas células a inclinação desta “característica invertida” é muito pequena, v_2 pode facilmente atingir um múltiplo de v . Em consequência, ocorre uma considerável dissipação de potência nas células boas ligadas em paralelo com a célula ruim. A temperatura nessas células pode aumentar, fazendo com que as conexões soldadas derretam e todo painel pare de funcionar.

Antes que ocorra a irreversível deterioração de todo o painel, a saída de potência dos grupos não deficientes das células em paralelo decai. Na prática a tensão resultante (v_4 na figura 3.6) do painel quando em operação, tem um valor fixo imposto por uma bateria ligada ao painel, ou por uma unidade eletrônica reguladora de potência. Quando todas as células estão boas, a tensão v_4 é quatro vezes a tensão v de cada grupo de células ligadas em paralelo. A queda de tensão de v para v_2 no grupo defeituoso deve ser compensada por um aumento de v para v_1 em todos os grupos bons, tal que:

$$3.(v_1 - v) = v + v_2 \quad (3.1)$$

Assim, o ponto de funcionamento dos grupos bons desloca-se na curva V-I para a tensão mais alta e corrente inferior e, portanto, menor potência. A potência de saída de todo o painel cai.

O problema de ponto quente pode ser evitado por um projeto adequado da montagem do painel. Em cada grupo, o maior número possível de células deve ser ligado em paralelo. A

experiência com os painéis solares mostra que assim se pode diminuir o risco de deterioração. Ao associar muitas células em série, o problema pode ser superado derivando cada seqüência em paralelo com um diodo que permite a passagem de uma grande corrente inversa com baixa tensão negativa, sempre que uma célula funcione com características diferentes das demais.

3.9. POSIÇÃO DOS MÓDULOS E ANÁLISE DE RASTREAMENTO

Os módulos fotovoltaicos são montados rigidamente na formação dos painéis. Para melhorar o desempenho dos sistemas fotovoltaicos ou reduzir custos, ou ambos, utiliza-se concentradores, sistemas com rastreamento (tracker) de um eixo, ou de dois eixos. A principal vantagem dos dispositivos de concentração é que permitem uma redução da área dos painéis solares ativos por unidade de potência gerada, de um fator igual ao fator de concentração do sistema. A área total necessária para um conversor fotovoltaico é aproximadamente a mesma em ambos os casos, mas para dispositivos concentradores, a maior parte do espaço é tomado por espelhos ou lentes. Diversamente dos concentradores termodinâmicos associados a coletores de calor de focalização, a concentração não possibilita reduzir a área coletora total, porque o rendimento das células fotovoltaicas sob luz concentrada permanece constante, ou mesmo decai. Logo, há menos motivação para empregar concentradores em geração fotovoltaica do que com instalações termodinâmicas, além disso, também há problemas com relação ao efeito da temperatura nos painéis conforme visto no item 3.4.

Os sistemas de posição com rastreamento têm perda menor de potência por sombreamento do que os fixos, **GORDON et alii** [34]. Os sistemas por rastreamento de dois eixos têm perda de potência maior por sombreamento do que com um único eixo. Porém em termos absolutos, um sistema de rastreamento de dois eixos, ainda com grande perda por sombreamento, pode entregar mais potência quando comparado com de um único eixo. É

importante dizer que a energia absoluta é entregue anualmente como uma fração do modo de rastreamento, como quantificado na referência [39] e **DICKINSON** [40]. Geralmente o rastreamento de dois eixos maximiza a energia entregue, mas requer uma baixa razão de cobertura do solo - CGR, ou seja a razão entre a área total do arranjo (painéis) do sistema fotovoltaico para área total do solo para o sistema, além de altos custos associados com os graus de liberdade no rastreamento. Um sistema com um eixo entrega cerca de 97% da energia entregue anualmente por um de dois eixos segundo **DICKINSON** [40]. Isto porque o sistema com um único eixo tem um ângulo de rastreamento muito limitado, devido as dificuldades práticas de instalações.

Um eixo horizontal com rastreamento norte-sul pode ser menos caro do que um com rastreamento contínuo, mas somente entrega 90% da energia entregue anualmente por dois eixos, de acordo com **GORDON et alii** [34]. Segundo ainda **GORDON et alii** [34], os sistemas estacionários entregam de 70 a 75% da energia entregue anualmente por um sistema de dois eixos. Geralmente o duplo rastreamento é usado em grandes sistemas de potência; como por exemplo o sistema da Hespéria-Califórnia, que fornece 3000MWh anualmente para a subestação de Lugo. Este sistema possui 27648 módulos com 108 suportes de duplo rastreamento. Segundo a indústria de geração fotovoltaica **SIEMENS**, normalmente faz-se o duplo rastreamento com painéis que possuam dez ou mais módulos.

3.9.1. Limitação do Ângulo de Rastreamento:

O carregamento de vento pode tornar os sistemas rastreados caros, portanto incentivos econômicos fazem com que os arranjos com rastreamento sejam construídos, quando possível, em terrenos protegidos. Entretanto, quando sistemas rastreados são instalados em terrenos fechados o máximo ângulo de rotação deve ser limitado para impedir que os arranjos toquem o

solo. Outro fator para a limitação do ângulo de rotação é o custo de manutenção e instalação dos arranjos. Esta limitação pode ser significativa para um eixo rastreado e menor para dois eixos onde a capacidade de rotação associada com o grau de liberdade reduz aqueles fatores, **GORDON et alii** [34]. A sensibilidade de sacrifício na energia entregue anualmente para o máximo ângulo de rotação norte-sul do eixo horizontal é otimizada para um ângulo de $\pm 60^\circ$ e de $\pm 45^\circ$ para dois eixos rastreados, de acordo com **GORDON et alii** [34]. É importante também lembrar que os ângulos para os sistemas que possuem rastreamento, é otimizado levando em consideração os arranjos vizinhos.

3.10. CENTRAL FOTOVOLTAICA

As centrais fotovoltaicas são convenientes para todos os climas, e não é difícil achar locais para sua instalação, **COMETA** [31]. As centrais fotovoltaicas podem intervir nas cargas de pico e intermediárias, com rendimento superior às termodinâmicas, pois a radiação global convertida pelas células fotovoltaicas é superior à radiação direta à qual são sensíveis as centrais termodinâmicas.

Os custos operacionais de uma central fotovoltaica são relativamente baixos quando comparados com as centrais convencionais. As centrais fotovoltaicas são as únicas inteiramente estáticas quando não há rastreamento, e podem sofrer expansão facilmente; além disso, ao contrário das convencionais podem gerar potência assim que alguns painéis estiverem montados, sem ser preciso esperar o término de toda central.

O projeto de uma central fotovoltaica depende, entre outros fatores, de alguns parâmetros.

Como parâmetros primários podemos citar:

- a) Radiação média recebida pelos módulos;
- b) Perda de radiação no lay out dos módulos;

c) Características dos módulos fotovoltaicos (curvas corrente x tensão e sua dependência com a temperatura e fluxo solar)

d) Sistema de rastreamento;

O último é particularmente importante, na avaliação quanto à latitude e impactos climáticos ao longo do tempo (mensal ou anual) nos sistemas de fornecimento de energia. Os parâmetros secundários do projeto são relativos à associação dos módulos série/paralelo; geometria dos módulos, ângulo de rastreamento.

O objetivo de se conhecer esses parâmetros é reduzir os cálculos de energia perdida durante a conversão. dentre os parâmetros citados, apenas a geometria dos módulos ainda não foi citada. Existem na tecnologia atual, dois dispositivos para agrupar as células nos módulos; o quadrático e o hexagonal. O arranjo quadrático possui um CGR maior que o hexagonal, segundo a simulação feita por **GORDON et alii** [34]; o campo hexagonal possui maiores perdas por sombreamento, quando comparado com o quadrático.

3.11. RENDIMENTO DE UMA CENTRAL FOTOVOLTAICA

A eficiência de uma central fotovoltaica é o produto dos rendimentos de seus componentes principais, conjunto dos módulos, e do subsistema de condicionamento de potência. O subsistema de condicionamento de potência, que será discutido posteriormente, tem uma curva de rendimento que depende da carga, subindo rapidamente e estabilizando-se praticamente para valores a partir de 50% da curva total, segundo o **PROJETO 2015** [3]. Com relação à central fotovoltaica, como um todo, além dos rendimentos dos subsistemas principais, há ainda um conjunto de outros fatores que levam em conta as perdas que influenciam o rendimento global da central. A tabela 3.5 mostra os rendimentos obtidos nas várias fases do processo de conversão fotovoltaica em uma central fotovoltaica.

Tabela 3.5 - Rendimento na conversão fotovoltaica - Fonte: PROJETO 2015 [3]

Passos no processo de conversão fotovoltaica	Rendimento do passo (%)	Rendimento acumulado (%)
Radiação incidente	100	100
Sombreamento de partes do arranjo	99,0	99,0
Degradação do módulo com o tempo	95,0	94,05
Acumulação de sujeira	95,0	89,35
Rendimento do módulo	13,0	11,62
Perda de rendimento do módulo devido ao aquecimento	91,6	10,64
Descasamento na interligação dos módulos	97,0	10,32
Perdas resistivas nas partes DC	99	10,22
Rendimento médio do PCS	92	9,40
Perda resistiva da parte AC	99,5	9,35
Consumo da central	99,9	9,34

Embora a tecnologia seja bastante recente, já existem alguns dados práticos obtidos a partir dos primeiros anos de operação das unidades instaladas. As observações do estado atual das centrais e da qualidade dos produtos hoje no mercado indicam a possibilidade de uma vida útil de 20 a 30 anos. A tabela 3.6 mostra algumas unidades em operação e sua perspectiva de vida útil.

Tabela 3.6 – Algumas unidades fotovoltaicas em operação - Fonte: PROJETO 2015 [3]

Fonte	Tipo de célula	Previsão em anos
RETSIE	Si Monocristalino	30
Projeto EUREKA - Espanha	Si Monocristalino	30
US DOE	Si Monocristalino	30
US DOE	Si Amorfo	20
SMUD - USA	Si Monocristalino	15 a 20
Hesperia - Califórnia	Si Monocristalino	30

3.12. SISTEMA DE CONDICIONAMENTO DE POTÊNCIA

Define-se como sistema de condicionamento de potência a parte da geração fotovoltaica destinada a transformar a potência fornecida em corrente contínua pelos grupos de módulos (painéis) em uma forma conveniente para a carga. O sistema de condicionamento tem como funções controlar o acionamento-desacionamento, ponto de operação do arranjo fotovoltaico, proteção do sistema, conversão da corrente contínua em alternada, e sincronização com a rede. É compreendido pelos seguintes elementos:

- a) Um seguidor de potência máxima (controla o ponto de operação do arranjo fotovoltaico, visando otimizar a eficiência da operação). O ponto de potência máxima das características tensão x corrente dos módulos varia em função da intensidade da radiação e da temperatura; uma regulação pode seguir a variação deste ponto, principalmente ao nascer e ao pôr do Sol;
- b) Sistema de interface entre o sistema de armazenamento (por exemplo, a bateria): controle do estado da carga, e carga/descarga;
- c) Conversão da corrente contínua em alternada através de inversores;
- d) Interface com a rede (transformador de proteção, transformador adaptador ao nível de tensão da rede de transmissão ou distribuição, de acordo com o **PROJETO 2015**).

3.13. ACUMULADORES DE ENERGIA

Atualmente, a bateria eletroquímica, ou acumulador constitui um sistema de armazenamento mais barato e mais eficaz. Assim como os geradores fotovoltaicos, as baterias são equipamentos estáticos, não poluentes, de corrente contínua e baixa tensão, e sua associação a um sistema interligado ou isolado é de grande importância para compensar o efeito de sombreamento. A tabela 3.7 mostra os tipos de baterias usadas em condicionamento de potência.

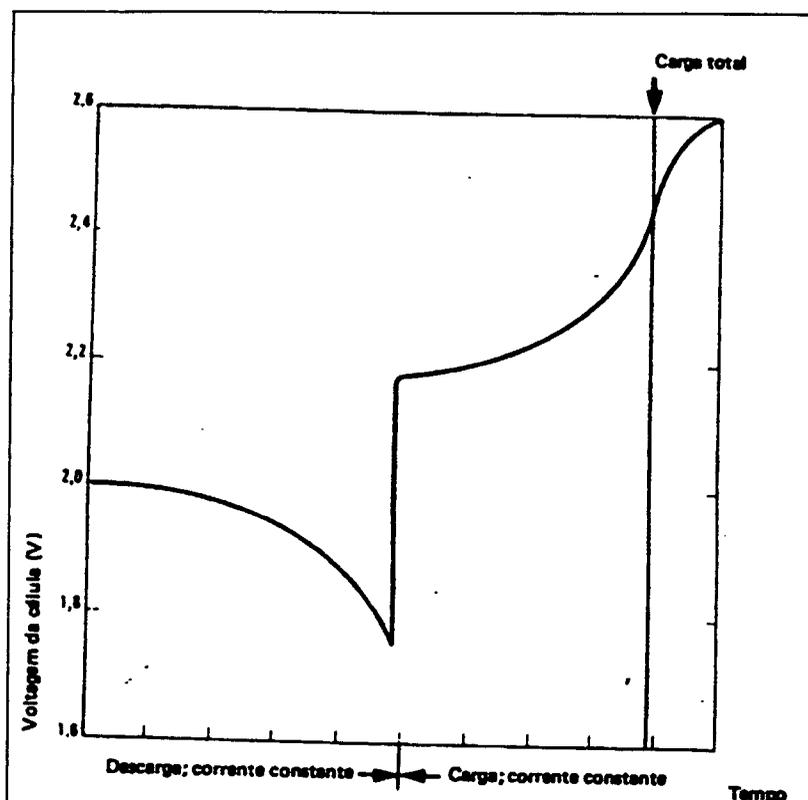
Tabela 3.7 - Tipos de baterias mais importantes em sistema fotovoltaicos - PALZ [13]

Tipos de Baterias	Chumbo /Ácido	Níquel /Cádmio	Níquel /Ferro	Prata /Zinco	Ar /Zinco	Lítio /Cloroeto de Prata	Lítio /Enxofre	Sódio /Enxofre
Disponibilidade conveniência para aplicações em grande escala	disponível	disponível	Em teste	Em teste	Em teste	Em teste	Em teste	Em teste
Densidade de energia teórica Wh/Kg	250	235	300	460	960	500	2800	*
Real Wh/Kg	33	25 - 33	40	55 - 100	220	55 - 200	100 - 120	300
Kwh/m ³	60	43 - 60	43 - 60	100 - 210	*	90 - 140	*	*
Vida útil (anos)	3 - 6	4 - 8	20	1 - 2	*	*	*	*
Número típico de ciclos de carga durante vida útil	1500	2000 - 8000	2000	10 - 200	atingiu 100	atingiu 200	atingiu 60	atingiu 100
Temperatura de operação	-40/+60	-40/+60	-25/+45	-20/+65	-20/+60	1/+ 75	mínima 400	mínima 300
Custo típico aproximado em US\$/kWh	50	500	80	*	20	20	20	20

*Informação não disponível

O condicionamento através de baterias tem duas vantagens: permite adaptar a central fotovoltaica ao ciclo imposto pelo consumo; como por exemplo em um sistema de telecomunicações. Além disso, a bateria permite um melhor aproveitamento de toda radiação incidente, pois toda energia que não é imediatamente utilizada, é armazenada. Os painéis podem ser ligados diretamente à bateria, tomando o cuidado de observar a temperatura de funcionamento; a fototensão no ponto de potência máxima deve ser igual à tensão de recarga da bateria. Por exemplo: quando as baterias de chumbo - ácido estão carregando, sua tensão aumenta progressivamente, cada elemento subindo de 2,1V a 2,4V, com carga plena, conforme figura 3.7.

Figura 3.7 - Variação de tensão de uma célula de chumbo-ácido durante carga/descarga



Correspondentemente, o painel fotovoltaico deve ser montado de tal modo que seu ponto de potência máxima está em 2,1V e sua tensão de circuito aberto próximo de 2,4V, ambas multiplicadas pelo número de células do acumulador. Como a tensão de funcionamento do painel fotovoltaico é fixada pela tensão da bateria, ela aumenta durante o ciclo de recarga. Porém, observando-se a característica I-V na figura 3.2, pode-se deduzir que a elevação da tensão é acompanhada por uma queda na corrente de saída. Assim, o painel fotovoltaico tem uma limitação natural de carga. Mesmo sob reduzida intensidade de radiação, os painéis fotovoltaicos mantêm a tensão necessária para recarregar uma bateria. Como a dependência da intensidade da fototensão é logarítmica, V_{oc} cai de 5 a 10%, quando a radiação decai de 80%.

As baterias podem ser compradas facilmente, quando comparadas com os módulos. As baterias de chumbo-ácido tem custo relativamente baixo; certas baterias, como a de níquel-

cádmio, de grande confiabilidade, são disponíveis, mas seu custo torna seu uso em grande escala restrito. Outros tipos de baterias estão sendo desenvolvidos atualmente segundo **PALZ** [13]; é o caso, particularmente, da bateria de sódio-enxofre, que opera a 330°C; e cujos eletrodos, o sódio e o enxofre, estão no estado líquido e o eletrólito, o alumínio B, é sólido, **PALZ**[13].

Portanto, em sistemas fotovoltaicos as baterias em maior uso são as seladas de chumbo-ácido. Sob condições favoráveis, as baterias de chumbo-ácido têm uma manutenção reduzida; é preciso apenas completar o eletrólito uma vez por ano, ou mesmo a cada dois anos e podem durar em média 6 anos segundo **LINDER** [41]. Atualmente, as baterias de chumbo-ácidas agrupadas a sistemas fotovoltaicos, segundo **XAVIER** [42], **DESMETTRE et alii** [43] e **KREMER et alii** [44]; estão em uso e o desempenho é satisfatório. Os problemas ocorridos de manutenção antes do tempo, foram decorrentes da má instalação e defeitos de fabricação.

O circuito mínimo necessário para um painel fotovoltaico acoplado a uma bateria é um diodo ligado de modo a evitar a descarga da bateria através do painel quando este sofre o problema de sombreamento. Os painéis são eles mesmos diodos que são condutores no escuro com uma polaridade que é a mesma para a fototensão sob radiação (ver figura 3.2).

