



Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC)
Centro Tecnológico (CTC)
Departamento de Engenharia Civil (ECV)
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil (PPGEC)

TRAJANO DE SOUZA VIANA

**POTENCIAL DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA COM
SISTEMAS FOTOVOLTAICOS COM CONCENTRADOR
NO BRASIL**

Florianópolis
Abril de 2010

TRAJANO DE SOUZA VIANA

**POTENCIAL DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA COM
SISTEMAS FOTOVOLTAICOS COM CONCENTRADOR
NO BRASIL**

Tese submetida à Universidade Federal de Santa Catarina como requisito parcial, exigido pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil - PPGEC, para a obtenção do Título de DOUTOR em Engenharia Civil

Área de concentração: Construção Civil

Orientador: Prof. Ricardo Rüther, PhD

Florianópolis, 09 de abril de 2010.

Catálogo na fonte elaborada na Biblioteca da
Universidade Federal de Santa Catarina

V614p Viana, Trajano de Souza
Potencial de geração de energia elétrica
com sistemas fotovoltaicos com concentrador
no Brasil [tese]/ Trajano de Souza Viana ;
orientador, Ricardo Rüter. - Florianópolis,
2010.
165 p.: il., tabs., grafs., mapas

Tese (Doutorado) - Universidade Federal de
Santa Catarina, Centro Tecnológico. Programa
de Pós-Graduação em Engenharia Civil.
Inclui bibliografia

1. Engenharia civil. 2. Energia solar.
3. Geração de energia fotovoltaica.
4. Energia - Fontes alternativas. I. Rüter,
Ricardo. II. Universidade Federal de Santa
Catarina - Programa de Pós-Graduação em
Engenharia Civil. III. Título.

CDU: 621.472

Universidade Federal de Santa Catarina - UFSC
Programa de Pós-graduação em Engenharia Civil - PPGEC

**POTENCIAL DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA COM
SISTEMAS FOTOVOLTAICOS COM CONCENTRADOR
NO BRASIL**

TRAJANO DE SOUZA VIANA

Tese julgada adequada para a obtenção do Título de DOUTOR
em Engenharia Civil e aprovada em sua forma final pelo
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil - PPGEC da
Universidade Federal de Santa Catarina - UFSC

Prof.^ª. Dra. Janaíde Cavalcante Rocha - Coordenadora do PPGEC

Prof. Ricardo Rüther, PhD - Orientador e Moderador

COMISSÃO EXAMINADORA:

Prof. João Tavares Pinho, Dr.-Ing - UFPA

Prof. Enio Bueno Pereira, PhD - INPE

Prof. Dr. Samuel Luna de Abreu - IF-SC

Prof. Dr. Luís Alberto Gómez - UFSC/ECV

AGRADECIMENTOS

Aos meus pais Arcy e Zélia (*In Memoriam*).

À minha esposa, Lucia, companheira paciente e sempre presente e às nossas minhas filhas, Fernanada e Renata.

Ao Prof. Ricardo Rütther pela orientação, confiança e amizade.

Ao CEFET-RJ pelo tempo concedido para realização desta tese.

Aos colegas do LabEEE - Laboratório de Eficiência Energética em Edificações - pela ótima convivência e conversas enriquecedoras

Aos professores e funcionários do Programa de Pós-graduação em Engenharia Civil (PPGEC) e a todos que, direta ou indiretamente, colaboraram com o desenvolvimento desta tese.

SUMÁRIO

LISTA DE FIGURAS

LISTA DE TABELAS

LISTA DE SÍMBOLOS

RESUMO

ABSTRACT

1	INTRODUÇÃO	1
1.1	ENERGIA SOLAR FOTOVOLTACA.....	1
1.2	TEMA DA PESQUISA	4
1.3	OBJETIVOS	6
1.3.1	Objetivo Geral	6
1.3.2	Objetivos Específicos	6
1.2	ESTRUTURA DA TESE.....	7
2	FUNDAMENTOS TEÓRICOS.....	9
2.1	RADIAÇÃO SOLAR	9
2.1.1	Introdução	9
2.1.2	Radiação Direta Normal.....	12
2.1.3	Fontes de Dados de Radiação Solar	14
a)	Projeto SWERA	17
b)	Dados de radiação direta normal.....	18
c)	Rede SONDA	22
d)	Modelo BRASIL-SR	26
2.2	SISTEMAS FOTOVOLTAICOS COM CONCENTRADOR.....	29
2.2.1	Introdução	29
2.2.2	Módulo Fotovoltaico com Concentrador (MFVC).....	32
a)	Elementos óticos para concentrador fotovoltaico.....	33
b)	Células para módulo fotovoltaico com concentrador	38

2.2.3	Sistemas Fotovoltaicos com Concentrador Comercialmente Disponíveis	42
2.2.4	Estimação da Geração de SFVC	44
a)	Efeitos da concentração e da temperatura sobre a célula fotovoltaica.....	46
b)	Expressão para estimar a geração de SFVC.....	51
2.2.5	Estágio Atual e Perspectivas para os SFVC	52
3	METODOLOGIA	58
3.1	ANÁLISE DE DADOS DE RADIAÇÃO SOLAR.....	58
3.2	MAPAS DE RADIAÇÃO SOLAR	62
4	RESULTADOS E DISCUSSÃO	64
4.1	POTENCIAL DA IRRADIAÇÃO DIRETA NORMAL NO BRASIL	64
4.1.1	Potencial Energético da Radiação Direta Normal	64
4.1.2	Valores de Irradiação para as Capitais Brasileiras	71
4.2	MAPAS DE IRRADIAÇÃO DIRETA NORMAL.....	82
4.3	ANÁLISE DE DADOS DE RADIAÇÃO.....	87
4.4	ATLAS BRASILEIRO DA GERAÇÃO SOLAR PARA SISTEMAS SOLARES COM CONCENTRADOR	95
4.5	VIABILIDADE ENERGÉTICA DA GERAÇÃO COM SFVC.....	97
5	CONCLUSÕES	100
	REFERÊNCIAS	102
	APÊNDICE A – Atlas de Irradiação Direta Normal (H_{DIRN}) ...	115
	APÊNDICE B – Atlas Brasileiro da Geração Solar para Sistemas Fotovoltaicos com Concentrador.	124

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 - Diagrama com os componentes básicos de um sistema fotovoltaico isolado.....	3
Figura 1.2 - Diagrama com os componentes básicos de um sistema fotovoltaico conectado à rede.	3
Figura 2.1 - Componentes da radiação solar: direta, difusa e devida ao albedo.	11
Figura 2.2 Seguidor do Sol de dois eixos: Leste-Oeste e Norte-Sul.	12
Figura 2.3 - Perfil das irradiâncias difusa, global horizontal e direta normal no dia 28/07/2004, na estação Brasília da rede SONDA.....	13
Figura 2.4 – Mapa de irradiação direta normal para o território brasileiro, com resolução espacial de 40 km x 40 km, produzido pelo NREL.	19
Figura 2.5 – Mapas de irradiação global horizontal e total (inclinada) para o território brasileiro.	20
Figura 2.6 – Coordenadas com dados de radiação disponíveis para a região de Florianópolis, na resolução espacial de 40 km x 40 km e de 10 km x 10 km.....	21
Figura 2.7 – Localização e tipo das estações da rede SONDA.	22
Figura 2.8 - Fluxograma com as etapas do processo de qualificação dados de radiação solar da rede SONDA.	25
Figura 2.9 – Fluxograma simplificado dos procedimentos executados no modelo BRASIL-SR.	27
Figura 2.10 - Mapa mostrando os píxeis com área de 10 km x 10 km.	28
Figura 2.11 - Evolução da produção mundial de células fotovoltaicas, de silício cristalino e de filme fino, de 1999 a 2010.....	30

Figura 2.12 - Tecnologias de elementos ópticos utilizados para realizar concentração da radiação solar nos SFVC.....	33
Figura 2.13 - SFVC com elementos concentradores do tipo reflexivo, na forma de disco e calha parabólicos.....	34
Figura 2.14 - Elemento concentrador do tipo reflexivo, baseado no refletor Cassegrain e vista ampliada do espelho secundário.....	35
Figura 2.15 - Módulos fotovoltaicos concentradores com elementos ópticos reflexivos, de primeira geração (esquerda) e de segunda geração (direita).....	35
Figura 2.16 – Estrutura típica de parte de um módulo fotovoltaico concentrador, que utiliza lente de Fresnel.	36
Figura 2.17 - Módulo fotovoltaico concentrador (MFVC) com lente de Fresnel, fator de concentração de 1500X e refrigeração passiva com dissipador de calor.	37
Figura 2.18 - Montagem de arranjo com 24 células (100 cm ²).	38
Figura 2.19 - Montagem de célula individual e diodo de desvio, sobre dissipador de calor.....	39
Figura 2.20 - Eficiência de uma célula em função da concentração, para a célula Emcore T1000 de junção tripla (InGaP/InGaAs/Ge).....	39
Figura 2.21 - Evolução da eficiência de conversão de células fotovoltaicas.....	40
Figura 2.22 – Exemplos de SFVC produzidos com três diferentes tecnologias de concentrador.....	41
Figura 2.23 – Curva de potência (kW) fornecida pelo SFVC Concentrix em função da intensidade da irradiância (W/m ²) incidente.....	45
Figura 2.24 – Elementos de área “A” e “a” da definição do fator de concentração, C.	46

Figura 2.25 – Efeitos do aumento da concentração (indicado pelo sentido das setas) sobre uma célula: grande aumento na corrente e ligeiro aumento na tensão de circuito aberto.....	48
Figura 2.26 – Efeitos (indicados pelo sentido das setas) do aumento da temperatura de uma célula: grande diminuição na tensão de circuito aberto e ligeiro aumento na corrente.....	49
Figura 2.27 – Planta fotovoltaica de 220 kW _N , instalada em Hermannsburg, Austrália, com SFVC de óptica reflexiva da empresa Solar Systems.	54
Figura 2.28 – Planta fotovoltaica de 100 kW _N , com SFVC Concentrix, instalada em Puertollano, Espanha.....	55
Figura 2.29 – Parte da planta fotovoltaica de 12 MW _N , com SFVC Guascor, instalada em Villafranca, Espanha.....	55
Figura 2.30 – Parte da planta de 500 kW _N , instalada com módulos de primeira geração da SolFocus, em Castile-La Mancha, Espanha.....	56
Figura 2.31 - Campo de testes do ISFOC em Puertollano, com 800 kW _N de SFVC instalados, sendo: 200 kW _N da Concentrix (frente), 200 kW _N da SolFocus (atrás à esquerda) e 400 kW _N da Isotón (direita).....	57
Figura 3.1 - Interface gráfica da planilha eletrônica desenvolvida para consultar os quatro bancos de dados de irradiação, em função das coordenadas de entrada.	60
Figura 3.2 - Interface gráfica da planilha para realizar estimativas de geração, produtividade e análise de investimento, com dados de entrada selecionáveis pelo usuário.....	63
Figura 4.1 - Curvas de irradiação direta normal, global horizontal e difusa, com dados da estação Brasília da rede SONDA.....	65

Figura 4.2 – Gráficos das médias mensais do total diário (kWh/m ² /dia) e totais anuais (kWh/m ² /ano) de irradiação difusa, global horizontal, inclinada e direta normal para as capitais brasileiras.	72
Figura 4.3 – Mapas com a média mensal do total diário de irradiação direta normal (H_{DIRN}), em kWh/m ² /dia.	82
Figura 4.5 - Mapas com a média sazonal do total diário de irradiação direta normal (H_{DIRN}), em kWh/m ² /dia.	84
Figura 4.6 - Mapa com a média anual do total diário de irradiação direta normal (H_{DIRN}), em kWh/m ² /dia.	85
Figura 4.7 - Mapa com o total anual de irradiação direta normal (H_{DIRN}), em kWh/m ² /ano.	86
Figura 4.8 - Distribuição do número de píxeis por faixas de valores de irradiação, para as três componentes de irradiação: global horizontal, inclinada (total) e direta normal.	88
Figura 4.9 - Comparação das distribuições de irradiação global, inclinada e direta normal.	89
Figura 4.10 – Distribuição do número de píxeis com H_{DIRN} igual ou maior que H_{HOR}	90
Figura 4.11 – Histograma dos píxeis nos quais H_{DIRN} é igual ou maior do que H_{HOR}	90
Figura 4.12 – Mapa com as localizações dos 83 píxeis excluídos.	91
Figura 4.13 - Distribuição do número de píxeis com H_{DIRN} igual ou maior, em percentual, que H_{TOT}	91
Figura 4.14 – Histograma dos píxeis nos quais H_{DIRN} é igual ou maior do que H_{TOT}	92
Figura 4.15 – Mapa das regiões nas quais a irradiação direta normal (H_{DIRN}) é igual ou maior que a irradiação global horizontal (H_{HOR}).	93

Figura 4.16 - Mapa das regiões nas quais a irradiação direta normal (H_{DIRN}) é igual ou maior que a irradiação inclinada (H_{TOT}).	94
Figura 4.17 - Mapa de geração total anual estimada para Sistemas Fotovoltaicos com Concentrador (SFVC).	96
Figura 4.18 – Distribuição espacial de empresas industriais em 2002.	98
Figura 4.19 – Mapa do total anual de irradiação direta normal (H_{DIRN}) com a área de grande concentração de empresas industriais assinalada pela linha azul.	99

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Valores e significados dos dígitos (D4 D3 D2 D1) do código de qualificação de cada dado das estações da rede SONDA.....	24
Tabela 2 – Principais características dos SFVC apresentados na Figura 2.22.....	42
Tabela 3 – Empresas fabricantes de sistemas fotovoltaicos com concentrador, de fator de concentração maior que 200X, existentes em 2008.....	53
Tabela 4 – Valores da irradiação dos dias escolhidos (obtidos pela integração das respectivas irradiâncias) e relação percentual de H_{DIRN} sobre H_{HOR}	69
Tabela 5 - Capitais brasileiras, com as respectivas coordenadas e os valores da média anual do total diário de irradiação.	71
Tabela 6 - Valores mínimos e máximos de irradiação dos bancos de dados, após a exclusão dos 83 píxeis.	92

LISTA DE SÍMBOLOS E SIGLAS

AM	massa de ar (de <i>Air Mass</i>)
a-Si	silício amorfo
CA	corrente alternada
CC	corrente contínua
c-Si	silício cristalino
E_{CA}	energia em corrente alternada
FF	fator de forma (de <i>fill factor</i>)
FV	fotovoltaico
G	irradiância solar, medida em W/m^2
G_0	constante solar
G_{DIR}	irradiância direta
G_{DIRN}	irradiância direta normal
H	irradiação solar, medida em Wh/m^2
H_{DIF}	irradiação difusa
H_{DIR}	irradiação direta
H_{DIRN}	irradiação direta normal
H_{HOR}	irradiação global
H_{TOT}	Irradiação total, em uma superfície com inclinação qualquer
I_{MP}	corrente no ponto de potência máxima
I_{SC}	corrente de curto-circuito
m-Si	silício monocristalino
P	potência
P_{MP}	potência máxima de um conversor fotovoltaico
P_N	potência nominal, especificação dos SFVC
Prod	produtividade do sistema fotovoltaico (<i>Yield</i>)
p-Si	silício policristalino
SFV	sistema fotovoltaico sem concentrador
SFVC	sistema fotovoltaico com concentrador
Si	silício
STC	condições-padrão de referência para ensaio (<i>Standard Test Conditions</i>)
TD	taxa de desempenho global do sistema (<i>Performance Ratio</i>)
ua	unidade astronômica
V_{MP}	tensão no ponto de potência máxima
V_{OC}	tensão de circuito aberto

W_N watt-nominal

W_p watt-pico

BSRN	<i>Baseline Surface Radiation Network</i>
CPTEC	Centro de Previsão do Tempo e Estudos Climáticos
DMA	Divisão de Clima e Meio Ambiente (CPTEC-INPE)
GEF	<i>Global Environment Facility</i> (Fundo Global para o Meio Ambiente)
GIS	<i>Geographic Information System</i>
IGMK	<i>Institut für Geophysik Meteorologie - Universität zu Köln</i>
INMET	Instituto Nacional de Meteorologia
INPE	Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais
ISFOC	<i>Instituto de Sistemas Fotovoltaicos de Concentración</i>
LABSOLAR	Laboratório de Energia Solar (UFSC)
OECD	<i>Organization for Economic Cooperation and Development</i>
PNUMA	Programa das Nações Unidas para o Meio Ambiente
SONDA	Sistema de Organização Nacional de Dados Ambientais
SWERA	<i>Solar and Wind Energy Resource Assessment</i>
UFSC	Universidade Federal de Santa Catarina
UNEP	<i>United Nations Environment Programme</i>

VIANA, Trajano de Souza. **Potencial de Geração de Energia Elétrica com Sistemas Fotovoltaicos com Concentrador no Brasil**. 2010. 127p. Tese (Doutorado) – Departamento de Engenharia Civil, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, SC, Brasil.

RESUMO

No Brasil existem vários estudos sobre aplicação e desempenho de sistemas fotovoltaicos sem concentrador (SFV), acompanhando a tendência e o desenvolvimento desta tecnologia em nível mundial. Nos últimos anos, principalmente em regiões com alta incidência de radiação direta de países como Espanha, Estados Unidos e Austrália, tem aumentado os projetos destinados a instalação e avaliação do desempenho de sistemas fotovoltaicos com concentrador (SFVC). Os SFV utilizam a radiação global ou inclinada enquanto os SFVC utilizam a radiação direta normal e normalmente empregam dispositivos destinados a rastrear o Sol para aproveitamento do potencial energético da radiação direta. O Brasil apresenta muitas regiões com alta incidência de radiação direta, nas quais a irradiação direta normal anual pode chegar a valores superiores aos de irradiação global ou inclinada. O estudo do desempenho energético de sistemas fotovoltaicos com concentrador apresenta como principal dificuldade a obtenção de dados de irradiação direta normal e, até o presente, nenhum estudo abrangente foi realizado para o território brasileiro. Esta tese apresenta um estudo do potencial de desempenho energético de SFVC no Brasil, realizado com base em dados solarimétricos inéditos resultantes do projeto SWERA (*Solar and Wind Energy Resource Assessment*). Além dos dados solarimétricos do projeto SWERA, foram utilizados dados de desempenho de SFVC instalados em outros países, em regiões com características solarimétricas e climáticas semelhantes às brasileiras, para estimar o desempenho energético no território brasileiro. Foi elaborado o “Atlas Brasileiro da Geração Solar para Sistemas Fotovoltaicos com Concentrador” que evidencia as áreas com potencial favorável à instalação de SFVC. Verificou-se que grande parte da área caracterizada por elevados valores de irradiação direta normal também apresenta elevada demanda energética devido à concentração de empresas industriais. Os resultados apresentados, além da contribuição científica e tecnológica, podem fornecer subsídios às concessionárias de eletricidade para a instalação de SFVC, destinados a gerar energia elétrica a partir de uma fonte renovável e não poluente.

Palavras-chave: Radiação solar, Irradiação direta normal, Sistema fotovoltaico com concentrador, Sistemas conectados à rede, Desempenho energético.

VIANA, Trajano de Souza. **Potential of Electricity Generation with Concentrating Photovoltaic Systems in Brazil**. 2010. xxxxp. Thesis (Doctorate) – Civil Engineering Department, Federal University of Santa Catarina, Florianópolis, SC, Brazil.

ABSTRACT

In Brazil there are several studies on implementation and performance of photovoltaic systems without concentration (PVS) following the trend and development of this technology worldwide. In recent years, particularly in regions with high incidence of direct radiation in countries like Spain, USA and Australia have increased projects for deployment and performance evaluation of concentrating photovoltaic systems (CPV). PVS use global and tilted radiation while CPV utilize direct normal radiation and usually employ devices to track the Sun to harness the energy potential of direct radiation. Brazil has many regions with high incidence of direct radiation, in which the annual direct normal irradiation can reach values higher than the global or tilted irradiation. The study of energy performance of concentrating photovoltaic systems presents the as main difficulty in obtaining data of direct normal irradiation (DNI) and, to date, no comprehensive study was conducted for the Brazilian territory. This thesis presents a study of CPV potential energy performance in Brazil, carried out based on unpublished solarimetric data resulting from SWERA project (Solar and Wind Energy Resource Assessment). Besides the solarimetric data from SWERA project, CPV performance data from systems installed in other countries, in regions with climatic and solarimetric characteristics similar to Brazilian conditions, were used to assess the energy performance in Brazil. The "Brazilian Atlas of Solar Power Generation with Concentrating Photovoltaic Systems" presented in this thesis highlights areas with potential for CPV installation. These areas characterized by high DNI level include sites with high energy demand due to the concentration of industrial enterprises. The results presented, besides the scientific and technological contribution can provide subsidies for electricity utilities to install CPV for power generation from a clean and renewable energy source.

Keywords: Solar radiation, Direct normal irradiation (DNI), Concentrating photovoltaic system, Grid-connected systems.

1 INTRODUÇÃO

1.1 ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

A geração de eletricidade a partir do Sol pode ser realizada de forma indireta, convertendo-se a energia solar em energia térmica e em seguida em elétrica, ou de forma direta, utilizando-se o efeito fotovoltaico.

O efeito fotovoltaico foi descoberto por Alexandre-Edmond Becquerel que, em 1839, relatou suas observações da ação dos raios solares sobre soluções químicas, produzindo corrente elétrica. Para excluir a possibilidade de o efeito observado ser devido ao calor, Becquerel procurou utilizar apenas a componente visível da radiação, obtida por meio de refração da luz solar (BECQUEREL, 1839).

A descoberta científica de Becquerel só começou a ser utilizada comercialmente após o desenvolvimento da célula fotovoltaica de silício, em 1954, nos Laboratórios Bell por Calvin Fuller, Daryl Chapin e Gerald Pearson. A célula fotovoltaica desenvolvida naquela ocasião apresentava eficiência de conversão de aproximadamente 6% (CHAPIN *et al.*, 1954).

A evolução das células fotovoltaicas se deu principalmente devido à aplicação na área espacial, como fonte de energia para os satélites artificiais, que também levou ao desenvolvimento de células com materiais diferentes do silício (NELSON, 2003).

Um conjunto de células fotovoltaicas, devidamente conectadas eletricamente e acondicionadas para resistir à exposição ao ar livre e intempérie, é denominado módulo fotovoltaico. A principal especificação de um módulo é a potência nominal, que é a potência de saída sob as condições-padrão de referência para ensaio (do inglês, *Standard Test Conditions* - STC)^a. A unidade da potência nominal, ou potência de pico, é simbolizada por “ W_p ” (ABNT, 2006).

^a As condições-padrão de referência para ensaio (STC) são: temperatura de junção da célula de 25°C; irradiância total de 1.000 W/m² normal à superfície de ensaio e espectro AM 1,5 (ABNT, 2006).

O conjunto de elementos necessários para realizar a conversão da energia solar diretamente em energia elétrica é denominado genericamente de sistema fotovoltaico. Um sistema pode gerar energia elétrica com características adequadas para alimentar aparelhos elétricos, tais como eletrodomésticos, lâmpadas, motores e outros.

O principal componente de um sistema fotovoltaico é o painel fotovoltaico, constituído por um ou mais módulos. Dependendo da aplicação, o sistema pode incluir dispositivos para controle, armazenamento, supervisão e condicionamento de energia elétrica.

Os sistemas fotovoltaicos podem ser classificados, com relação ao modo como é utilizada a radiação solar, em dois grupos:

- sistema sem concentrador (SFV) e
- sistema com concentrador (SFVC).

Os sistemas fotovoltaicos sem concentrador utilizam a radiação solar de forma natural, tal como chega à superfície das células fotovoltaicas. Nos sistemas com concentrador a radiação solar é coletada, com o auxílio de dispositivos ópticos específicos, concentrada e focalizada sobre a superfície das células, cuja área é bastante reduzida se comparada com a área das células dos sistemas sem concentrador.

Outra classificação está relacionada à conexão com a rede elétrica pública de fornecimento de energia, que abrange também dois grupos (ABNT, 2008):

- sistemas isolados e
- sistemas conectados à rede.

Os sistemas fotovoltaicos isolados são instalados em localidades afastadas dos grandes centros, que não possuem o serviço público de distribuição de energia elétrica e normalmente possuem elementos para armazenar energia (banco de baterias). O banco de baterias destina-se a armazenar a energia gerada durante as horas de sol e fornecer nos períodos nos quais não há radiação solar. O fornecimento de energia aos aparelhos consumidores pode ser em corrente contínua (CC) ou em corrente alternada (CA) com a utilização de um inversor. A Figura 1.1 apresenta o diagrama com os

componentes básicos deste tipo de sistema, para fornecimento em corrente alternada (CA).

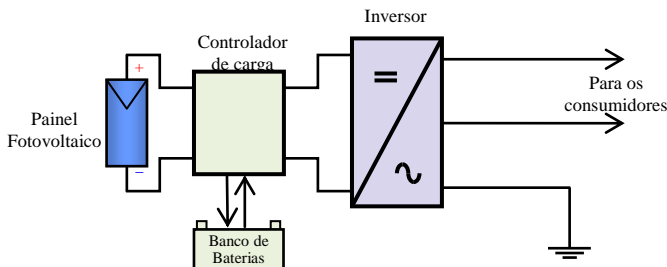


Figura 1.1 - Diagrama com os componentes básicos de um sistema fotovoltaico isolado.

O controlador de carga é um aparelho eletrônico destinado a controlar e monitorar a carga e/ou a descarga do banco de baterias e o inversor é o aparelho que converte a tensão contínua (CC), proveniente do painel fotovoltaico ou do banco de baterias, em tensão alternada (CA) com características adequadas para alimentação de aparelhos elétricos e eletrônicos.

Os sistemas conectados à rede possuem ligação com a rede elétrica pública, na qual a energia gerada é injetada e, neste caso, não há necessidade de banco de baterias.

A Figura 1.2 apresenta o diagrama e os componentes básicos de um sistema conectado à rede.

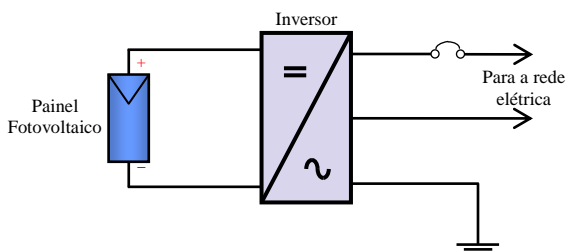


Figura 1.2 - Diagrama com os componentes básicos de um sistema fotovoltaico conectado à rede.

O inversor dos sistemas conectados à rede é especialmente projetado e construído de modo que ao detectar a presença da rede passa a operar, convertendo a tensão contínua (CC), vinda do painel fotovoltaico, em tensão alternada (CA) e injetando diretamente na rede, com o mesmo padrão de tensão, frequência e fase. Caso a rede elétrica seja desenergizada pela concessionária ou o inversor seja desconectado da rede, este se desliga automaticamente, cessando o fornecimento de energia e garantindo total segurança em caso de manutenção da rede.

A instalação de sistemas isolados apresenta pequeno crescimento em escala mundial, atendendo principalmente às regiões onde não existe rede elétrica de distribuição. No Brasil este tipo de sistema é empregado principalmente no interior de alguns estados e na Região Amazônica. Por outro lado, o número de sistemas fotovoltaicos conectados à rede, destinados a gerar energia de forma descentralizada, ou mesmo centralizada, tem crescido consideravelmente nos últimos anos. No entanto, mesmo com o crescente mercado de módulos sem concentrador, e dos demais acessórios necessários para compor os sistemas fotovoltaicos, o preço de tais sistemas ainda é considerado elevado quando comparado com outras formas de geração de energia elétrica.

Os módulos de um SFV representam a maior parte do custo do sistema, situando-se na faixa de 50% a 60% do custo total (SOLARBUZZ, 2009). As expectativas são que os preços dos módulos sofram redução até tornar a energia fotovoltaica competitiva, não só devido ao aumento na escala de produção, mas também devido ao aparecimento de novas tecnologias de menor custo de produção (KESHNER *et al.*, 2004), (ZWAAN *et al.*, 2004).

1.2 TEMA DA PESQUISA

No Brasil foram realizados vários estudos sobre desempenho e as aplicações de sistemas fotovoltaicos sem concentrador (SFV) conectados à rede, instalados em território brasileiro (RÜTHER *et al.*, 2000), (RÜTHER *et al.*, 2001), (OLIVEIRA *et al.*, 2001), (BEYER *et al.*, 2004), (RÜTHER, 2004), (RÜTHER *et al.*, 2005), (ORDENES *et al.*, 2007), (VIANA *et al.*, 2007a), (VIANA *et al.*, 2007b), (JARDIM *et al.*, 2008), (RÜTHER *et al.*, 2008). Esses

estudos acompanham a tendência e o desenvolvimento da tecnologia fotovoltaica sem concentrador em nível mundial.

Os SFV utilizam a radiação global enquanto que os SFVC utilizam a radiação direta normal, necessitando de dispositivos destinados a seguir o Sol na sua trajetória aparente diária e anual, de modo a aproveitar o potencial energético da radiação direta. Os trabalhos publicados sobre sistemas fotovoltaicos com concentrador e aplicação no território brasileiro são, normalmente, relacionados a concentradores com baixo fator de concentração, fixos ou com seguidor de um eixo (FRAIDENRAICH, 1994), (ZANESCO *et al.*, 2004), (SEVERO *et al.*, 2008). A aplicação no Brasil de SFVC com alto fator de concentração apenas recentemente começou a ser estudada (VIANA *et al.*, 2008).

O Brasil apresenta muitas regiões com alta incidência de radiação direta, favoráveis à instalação de SFVC. Em algumas regiões o valor da irradiação direta normal pode ser superior ao da irradiação global ou inclinada, o que possibilitaria maior desempenho dos SFVC. No entanto, o estudo prévio do desempenho energético de SFVC apresenta como principal dificuldade a obtenção de dados confiáveis de irradiação direta normal para o território brasileiro.

