

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL  
ESCOLA DE ENGENHARIA  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

Vinícius Antônio Diedrich

**TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO**

**“Geração Distribuída baseada em um Sistema Fotovoltaico”**

Professor Orientador: Luiz Tiarajú dos Reis Loureiro

Porto Alegre

2013

**VINÍCIUS ANTÔNIO DIEDRICH**

**GERAÇÃO DISTRIBUÍDA BASEADA EM UM SISTEMA  
FOTOVOLTAICO**

Projeto de Diplomação apresentado  
ao Departamento de Engenharia Elétrica da  
Universidade Federal do Rio Grande do  
Sul, como parte dos requisitos para  
Graduação em Engenharia Elétrica

Professor Orientador: Luiz Tiarajú dos Reis Loureiro

Porto Alegre

2013

# **FOLHA DE APROVAÇÃO**

**Vinícius Antônio Diedrich**

## **GERAÇÃO DISTRIBUÍDA BASEADA EM UM SISTEMA FOTOVOLTAICO**

Este projeto foi julgado adequado para fazer jus aos créditos da Disciplina de “Projeto de Diplomação” do Departamento de Engenharia Elétrica e aprovado em sua forma pelo Orientador e pela banca Examinadora

Orientador: \_\_\_\_\_

Prof. Luiz Tiarajú dos Reis Loureiro, UFRGS.

Doutor pela Universidade Federal do Rio Grande do Sul

### **Banca Examinadora:**

Prof. Dr. Luiz Tiarajú dos Reis Loureiro, UFRGS.

Doutor pela Universidade Federal do Rio Grande do Sul – Porto Alegre/RS.

Profa. Dra. Gladis Bordin, UFRGS.

Doutora pela Universidade Federal de Santa Catarina – Florianópolis/SC

Eng. Eletricista Stevan Ruschel da Silveira,

Formado pela Universidade Federal do Rio Grande do Sul – Porto Alegre/RS.

Porto Alegre, julho de 2013

## **DEDICATÓRIA**

Dedico este trabalho aos meus pais, ao meu irmão, à minha namorada e ao meu filho, que me apoiam e sempre me apoiaram incondicionalmente nesta árdua caminhada e sempre me incentivaram a seguir em frente.

## **AGRADECIMENTOS**

Eu gostaria de agradecer...

Ao meu pai, pela ajuda prestada quando eu estive ausente, pelo apoio incondicional que me permitiu estudar longe de casa e chegar a essa conquista e pelo exemplo de integridade, lealdade e honestidade.

À minha mãe, por todos os sacrifícios que me permitiram estudar em uma universidade de excelência, pelas rezas às vésperas de provas, pelas boas vibrações enviadas e pela base familiar sólida que serve de porto seguro.

Ao meu irmão, por todo o cuidado e preocupação que tens comigo, sempre zelando por mim.

À minha namorada, que me acompanha desde o início do curso. Por você me permitir continuar os estudos, mesmo longe, e chegar aonde cheguei. A metade desta vitória é dedicada a você.

Ao meu filho, pela felicidade imensa proporcionada desde o seu nascimento e pelo sorriso lindo que sempre me esperou nas sextas-feiras.

Aos meus amigos, que de inúmeras maneiras tornam a minha vida interessante e especial.

À Universidade Federal do Rio Grande do Sul por proporcionar um ensino público, gratuito e de excelência.

Agradeço ao professor Luiz Tiarajú, por todas as valiosas orientações e ensinamentos passados durante o curso.

## **RESUMO**

Este trabalho tem como objetivo apresentar o projeto de um sistema fotovoltaico conectado à rede, para que a energia elétrica gerada e não consumida no momento da geração seja injetada na rede de distribuição. Esse sistema possui diversas vantagens, entre elas o aproveitamento da energia do sol e redução da emissão de gases estufa, a redução no valor da fatura de energia elétrica e reduz as perdas elétricas com a transmissão, devido à geração estar próxima do consumo. O sistema proposto é projetado para compensar cerca de 90% do consumo de uma residência com consumo anual de 6000 kWh. São detalhados os componentes básicos e critérios para otimização do sistema fotovoltaico para geração de energia elétrica.

Palavras-chave: Energia solar. Efeito fotovoltaico. Pannel solar. Inversor de frequência.