3.14. CONTROLADOR DE CARGA

Os controladores tem a função de adaptar o nível de energia de módulos fotovoltaicos de forma a permitir a sobrecarga de baterias, têm a função também de otimizar o uso da energia fotovoltaica. Nos casos de descargas excessivas das baterias, o controlador de carga desconecta todos os consumidores para proteger as baterias. Sua operação é automatizada. Os controladores, portanto, são necessários para controlar os ciclos de carga/descarga profundas, condições de carga, e temperatura das baterias. O ciclo de vida das baterias decresce significativamente com

as descargas profundas das baterias, em muitos casos os controladores são parte integrante dos módulos, bastando fazer sua conexão às baterias.

3.15. CONVERSOR CC/CA

A transformação da corrente elétrica contínua em alternada é realizada por conversor CC-CA. Os conversores são divididos basicamente em duas categorias, **WINTER** [32]:

- a) conversores comutados externamente: requerem uma fonte externa AC para realizar a tensão de comutação. Eles são simples e de baixo custo; usados geralmente em sistemas interligados (“Grid- connected”);
- b) Conversores comutados internamente: estes não requerem fontes externas. São usados para sistemas isolados (Stand alone).

Para os conversores até 50kVA, usam-se normalmente transistores e tiristores; esses tiristores necessitam de uma fonte de energia externa suplementar, que pode ser a rede com a qual está ligado (comutação em linha), que garante também a sincronização da frequência, ou ainda uma outra fonte de energia. Os chaveamentos dos conversores (tiristores) provocam a injeção de harmônicas nos sistemas fotovoltaicos interligados. A injeção de harmônicas e seus efeitos tem sido alvo de estudos por vários pesquisadores; **STEVENS** [45] estudou o comportamento dessas harmônicas em sistemas fotovoltaicos interligados no estado do Novo México, propondo várias soluções para diminuí-las; quase todas baseadas em filtros.

A seleção de conversores em sistemas fotovoltaicos, normalmente é feita levando em conta os aspectos técnicos (localização, posicionamento e tamanho dos painéis fotovoltaicos), bem como os aspectos econômicos, segundo **STEVENS** [45]. Os critérios normalmente adotados são:

- a) Critério de Energia: Razão entre a energia fotovoltaica demandada e a energia teoricamente disponível, **DOWMENT** [47];
- b) Critério Econômico: Máxima energia de saída pelo custo de investimento (inicial ou anual).

3.15.1. Modelamento de Conversores:

Em sistemas fotovoltaicos interligados com a rede convencional, pelos menos quatro modelos têm sido propostos para conversores segundo **STEVENS** [45]. Todos os modelos são baseados em suas características físicas e construtivas. Normalmente é adotado o modelo de Schmidt, de acordo com **STEVENS** [45], que define a eficiência do conversor como:

$$\eta_{inv} = (P_{out}) / (P_{out} + K_0 + K_1 P_{out} + K_2 P_{out}); \quad (3.2)$$

$$P_{out} = P_{out} / P_{rated} \quad (3.3)$$

onde;

η_{inv} : Eficiência do conversor;

P_{rated} : Máxima potência de saída do conversor (W);

P_{out} : Potência instantânea do conversor;

K_0 : Coeficiente que representa o consumo do conversor;

K_1 : Coeficiente que representa a queda de tensão do conversor;

K_2 : Coeficiente que representa as perdas ôhmicas.

Normalmente as médias para os valores de K_0 , K_1 e K_2 são de 0,02; 0,025 e 0,08 respectivamente de acordo com **STEVENS** [45].

3.15.2. Critério de energia:

Geralmente, a seleção de conversores em sistemas interligados somente leva em conta o tamanho relativo (potência) do painel fotovoltaico:

$$F_s = P_{\text{rated, inversor}}/P_{\text{nominal do painel}} \quad (3.4)$$

onde, F_s representa a porcentagem do tamanho do conversor em função do ângulo de rastreamento do painel de acordo com **LORENZO et alii** [46].

O critério de energia na escolha do inversor é descrito por uma função custo; definida como investimento do sistema sobre a energia de saída, ao longo do tempo de vida do sistema:

$$\text{Custo} = 10^3 \cdot U_{\text{C}_{\text{pv}}} \cdot \text{CR}_{\text{pv}} \cdot F_{\text{fin}} (1 + F_s \cdot F_c \cdot F_{\alpha}) / (G_{\text{rad, inc.}}(\alpha, \beta) \cdot \text{PR}(\alpha, \beta, F_s)) \quad (3.5)$$

onde;

$U_{\text{C}_{\text{pv}}}$: Custo unitário do painel fotovoltaico em Wp;

CR_{pv} : Fator de retorno do capital do painel fotovoltaico, $\text{CR}_{\text{pv}} = r/[1-(1+r)^{-N_{\text{pv}}}]$;

r : Razão de desconto real do mercado em porcentagem;

N_{pv} : Tempo de vida do painel;

F_{fin} : Fator de financiamento considerando as condições de mercado, como uma fração do custo do sistema segundo **LORENZO et alii** [48];

F_s : Razão relativa do inversor/painel fotovoltaico em função dos ângulos α, β ;

$F_c = U_{\text{C}_{\text{inv}}} / U_{\text{C}_{\text{pv}}}$, Custo relativo do inversor/painel fotovoltaico;

$U_{\text{C}_{\text{inv}}}$: Custo unitário do inversor em Wp;

$F_{\text{cr}} = \text{CR}_{\text{inv}} / \text{CR}_{\text{pv}}$;

CR_{inv} : Fator de retorno do capital do conversor, $\text{CR}_{\text{inv}} = r/[1-(1+r)^{-N_{\text{inv}}}]$;

N_{inv} : Tempo de vida do conversor;

$G_{\text{rad, inc.}}(\alpha, \beta)$: Radiação solar global anual incidente;

$PR(\alpha, \beta, F_s)$ m: razão de performance do sistema em função do sistema de rastreamento do sistema (azimute, elevação), **DOWMENT** [47].

A equação anterior é uma função multivariável dependendo dos parâmetros de energia (F_s , PR), e dos parâmetros econômicos.

Na tecnologia atual, também estão sendo fabricados conversores de forma integrada aos módulos fotovoltaicos, **CRATAN et alii** [49]. A ISB (Ingenieurschule Biel), e a TRACER Engineering estão dominando esta inovação. A importância desse avanço tecnológico é a não separação galvânica através de um transformador de isolamento entre ao painel e a rede; além de reduzir o volume e aumentar a eficiência, a necessidade da proteção galvânica tornou-se desnecessária em conversores de pequeno porte. Os testes com conversores têm demonstrado uma eficiência de 88% a 92% quando em sistemas interligados com rede convencional.

CAPÍTULO 4

SISTEMAS DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA

4.1. INTRODUÇÃO

Os sistemas de geração fotovoltaica se dividem basicamente em dois modelos; os sistemas chamados isolados (stand-alone) e os conectados a um outro sistema local ou regional (grid-connected). A escolha desses modelos se baseia na demanda e localização geográfica de instalação do sistema; ou seja, se há predominância de radiação suficiente para atender a demanda de carga, e se o acesso à rede está disponível. Estas características têm o objetivo de não aumentar o custo do sistema fotovoltaico.

4.2. SISTEMAS ISOLADOS (STAND ALONE)

O problema de armazenamento de energia associado às centrais fotovoltaicas esta relacionado com dois aspectos distintos: quando grandes centrais fotovoltaicas estão interligadas a um sistema; a parcela da demanda de energia solicitada pela carga e que não é atendida por estas centrais, pode ser facilmente suprida pelo sistema da interligação. Porém se as centrais fotovoltaicas funcionarem de forma isolada (stand alone), há necessidade de acrescentar um sistema de armazenamento elétrico; como discutido no capítulo anterior. Esta solução tem o objetivo de evitar colapso de demanda por sombreamento, ou quando as centrais alimentam a carga em períodos noturnos. Outro aspecto do sistema de armazenamento é atender a demanda

em períodos outros que o noturno, quando a oferta solar fotovoltaica é reduzida, este aspecto deve ser considerado no dimensionamento das centrais fotovoltaicas.

Os sistemas fotovoltaicos trazem uma inovação para o setor energético. Sua modularidade e seu funcionamento estático sem partes móveis (exceção para sistemas com rastreamento) não tornam mais obrigatório a concentração dos meios de produção de forma centralizada.

Inicialmente, não há necessidade nenhuma de combustível, de modo que todos os problemas de transporte e armazenamento tornam inexistentes. Outro aspecto relevante para a geração isolada é que geralmente são associados a um sistema de condicionamento e que não necessitam de nenhuma equipe especializada de manutenção em virtude da elevada confiabilidade e da vida útil dos painéis fotovoltaicos, **HAAN et alii** [50]. Normalmente as estatísticas demonstram que os sistemas isolados estão próximos do consumidor e se suas necessidades são pequenas (por exemplo uma estação repetidora), é mais rentável instalar um sistema de geração fotovoltaica isolado de acordo com **PALZ** [13], isto é, se a rede convencional não for acessível. Em alguns países do Terceiro Mundo, principalmente em redes rurais onde as redes de distribuição são insuficientes, os sistemas fotovoltaicos isolados têm sido competitivos com a geração diesel em alguns países, segundo **RAHMAN et alii** [51], lembrando que os encargos financeiros são mais onerosos, quanto menor a densidade populacional. Por exemplo: para cidade de Curitiba, o consumo médio de energia para as necessidades residenciais é de 76,5kWh/ano por habitante, considerando sua população e demanda residencial, fornecida pelo IBGE e pela COPEL - Companhia Paranaense de Energia respectivamente. Supondo-se que o rendimento médio de um painel fotovoltaico de 13%; sistema de condicionamento de 80% e de inversores de 90%, encontramos um rendimento total de aproximadamente 9,3%. Segundo **PALZ** [13] o consumo médio por pessoa ano é de 40kWh/m² para a geração fotovoltaica num

país de radiação média. Portanto, como exemplo simplista, uma instalação de 20m² bastaria para suprir uma residência com uma pessoa. Esta instalação poderia ser alocada no telhado das edificações, como é feito na Dinamarca, Itália, Suíça, Japão, Alemanha, EUA, e outros países.

4.3. PARÂMETROS DE AVALIAÇÃO DE CONTINUIDADE DE SUPRIMENTO PARA AVALIAÇÃO DE SISTEMAS ISOLADOS

Os sistemas fotovoltaicos isolados com armazenamento de energia se tornarão competitivos com o declínio dos preços e aumento da eficiência das células fotovoltaicas. É geralmente admitido que os sistemas fotovoltaicos devem ser analisados levando em consideração a radiação incidente e a probabilidade de perda de energia no sistema combinado: painéis fotovoltaicos e sistema de condicionamento. A probabilidade de perda de energia durante o suprimento da carga com condicionamento (LPSP - Loss of Power Supply Probability), é útil para avaliar a performance do sistema isolado com carga, durante um período conhecido. Existem muitas aproximações para LPSP em projetos de sistemas isolados. Normalmente os valores assumidos para a LPSP estão próximos de zero, segundo **ABOUZHR et alii** [52].

A capacidade de armazenamento do sistema isolado é determinada considerando o número de dias consecutivos durante os quais a carga é atendida. Este conceito, embora pareça simples, não é ótimo porque não leva em conta os fatores que afetam a potência de saída do painel, segundo a **Solar Power Corporation** [53]. Outros métodos para a capacidade armazenada são baseados em simulações cronológicas de acordo com **BECKMAN et alii** [54]. Embora viáveis, estas aproximações são computacionalmente pesadas, e requerem disponibilidade de dados coletados sobre a carga de vários anos, ou o uso de algoritmos de geração de dados. Devido ao comportamento estocástico da carga e radiação solar, os valores médios são usados no tratamento da LPSP. Na maioria das publicações científicas sobre a LPSP,

a saída de potência do painel fotovoltaico é tratada como uma distribuição normal, devido ao comportamento aleatório diário da radiação solar, o qual depende de vários fatores; entre os quais o efeito de sombreamento.

4.4. MODELAGEM DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO ISOLADO COM A LPSP

A modelagem descrita neste trabalho é baseada na técnica de convolução proposta por **RAMAKUMAR et alii** [55] e desenvolvida por **ABOUZHR et alii** [52]. A figura 4.1 mostra um sistema isolado, o qual é formado por um painel fotovoltaico que gera uma determinada energia contínua, uma interface elétrica de tratamento desta energia e um sistema de condicionamento.

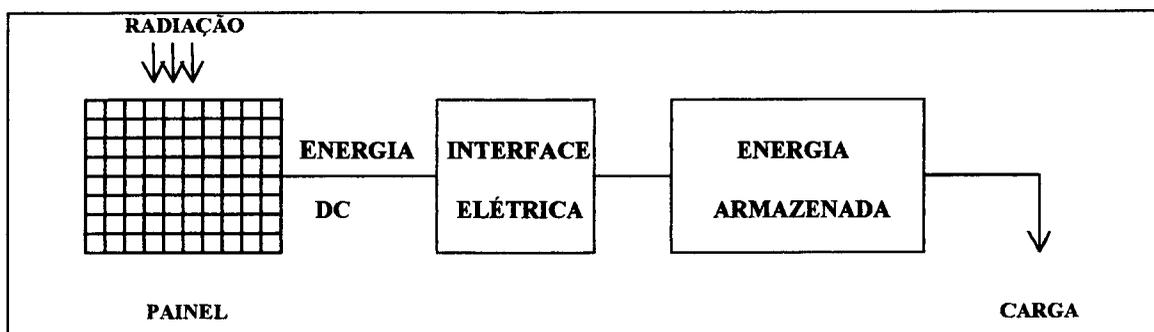


Figura 4.1 - Esquema para modelagem de sistema fotovoltaico isolado com armazenamento.

Os dias com radiação máxima são divididos em H intervalos de tempo. Tipicamente, embora não necessário, cada intervalo é especificado para ser de uma hora de duração. Considerando o j -ésimo intervalo de tempo, a radiação pode ser expressa em termos do máximo valor possível durante aquele intervalo de tempo, então:

$$I_j = I_{\text{máx},j} (1 - K_j) \quad (4.1)$$

onde, K_j é a variável aleatória que contabiliza a cobertura de nuvens e outros fenômenos que reduzem a radiação durante o intervalo j de tempo de acordo com **BRINSFIELD** [56]. A variável K_j pode ser descrita pela distribuição Beta dado em **YARAMANOGLU et alii** [57], com os parâmetros $\alpha_{s,j} > 0$ e $\beta_{s,j} > 0$ (o subscrito s denota saída) durante o intervalo j de tempo como é mostrado abaixo:

$$f_{K_j}(K_j) = \begin{cases} \frac{\Gamma(\alpha_{s,j} + \beta_{s,j}) \times (1 - K_j)^{\beta_{s,j} - 1} \times (K_j)^{\alpha_{s,j} - 1}}{\Gamma(\alpha_{s,j})\Gamma(\beta_{s,j})} & \text{Para } 0 \leq K_j \leq 1 \\ 0 & \text{Para } \textit{outros} \end{cases} \quad (4.2)$$

onde Γ é a função Gamma. Os valores dos parâmetros podem ser calculados usando o valor médio $\mu_{s,j}$ e a variância $\sigma_{s,j}^2$ como mostrado abaixo:

$$\alpha_{s,j} = \mu_{s,j} \left[\left(\frac{\mu_{s,j}(1 - \mu_{s,j})}{\sigma_{s,j}^2} - 1 \right) \right] \quad (4.3)$$

$$\beta_{s,j} = (1 - \mu_{s,j}) \left[\left(\frac{\mu_{s,j}(1 - \mu_{s,j})}{\sigma_{s,j}^2} - 1 \right) \right] \quad (4.4)$$

A potência de saída é função da radiação, temperatura ambiente e velocidade do vento predominante. Os dois últimos influenciam na determinação da temperatura ótima de operação da célula e esta determina em consequência a potência de saída. Entretanto, o fator primário de influência na potência de saída do painel fotovoltaico é a radiação.

Após a consideração daqueles fatores , chega-se à expressão da potência de saída aproximada do painel durante o j -ésimo intervalo de tempo, como mostrado abaixo de acordo com **ABOUZAHR et alii** [52]:

$$P_{smax,j} = I_{max} A \eta \quad (4.5)$$

onde A é a área do painel e η é a eficiência média do painel.

Reagrupando as equações (4.1) e (4.5) , podemos concluir que:

$$P_{smax,j} = P_{smax,j} (1 - K_j) \quad (4.6)$$

onde :

$$P_{smax,j} = I_{max,j} A \eta \quad (4.7)$$

O máximo valor de $P_{smax,j}$, tomado sobre todos os j , é P_{smax} e acontece ao meio dia solar para o painel fotovoltaico que não possui sistema de rastreamento (non-tracking array). Adotando a variável F_3 como uma fração do dia segundo **ABOUZAHR et alii** [52], a função densidade de probabilidade da potência de saída para o painel fotovoltaico pode ser obtida em termos da disponibilidade do painel, denotado por p_{os} , e da indisponibilidade denotado por q_{os} . Portanto, segundo **ABOUZAHR et alii** [52], a saída de potência do sistema fotovoltaico com condicionamento de energia é dado por:

$$f_{p_s}(p_s) = \frac{1}{H} \sum_{j=1}^H f_{p_s,j}(p_s) \quad (4.8)$$

onde $f_{p_s}(p_s)$ é dado por:

$$f_{P_s}(p_s) = \begin{cases} \left[\frac{q_{os}}{H} + \frac{p_{os}}{H} (1 - F_3) \right] \delta(p_s) & \text{Para } p_s = 0 \\ \frac{p_{os} F_3}{HP_{s \max}} \frac{\Gamma(\alpha_{s,j} + \beta_{s,j})}{\Gamma(\alpha_{s,f}) \Gamma(\beta_{s,j})} \times \left[1 - \frac{p_s}{P_{s \max,j}} \right]^{\alpha_{s,j}} \left[\frac{p_s}{P_{s \max,j}} \right]^{\beta_{s,j}} & \text{Para } 0 \leq p_s \leq P_{s \max,j} \\ 0 & \text{Para } \textit{outros} \end{cases} \quad (4.9)$$

Para simplificar, a carga é suposta ser uniformemente distribuída entre L_{\min} e L_{\max} segundo **BILLINTON et alii** [59], e com uma função densidade de probabilidade dada por:

$$f_L(l) = \begin{cases} \frac{1}{L_{\max} - L_{\min}} & \text{Para } L_{\min} \leq l \leq L_{\max} \\ 0 & \text{Para } \textit{outros} \end{cases} \quad (4.10)$$

4.5. APROXIMAÇÕES MATEMÁTICAS PARA A LPSP

Observando a figura 4.1, podemos dizer que a potência de saída do painel fotovoltaico P_s menos a potência demandada pela carga, é igual à potência C armazenada no sistema de condicionamento de potência. É bom salientar também que a potência armazenada é função do tempo; logo segundo **ABOUZHR et alii** [52]:

$$C(t) = P_s(t) - L(t) \quad (4.11)$$

Baseado no tipo e no tempo de vida das baterias, não se deve permitir uma queda de potência, abaixo das considerações de segurança do sistema; a probabilidade encontrada para o estado mínimo é representado pela LPSP. Supondo que $P_s(t)$ e $L(t)$ são estatisticamente independentes.