Esta tese apresenta os resultados de estudos realizados com base em recentes dados solarimétricos, resultantes do projeto SWERA (*Solar and Wind Energy Resource Assessment*). A análise empreendida nos dados de irradiação direta normal, considerada inédita no Brasil, combinada com a análise dos dados de irradiação global e total e aspectos técnicos e de desempenho de SFVC, visou estimar o potencial de geração de energia elétrica com esse tipo de sistema em todo o território brasileiro. Como um dos resultados é apresentado um conjunto inédito e original de 18 mapas, que constitui o “Atlas Brasileiro da Geração Solar para Sistemas Fotovoltaicos com Concentrador”, composto de 12 mapas mensais da geração média diária estimada; 4 mapas sazonais da geração média diária estimada; 1 mapa anual de geração média diária estimada e 1 mapa do total anual de geração estimada. Os mapas mostram as faixas de valores de geração estimada por potência nominal instalada (kWh/kW_N).

A hipótese a ser verificada é que, devido aos altos níveis de irradiação direta normal, existentes em determinadas localidades brasileiras, o desempenho de sistemas fotovoltaicos com concentrador (SFVC) de alto fator de concentração pode apresentar vantagens energéticas e econômicas sobre os sistemas fotovoltaicos sem concentrador.

A comprovação desta hipótese, para determinadas localidades do território brasileiro e os resultados da análise, são uma contribuição científica e tecnológica, podendo também servir de subsídios para incentivar investidores e/ou concessionárias de eletricidade locais a instalar SFVC para a geração de energia elétrica, a partir de uma fonte renovável e não poluente.

1.3 OBJETIVOS

1.3.1 Objetivo Geral

Analisar os dados de irradiância direta normal, global e total, de todo o Brasil e apresentar um “Atlas Brasileiro da Geração Solar para Sistemas Fotovoltaicos com Concentrador”, destinado a auxiliar na identificação das regiões com condições solarimétricas propícias à instalação de sistemas fotovoltaicos com concentrador (SFVC).

1.3.2 Objetivos Específicos

- Obter bancos de dados de irradiação difusa, global horizontal, total (inclinada) e direta normal para todo o território brasileiro e organizar para realizar comparações entre os dados;
 - Comparar as médias mensais e o total anual de irradiação – difusa, global, inclinada e direta normal – para todas as capitais brasileiras;
 - Desenvolver um aplicativo na forma de planilha eletrônica para realizar o levantamento, nos quatro bancos de dados de irradiação (difusa, global, inclinada e direta normal), dos diferentes valores de irradiação de acordo com as coordenadas do local selecionado;
 - Elaborar mapas mensais, sazonais e anuais, de irradiação direta normal para o território brasileiro, compondo um Atlas de irradiação direta normal (H_{DIRN});
-

- Desenvolver um aplicativo na forma de planilha eletrônica para realizar a estimativa de geração e desempenho energético de SFVCs, sob as condições de irradiação direta normal do local escolhido, com base nos valores obtidos no banco de dados de irradiação e nas especificações técnicas do SFVC escolhido;
 - Estimar o desempenho energético de um SFVC, instalado numa determinada localidade, com o auxílio das ferramentas desenvolvidas;
 - Elaborar mapas mensais, sazonais e anuais, para compor o “Atlas Brasileiro da Geração Solar para Sistemas Fotovoltaicos com Concentrador” e
 - Avaliar a perspectiva de consumo da energia fotogerada por SFVC, por consumidores residenciais ou indústrias situados na área de geração.
-

2 FUNDAMENTOS TEÓRICOS

1.1 RADIAÇÃO SOLAR

1.1.1 Introdução

A energia proveniente do Sol é uma forma de energia renovável, praticamente inesgotável, que está disponível gratuitamente e pode ser aproveitada para suprir parte das necessidades da sociedade, seja para aplicações de aquecimento ou para a geração de eletricidade.

A terminologia empregada na literatura sobre energia solar apresenta muitas variações. Denominações tais como: radiação, irradiação, insolação e irradiância são utilizadas com acepções diversas e muitas vezes para designar grandezas distintas em dois textos diferentes.

A partir da publicação da norma ABNT NBR 10898 - Energia Solar Fotovoltaica – Terminologia, que define os termos técnicos relativos à conversão fotovoltaica de energia solar, tem-se terminologia, simbologia e unidades padronizadas no Brasil, nesta área, para as grandezas solarimétricas. Nesta tese a expressão “radiação solar” é utilizada para designar, de forma genérica, a energia vinda do Sol e são adotadas as seguintes definições e simbologias, conforme a NBR 10898 (ABNT, 2006):

- albedo - índice relativo à fração da energia solar, recebida em uma unidade de área, devida à refletância dos arredores e do solo onde está instalado um dispositivo;
- irradiância solar (G) - taxa na qual a radiação solar incide em uma superfície, por unidade de área desta superfície, medida em watt por metro quadrado (W/m^2);
- irradiância direta (G_{DIR}), (G_{DIRN})^b - irradiância solar incidente em uma superfície, sem ter sido espalhada pela atmosfera, podendo ser horizontal (G_{DIR}) ou normal (G_{DIRN});

^b G_{DIRN} - Simbologia adotada nesta tese para irradiância direta normal, não constante da NBR 10898.

- irradiância difusa (G_{DIF}) - potência radiante do céu, recebida em uma unidade de área em uma superfície horizontal, excluída a irradiância direta;
- irradiância global (G_{HOR}) - potência radiante solar, recebida em uma unidade de área em uma superfície horizontal, que é igual à irradiância direta mais a irradiância difusa;
- irradiância devida ao albedo (G_{ALB});
- irradiância total (G_{TOT}) - potência radiante solar total com as componentes direta, difusa e de albedo, recebida em uma unidade de área em uma superfície com inclinação qualquer;
- irradiação solar (H) - irradiância solar integrada durante um dia, medida em watt hora por metro quadrado (Wh/m^2). Quando integrada durante o período de uma hora é simbolizada por “I”.
- irradiação direta (H_{DIR}) - irradiância direta integrada durante um dia, podendo ser horizontal (H_{DIR}) ou normal (H_{DIRN})^c;
- irradiação difusa (H_{DIF}) - irradiância difusa integrada durante um dia;
- irradiação global (H_{HOR}) - irradiância global integrada durante um dia;
- irradiação total (H_{TOT}) - irradiância total integrada durante um dia.

A irradiância solar que chega ao topo da atmosfera varia ligeiramente em função da distância entre a Terra e o Sol e da atividade das manchas solares. O valor médio dessa irradiância é denominado constante solar (G_0), sendo definida como a taxa de radiação solar, em todos os comprimentos de onda, incidente em uma superfície localizada fora da atmosfera terrestre, perpendicular à radiação solar, a uma distância de 1 ua do Sol^d, equivalente a 149.597. 870 km (IQBAL, 1983), (NIST, 2001).

O valor da constante solar, de acordo com a definição, é independente da distância Terra-Sol, entretanto, varia entre 1.365 e

^c H_{DIRN} - Simbologia adotada nesta tese para **irradiação direta normal** não constante da norma NBR 10898. Na literatura pode aparecer como IDN (irradiação direta normal) ou DNI (do inglês, *Direct Normal Irradiation*).

^d **ua** - Unidade astronômica, equivalente à distância média Terra-Sol.

1.367 W/m^2 em função da atividade das manchas solares, sendo adotado o valor médio (NREL, 2009),

$$G_0 = 1.366 \text{ W/m}^2.$$

Tendo em vista a definição, a constante solar representa, na realidade, o valor da irradiância direta normal extraterrestre, que poderia ser simbolizada por G_{DIRNO} .

A radiação solar ao penetrar na atmosfera sofre diversos processos físicos e chega à superfície terrestre composta de duas parcelas: radiação direta e radiação difusa, conforme ilustrado na Figura 2.1.

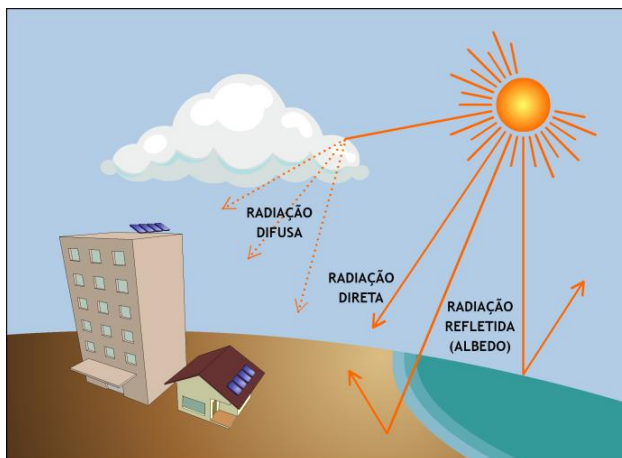


Figura 2.1 - Componentes da radiação solar: direta, difusa e devida ao albedo.

A radiação total, que é a incidente sobre uma superfície inclinada, inclui as duas componentes, direta e difusa, mais uma parcela devida à radiação refletida na superfície e nos elementos do entorno, que é função do albedo do local. A radiação total é muitas vezes referida na literatura como “radiação inclinada” ou “radiação no plano inclinado” sendo, neste caso, correspondente à radiação recebida em uma superfície com inclinação igual à latitude do local.

A radiação direta, incidente sobre uma superfície fixa no solo, terá intensidade variável, principalmente em função da posição do Sol durante a sua trajetória aparente diária e anual. Apenas duas vezes por ano, em um único horário, a radiação incidirá perpendicularmente à referida superfície fixa.

2.1.2 Radiação Direta Normal

A radiação direta normal é aquela que incide sempre perpendicularmente a uma superfície. Para que isto ocorra é necessário que a superfície seja móvel e acompanhe a trajetória aparente do Sol, o que é obtido com o uso de dispositivos denominados seguidores ou rastreadores. A Figura 2.2 mostra um seguidor do Sol de dois eixos, que movimentava uma superfície em torno dos eixos Leste-Oeste e Norte-Sul, de modo a mantê-la sempre perpendicular à radiação solar, durante todos os dias e horas do ano.

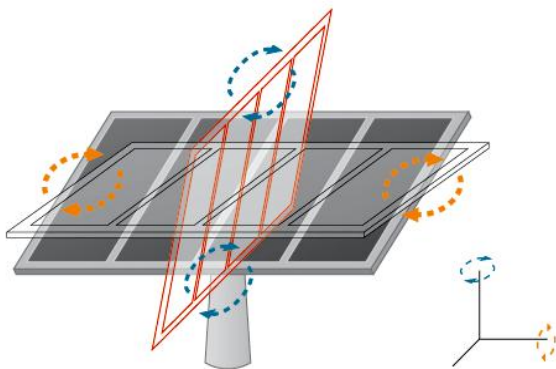


Figura 2.2 Seguidor do Sol de dois eixos: Leste-Oeste e Norte-Sul.

Fonte: www.abengoasolar.com/corp/web/en/technologies/photovoltaic

O resultado do seguimento do Sol se traduz em mais energia captada pela superfície móvel do que seria obtido em uma superfície horizontal fixa, situada no mesmo local. Esse efeito é exemplificado na Figura 2.3, a qual mostra o perfil diário das irradiâncias difusa (G_{DIF}) e global horizontal (G_{HOR}), incidentes em sensores horizontais fixos, e da irradiância direta normal (G_{DIRN}), incidente em um sensor

dotado de seguidor de dois eixos. Esses dados de irradiância foram obtidos em um dia com céu claro (28/07/2004), na estação Brasília da rede SONDA (INPE, 2009).

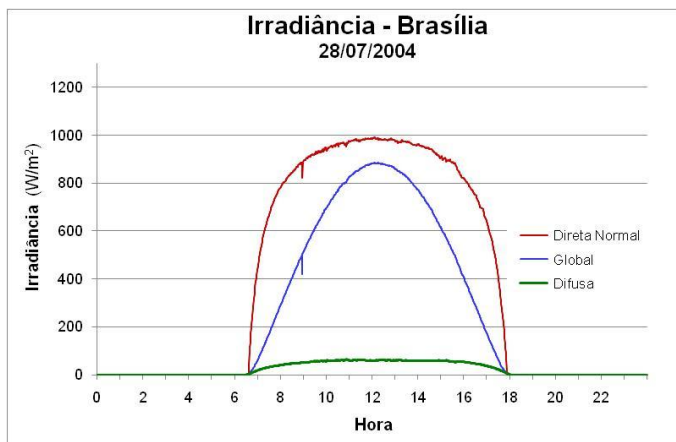


Figura 2.3 - Perfil das irradiâncias difusa, global horizontal e direta normal no dia 28/07/2004, na estação Brasília da rede SONDA.

A irradiação diária é igual à integral da irradiância (kW/m^2) e representa energia por unidade de área incidente em uma superfície (kWh/m^2). Graficamente a irradiação corresponde à área sob a curva da irradiância no período considerado. Na Figura 2.3 observa-se que a área sob a curva de irradiância direta normal (vermelha) é maior do que a área sob a curva da irradiância global (azul), significando que a energia proveniente da radiação direta normal, no período considerado, é maior do que a proveniente da radiação global. O valor da irradiação direta normal (H_{DIRN}) é $9,31 kWh/m^2$ e da irradiação global (H_{HOR}) é $6,08 kWh/m^2$ e, neste caso, H_{DIRN} é 53% maior do que H_{HOR} .

2.1.3 Fontes de Dados de Radiação Solar

A radiação direta normal é a componente de maior interesse para a utilização de sistemas fotovoltaicos com concentrador de alto fator de concentração (SFVC) uma vez que os elementos concentradores só operam eficientemente com raios solares paralelos.

Para estimar a geração de um SFVC são necessárias as características técnicas do SFVC considerado, que normalmente podem ser obtidas com os fabricantes, e os valores de irradiação direta normal no local de estudo. Portanto, a obtenção de dados confiáveis de irradiação direta normal é imprescindível para estimar a geração de energia e, conseqüentemente, avaliar a viabilidade da utilização de SFVC em determinado local. Várias fontes de dados de radiação solar, dentre Atlas e bancos de dados, foram consultadas em busca de dados de irradiação direta normal para esta tese.

Intenso trabalho de pesquisa tem sido realizado visando obter dados de irradiação solar confiáveis, para o território brasileiro. Para o levantamento dos níveis de radiação em uma região poderiam ser instaladas estações solarimétricas no solo, o que levaria à necessidade de instalar, manter e monitorar um grande número de radiômetros. Esse método é inviável para mapear regiões extensas, tal como o território brasileiro.

Basicamente, existem dois métodos para realizar o levantamento dos recursos de energia solar em uma região extensa:

- utilizar técnicas de interpolação de dados de radiação, obtidos com uma rede de radiômetros distribuídos pela região e
- usar modelos para estimação da radiação incidente, por meio de relações empíricas ou da solução da equação de transferência radiativa na atmosfera (PEREIRA *et al.*, 2006).

Ao longo de vários anos foram realizados estudos para estimar a radiação solar na superfície terrestre, a partir de dados de radiômetros dispersos. No entanto, ainda seriam necessárias estações de referência, com dados de alta confiabilidade, para serem utilizados no processo de validação dos dados estimados (TIBA *et al.*, 2000).

Os dados de radiação obtidos por meio de radiômetros em geral apresentam confiabilidade superior aos obtidos com o uso de modelos radiativos. No entanto, esse fato não pode ser generalizado para os resultados de interpolações entre os radiômetros (PEREIRA *et al.*, 2006).

Estudo realizado por Perez *et al.* mostrou que dados interpolados, obtidos a partir de dados de radiômetros distanciados mais do que 45 km, apresentam níveis de confiabilidade inferiores às estimativas obtidas com modelos que utilizam imagens de satélite (PEREZ *et al.*, 1997). Guarnieri *et al.*, trabalhando com dados obtidos de 32 plataformas de coleta de dados, localizadas na região Sudeste do Brasil, verificaram a dependência dos erros de interpolação em função da distância entre as estações. Similarmente ao estudo de Perez *et al.*, foi constatado que à medida que aumenta a distância das estações consideradas ao local de referência, maiores são os erros das estimativas. Considerando o erro máximo do modelo BRASIL-SR como referência, apenas interpolações realizadas com dados de estações situadas a distâncias inferiores a 50 km apresentam erros similares ao erro das estimativas do modelo (GUARNIERI *et al.*, 2006).

Como resultado de trabalho realizado com base em bancos de dados terrestres obtidos de Estações Piranométricas e Actinográficas, no ano 2000 foi publicado o “Atlas Solarimétrico do Brasil: Banco de Dados Terrestres”, que apresenta mapas com isolinhas das médias mensais e anual do total diário da irradiação global (em MJ/m²/dia) e de insolação (horas de sol), para o território brasileiro (TIBA *et al.*, 2000).

O trabalho com modelos remonta a 1996, com o estudo realizado por Pereira *et al.*, que apresenta valores da média mensal do total diário das radiações difusa e global, para o inverno e verão no hemisfério Sul. Os dados foram obtidos com a utilização de modelo computacional, utilizando informações derivadas de imagens do satélite geoestacionário Meteosat-2, e são mostrados sob a forma de mapas com isolinhas em MJ/m², abrangendo grande parte do território brasileiro (PEREIRA *et al.*, 1996).

A continuidade dos trabalhos e aperfeiçoamento do modelo computacional levou à publicação, em 1998, do “Atlas de Irradiação

Solar do Brasil”, que apresenta a primeira versão de mapas solarimétricos para irradiação global derivada de imagens obtidas de satélite e validada na superfície. Os dados foram computados com o modelo BRASIL-SR, derivado do modelo físico IGMK (*Institut für Geophysik Meteorologie - Universität zu Köln*), cujo algoritmo foi transferido para o Laboratório de Energia Solar (LABSOLAR/UFSC) no âmbito de um projeto de cooperação bilateral. O modelo, inicialmente desenvolvido para o satélite METEOSAT-2, foi adaptado para o METEOSAT-3 e posteriormente para o satélite GOES-8. Os dados computados foram validados com base em dados de estações solarimétricas do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET), do LABSOLAR e INPE (COLLE *et al.*, 1998).

O Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE) e o Laboratório de Energia Solar (LABSOLAR/UFSC) tem trabalhado com o modelo BRASIL-SR no sentido de estimar os valores de irradiação solar na superfície (MARTINS *et al.*, 2007b). Esse trabalho foi intensificado a partir do Projeto SWERA (*Solar and Wind Energy Resource Assessment*), que possibilitou ampliar a base de dados para o modelo BRASIL-SR e obter dados de radiação mais abrangentes para o território brasileiro.

O “Atlas Brasileiro de Energia Solar”, publicado em 2006, é um dos resultados do projeto SWERA. O Atlas apresenta mapas de irradiação solar global (horizontal), difusa, total (no plano inclinado com ângulo igual à latitude do local) e de radiação fotossinteticamente ativa, PAR (do inglês *Photosynthetically Active Radiation*), que mostram faixas de valores da média anual e média sazonal da irradiação (em kWh/m²) na resolução espacial de 10 km x 10 km. Os valores de irradiação foram obtidos com o modelo BRASIL-SR, para uma década completa de dados, de julho de 1995 a dezembro de 2005. A validação foi realizada por meio de comparação com valores medidos em superfície em estações distribuídas pelo território brasileiro, integrantes da rede SONDA (Sistema de Organização Nacional de Dados Ambientais) e da rede de plataformas de coleta de dados (PCD). Ambas as redes foram implantadas e são gerenciadas pelo Centro de Previsão do Tempo e Estudos Climáticos (CPTEC/INPE) (PEREIRA *et al.*, 2006).

a) Projeto SWERA

O projeto SWERA (*Solar and Wind Energy Resource Assessment*) foi financiado pelo PNUMA (Programa das Nações Unidas para o Meio Ambiente, *United Nations Environment Programme*, UNEP) e co-financiado pelo GEF (*Global Environment Facility*, Fundo Global para o Meio Ambiente).

O objetivo fundamental do projeto foi realizar o levantamento de uma base de dados confiável e de alta qualidade, visando auxiliar o planejamento e a inclusão de fontes de energia renovável na matriz energética, utilizando os recursos solar e eólico (MARTINS *et al.*, 2008). A base de dados de radiação solar resultante também pode ser utilizada na arquitetura e na construção civil, áreas nas quais as práticas de eficiência energética e de conforto térmico necessitam de informações confiáveis sobre a iluminância natural e o fluxo de energia solar (PEREIRA *et al.*, 2006).

O projeto SWERA foi iniciado em 2001 e a Divisão de Clima e Meio Ambiente (DMA) do Centro de Previsão do Tempo e Estudos Climáticos (CPTEC) do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE), foi responsável pela coordenação das atividades do projeto para a América Latina. Foram treze países envolvidos no projeto, divididos em três grupos regionais: África, América Latina e Ásia. As principais metas estabelecidas para o projeto foram:

- desenvolvimento, validação e aplicação de modelos de levantamento de dados de radiação solar e de vento em escala regional;
 - desenvolvimento de uma base de dados consistente, confiável, fundamentada em conhecimento científico e acessível a diversos setores da sociedade, órgãos governamentais e não governamentais, investidores, empresas privadas do setor energético, instituições de pesquisa e universidades, visando disseminar a informação sobre a extensão e localização de regiões com maior potencial de aproveitamento dos recursos solar e eólico e
 - integração da base de dados dos recursos energéticos renováveis com outras bases de informações tais como: infraestrutura disponível, dados socioeconômicos e parâmetros climáticos e
-

ambientais, visando reduzir as incertezas associadas com o planejamento e investimento no uso das energias solar e eólica.

Os produtos voltados para a energia solar aplicados ao Brasil foram desenvolvidos em parceria entre a DMA/CPTEC/INPE e o Laboratório de Energia Solar (LABSOLAR) da Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC). Neste desenvolvimento foi utilizado o modelo de transferência radiativa BRASIL-SR e uma base geo-referenciada de dados ambientais e sócio-econômicos, obtida de diversos parceiros nacionais e internacionais e de distribuição gratuita (MARTINS *et al.*, 2005).

A base de dados resultante do projeto SWERA é compatível com sistemas de informação geográfica (GIS) podendo, portanto, ser empregada em estudos de viabilidade econômica no desenvolvimento de políticas públicas de incentivo a projetos nacionais de energia solar e eólica, que podem atrair o capital de investimentos da iniciativa privada para a área de energias renováveis.

b) Dados de irradiação direta normal (H_{DIRN})

Os Atlas referidos anteriormente são bastante detalhados e apresentam mapas de alta qualidade gráfica, para um ou mais tipos de irradiação solar, tais como: difusa, global (H_{HOR}) e total (H_{TOT}), cujos dados normalmente são utilizados nas aplicações de sistemas fotovoltaicos sem concentrador (SFV) e coletores solares para aquecimento de água. Para os SFVC são necessários dados de irradiação direta normal (H_{DIRN}), não contemplada nas publicações citadas.

A continuação da busca por informações sobre radiação direta levou ao mapa produzido em 2005 pelo NREL (*National Renewable Energy Laboratory*), com resolução de 40 km x 40 km, mostrado na Figura 2.4. A legenda mostra faixas de valores da média anual do total diário de irradiação direta normal (H_{DIRN}).

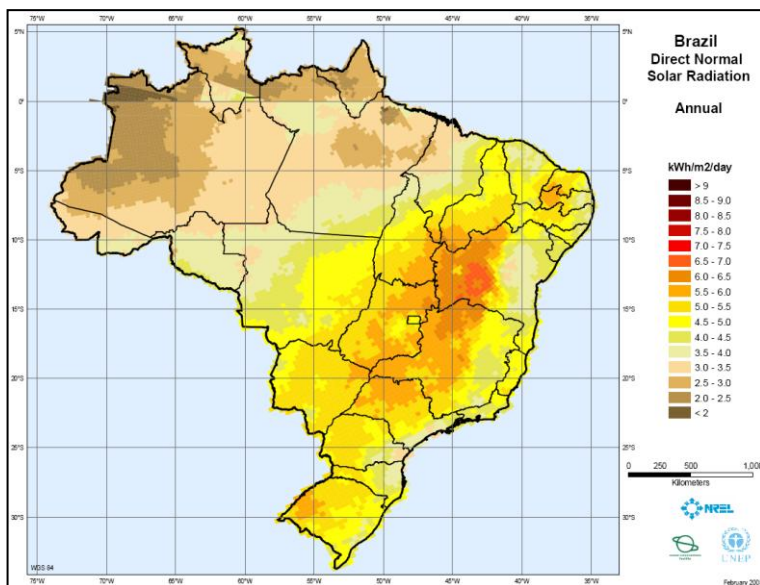


Figura 2.4 – Mapa de irradiação direta normal para o território brasileiro, com resolução espacial de 40 km x 40 km, produzido pelo NREL.

Fonte: (SWERA, 2008)

A Figura 2.5 mostra os mapas de irradiação global (H_{HOR}) e total (H_{TOT}) ou irradiação no plano inclinado (inclinação igual à latitude local) obtidos no “Atlas Brasileiro de Energia Solar. Os mapas possuem resolução de 10 km x 10 km, com valores da média anual do total diário, em kWh/m²/dia (PEREIRA *et al.*, 2006).

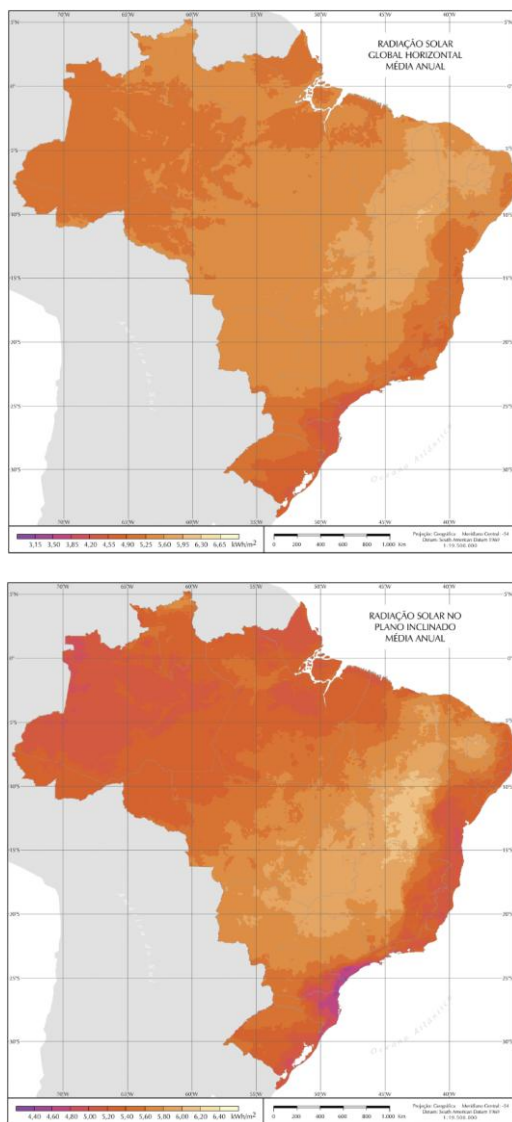


Figura 2.5 – Mapas de irradiação global horizontal e total (inclinada) para o território brasileiro.

Fonte: (PEREIRA *et al.*, 2006)

A observação dos mapas da Figura 2.4 e da Figura 2.5 permite verificar as diferenças de distribuição da irradiação direta normal (H_{DIRN}), global (H_{HOR}) e total (H_{TOT}), no território brasileiro. Os valores de irradiação mais elevados, verificados em determinada região, em princípio poderiam auxiliar na opção por instalar SFV ou SFVC no local considerado.

Os dados de irradiação direta normal (H_{DIRN}), disponíveis até 2005, possuíam resolução espacial de 40 km x 40 km. Esses dados de H_{DIRN} , resultantes do projeto SWERA, foram obtidos junto à Divisão de Clima e Meio Ambiente (DMA) do CPTEC/INPE e utilizados no início do desenvolvimento desta tese. Posteriormente, em dezembro de 2008, foram obtidos também no CEPETEC/INPE, dados com resolução de 10 km x 10 km. As análises anteriores foram refeitas uma vez que a melhor resolução espacial proporciona melhor estimativa de desempenho dos SFVC em determinada região.

A maior disponibilidade de valores na nova resolução está ilustrada e comparada com a antiga na Figura 2.6, que mostra, para a região de Florianópolis, os pontos e coordenadas disponíveis, para as resoluções de 40 km x 40 km (pinos) e de 10 km x 10 km (balões).

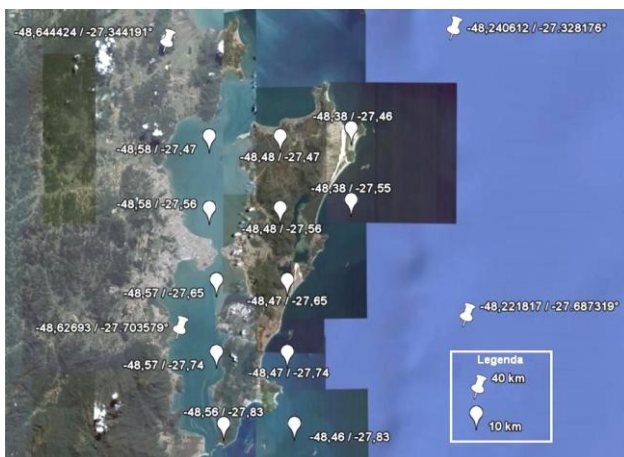


Figura 2.6 – Coordenadas com dados de radiação disponíveis para a região de Florianópolis, na resolução espacial de 40 km x 40 km e de 10 km x 10 km.

Fontes: Mapa: GoogleEarth – Coordenadas: Dados INPE.

c) Rede SONDA

A rede SONDA (Sistema de Organização Nacional de Dados Ambientais) teve origem em um projeto do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE) para implementação de infra-estrutura física e de recursos humanos, destinada a levantar e melhorar a base de dados dos recursos de energia solar e eólica no Brasil, a partir de medições no solo.