## **ABSTRACT**

This work aims to present the design of a grid-connected photovoltaic power system, so that the power generated and not consumed at the time of generation is injected in the grid. This system has several advantages, including harnessing the sun's energy and reducing greenhouse gas emissions, reducing the amount of electricity bill and reduce electrical losses in the transmission due to be next generation and demand . The proposed system is designed to compensate about 90% of demand of a residence with annual consumption of 6000 kWh. The basic components and criteria for optimization of the photovoltaic system to generate electricity are detailed.

Keywords: Sun's energy. Photovoltaic effect. Solar panel. Frequency inverter.

## SUMÁRIO

|       |   |    |
|-------|---|----|
| 1     | INTRODUÇÃO .....  | 14 |
| 1.1   | MOTIVAÇÃO .....   | 15 |
| 1.2   | OBJETIVO .....  | 16 |
| 1.3   | ESTRUTURA DO TRABALHO .....                             | 16 |
| 2     | RADIAÇÃO SOLAR E O EFEITO FOTOVOLTAICO.....             | 18 |
| 2.1   | RADIAÇÃO SOLAR: CAPTAÇÃO E CONVERSÃO .....              | 18 |
| 2.2   | RADIAÇÃO SOLAR EM NÍVEL DO SOLO.....                    | 19 |
| 2.3   | EFEITO FOTOVOLTAICO.....                                | 23 |
| 2.4   | DISTRIBUIÇÃO DA RADIAÇÃO SOLAR NO BRASIL.....           | 26 |
| 3     | SISTEMAS FOTOVOLTAICOS .....                            | 28 |
|       | COMPONENTES BÁSICOS .....                               | 30 |
| 3.1   | MÓDULOS FOTOVOLTAICOS .....                             | 30 |
| 3.1.1 | Célula Fotovoltaica .....                               | 31 |
| 3.1.2 | Características elétricas dos módulos.....              | 33 |
| 3.1.3 | Fatores que modificam as características elétricas..... | 37 |
| 3.1.4 | Modelagem de um Gerador Fotovoltaico.....               | 40 |
| 3.1.5 | Arranjo dos Módulos.....                                | 42 |
| 3.1.6 | Proteção de Módulos e Células Fotovoltaicas.....        | 44 |
| 3.2   | INVERSORES.....   | 46 |
| 3.2.1 | Tipos de Inversores .....                               | 46 |
| 3.2.2 | Eficiência na conversão de potência .....               | 47 |
| 3.2.3 | Fator de Dimensionamento do Inversor .....              | 50 |
| 3.3   | MEDIÇÃO DE ENERGIA.....                                 | 51 |
| 4     | GERAÇÃO DISTRIBUÍDA E POLÍTICAS DE INCENTIVO.....       | 53 |
| 4.1   | GERAÇÃO DISTRIBUÍDA .....                               | 53 |
| 4.2   | RESOLUÇÕES ANEEL .....                                  | 54 |



|  |    |
|--|----|
| 4.3 P&D ESTRATÉGICO DA ANEEL.....                                | 55 |
| 5 DIMENSIONAMENTO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO<br>À REDE | 57 |
| 5.1 IRRADIÂNCIA E TEMPERATURA NO LOCAL.....                      | 57 |
| 5.2 CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA RESIDENCIAL.....                 | 60 |
| 5.3 DIMENSIONAMENTO DA GERAÇÃO.....                              | 62 |
| 5.4 PRODUTIVIDADE DO SISTEMA.....                                | 66 |
| 6 CONCLUSÕES.....  | 68 |
| REFERÊNCIAS .....  | 69 |