Assim usando **PAPOULIS** [58], a função densidade de probabilidade de P_s e L , é dada por:

$$f_c(c) = \frac{1}{H} f_{P_s}(P_s) * f_L(-l) \quad (4.12)$$

Usando a equação (4.8) e a propriedade da linearidade de convolução de acordo com CHEN [60], a equação (4.12) se torna:

$$f_c(c) = \frac{1}{H} \sum_{j=1}^H f_{c_j}(c) \quad (4.13)$$

onde;

$$f_{c_j}(c) = f_{p_s,j}(p_s) * f_L(-l) \quad (4.14)$$

Deve ser lembrado, segundo ABOUZAHR et alii [52], que a quantificação de j nos subscritos das equações é válida somente durante o intervalo j de tempo.

A figura 4.2 mostra a curva típica de potência em função do tempo, segundo ABOUZAHR et alii [52] para a variável aleatória entrada de potência condicionada. Se um c_1 pode ser encontrado, tal que a diferença entre as áreas $(c_1T - A_1)$, e A_2 representa a energia armazenada perdida durante o período T , então a LPSP é dada por:

$$LPSP = \int_{-L_{max}}^{-c_1} f_c(c) dc \quad (4.15)$$

Para achar o valor de c_1 , é admitido[51] que:

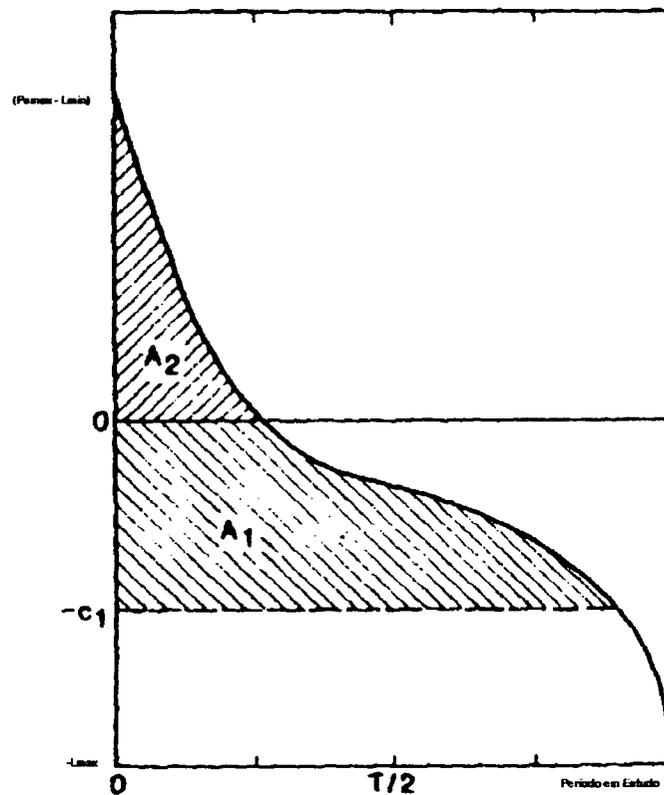
$$(c_1T - A_1) - A_2 = (SSMIN)T \quad (4.16)$$

Então, resolve-se a equação abaixo para c_1 :

$$(P_{smax} - L_{min}) - \int_0^{P_{max} - L_{min}} F_c(c) dc + SSMIN = \int_{-c_1}^0 F_c(c) dc \quad (4.17)$$

Conceitualmente, SSMIN pode ser definido como o máximo valor de potência permitido que pode ser demandado continuamente do condicionamento durante um determinado período. Também, podemos definir o termo $[(SSMIN)T]$, como o total de energia demandada de outras fontes. A solução e demonstração para sistemas com rastreamento, foi proposto por ABOUZAHR et alii [52]. Nas simulações realizadas foi observado que o valor da LPSP é menor para sistemas com rastreamento, devido ao melhor aproveitamento da radiação.

Figura 4.2 - Curva típica de potência para um sistema com condicionamento



Onde:

C = Curva da variável aleatória que representa a potência de entrada de armazenamento, em kW;

C_1 = Valor específico qualquer de C , em kW;

A_1 e A_2 = Áreas abaixo da curva de duração de C ;

T = Período em estudo.

4.6. SISTEMAS INTERLIGADOS À REDE CONVENCIONAL (Grid -connected)

O sistema de geração fotovoltaica isolado (stand alone) tem sua importância em aplicações consideradas de pequeno porte, devido à sua confiabilidade. Estes sistemas, quando possível, estão sendo substituídos por outros conectados à rede elétrica convencional (grid-connected) por ser mais confiáveis quanto ao suprimento à carga, e por permitir centrais de grande porte. Os sistemas fotovoltaicos interligados, principalmente com duplo rastreamento, estão sendo usados em diversos países com bons resultados segundo **RAHMAN et alii** [51]. Os Estados Unidos e a Comunidade Européia (Projeto Eureka), além de países asiáticos como o Japão, estão encontrando nesse tipo de sistema uma alternativa para suprir um percentual da demanda de carga.

O sistema fotovoltaico interligado com a rede convencional tem como vantagem, em relação ao isolado, a não interrupção de energia limite para as cargas quando houver o efeito de sombreamento por nuvens ou algum transiente que venha a prejudicar o atendimento à carga. As flutuações na geração e seus efeitos no sistema ao qual está interligado foi estudado por **UNRUNCH** [61] que fez um relatório no início de 1990 no Kansas (Estados Unidos). Estes relatórios levaram em consideração somente o sombreamento e o movimento das nuvens; os dados desses relatórios tinham características informativas.

Na avaliação para interligação das centrais fotovoltaicas às companhias elétricas, existem várias ferramentas que determinam esta interligação; como por exemplo os operadores estão orientados a fazê-la baseado no comportamento da radiação durante o período em observação. A análise econômica recomenda que a geração fotovoltaica sempre opere em potência máxima, portanto a interligação fotovoltaica pode ser uma técnica útil na avaliação da confiabilidade e otimização de custos durante o período de sombreamento em consequência de nuvens. Assim é

recomendado, onde exista uma rede elétrica convencional, interligar sistemas fotovoltaicos com a rede, associando-o ainda a seu próprio sistema de condicionamento.

4.7. CARACTERÍSTICAS QUANTO À INSTALAÇÃO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS INTERLIGADOS

As principais características para locais de centrais fotovoltaicas interligadas quanto à instalação são as seguintes:

- Alta intensidade de radiação;
- Distribuição regular da radiação padrão em um período anual;
- Temperaturas médias baixas, ou seja, compatíveis com os módulos;
- Baixa probabilidade de formação de tornados, tempestade de areia ou neve;
- Terrenos de planícies e baratos.

Podemos também citar algumas características dos sistemas fotovoltaicos interligados para minimizar os custos das fundações e sombreamento:

- Solo desprovido de rochas ou arbustos;
- Baixas latitudes.

Como características de infra-estrutura:

- Rodovias para fácil acesso;
- Proximidades de subestações e centro de consumo.

Alguns sistemas interligados, principalmente com o de duplo rastreamento, exigem terrenos extremamente planos, principalmente quando os módulos são colocados em fila, como por exemplo; o caso de alguns sistemas nos Estados Unidos.

4.8. IMPACTO DA PENETRAÇÃO DA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA NA REDE CONVENCIONAL

A geração fotovoltaica interligada à rede elétrica convencional pode ser representada sob algum padrão de radiação. Geralmente os modelos estão relacionados com a penetração percentual e flutuações percentuais da central fotovoltaica. A penetração percentual é representada por uma parte da capacidade fotovoltaica instalada que é introduzida na rede convencional sem causar problemas na operação; e flutuações percentuais que representam as variações na potência de saída do sistema fotovoltaico durante um minuto na capacidade instalada.

Considerando uma extensa quantidade de trabalhos publicados sobre a geração fotovoltaica interligada à rede convencional, sejam projetos para demanda residencial ou para uso em larga escala, estes sistemas estão divididos em três etapas:

- a) Estudos do sistema a ser instalado: nesta fase, estudam-se os diversos aspectos com relação ao comportamento da radiação solar;
- b) Estudos quando em operação: nesta fase, estudam-se os impactos da geração fotovoltaica na rede; como por exemplo: harmônicas, frequência;
- b) Estudos de planejamento e confiabilidade: estudam-se ferramentas de avaliação do sistema a longo-prazo, como expansão do sistema e critérios de confiabilidade.

As ferramentas e estudos atuais ainda são insuficientes para uma análise profunda dos impactos causados pela penetração das centrais fotovoltaicas na operação interligada à rede convencional segundo o **PROJETO 2015** [3], **UNRUNCH** [61] e **SCHAEFER** [62]. Para baixos valores de penetração, o impacto deve ser mínimo, principalmente quando há condicionamento de longo-prazo; estes impactos são geralmente causados por extensa cobertura de nuvens. A perspectiva atual é fazer o condicionamento com reservas operacionais, e usar

tecnologias de condicionamento de curto e longo prazos compatíveis com o sistema interligado a um custo competitivo.

As avaliações de penetrações fotovoltaicas em sistemas convencionais (rede elétrica) começaram a ser consideradas na década de setenta. Um estudo realizado nesta década pela Comunidade Européia em um centro comercial na França, concluiu que penetrações superiores a 20% na rede elétrica poderiam levar a sérios problemas de sincronismo na operação de sistemas; estudo de casos de geração de pequeno porte realizados por **ABOUZHR et alii** [52] na década de oitenta, concluiu como 5% de penetração aceitável nos sistemas interligados com a rede elétrica; isto se deve à baixa confiabilidade no fornecimento por pequenas centrais de origem fotovoltaica, principalmente quando não é usado o duplo rastreamento e locais de alta incidência de radiação. Através dos estudos publicados por **UNRUNCH** [61] no Instituto Politécnico da Virgínia que realizou simulações para uma companhia elétrica daquele estado, concluiu que penetrações superiores a 13,27% na rede convencional, poderiam causar problemas de estabilidade; o programa de simulação utilizado foi o **BENCHMARK** do Instituto de Pesquisas Elétricas (EPRI). A Universidade do Arizona, ainda na mesma publicação, confirma as penetrações não superiores a 5% que já haviam sido propostas por **RAHMAN at alii** [51], para pequenas centrais interligadas com a rede. O estudo foi feito através de um modelo computacional de controle automático de carga (CAG) e uma simulação dos movimentos de nuvens sobre os módulos fotovoltaicos. O estudo que foi baseado no fluxo de potência entre a geração fotovoltaica e a convencional, concluiu ainda que havia mudanças grandes nos sistemas de subtransmissão e distribuição quando das flutuações na geração fotovoltaica. Concluiu também, que abaixo dos padrões de nuvens, fluxos de potência reversíveis ocorreram nas linhas de subtransmissão, quando a penetração fotovoltaica alcançava 15% do total da demanda de

carga; sendo que estes fluxos também causavam problemas no sistema de proteção, ocasionando a perda da carga.

Na maioria dos trabalhos publicados até o momento, há recomendações de penetrações de sistemas fotovoltaicos não superiores a 13% do sistema de geração convencional local, e de 10% da carga local instalada que é alimentada pelo sistema convencional. Há também recomendações no sentido de não concentrar as centrais fotovoltaicas em um local específico, mais fazê-las em locais diversos, em virtude do efeito de sombreamento e mudanças bruscas nas condições atmosféricas padrões para o local da instalação. É importante salientar que essas estudos foram baseados em companhias elétricas que tenham respostas rápidas (fast-ramping) em seus sistemas de geração convencional. As simulações poderiam representar uma participação maior para a penetração, caso fosse considerada uma interligação híbrida distribuída; ou seja, geração eólica e diesel descentralizada e interligada com o sistema em estudo. Este arranjo poderia suprir as perdas por sombreamento e diminuir a necessidade de respostas rápidas do sistema convencional.

4.9. PRINCIPAIS FERRAMENTAS COMPUTACIONAIS USADAS NAS AVALIAÇÕES DE SISTEMAS INTERLIGADOS

a) BENCHMARK

Este programa modela unidades térmicas a carvão, gás e nuclear, fotovoltaicas e convencionais em operações interligadas ou isoladas. Simula também custos probabilísticos e disponibilidades de unidades de geração através de despacho econômico durante um período semanal ou anual. O programa faz avaliações em períodos pequenos, como por exemplo uma hora. Também mostra os fluxos de potência de linhas interligadas aos diversos sistemas.

Finalmente estima o custo de operação de cada unidade, o total de combustível consumido e o custo do MWh produzido durante a interligação. O programa foi desenvolvido pelo EPRI-Electric Power Research Institute.

b) PVFORM

Desenvolvido pelo laboratório SANDIA dos Estados Unidos, através de um agência do Governo Americano. Realiza as principais tarefas do BENCHMARK, com a novidade da introdução da geração eólica, e com a exclusão da geração nuclear. Uma das vantagens do PVFORM é o modelamento mais amplo da geração fotovoltaica, por exemplo modelamento de módulos e do sistema de condicionamento.

c) SOMES

Desenvolvido pelo Departamento de Ciência, Tecnologia da Universidade de Utrecht, como instrumento de tese de doutorado; simula modelamento de projetos, operação e otimização da geração a diesel, fotovoltaica e eólica, interligados com a rede convencional. A base de cálculo é horária e o programa é comercializado por aquela Universidade.

d) ASHLING

Desenvolvido pela Universidade de Lee Maltings – Irlanda, realiza as mesmas tarefas do SOMES com a novidade de introduzir avaliações de sistemas a duplo rastreamento, o programa foi testado para cargas leves, ou seja para sistemas de pequeno porte, e obteve uma precisão aceitável pelas Companhias Elétricas da Irlanda.

4.10. CONSIDERAÇÕES APROXIMADAS PARA MODELAGEM DE SISTEMAS INTERLIGADOS.

A modelagem dos sistemas fotovoltaicos interligados é um dos estudos mais discutidos no momento, para a geração de grande, médio e pequeno porte. Vários tratamentos matemáticos

estão surgindo para provar que esta tecnologia, ou seja, rede convencional elétrica interligada a fotovoltaica é viável. Um tipo de modelamento para sistemas fotovoltaico é mostrado a seguir. O esquema mostrado na figura 4.3, foi proposto por **RAMAKUMAR et alii** [63], sendo usado em simulações cronológicas.

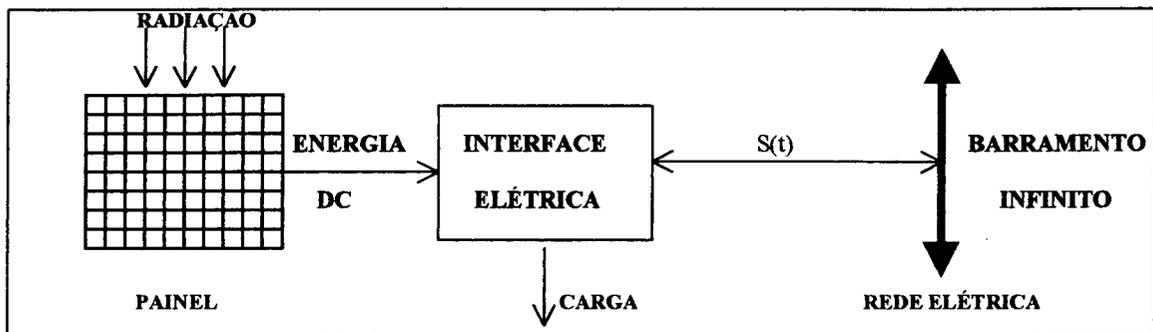


Figura 4.3 – Esquema para modelagem de um sistema fotovoltaico interligado à rede convencional.

O esquema mostrado na figura 4.3 é composto por um painel fotovoltaico conectado a um barramento infinito (rede), através de uma interface apropriada, como por exemplo conversores, filtros e transformadores; e esta interface está alimentando uma carga conhecida. O excesso de energia que é produzido pela central fotovoltaica (aqui representada pelo painel) é injetado para a rede, além de ser usada para suprir a carga. A rede também pode suprir a carga em qualquer situação, como por exemplo no caso do efeito do sombreamento e nos casos em que a central fotovoltaica não consiga por algum motivo atender a demanda da carga.

O sistema proposto requer extensas séries temporais de dados de radiação e carga. O modelo está baseado em cálculos determinísticos e assume a média da radiação e carga, para calcular o total de energia sustentada ou adquirida para ser utilizada. O modelo é baseado também em aproximações probabilísticas já discutidas neste capítulo quando do tratamento isolado (stand-alone). A técnica de convolução é usada por **RAMAKUMAR et alii** [63] e

ABOUZHR et alii [64] para determinar as expressões analíticas da curva de duração da potência entregue à rede, e a solicitada pela carga.