O projeto SONDA prevê a instalação de 25 estações distribuídas pelo território brasileiro, para medição de dados ambientais, radiométricos e anemométricos. Das 25 estações previstas, 15 já foram instaladas e possuem dados disponíveis (INPE, 2009). As estações SONDA, cujas localizações estão mostradas na Figura 2.7, são classificadas conforme os tipos de sensores instalados, em: Referência (dados ambientais e anemométricos); Solar Avançada; Solar Básica e Anemométrica (torre eólica).



Figura 2.7 – Localização e tipo das estações da rede SONDA.
Fonte: (INPE, 2009)

Os dados obtidos das estações do projeto SONDA são qualificados seguindo a estratégia de controle de qualidade adotada pela BSRN (*Baseline Surface Radiation Network*) que não altera a base de dados original, apenas executa um método de controle de qualidade que gera um código de qualificação para cada dado coletado. Assim, os dados originais não são alterados ou corrigidos e os suspeitos de estarem incorretos são identificados por meio de um código numérico específico. Os códigos de qualificação são aplicados a todos os registros da base de dados e armazenados em arquivos para consulta pelos usuários, que decidirão por utilizar ou não algum dado identificado como suspeito (MARTINS *et al.*, 2007a).

O processo de controle de qualidade é composto de quatro etapas seqüenciadas, que inicia com o procedimento menos complexo e em seguida passa para um mais complexo. Em cada etapa é executado um algoritmo, visando atender a um dos seguintes critérios:

- verificar e sinalizar se o valor é “fisicamente impossível”;
- verificar e sinalizar se o valor é “extremamente raro”;
- sinalizar o valor como suspeito quando for “inconsistente” com medidas apresentadas por outras variáveis da mesma estação ou com a própria variável durante longos períodos consecutivos de tempo e
- sinalizar o valor como suspeito caso a medida esteja inconsistente quando comparada com estimativas de modelos computacionais. Este procedimento ainda não está implementado para a base de dados SONDA.

O resultado de cada uma das etapas aplicadas no controle de qualidade é dado na forma de códigos numéricos, lidos da direita para a esquerda, compostos de 4 dígitos (D4 D3 D2 D1), cada um representando o resultado de uma etapa do controle de qualidade. O primeiro dígito, a partir da direita (D1), sinaliza se o valor medido é “fisicamente possível” (dígito com valor “9”) ou se é suspeito de erro (dígito com o valor “2”). O segundo dígito (D2) representa o resultado obtido na avaliação “extremamente raro”, e assim por diante, como mostrado na Tabela 1 que apresenta os valores que

podem assumir cada um dos quatro dígitos do código, de acordo com o resultado do procedimento executado, e exemplos de códigos de qualificação.

O quarto algoritmo ainda não foi implantado no programa de qualidade da rede SONDA, portanto, o quarto dígito recebe sempre o valor “0” (zero), indicando que nenhum procedimento foi realizado (MARTINS *et al.*, 2007a).

Tabela 1 – Valores e significados dos dígitos (D4 D3 D2 D1) do código de qualificação de cada dado das estações da rede SONDA.

Fonte: Adaptado de (CHAGAS *et al.*, 2006)

DÍGITO	PROCEDIMENTO	NÃO EXECUTADO	DADO SUSPEITO	NÃO PODE SER EXECUTADO	DADO CORRETO	EXEMPLOS DE CÓDIGO D4 D3 D2 D1
		Valor do DÍGITO				
D1	Fisicamente possível	0	2	5	9	0009
D2	Extremamente raro	0	2	5	9	0099
D3	Consistência entre sensores	0	2	5	9	0299
D4	Comparação com modelo	0	2	5	9	0599

O fluxograma da Figura 2.8 apresenta as etapas do processo nas quais são executados os quatro algoritmos de verificação dos dados de radiação solar, que mostra também a forma de geração dos dígitos que compõem o código de qualificação.

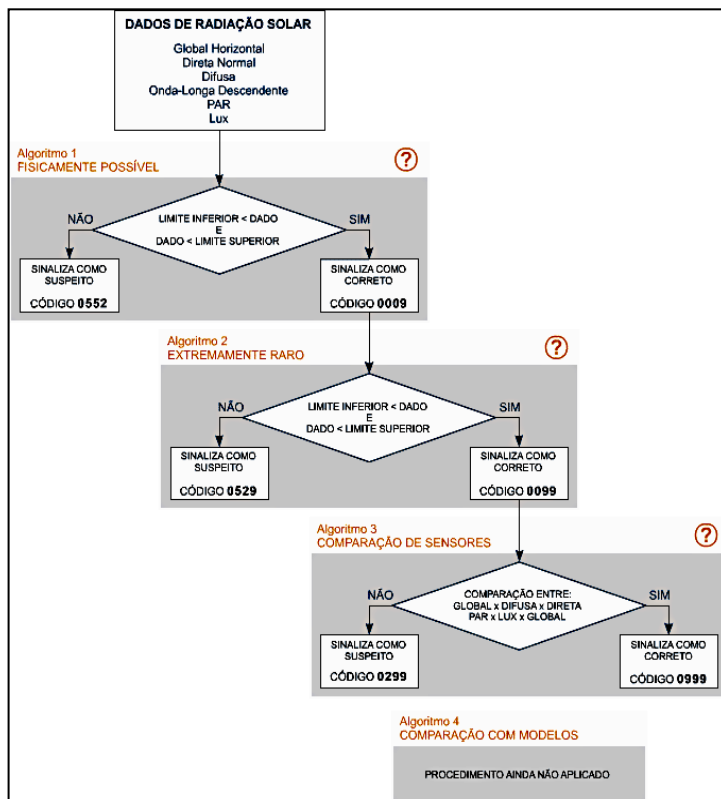


Figura 2.8 - Fluxograma com as etapas do processo de qualificação dados de radiação solar da rede SONDA.

Fonte: (INPE, 2009).

É importante ressaltar que os resultados obtidos no processo de qualificação dos dados coletados, além de indicar o grau de confiabilidade dos mesmos, podem indicar a necessidade de manutenção corretiva no equipamento instalado nas estações, uma vez que estão operando em locais nos quais o INPE não possui infraestrutura própria para a manutenção de rotina (CHAGAS *et al.*, 2006), (MARTINS *et al.*, 2007a).

d) Modelo BRASIL-SR

Apresenta-se aqui uma breve descrição e as principais características do modelo BRASIL-SR, cuja descrição e metodologia utilizadas são apresentadas com detalhes em (PEREIRA *et al.*, 2006), (MARTINS *et al.*, 2007c), (MARTINS *et al.*, 2007b).

O BRASIL-SR é um modelo físico destinado a estimar a radiação solar incidente na superfície terrestre a partir de:

- parâmetros baseados em imagens de satélite e
- informações climatológicas.

A base para o BRASIL-SR é o modelo denominado IGMK (do alemão, *Institut für Geophysik Meteorologie - Universität zu Köln*), desenvolvido para estimar radiação global a partir de dados de satélite geoestacionário, pelos pesquisadores Möser e Raschke em 1983 e aperfeiçoado em 1989 por Stuhlmann *et al.* (STUHLMANN *et al.*, 1990), (MARTINS *et al.*, 2007c).

Inicialmente desenvolvido para o satélite METEOSAT-2, o modelo foi adaptado para o METEOSAT-3 e posteriormente para o satélite GOES-8 (GOES, do inglês *Geostationary Operational Environmental Satellite*). O modelo BRASIL-SR emprega imagens obtidas pelo sensor de radiação do satélite GOES-8 para estimar a irradiância solar na superfície. O GOES-8 está localizado a 75°W sobre a linha do equador e sua órbita acompanha a rotação da Terra (órbita geoestacionária).

O modelo BRASIL-SR pressupõe que as nuvens são o principal fator de modulação do fluxo de radiação solar que atinge a superfície. A irradiância solar refletida de volta para o espaço, no topo da atmosfera, cresce com a espessura óptica das nuvens, enquanto que a irradiância solar incidente na superfície decresce. Esse fato leva a dois valores limites, mínimo e máximo de irradiância, que são detectados pelo sensor do satélite.

Os dados enviados pelo satélite são coletados a cada três horas, pela Divisão de Satélites Ambientais do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (DAS/INPE), e consistem de arquivos digitais de imagens da Terra, com resolução espacial, em superfície, de 8 km por 4,6 km.

As duas fontes de dados para entrada no modelo são o banco de dados do satélite e bases de dados ambientais. Os dados do satélite são as coberturas efetivas de nuvens, calculadas para cada pixel da imagem obtida pelo mesmo. As informações ambientais são sobre os constituintes da atmosfera, o albedo de superfície, a altitude, temperatura e umidade relativa (PEREIRA *et al.*, 2006). A Figura 2.9 mostra o fluxograma simplificado dos procedimentos executados no modelo BRASIL-SR.

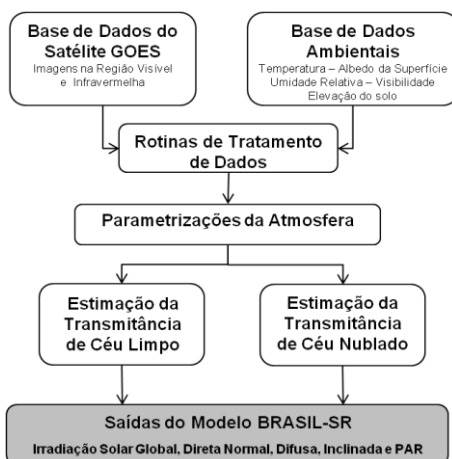


Figura 2.9 – Fluxograma simplificado dos procedimentos executados no modelo BRASIL-SR.

Fonte: Adaptado de (PEREIRA *et al.*, 2006).

A saída do modelo forma bancos de dados com valores de irradiação solar – difusa, global horizontal, inclinada (total) e direta normal – e PAR (*Photosynthetically Active Radiation*), em kWh/m², sendo cada valor correspondente a um píxel de 10 km x 10 km na superfície.

Os bancos de dados apresentam os valores da:

- média mensal (janeiro a dezembro);
- média sazonal (verão, outono, inverno e primavera) e
- média anual do total diário da irradiação.

O mapa do Brasil mostrado na Figura 2.10 apresenta os píxeis correspondentes a áreas de 10 km x 10 km, com uma parte ampliada para visualização dos píxeis.

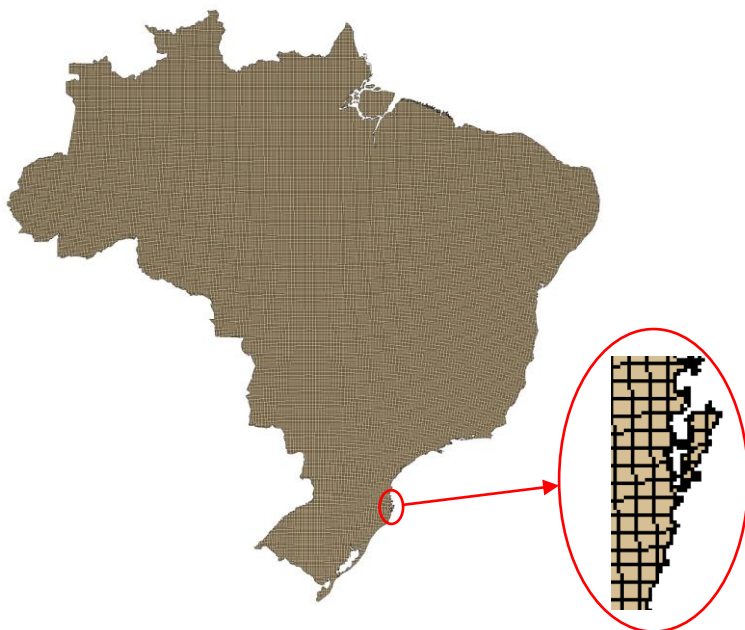


Figura 2.10 - Mapa mostrando os píxeis com área de 10 km x 10 km.
Fonte: INPE

2.2 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS COM CONCENTRADOR (SFVC)

2.2.1 Introdução

As duas tecnologias empregadas comercialmente na fabricação das células fotovoltaicas para módulos sem concentrador são a tradicional, baseada no silício cristalino (c-Si), e a de filmes finos, baseada no silício amorfo ou em elementos como telúrio, cádmio, cobre, índio, arsênio e gálio. Estes elementos são combinados para constituir materiais tais como (MILES, 2006):

- telureto de cádmio (CdTe);
- disseleneto de cobre e índio (CuInSe₂ ou CIS);
- arsenieto de gálio (GaAs) e
- disseleneto de cobre, índio e gálio (CuInGaSe₂ ou CIGS).

As células de silício cristalino apresentam eficiência na faixa de 14 a 19% e as de filme fino, de silício amorfo ou de outros materiais, apresentam eficiência de conversão na faixa de 6 a 18% (MAYCOCK *et al.*, 2007).

A maior parte dos sistemas fotovoltaicos existentes emprega módulos convencionais sem concentrador, sendo que em torno de 85% desses sistemas utilizam módulos constituídos por células de junção simples baseadas no silício cristalino (m-Si ou p-Si) e a outra parcela, 15%, utiliza módulos com células de filme fino das várias tecnologias.

A Figura 2.11 mostra a evolução da produção anual de células fotovoltaicas, de silício cristalino e de filme fino, em MW_p, no período de 1999 a 2010, conforme dados obtidos em (MINTS, 2008) e (PHOTON, 2009).

A quantidade de células produzidas por ano cresceu exponencialmente no período de 1999 a 2010, com predominância da tecnologia do silício cristalino, indicando que a geração fotovoltaica com módulos sem concentrador experimenta um crescimento sem precedentes. Apesar desse grande crescimento da produção anual de células de silício, que passou de 0,258 GW_p no ano 2000 para 10,15 GW_p em 2009, ainda não foi atingida a esperada redução dos preços dos módulos. O alto preço dos módulos

de silício cristalino é devido, principalmente, ao alto custo das células. As tecnologias de filme fino, desenvolvidas e apresentadas como alternativas de menor custo, também ainda não proporcionaram redução significativa no preço dos módulos.

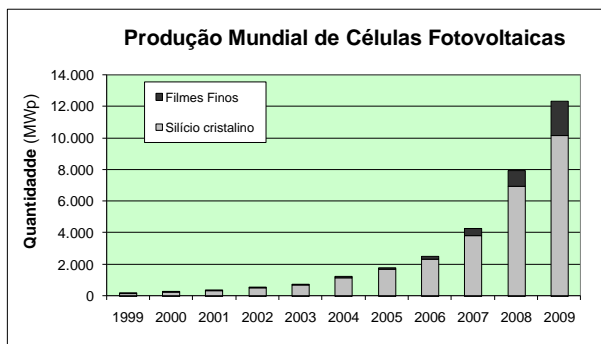


Figura 2.11 - Evolução da produção mundial de células fotovoltaicas, de silício cristalino e de filme fino, de 1999 a 2010.

Fonte de dados: (MINTS, 2008), (PHOTON, 2009)

O crescimento verificado no mercado de SFV deve ser creditado, principalmente, às políticas de incentivo implantadas pelos governos dos países nos quais a tecnologia e a aplicação mais se desenvolveram, como Alemanha, Espanha e Japão. Dentre esses países destaca-se a Alemanha, cujo modelo de incentivo para as energias renováveis foi implantado e vem sendo aperfeiçoado desde 1990.

O modelo alemão de incentivo possui dois pontos-chave que garantiram a sua consolidação: obrigação de compra, pelas empresas concessionárias distribuidoras de eletricidade, de toda energia gerada a partir de fontes renováveis, e o pagamento, aos produtores dessa energia, de uma tarifa diferenciada – tarifa-prêmio – por um período determinado e garantido (ALEMANHA, 1990), (ALEMANHA, 2000), (ALEMANHA, 2004), (ALEMANHA, 2008).

O modelo alemão de incentivo tem sido adaptado e implementado por outros países da Europa, como Espanha e França, que utilizam o mecanismo da tarifa-prêmio, com base nos dois

pontos-chave citados, para incentivar o desenvolvimento da geração fotovoltaica (ESPANHA, 2008), (FRANÇA, 2007), (EDF, 2008a), (EDF, 2008b).

Nos Estados Unidos, onde os estados possuem independência para legislar sobre as políticas energéticas, a política do uso de tarifa-prêmio também está se expandindo, tendo sido implantada recentemente em alguns estados (RICKERSON *et al.*, 2008). A política de tarifa-prêmio foi implantada nos Estados Unidos com diferentes variações, nos estados da Califórnia, Flórida, Óregon, Vermont, Washington e Wisconsin, e poderá expandir-se, uma vez que as evidências mostram que sua adoção cria um ambiente efetivamente favorável para o desenvolvimento das energias renováveis e criação de empregos (COUTURE *et al.*, 2009).

A mais recente adesão ao modelo de tarifa-prêmio é o Reino Unido, onde a geração de eletricidade com tecnologias de baixa emissão de carbono, como a fotovoltaica e a eólica, receberá pagamento diferenciado, com tarifa-prêmio, a partir de abril de 2010 (SOLARBUZZ, 2010).

Enquanto a geração fotovoltaica utilizando módulos sem concentrador é utilizada há mais de trinta anos, com um mercado fotovoltaico mundial instalado de 1.200 MW, em 2004, a geração utilizando módulos com concentrador (MFVC) contava com menos de 1 MW instalados até aquela ocasião (MCCONNELL *et al.*, 2005).

Nos dez últimos anos a tecnologia dos MFVC passou a atrair mais atenção de entidades de pesquisa e indústrias, levando empresas que produzem células especiais, módulos e sistemas fotovoltaicos com concentrador, a fornecer material para instalação de plantas fotovoltaicas com potência da ordem de megawatt (MW) (BETT *et al.*, 2004). Este processo fez com que os sistemas fotovoltaicos com concentrador passassem da fase de estudo de desempenho de protótipos para a fase de comercialização (RUMYANTSEV *et al.*, 2006), (LERCHENMÜLLER *et al.*, 2007).

Apesar dos desafios apresentados pela nova tecnologia e das dificuldades de inserção no mercado, em 2008 e 2009 continuaram os projetos destinados a aplicação e avaliação do desempenho de sistemas fotovoltaicos com concentrador (SFVC), principalmente em

regiões com alta incidência de radiação direta, de países como Espanha, Itália e Estados Unidos (SFVC) (HERING, 2009).

A política de tarifa-prêmio, que se mostrou um fator de suporte ao desenvolvimento da tecnologia fotovoltaica sem concentrador (SFV), e de outras tecnologias de energias renováveis, começa a ser vista como uma possibilidade para desenvolver a tecnologia dos sistemas com concentrador (SFVC). O uso de concentradores de alta eficiência, em princípio, eleva o preço do sistema, devido, principalmente, à estrutura do sistema seguidor do Sol. O diretor do Instituto de Energia Solar da Universidade de Madrid, Antonio Luque, opina que uma tarifa-prêmio mais alta para os SFVC, pode dar suporte ao desenvolvimento da tecnologia, acelerando a curva de aprendizagem e, conseqüentemente, levando à redução de preço (GELLINGS, 2009).

2.2.2 Módulo Fotovoltaico com Concentrador (MFVC)

Os SFVC são constituídos pelos seguintes elementos básicos:

- módulo fotovoltaico com concentrador (MFVC);
- seguidor do Sol e
- inversor.

O módulo fotovoltaico com concentrador^e (MFVC) é o conjunto integrado de elementos ópticos (concentrador) e células fotovoltaicas. O concentrador tem o objetivo de substituir as células solares de grande área e custo elevado, por elementos ópticos de baixo custo e células de pequena área e, assim, aumentar a competitividade entre a energia fotogerada e a geração convencional (LERCHENMÜLLER, H *et al.*, 2005).

a) Elementos ópticos para concentrador fotovoltaico

Os SFVC podem utilizar dois tipos de concentrador:

- concentrador não formador de imagem e
- concentrador formador de imagem.

e A norma NBR 10899:2006 define módulo fotovoltaico com concentrador como “dispositivo constituído por células solares integradas a um concentrador solar”.

O concentrador não formador de imagem não possui foco e praticamente todos os concentradores desse tipo são reflexivos, isto é, utilizam espelhos para concentrar a radiação solar (LEUTZ *et al.*, 2000). Esse tipo de concentrador, que utiliza as componentes direta e difusa da radiação solar, apresenta baixo fator de concentração, da ordem de 2 vezes (2X). Normalmente são empregados em sistemas estáticos, podendo empregar células bifaciais de Si para obtenção de geração anual superior aos módulos planos convencionais (SEVERO, 2005).

O concentrador formador de imagem possui um foco e pode ser construído com elementos reflexivos (discos parabólicos) ou refrativos (lentes de Fresnel) (NREL, 2009). Esse tipo de concentrador só opera se os raios solares incidentes forem paralelos ao eixo focal e, neste caso, apenas a radiação direta normal pode ser concentrada. O seguidor é o dispositivo responsável por manter o concentrador continuamente apontado para o Sol, durante a sua trajetória aparente, diária e anual. Este tipo de concentrador pode apresentar elevado fator de concentração, da ordem de 1.000 vezes (1000X) ou mais.

A Figura 2.12 mostra uma visão geral das tecnologias de elementos ópticos utilizados nos SFVC para realizar a concentração da radiação solar.

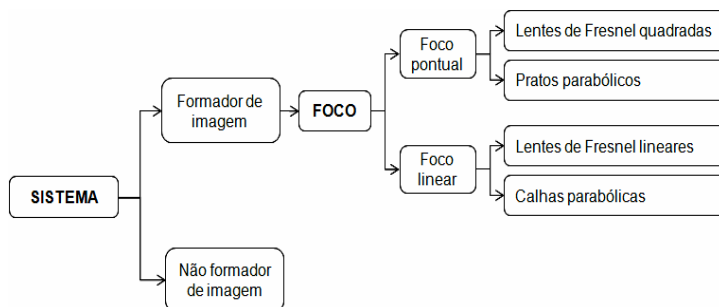


Figura 2.12 - Tecnologias de elementos ópticos utilizados para realizar concentração da radiação solar nos SFVC.

Os elementos concentradores reflexivos (espelhos) são tradicionalmente de grandes dimensões, como os discos parabólicos (parabolóides) ou calhas parabólicas, ilustrados nos SFVC da Figura 2.13, que mostra também o receptor fotovoltaico (IEC, 2007).

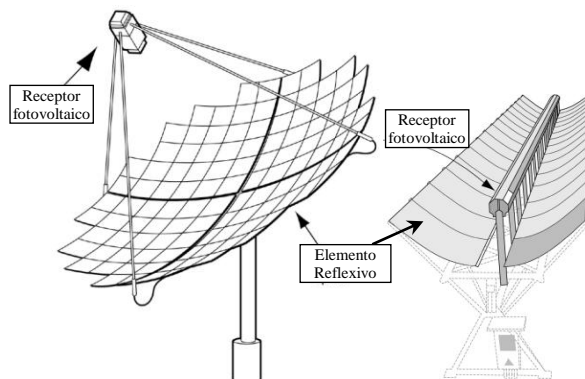


Figura 2.13 - SFVC com elementos concentradores do tipo reflexivo, na forma de disco e calha parabólicos.

Fonte: (IEC, 2007)

Os concentradores reflexivos tradicionais são de grandes dimensões (discos parabólicos) enquanto que os concentradores refrativos, com lentes de Fresnel, normalmente proporcionam módulos com perfil bastante fino, da ordem de alguns centímetros, bem próximo da espessura dos módulos sem concentrador com moldura. Com base no refletor Cassegrain foi desenvolvido um tipo de módulo com concentradores reflexivos, cujo perfil é da mesma ordem de grandeza dos módulos com lente de Fresnel (HORNE *et al.*, 2006).

O refletor Cassegrain clássico utiliza um refletor parabólico (espelho primário) e um refletor hiperbólico (espelho secundário). A Figura 2.14 mostra o concentrador baseado no refletor Cassegrain, desenvolvido pela empresa SolFocus, e uma vista ampliada do espelho secundário. A refrigeração da célula multijunção é passiva, obtida por meio de dissipador de calor.

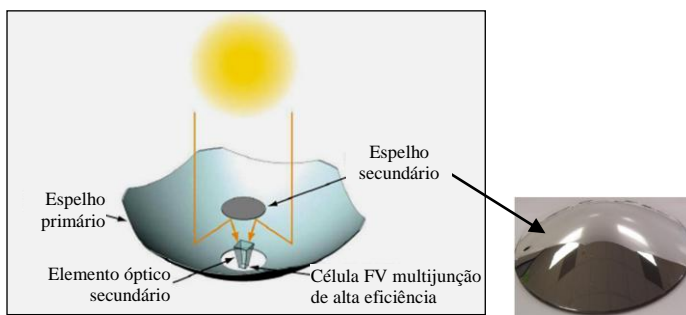


Figura 2.14 - Elemento concentrador do tipo reflexivo, baseado no refletor Cassegrain e vista ampliada do espelho secundário.
Fonte: Adaptadas de (SOLFOCUS, 2007) e (SPENCER *et al.*, 2008)

A Figura 2.15 mostra dois módulos, de duas gerações, compostos com elementos concentradores do tipo mostrado na Figura 2.14 (SOLFOCUS, 2007).



Figura 2.15 - Módulos fotovoltaicos concentradores com elementos ópticos reflexivos, de primeira geração (esquerda) e de segunda geração (direita).
Fontes: (SOLFOCUS, 2007) e www.solfocus.com

Os módulos mostrados na Figura 2.15 possuem áreas iguais. O módulo fotovoltaico da primeira geração possui 16 elementos ópticos e o da segunda geração é composto por 20 elementos, obtendo maior potência para a mesma área de módulo.

A Figura 2.16 ilustra a estrutura típica de parte de um módulo fotovoltaico com concentrador, com elemento concentrador refrativo (lente de Fresnel), mostrando o elemento óptico secundário e a célula fotovoltaica (IEC, 2007). Neste tipo de módulo a refrigeração da célula também é passiva, obtida por meio de dissipador de calor.

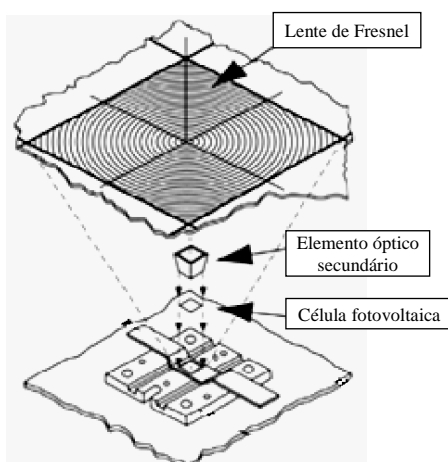


Figura 2.16 – Estrutura típica de parte de um módulo fotovoltaico concentrador, que utiliza lente de Fresnel.

Fonte: (IEC, 2007)

A Figura 2.17 ilustra um módulo fotovoltaico com concentrador produzido pela empresa SUNRGI, com lentes de Fresnel, fator de concentração 1500X e refrigeração passiva por meio de dissipador de calor (SUNRGI, 2008).

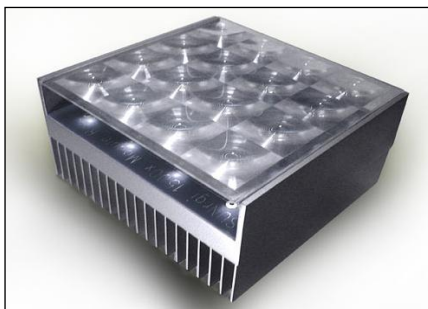


Figura 2.17 - Módulo fotovoltaico concentrador (MFVC) com lente de Fresnel, fator de concentração de 1500X e refrigeração passiva com dissipador de calor.
Fonte: (SUNRGI, 2008)

b) Células para módulos fotovoltaicos com concentrador

Os MFVC utilizam células fotovoltaicas especiais de junção p-n simples (monojunção) ou multijunção, de alta eficiência, com dimensões da ordem de 1 cm^2 ou menos, construídas com elementos tais como silício, gálio, germânio, arsênio, índio e fósforo.

Os concentradores com fator menor que 500X podem empregar células especiais baseadas no silício. Já os concentradores com fator de concentração de 500X ou mais, empregam células fotovoltaicas multijunção (junção dupla ou tripla), não baseadas no silício, tais como as de GaInP/GaInAs ou AsInP/GaAs/Ge (BETT *et al.*, 2004).

As células multijunção como as de GaInP/GaInAs ou AsInP/GaAs/Ge, quando expostas a radiação solar concentrada, apresentam eficiência na faixa de 31% a 39%, ou seja, eficiência cerca de duas vezes maior que as convencionais de silício monocristalino, sem concentrador (BETT *et al.*, 2008), (KREITH *et al.*, 2007).

Um dos grandes problemas enfrentados no desenvolvimento das células fotovoltaicas para módulos com concentrador é a refrigeração, uma vez que, sob alta concentração, as células podem atingir temperaturas excessivas. As altas temperaturas provocam redução da eficiência em curto prazo e, em longo prazo, podem provocar degradação física da célula, com danos irreversíveis como

o rompimento das junções (ROYNE *et al.*, 2005). Inicialmente foi utilizada refrigeração ativa, com circulação forçada de água, método que ainda é utilizado por algumas empresas em seus SFVC. Com desenvolvimento das tecnologias de elementos concentradores e de construção de células, atualmente as células podem operar com refrigeração passiva, por meio de dissipador de calor plano ou aletado. Este tipo de refrigeração é utilizado pela maior parte das empresas que produzem SFVC. A IBM (*International Business Machine*) anunciou que uma tecnologia empregada na refrigeração de circuitos integrados de computadores pode ser utilizada na refrigeração passiva de células (IBM, 2008). A tecnologia consiste na aplicação de uma fina camada de “metal líquido”, composta de índio e gálio, como interface entre a célula e o dissipador, que aumenta significativamente o acoplamento térmico e contribui para maior a eficiência na refrigeração da célula (KESSEL *et al.*, 2008).