## LISTA DE FIGURAS

|  |    |
|--|----|
| Figura 1 – Órbita terrestre em torno do Sol, com seu eixo N-S inclinado $23,5^\circ$ .....                                       | 18 |
| Figura 2 – Irradiância espectral.....  | 20 |
| Figura 3 – Variação na distribuição espectral devido a massa de ar (AM).....   | 21 |
| Figura 4 – (a) Piranômetro e (b) pireliômetro.....   | 22 |
| Figura 5 – Efeito Fotovoltaico.....  | 25 |
| Figura 6 – Curva de Eficiência de Shockley-Queiser (SQ) e máxima eficiência.....   | 26 |
| Figura 7 – Irradiação total em plano cuja inclinação é igual à latitude do local. Radiação solar em kWh/m <sup>2</sup> /dia..... | 27 |
| Figura 8 – Histograma com irradiação total.....  | 28 |
| Figura 9 – Esquema simplificado de um sistema isolado.....   | 29 |
| Figura 10 – Esquema simplificado de um sistema Híbrido.....  | 29 |
| Figura 11 – Diagrama esquemático representando uma instalação fotovoltaica conectada à rede.....                                 | 30 |
| Figura 12 – Detalhe de uma célula fotovoltaica vista em corte transversal.....   | 31 |
| Figura 13 – Participação das diferentes tecnologias no mercado mundial de módulos fotovoltaicos.....                             | 32 |
| Figura 14 – Circuito equivalente de uma célula fotovoltaica.....   | 35 |
| Figura 15 – Curva característica de módulo fotovoltaico para diferentes valores de irradiância.....                              | 36 |
| Figura 16 – Fator de forma: definição.....   | 37 |
| Figura 17 – Efeito da variação da resistência paralelo nas características elétricas de uma célula fotovoltaica.....             | 38 |
| Figura 18 – Efeito da variação da resistência série nas características elétricas de uma célula fotovoltaica.....                | 39 |
| Figura 19 – (a) Curva I – V e (b) P – V para vários níveis de irradiância.....   | 39 |
| Figura 20 – (a) Curva I – V e (b) P – V para vários níveis de temperatura.....   | 40 |
| Figura 21 – Curva I – V para conexão série de dois dispositivos fotovoltaicos.....   | 43 |
| Figura 22 – Curva I – V para conexão em paralelo de dois dispositivos fotovoltaicos.....   | 44 |
| Figura 23 – Ligação de diodo <i>Bypass</i> em módulos fotovoltaicos.....   | 45 |
| Figura 24 – Ligação de diodo de bloqueio em módulos fotovoltaicos.....   | 45 |
| Figura 25 – Formas de ondas típicas dos inversores monofásicos.....  | 47 |
| Figura 26 – Eficiência típica dos inversores.....  | 49 |

|   |    |
|---|----|
| Figura 27 – Produtividade de SFCR ( $Y_f$ ) em função do fator de dimensionamento do inversor.<br>..... | 50 |
| Figura 28 – Esquema de medição única do balanço de energia. ....  | 51 |
| Figura 29 – Medição Dupla. ....   | 52 |
| Figura 30 – Medições simultâneas. ....  | 52 |
| Figura 31 – Irradiação média diária para a cidade de Porto Alegre (Inclinação 30°).....                 | 59 |
| Figura 32 – Temperatura média mensal para a cidade de Porto Alegre.....                                 | 60 |
| Figura 33 – Curva de eficiência do inversor Sunny Boy 3000HF-30. ....                                   | 63 |
| Figura 34 – Eficiência média do inversor Sunny Boy 3000HF-30 pelo FDI.....                              | 65 |
| Figura 35 – Produtividade anul do SFCR em função do FDI para a cidade de Porto Alegre. .                | 65 |
| Figura 36 – Geração de energia elétrica mensal.....   | 67 |
| Figura 37 – Compensação de Energia Elétrica: Diferença entre produção e demanda.....                    | 67 |

## LISTA DE TABELAS

|   |    |
|---|----|
| Tabela 1 – Coeficientes de temperatura para módulos comerciais (dados fabricante). ....   | 41 |
| Tabela 2 – Fatores de correção segundo a orientação ( $\gamma$ ) e inclinação ( $\beta$ ) do gerador fotovoltaico para a cidade de Porto Alegre. .... | 57 |
| Tabela 3 – Média mensal dos valores de Irradiância para a cidade de Porto Alegre. ....  | 58 |
| Tabela 4 – Média mensal dos valores de Irradiância para a cidade de Porto Alegre. ....  | 58 |
| Tabela 5 – Temperatura média mensal para a cidade de Porto Alegre. ....   | 59 |
| Tabela 6 – Valores de radiação e temperatura adquiridos do programa RADIASOL2. ....   | 60 |
| Tabela 7 – Resultado do consumo médio de energia elétrica.....  | 61 |
| Tabela 8 – Modelos de módulos fotovoltaicos vendidos no Brasil.....   | 62 |
| Tabela 9 – Parâmetros elétricos e térmicos do módulo CHN180-72M.....  | 62 |
| Tabela 10 – Parâmetros elétricos Inversor Sunny Boy 3000HF-30. ....   | 63 |
| Tabela 11 – Possibilidades de disposição dos módulos fotovoltaicos. ....  | 64 |
| Tabela 12 – Resultados do Sistema Fotovoltaico: Geração e Consumo Mensal.....   | 66 |