4.10.1. Descrição do Modelo:

O ciclo anual das estações sugere que a avaliação de um sistema fotovoltaico interligado à rede convencional deve ser tomado para um ano não base, e durante o primeiro mês do ano. O tempo diurno é dividido em H_m intervalos e as noites em U_m intervalos. Tipicamente, estes intervalos são definidos para uma hora de duração. Considerando como j -ésimo o intervalo de tempo diurno, a saída da potência durante a hora j para o mês em estudo m ; $P_{s,m,j}$, é expressa em função do máximo valor possível para este tempo alocado, $P_{smax,m,j}$, então:

$$P_{s,m,j} = P_{smax,m,j} (1 - K_{m,j}) \quad (4.18)$$

onde $K_{m,j}$ é a variável aleatória que representa a cobertura de nuvens durante um intervalo j do dia para o mês m . A variável aleatória $K_{m,j}$ pode ser suposta como uma distribuição Beta, com a média $\mu_{s,m,j}$ e variância $\sigma^2_{s,m,j}$, de acordo com **YARAMANOGLU et alii** [57]. A quantidade $P_{smax,m,j}$ é função da máxima radiação, rendimento do painel fotovoltaico, e da área ocupada pelos painéis. O máximo valor de $P_{smax,m,j}$ durante o ano é representado por P_{smax} ocorre ao meio dia solar com máxima radiação. Usando o teorema de Bayes, **PAPOULIS** [58], a função densidade de probabilidade mês m que representa a saída da potência do painel, pode ser obtida em termos da função densidade de probabilidade, então de acordo com **RAMAKUMAR et alii** [63]:

$$f_{Ps,m}(Ps) = \frac{1}{H_m + U_m} \sum_{j=1}^{H_m + U_m} f_{Ps,m,j}(Ps) \quad (4.19)$$

A função densidade de probabilidade é derivada de **ABOUZAHR et alii** [52] em função dos termos de $P_{smax,m}$ e foram realizadas as mudanças do subscrito j por m, j e o parâmetro H é adotado como a unidade, além de $F3$ se adotado como zero para intervalos noturnos ($j = 1, \dots, U_m$), e a unidade para intervalos diários ($j = U_m+1, \dots, H_m+U_m$). Com essas modificações em **ABOUZAHR et alii** [51] a função densidade de probabilidade, $f_{Ps,m,j}$, calculada por **RAMAKUMAR et alii** [63] é obtida como:

- Para intervalos noturnos:

$$j = 1, \dots, U_m$$

$$f_{P,s,m}(P_s) = \delta(P_s)$$

- Para intervalos diários:

$$j = U_m+1, \dots, H_m+U_m$$

$$f_{P_s,m,j}(P_s) = \begin{cases} q_{os} \delta(P_s) \xrightarrow{\text{Para}} p_s = 0 \\ \frac{p_{os}}{P_{smax,j}} \frac{\Gamma(\alpha_{s,m,j} + \beta_{s,m,j})}{\Gamma(\alpha_{s,n,j}) \Gamma(\beta_{s,m,j})} \times \\ \left[1 - \frac{P_s}{P_{smax,m,j}}\right]^{\alpha_{s,m,j}-1} \left[\frac{P_s}{P_{smax,m,j}}\right]^{\beta_{s,m,j}-1} \xrightarrow{\text{Para}} 0 \leq P_s \leq P_{smax,m,j} \\ 0 \xrightarrow{\text{Para}} \text{outros} \end{cases} \quad (4.19)$$

As cargas na prática são adotadas como uniformemente distribuídas, entre o máximo valor $L_{max,m,j}$ e o mínimo valor $L_{min,m,j}$, durante a hora j e mês m . Em geral, existem dois valores para a função probabilidade de carga, e é dado por **ABOUZAHR et alii** [64] pela equação:

$$fL_{m,j}(l_{m,j}) = \begin{cases} \frac{1}{(L_{min,m,j} - L_{max,m,j})} \xrightarrow{\text{para}} L_{min,m,j} \leq l_{m,j} \leq L_{max,m,j} \\ 0 \xrightarrow{\text{para}} \text{outros} \end{cases} \quad (4.20)$$

As cargas constantes são representadas por $L_{max,m,j} = L_{min,m,j}$, e neste caso a equação

(4.20) se torna:

$$fL_{m,j} = \delta(l_{m,j} - L_{max,m,j}) \quad (4.21)$$

4.10.2. Considerações Aproximadas para a Potência Fornecida Para a Rede:

A potência fornecida para a rede elétrica é uma função do tempo. Considerando as j horas do dia durante o mês m , a potência é dada por:

$$S_{m,j} = P_{s,m,j} - L_{m,j} \quad (4.22)$$

Valores positivos para $S_{m,j}$ implicam que a potência está sendo injetada na rede, além de alimentar a carga. Enquanto valores negativos para $S_{m,j}$ implicam que a potência gerada pelo central fotovoltaica (painel) está sendo usada para alimentar a carga, e uma determinada potência da rede está sendo usada para alimentar a carga também; neste caso, a central não supre a demanda da carga. Portanto, $S_{m,j}$ é variável aleatória contínua e a função densidade de probabilidade pode ser dada pela convolução da função densidade de $P_{s,m,j}$ e $(-L_{m,j})$, que segundo [63] é dada por:

$$f_{S_{m,j}}(s_{m,s}) = f_{P_{s,m,j}}(p_s) * f_{L_{m,j}}(-l_{m,j}) \quad (4.23)$$

A independência estatística da radiação e carga implica na equação (4.23). Embora esta não seja válida para todos os tipos de carga, é apropriada para a carga total. Além disso, segundo **ABOUZHR et alii** [64], usando ainda **PAPOULIS** [58] e considerando uma base mensal de dados, a função densidade de distribuição e densidade de probabilidade aplicada para o mês m do ano são obtidas como:

$$f_{S_m}(s_m) = \frac{1}{24} \sum_{j=1}^{24} f_{S_{m,j}}(s_{m,j}) \quad (4.24)$$

e

$$FS_{m,j}(s_m) = \frac{1}{24} \sum_{j=1}^{24} FS_{m,j}(s_{m,j}) \quad (4.25)$$

Se considerarmos uma base anual as equações (4.24) e (4.25) resultam:

$$f_s(s) = \frac{1}{12} \sum_{m=1}^{12} f_{s_m}(s_m) \quad (4.26)$$

e

$$Fs(s) = \frac{1}{12} \sum_{m=1}^{12} Fs_m(s_m) \quad (4.27)$$

É importante dizer que as diferenças dos números de dias para os meses são ignorados, e que as equações determinadas são para as cargas que não variam significativamente durante o dia em estudo. Então diariamente e mensalmente as estatísticas tornam-se idênticas. Caso isto não ocorra, o ano deveria ser dividido em intervalos de curta duração; então a integral de convolução de **ABOUZAHR et alii** [64] deve ser considerada para três condições:

$$i) (L_{\max,m,j} - L_{\min,m,j}) \leq P_{s_{\max,m,j}}$$

$$ii) (L_{\max,m,j} - L_{\min,m,j}) > P_{s_{\max,m,j}}$$

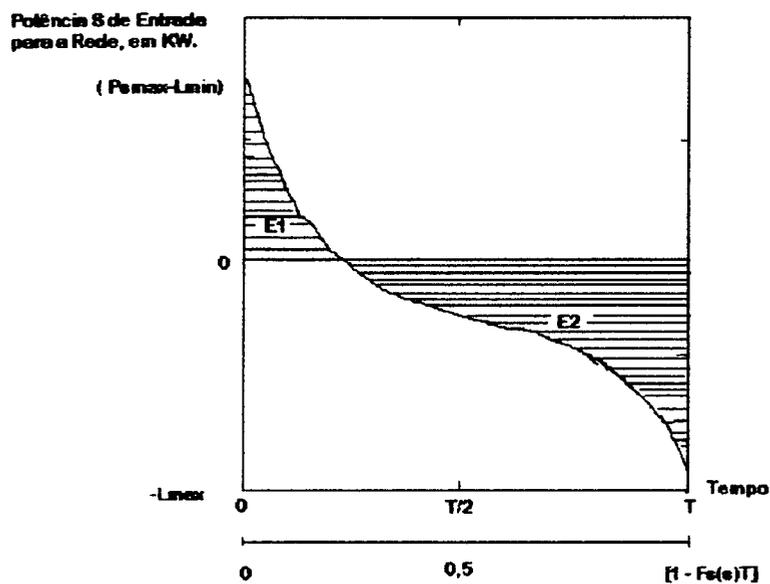
$$iii) (L_{\max,m,j} = L_{\min,m,j})$$

As expressões para $Fs_{m,j}(s_m)$ e para $\int Fs_{m,j}(s_m) ds_{m,j}$, são obtidas para os casos de i) e ii) na referência **RAHMAN et alii** [51] e para a condição iii) esta na referência **ABOUZAHR** [63].

4.10.3. Considerações de Potência Através das Curvas $SX(1-Fs(s))T$:

O curva 4.1 mostra a curva S em função de $(1-Fs(s))T$, onde T é o período em estudo. L_{\max} é o máximo valor de todos os $L_{\max,m,j}$, e L_{\min} é o valor de todos os $L_{\min,m,j}$, durante o período em estudo. A escolha de S varia de $-L_{\max}$ correspondente a saída zero da central fotovoltaica (painel) e máxima carga, e $(P_{s_{\max}} - L_{\min})$ que corresponde a uma determinada potência de saída e mínima carga.

Curva 4.1 – Curva da potência de entrada para a rede em função do tempo.



Onde:

- E_1 = Área que representa a potência elétrica da rede, em kW;
- E_2 = Área que representa a potência fornecida pela rede, em kW;
- $F_s(s)$ = Função densidade de probabilidade para a potência da rede;
- P_{smax} = Potência máxima para curva de potência de entrada da rede, em kW;
- L_{min} = Carga mínima para todos os $L_{min,m,j}$;
- L_{max} = Carga máxima para todos os $L_{max,m,j}$;
- T = Período em estudo.

A curva 4.1 pode ser plotada para uma hora em específico, mês, ou até mesmo para uma estação do ano. A área E_1 representa a energia da rede elétrica e E_2 , a energia fornecida pela rede à carga, quando a central Fotovoltaica (painel) não supre carga. Estas áreas são obtidas por [62], usando as expressões para $\int F s_{m,j}(s_m) ds_{m,j}$, onde então:

$$E_1 = (P_{smax} - L_{min})T - T \int_0^{P_{smax} - L_{min}} F s(s) ds \quad (4.28)$$

e

$$E_2 = T \int_{-L_{max}}^0 F s(s) ds \quad (4.29)$$

Dependendo do período em estudo considerado, os aspectos econômicos na interligação podem ser calculados, desde que seja possível calcular o valor de E_1 e E_2 em um determinado período.

CAPÍTULO 5

ASPECTOS ECONÔMICOS E CENÁRIO ATUAL DA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA

5.1. INTRODUÇÃO

Os riscos financeiros são consideráveis para alguns tipos de geração de energia. Estes riscos aumentam quando a geração é nuclear e quando não há estudo adequado para instalações de novas unidades de geração. As gerações a óleo, gás ou a carvão apresentam um tempo relativamente curto para construção, quando comparadas com a hidroelétrica, e apresentam relativamente baixos riscos ambientais. Entretanto, os custos operacionais são altos e o combustível pode se tornar restrito, como o foi de 1970 a 1980. A geração fotovoltaica, quando se torna competitiva no custo, pode ser usada de maneira crescente e rápida, uma vez que a construção de uma central fotovoltaica tem como característica a expansão em módulos.

As centrais fotovoltaicas enfrentam dificuldades no que concerne à competitividade com outras tecnologias consideradas mais convencionais, e entre estas podemos citar:

- Localização bem definida, pois depende das variações regionais, sendo a principal delas a intensidade da radiação solar incidente;
- Baixa densidade energética, necessitando de grandes áreas; neste caso o custo da terra tem um valor significativo no orçamento total da central;

- Dependência em relação às variações climáticas, necessitando por isso de complementação da energia gerada, para atender a demanda de carga;
- Alto custo de investimento mesmo para tecnologias mais desenvolvidas; é bom lembrar que o custo operacional é quase nulo.

O maior obstáculo para a disseminação da geração fotovoltaica em larga escala é o custo da Central, Cotado em 1995 no mercado internacional em torno de US\$10,00/Wp, sendo US\$6,00/Wp para as estruturas e sistemas de condicionamento, e US\$4,00 para os módulos, isto considerando as células de silício monocristalino. No mercado nacional, este valor aumenta para US\$11,00/Wp de acordo com a SIEMENS[33].

Segundo o **Departamento de Geração Fotovoltaica da Indústria Siemens - São Paulo** [33], estes valores tiveram um decréscimo para US\$8,00/Wp para o mercado internacional, e US\$10,00/Wp para o mercado nacional em 1996. Hoje esse valor está em torno de US\$ 4,95 no mercado internacional, segundo a revista Photovoltaic News (edição de julho de 1997).

Analisando o exposto acima, podemos dizer que o custo da geração fotovoltaica ainda é alto, porém a economia de escala está fazendo com que estes valores decresçam regularmente. O progresso na industrialização das células, normalmente gera uma redução no custo unitário; quanto maior o mercado, mais barato o produto. Este tipo de redução de custo foi experimentado em muitos ramos da indústria; como por exemplo, os custos dos transistores de silício que, de um ponto de vista técnico, são relacionados comparativamente às células de silício. Até cerca de 1973, toda produção de células fotovoltaicas era para utilização astronáutica. Este mercado difere de um mercado aberto numa economia livre, porque é altamente restrito. Nos Estados Unidos havia não mais que dois fabricantes naquele ano, isto implica quase nenhuma expansão da indústria fotovoltaica. Porém, após meados da década de 1970 a indústria fotovoltaica

começou a se expandir, e o mercado que era apenas da indústria astronáutica, duplicou. Atualmente a indústria fotovoltaica tem o apoio de muitos órgãos governamentais. A tendência das pesquisas é reduzir o custo para US\$1,15/Wp para a célula de silício monocristalino até meados do ano 2000 de acordo com o **PROJETO 2015** [3], e para US\$1,00/Wp amorfo de acordo com **OVSHINSKY** [66].

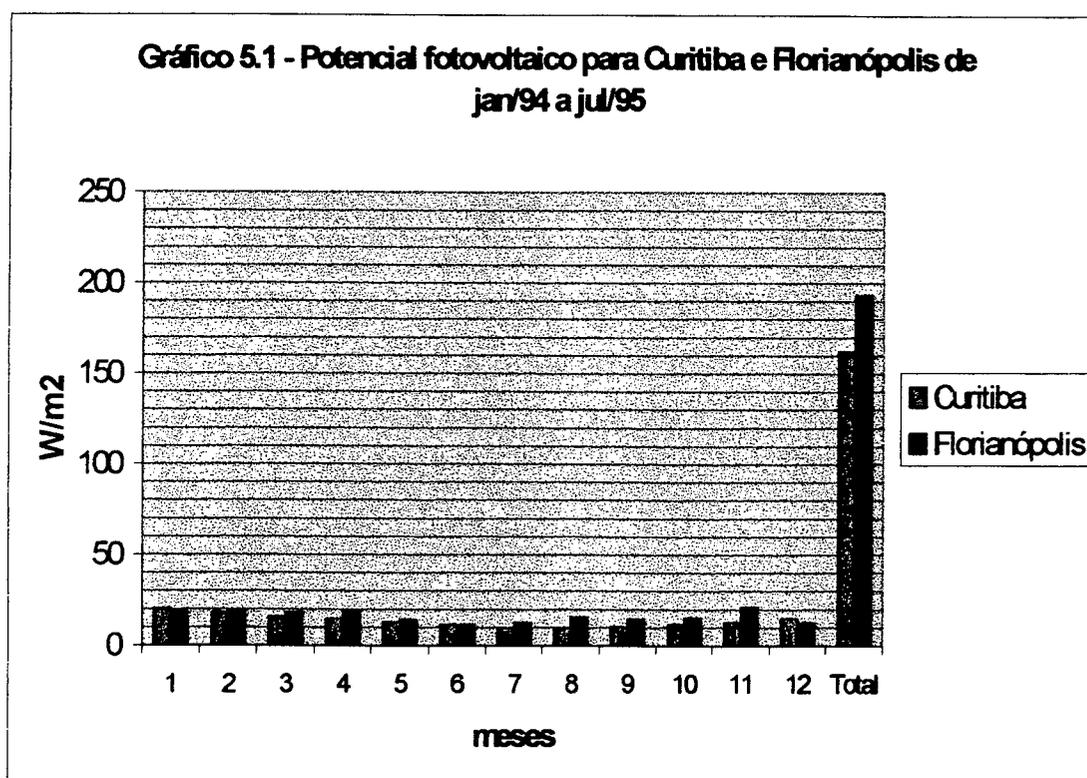
5.2. LEVANTAMENTO DO POTENCIAL FOTOVOLTAICO PARA FLORIANÓPOLIS E CURITIBA

Usando imagens de satélites geoestacionários foram estimados os valores de radiação solar para a cidade de Florianópolis e Curitiba, sendo que os dados da estimação de Florianópolis foram comparados com os do Laboratório de Energia Solar da Universidade Federal de Santa Catarina. Os dados da estimação de Curitiba foram comparados com **NUNES et alii** [9]. Esta mesma referência, devido à ausência de alguns meses de fotos no campo visível, foi usada para estimar os meses de janeiro a junho de 1994.

Usando o rendimento médio de 9,34% para a geração fotovoltaica, conforme já visto neste trabalho, temos na tabela e gráfico 5.1 para as cidades de Curitiba e Florianópolis, os seguintes valores para o potencial fotovoltaico médio mensal em W/m^2 .

Tabela 5.1 – Valores do potencial fotovoltaico de janeiro de 1994 a julho de 1995 para Curitiba e Florianópolis em W/m^2 .

Mês	Curitiba	Florianópolis
Janeiro	20,36	18,31
Fevereiro	18,03	19,61
Março	15,78	18,12
Abril	14,60	18,84
Maiο	12,61	14,20
Junho	11,30	11,21
Julho	9,62	12,24
Agosto	9,71	15,74
Setembro	10,46	14,57
Outubro	11,86	15,22
Novembro	12,70	21,11
Dezembro	14,94	12,24
Total	161,97	191,41



Observando a tabela e o gráfico 5.1 correspondente, podemos verificar que há uma capacidade de geração fotovoltaica anual de aproximadamente 19% favorável a Florianópolis. Isto se deve a vários fatores de origem climática e de relevo. Podemos dizer também que a radiação de Curitiba é superior para os meses de dezembro e janeiro em relação a Florianópolis. Isto se deve à incidência dos diferentes tipos de nebulosidade.