As células dos módulos com concentrador podem ser montadas em conjunto, como um arranjo (*array*), para sistemas com refrigeração ativa, ou individualmente, sobre o dissipador de calor para sistemas com refrigeração passiva. A Figura 2.18 mostra o primeiro tipo de montagem: arranjo com 24 células, com área total de 100 cm^2 ($10\text{ cm} \times 10\text{ cm}$) (LUTHER *et al.*, 2007).



Figura 2.18 - Montagem de arranjo com 24 células (100 cm^2).
Fonte: (LUTHER *et al.*, 2007)

Na Figura 2.19 mostra-se uma célula individual, com diâmetro de 2,3 mm ($4,2\text{mm}^2$), e o diodo de desvio (*by-pass diode*), montados sobre um dissipador de calor de 9 cm^2 ($3\text{ cm} \times 3\text{ cm}$) (LUTHER *et al.*, 2007).

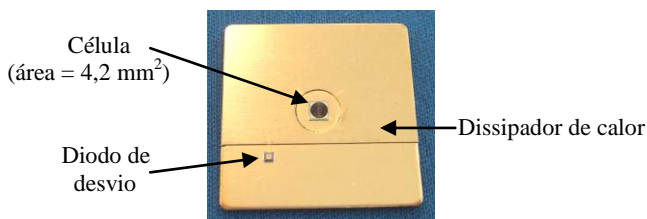


Figura 2.19 - Montagem de célula individual e diodo de desvio, sobre dissipador de calor.

Fonte: (LUTHER *et al.*, 2007)

A eficiência de células multijunção varia com a concentração, como exemplificado na Figura 2.20, para a célula de junção tripla (InGaP/InGaAs/Ge) EMCORE T1000 (EMCORE, 2006). Observa-se que, para esta célula, a maior eficiência, 37%, é atingida sob concentração em torno de 220X.

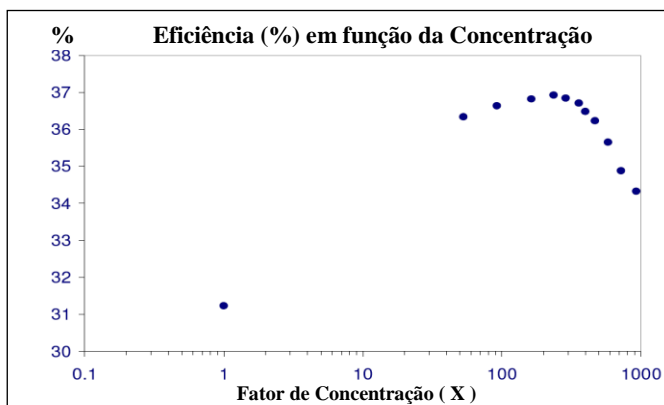


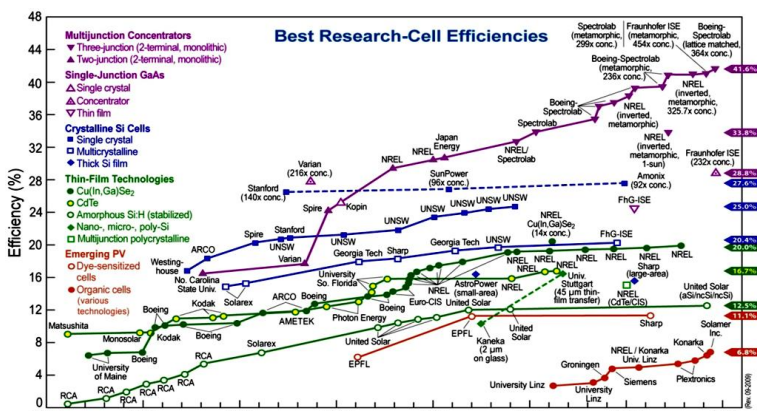
Figura 2.20 - Eficiência de uma célula em função da concentração, para a célula Emcore T1000 de junção tripla (InGaP/InGaAs/Ge).

Fonte: (EMCORE, 2006)

As células fotovoltaicas multijunção, para a aplicação em módulos com alto fator de concentração, tem apresentado a maior evolução na eficiência de conversão devido a dois fatores:

- uso de vários materiais semicondutores, com diferentes faixas de banda proibida (*band gap*), visando ao melhor casamento com a distribuição espectral do Sol, o que permite avançar para o limite teórico de eficiência, e
- os materiais utilizados para produzir os semicondutores compostos podem ser produzidos com altíssima qualidade (KURTZ, 2009).

A Figura 2.21 mostra a evolução da eficiência das diversas tecnologias de células fotovoltaicas, monojunção e multijunção. As células multijunção, utilizadas em aplicações espaciais e atualmente nos SFVC, apresentam os maiores valores de eficiência sob alto fator de concentração (> 200X). A eficiência atualmente já está na faixa de 40%, com o valor de 41,%, obtido no Fraunhofer-ISE (Fraunhofer - Institut für Solare Energiesysteme, ISE), reportado por Guter et al. e 41,6% obtido pela Boeing-Spectrolab. A expectativa é de que a eficiência dessas células chegue a 50% nos próximos anos (GUTER et al., 2009), (KURTZ, 2009).



Fonte: (KURTZ, 2009)

2.2.3 Sistemas Fotovoltaicos com Concentrador Disponíveis Comercialmente

Os SFVC são normalmente fornecidos completos, com os módulos montados na estrutura do rastreador, com inversor e demais elementos elétricos, de forma a ser instalado e conectado à rede sem necessidade de componentes adicionais. A Figura 2.22 mostra três exemplos de SFVC comercialmente disponíveis, cujas principais características são apresentadas na Tabela 2. Os sistemas são produzidos pelas empresas Solar Systems (Austrália), Concentrix Solar (Alemanha) e SolFocus (EUA) e foram escolhidos para exemplificar três diferentes tecnologias de concentrador:

- reflexivo, com espelho parabólico de grandes dimensões;
- refrativo, com lente de Fresnel e
- reflexivo, com espelhos de pequenas dimensões (refletor Cassegrain).



Figura 2.22 – Exemplos de SFVC produzidos com três diferentes tecnologias de concentrador.

Fontes: (SOLARSYSTEMS, 2009), (CONCENTRIX, 2008) e (SOLFOCUS, 2007)

Tabela 2 – Principais características dos SFVC apresentados na Figura 2.22.

Característica	Solar Systems CS-500	Concentrix CX-P6	SolFocus TR-30-6150
Área (m ²)	174	28,8	46
Eficiência CA nominal (%)	-	25	17
Eficiência da célula (%)	36,5	27	> 35
Potência dos módulos* (W)	--	75	205
Tipo de refrigeração	ativa	passiva	passiva
Sistema de rastreamento	2 eixos	2 eixos	2 eixos
Potência CA nominal (kW)	31,6	6	-
Potência CC nominal (kW)	36,5	6,75	6,15
Potência do inversor (kW)	35	6	-
Fator de concentração	500X	-	500X

* Medida sob irradiância direta normal igual a 850 W/m²

2.2.4 – Estimação da Geração de SFVC

A tecnologia dos concentradores e das células para constituir os SFVC tem sido pesquisada e desenvolvida desde a década de 1970, sendo inclusive considerada na época como uma solução promissora para geração de energia durante a crise do petróleo em 1973 (SALA *et al.*, 2007). Apesar do longo tempo de pesquisa, até 2005/2006 a maioria dos SFVC existentes era parte de projetos de pesquisa ou protótipos, construídos de modo artesanal, sendo muito pequena a oferta de sistemas disponíveis comercialmente (LERCHENMÜLLER, H. *et al.*, 2005), (LERCHENMÜLLER, H *et al.*, 2005). Nos anos seguintes foi iniciada produção industrial, que conta atualmente com capacidade de produção da ordem de 25MW/ano, valor que é baixo se comparado à indústria de SFV (LERCHENMÜLLER *et al.*, 2007), (LERCHENMÜLLER, 2008), (SOLFOCUS, 2007), (CONCENTRIX, 2008).

Apesar da evolução da tecnologia, e do início de abertura de mercado, várias questões relativas a sistemas fotovoltaicos com concentrador estão ainda em fase de discussão. Não existem normas que contemplem todos os aspectos da tecnologia dos SFVC, tal como ocorre para os sistemas sem concentrador (SFV), que contam com

diversas normas internacionais e brasileiras. Essa lacuna no estabelecimento de procedimentos e normas para SFVC se reflete nos procedimentos a serem seguidos para estimar a geração de SFVC, embora dois parâmetros certamente sejam necessários: valor da irradiação direta normal (H_{DIRN}) no local escolhido e potência do SFVC a ser instalado.

Este último parâmetro ainda é motivo de discussão, uma vez que não existe norma para sua determinação. No caso dos sistemas sem concentrador, a potência instalada é especificada como “potência de pico”, sendo a unidade simbolizada por “ W_p ”, e o valor é o resultado do somatório das potências de pico de cada módulo que compõe o painel fotovoltaico. Com relação aos SFVC, devido à ausência de normalização, até mesmo a terminologia utilizada para indicar a potência de um sistema SFVC é variada, encontrando-se na literatura expressões tais como: *Nominal rated DC Power*; *Nominal rated AC power*; *Nominal AC Power* e *Maximum Power (W_{dc})*, não havendo, no entanto, definição precisa dos procedimentos utilizados para obter os valores de potência especificados (SOLARSYSTEMS, 2009), (CONCENTRIX, 2009b), (SOLFOCUS, 2007).

Os procedimentos utilizados para medir módulos sem concentração podem ser resumidos em: testar o módulo em laboratório, sob as condições-padrão de referência para ensaio (STC), medindo a potência de saída (WP). Com o valor de potência obtido, pode-se calcular a “potência instalada” (WP). No entanto, o procedimento e o conceito de “potência de pico”, utilizados para os SFV, não se aplicam aos SFVC. O ISFOC, por exemplo, testa os módulos (sistemas) em condições reais, realizando medições durante duas semanas e, com os dados obtidos calcula a “potência nominal” baseado na energia produzida (CA), conforme relata Antonio Luque, diretor do Instituto (GELLINGS, 2009). Assim, nesta tese é adotada, para os SFVC, a terminologia “potência nominal”, PN, para designar a potência instalada, sendo a unidade simbolizada por “WN”.

A estimação da energia gerada por sistemas fotovoltaicos sem concentrador, apesar de grande número de estudos já realizados e de metodologias definidas e constantes de normas, ainda é motivo de pesquisa (PERPIÑÁN *et al.*, 2007), (PERPIÑÁN *et al.*, 2008). Com relação à estimação da geração de sistemas fotovoltaicos com

concentrador, trabalhos recentes, de pesquisa e de desenvolvimento industrial, apresentam métodos estatísticos e empíricos, baseados em dados de desempenho do SFVC coletados no campo (NISHIOKA *et al.*, 2006), (PERPIÑÁN, 2008).

Em trabalho de desenvolvimento industrial o método empírico tem sido utilizado para estimar a geração de SFVC. Os procedimentos utilizados nesta tese são os empregados pela empresa Concentrix, fornecidos por Andreas Gombert, que se baseiam em dados de desempenho obtidos de sistemas instalados e em operação. O processo usa a curva de densidade de potência em função da irradiância direta normal obtida para o sistema e séries temporais de dados da irradiação medida no local. A partir desses dados é obtida a estimativa de geração. O efeito da temperatura não é levado em conta pelo fato do efeito da temperatura nos módulos com concentrador ser muito menor que nos módulos de c-Si (GOMBERT, 2008).

Os resultados do desempenho em campo do SFVC Concentrix têm sido analisados e fornecido informações para o desenvolvimento da tecnologia, atualmente na segunda geração (GOMBERT *et al.*, 2009a), (GOMBERT *et al.*, 2009b), (GOMBERT, 2010).

A Figura 2.23 mostra a curva de desempenho obtida experimentalmente para o SFVC Concentrix, que utiliza células de tripla junção e concentração com lentes de Fresnel. A curva relaciona a potência fornecida pelo sistema em função da irradiância, com base em dados de desempenho no campo. Observa-se a grande linearidade entre a potência e a irradiância na faixa de 150-850 W/m². O valor de irradiância igual a 850 W/m² é utilizado, pelas empresas que produzem SFVC, como valor de referência para ensaio dos módulos com concentrador, embora não existam consenso e normas relativas a este procedimento.

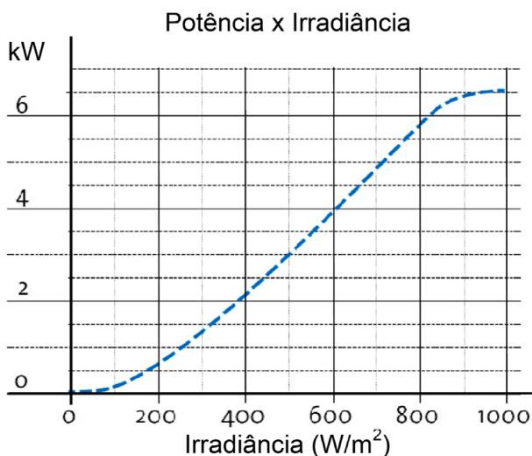


Figura 2.23 – Curva de potência (kW) fornecida pelo SFVC Concentrix em função da intensidade da irradiância (W/m²) incidente.

Fonte: Adaptada de (CONCENTRIX, 2009b).

A produtividade (*Yield*) é a razão entre a energia gerada (normalmente considerando período de um ano) e a potência nominal do sistema fotovoltaico. No caso dos SFVC é especificada em kWh/kW_N. O SFVC Concentrix apresentou valores de produtividade de 1.950 kWh/kW_N, em locais com total anual de irradiação direta normal de 2.000 kWh/m²/ano, a 2.475 kWh/kW_N em locais com irradiação de 2.500 kWh/m²/ano (CONCENTRIX, 2009a), (CONCENTRIX, 2009b).

a) Efeitos da Concentração e da Temperatura sobre a Célula Fotovoltaica

A célula fotovoltaica exposta à radiação solar fornece uma fotocorrente que depende da intensidade da radiação luminosa incidente. A densidade de fotocorrente para uma célula com os terminais em curto-circuito (J_{sc}) é dada pela Equação 1 (NELSON, 2003):

$$J_{sc} = q \int bs(\epsilon). QE(\epsilon). d \epsilon \quad \text{Equação 1}$$

onde:

J_{sc} – densidade de fotocorrente (terminais curto-circuitados)

q – carga do elétron

ϵ – energia do fóton incidente

$bs(\epsilon)$ – densidade espectral do fluxo de fótons

QE – eficiência quântica da célula (quantum efficiency)

$QE(\epsilon)$ – probabilidade de um fóton, de energia ϵ , liberar um elétron para o circuito externo da célula.

A radiação solar incidente sobre a célula, representada na Equação 1 pela densidade espectral do fluxo de fótons, $bs(\epsilon)$, tem influência direta na densidade de corrente, J_{sc} . Essa relação direta entre J_{sc} e $bs(\epsilon)$ na prática faz com que o aumento da radiação ocasione aumento praticamente linear na intensidade de corrente. O aumento da radiação ocorre quando a célula é exposta normalmente ao Sol ou pode ser obtido com o uso de concentração da radiação solar.

O fator de concentração, C , é definido, geometricamente, como a razão entre a área efetiva que coleta a radiação solar, A , e a área ativa da célula, a , conforme a Equação 2 (BETT *et al.*, 2006):

$$C = \frac{A}{a} \quad \text{Equação 2}$$

Os elementos de área A e a , constantes da definição geométrica do fator de concentração, estão ilustrados na Figura 2.24.

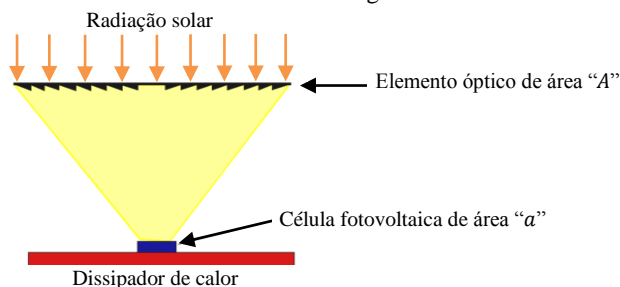


Figura 2.24 – Elementos de área “A” e “a” da definição do fator de concentração, C .

Fonte: Adaptado de (BETT *et al.*, 2006).

O valor de C obtido pela Equação 2 é ligeiramente maior do que o fator de concentração real uma vez que a eficiência do elemento óptico, que é menor do que 1 (~ 1), não está sendo levada em conta. O valor do fator de concentração é adimensional e especificado normalmente por um número seguido da letra “X”, que indica quantas vezes a radiação do Sol foi concentrada (ou multiplicada). Algumas vezes o fator de concentração é especificado em “número de sóis” (“number of suns”) que é equivalente ao “X”.

O uso da concentração da radiação solar nos SFVC tem como objetivo utilizar células especiais, de área muito pequena, que apresentam elevada eficiência operando sob alta concentração. Este fato é exemplificado no item 2.2.3 b/Figura 21 para uma célula de tripla junção (InGaP/InGaAs/Ge) na qual a maior eficiência ($\sim 37\%$) é atingida sob concentração em torno de 220X. A partir desse valor a eficiência começa a diminuir, pois o aumento da concentração provoca aumento da resistência interna e da temperatura da célula, parâmetros que influem negativamente no desempenho da mesma. Assim, para a utilização de uma célula sob concentração, o valor do fator de concentração, C , será aquele no qual a célula atinge a eficiência ótima, normalmente da ordem de algumas centenas de vezes (NELSON, 2003).

As células de tripla junção de mais alta eficiência, construídas com semicondutores compostos de elementos do grupo III-V, atualmente apresentam eficiência média de 37%, como no exemplo citado. O limite teórico de eficiência para uma célula multijunção, com infinitas junções, é de 86%, sob a máxima concentração da radiação solar que pode ser obtida na superfície terrestre (LUQUE, 2009).

A tensão de circuito aberto da célula fotovoltaica, V_{oc} , obtida nos terminais da célula sem carga e sob iluminação, é dada pela Equação 3, a qual permite verificar os efeitos da concentração, sobre a tensão de circuito aberto (NELSON, 2003):

$$V_{oc} = \frac{m k_B T}{q} \ln\left(\frac{J_{sc}}{J_{m,0}} + 1\right) \quad \text{Equação 3}$$

onde:

m – fator que varia de 1 a 2

k_B – constante de Boltzmann

T – temperatura em graus Kelvin

q – carga do elétron

J_{sc} – densidade da fotocorrente

$J_{m,0}$ – corrente de saturação da célula sem iluminação.

A concentração, como já visto, influencia diretamente a densidade de corrente, J_{sc} , e, de acordo com a Equação 3, influirá logaritmicamente a tensão de circuito aberto, V_{oc} . Os efeitos do aumento da concentração sobre a intensidade da corrente e sobre a tensão de circuito aberto de uma célula estão mostrados na Figura 2. Observa-se grande aumento na corrente e ligeiro aumento na tensão de circuito aberto, devido ao aumento da concentração indicado pelo sentido das setas. O efeito geral é aumento da eficiência da célula sob concentração.

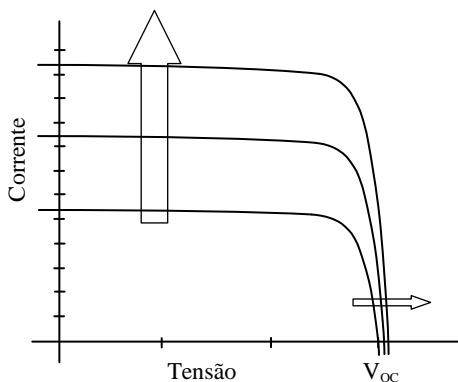


Figura 2.25 – Efeitos do aumento da concentração (indicado pelo sentido das setas) sobre uma célula: grande aumento na corrente e ligeiro aumento na tensão de circuito aberto.

Fonte: Adaptado de (NELSON, 2003).

O aumento da temperatura reduz V_{oc} e, ao mesmo tempo, reduz a banda proibida (band gap) o que aumenta a fotocorrente, pois a redução da banda proibida permite absorver fótons de menor energia. O efeito geral do aumento da temperatura é a redução da eficiência da célula, pois a perda em V_{oc} tem maior peso do que o

ganho na corrente (NELSON, 2003). A Figura 3 mostra os efeitos da temperatura na curva característica de uma célula.

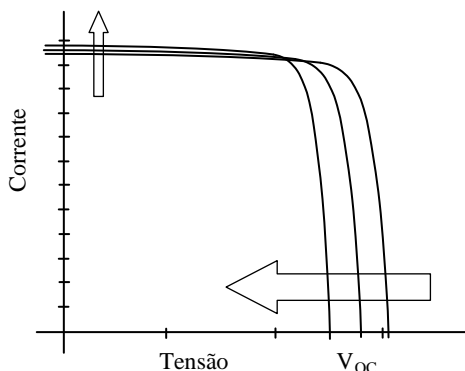


Figura 2.26 – Efeitos (indicados pelo sentido das setas) do aumento da temperatura de uma célula: grande diminuição na tensão de circuito aberto e ligeiro aumento na corrente.

Fonte: Adaptado de (NELSON, 2003).

Os coeficientes de temperatura representam a taxa de variação de corrente, tensão e potência, de uma célula ou módulo, com a variação da temperatura, e podem ser obtidos derivando as expressões dessas três grandezas em relação à temperatura (KING, 1997).

Os fabricantes de células e módulos sem concentrador normalmente fornecem os três coeficientes, algumas vezes identificado por α , β e γ , sendo:

- coeficiente de temperatura sobre a corrente de curto-circuito, $\alpha = \frac{dI_{sc}}{dT}$, positivo, especificado em mA/°C, %/°C ou %/K;
- coeficiente de temperatura sobre a tensão de circuito aberto, $\beta = \frac{dV_{oc}}{dT}$, negativo, especificado em mV/°C, %/°C ou %/K e
- coeficiente de temperatura sobre a potência nominal (PMP ou Pmax), $\gamma = \frac{dP_{max}}{dT}$, especificado em %/°C ou %/K.

Para células e módulos com concentrador, os valores de α e β ainda não são facilmente disponíveis, mas o coeficiente de temperatura sobre a potência, γ , normalmente é especificado pelos fabricantes. As células de junção tripla (InGaP/InGaAs/Ge) do SFVC Concentrix apresentam coeficiente sobre a potência de $-0,15\%/K$ (CONCENTRIX, 2009b), valor bem inferior ao de células de silício cristalino, que é de $-0,4\%/K$ (NISHIOKA *et al.*, 2006).

Em resumo, o aumento da temperatura em geral influencia negativamente o desempenho (eficiência) da célula fotovoltaica. No entanto, as células utilizadas nos SFVC são menos afetadas pelo aumento da temperatura, pois o aumento da concentração tem efeito positivo sobre a corrente de curto-circuito (I_{SC}) e sobre a tensão de circuito aberto (V_{OC}), como demonstrado pela Equação 3 e mostrado na

Figura 2.25, que compensa o efeito negativo do aumento da temperatura.

Estudo de estimação de geração conduzido por Nishioka *et al.* (2006), utilizando dados experimentais da célula de InGaP/InGaAs/Ge e dados meteorológicos coletados durante um ano no campo de testes, verificou que o coeficiente de temperatura sobre a eficiência da célula foi de $-0,248\%/^{\circ}C$, sem concentração, e sob concentração de 200X foi de $0,098\%/^{\circ}C$. Os resultados gerais indicam que os efeitos negativos da temperatura são compensados pela alta concentração e que, mesmo operando em altas temperaturas, as células dos SFVC (e o sistema como um todo) apresentam desempenho superior ao das células sem concentração (NISHIOKA *et al.*, 2006).

b) Expressão para estimar a geração de SFVC

A tecnologia dos SFVC encontra-se em desenvolvimento. Os resultados do desempenho de sistemas instalados estão sendo estudados, porém, não há ainda uma metodologia definida teórica para estimar o desempenho de um SFVC. As expressões para estimação contam com a irradiação (H_{DIRN}), a potência nominal do sistema (P_N), a eficiência da célula ou módulo e alguns fatores cujos valores são obtidos a partir de dados experimentais. Dois desses fatores são citados: o fator de disponibilidade e o fator do seguidor,

que representa o erro de geração devido a erro do seguidor. Esses fatores possuem valor ótimo igual a 1 (100%). O fator de disponibilidade indica o percentual do tempo total que o sistema permaneceu operando. Valores da ordem de 0,993 e 0,985 foram obtidos com SFVC Concentrix instalados em dois locais da Espanha (GOMBERT, 2010). A empresa Guascor aponta perda de 10% devido a erro do seguidor, sendo o fator do seguidor nesse caso igual a 0,9 (GUASCOR, 2008).

Assim, nesta tese será empregada a expressão com um fator apenas, na planilha de estimação, que poderá contemplar os diversos fatores especificados pelos fabricantes a colocados como dado de entrada pelo usuário da planilha.

2.2.5 Estágio Atual e Perspectivas para os SFVC

Os sistemas fotovoltaicos com concentrador apresentaram recentemente um crescimento na potência instalada que é devido, em princípio, a dois fatores:

- grande progresso tecnológico ocorrido com as células fotovoltaicas multijunção e
- eminente desenvolvimento do mercado em regiões com altos valores de irradiação direta normal, com tendência a instalação, em alguns países, de grandes plantas fotovoltaicas centralizadas, denominadas “fazendas solares”.

Essa recente tendência de crescimento do mercado de SFVC pode ser constatada pela comparação entre dois levantamentos, publicados em 2001 e 2008. O levantamento publicado em janeiro de 2001 ressalta a pequena quantidade de sistemas instalados, a maior parte destinada ao estudo da tecnologia. As empresas atuantes naquela ocasião são fabricantes de células (de silício e de GaAs, específicas para concentrador), de módulos com concentrador e de sistemas. O elenco de empresas, no total de sete, era constituído por cinco norte-americanas, uma alemã e uma australiana, listadas a seguir:

- Amonix (norte-americana)
 - Spectrolab (norte-americana)
-

- SunPower (norte-americana)
- Entech (norte-americana)
- Photovoltaics International (norte-americana)
- Vegla-Saint Gobain (alemã)
- Solar Systems (australiana).

Além das empresas, é citado o Instituto Fraunhofer-ISE (Fraunhofer - Institut für Solare Energiesysteme, ISE), da Alemanha, como também atuante na área da pesquisa de SFVC (SCHMELA, 2001).

Novo levantamento, publicado em novembro de 2008, aponta grande crescimento no número de fabricantes de células (de silício e de células multijunção, específicas para concentrador), de módulos com concentrador e de sistemas completos. A Tabela 3 apresenta um extrato do levantamento, listando apenas as empresas que produzem SFVC com fator de concentração maior do que 200X, no total de 25 empresas. Os dados estão organizados por país, empresa, tipo de célula empregado, fator de concentração e a potência nominal (kW_N) dos sistemas comercializados (HERING, 2008).

Tabela 3 – Empresas fabricantes de sistemas fotovoltaicos com concentrador, de fator de concentração maior que 200X, existentes em 2008.

Fonte: (HERING, 2008)

País	Empresa	Tipo de célula (Fabricante)	Fator de Concentração	Potência (kW_N)
Alemanha	Concentrix	Junção tripla III-V	385X	5,75 – 13,8
Alemanha	SolarTec	III-V	600X	2
Austrália	Green and Gold	Junção tripla III-V (EMCORE)	1.370X	0,334
Austrália	Solar Systems	Junção tripla III-V (Spectrolab)	500X	35
Canadá	Menova Energy	Junção tripla III-V (EMCORE)	1.450X	7,26
Canadá	Morgan Solar	Junção tripla III-V	500 - 1.400X	15 - 45
Espanha	Guascor Foton	Silício	400X	25
Espanha	Isofoton	Junção tripla III-V	1.000X	12
Espanha	Sol3G SL	Junção tripla III-V	476X	0,7 - 4
EUA	Amonix	Si (Amonix) / III-V	> 450X	35
EUA	Cool Earth Solar	Junção tripla III-V	400X	1
EUA	Emcore	Junção tripla III-V (EMCORE)	500X	25
EUA	Energy Innovations	Junção tripla III-V	1.440X	2,5
EUA	EnFocus Eng.	Junção tripla III-V	> 300X	-
EUA	Green Volts	Junção tripla III-V	625X	3
EUA	Opel International	III-V (Spectrolab) / Silício	500X	3,75 / 2,16
EUA	Pyron Solar	Junção tripla III-V	500X	6,6
EUA	SolFocus	Junção tripla III-V (vários)	500X	8,5
EUA	Sunrgi	Junção tripla III-V	2.000X	-
Itália	ENEA	Silício => III-V	200 - 350X	5
Japão	Daido Steel	Junção tripla III-V	550X	2,4 - 5,25
Japão	Sharp Corp.	Junção tripla III-V	700X	2,9
Taiwan	Arima Eco Energy	III-V	476X	3
Taiwan	Delta Electronics	Junção tripla III-V (Spectrolab)	470X	1,5 - 6
Taiwan	INER	Junção tripla III-V	476X	1,5 - 5

Sistemas de diferentes tecnologias foram instalados nos últimos anos, com uma tendência crescente na potência das plantas fotovoltaicas, que são sempre na faixa de centenas de quilowatt (kW) a megawatt (MW).

A planta fotovoltaica mostrada na Figura 2.27, está instalada em Hermannsburg, Austrália. A instalação é constituída por quatro SFVC de óptica reflexiva, com espelhos parabólicos de grandes

dimensões, produzidos pela empresa Solar Systems e potência total de 220 kW_N (VERLINDEN *et al.*, 2008).



Figura 2.27 – Planta fotovoltaica de 220 kW_N , instalada em Hermannsburg, Austrália, com SFVC de óptica reflexiva da empresa Solar Systems.
Fonte: (VERLINDEN *et al.*, 2008)

A Figura 2.28 mostra uma planta de 100 kW_N , instalada em Puertollano, Espanha, com SFVC da empresa Concentrix (LERCHENMÜLLER, 2008).