## LISTA DE ABREVIATURAS

AM – Massa de ar

ANEEL – Agencia Nacional de Energia Elétrica

CA– Corrente alternada

CC – Corrente contínua

$\eta_{\text{spmp}}$  – Eficiência no seguimento do ponto de máxima potência

FDI – Fator de dimensionamento do inversor

FF – Fator de forma

$\gamma_{\text{mp}}$  – Coeficiente de temperatura no ponto de máxima potência

$H_{t,\beta}$  – Irradiância incidente no plano do gerador

$H_{\text{ref}}$  – condição de referência

$I_{\text{D}}$  – Corrente no diodo

$I_{\text{L}}$  – Corrente fotogerada

$I_{\text{mp}}$  – Corrente de máxima potência

$I_{\text{sc}}$  – Corrente de curto-circuito

$R_{\text{p}}$  – Resistência paralelo

$R_{\text{s}}$  – Resistência série

$P_{\text{mp}}$  – Ponto de máxima potência

$P_{\text{nFV}}$  – Potência nominal do gerador fotovoltaico

$P_{\text{nINV}}$  – Potência nominal do inversor

$P_{\text{FV}}$  – Potência ativa fornecida pelo gerador fotovoltaico

SFCR – Sistema fotovoltaico conectado à rede

SPMP – Seguimento do ponto de máxima potência

STC – Condições padrão de teste (*Standard Test Conditions*)

SWERA – *Solar and Wind Energy Resource Assessment*

$T_{\text{a}}$  – Temperatura ambiente

$T_{\text{c}}$  – Temperatura de operação da célula

TNOC – Temperatura nominal de operação da célula

$V_{\text{D}}$  – Tensão no diodo

$V_{\text{mp}}$  – Tensão de máxima potência

$V_{\text{oc}}$  – Tensão de circuito aberto

Wp – Watt-pico

$Y_{\text{p}}$  – Produtividade do sistema

## 1 INTRODUÇÃO

O Brasil é um país rico na disponibilidade de recursos naturais renováveis para o aproveitamento energético. A energia hidroelétrica é a modalidade mais comum de energia renovável, compondo a fatia principal da matriz de geração de energia elétrica do país. Além desta, as modalidades mais comuns da utilização de energia renovável são a energia solar, eólica e de biomassa (CRUZ, 2009).

A matriz energética mundial é majoritariamente não renovável e baseada em derivados de petróleo. As reservas petrolíferas são recursos naturais passíveis de esgotamento e, além disso, seus derivados emitem gases poluentes na combustão. No Brasil, a matriz energética é baseada em dois sistemas principais: o petróleo e a força das águas. As hidrelétricas, embora utilizem a força da água - recurso natural renovável -, causam grande impacto ambiental e social proveniente dos alagamentos nas áreas em que são implantadas. Além disso, o setor energético brasileiro enfrenta também a alta demanda de energia, e consequente insuficiência em sua oferta, gerando crises como os “apagões”, em 2001, e problemas frequentes nos horários de pico da demanda. Somado a isto, a disposição geográfica do consumo de energia elétrica tem nos aglomerados urbanos os grandes consumidores, pois estes detêm a maior parte do consumo dos setores residencial, comercial e público, e ainda alguma parcela dos consumos industriais. Contudo, as principais centrais geradoras de energia brasileiras (hidrelétricas) estão localizadas em pontos específicos do país, o que exige uma complexa rede nacional de transmissão e distribuição de energia elétrica para que essa chegue às cidades. Assim, os custos de geração das grandes hidrelétrica acabam aumentando se considerados os custos de instalação e de manutenção das linhas de transmissão, bem como as perdas características deste sistema elétrico (ABREU, 2003).

Diante dessas adversidades do setor energético, buscam-se alternativas para minimizar os impactos ao meio ambiente e garantir o fornecimento adequado de energia a toda população. Nesse sentido, estudos são conduzidos na busca por fontes alternativas de energia, propondo o uso de tecnologias diferenciadas, com baixo impacto à natureza.