5.3. INTRODUÇÃO A ENERGIA EÓLICA

Discutamos agora a viabilidade de se optar para a instalação da geração eólica ou fotovoltaica para as cidades de Curitiba e Florianópolis.

A energia eólica é definida como a energia cinética contida nos deslocamentos das massas de ar, basicamente provocadas pelo aquecimento desigual da atmosfera resultante da incidência dos raios solares conjugada com orientação e movimentos da Terra. Esta forma de energia da natureza se caracteriza principalmente por ser renovável, de baixa densidade energética e de caráter intermitente. O aquecimento desigual estabelece um gradiente de pressão, e o efeito combinado deste gradiente com o movimento de rotação da Terra forma as correntes de ar livres a grandes altitudes. Já em altitudes menores, até cerca de 10 m, existe uma camada turbulenta onde, por ser o ar um fluido e ter viscosidade, a velocidade do vento varia com a altitude (devido ao atrito com a superfície) e com o gradiente de temperatura. Assim, o gradiente vertical de velocidade do vento é também função do relevo, ou rugosidade do terreno, e do gradiente vertical de temperatura, o qual varia com as condições de tempo. A influência do relevo é importante mesmo em uma mesma região. Os ventos tendem a ser canalizados no sentido de vales, estuários e cursos d'água. A intermitência com que estes sopram influi fortemente no modo de captação, conversão e aproveitamento da energia eólica, inclusive nos

custos de geração. De uma forma geral, ocorrem variações de velocidades diárias, mensais, anuais e sazonais, e isto influencia na viabilidade da energia elétrica gerada.

Portanto, podemos dizer que o aproveitamento da energia eólica gerada possui características similares às de energia solar fotovoltaica no que se refere à localização específica, baixa densidade energética e regularidade de fornecimento.

5.3.1. Potencial Eólico Para as Cidades de Curitiba e Florianópolis:

Na prática, a energia do vento é medida por dispositivos análogos a um moinho de vento, os anemômetros fazem registro dessa velocidade. A potência, segundo PALZ [13] é determinada pela equação:

$$P = 0,63 \times \left(\frac{v}{10}\right)^3$$

Onde P é dada em kW/m² de área normal à direção do vento, e v em m/s.

O rendimento de um gerador eólico depende do projeto do rotor (forma) e da velocidade de rotação, expressa a razão da velocidade da ponta da pá para a velocidade do vento. De acordo com PALZ [13], o rendimento médio para a conversão eólica é de aproximadamente 12%.

As tabelas 5.2 e 5.3 mostram as velocidades médias mensais para o ano base de 1994 e potencial eólico, para as cidades de Curitiba e Florianópolis. Os dados foram fornecidos pelo Centro Meteorológico de Vigilância do CINDACTA II (Segundo Centro Integrado de Defesa Aérea e Controle de Tráfego Aéreo) de Curitiba.

Tabela 5.2 - Potencial eólico para Florianópolis.

Mês	Velocidade em nós	Velocidade em m/s *	Potência em W/m ² **
Janeiro	11,00	5,61	13,35
Fevereiro	10,80	5,51	12,65
Março	10,40	5,30	11,26
Abril	9,70	4,95	9,17
Mai	9,80	5,00	9,45
Junho	9,90	5,05	9,74
Julho	9,50	4,85	8,62
Agosto	11,10	5,66	13,71
Setembro	11,0	5,61	13,35
Outubro	10,30	5,25	10,94
Novembro	12,00	6,12	17,33
Dezembro	11,60	5,92	15,69
Total	127,10	64,83	145,26

Tabela 5.3 – Potencial eólico para Curitiba

Mês	Velocidade em nós	Velocidade em m/s *	Potência em W/m ² **
Janeiro	11,10	5,66	13,70
Fevereiro	9,45	4,82	8,46
Março	10,48	5,34	11,51
Abril	10,07	5,14	10,26
Mai	8,74	4,46	6,70
Junho	10,23	5,22	10,75
Julho	10,60	5,41	11,97
Agosto	9,71	4,95	9,16
Setembro	11,33	5,78	14,59
Outubro	10,29	5,25	10,93
Novembro	11,77	6,00	16,32
Dezembro	12,19	6,22	18,19
Total	125,96	64,25	142,54

* 1 Nó = 1,852 km/h – Sonemaker, J. B. “Meteorologia Aeronáutica”. Editora Asa.

** Considerando o rendimento de 12%.

As tabelas 5.4 e 5.5 e os gráficos 5.2 e 5.3 mostram o comportamento da energia gerada por uma central fotovoltaica e eólica em escala mensal, para as cidades de Curitiba e Florianópolis de acordo com o exposto nas tabelas anteriores.

Tabela 5.4 - Potencial fotovoltaico e eólico para Curitiba em W/m^2

Mês	Potencial Fotovoltaico	Potencial Eólico
Janeiro	20,36	13,70
Fevereiro	18,03	8,46
Março	15,78	11,51
Abril	14,66	10,26
Mai	12,61	6,70
Junho	11,30	10,75
Julho	9,62	11,97
Agosto	9,71	9,16
Setembro	10,46	14,59
Outubro	11,86	10,93
Novembro	12,70	16,32
Dezembro	14,97	18,19
Total	162,06	142,54

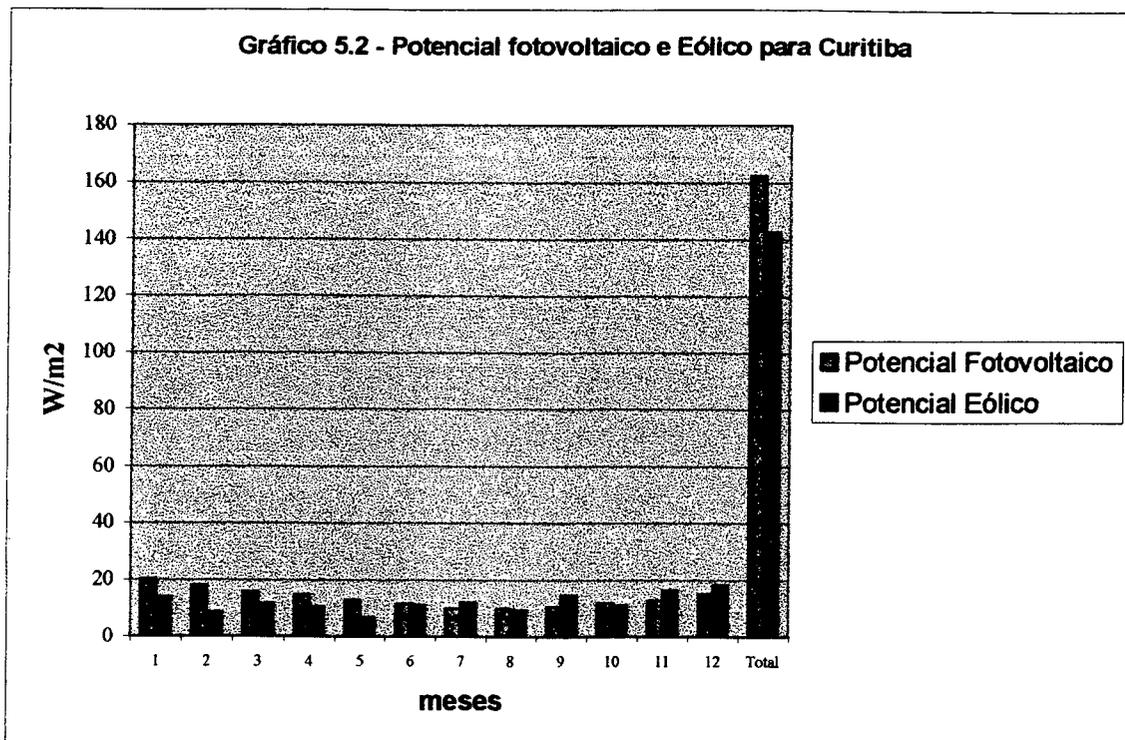


Tabela 5.5 – Potencial fotovoltaico e eólico para Florianópolis em W/m²

Mês	Potencial Fotovoltaico	Potencial Eólico
Janeiro	18,31	13,35
Fevereiro	19,61	12,65
Março	18,12	11,26
Abril	18,84	9,17
Mai	14,20	9,45
Junho	11,21	9,74
Julho	12,24	8,62
Agosto	17,73	13,71
Setembro	14,57	13,35
Outubro	15,22	10,94
Novembro	21,11	17,33
Dezembro	12,24	15,62
Total	193,4	145,19

Tabela 5.6 – Potencial fotovoltaico e eólico para Curitiba no ano base de 1994 em MWh

Mês	Potencial Fotovoltaico	Potencial Eólico
Janeiro	4,81	3,23
Fevereiro	4,26	1,99
Março	3,72	2,72
Abril	3,46	2,42
Mai	2,98	2,58
Junho	2,67	2,53
Julho	2,27	2,82
Agosto	2,29	2,16
Setembro	2,47	3,44
Outubro	2,80	2,58
Novembro	2,96	3,85
Dezembro	3,53	4,29
Total	38,22	34,61

Considerando a área das três maiores usinas da Companhia Paranaense de Energia Elétrica (COPEL), podemos observar que se essa área fosse destinada à geração fotovoltaica ou eólica, haveria um potencial de 38,22MWh ou 34,61MWh, respectivamente. Isto corresponde por exemplo a uma penetração de aproximadamente 15% e 14% no consumo médio da cidade de Ponta Grossa, que é de aproximadamente 250MWh/ano. Se a decisão nesse caso fosse baseada no fator custo, considerando o custo médio de geração de US\$0,062kWh para a eólica no Brasil e de US\$0,15kWh para a fotovoltaica, segundo o **PROJETO 2015** [3], seria mais lucrativo instalar uma central eólica, mesmo considerando o custo de manutenção de 2% a mais para a eólica com relação à fotovoltaica segundo, ainda, o **PROJETO 2015** [3]. É importante dizer que o custo da manutenção é devido às partes móveis do rotor da geração eólica. Quanto ao tempo de vida, assim como as fotovoltaicas, as eólicas tem uma vida média de 25 a 30 anos.

5.5. PERSPECTIVA DA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA NO BRASIL

A produção de energia fotovoltaica exige grandes áreas de terras. Embora uma central fotovoltaica exija cerca de 10 vezes a área de uma central convencional, e como a questão da terra é delicada na maioria dos países, esse problema diminui se soubermos escolher bem os locais de instalação. No Brasil a terra é um dos problemas se considerarmos as centrais próximas aos centros urbanos, porém deixaria de ser se grandes áreas do cerrado ou sertão fossem usadas para a instalação dessas. Considerando também que na maioria dos países do chamado Terceiro Mundo, a manutenção é um critério primário para a escolha de uma determinada tecnologia, a geração fotovoltaica é favorecida, pois não possui partes móveis e tem a propriedade da modularidade, com exceção dos sistemas rastreados, onde a manutenção não pode ser desprezada.

O Brasil, em termos potenciais, possui um mercado da ordem de vinte milhões de pessoas sem acesso a energia elétrica segundo SOLIANO [65], um freqüente uso ineficiente de Diesel na produção de energia elétrica em sistemas isolados e no bombeamento d'água para uso doméstico e na irrigação. Há vários sistemas demonstrativos em operação (mais de 370kWp em geração fotovoltaica), SOLIANO [65]; uma capacidade científica não desprezível, uma capacidade de produção ou acesso a tecnologia de um razoável nível de maturidade, a possibilidade de captação de recursos em diversas fontes, em particular, através do Solar Initiative do Banco Mundial, do Programa de Apoio ao Pequeno Produtor (PAPP) e do Programa de Energia Renováveis (PROERN) do Banco do Nordeste do Brasil, do Programa de Desenvolvimento Energético de Estados e Municípios (PRODEEM), e a existência de um número substancial de cooperativas agrícolas e alguns órgãos não governamentais, tornam a geração fotovoltaica atrativa no cenário atual. Contudo, as restrições ainda existem, mesmo em

áreas remotas, devido às questões ambientais e também ao preço não competitivo desse tipo de geração.

5.6. A EXPERIÊNCIA NACIONAL NA DISSEMINAÇÃO DA ENERGIA SOLAR FOTVOLTAICA

O aumento das preocupações com os problemas ambientais, em particular com a possibilidade de aquecimento global, causado pela acumulação de CO₂ na atmosfera, tem ajudado a convencer a sociedade que as tecnologias que não emitem carbono devem ocupar um papel fundamental nas futuras estratégias para a produção e uso de energia. O recurso solar, sob a forma de geração fotovoltaica, apesar de ser superior a qualquer outro recurso fóssil, tem sido usado de maneira reduzida. Avanços tecnológicos na área de materiais fotovoltaicos, com o aumento da eficiências das células, com novas formas e geometria dos painéis, adequadas até em usos na construção civil, estão fazendo com que esse tipo de energia se torne uma opção economicamente viável, para uma série de aplicações, inclusive interligada a rede convencional elétrica. Além disso, uma parte substancial da população dos países do chamado Terceiro Mundo ainda não tem acesso à eletricidade, particularmente na área rural, para onde a extensão das formas de suprimento da energia convencional é quase inviável. Por outro lado, formas de produção local, como a geração fotovoltaica isolada, podem vir a representar uma solução definitiva para suas necessidades de energia elétrica. Por estas razões, observa-se que existe um esforço mundial em curso para se resolver o mercado para as fontes de energia renovável, em particular a fotovoltaica. Este esforço é conjunto e, pouco a pouco, começa a produzir alguns resultados.

Em 1991, a Organização da Nações Unidas promoveu dois importantes eventos que estabeleceram como base para a retomada das energias renováveis, a nível mundial; o

International Workshop on Mass Production of Photovoltaics: Commercialization and Policy Options, que gerou a Declaração de São Paulo, SOLIANO [65], e a International Solar Energy Conference on Economic and Political Initiatives for Applications of Renewable Energies in Developing Countries, que resultou na declaração de Harare, que sugere que os países em desenvolvimento não devem esperar pelos países desenvolvidos para introduzir a geração fotovoltaica, mas procurar construir suas bases industriais nacionais e fazer uso de suas vantagens comparativas em potencial. Recomenda, ainda, que seja buscada uma abordagem nova para investimentos de forma a deslocar a ênfase em créditos de curto-prazo, sem levar em conta critérios ecológicos, para empréstimos de longo-prazo compatíveis com um mundo sustentável, especialmente na área da geração fotovoltaica.

A Declaração de São Paulo identifica as medidas necessárias para possibilitar que a energia solar fotovoltaica venha a fornecer serviços básicos de eletricidade às populações rurais dos países em desenvolvimento. O Grupo de Energia Solar Para o Meio-Ambiente e Desenvolvimento das Nações Unidas (UNSEGED), foi criado e tem discutido formas de fortalecer a estrutura institucional internacional para a promoção e utilização das fontes de energia renovável.

Na Conferência do Rio, em 1992, a problemática energética foi discutida com ênfase. De acordo com esta conferência, não é sustentável a forma pela qual a energia é atualmente produzida e consumida, sendo recomendado o uso eficiente de fontes ambientalmente benéficas, em particular as fontes renováveis. Em 1993, a UNESCO promoveu The High Level Expert Meeting for the World Solar Summit e identificou iniciativas e projetos estratégicos que poderão vir a compor um programa global para a promoção das energias renováveis dentro do que pode ser chamado de Década Solar Mundial (1995-2005). Para isso, os países industrializados têm criado programas de cooperação na área da geração fotovoltaica, a exemplo do Programa

Eldorado, do Governo Alemão, do Departamento de Energia dos Estados Unidos, através do National Renewable Energy Laboratory (NREL) e do Sandia National Laboratory, e de ações do Governo Francês, em Particular no Marrocos e na Dinamarca.

Em 1994, a Comissão Européia, através da Declaração de Madrid, definiu um plano de ação para as fontes renováveis para a Europa, estabelecendo como meta que no ano 2010, as energias renováveis podem vir a substituir 15% da demanda de energia primária convencional [5], na União Européia. O Banco Mundial, através do Global Environmental Facility, viabiliza doações, empréstimos facilitados e parcerias para projetos direcionados para a redução do Efeito Estufa, incluindo eficiência energética e energia solar. Finalmente, em março de 1995, o Banco Mundial lança o Programa The Initiative, com o objetivo de preparar e financiar aplicações comerciais e pré-comerciais de tecnologia solar fotovoltaica e outras renováveis.

5.7. O CENÁRIO NACIONAL DA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA

Apesar do interesse e apoio que existiu no final dos anos setenta e início da década de oitenta às formas renováveis de energia, onde vários grupos de pesquisas tiveram atuação marcante com alguns projetos demonstrativos colocados em operação, e que se produziu o Programa Nacional Para a Energia Solar (Prosolar); houve um desaquecimento das pesquisas e atividades nesta área no final da década passada. Para isto contribuiu o desinteresse global por estas formas de energia em virtude da queda dos preços do petróleo. O acidente da usina de Chernobyl, entre outros, representou um novo despertar que veio a se fortalecer com a Guerra do Golfo e o chamado Eco-Choque, ou seja, com as questões ecológicas. Estes episódios foram fatos marcantes para uma retomada no interesse para fontes renováveis no Brasil e em outros países. Em 1991, com o apoio do Governo Federal e do Governo de São Paulo e das Nações Unidas, foi produzida a já citada Declaração de São Paulo. Cooperações Internacionais levaram a

implantação de alguns projetos pilotos demonstrativos envolvendo concessionárias de energia elétrica e universidades, como por exemplo:

- Quinze sistemas de bombeamento fotovoltaico em vilas no interior do Estado do Ceará, numa cooperação do Governo Alemão, a Companhia Energética do Ceará (COELCE) e a Secretaria de Planejamento do Estado;
- Sistemas fotovoltaicos para estações de telecomunicações, através de Furnas e CEPEL;
- Eletrificação de cercas para confinamento de caprino, feito pela Associação de Pequenos Agricultores do Município de Valente – São Paulo (APAEB).