Figura 2.28 – Planta fotovoltaica de 100 kW_N, com SFVC Concentrix, instalada em Puertollano, Espanha.

Fonte: (LERCHENMÜLLER, 2008)

A Figura 2.29 mostra parte da planta de 12 MW_N com SFVC, denominada “Parque Solar de Villafranca”, instalada pela empresa Guascor Solar em Villafranca, Espanha (GUASCOR, 2008).



Figura 2.29 – Parte da planta fotovoltaica de 12 MW_N, com SFVC Guascor, instalada em Villafranca, Espanha.

(Fonte: GUASCOR, 2008)

A Figura 2.30 mostra parte da planta de 500 kW_N, instalada em Castile-La Mancha, Espanha, pela empresa SolFocus, com

módulos da primeira geração de produção, cada um com 16 elementos concentradores (HERING, 2008).

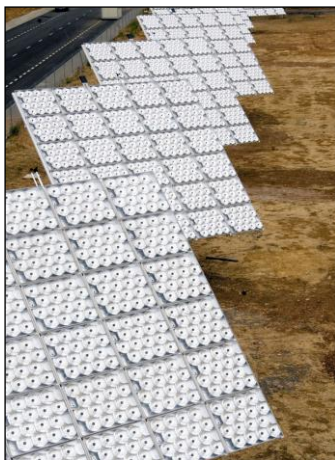


Figura 2.30 – Parte da planta de 500 kW_N, instalada com módulos de primeira geração da SolFocus, em Castile-La Mancha, Espanha.

Fonte: (HERING, 2008)

Seguindo essa tendência de grandes plantas com SFVC, alguns fabricantes tem fornecido material para projetos destinados a avaliar e comparar o desempenho de sistemas fotovoltaicos com concentrador em instalações com potência da ordem de megawatt (MW). Dentre esses projetos, destaca-se o do ISFOC, Instituto de Sistemas Fotovoltaicos de Concentração (Instituto de Sistemas Fotovoltaicos de Concentración).

O ISFOC, localizado na parte central da Espanha, tem como objetivos lançar a tecnologia dos sistemas fotovoltaicos com concentrador, em nível mundial, e tornar-se um centro de referência em pesquisa e desenvolvimento, formando pesquisadores e mão-de-obra qualificada para trabalhar com esta tecnologia. As plantas fotovoltaicas financiadas pelo ISFOC terão o total de 3 MW_N, fornecidos por sete empresas diferentes.

As empresas Isofotón, Solfocus e Concentrix Solar já instalaram 1,7 MW e os restantes 1,3 MW foram outorgados às

empresas Emcore, ArimaEco, Sol3G e Concentración Solar La Mancha-Renovalia (RUBIO, 2007), (RUBIO *et al.*, 2008).

A Figura 2.29 mostra o campo de testes do ISFOC em Puertollano, com 800 kW_N de SFVC instalados, como parte do projeto do ISFOC, sendo 200 kW_N da Concentrix, 200 kW_N da SolFocus e 400 kW_N da Isofotón (HERING, 2008).



Figura 2.31 - Campo de testes do ISFOC em Puertollano, com 800 kW_N de SFVC instalados, sendo: 200 kW_N da Concentrix (frente), 200 kW_N da SolFocus (atrás à esquerda) e 400 kW_N da Isofotón (direita).

Fonte: (HERING, 2008)

3 METODOLOGIA

3.1 Análise de Dados de Radiação Solar

Os trabalhos realizados com dados de radiação solar (difusa, global horizontal e inclinada), para o território brasileiro, até recentemente utilizavam dados das fontes citadas no item 2.1.2 de determinada estação solarimétrica. A partir dos resultados obtidos na primeira fase do Projeto SWERA, ficaram disponíveis os dados de radiação com resolução espacial de 40 km x 40 km, cobrindo todo o território brasileiro.

Com a publicação do “Atlas Brasileiro de Energia Solar” tornou-se possível obter os níveis da irradiação global (H_{HOR}), total (H_{TOT}) ou difusa (H_{DIF}), com resolução espacial de 10km x 10km, consultando o CD-ROM anexo ao Atlas, que contém os respectivos bancos dados utilizados na elaboração dos mapas (PEREIRA *et al.*, 2006).

Ao iniciar esta tese, os dados de irradiação direta normal (H_{DIRN}) disponíveis na ocasião tinham resolução de 40 km x 40 km. Posteriormente, com a obtenção de dados com resolução de 10 km x 10 km, todos os bancos de radiação utilizados nas análises passaram a ter essa mesma resolução espacial.

As análises sobre radiação solar e estimativa de geração de SFVC, para todo o território brasileiro, foram realizadas com base nos seguintes bancos de dados:

- Irradiação difusa, global horizontal, inclinada e direta normal – dados com resolução de 40 km x 40 km, resultantes do projeto SWERA, obtidos na Divisão de Clima e Meio Ambiente (DMA), do CPTEC/INPE;
 - irradiação difusa, global horizontal e inclinada – dados obtidos no CD-ROM anexo ao “Atlas Brasileiro de Energia Solar”, com resolução de 10 km x 10 km, resultantes do projeto SWERA, utilizados na elaboração do referido Atlas (PEREIRA *et al.*, 2006);
 - irradiação direta normal – dados resultantes do projeto SWERA com resolução espacial de 10 km x 10 km, obtidos junto à Divisão de Clima e Meio Ambiente (DMA) do CPTEC/INPE;
-

- Irradiância diária, difusa, global e direta normal (G_{DIF} , G_{HOR} e G_{DIRN}) – dados dos anos 2006 a 2008, resultantes de medição na Estação Brasília (BRB) do Projeto SONDA, obtidos em (INPE, 2009).

Os bancos de dados de irradiação solar do projeto SWERA apresentam os valores das médias mensais e sazonais do total diário ($kWh/m^2/dia$) e o total anual ($kWh/m^2/ano$) para 87.222 coordenadas (latitude e longitude). Cada coordenada representa um pixel, correspondente a uma área de 10 km x 10 km, na superfície do território brasileiro. O pixel é a menor unidade gráfica de uma imagem matricial, e que só pode assumir uma única cor por vez (FERREIRA, 1999).

Devido ao grande número de registros (87.222 linhas de uma planilha eletrônica) com coordenadas e dados de irradiação, o processo de consulta aos quatro bancos de dados é muito lento.

Para tornar o processo mais rápido e confiável foi desenvolvida uma planilha eletrônica no aplicativo Excel que, em função das coordenadas de entrada, consulta simultaneamente os quatro bancos de dados. A saída dos dados é na forma de uma tabela, com os valores da média diária mensal, sazonal e anual (em $kWh/m^2/dia$) e, também, na forma de um gráfico dos valores mensais.

A planilha, cuja interface gráfica está mostrada na **Erro! Fonte de referência não encontrada.**, apresenta um mapa do contorno do Brasil, com grade de coordenadas, para orientação do usuário, e calcula os valores do total anual das irradiações ($kWh/m^2/ano$), apresentados na última coluna da tabela.

Utilizando a planilha de consulta aos bancos de dados foi realizado o levantamento dos valores mensais de irradiação para as capitais brasileiras e foram construídos gráficos para comparar as diferentes componentes, cujos totais anuais foram acrescentados em uma caixa de texto. Os gráficos das capitais podem ser utilizados para uma primeira avaliação do potencial de irradiação direta normal e comparar com as componentes global e inclinada.

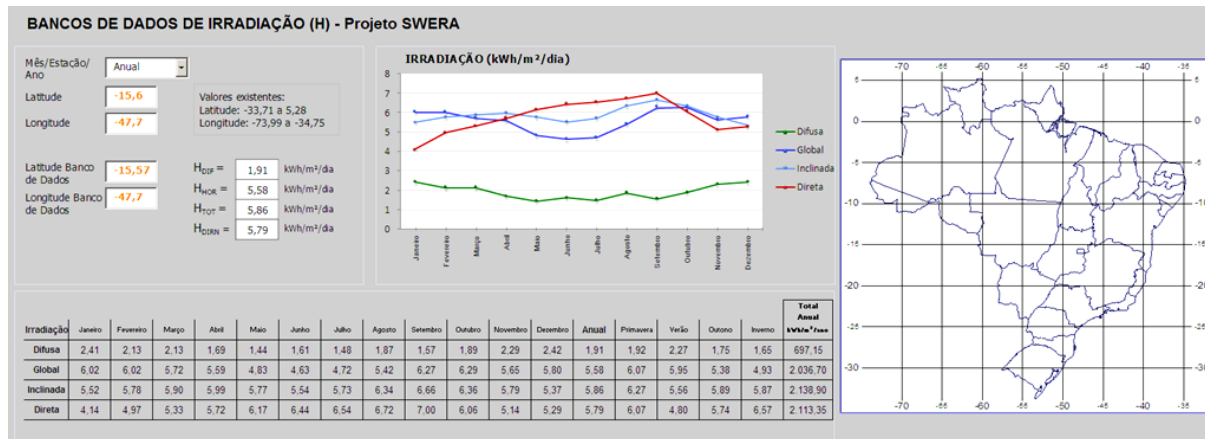


Figura 3.1 - Interface gráfica da planilha eletrônica desenvolvida para consultar os quatro bancos de dados de irradiação, em função das coordenadas de entrada.

A geração de energia elétrica de sistemas fotovoltaicos com concentrador (SFVC) foi estimada com base nos dados de radiação solar, nas características elétricas de SFVC comercialmente disponíveis, obtidas em folhas de especificação dos fabricantes, e em dados de desempenho em campo, obtidos em publicações dos fabricantes e artigos disponíveis na literatura indexada.

Para a realização das estimativas de geração, produtividade e análise de investimento, com dados de entrada selecionáveis pelo usuário, foi desenvolvido um aplicativo na forma de planilha eletrônica, mostrada na Figura 3.2. As estimativas envolvem a consulta ao banco de dados de H_{DIRN} e a realização dos cálculos.

A estimação inicia com entrada dos valores de latitude e longitude, visando obter o valor de irradiação direta normal (H_{DIRN}) para o local desejado. A análise pode ser feita utilizando o valor de irradiação direta normal anual; para cada um dos meses (de janeiro a dezembro) ou, ainda, para as quatro estações do ano, na sequência:

- Mês/Estação/Ano: escolha dentre as opções de Janeiro a Dezembro, Estações e Anual.
- Latitude: entrada de valor
- Longitude: entrada de valor

O valor de irradiação direta normal, obtido em função das coordenadas de entrada, é mostrado juntamente com os valores de irradiação global e total para comparação. Os bancos de dados utilizados foram obtidos do projeto SWERA e são ordenados em ordem crescente em função dos valores de latitude e, em seguida, em ordem crescente dos valores de longitude. Para os três bancos de dados, foi criada uma função para possibilitar a pesquisa dos valores de irradiação (em função dos valores de entrada de latitude e longitude). A função é mostrada na Equação 1:

$$\beta = \textit{Latitude} \times 1000 + \textit{Longitude} \quad \text{Eq. 1}$$

onde *Latitude* e *Longitude* são os valores absolutos das coordenada, em graus.

A função gera uma lista de valores β em ordem crescente, que posteriormente é utilizada como base para a função CORRESP do

Excel determinar a posição do valor β procurado. Com a posição encontrada, a função ÍNDICE procura no banco de dados o valor de irradiação correspondente.

Após a determinação da irradiação a estimativa de geração é realizada utilizando o valor da potência nominal do SFVC, a área do sistema e dados de desempenho real obtidos dos fabricantes Concentrix Solar e Guascor Fotón. A quantidade de sistemas simulados também é opção do usuário. A geração estimada do sistema de cada fabricante é calculada conforme as Equações 2 e 3 respectivamente.

$$E_{CA\text{ dia}} = H_{DIR} \times P_N \times N \times 0,9607745 \quad \text{Eq. 2}$$

$$E_{CA\text{ dia}} = H_{DIR} \times P_N \times N \times 0,9466865 \quad \text{Eq. 3}$$

Onde: $E_{CA\text{ dia}}$ = Geração (kWh/dia)

P_N = Potência nominal do SFVC (kW_N)

N = número de sistemas instalados

Os fatores foram obtidos com a metodologia utilizada pela empresa Concentrix, a partir de dados de desempenho em campo.

Com a geração estimada ao dia, calcula-se a geração estimada ao ano multiplicando o valor resultante das Equações 2 e 3 por 365. A Produtividade anual do sistema é calculada dividindo o valor da geração anual pela potência nominal do sistema.

3.2 Mapas de Radiação Solar

Os mapas de irradiação direta normal foram elaborados após análise dos dados e verificas quais as escalas mais adequadas ao objetivo de evidenciar o potencial dessa forma de radiação.

SISTEMAS FOTOVOLTAICOS COM CONCENTRADOR - SFVC

IRRADIAÇÃO

Mês/Estação:

Latitude:

Longitude:

Valores existentes
Latitude: -33,71 a 5,28
Longitude: -73,99 a -34,75

HHOR = kWh/m²/dia
 HTOT = kWh/m²/dia
 HDIRN = kWh/m²/dia

DADOS DE SAÍDA

EAC_{dia} = kWh/dia EAC_{ano} = kWh/ano Produtividade: (Yield)

MÓDULOS CONCENTRADORES

Fabricante: Modelo:

Concentrix Solar P_N= kW

Sol Focus Outro Valor: P_N=

Solar Systems Área: m² ?_M=

Fabricante X Número de Sistemas: PDC_{final}= kW

ANÁLISE DE INVESTIMENTO

Preço do Sistema: €/kW Câmbio: R\$/€ Investimento:

Despesas (O&M): % a.a Período: Anos TMA: % a.a

Receita: R\$ TIR: VPL:

PARIDADE TARIFÁRIA

VARIÁVEIS

D= η_S= F=

Figura 4.1

Figura 3.2 - Interface gráfica da planilha para realizar estimativas de geração, produtividade e análise de investimento, com dados de entrada selecionáveis pelo usuário.

4. RESULTADOS E DISCUSSÃO

4.1 POTENCIAL DA IRRADIAÇÃO DIRETA NORMAL NO BRASIL

4.1.1 Potencial Energético da Radiação Direta Normal

A radiação direta normal, que pressupõe o rastreamento da trajetória aparente do Sol, pode apresentar potencial energético superior ao da radiação global horizontal em regiões com baixa cobertura de nuvens, o que poderia justificar o emprego de SFVC nesses locais. Para exemplificar e comprovar esta situação foram utilizados dados de irradiância global (G_{HOR}) e direta normal (G_{DIRN}), obtidos da estação Brasília (BRB) do Projeto SONDA.

A estação Brasília possui equipamento para medições solarimétricas e climatológicas que registra dados com intervalos de 1 minuto. Dentre os dados obtidos foram selecionados 12 dias, um dia para cada mês do ano, nos quais o perfil da irradiância fosse o mais próximo possível de um dia limpo, com a finalidade de analisar o conteúdo energético das duas formas de radiação, global e direta normal ao longo do ano.

A **Erro! Fonte de referência não encontrada.** apresenta as curvas de irradiância direta normal (G_{DIRN}), global horizontal (G_{HOR}) e difusa (G_{DIF}) correspondentes aos 12 dias selecionados. A irradiância difusa não é utilizada de forma quantitativa nesta análise, constando dos gráficos como elemento auxiliar na verificação do perfil da irradiância direta normal, uma vez que normalmente os picos em G_{DIF} (devidos à presença de nuvens) implicam em quedas de G_{DIR} .

A Figura 4.1 mostra curvas diárias de irradiância global (G_{HOR}), direta normal (G_{DIRN}) e difusa (G_{DIF}), traçadas com dados medidos na estação Brasília (BRB), para 12 dias ao longo do ano.

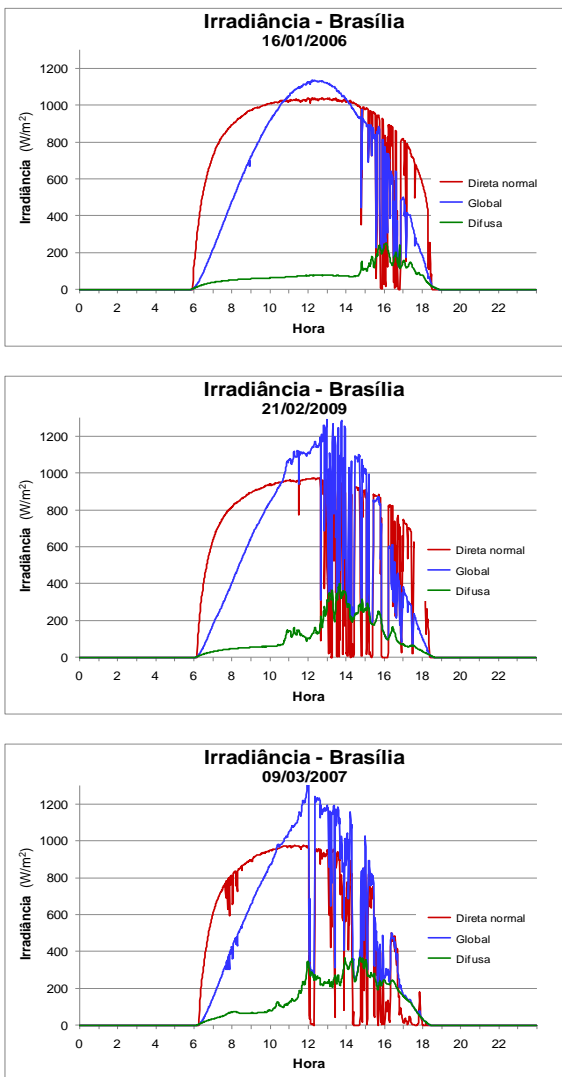
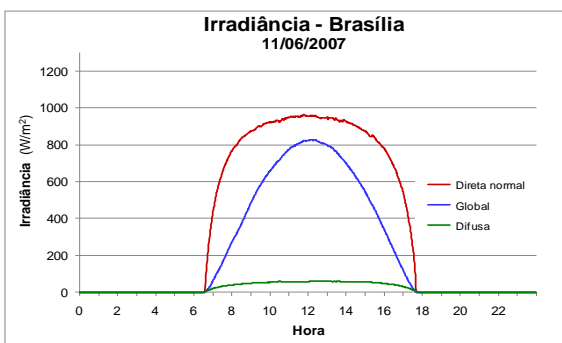
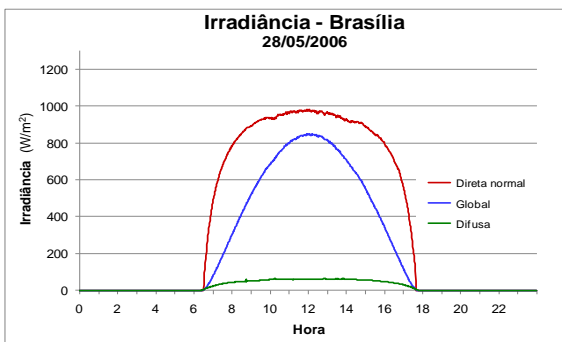
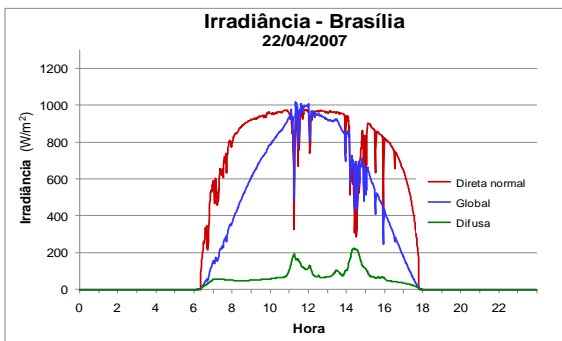
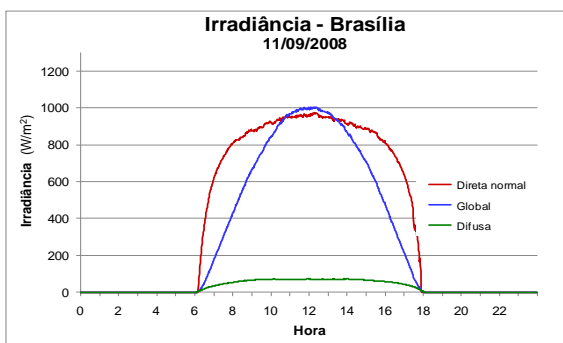
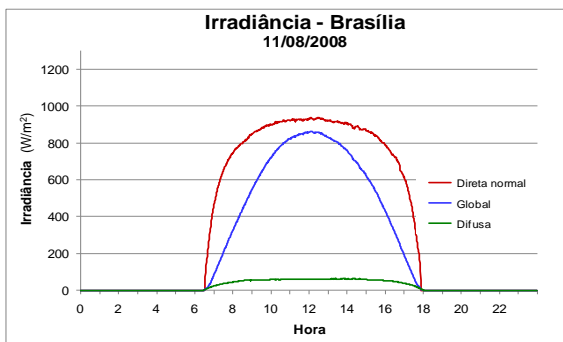
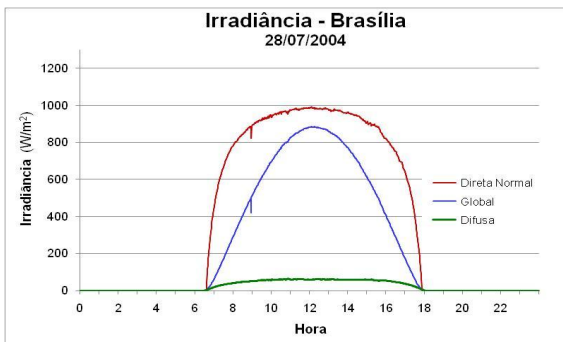


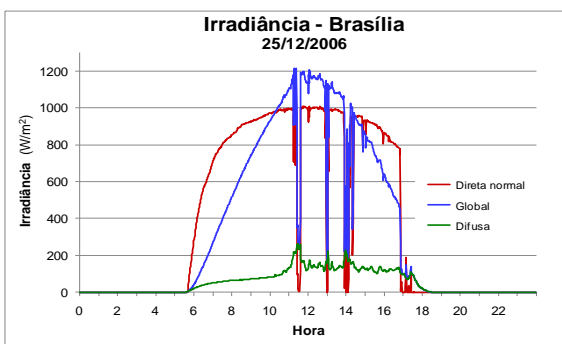
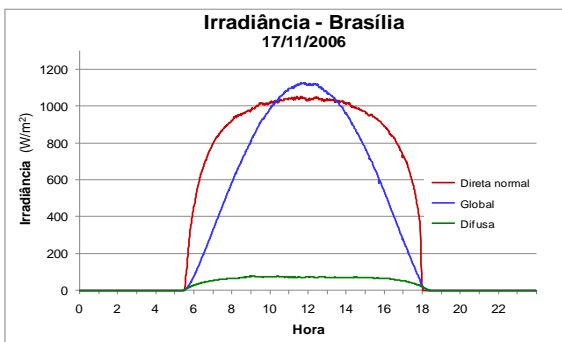
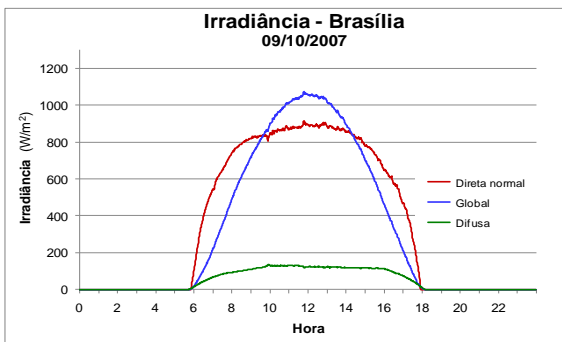
Figura 4.1 - Curvas de irradiância direta normal, global horizontal e difusa, com dados da estação Brasília da rede SONDA.



Cont. Figura 4.1 - Curvas de irradiância direta normal, global horizontal e difusa, com dados da estação Brasília da rede SONDA.



Cont. Figura 4.1 - Curvas de irradiância direta normal, global horizontal e difusa, com dados da estação Brasília da rede SONDA.



Cont. Figura 4.1 - Curvas de irradiância direta normal, global horizontal e difusa, com dados da estação Brasília da rede SONDA.

A maior parte dos gráficos da Figura 4.1 mostra dias bem próximos de dias limpos, com baixa cobertura de nuvens. No banco de dados utilizado para esta tese os meses de janeiro, fevereiro, março e dezembro apresentam um pequeno número de dias com tendência a dia limpo. Essa característica começa a diminuir em abril, que já exhibe alguns dias tendendo para dia claro, enquanto os meses de maio a novembro apresentam vários dias claros. A Tabela 4 mostra os valores da irradiação, em kWh/m², relativa aos dias escolhidos, obtidos pela integração das respectivas irradiâncias, medidas na estação Brasília da rede SONDA. São mostrados também, em forma percentual, os resultados da comparação entre os valores de H_{DIRN} e de H_{HOR} .

Tabela 4 – Valores da irradiação dos dias escolhidos (obtidos pela integração das respectivas irradiâncias) e relação percentual de H_{DIRN} sobre H_{HOR} .

Dia	Irradiação (kWh/m ² /dia)		H_{DIRN} em relação a H_{HOR} (%)
	H_{HOR}	H_{DIRN}	
16/1/2006	8,63	10,38	+ 20%
21/2/2009	7,46	8,23	+ 10%
9/3/2007	7,26	7,07	- 3%
22/4/2007	6,67	9,02	+ 35%
28/5/2006	5,76	9,10	+ 58%
11/6/2007	5,56	8,90	+ 60%
28/7/2004	6,08	9,31	+ 53%
11/8/2008	6,21	8,93	+ 44%
11/9/2008	7,31	9,43	+ 29%
9/10/2007	7,74	8,56	+ 11%
17/11/2006	8,65	11,01	+ 27%
25/12/2006	8,24	9,22	+ 12%

Os meses de dezembro a março, na estação Brasília, apresentam muitos dias de céu encoberto, que levam a menores valores de H_{DIRN} , como mostram os percentuais da Tabela 4 para os referidos meses. Nos dados válidos obtidos para a estação Brasília,

os dias de março foram, na maioria, dias de céu encoberto, não sendo possível obter um dia melhor do que o mostrado (9/3/2007) na Figura 4.1. Nesse dia, o período vespertino se apresentou com céu muito encoberto, levando o valor de H_{DIRN} a ser 3% menor do que H_{HOR} .

O maior conteúdo energético da radiação direta normal, existente em dias de céu claro, ou com pouca cobertura de nuvens, aliado à maior eficiência de conversão das células utilizadas nos módulos com concentrador, leva o desempenho energético dos SFVC a ser superior ao dos SFV.

Além do aspecto relacionado ao conteúdo energético, observa-se na Figura 4.1, que a irradiância direta normal apresenta valores superiores ao da global, nos períodos matutinos e vespertinos.

A utilização do seguidor do Sol (inerente ao SFVC), que mantém o painel fotovoltaico normal aos raios solares, maximiza o aproveitamento da energia ao longo dia e amplia o perfil da geração fotovoltaica. Em locais com demanda elevada devido à utilização de ar condicionado, como supermercados e centros comerciais, ocorre pico de consumo diurno. A geração do SFVC cobre todo o período de maior demanda, pois se prolonga desde cerca de 10 horas até 15, 16 horas. Essa coincidência entre geração e consumo é interessante, sob o ponto de vista energético e econômico, para concessionárias e consumidores comerciais que poderiam utilizar a geração solar com SFVC para complementar o suprimento de energia nesse período.

4.4.2 Valores de Irradiação para as Capitais Brasileiras

O levantamento dos valores de irradiação solar para as capitais brasileiras foi realizado utilizando a planilha eletrônica desenvolvida para buscar, nos quatro bancos de dados, os valores de irradiação – difusa, global, inclinada e direta normal. A Tabela 5 lista as capitais, com as coordenadas consideradas e os valores da média anual do total diário de irradiação (kWh/m²/dia).

Tabela 5 - Capitais brasileiras, com as respectivas coordenadas e os valores da média anual do total diário de irradiação.

Capital	Coordenadas		Irradiação (kWh/m ² /dia)			
	Latitude	Longitude	Difusa	Global	Inclinada	Direta
Campo Grande	-21,57	-57,91	1,73	5,37	5,63	5,87
Goiânia	-16,68	-49,17	1,86	5,58	5,91	5,86
Belo Horizonte	-19,8	-43,92	1,80	5,40	5,74	5,60
Brasília	-15,78	-46,26	1,87	5,56	5,81	5,60
Cuiabá	-15,56	-55,91	1,91	5,39	5,65	5,40
Rio de Janeiro	-22,88	-43,22	1,81	4,86	5,16	5,25
Teresina	-5,07	-42,77	2,17	5,66	5,73	5,23
Palmas	-10,18	-48,29	2,06	5,43	5,59	5,01
Porto Alegre	-30,07	-51,14	1,70	4,68	5,11	4,98
Maceió	-9,67	-35,9	2,19	5,33	5,39	4,97
São Paulo	-23,51	-46,41	1,83	4,80	5,17	4,97
Vitória	-20,27	-40,34	1,89	4,94	5,13	4,95
Salvador	-12,93	-38,46	2,12	5,33	5,37	4,88
Natal	-5,77	-35,26	2,29	5,40	5,43	4,67
Boa Vista	3,3	-60,61	2,23	5,40	5,36	4,63
Rio Branco	-9,95	-67,82	2,14	5,23	5,3	4,60
São Luis	-2,51	44,33	2,27	5,48	5,52	4,57
Aracaju	-10,92	-38,3	2,22	5,25	5,27	4,56
Recife	-8,07	-34,89	2,29	5,28	5,27	4,52
Curitiba	-25,42	-49,18	1,87	4,59	4,97	4,51
Porto Velho	-8,75	-63,95	2,20	5,17	5,23	4,41
João Pessoa	-7,12	-34,85	2,30	5,33	5,35	4,40
Fortaleza	-3,77	-38,56	2,19	5,54	5,61	4,39
Florianópolis	-27,59	-49,49	1,80	4,55	4,92	4,37
Macapá	0,07	-51,08	2,27	5,34	5,35	4,28
Manaus	-3,07	-60,07	2,19	5,16	5,15	4,21
Belém	-1,45	-47,93	2,31	5,26	5,25	4,20

A mostra os gráficos obtidos com os valores das médias mensais do total diário ($\text{kWh}/\text{m}^2/\text{dia}$) e os totais anuais ($\text{kWh}/\text{m}^2/\text{ano}$) de irradiação difusa, global horizontal, inclinada e direta normal para as capitais brasileiras.

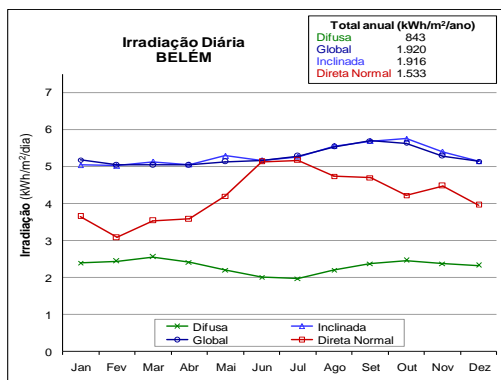
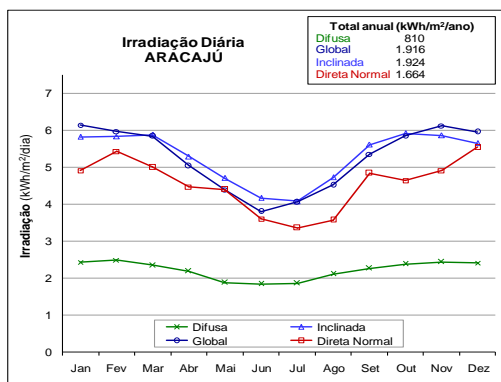
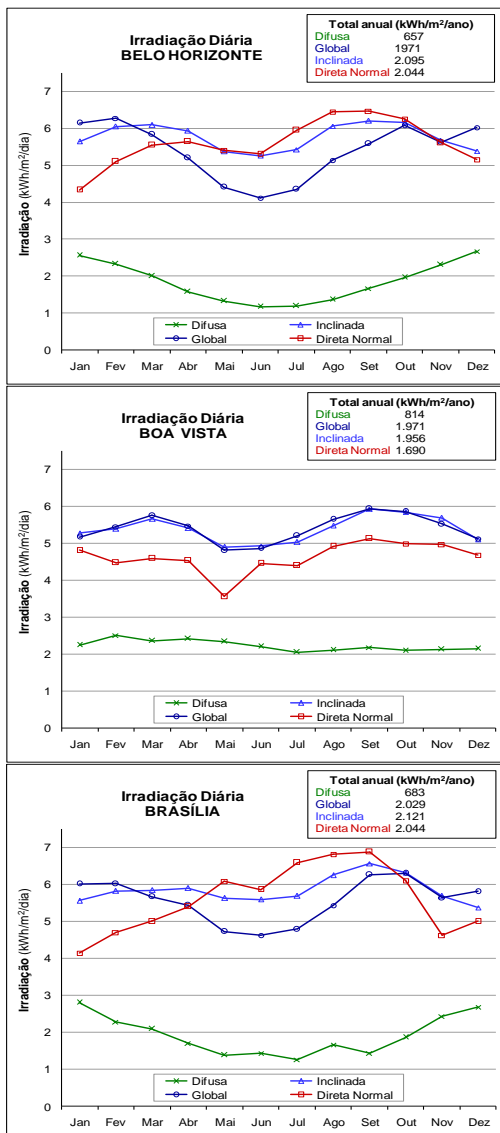
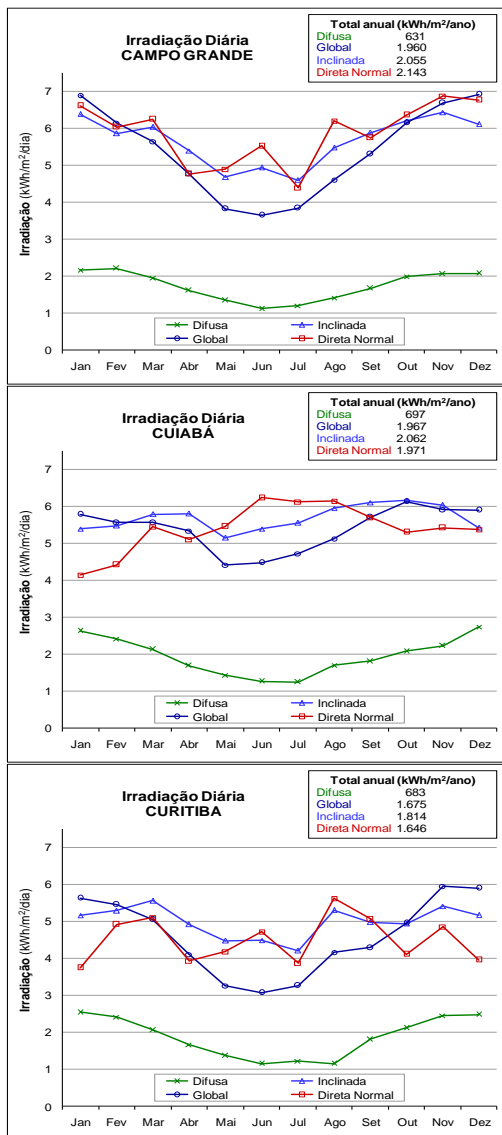


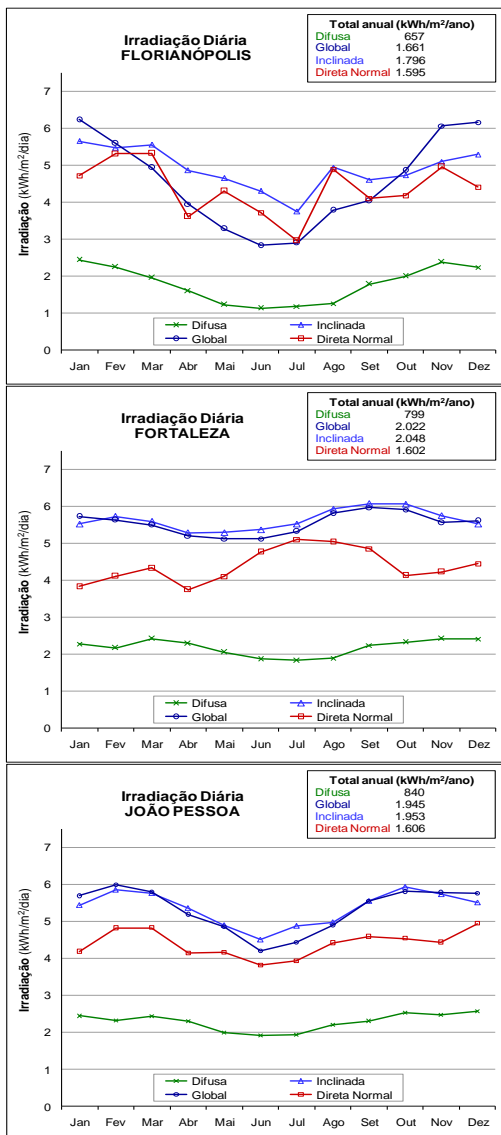
Figura 4.2 – Gráficos das médias mensais do total diário ($\text{kWh}/\text{m}^2/\text{dia}$) e totais anuais ($\text{kWh}/\text{m}^2/\text{ano}$) de irradiação difusa, global horizontal, inclinada e direta normal para as capitais brasileiras.



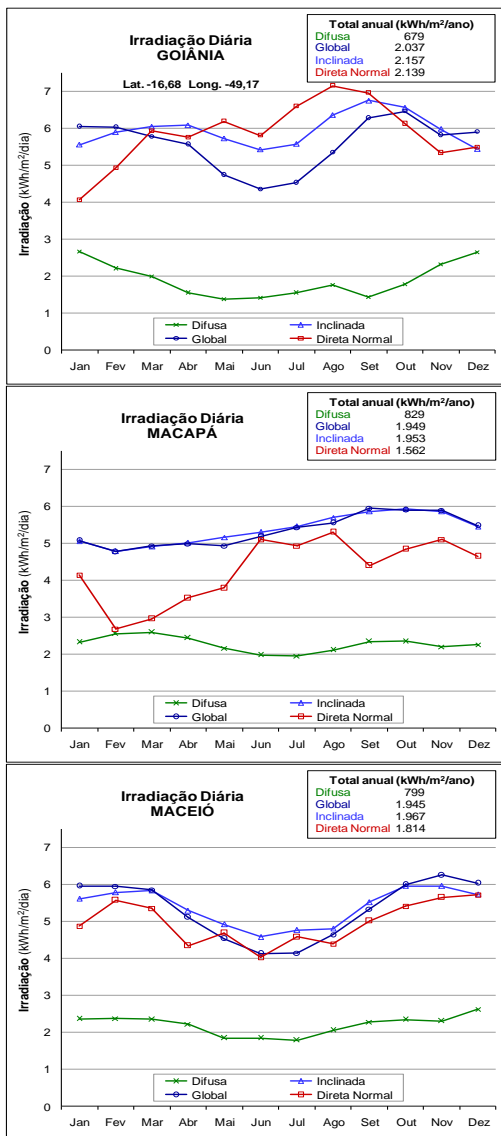
Cont. Figura 4.2 - Gráficos das médias mensais do total diário (kWh/m²/dia) e totais anuais (kWh/m²/ano) de irradiação difusa, global horizontal, inclinada e direta normal para as capitais brasileiras.



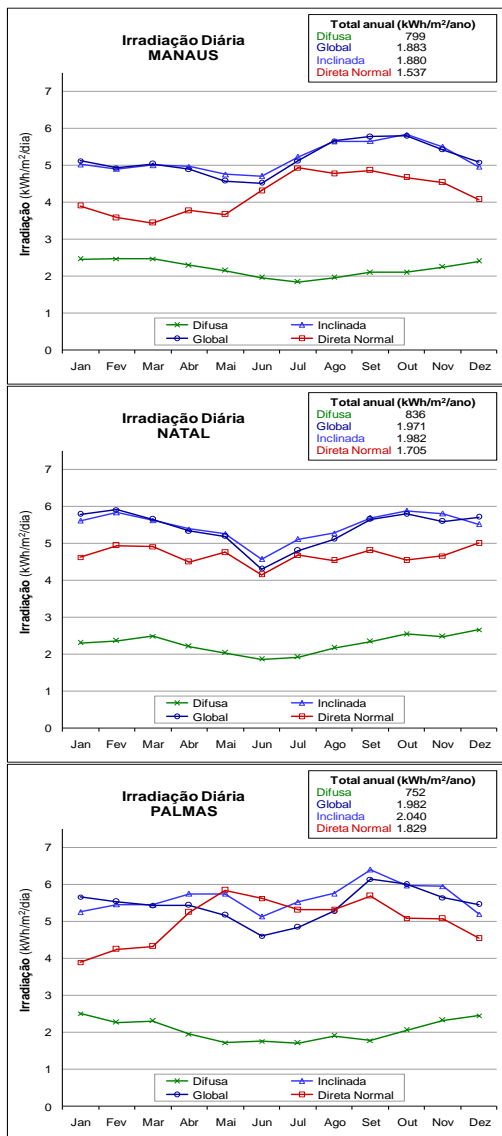
Cont. Figura 4.2 - Gráficos das médias mensais do total diário ($\text{kWh/m}^2/\text{dia}$) e totais anuais ($\text{kWh/m}^2/\text{ano}$) de irradiação difusa, global horizontal, inclinada e direta normal para as capitais brasileiras.



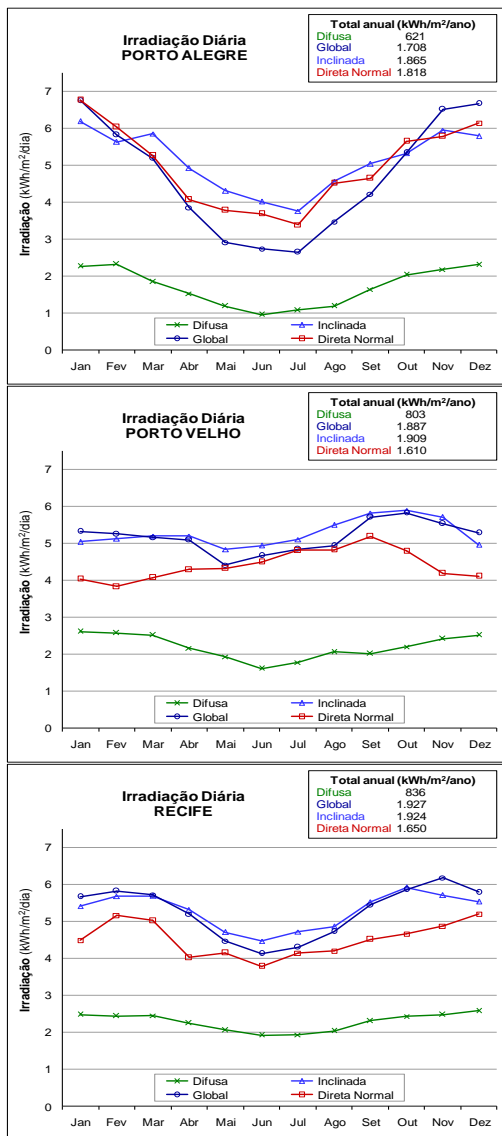
Cont. Figura 4.2 - Gráficos das médias mensais do total diário ($\text{kWh/m}^2/\text{dia}$) e totais anuais ($\text{kWh/m}^2/\text{ano}$) de irradiação difusa, global horizontal, inclinada e direta normal para as capitais brasileiras.



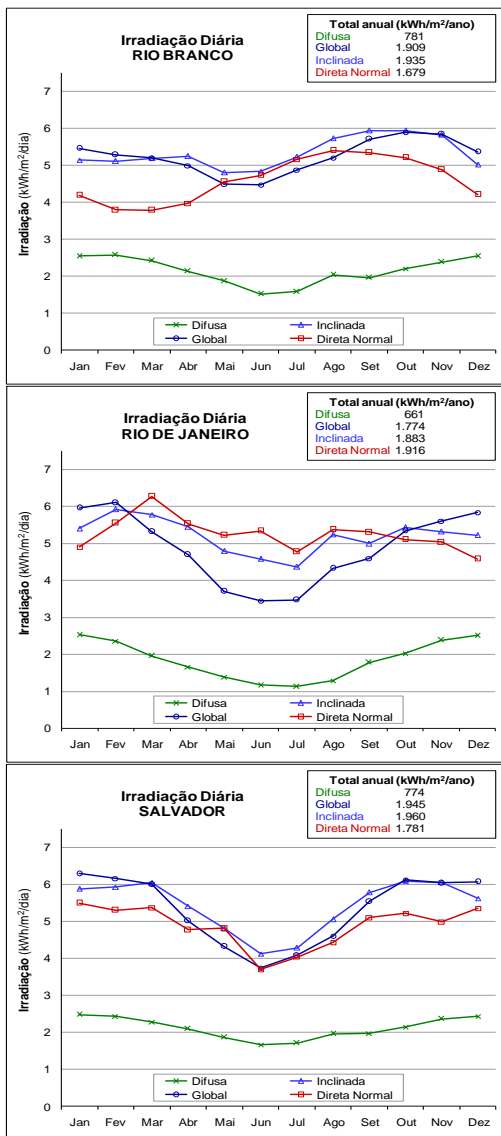
Cont. Figura 4.2 - Gráficos das médias mensais do total diário (kWh/m²/dia) e totais anuais (kWh/m²/ano) de irradiação difusa, global horizontal, inclinada e direta normal para as capitais brasileiras.



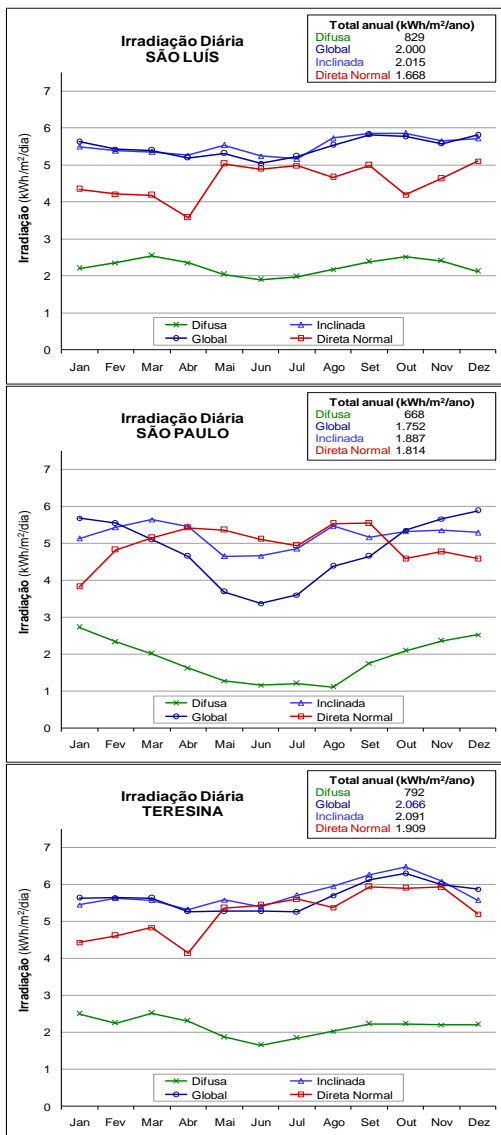
Cont. Figura 4.2 - Gráficos das médias mensais do total diário ($\text{kWh/m}^2/\text{dia}$) e totais anuais ($\text{kWh/m}^2/\text{ano}$) de irradiação difusa, global horizontal, inclinada e direta normal para as capitais brasileiras.



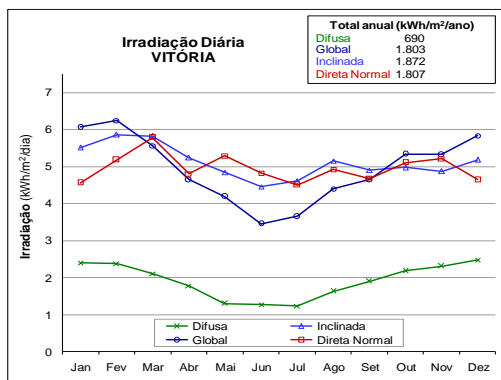
Cont. Figura 4.2 - Gráficos das médias mensais do total diário (kWh/m²/dia) e totais anuais (kWh/m²/ano) de irradiação difusa, global horizontal, inclinada e direta normal para as capitais brasileiras.



Cont. Figura 4.2 - Gráficos das médias mensais do total diário (kWh/m²/dia) e totais anuais (kWh/m²/ano) de irradiação difusa, global horizontal, inclinada e direta normal para as capitais brasileiras.



Cont. Figura 4.2 - Gráficos das médias mensais do total diário ($\text{kWh/m}^2/\text{dia}$) e totais anuais ($\text{kWh/m}^2/\text{ano}$) de irradiação difusa, global horizontal, inclinada e direta normal para as capitais brasileiras.



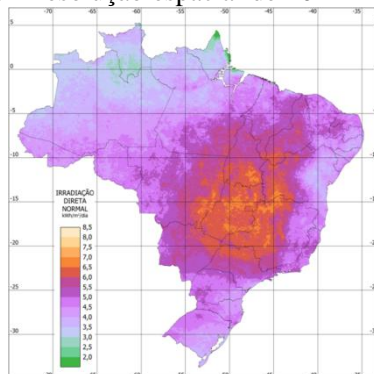
Cont. Figura 4.2 - Gráficos das médias mensais do total diário ($\text{kWh/m}^2/\text{dia}$) e totais anuais ($\text{kWh/m}^2/\text{ano}$) de irradiação difusa, global horizontal, inclinada e direta normal para as capitais brasileiras.

Os gráficos da Figura 4.2 permitem verificar preliminarmente as diferentes possibilidades de aproveitamento da radiação solar, observando-se qual a parcela de irradiação solar predomina em cada capital. As cidades de Belo Horizonte (MG), Brasília (DF), Campo Grande (MS) e Goiânia (GO) destacam-se pelos altos valores mensais de irradiação direta normal (H_{DIRN}), em alguns meses maiores que os valores de irradiação global e com valor do total anual comparável ou superior aos valores de irradiação global ou inclinada.

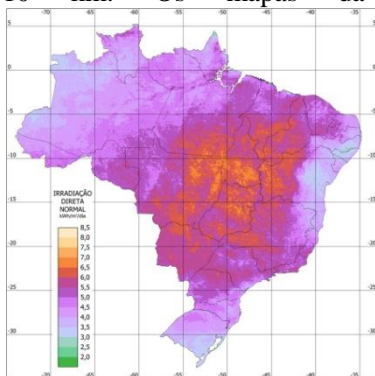
Nestes locais os SFVC podem se constituir em uma alternativa interessante para o suprimento de energia em períodos diurnos, principalmente para oferecer suporte às redes de distribuição dessas metrópoles, nas quais o aumento do uso de condicionadores de ar vem modificando o perfil da demanda de eletricidade. Nesse sentido, a geração fotovoltaica com SFVC, devido ao seu perfil da geração ampliado pelo uso do seguidor do Sol, atende aos horários de pico de demanda, em torno do meio-dia e estende-se até as 15 ou 16 horas. A coincidência entre a geração dos SFVC e o novo perfil de consumo, principalmente devido ao uso de condicionadores de ar, pode ser interessante, sob o ponto de vista energético e econômico, para concessionárias e consumidores comerciais.

4.2 MAPAS DE IRRADIAÇÃO DIRETA NORMAL

Para analisar o potencial da radiação direta normal no território brasileiro foram inicialmente produzidos 18 mapas com base nos dados obtidos do INPE com resolução espacial de 10 km x



10 km. Os mapas da



Maio

Junho

apresentam os valores da média mensal do total diário de irradiação direta normal (H_{DIRN}), em kWh/m²/dia, para cada mês.

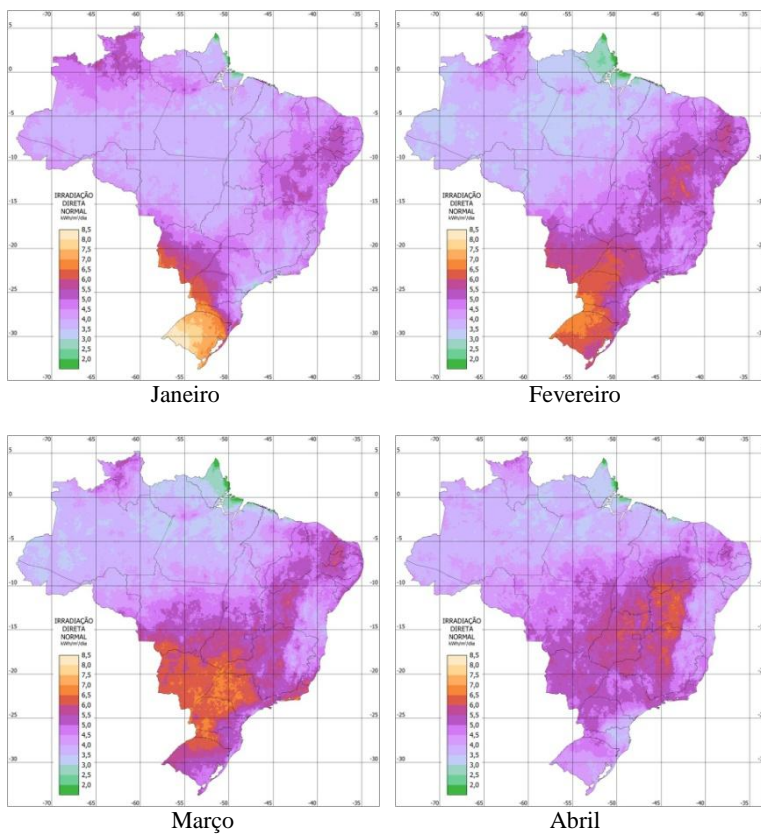
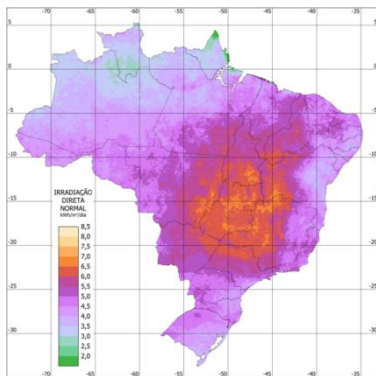
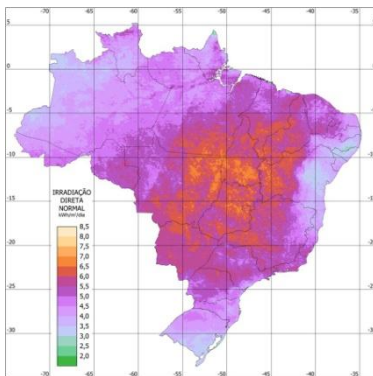


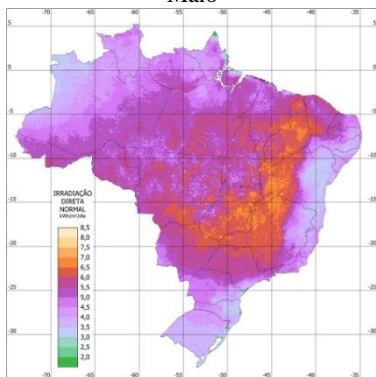
Figura 4.3 – Mapas com a média mensal do total diário de irradiação direta normal (H_{DIRN}), em kWh/m²/dia.



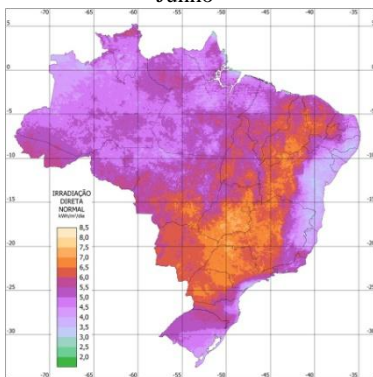
Maio



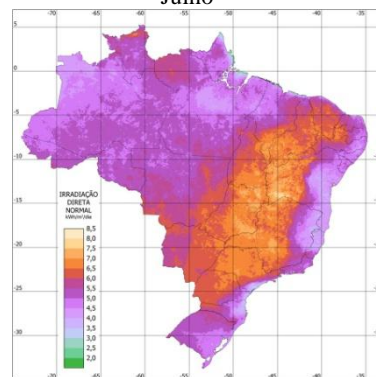
Junho



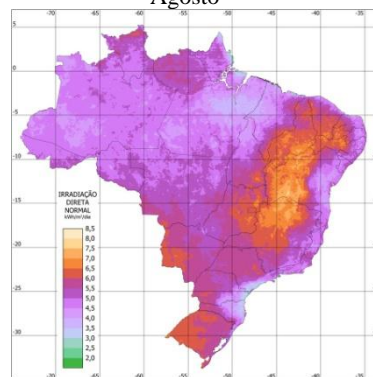
Julho



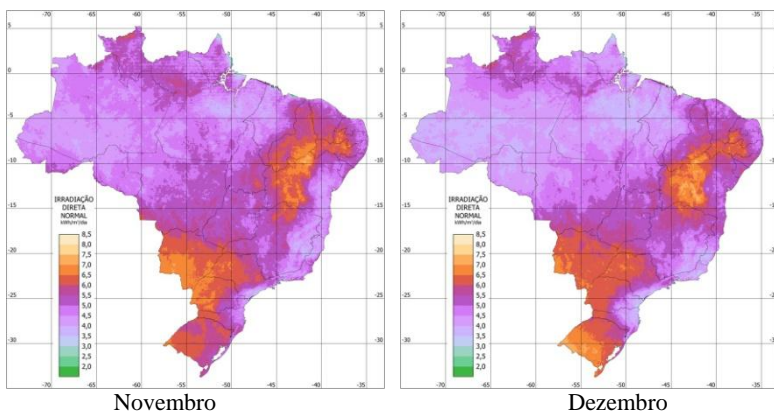
Agosto



Setembro



Outubro



Cont. Figura 4.3 - Mapas com a média mensal do total diário de irradiação direta normal (H_{DIRN}), em kWh/m²/dia.

A Figura 4.4 mostra os mapas de médias sazonais do total diário da irradiação direta normal (H_{DIRN}), em kWh/m²/dia. As estações são consideradas com meses completos: dezembro a fevereiro é referente ao Verão; março a maio ao Outono; junho a agosto ao Inverno e de setembro a novembro referente à Primavera.