Na Conferência do Rio, foi firmado um protocolo de intenções para cooperação entre o Departamento de Energia do Ceará e Pernambuco, que ajudou num convênio o Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL) e o National Renewable Energy Laboratory (NREL), e que num projeto inicial projetou a iluminação de residências e escolas no interior desses estados. Numa segunda fase houve também projetos de iluminação no interior do Estado da Bahia e no momento, o programa esta realizando projetos nos Estados de São Paulo e Paraná. No Estado de São Paulo, a Companhia Energética de São Paulo (CESP) eletrificou 11 centros comunitários no interior da Estação Ecológica da Juréia, com uma potência instalada de 5184Wp, e mais 1036Wp em centros comunitários no Vale de Ribeira. No âmbito do projeto Eldorado do Estado de Pernambuco estão em negociação mais 17kWp, **SOLIANO** [65].

A nível de pesquisa e desenvolvimento na área da Energia Fotovoltaica, o Brasil, que teve vários grupos atuantes nos anos setenta e oitenta, retornou às atividades nos últimos anos, através do CEPEL, LABSOLAR-UFSC, CEMIG, CESH, e entre outros. Entre as principais linhas de pesquisas no País se destacam:

- Busca de células de alta eficiência quer para aplicações espaciais ou para aplicações industriais;

- Caracterização de materiais básicos como ligas de silício e germânio, bem como filmes finos, em particular o telureto de cádmio;
- Performance dos concentradores;
- Modelagem da distribuição espacial da radiação solar;
- Desenvolvimento e barateamento de aplicações diversas; como proteção catódica, sinalização, iluminação pública, estações carregadoras de bateria;
- Desenvolvimento de sistemas híbridos;
- Desenvolvimento de componentes (controladores e inversores para sistemas fotovoltaicos, baterias) e periféricos;
- Carros solares e híbridos;
- Dimensionamento e operação de sistemas fotovoltaicos interligados à rede elétrica convencional, inclusive com a produção de software.

A nível industrial, **SOLIANO** [65], o Brasil tem há mais de quinze anos uma empresa que produz, células e tarugos de silício monocristalino e policristalino, módulos e sistemas fotovoltaicos. A eficiência de suas células está na faixa de 14% e a capacidade de produção de 1,3MW/ano para células monocristalinas e 600kW para policristalino, **SOLIANO** [65]. A empresa Heliodinâmica estima sua produção acumulada desde a criação da empresa em 5MW, sendo que em torno de 3MW estejam instalados no Brasil e 2MW teriam sido exportados, principalmente sob forma de células. Algumas empresas estão instaladas no País a exemplo da Siemens, Solarex, e New World Power. A Siemens, além de 200kWp instalados nos projetos de cooperação já mencionados, e 20kWp em sistemas de alimentação para estações repetidoras de microondas e sinalização, instalou 50kWp em sistemas de bombeamento e outros 30kWp nas suas vendas a varejo, iluminação pública e outros. A Solarex tem 10kWp instalados em sistemas solares de bombeamento, 3kWp em sistemas residenciais individuais e mais 1,6kWp em diversos

sistemas incluindo escolas, sistemas demonstrativos e industriais. A New Power do Brasil estima suas vendas no varejo de 24kWp, no período de 1988-1991 (então Arco-Solar); 11,7kWp entre 1991-1992; 20kWp entre 1992-1994 (Siemens –Solar, até junho de 1994), 5kWp entre 1994-1995 e finalmente 15kWp em 1995, sendo que nos dois últimos anos todos os sistemas foram aplicações em sistemas rurais. A Siemens também instalou uma nova unidade em Gravataí no estado do Rio Grande do Sul com produção estimada de 5MWp/ano.

A Golden Photon, representado no Brasil pela Inepar, instalou uma primeira estação de carregamento de baterias para comunidades isoladas numa potência de 20kWp.

O mercado para aplicações na área de telecomunicações está totalmente consolidado havendo grandes sistemas da Embratel. Na regiões Norte e Centro-Oeste totalmente alimentados por geração fotovoltaica, está prevista na expansão do sistema atual a aquisição de 5MW de acordo com SOLIANO [5] que contemplará principalmente a telefonia rural. O polêmico Sistema de Vigilância da Amazônia (SIVAM) também prevê a aquisição de outros 750kWp em painéis fotovoltaicos para alimentação de suas plataformas de coleta de dados. As Cooperações Internacionais implementadas, as iniciativas isoladas de diversos Estados e entidades, a oportunidade de obtenção de novos recursos internacionais em função do interesse da opinião pública pela proteção ambiental e do compromisso internacional de cooperação tecnológica para equacionar as questões de desenvolvimento, a conscientização da necessidade de uma política nacional para a utilização das fontes renováveis, do aumento da competitividade, face aos seus custos em declínio, e do caráter estratégico destas tecnologias fizeram os Ministérios da Minas e Energia e Ciência e Tecnologia, convocar o encontro para a definição de diretrizes para o desenvolvimento que foram agrupadas em políticas; legislativas, administrativas e institucionais; tecnológicas; financeiras e fiscais; para a formação de recursos e para divulgação. Esta diretrizes buscam identificar mecanismos de introdução e regulamentação de leis, criação de programas,

linhas específicas de financiamento e de incentivos, mudanças ou inserções nos currículos escolares, estímulos à pesquisa e o desenvolvimento, disseminar o uso dessa forma de geração. Foram ainda recomendados o estabelecimento de um foro permanente para assegurar a implementação das diretrizes, a criação de Centros de Excelência para implementar sistemas de informação e divulgação, além de definir um novo encontro para traçar metas de um novo plano. Finalmente foram ainda definidas as metas para o ano 2005, entre as quais a instalação de 5MW de geração fotovoltaica.

Portanto, o cenário nacional da geração fotovoltaica está se tornando dinâmico e timidamente em crescimento. Infelizmente a conscientização e o interesse para esse tipo de geração frente aos grandes recursos hidrelétricos, ainda não é uma realidade, porém já avançamos muito na estruturação da geração fotovoltaica.

CAPÍTULO 6

CONCLUSÕES GERAIS

A proposta desse trabalho foi estudar e apresentar a estrutura da geração fotovoltaica para a produção de energia elétrica, além de contribuir para a literatura com relação a dispersão e a dificuldade de acesso do meio acadêmico a mesma.

Inicialmente descreveram-se as técnicas de obtenção da radiação solar. Foi apresentada a técnica de simulação usando imagens de satélites geoestacionários no campo visível. A cidade de Curitiba foi usada para simulações, e os resultados apresentaram inferiores a 13% com relação as simulações feita por pesquisadores do INPE, que usaram dados de estação meteorológicas. Esta diferença, provavelmente foi devido à ausência de algumas fotos e a não precisão do método do INPE, devido aos dados estarem sujeitos a erros de observação.

Foram apresentadas as tecnologias das células fotovoltaicas, salientado o seu estágio de evolução quanto ao rendimento e materiais utilizados em sua fabricação. Os custos da geração fotovoltaica foram discutidos percebendo-se que ainda não são competitivos com as fontes convencionais. Porém em virtude da economia de escala os preços vem decaindo no mercado, e devido às pesquisas seu rendimento tem aumentado.

Os sistemas de geração fotovoltaica (isolados ou conectados à rede elétrica convencional) foram estudados. Os sistemas isolados têm sua maior aplicação em regiões rurais e países do chamado Terceiro Mundo, devido à baixa demanda energética. Os sistemas interligados são usados em alguns países desenvolvidos, principalmente os sistemas com rastreamento, e têm

como penetração máxima admissível uma faixa de 10 a 13% na rede elétrica convencional elétrica.

A estação radiométrica do LABSOLAR foi usada para fazer o levantamento do potencial fotovoltaico de Florianópolis, e o método de imagens visíveis de satélites geoestacionários para o levantamento de Curitiba. Os potenciais fotovoltaicos dessas cidade são superiores ao eólico, porém quanto à instalação são ainda economicamente inviáveis.

Sugestões para trabalhos futuros

Visando dar continuidade a este trabalho, os seguintes aspectos podem ser abordados em trabalhos futuros:

- Simulações de situações reais através de ferramentas computacionais, do nível de penetração para sistemas no Brasil;
- Análise dos sistemas fotovoltaicos interligados com fontes não convencionais;
- Conscientização das empresas no Brasil quanto à geração fotovoltaica, identificando quais delas são simpáticas a esta tecnologia.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] OMETTO, J.C.; “Estudo das Relações Entre Radiação Solar Global, Radiação Líquida e Insolação”, Tese de Doutorado USP. ESALQ, 1968.
- [2] PEREIRA, E.B et alii.; ”Survey of the Incident Solar Radiation in Brazil by use of Meteorological Data”, Submetido A Revista Solar Energy, 1995.
- [3] PROJETO 2015 - ELETROBRÁS
- [4] KIMBALL, H. H.; “Measurements of Solar Radiation Monthly”, Rev.55, pp. 155-158, 1975.
- [5] SCHULZC, R.; “Strahlenklima der Erde”, pp. 80-86. Steinkopf Verlag. Darmstadt, 1970.
- [6] KASTEN, G. et alii.; “Solar and Terrestrial Radiation Dependent on the Amount and Type of Cloud”, Solar Energy, Vol 24, pp. 177-180, 1980.
- [7] BUDYKO, M.I.; “Atlas of Heat Balance of the Earth”, Moscou, S.C.P, 1963.
- [8] SÁ, D. F.; “Alguns Aspectos da Energia Solar em Mandacaru”, Recife, SUDENE, 1972.
- [9] NUNES, G. S.S. et alii.; “Estudo da Distribuição de Radiação Incidente Sobre o Brasil”, Rev. Bras.de Armaz., Viçosa, Vol 4(12): 5-30, 1979.
- [10] BENNET, I.; “Monthly Maps of Mean daily Radiation for the United States”, Solar Energy, Vol. 9(9): 145-148, 1975.
- [11] MÖSER, W. e RASCHKE E.; “Mapping of Global Radiation and Cloudiness from Meteorological Image Data”, Meteorol. Rundsch., 36: 166-170, 1983.

- [12] MACHTA, L. - National Oceanic and Atmospheric Administration, EUA; “ Radiation Solaire pour les Technologies d’ energie Solaire”, preparado para a UNESCO, setembro, 1974.
- [13] PALZ, W.; ” Energia Solar e Fontes Alternativas”, Hemus, 1981.
- [14] OLSETH A. J. et alii.; “Characteristic of Hourly Global Irradiance Modeled from Cloud Data”, Solar Energy Vol. 51, No.3, pp. 197-204, 1993.
- [15] KASTEN F. et alii.; “Solar and Terrestrial Radiation Dependent on the Amount and Type of Cloud”, Solar Energy Vol. 24, pp. 177-180, 1980.
- [16] STREED, E. R.; “ Solar Collectors”, Proceedings of the Maryland, NFS - RANN, março, 1973.
- [17] BEYER G. H. et alii.; “Multiresolution Analyses Satellite - derived irradiance Maps - An Evaluation of A new Tool for the Spatial Characterization of Hourly Irradiance Field”, Solar Energy, Vol.1, pp-9, 1995.
- [18] PEREIRA, E. B. et alii.; “Cálculo de Radiação Solar Global e Difusa Incidente com Base em Dados de Satélite Geoestacionário”, Submetido ao COBEM, 1995.
- [19] PINKER, R. e LAZLO, I.; “Modeling Surface Solar Irradiance for Satellite Applications on a Global Scale”, Journal of Applied Meteorology”, 31, pp. 194-211, 1992.
- [20] STAYLOR, W. F.; “Reflection and Emission Models for Clouds derived from Nimbus 7 Radiation Budget Scanner Measurements”, J. Geophys Res.,90, pp. 8079, 1995
- [21] SCHMETZ J.; “ On the Parameterization of the Radiative Properties of Broken Clouds”, TELLUS, 36:417-432, 1984.
- [22] DAAC, First WCRP Surface Radiation Budget Global Data Sets, Shortwave Radiation Parameters, CD-ROM, NASA - Langley Research Center -DAAC, 1993
- [23] IQBAL M.; ” An Introduction to Solar Radiation “, Academic Press, 1983.

- [24] SPENCER, J. W.; “Fourier Series Representation of the Position of the Sun”, *Search*, 2(5), 1971
- [25] KASTEN, F.; “A New table and Approximate Formula for Relative Optical Air Mass”, *Arch. Meteorol. Geophys Bioklim.*, B(14):65-79, 1966.
- [26] DAVIS, J. A. et alii.; “Estimating Global Solar Radiation”, *Boundary -Layer Meteorology*, 9:33-52, 1975.
- [27] LACIS A. A. e HANSEN, J.E.; “A Parameterization for the Absorption of Solar Radiation in the Earth’s Atmosphere”, *Jour. Atms. Sci.*,31:118-133, 1974.
- [28] LECKNER B.; “The Spectral Distribution of Solar Global at the Earth’s Surface-Elements of a Model”, *Solar Energy* 20(2), 143-150, 1978.
- [29] COAKLEY, J.A. e CHYLEK, P.; “The Two-Stream Approximation in Radiative Transfer: Including the Angle of the Incident Radiation”, *Jour. Atms. Sci.*, 32:409-418, 1975.
- [30] “SUMÁRIO CLIMÁTICO PARA FLORIANÓPOLIS BASEADO EM 10 ANOS DE DADOS “CTA- Centro Técnico Aeroespacial - INPE - São José dos Campos, 1960 –1970
- [31] COMETA, E.; “Energia Solar”, Hemus, 1977.
- [32] WINTER, C. J. et alii.; “Solar Power Plants Fundamentals, Technology, Systems, Economics”, Springer-Verlag, Berlin Heidelberg. New York, 1991.
- [33] Indústria Siemens – Departamento de Geração Fotovoltaica – São Paulo
- [34] GORDON, J.M. et alii.; “Central-Station Solar Photovoltaic Systems: Field-out, Tracker, and Array Geometry Sensitivity Studies”, *Solar Energy* Vol. 46, N°4. pp. 211-217, 1991.
- [35] ANIS, W.R. et alii.; “Calculation of Solar Cell Operating temperature in a Flat-Plate Array”, In Proc. 5th E.C. PV Solar Energy Conference, Athens, 1983.

- [36] FLUENTES, M. K.; "A Simplified Thermal Model for Flat-Plat Photovoltaic Array", Technical Report SAN85-0330, Sandia National Laboratories, Albuquerque/NM, 1988.
- [37] MENICUCCI, D. F. et alii.; "User's Manual PV Form: A Photovoltaic Systems Simulation Program for Stand-alone and Grid-interactive Aplications", Technical Report SAD85-0376, Sandia National Laboratories, Albuquerque/NM, 1988.
- [38] RISSER, V. V. et alii.; "Linear Regression Analysis of Flat-plate Photovoltaic Systems Performance Data", In Proc. 5th E.C. PV Solar Energy Conference, Athens, 1983.
- [39] Somet User's Manual TD-9734, Hourly Solar Radiation-Surface Meteorological Observations, National Climatic Center, Asheville/NC, 1981.
- [40] DICKINSON, W. C.; "Annual Available Radiation for Fixed and Tracking Collector", Solar Energy, Vol. 21, pp. 249-251, 1978.
- [41] LINDER, D.; "Handbook of Batteries and Fuel Cells", Editor in Chief – McGraw-Hill Book Company, 1991.
- [42] XAVIER, H. L.; "Sistemas Fotovoltaicos de Energia para Estações de Telecomunicações", XIII SNPTEE; Florianópolis-Sc/Brasil/1995.
- [43] DESMETTRE, D. et alii.; "Accelerated Aging Tests for Lead-Acid PV Batteries", 13TH European Photovoltaic Energy Conference, 13-27 October, 1995, Nice/France.
- [44] KREMER P. et alii.; "State-of-Change Display for Lead-Acid Batteries", 13TH European Photovoltaic Energy Conference, 13-27 october, 1995, Nice/France.
- [45] STEVENS, J.; "The Issue of Harmonic Injection from Utility Integrated Photovoltaic Systems – Part I: The Harmonic Source", IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 3, N°3, september, 1988.

- [46] LORENZO, E. et alii.; "Inverter Grid-Connected Systems: An Assessment on the Proper Selection", 13TH European Photovoltaic Energy Conference, 13-27 October, 1995, Nice/France.
- [47] DOWMENT, B.; "Comission of the European Comunities Joint Research Centre-Ispra Establishment Guidelines for the Assessment of Photovoltaic Plants", Issue 4.2. June, 1993.
- [48] LORENZO, E. et alii.; "Photovoltaic in Grid-Connected Building: Energy flow and Economic Aspects", Progress in Photovoltaics, Vol. 3, N°2, pp. 135-143, 1995.
- [49] CRASTAN, V. et alii.; "Solar Inverter Grid-Connected PV-Systems", 13TH European Photovoltaic Energy Conference, 13-27 October, 1995, Nice/France.
- [50] HAAN, S. W. H. et alii.; "Photovoltaic Power Systems", Conference Record of the Twenty-Fourth IEEE Photovoltaic Specialists Conference, 1994. Piscataway, NJ/United States
- [51] RAHMAN, S. et alii.; "A Discussion on the Diversity in the Applications of Photovoltaic Systems", IEEE Transactions on Energy, Vol. 3, N°4, december, 1988.
- [52] ABOUZAHAR, I. et alii.; "Loss of Power Supply Probability of Stand-alone Photovoltaic Systems", IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 6, N°1, March, 1991.
- [53] Solar Electric Generator Systems- Principle of Operation and Design Concepts. Publication by Solar Power Corporation, New York, 1978.
- [54] BECKMAN, W. et alii.; "Loss-of-Load Probabilities for Stand-alone Photovoltaic Systems", Solar Energy, Vol. 39, N°6, pp. 499-512, 1987.