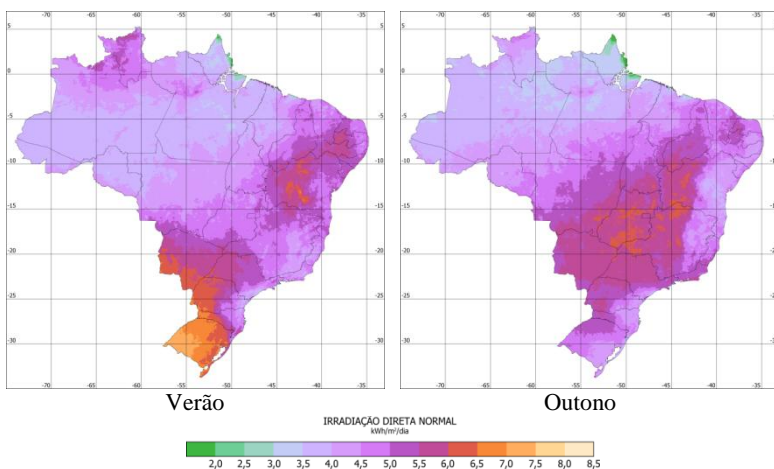
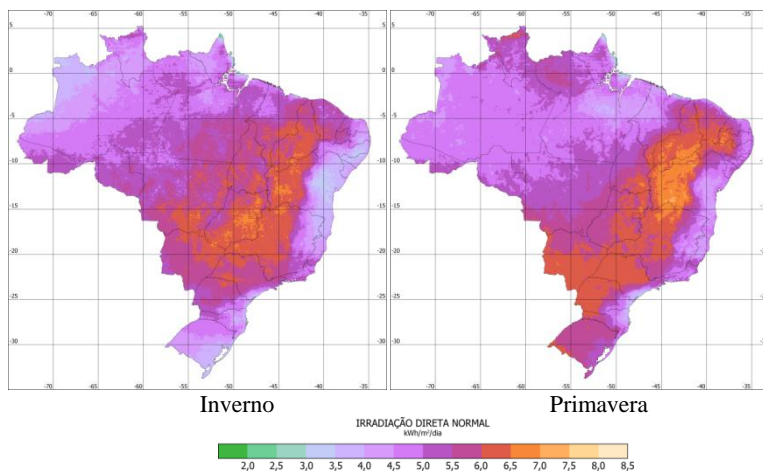


Figura 4.4 - Mapas com a média sazonal do total diário de irradiação direta normal (H_{DIRN}), em kWh/m²/dia.



Cont. Figura 4.5 - Mapas com a média sazonal do total diário de irradiação direta normal (H_{DIRN}), em kWh/m²/dia.

A Figura 4.5 mostra o mapa com a média anual do total diário de irradiação direta normal (H_{DIRN}), em kWh/m²/dia.

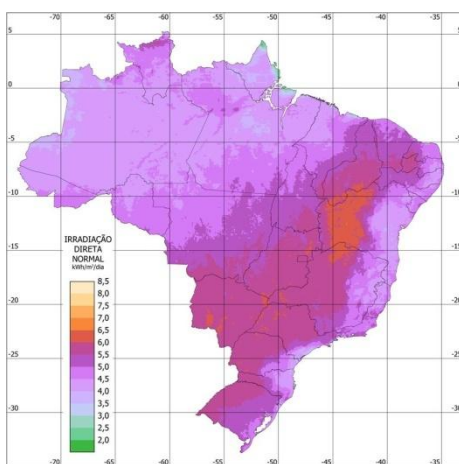


Figura 4.5 - Mapa com a média anual do total diário de irradiação direta normal (H_{DIRN}), em kWh/m²/dia.

A Figura 4.6 mostra um mapa com o total anual de irradiação direta normal, em $\text{kWh/m}^2/\text{ano}$, elaborado de modo a evidenciar as regiões com maior incidência de H_{DIRN} , nas quais os sistemas fotovoltaicos com concentrador apresentam melhor desempenho.

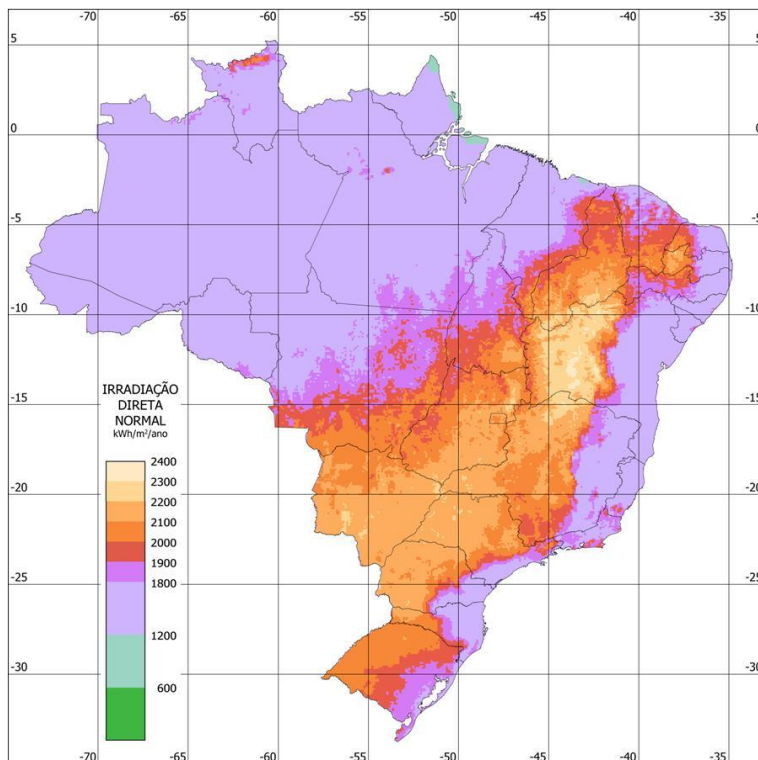


Figura 4.6 - Mapa com o total anual de irradiação direta normal (H_{DIRN}), em $\text{kWh/m}^2/\text{ano}$.

No mapa da Figura 4.6 observa-se que uma grande superfície do território brasileiro apresenta valores de H_{DIRN} relativamente altos, igual ou acima de $2.000 \text{ kWh/m}^2/\text{ano}$. Essa grande área, que se estende do Nordeste ao Sul, representa cerca de 25% da área total do país. Ressalta-se que, mesmo com as diferenças climáticas existentes

entre as regiões abrangidas, o valor anual de H_{DIRN} apresenta certa homogeneidade ao longo dessa extensa área.

A área com os maiores valores de H_{DIRN} , na faixa de 2.200 a 2.400 kWh/m²/ano, está situada na maior parte no leste da Bahia, chegando ao sul do Piauí e norte de Minas Gerais, região do cerrado nordestino. Uma extensa região, com valores de 2.100 a 2.200 kWh/m²/ano, estende-se pelo interior dos estados de Minas Gerais, São Paulo, Paraná e Santa Catarina, abrangendo também praticamente os estados de Goiás e Mato Grosso do Sul. Observam-se, dentro desta região, algumas áreas com valores de irradiação mais elevados, de 2.200 a 2.300 kWh/m²/ano. No leste do Rio Grande do Sul estende-se uma grande faixa com valores de 2.000 a 2.100 kWh/m²/ano que vai até a fronteira com o Uruguai.

O Atlas de irradiação direta normal (H_{DIRN}) completo encontra-se no Apêndice A.

4.3 ANÁLISE DOS DADOS DE IRRADIAÇÃO DIRETA NORMAL

Os dados da média anual do total diário de irradiação direta normal (H_{DIRN}) foram analisados e comparados com os dados de irradiação global (H_{HOR}) e total (H_{TOT}) para identificar as regiões com maior potencial para utilização de SFVC. Inicialmente foram verificadas as distribuições do número de píxeis (correspondentes a áreas de 10 km x 10 km) por faixas de valores de irradiação.

A Figura 4.7 mostra os histogramas das distribuições das três componentes de irradiação: global horizontal, inclinada (total) e direta normal.

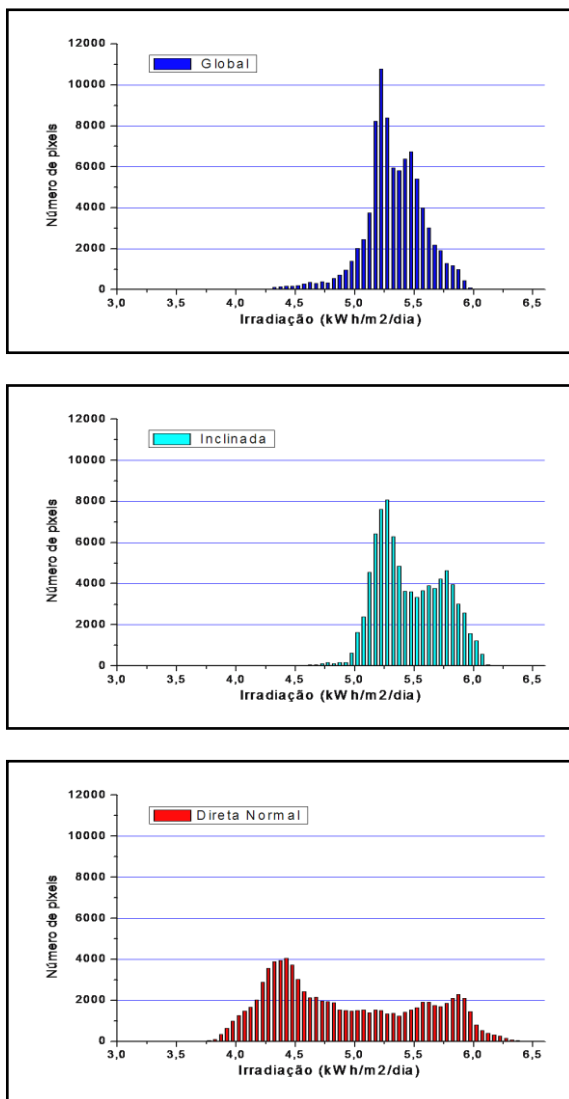


Figura 4.7 - Distribuição do número de píxeis por faixas de valores de irradiação, para as três componentes de irradiação: global horizontal, inclinada (total) e direta normal.

A Figura 4.8 mostra as três distribuições no mesmo gráfico, visando evidenciar o número de píxeis com H_{DIRN} igual ou maior do que H_{HOR} e H_{TOT} .

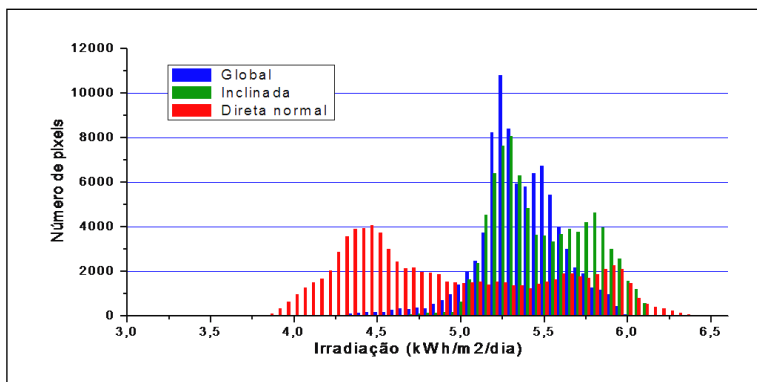


Figura 4.8 - Comparação das distribuições de irradiação global, inclinada e direta normal.

Na Figura 4.8 verifica-se que H_{DIRN} apresenta uma concentração de píxeis em torno de 4,5 kWh/m²/dia e que a maioria dos píxeis da irradiação global (H_{HOR}) e total (H_{TOT}) se concentra na faixa de valores de 5,0 a 6,0 kWh/m²/dia. A distribuição situada na faixa de valores mais altos de irradiação, em torno de 6,0 kWh/m²/dia, mostra reduzido número de píxeis relativos à H_{HOR} porém apresenta quantidade relativa a H_{DIRN} e H_{TOT} . Essa parte da distribuição foi verificada de forma mais detalhada, relacionando percentualmente H_{DIRN} e as outras duas componentes de radiação.

A análise dos percentuais de prevalência da H_{DIRN} mostrou que 22.939 píxeis (cerca de 25% do território brasileiro) apresentam valores iguais (325 píxeis) ou até cerca de 40% maiores que H_{HOR} , conforme mostrado na Figura 4.9.

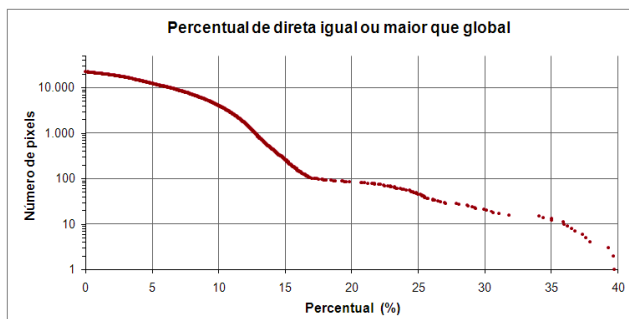


Figura 4.9 – Distribuição do número de píxeis com H_{DIRN} igual ou maior que H_{HOR} .

Com os dados utilizados na Figura 4.9 foi construído o histograma mostrado na Figura 4.10.

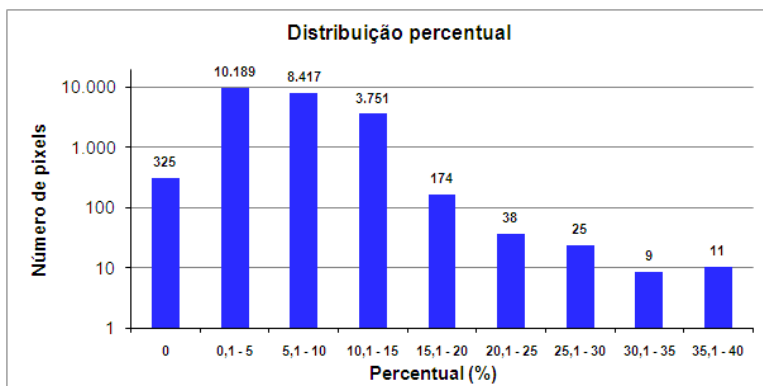


Figura 4.10 – Histograma dos píxeis nos quais H_{DIRN} é igual ou maior do que H_{HOR} .

A análise do histograma levou à exclusão de 83 píxeis, pertencentes à faixa de 20,1 a 40%, após ser verificado que não constituem uma região contínua e estão situados de forma dispersa ao longo da fronteira do Brasil. Esse pequeno número de píxeis, que representa apenas 0,36% do total, poderia levar a uma idéia

superestimada do potencial da radiação direta normal (H_{DIRN}). As localizações dos píxeis excluídos estão no mapa da Figura 4.11



Figura 4.11 – Mapa com as localizações dos 83 píxeis excluídos.

A análise foi repetida com o banco de dados de irradiação total (H_{TOT}) para evidenciar os píxeis nos quais H_{DIRN} é igual ou maior do que H_{TOT} . Os percentuais de prevalência da H_{DIR} mostraram que 11.339 píxeis apresentam valores iguais (450 píxeis) ou até cerca de 30% maiores que H_{TOT} , conforme mostrado na Figura 4.12.

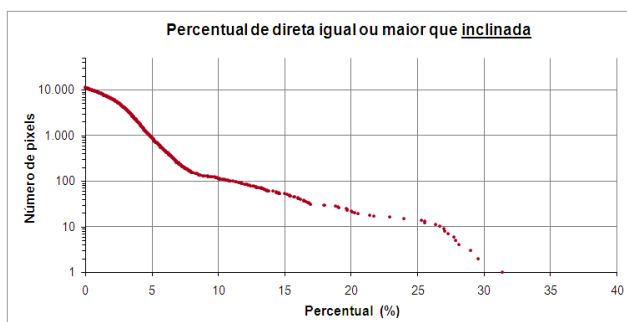


Figura 4.12 - Distribuição do número de píxeis com H_{DIRN} igual ou maior, em percentual, que H_{TOT} .

Para melhor analisar o resultado mostrado na Figura 4.12 foi construído um histograma mostrado na Figura 4.13, que levou à exclusão de 20 píxeis pertencentes à faixa de 20,1 a 35%, que já fazem parte grupo de 83 píxeis excluídos anteriormente.

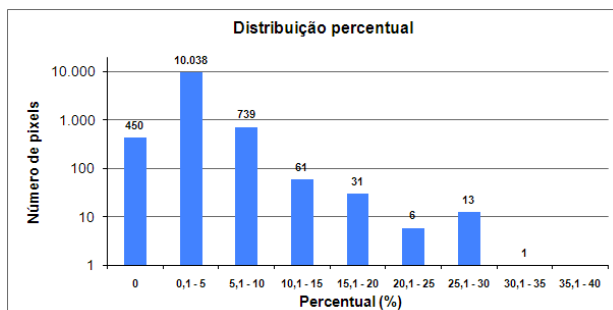


Figura 4.13 – Histograma dos píxeis nos quais H_{DIRN} é igual ou maior do que H_{TOT} .

Após a exclusão dos 83 píxeis mostrados na Figura 4.11 os três bancos de dados apresentam os valores mínimos e máximos de irradiação constantes da Tabela 6.

Tabela 6 - Valores mínimos e máximos de irradiação dos bancos de dados, após a exclusão dos 83 píxeis.

		H_{HOR}	H_{TOT}	H_{DIRN}
Valor mínimo	kWh/m ² /dia	4,26	4,63	4,70
	kWh/m ² /ano	1.555	1.690	1.715
Valor máximo	kWh/m ² /dia	6,01	6,15	6,53
	kWh/m ² /ano	2.194	2.245	2.383

Com os dados resultantes da análise dos percentuais de prevalência H_{DIRN} foram elaborados os mapas mostrados nas Figura 4.14 e 4.14 e

Legenda

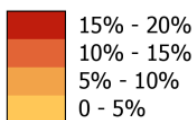
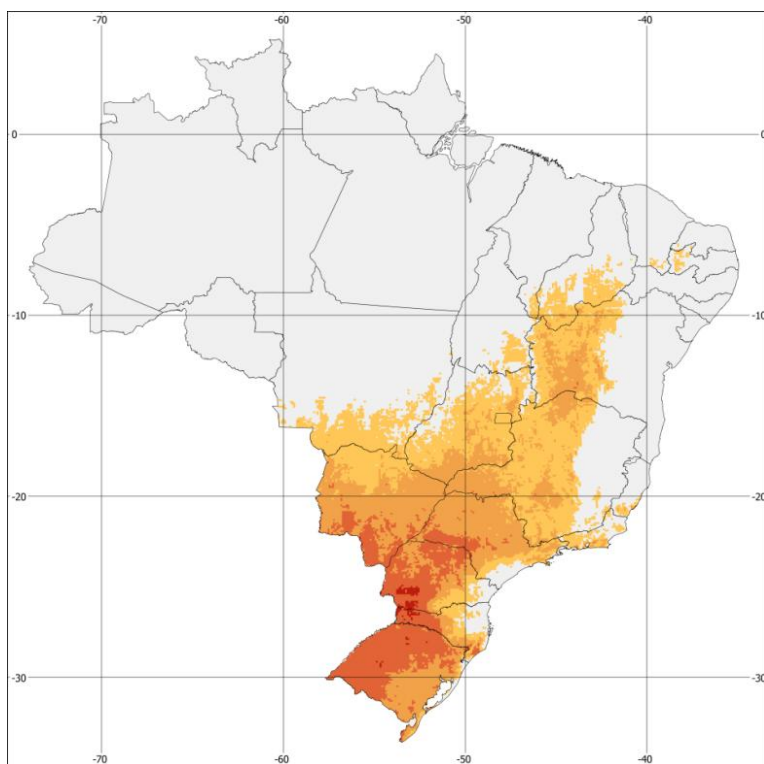


Figura 4.15, que indicam de forma percentual as regiões nas quais os valores da H_{DIRN} são iguais ou maiores do que H_{HOR} ou do que H_{TOT} .



Legenda

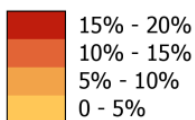
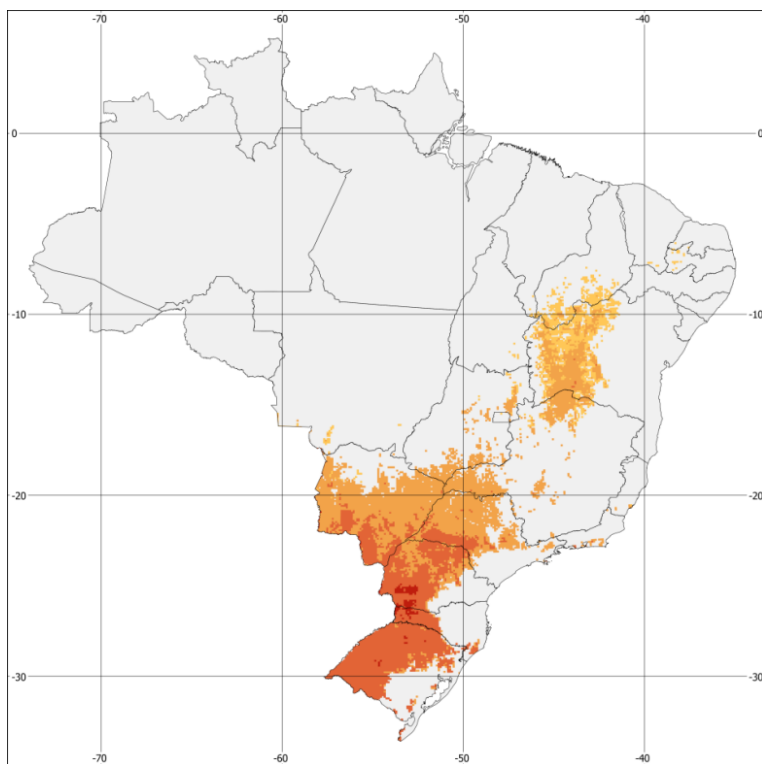


Figura 4.14 – Mapa das regiões nas quais a irradiação direta normal (H_{DIRN}) é igual ou maior que a irradiação global horizontal (H_{HOR}). A legenda indica o percentual de prevalência de H_{DIRN} sobre H_{HOR} .



Legenda

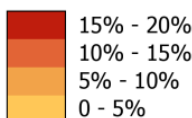


Figura 4.15 - Mapa das regiões nas quais a irradiação direta normal (H_{DIRN}) é igual ou maior que a irradiação inclinada (H_{TOT}).

A legenda indica o percentual de prevalência de H_{DIRN} sobre H_{TOT} .

A avaliação preliminar da viabilidade energética de instalação de um SFVC, em determinado local, deve ser feita com o auxílio de três recursos:

- mapa do total anual de H_{DIRN} ($\text{kWh}/\text{m}^2/\text{ano}$);
- mapa de prevalência de H_{DIRN} (%) e
- mapas de geração anual estimada (kWh/KW_N).

Os dois primeiros recursos foram apresentados anteriormente e o mapa de geração anual estimada faz parte do “Atlas Brasileiro da Geração Solar para Sistemas Fotovoltaicos com Concentrador”.

4.4 ATLAS BRASILEIRO DA GERAÇÃO SOLAR PARA SISTEMAS FOTOVOLTAICOS COM CONCENTRADOR

O Atlas foi elaborado com a finalidade de evidenciar o potencial de geração de energia elétrica dos sistemas fotovoltaicos com concentrador no território brasileiro. As escalas mostram faixas de geração estimada em função da potência nominal instalada (em kWh/kW_N) em: 12 mapas mensais, que apresentam a geração média diária estimada no mês; 4 mapas sazonais, com a geração média diária estimada na estação; 1 mapa de geração média diária anual estimada e 1 mapa de geração total anual estimada.

O mapa de geração total anual estimada está mostrado na Figura 4.16. O Atlas completo é apresentado no Apêndice B.

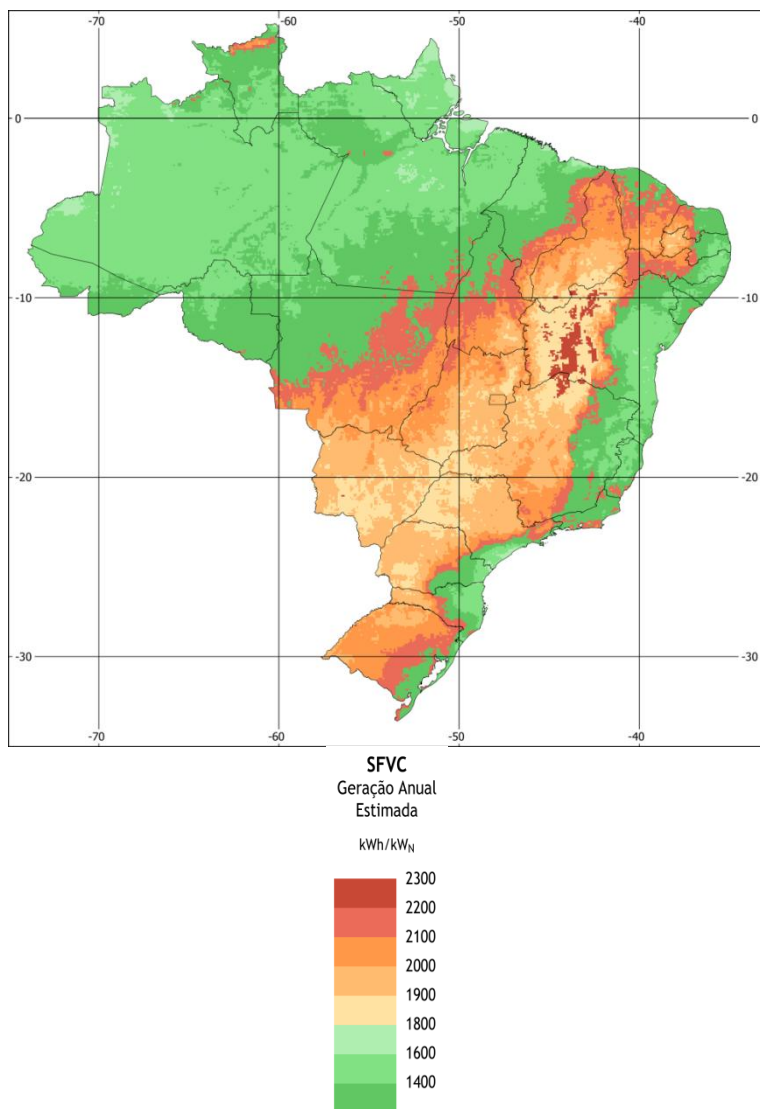


Figura 4.16 - Mapa de geração total anual estimada para Sistemas Fotovoltaicos com Concentrador (SFVC).

4.5 VIABILIDADE ENERGÉTICA DA GERAÇÃO COM SFVC

Na avaliação da viabilidade de instalação de SFVC deve ser considerada inicialmente a disponibilidade de irradiação direta normal, uma vez que regiões com valores de H_{DIRN} menores do que $1.800 \text{ kWh/m}^2/\text{ano}$ não são recomendadas em função dos preços atuais desta tecnologia. Este valor mínimo de H_{DIRN} é decorrente do desempenho verificado em sistemas instalados na Espanha, em condições solarimétricas semelhantes às brasileiras (BETT *et al.*, 2009). Excluídas as regiões em função dos níveis de radiação, deve-se levar em conta o desempenho dos SFV, constituídos com módulos planos fixos, que operam a partir da radiação global (G_{HOR}) e total (H_{TOT}), instalados no local de interesse. A comparação das estimativas de geração entre SFV e SFVC e a análise de viabilidade econômica mostrarão qual a opção mais adequada para o local.

Outro fator a ser considerado na escolha entre as tecnologias de SFV ou SFVC é a perspectiva de consumo da energia fotogerada pelos sistemas. O mapa da Figura 4.17 mostra a distribuição espacial de empresas industriais no território brasileiro de acordo os últimos dados disponíveis do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE, 2009). O contorno traçado sobre o mapa engloba uma região com grande concentração de empresas industriais.

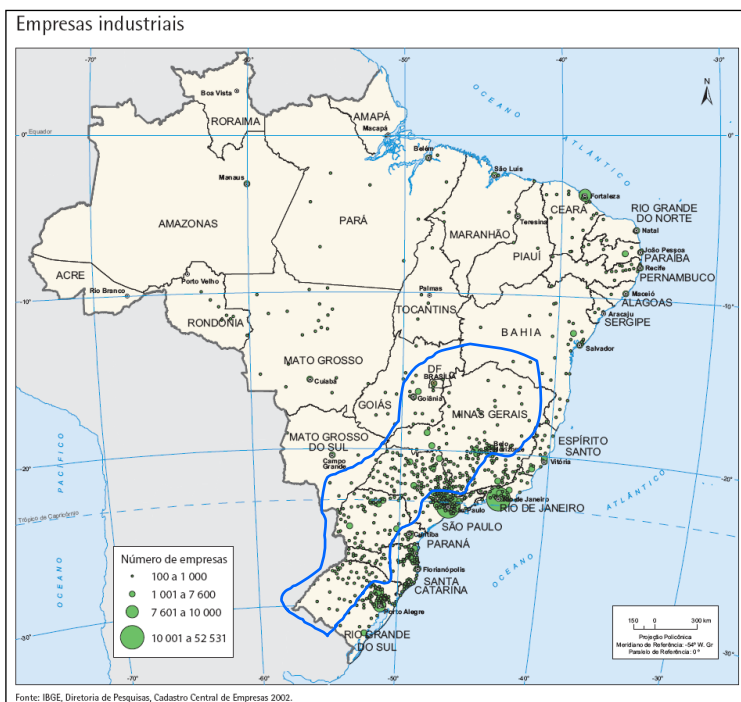


Figura 4.17 – Distribuição espacial de empresas industriais em 2002.

Fonte: (IBGE, 2002)

A Figura 4.18 mostra o mapa da relação entre a área densamente industrializada e região de alta incidência de radiação direta normal.

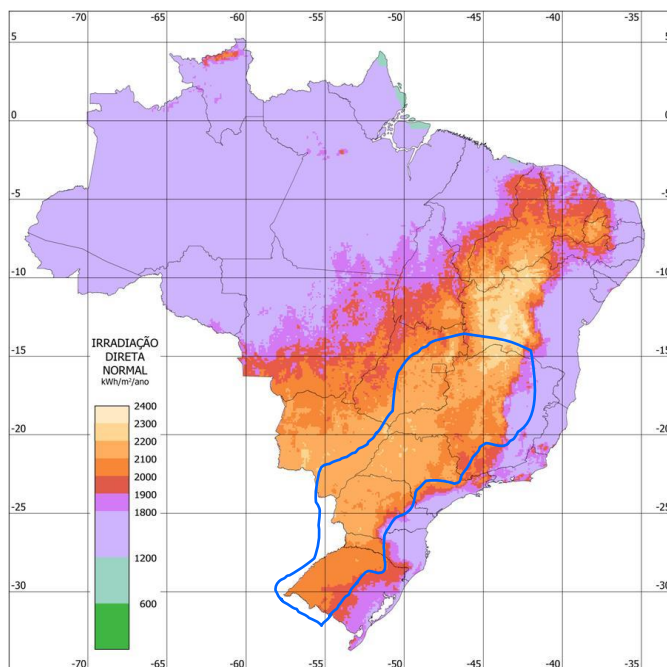


Figura 4.18 – Mapa do total anual de irradiação direta normal (H_{DIRN}) com a área de grande concentração de empresas industriais assinalada pela linha azul.