- [55] RAMAKUMAR, R. et alii.; "Design of Stand-alone Wind Energy Conversion Systems with Energy Storage", Proceedings of Wind Workshop VI and ASES'87 Solar Technology Conference, American Solar Energy Society, pp. 711-722, 1983.
- [56] BRINSFIELD, R.; "Ground Level Radiation Prediction Model Including Cloud Cover Effects", Solar Energy, Vol. 33, N°6, pp. 493-499, 1984.
- [57] YARAMANOGLU, M. et alii.; "Estimation of Solar Radiation Using Stochastically Generated Cloud Cover Data", Energy in Agriculture, Vol. 4, N°3, pp. 227-242, 1985.
- [58] PAPOULIS, A.; "Probability, Random Variables, and Stochastic Processes", Second Edition, New York: McGraw-Hill Publishing Company, pp. 174-176, 1982.
- [59] BILLINTON, R. et alii.; "Reliability Evaluation of Power Systems", London: Pitman Advanced Publishing Program, 1984, Chapter 2.
- [60] CHEN, W.; "Linear Networks and Systems", Belmont, CA: Wadsworth, Inc., pp. 283-284, 1983.
- [61] UNRUNCH, W. T. T. D.; "Limits on Cloud-Induced Fluctuation in Photovoltaic Generation", Final Report for Kansas Electric Utilities Research Program Project KRD-201, Part II, July, 1988.
- [62] SCHAEFER, J. C.; "Review of Photovoltaic Power Plant Performance and Economics", IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 5, N°2, pp. 232-238, June 1990.
- [63] RAMAKUMAR, R. et alii.; "An Approach to Assess the Performance of Utility-interactive Photovoltaic Systems", IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 8, N°2, June, 1993.
- [64] ABOUZAHAR, I. et alii.; "Loss Power Supply of Stand-Alone Wind Electric Systems - A Closed form Solution Approach", IEEE Transactions on Energy Conversion, vol 5, N°3, pp. 445-452, September, 1990.

- [65] SOLIANO, O.; "Informe CRESESB", Ano I, N°1, setembro, 1995.
- [66] OVSHINSKY, S. R.; "The Material Basis of Efficiency and Stability in Amorphous Photovoltaics", Solar Energy materials and Solar Cells, Vol. 32, N°6, pp. 443, 1994.
- [67] SANTOS, C. B. e ZÜRN, H.H.; " Estimação de Radiação Solar Usando Imagens de Satélites Geoestacionários ", XI Congresso Brasileiro de Automática, Vol. 2, pp. 1161-1167, São Paulo, 1996.
- [68] SANTOS, C. B. e ZÜRN, H.H.; Modelos e Análise da Radiação Solar em Função do Tipo e Quantidade de Nuvens", XIV SNPTEE, Belém, 1997.

APÊNDICE A

- Resultados das estimações de radiação solar para a cidade de Curitiba

Legenda usada nas estimações:

Longitude: 25°24'09W

Latitude: 49°14'02S

Mês - Mês do ano

Dia - dia do mês

T(K) - Temperatura do ar em graus Kelvin;

Hum - Umidade relativa do ar em percentagem;

Alt - altitude do local da Estação Radiométrica;

RADTOA - Radiação Solar total no topo da atmosfera em Wh/m²

MEDRAD - Radiação total incidente na superfície em Wh/m²

RGMED - Radiação total medida pela Estação Radiométrica Terrestre;

QNUVENS - Tipo e Quantidade de cobertura de nuvens de acordo com a OMM;

ALBEDO;

* - Informação não disponível.

Mês de Julho de 1994.

DIA	T(K)	ALBEDO	HUM	ALT	RADTOA	MEDRAD	RGMED	QNUVENS
1	291.	16.	76.	911.	5865.76	3390.1	.00	*
2	288.	16.	96.	911.	5875.78	0.	.00	*
3	286.	16.	98.	911.	5886.92	274.12	.00	*
4	286.	16.	96.	911.	5899.15	739.9	.00	*
5	286.	16.	95.	911.	5912.49	1004.6	.00	*
6	289.	16.	85.	911.	5926.91	2803.7	.00	*
7	290.	16.	91.	911.	5942.42	1181.1	.00	*
8	284.	16.	77.	911.	5959.00	2361.5	.00	*
9	277.	16.	57.	911.	5976.65	4321.9	.00	*
10	278.	16.	81.	911.	5995.36	4199.11	.00	*
11	281.	16.	89.	911.	6015.11	955.11	.00	*
12	284.	16.	86.	911.	6035.91	1915.9	.00	*
13	285.	16.	87.	911.	6057.73	1765.7	.00	*
14	287.	16.	74.	911.	6080.58	2239.7	.00	*
15	288.	16.	74.	911.	6104.43	2714.5	.00	*
16	289.	16.	70.	911.	6129.28	4292.2	.00	*
17	289.	16.	66.	911.	6155.11	3697.2	.00	*
18	289.	16.	69.	911.	6181.92	2744.7	.00	*
19	290.	16.	64.	911.	6209.69	3728.7	.00	*
20	293.	16.	57.	911.	6238.41	3772.9	.00	*
21	293.	16.	47.	911.	6268.06	2213.4	.00	*
22	292.	16.	64.	911.	6298.63	2079.3	.00	*
23	282.	16.	94.	911.	6330.11	0.	.00	*
24	284.	16.	87.	911.	6362.48	91.285	.00	*
25	289.	16.	89.	911.	6395.73	2370.3	.00	*
26	290.	16.	92.	911.	6429.84	1456.5	.00	*
27	292.	16.	70.	911.	6464.80	2925.4	.00	*
28	291.	16.	68.	911.	6500.59	3353.9	.00	*
29	291.	16.	74.	911.	6537.20	2064.6	.00	*
30	291.	16.	80.	911.	6574.60	3258.6	.00	*
31	294.	16.	79.	911.	6612.80	3249.9	.00	*

Mês de Agosto de 1994.

DIA	T(K)	ALBEDO	HUM	ALT	RADTOA	RAMEDR	RGMED	QNUVENS
1	290.	17.	67.	911.	6651.76	1986.91	.00	2SC
2	295.	17.	65.	911.	6691.47	2159.91	.00	4SC
3	282.	17.	55.	911.	6731.91	2190.5	.00	3SC
4	280.	17.	68.	911.	6773.07	3069.3	.00	2CI
5	281.	17.	78.	911.	6814.93	1986.1	.00	5SC
6	284.	17.	80.	911.	6857.47	3586.0	.00	3CU
7	283.	17.	85.	911.	6900.67	2755.12	.00	5SC
8	286.	17.	80.	911.	6944.52	2807.7	.00	2SCCI
9	290.	17.	68.	911.	6989.00	0.	.00	2CI
10	289.	17.	72.	911.	7034.08	785.4	.00	8SC
11	281.	17.	83.	911.	7079.76	1713.9	.00	6SC
12	283.	17.	86.	911.	7126.00	48.79	.00	3SC
13	289.	17.	83.	911.	7172.80	3347.4	.00	2SC
14	290.	17.	79.	911.	7220.14	2885.5	.00	5SC
15	289.	17.	77.	911.	7267.99	2179.78	.00	2SC
16	286.	17.	92.	911.	7316.33	0.	.00	7SC
17	284.	17.	88.	911.	7365.16	443.9	.00	8SC
18	286.	17.	90.	911.	7414.44	3292.1	.00	6STSC
19	292.	17.	71.	911.	7464.17	4000.2	.00	3CU
20	294.	17.	63.	911.	7514.31	4119.44	.00	2CI
21	286.	17.	58.	911.	7564.86	3469.98	.00	2CI
22	291.	17.	57.	911.	7615.78	1466.1	.00	7CUCI
23	286.	17.	90.	911.	7667.08	1318.3	.00	8SCAC
24	285.	17.	92.	911.	7718.71	1932.1	.00	8SC
25	287.	17.	88.	911.	7770.67	4011.4	.00	7SC
26	289.	17.	81.	911.	7822.94	3693.7	.00	5CI
27	286.	17.	94.	911.	7875.49	2263.3	.00	7SCCI
28	286.	17.	94.	911.	7928.31	2994.8	.00	7STSC
29	293.	17.	64.	911.	7981.38	4314.3	.00	2CI
30	294.	17.	64.	911.	8034.68	1572.01	.00	1CI

Mês de Setembro de 1994.

DIA	T(K)	ALBEDO	HUM	ALT	RADTOA	MEDRAD	RGMED	QNUVENS
1	294.	14.	58.	911.	8141.90	1999.5	.00	3CI
2	293.	14.	63.	911.	8195.78	3285.21	.00	3CUAC
3	285.	14.	96.	911.	8249.81	0.	.00	8STSC
4	286.	14.	89.	911.	8303.97	0.	.00	7STSC
5	287.	14.	80.	911.	8358.26	1194.3	.00	5STSC
6	295.	14.	64.	911.	8412.64	4594.8	.00	2CI
7	290.	14.	81.	911.	8467.11	2634.4	.00	6CUAC
8	284.	14.	96.	911.	8521.63	499.9	.00	8STSC
9	282.	14.	94.	911.	8576.21	661.9	.00	8SCAC
10	284.	14.	83.	911.	8630.80	2736.95	.00	6SC
11	288.	14.	71.	911.	8685.41	4742.7	.00	2STSC
12	291.	14.	83.	911.	8740.01	3235.5	.00	3SC
13	291.	14.	81.	911.	8794.57	2167.3	.00	7CI
14	292.	14.	75.	911.	8849.10	2713.69	.00	6SC
15	290.	14.	92.	911.	8903.56	705.3	.00	8SCAC
16	287.	14.	91.	911.	8957.94	1236.2	.00	8SC
17	289.	14.	85.	911.	9012.23	2820.6	.00	5STSC
18	290.	14.	85.	911.	9066.40	2769.1	.00	7SC
19	292.	14.	77.	911.	9120.44	3110.1	.00	4SC
20	295.	14.	65.	911.	9174.34	4034.5	.00	2CI
21	295.	14.	58.	911.	9228.07	3630.8	.00	1CI
22	295.	14.	60.	911.	9281.62	3536.5	.00	7CI
23	296.	14.	51.	911.	9334.97	1895.2	.00	2CI
24	296.	14.	53.	911.	9388.11	4965.3	.00	2CI
25	295.	14.	61.	911.	9441.03	4622.3	.00	5CUCI
26	290.	14.	89.	911.	9493.70	2158.4	.00	7SCAC
27	285.	14.	91.	911.	9546.11	2450.1	.00	7SCAC
28	285.	14.	93.	911.	9598.24	3083.6	.00	7SCAC
29	289.	14.	82.	911.	9650.09	2230.1	.00	7AC
30	289.	14.	88.	911.	9701.63	1334.99	.00	7SCAS

Mês de Outubro de 1994.

DIA	T(K)	ALBEDO	HUM	ALT	RADTOA	MEDRAD	RGMED	QNUVENS
1	293.	15.	89.	911.	9752.85	0.	.00	7SC
2	294.	15.	89.	911.	9803.73	0.	.00	5SCAS
3	292.	15.	94.	911.	9854.27	0.	.00	7SCAS
4	288.	15.	91.	911.	9904.45	4568.6	.00	7SCAC
5	288.	15.	80.	911.	9954.25	2047.3	.00	5SC
6	290.	15.	75.	911.	10003.67	2489.2	.00	3SCCI
7	290.	15.	84.	911.	10052.68	2008.4	.00	4CU
8	291.	15.	79.	911.	10101.27	5799.4	.00	2SC
9	294.	15.	72.	911.	10149.44	0.	.00	2SCCI
10	296.	15.	58.	911.	10197.16	682.57	.00	7SCCI
11	288.	15.	96.	911.	10244.44	3536.1	.00	7STSC
12	289.	15.	92.	911.	10291.25	5627.9	.00	7SC
13	290.	15.	89.	911.	10337.58	498.7	.00	7SCAS
14	291.	15.	88.	911.	10383.43	1288.77	.00	5SCCI
15	289.	15.	87.	911.	10428.77	6886.1	.00	7AC
16	294.	15.	71.	911.	10473.61	6761.5	.00	5SCAC
17	295.	15.	72.	911.	10517.93	3197.1	.00	4SCAS
18	294.	15.	86.	911.	10561.72	0.	.00	4SCCU
19	295.	15.	84.	911.	10604.97	1184.58	.00	5ST
20	292.	15.	95.	911.	10647.67	1596.13	.00	8SCAC
21	292.	15.	96.	911.	10689.82	3042.98	.00	7SCAC
22	292.	15.	90.	911.	10731.40	2283.9	.00	7SCAC
23	293.	15.	92.	911.	10772.40	2348.37	.00	7STSC
24	293.	15.	93.	911.	10812.82	1156.5	.00	7SCCI
25	290.	15.	85.	911.	10852.66	3511.81	.00	7SCCI
26	292.	15.	95.	911.	10891.89	2022.4	.00	8SCAC
27	290.	15.	98.	911.	10930.52	2486.7	.00	8STSC
28	291.	15.	87.	911.	10968.54	4545.6	.00	*
29	286.	15.	95.	911.	11005.94	6978.7	.00	*
30	287.	15.	98.	911.	11042.72	5637.8	.00	*
31	293.	15.	82.	911.	11078.87	659.4	.00	*

Mês de Novembro de 1994.

DIA	T(K)	ALBEDO	HUM	ALT	RADTOA	MEDRAD	RGMED	QNUVENS
1	295.	15.	88.	911.	11114.39	4888.8	.00	*
2	292.	15.	65.	911.	11149.27	0.	.00	*
3	293.	15.	80.	911.	11183.51	6279.66	.00	*
4	296.	15.	70.	911.	11217.10	742.55	.00	*
5	294.	15.	83.	911.	11250.04	0.	.00	*
6	293.	15.	92.	911.	11282.32	0.	.00	*
7	295.	15.	90.	911.	11313.95	1769.77	.00	*
8	294.	15.	89.	911.	11344.92	2530.4	.00	*
9	295.	15.	75.	911.	11375.22	3530.3	.00	*
10	294.	15.	65.	911.	11404.86	1432.1	.00	*
11	294.	15.	73.	911.	11433.84	3602.66	.00	*
12	296.	15.	79.	911.	11462.14	0.	.00	*
13	293.	15.	85.	911.	11489.78	0.	.00	*
14	296.	15.	93.	911.	11516.74	2176.89	.00	*
15	297.	15.	75.	911.	11543.04	0.	.00	*
16	295.	15.	66.	911.	11568.66	4393.7	.00	*
17	290.	15.	93.	911.	11593.61	1292.8	.00	*
18	287.	15.	95.	911.	11617.89	852.9	.00	*
19	287.	15.	96.	911.	11641.50	0.	.00	*
20	287.	15.	87.	911.	11664.43	0.	.00	*
21	287.	15.	91.	911.	11686.70	1610.1	.00	*
22	288.	15.	81.	911.	11708.29	5009.2	.00	*
23	289.	15.	86.	911.	11729.22	5435.1	.00	*
24	290.	15.	78.	911.	11749.47	2280.4	.00	*
25	295.	15.	83.	911.	11769.06	6067.5	.00	*
26	295.	15.	77.	911.	11787.98	7468.3	.00	*
27	292.	15.	68.	911.	11806.24	0.	.00	*
28	293.	15.	90.	911.	11823.83	4440.8	.00	*
29	290.	15.	70.	911.	11840.76	1428.41	.00	*
30	292.	15.	60.	911.	11857.03	5047.1	.00	*

Mês de Dezembro de 1994.

DIA	T(K)	ALBEDO	HUM	ALT	RADTOA	MEDRAD	RGMED	QNUVENS
1	292.	16.	72.	911.	11872.64	5203.1	.00	*
2	294.	16.	92.	911.	11887.60	3035.55	.00	*
3	296.	16.	67.	911.	11901.89	0.	.00	*
4	297.	16.	73.	911.	11915.54	0.	.00	*
5	292.	16.	98.	911.	11928.53	3795.34	.00	*
6	293.	16.	93.	911.	11940.86	2636.56	.00	*
7	294.	16.	86.	911.	11952.55	4699.32	.00	*
8	292.	16.	84.	911.	11963.59	3973.0	.00	*
9	291.	16.	82.	911.	11973.98	2879.08	.00	*
10	295.	16.	75.	911.	11983.72	6426.3	.00	*
11	297.	16.	79.	911.	11992.82	6741.1	.00	*
12	298.	16.	69.	911.	12001.27	3367.45	.00	*
13	299.	16.	65.	911.	12009.08	4685.04	.00	*
14	296.	16.	85.	911.	12016.24	3939.28	.00	*
15	296.	16.	76.	911.	12022.77	5539.2	.00	*
16	294.	16.	90.	911.	12028.65	5970.24	.00	*
17	296.	16.	90.	911.	12033.89	3006.79	.00	*
18	296.	16.	79.	911.	12038.48	5970.45	.00	*
19	292.	16.	95.	911.	12042.44	5208.13	.00	*
20	292.	16.	85.	911.	12045.75	2070.75	.00	*
21	293.	16.	83.	911.	12048.42	4302.45	.00	*
22	293.	16.	91.	911.	12050.44	1144.25	.00	*
23	294.	16.	88.	911.	12051.83	5687.14	.00	*
24	295.	16.	85.	911.	12052.56	0.	.00	*
25	296.	16.	78.	911.	12052.65	0.	.00	5SC
26	296.	16.	90.	911.	12052.10	5107.78	.00	4CU
27	297.	16.	74.	911.	12050.89	4549.77	.00	4SCCI
28	296.	16.	81.	911.	12049.03	796.5	.00	7SCAC
29	295.	16.	86.	911.	12046.52	1977.53	.00	7SCAC
30	295.	16.	91.	911.	12043.36	579.52	.00	6SC
31	295.	16.	92.	911.	12039.54	635.4	.00	7SC

APÊNDICE B

- Resultados das medições da radiação solar para a cidade de Florianópolis

Legenda usada nas estimações:

Longitude: -49,50W

Latitude: -27,53S

Dia - dia do mês

T(K) - Temperatura do ar em graus Kelvin;

ALB. Albedo;

Hum - Umidade relativa do ar em percentagem;

Alt - altitude do local da Estação Radiométrica;

RADTOA - Radiação Solar total no topo da atmosfera em Wh/m^2

RSUR - Radiação total incidente na superfície em Wh/m^2 ;

TRAN – Transmitância;

RGMED - Radiação total medida pela Estação Radiométrica Terrestre;

QNUVENS - Tipo e Quantidade de cobertura de nuvens de Acordo com a OMM;

SKC – Ausência de nuvens (Clear Sky);

* - Informação não disponível;

Observação: Os meses de julho, outubro e novembro 1994 foram feitas também simulações com imagens de fotos satélites no campo visível.