5. CONCLUSÕES

A planilha eletrônica para consulta simultânea aos quatro bancos de dados de irradiação mostrou-se uma ferramenta útil para o levantamento de valores de irradiação, que contribuiu para a análise empreendida nos dados de irradiação – global, total e direta normal – para as 27 capitais brasileiras. A análise mostrou que Belo Horizonte, Brasília, Goiânia, Campo Grande e Cuiabá se destacam com relação à disponibilidade de irradiação direta normal (H_{DIRN}), o que aponta para a possibilidade da geração fotovoltaica com concentrador, que pode auxiliar no atendimento à crescente demanda energética dessas metrópoles.

O Atlas de irradiação direta normal (H_{DIRN}) para o território brasileiro, com resolução de 10 km x 10 km, apresentado pela primeira vez nesta tese, é uma ferramenta que permite visualizar as regiões com o maior potencial para instalação de SFVC. A elaboração da escala e da paleta de cores do mapa do total anual foi idealizada tendo em vista ressaltar as regiões situadas na faixa de valores de H_{DIRN} na qual os SFVC podem apresentar o melhor desempenho.

A análise dos mapas de irradiação global e total (inclinada), mostrados na Figura 2.5, revela que as regiões com os maiores valores dessas componentes de irradiações estão em parte da região Nordeste e do Centro-Oeste, estendendo-se a pequena parte da região Sul, enquanto que as regiões Norte e Sul estão na faixa mais baixa de valores. No entanto, a análise do mapa de irradiação direta normal revela que na região Sul encontra-se uma grande área, no oeste/sudoeste dos estados de São Paulo, Paraná e Santa Catarina, com altos valores de H_{DIRN} , na faixa 2.000 a 2.300 kWh/m²/ano, uma região caracterizada por grande concentração industrial. É interessante ressaltar que Santa Catarina, estado que apresenta na região do litoral os mais baixos valores de H_{HOR} e H_{TOT} do Brasil, apresenta, no oeste, valores de H_{DIRN} situados na faixa mais elevada.

Os mapas que relacionam, percentualmente, a prevalência da irradiação direta normal sobre a global e a total (inclinada), mostrados nas Figura 4.14 e Figura 4.15 são uma contribuição original e importante para a ciência e tecnologia na área de energia solar

fotovoltaica. A análise baseada nos mapas das Figuras Figura 4.17 Figura 4.18 e apontam para a possibilidade de emprego dos SFVC em uma região, em princípio não considerada com elevado potencial de H_{DIRN} , que, no entanto, revelou grande potencial e apresenta elevada demanda energética devido à concentração de empresas industriais.

O mapa da Figura 4.18 (H_{DIRN}) também revela que grande parte do Brasil apresenta valores de irradiação direta normal, na faixa de 1200 a 1800 kWh/m²/ano. Essa grande região, no estado atual da arte dos SFVC, não se apresenta como favorável à instalação desse tipo de sistema. No entanto, devido à sua alta produtividade, se o preço dos SFVC se igualar aos SFV, esta tecnologia poderia ser recomendada para praticamente todo o Brasil.

O “Atlas Brasileiro da Geração Solar para Sistemas Fotovoltaicos com Concentrador” é composto de 12 mapas mensais da geração média diária estimada; 4 mapas sazonais da geração média diária estimada; 1 mapa anual de geração média diária estimada e 1 mapa do total anual de geração estimada. Os mapas mostram as faixas de valores de geração estimada por potência nominal instalada (kWh/kW_N).

Foi apresentado um aplicativo computacional que permite estimar o desempenho energético de SFVC a partir de dados de H_{DIRN} e dados do sistema. Este aplicativo pode ser utilizado em trabalhos futuros, uma vez que já está organizado e possui elementos fundamentais para realizar avaliação da viabilidade econômica da geração com SFVC em qualquer ponto do território brasileiro.

REFERÊNCIAS

ABNT. NBR 10899 Energia solar fotovoltaica - Terminologia. ABNT - Associação Brasileira de Normas Técnicas. Rio de Janeiro. 2006.

_____. NBR 11704 Sistemas fotovoltaicos - Classificação. ABNT - Associação Brasileira de Normas Técnicas. Rio de Janeiro. 2008.

ALEMANHA. Gesetz über die Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien in das öffentliche Netz (Stromeinspeisungsgesetz): Bundesgesetzblatt, Bonn. Dezember 1990, p. 2633 1990.

_____. Renewable Energy Sources Act (EEG) 2000 - Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) 2000: Federal Law Gazette (Bundesgesetzblatt), March 2000, Bonn, Germany 2000.

_____. Renewable Energy Sources Act (EEG) 2004 - Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) 2004: Federal Law Gazette, 31 July 2004, Bonn, Germany 2004.

_____. Renewable Energy Sources Act (EEG) 2009 - Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) 2009: Federal Law Gazette (Bundesgesetzblatt), 31 October 2008, p. 2074. Bonn, Germany 2008.

BECQUEREL, A. E. Mémoire sur les effets électriques produits sous l'influence des rayons solaires. Comptes rendu de l'Académie des Sciences. Paris, 1839. 9: p. 561-567.

BETT, A.; FERRAZZA, F.; HERZOG, J.; MARTI, A. e WETTLING, W. Concentrating Photovoltaics (CPV). EU Photovoltaic Technology Platform. The Strategic Research Agenda (SRA). Working Group 3: Science, Technology and Applications (WG3). Freiburg: October 2006, p. 43. 2006

BETT, A. W.; BURGER, B.; JAUS, J.; FELLMETH, T.; STALTER, O.; VETTER, M.; MOHRING, H.-D.; GOMBERT, A. e LERCHENMÜLLER, H. Konzentrierende Photovoltaik (CPV) für Länder mit hoher direkter Einstrahlung. FVEE-Jahrestagung 2009 "Forschen für globale Märkte erneuerbarer Energien". FVEE -

ForschungsVerbund Erneuerbare Energien, Berlin, Deutschland.
November 24-25, 2009. 25p.

BETT, A. W.; DIMROTH, F.; GLUNZ, S. W.; MOHR, A.; SIEFER, G.
e WILLEKE, G. FLATCON and FLASHCON Concepts for High
Concentration PV. 19th European Photovoltaic Solar Energy
Conference. Paris, France, 2004. p. 2488-2491. 2004.

BETT, A. W.; JAUS, J.; PEHARZ, G.; SIEFER, G.; HAKENJOS, A.;
HEILE, I.; LERCHENMÜLLER, H. e WÜLLNER, J. Outdoor
Evaluation of FLATCON Modules and Systems. 33rd IEEE
Photovoltaic Specialists Conference. San Diego, CA, USA. May 11-16,
2008.

BEYER, H. G.; SCHONDORF-ROTHER, M.; BETCKE, J.; DREWS,
A.; HAMMER, A.; HEINEMANN, D. e LORENZ, E. Ertragsberechnung für PV-Anlagen in Brasilien über das PVSat
Verfahren. 19. Symposium Photovoltaische Solarenergie. Staffelstein,
Germany. 10. bis 12. März, 2004. 6p.

CHAGAS, R. C.; MARTINS, F. R.; GUARNIERI, R. A.; PEREIRA, E.
B.; NETO, S. M.; ANDRADE, E. S.; GARCIA, S.; JR., A. B. e
NOGUEIRA, J. L. M. Procedimentos de Validação de Dados de
Radiação Solar da Rede Estações do Projeto SONDA. XIV Congresso
Brasileiro de Meteorologia. Florianópolis, 2006.

CHAPIN, D. M.; FULLER, C. S. e PEARSON, G. L. **A New Silicon p-
n Junction Photocell for Converting Solar Radiation into Electrical
Power**. J. Appl. Phys. 25, 676, 2p. 1954.

COLLE, S. e PEREIRA, E. B. Atlas de Irradiação Solar do Brasil:
LABSOLAR - Laboratório de Energia Solar/UFSC, INMET - Instituto
Nacional de Meteorologia. Brasília: 58p. 1998.

CONCENTRIX. FLATCON Concentrator. Technical Data Sheet Q4-
2008. Concentrix Solar GmbH. Freiburg, Germany 2008.

_____. FLATCON Concentrator Technology - Technical Information -
Q2-2009 2009.

_____. FLATCON Concentrator Technology - Technical Information - Q3-2009 2009.

COUTURE, T. e CORY, K. An Analysis of Renewable Energy Feed-in Tariffs in the United States. State Clean Energy Policies Analysis (SCEPA) Project. National Renewable Energy Laboratory, Colorado, USA. 2009

EDF. Livret d'Accueil du Producteur Photovoltaïque. EDF - Électricité de France - Direction Production Ingenierie - Agence Obligations d'Achat Sud Est - AOA. 2008.

_____. Obligation d'achat photovoltaïque: EDF - Électricité de France: 6 p. 2008.

EMCORE. T1000 Cell - Data Sheet - Triple-Junction High-Efficiency Solar Cells for Terrestrial Concentrated Photovoltaic Applications: Disponível em <<http://www.emcore.com/>> 2006.

ESPAÑA. Real Decreto 1578/2008. Boletín Oficial del Estado. Disponível em: <<http://www.boe.es/boe/dias/2008/09/27/pdfs/A39117-39125.pdf>>. 9 p. 2008.

FERREIRA, A. B. H. **Novo Dicionário Aurélio - Século XXI**: Editora Nova Fronteira. 1999

FRAIDENRAICH, N. **Estudo Teórico-experimental de um Sistema fotovoltaico Acoplado a Concentradores Tipo V**, Porto Alegre: UFRGS, 1994. (Tese de Doutorado). 279 p.

FRANÇA. Critères d'éligibilité des équipements de production d'électricité photovoltaïque pour le bénéfice de la prime d'intégration au bâti. Ministère de L'Economie de Finances et de L'Industrie. 2007.

GELLINGS, R. Need for CPV feed-in tariff. PHOTON International - The Photovoltaic Magazine: August 2009.

GOMBERT, A. Prediction of CPV Concentrators energy production - Comunicação pessoal: e-mail de Andreas Gombert, em 17 de dezembro 2008.

_____. Advanced Solar Technologies, Materials and Costs. WFES - World Future Energy Summit. Abu Dhabi. 18-20 Jan, 2010. 20p.

GOMBERT, A.; HAKENJOS, A.; HEILE, I.; WÜLLNER, J.; GERSTMAIER, T. e RIESEN, S. V. FLATCON CPV Systems – Field Data and New Developments. 24th European Photovoltaic Solar Energy Conference. Hamburg, Germany. 2009.

GOMBERT, A.; HEILE, I.; WÜLLNER, J.; GERSTMAIER, T.; HAKENJOS, A.; RIESEN, S. V.; KLEIN, M.; RÖTTGER, M. e BELLINI, V. Concentrator Photovoltaic Systems with AC System Efficiencies >23% Field Proven. ISES-SWC - International Solar Energy Society Solar World Congress 2009. Johannesburg - South Africa. 11-14 October, 2009.

GUARNIERI, R. A.; MARTINS, F. R.; PEREIRA, E. B. e SILVA, S. A. B. Avaliação de estimativas de radiação solar incidente baseadas em extrapolação e interpolação na região sudeste do Brasil. XIV Congresso Brasileiro de Meteorologia. Florianópolis, 2006. 6p.

GUASCOR. Corporate Presentation. Web: <<http://www.guascorfon.com/>>. Acesso: Dezembro 2008. 2008.

GUTER, W.; SCHÖNE, J.; PHILIPPS, S. P.; STEINER, M.; SIEFER, G.; WEKKELI, A.; WELSER, E.; OLIVA, E.; BETT, A. W. e DIMROTH, F. **Current-matched triple-junction solar cell reaching 41.1% conversion efficiency under concentrated sunlight**. Applied Physics Letters, v. 94, 223504. 2009.

HERING, G. Down of 500 Suns - Market survey on concentrating photovoltaics. PHOTON International - The Photovoltaic Magazine. 2008-11: Solar Verlag. Aachen, Germany. p. 146-158. 2008.

_____. Staying Focused. PHOTON International - The Photovoltaic Magazine. 08-2009: Solar Verlag. Aachen, Germany. p. 130-137. 2009.

HORNE, S.; CONLEY, G.; GORDON, J.; FORK, D.; MEADA, P.; SCHRADER, E. e ZIMMERMANN, T. A Solid 500 Sun Compound Concentrator PV Design. WCEPC4 - 4th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion. Waikoloa, Hawaii. May 9, 2006.

IBGE. Distribuição espacial da indústria 2002 - Empresas industriais: IBGE, Diretoria de Pesquisas, Cadastro Central de Empresas 2002: Disponível em: <http://www.ibge.gov.br/ibgeteen/atlasescolar/mapas_pdf/brasil_distribuicao_industrias.pdf> Acesso: Novembro 2009. 2002.

IBM. IBM Research Unveils Breakthrough in Solar Farm Technology: Disponível em: <http://www03.ibm.com/press/us/en/pressrelease/24203.wss> Acesso: Novembro 2008. 2008.

IEC. IEC 62108 Concentrator photovoltaic (CPV) modules and assemblies - Design qualification and type approval. International Electrotechnical Commission. 2007.

INPE. SONDA - Sistema de Organização Nacional de Dados Ambientais: INPE - Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais. Disponível em: <<http://sonda.cptec.inpe.br/index.html>> Acesso: Julho de 2009. 2009.

IQBAL, M. **An Introduction to Solar Radiation**. Toronto: Academic Press. 1983

JARDIM, C. S.; RUTHER, R.; SALAMONI, I. T.; VIANA, T. D. S.; REBECHI, S. H. e KNOB, P. J. **The strategic siting and the roofing area requirements of building-integrated photovoltaic solar energy generators in urban areas in Brazil**. Energy and Buildings, v.40, n.3, p. 365-370. 2008.

KESHNER, M. S. e ARYA, R. Study of Potential Cost Reductions Resulting from Super-Large-Scale Manufacturing of PV Modules. National Renewable Energy Laboratory (NREL). Colorado, USA. 2004

KESSEL, T. G. V.; MARTIN, Y. C.; SANDSTROM, R. L. e GUHA, S. Extending photovoltaic operation beyond 2000 suns using a liquid metal

thermal interface with passive cooling. 33rd PVSC IEEE Photovoltaic Specialists Conference, 2008. p. 1-3.

KING, D. L., KRATOCHVIL, J.A., BOYSON, W.E. Temperature Coefficients for PV Modules and Arrays: Measurement Methods, Difficulties and Results. 26th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, September 29- October 3, 1997. Anaheim, California 1997.

KREITH, F. e GOSWAMI, D. Y., Eds. Handbook of Energy Efficiency and Renewable Energy. Boca Raton: CRC Pressed. 2007.

KURTZ, S. Opportunities and Challenges for Development of a Mature Concentrating Photovoltaic Power Industry - 2009 Update. Technical Report - NREL/TP-520-43208. National Renewable Energy Laboratory, p.28. 2009

LERCHENMÜLLER, H. FLATCON CPV Technology in the Market. 4th PV Industry Forum. Munich, Germany, 2008.

LERCHENMÜLLER, H.; BETT, A. W.; JAUS, J. e WILLEKE, G. Cost and market perspectives for FLATCON-systems. International Solar Concentrator Conference for the Generation of Electricity or Hydrogen - ISCC-3. May 1- 5, 2005. Scottsdale, Arizona, USA, 2005..

LERCHENMÜLLER, H.; BETT, A. W.; SIEFER, G.; DIMROTH, F. e WILLEKE, G. FLATCON Konzentrator-PV-Technologie. 20. Symposium Photovoltaische Solarenergie. Staffelstein, Germany, 2005. p. 94-101.

LERCHENMÜLLER, H.; HAKENJOS, A.; HEILE, I.; BURGER, B. e STALTER, O. From FLATCON Pilot Systems to the first Power Plant. International Conference on Solar Concentrators for the Generation of Electricity or Hydrogen - ICSC-4. El Escorial, Spain. 12-17 March, 2007.

LEUTZ, R.; SUZUKI, A.; AKISAWA, A. e KASHIWAGI, T. **Shaped nonimaging Fresnel lenses**. Journal of Optics A: Pure and Applied Optics. IOP Publishing Ltd, n. 2 (2000), p. 112–116. 2000.

LUQUE, I. Beyond the Shockley-Queisser Limit. Mágina - PV Gazette of SolFocus Chair; N° 1, 1st Semester 2009. ISSN 1889-5670. Ed: University of Jaén. p. 2003-2011. 2009.

LUTHER, J. e BETT, A. W. Progress in High-Concentration Photovoltaic Systems. The 17th International Photovoltaic Science & Engineering Conference. Available at <<http://www.ise.fraunhofer.de/veroeffentlichungen>>. Fukuoka, Japan. December 3-7, 2007. 24p.

MARTINS, F. R.; GUARNIERI, R. A.; CHAGAS, R. C.; NETO, S. L. M.; PEREIRA, E. B.; ANDRADE, E. e THOMAZ, C. Projeto SONDA – Rede Nacional de Estações para Coleta de Dados Meteorológicos Aplicados ao Setor de Energia. I CBENS - I Congresso Brasileiro de Energia Solar. Fortaleza, Brasil. 8 a 11 de abril, 2007.

MARTINS, F. R.; PEREIRA, E. B. e ABREU, S. L. **Satellite-derived solar resource maps for Brazil under SWERA project**. Solar Energy, v.81, n.4, p.517-528. 2007.

MARTINS, F. R.; PEREIRA, E. B.; ABREU, S. L. D. e COLLE, S. Mapas de irradiação solar para o Brasil: Resultados do Projeto SWERA. Simpósio Brasileiro de Sensoriamento Remoto. Goiânia: INPE, 2005. p. 3137-3145.

MARTINS, F. R.; PEREIRA, E. B.; GUARNIERI, R. A.; SILVA, S. A. B.; YAMASHITA, C. S.; CHAGAS, R. C.; ABREU, S. L. e COLLE, S. Mapeamento dos Recursos de Energia Solar no Brasil Utilizando o Modelo de Transferencia Radiativa Brasil-SR. I CBENS - I Congresso Brasileiro de Energia Solar. Fortaleza: ABENS - Associação Brasileira de Energia Solar. 8 a 11 de abril, 2007. 10p.

MARTINS, F. R.; RÜTHER, R.; PEREIRA, E. B. e ABREU, S. L. **Solar energy scenarios in Brazil. Part two: Photovoltaics applications**. Energy Policy, v.36, n.8, p.2855-2867. 2008.

MAYCOCK, P. e BRADFORD, T. PV Technology, Performance, and Cost - 2007 Update. Prometheus Institute for Sustainable Development and PV Energy Systems. Massachusetts, 2007.

MCCONNELL, R.; KURTZ, S. e SYMKO-DAVIES, M. Concentrator photovoltaic technologies: Review and market prospects. Refocus. 4 (July-August): p. 35-39 p. 2005.

MILES, R. W. **Photovoltaic solar cells: Choice of materials and production methods**. Vacuum, v.80, n.10, p. 1090-1097. 2006.

MINTS, P. **Europe gains PV pole position**. Renewable Energy Focus, March/April, p. 30-33. 2008.

NELSON, J. **The Physics of Solar Cells**: Imperial College Press, London. 2003. 363p.

NISHIOKA, K.; TAKAMOTO, T.; AGUI, T.; KANEIWA, M.; URAOKA, Y. e FUYUKI, T. **Annual output estimation of concentrator photovoltaic systems using high-efficiency InGaP/InGaAs/Ge triple-junction solar cells based on experimental solar cell's characteristics and field-test meteorological data**. Solar Energy Materials and Solar Cells, v.90, n.1, p. 57-67. 2006.

NIST. The International System of Units (SI) - Special Publication 330 - 2001 Edition. NIST - National Institute of Standards and Technology: Gaithersburg, USA. 2001.

NREL. Glossary of Solar Radiation Resource Terms: National Renewable Energy Laboratory. Available at: <http://rredc.nrel.gov/solar/glossary/gloss_s.html>, Access: Nov 3 2009.

OLIVEIRA, S. H. F. D. e ZILLES, R. **Grid-connected photovoltaic systems: the Brazilian experience and the performance of an installation**. Progress in Photovoltaics: Research and Applications, v.9, n.5, p. 341-347. 2001.

ORDENES, M.; MARINOSKI, D. L.; BRAUN, P. e RUTHER, R. **The impact of building-integrated photovoltaics on the energy demand of multi-family dwellings in Brazil**. Energy and Buildings, v.39, n.6, p.629-642. 2007.

PEREIRA, E. B.; ABREU, S. L.; STUHLMANN, R.; RIELAND, M. e COLLE, S. **Survey of the incident solar radiation in Brazil by use of meteosat satellite data.** *Solar Energy*, v.57, n.2, p.125-132. 1996.

PEREIRA, E. B.; MARTINS, F. R.; ABREU, S. L. e RÜTHER, R. **Atlas Brasileiro de Energia Solar (Brazilian Atlas of Solar Energy):** Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais, INPE, São José dos Campos, Brasil. 2006

PEREZ, R.; SEALS, R. e ZELENKA, A. **Comparing satellite remote sensing and ground network measurements for the production of site/time specific irradiance data.** *Solar Energy*, v.60, n.2, p. 89-96. 1997.

PERPIÑÁN, O. **Grandes Centrales Fotovoltaicas: Producción, Seguimiento y Ciclo de Vida,** Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales. Dep. de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y de Control. (Tese de Doutorado), 2008. 133p.

PERPIÑÁN, O.; LORENZO, E. e CASTRO, M. A. **On the calculation of energy produced by a PV grid-connected system.** *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, v.15, n.3, p. 265-274. 2007.

PERPIÑÁN, O.; LORENZO, E.; CASTRO, M. A. e EYRAS, R. **On the complexity of radiation models for PV energy production calculation.** *Solar Energy*, v.82, n.2, p. 125-131. 2008.

PHOTON. Little smiles on long faces. PHOTON International - The Photovoltaic Magazine. 3-2009: p. 170-206. Solar Verlag. Aachen, Germany. 2009.

RICKERSON, W.; BENNHOLD, F. e BRADBURY, J. Feed-in Tariffs and Renewable Energy in the USA – a Policy Update. Heinrich Böll Stiftung North America (Heinrich-Böll-Stiftung e.V., Berlin, Germany). Available at: <http://www.boell.org/web/136-428.html>. 2008

ROYNE, A.; DEY, C. J. e MILLS, D. R. **Cooling of photovoltaic cells under concentrated illumination: a critical review.** *Solar Energy Materials and Solar Cells*, v.86, n.4, p. 451-483. 2005.

RUBIO, F. *Energía Solar Fotovoltaica de Concentración. Jornadas “Energías Renovables y Cambio Climático”*. Cáceres, España 2007.

RUBIO, F.; MARTINEZ, M.; CORONADO, R.; PACHÓN, J. L. e BANDA, P. *Deploying CPV Power Plants - ISFOC Experiences*. 33rd IEEE Photovoltaic Specialists Conference. San Diego, CA, 2008.

RUMYANTSEV, V. D.; SADCHIKOV, N. A.; CHALOV, A. E.; IONOVA, E. A.; FRIEDMAN, D. J. e GLENN, G. *Terrestrial Concentrator PV Modules Based on GaInP/GaAs/Ge TJ Cells and Minilens Panels. IEEE 4th World Conference on PV Energy Conversion 2006*.

RÜTHER, R. **Edifícios Solares Fotovoltaicos - O Potencial da Geração Solar Fotovoltaica Integrada a Edificações Urbanas e Interligadas à Rede Elétrica Pública**. LABSOLAR Florianópolis: UFSC. ISBN 85-87583-04-2. 2004. 114p.

RÜTHER, R. e DACOREGIO, M. **Performance Assessment of a 2 kWp Grid-connected, Building-integrated, Amorphous Silicon Photovoltaic Installation in Brazil**. *Prog. Photovolt. Res. Appl.*, n.8, p.257-266. 2000.

RÜTHER, R.; DACOREGIO, M.; JARDIM, C. D. S.; RICARDO, R. W.; REGUSE, W.; KNOB, P.; SALAMONI, I. e DINIZ, A. S. A. C. **Grid-Connected Photovoltaics in Brazil**. *ISES Solar World Congress*. Orlando, Florida 2005.

RÜTHER, R. e MONTENEGRO, A. A. **Building-integrated, grid-connected photovoltaic installations in warm climates: choice of technologies**. *18th Conference on Passive and Low Energy Architecture*. Florianópolis, Brazil 2001.

RÜTHER, R.; VIANA, T. S. e SALAMONI, I. T. **Reliability and long term performance of the first grid-connected, building-integrated amorphous silicon PV installation in Brazil**. 33rd IEEE PVSC Photovoltaic Specialists Conference. San Diego: Proceedings of the 33rd

IEEE Photovoltaic Specialists Conference. New York: IEEE, 2008. p.493-497.

SALA, G. e LUQUE, A. **Past Experiences and New Challenges of PV Concentrators**: In: Luque, A. and Andreev, V. M. (Eds.) Concentrator Photovoltaics. Springer Verlag. 2007. p. 1-23.

SCHMELA, M. Market survey on PV concentrators - Opening the concentrator book. PHOTON International - The Photovoltaic Magazine. Jan: 42-45p. 2001.

SEVERO, T. C. **Desenvolvimento do Módulo Fotovoltaico Concentrador Estático HELIUS para Sistemas Autônomos**, Porto Alegre: PGETEMA, PUC-RS, 2005. (Dissertação de Mestrado).

SEVERO, T. C.; ZANESCO, I.; MOEHLECKE, A. e FEBRAS, F. S. Desenvolvimento do Módulo Fotovoltaico Concentrador Estático HELIUS 33X para Sistemas Autônomos. II Congresso Brasileiro de Energia Solar e III Conferência Regional Latino-Americana da ISES. Florianópolis: ABENS - Associação Brasileira de Energia Solar. 18-21 de novembro, 2008. 9p.

SOLARBUZZ. Price Summary: Solarbuzz LLC, San Francisco, California. Available from <<http://www.solarbuzz.com/moduleprices.htm>> Access: Jan 10 2009.

_____. United Kingdom to Establish Feed in Tariffs: Solarbuzz LLC, San Francisco, California. Available from <<http://www.solarbuzz.com/news/NewsEUGO57.htm>> Acesso: Feb 8 2010.

SOLARSYSTEMS. CS500 dish concentrator PV unit. Disponível em: <http://www.solarsystems.com.au/the_technology.html>. Acesso: Nov 2009.

SOLFOCUS. SolFocus CPV System TR-30-6150 - Preliminary Data Sheet. Available at <<http://www.solfocus.com/files/TR-30-6150x.pdf>> Acesso: Nov 2008. 2007.

SPENCER, M. e FINOT, M. Field Testing for Reliability Assessment of New CPV Technologies. ICSC-5 - International Conference on Solar Concentrators for the Generation of Electricity. Palm Desert, USA. November 16-19, 2008. 5p.

STUHLMANN, R.; RIELAND, M. e RASCHKE, E. **An Improvement of the IGMK Model to derive total and diffuse solar radiation at the surface from satellite data**. Journal of Applied Meteorology, v.29 (7) p.586–603. 1990.

SUNRGI. Sunrgi Module - Picture jpg. Disponível em: <<http://www.sunrgi.com/downloads.html>>. Acesso: Novembro 2008. 2008.

SWERA. Solar and Wind Energy Resource Assessment. Disponível em: <<http://swera.unep.net/>>. Acesso: Novembro 2008.

TIBA, C. e FRAIDENRAICH, N., Eds. Atlas Solarimétrico do Brasil: banco de dados terrestres. Recife, PE: Ed. Universitária da UFPE ed. 2000.

VERLINDEN, P. J.; LEWANDOWSKI, A.; KENDALL, H.; CARTER, S.; CHEAH, K.; VARFOLOMEEV, I.; WATTS, D.; VOLK, M.; THOMAS, I.; P. WAKEMAN; A. NEUMANN; P. GIZINSKI; D. MODRA; TURNER, D. e LASICH, J. B. Update on Two-year Performance of 120 kWp Concentrator PV Systems Using Multi-junction III-V Solar Cells and Parabolic Dish Reflective Optics. 33rd IEEE Photovoltaic Specialists Conference. San Diego, CA 2008.

VIANA, T. S. e RÜTHER, R. Análise do desempenho de um sistema fotovoltaico de 10 kWp conectado à rede elétrica. I CBENS - I Congresso Brasileiro de Energia Solar. Fortaleza, Brasil, 2007.

VIANA, T. S.; URBANETZ-JUNIOR, J. e RÜTHER, R. Potencial de Sistemas Fotovoltaicos Concentradores no Brasil. II Congresso Brasileiro de Energia Solar e III Conferência Regional Latino-Americana da ISES. Florianópolis, Brasil. 18-21 de novembro, 2008.

VIANA, T. S.; ZOMER, C. D.; NASCIMENTO, L. e RÜTHER, R. Centro de Eventos da UFSC: Integração de Sistemas Fotovoltaicos à

Arquitetura. IX ENCAC Encontro Nacional de Conforto no Ambiente Construído. Ouro Preto, MG, Brasil, 2007.

ZANESCO, I.; SEVERO, T. C.; MOEHLECKE, A.; PEREIRA, M. S.; SILVEIRA, H. e ZENZEN, E. A. Desenvolvimento e Análise de Módulos Fotovoltaicos Concentradores para o Rio Grande do Sul. Anais do X CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA. Rio de Janeiro, 2004. 502-513p.

ZWAAN, B. V. D. e RABL, A. **The learning potential of photovoltaics: implications for energy policy**. Energy Policy, v.32, p.1545-1554. 2004.