Mês de julho de 1994

DIA	T(K)	ALB	HUM	ALT	RADTOA	RSUR	TRAN	RGMED	QNUVENS
1	273.	20.	0.	10.	5543.58	.00	.00000	.00	4CICU
2	290.	20.	76.	10.	5553.89	.00	.00000	479.70	8SCAC
3	273.	20.	0.	10.	5565.35	.00	.00000	.00	8SCAC
4	273.	20.	0.	10.	5577.93	.00	.00000	.00	8STSC
5	287.	20.	89.	10.	5591.64	1071.60	.19164	874.60	8STSC
6	290.	20.	87.	10.	5606.46	2219.56	.39589	1440.17	7STAS
7	290.	20.	84.	10.	5622.40	1780.06	.31660	1529.77	7STAS
8	287.	20.	51.	10.	5639.44	3975.91	.70502	3980.57	4SC
9	273.	20.	0.	10.	5657.58	.00	.00000	.00	2CU
10	283.	20.	61.	10.	5676.81	4195.11	.73899	4111.07	2SC
11	282.	20.	53.	10.	5697.11	3144.79	.55200	3529.83	5CUAC
12	287.	20.	76.	10.	5718.49	3641.02	.63671	3447.63	4SCAC
13	289.	20.	77.	10.	5740.92	3796.72	.66134	3920.93	4SCCU
14	291.	20.	74.	10.	5764.41	5202.29	.90248	3776.63	2CU
15	291.	20.	72.	10.	5788.93	4048.24	.69931	3730.87	4CI
16	291.	20.	74.	10.	5814.49	4295.09	.73869	3925.80	5CI
17	292.	20.	72.	10.	5841.06	4040.00	.69166	3901.30	6CI
18	292.	20.	75.	10.	5868.63	4410.58	.75155	3895.27	6CI
19	293.	20.	61.	10.	5897.20	4047.69	.68637	3745.77	5CI
20	273.	20.	0.	10.	5926.75	.00	.00000	.00	SKC
21	273.	20.	0.	10.	5957.27	.00	.00000	.00	SKC
22	292.	20.	68.	10.	5988.75	3469.03	.57926	2084.33	5ASCB
23	284.	20.	57.	10.	6021.17	.00	.00000	3776.87	5SCAC
24	285.	20.	69.	10.	6054.51	482.60	.07971	4019.80	3SCCI
25	288.	20.	79.	10.	6088.77	3294.13	.54102	1389.47	6ACAS
26	289.	20.	84.	10.	6123.93	2820.34	.46054	3099.50	5SCAC
27	292.	20.	79.	10.	6159.98	5720.78	.92870	3768.17	3ST
28	293.	20.	76.	10.	6196.89	6177.19	.99682	4019.13	SKC
29	292.	20.	74.	10.	6234.66	4571.40	.73322	4057.90	2CUCB
30	292.	20.	82.	10.	6273.26	3729.07	.59444	2575.47	6SCAC
31	293.	20.	77.	10.	6312.69	5268.54	.83460	3721.33	5SCCU

Mês de Agosto 1994

DIA	RGMED	QNUVENS
1	3338.97	3SC
2	2302.17	7SCAC
3	.00	2SC
4	4672.97	SKC
5	4069.67	2CU
6	4701.17	SKC
7	4043.07	3CU
8	4448.00	6SCCI
9	2849.70	7SCAC
10	1174.43	8SCAC
11	4896.33	SKC
12	4938.17	SKC
13	3950.67	3CU
14	3288.33	2CU
15	3913.33	7SCCI
16	1633.37	7SCAC
17	.00	2CU
18	4694.77	4CU
19	4569.17	SKC
20	4438.20	SKC
21	4172.90	3SC
22	4114.67	2CU
23	1237.63	8SCAC
24	4580.47	6SCAC
25	4628.27	3CUCI
26	3821.00	SKC
27	1553.33	8SCAC
28	1766.13	7SC
29	3414.70	3CU
30	.00	6SC

Mês de Setembro 1994

DIA	RGMED	QNUVENS
1	3372.23	4SC
2	2452.57	7SCAC
3	3097.83	7SCAC
4	3799.40	7SCCU
5	4120.83	5CUCI
6	4482.47	4CUCI
7	1375.13	7SCAC
8	2220.37	7SCAC
9	4215.1	6CU
10	3051.03	7CUSC
11	4542.40	5CUSC
12	3551.53	7SC
13	1453.10	8SCAS
14	4481.60	1CI
15	2492.57	7SCAC
16	2137.07	7SCCU
17	1953.83	8SCCU
18	4561.87	6SCCU
19	3527.77	5SCCU
20	6370.60	1CI
21	6021.57	1CI
22	5884.00	3CI
23	5890.10	1SC
24	5726.43	1CI
25	5215.57	SKC
26	1805.23	8SCAC
27	3862.70	7CUAC
28	3107.17	7CUAC
29	.00	7SCAC
30	.00	8SCCI

Mês de Outubro de 1994

DIA	T(K)	ALB	HUM	ALT	RADTOA	RSUR	TRAN	RGMED	QNUVENS
1	293.	20.	81.	10.	9610.89	.00	.00000	2237.80	7SCAS
2	293.	20.	83.	10.	9665.49	.00	.00000	2571.30	7STSC
3	292.	20.	81.	10.	9719.77	.00	.00000	1698.23	7SCAS
4	292.	20.	65.	10.	9773.71	7610.95	.77872	6139.43	4SC
5	292.	20.	69.	10.	9827.30	4467.82	.45463	5291.07	7CUAC
6	294.	20.	67.	10.	9880.51	8442.18	.85443	6155.43	3CU
7	292.	20.	68.	10.	9933.34	5825.14	.58642	5796.07	4CU
8	293.	20.	69.	10.	9985.78	7430.45	.74410	6749.27	4CUCI
9	295.	20.	71.	10.	10037.80	.00	.00000	6121.30	4CUCI
10	295.	20.	69.	10.	10089.39	4159.49	.41226	5381.57	6CUCI
11	292.	20.	68.	10.	10140.54	3206.24	.31618	3201.60	7SCAC
12	293.	20.	59.	10.	10191.24	3660.49	.35918	2611.43	7SCAC
13	292.	20.	80.	10.	10241.48	1984.64	.19378	1066.33	8ACAS
14	294.	20.	69.	10.	10291.23	4998.14	.48567	5145.13	7SCAC
15	294.	20.	66.	10.	10340.50	7659.88	.74077	6854.80	7CUCI
16	295.	20.	69.	10.	10389.26	7343.35	.70682	6340.80	5SC
17	295.	20.	78.	10.	10437.50	4900.50	.46951	3678.90	7SCAS
18	294.	20.	82.	10.	10485.22	.00	.00000	2160.03	7SCAS
19	296.	20.	75.	10.	10532.40	5502.18	.52240	5411.47	6SCAC
20	295.	20.	74.	10.	10579.03	3545.48	.33514	3159.53	7SCAC
21	293.	20.	74.	10.	10625.10	3143.89	.29589	1825.40	8STSC
22	293.	20.	86.	10.	10670.60	2311.13	.21659	1222.97	8STSC
23	292.	20.	88.	10.	10715.51	1213.10	.11321	1133.00	7SCAS
24	294.	20.	86.	10.	10759.84	3842.29	.35710	2658.90	7SCAC
25	273.	20.	0.	10.	10803.56	.00	.00000	.00	7STSC
26	293.	20.	71.	10.	10846.68	3921.74	.36156	2080.13	8STSC
27	292.	20.	79.	10.	10889.18	2393.03	.21976	2757.77	7STSC
28	294.	20.	64.	10.	10931.05	6050.15	.55348	6325.27	*
29	290.	20.	51.	10.	10972.29	5539.94	.50490	5972.13	*
30	273.	20.	0.	10.	11012.88	.00	.00000	.00	*
31	293.	20.	78.	10.	11052.83	2233.47	.20207	1898.20	*

Mês de Novembro de 1994

DIA	T(K)	ALB	HUM	ALT	RADTOA	RSUR	TRAN	RGMED	QNUVENS
1	295.	20.	74.	10.	11092.12	2422.17	.21837	1803.27	*
2	294.	20.	61.	10.	11130.74	.00	.00000	8206.67	*
3	294.	20.	64.	10.	11168.69	10217.88	.91487	7039.17	*
4	294.	20.	77.	10.	11205.97	2843.65	.25376	2405.27	*
5	296.	20.	72.	10.	11242.56	.00	.00000	2335.20	*
6	295.	20.	76.	10.	11278.47	.00	.00000	1491.33	*
7	293.	20.	89.	10.	11313.68	1832.08	.16193	1050.07	*
8	273.	20.	0.	10.	11348.20	.00	.00000	.00	*
9	296.	20.	74.	10.	11382.01	4330.03	.38043	3883.37	*
10	294.	20.	61.	10.	11415.11	6972.96	.61085	7864.87	*
11	295.	20.	72.	10.	11447.51	9241.06	.80725	5690.47	*
12	273.	20.	0.	10.	11479.19	.00	.00000	.00	*
13	273.	20.	0.	10.	11510.15	.00	.00000	.00	*
14	296.	20.	74.	10.	11540.39	3517.86	.30483	6373.30	*
15	297.	20.	70.	10.	11569.90	.00	.00000	7553.60	*
16	299.	20.	69.	10.	11598.69	8519.78	.73455	6806.23	*
17	296.	20.	73.	10.	11626.76	3574.28	.30742	4520.87	*
18	292.	20.	80.	10.	11654.09	1772.38	.15208	1665.07	*
19	293.	20.	55.	10.	11680.68	.00	.00000	3805.93	*
20	293.	20.	57.	10.	11706.55	.00	.00000	7621.70	*
21	293.	20.	59.	10.	11731.68	5459.35	.46535	6980.13	*
22	293.	20.	58.	10.	11756.07	10570.50	.89915	8664.07	*
23	293.	20.	59.	10.	11779.72	9563.66	.81188	5661.23	*
24	293.	20.	55.	10.	11802.63	8395.49	.71132	8704.70	*
25	273.	20.	0.	10.	11824.80	.00	.00000	.00	*
26	299.	20.	63.	10.	11846.24	10413.91	.87909	7149.97	*
27	296.	20.	72.	10.	11866.93	.00	.00000	5246.07	*
28	295.	20.	78.	10.	11886.87	4563.74	.38393	3053.63	*
29	299.	20.	50.	10.	11906.08	7824.29	.65717	6690.50	*
30	296.	20.	44.	10.	11924.55	3800.98	.31875	8882.00	*
31	273.	20.	0.	10.	11942.27	.00	.00000	.00	*

Mês de Dezembro de 1994

DIA	T(K)	ALB	HUM	ALT	RTOA	RSUR	TRAN	RGMED	QNUVENS
1	296.	20.	60.	10.	11942.27	10923.82	.91472	8859.30	*
2	298.	20.	69.	10.	11959.25	7338.99	.61367	7893.67	*
3	298.	20.	66.	10.	11975.49	.00	.00000	8345.77	*
4	297.	20.	70.	10.	11990.98	.00	.00000	5328.00	*
5	273.	20.	0.	10.	12005.74	.00	.00000	.00	*
6	295.	20.	81.	10.	12019.75	3713.74	.30897	3669.00	*
7	297.	20.	66.	10.	12033.01	12896.70	0.1070	8254.83	*
8	295.	20.	59.	10.	12045.54	9226.45	.76596	8696.57	*
20	296.	20.	67.	10.	12137.94	8403.03	.69229	6128.77	*
21	297.	20.	72.	10.	12140.81	3575.30	.29449	3020.60	*
22	294.	20.	89.	10.	12142.93	2928.38	.24116	1430.03	*
23	296.	20.	77.	10.	12144.30	10143.48	.83525	7370.97	*
24	297.	20.	73.	10.	12144.92	.00	.00000	6561.77	*
25	298.	20.	69.	10.	12144.80	.00	.00000	7606.20	*
26	298.	20.	71.	10.	12143.92	12340.38	0.1010	5647.60	*
27	299.	20.	73.	10.	12142.29	8772.19	.72245	6688.23	*
28	298.	20.	75.	10.	12139.91	7536.74	.62082	5039.37	*
29	298.	20.	82.	10.	12136.77	3155.87	.26003	2306.57	*
30	297.	20.	88.	10.	12132.88	3430.37	.28273	2108.47	*
31	298.	20.	82.	10.	12128.22	848.38	.06995	4554.87	*

Mês de Janeiro de 1995

DIA	RGMED	QNUVENS
1	5407.77	6SCAC
2	4615.10	6SCAC
3	7816.77	5SCCI
4	8444.50	3CUCI
5	5764.17	5SCAC
6	3391.03	6SCAS
7	1741.77	7STSC
8	7879.70	4SCCI
9	.00	5CUSC
10	.00	8STSC
11	1587.73	8STAS
12	1583.27	8SC
13	5266.13	7CUSC
14	4993.77	7SCCU
15	4916.57	6CUSC
16	6844.10	4SCCU
17	525.70	3CUCI
18	.00	8SCCUAS
19	.00	8STSC
20	.00	7STAS
21	.00	6SCCU
22	.00	7CUAC
23	.00	6SCCU
24	.00	3CUSC
25	.00	4CUCI
26	.00	5CUAC
27	.00	4SCCI
28	5858.67	7CUCI
29	6408.07	4CUAC
30	2095.43	7SCAC
31	4338.70	5SCAC

Mês de Fevereiro de 1995

DIA	RGMED	QNUVENS
1	3742.93	7SCAC
2	2330.10	7SCAC
3	.00	4CUAC
4	.00	5SCCU
5	.00	4CUCI
6	.00	7SCCI
7	.00	7STAC
8	.00	7SCAS
9	.00	7SCCI
10	.00	7STSC
11	6665.77	7SCAC
12	4943.50	4SC
13	.00	7SCCU
14	.00	7SCAC
15	.00	7SCAC
16	6391.27	4SCCI
17	6917.13	4SCAC
18	2758.27	3SCCU
19	.00	6SCAC
20	6733.70	5SCCU
21	.00	5SCAS
22	5961.33	7CUCI
23	5583.70	7CUCI
24	5308.43	7CUAC
25	6825.33	3SCAC
26	4630.43	6SCAC
27	.00	7SCCI
28	4291.20	5SCCU

Mês de Março de 1995

DIA	RGMED	QNUVENS
1	.00	4CUAC
2	.00	5SCCI
3	5219.47	5SCCI
4	5915.40	3SCCI
5	5516.10	5SCCI
6	1948.27	7SCAC
7	3424.73	7SCAC
8	.00	7SCCI
9	2359.93	6SCAC
10	6523.07	2CUAC
11	.00	4SCCU
12	.00	3SCCI
13	3859.73	7SCAC
14	.00	6CUAC
15	.00	4SCCU
16	6499.60	3CUSC
17	.00	3SCCI
18	.00	4SC
19	5673.50	3CUAC
20	4526.67	3CUSC
21	5635.97	2CUCI
22	5231.77	4SCCI
23	4832.73	2SCCI
24	5380.03	4CUCI
25	6661.43	2SC
26	5872.40	SKC
27	.00	SKC
28	.00	4CUCI
29	2516.73	7SCAC
30	891.93	7STSC
31	.00	7SC

Mês de Abril de 1995

DIA	RGMED	QNUVENS
1	.00	3CUAC
2	.00	2SC
3	.00	4CU
4	5934.23	4CUAC
5	.00	4SC
6	.00	3CU
7	5822.70	1CU
8	.00	4SC
9	.00	4SC
10	.00	8STAS
11	780.93	8STAS
12	.00	3CU
13	.00	4SC
14	5181.87	4SCAC
15	4410.67	4SCAC
16	.00	4SC
17	4697.87	5SCCI
18	4585.17	4SC
19	3524.13	7SCAC
20	2833.57	6SCAC
21	.00	2SC
22	5478.67	SKC
23	5404.50	SKC
24	5388.10	SKC
25	5221.83	SKC
26	4877.17	2SC
27	4928.60	2CUCI
28	4939.53	4SCCU
29	4226.80	3SCCI
30	.00	6SCCU

Mês de Maio de 1995

DIA	RGMED	QNUVENS
1	.00	4SC
2	.00	7SCAC
3	.00	4SC
4	4713.73	SKC
5	.00	SKC
6	.00	7SCCI
7	.00	7SCCI
8	.00	5SC
9	3090.80	3SC
10	1902.47	7SCAC
11	4500.70	SKC
12	4419.33	SKC
13	4214.63	3SC
14	3458.33	5SCAC
15	.00	6SCAC
16	1865.47	7SC
17	2900.87	6SCCU
18	.00	3CU
19	.00	SKC
20	4231.23	2CU
21	3976.17	1CU
22	.00	SKC
23	.00	SKC
24	3883.63	3CU
25	3252.33	6CUCI
26	4101.50	3CU
27	3510.77	6CUAC
28	3997.10	2CU
29	3831.30	3CU
30	3998.47	2CU
31	3775.63	3SC

Mês de Junho de 1995

DIA	RGMED	QNUVENS
1	.00	SKC
2	3565.10	3CI
3	3699.00	5SC
4	.00	SKC
5	3895.53	2CI
6	3618.13	SKC
7	3645.90	4SC
8	841.63	7STSC
9	2772.10	7SCAC
10	.00	7SCAC
11	3659.30	3CI
12	3733.17	2CI
13	3415.83	4SCAC
14	.00	7SCAC
15	.00	7SC
16	.00	7SCAC
17	2291.40	7STSC
18	1164.83	8STAS
19	3759.40	4SCAC
20	3761.40	5SCAC
21	2898.30	4CU
22	3817.27	3CU
23	.00	5SC
24	993.97	8SCAC
25	1395.27	7SC
26	3197.60	7ACCI
27	3525.70	3CI
28	.00	7SCCI
29	1629.67	7SCAS
30	2325.33	7SC

Mês de Julho de 1995

DIA	RGMED	QNUVENS
1	1978,53	7SC
2	3682,67	3CI
3	794,67	7SC
4	955,17	8SC
5	0	6SC
6	0	7SCAS
7	309,8	7SCAS
8	2259,93	6SCAC
9	1851,53	7SCAC
10	3883,93	4SC
11	4004,93	4SC
12	3916	3CI
13	3552,27	4SC
14	2975,97	6SC
15	3776,6	4CI
16	3110,43	6SC
17	1169,37	7STSC
18	885,77	8ST
19	1667,77	8SC
20	1735,57	7SC
21	3563,23	6SCCU
22	2188,53	7STSC
23	4273,07	6CICS
24	4239,03	6CI
25	3191,2	4SC
26	0	4SC
27	0	8ST
28	4159,63	3CI
29	3754,9	5STSC
30	2233,4	7STSC
31	1739,63	8STSC