A geração fotovoltaica é um modo de se obter energia limpa, utilizando diretamente a irradiação solar. Sendo assim, o uso desta tecnologia permite a geração de energia de uma forma sustentável e se apresenta como uma solução para os problemas energéticos da atualidade. Os sistemas fotovoltaicos já estão tecnologicamente disponíveis para sua disseminação no mercado. Em alguns países europeus, como a Alemanha, esses sistemas já

estão em utilização há cerca de 30 anos, apresentando durabilidade e confiabilidade de geração (ABREU, 2009).

O Brasil, devido a suas dimensões continentais e por situar-se quase que inteiramente numa região tropical, apresenta um dos maiores potenciais de utilização de energia solar. A energia solar incidente sobre o país totaliza aproximadamente  $6,2 \times 10^{22}$  J/ano, o que corresponde a mais de 55 mil vezes o consumo de energia do país (CRUZ, 2009).

A utilização da energia solar fotovoltaica apresenta vários benefícios, destacando a característica de fonte de energia limpa, que contribui para a sustentabilidade ambiental do planeta, e também os benefícios ligados às suas características de geração de energia. Entre eles a geração no próprio local de consumo, a possibilidade de integração às edificações e a geração durante o horário comercial. Em relação a esse último, salienta-se a vantagem de ser explorado em pontos específicos da rede urbana, onde RÜTHER (2004), ZILLES (2012) e ABINEE (2012), citam que a integração de painéis solares fotovoltaicos é interessante em zonas urbanas com pico de consumo diurno, tornando-se nestes locais, e sob certas condições, uma fonte despachável.

Atualmente existem diversas instalações fotovoltaicas integradas a edificações que estão interligadas à rede elétrica convencional. Estes sistemas geradores de energia funcionam somente durante as horas de sol, injetando na rede elétrica o excedente de energia produzido durante o dia e a noite retirando da rede convencional a energia necessária para seu consumo. Isto permite que não sejam utilizados sistemas de armazenamento, como baterias, que limitam a autonomia de produção e também reduzem a eficiência do sistema (ABREU, 2003).

Os sistemas fotovoltaicos conectados à rede em edificações podem atuar em sinergia com o sistema de distribuição, minimizando a carga, como aquela gerada por equipamentos de ar condicionado em centros comerciais. Nos centros urbanos, os sistemas fotovoltaicos podem ser utilizados em áreas já ocupadas, telhados de residências e coberturas, como unidades de geração distribuída (ABINEE, 2012).

## 1.1 MOTIVAÇÃO

Tendo em vista que o sistema energético brasileiro está baseado em fontes impactantes ao ambiente, são essenciais as iniciativas que promovam a inserção de fontes renováveis com mínimo impacto ambiental na matriz energética. A energia fotovoltaica se caracteriza como uma alternativa aos sistemas energéticos convencionais e poluentes por ser um modo de geração de energia limpa, renovável e ainda com a vantagem de possibilitar a produção de

energia no próprio local de consumo. Portanto, os estudos que envolvam o uso de sistemas fotovoltaicos são cada vez mais necessários.

A necessidade de aumentar a capacidade brasileira de geração energética é uma questão atualmente importante. Tendo em vista a dificuldade de obtenção de recursos para financiar grandes obras civis, problemas socioambientais causados por grandes usinas hidrelétricas e os problemas com relação à oferta e a demanda energética no país, surge a necessidade de buscar novas fontes de energia.

O sistema fotovoltaico, além de causar menor dano ambiental, permite a sua utilização em pequena escala e ainda ser instalado próximo ao ponto de consumo, de forma distribuída, minimizando as perdas por transmissão e distribuição da geração centralizada. Devido ao fato de serem conectadas à rede elétrica pública, essas instalações dispensam os sistemas acumuladores de energia (banco de baterias), utilizados nos sistemas isolados, reduzindo o custo total da instalação e dispensando a manutenção envolvida por um banco de baterias. Estes sistemas independentes envolvem um investimento ainda maior, pelo fato de necessitarem de um superdimensionamento, para garantir eletricidade durante o ano todo, independentemente dos períodos com menores níveis de radiação.

De acordo com as características da tecnologia fotovoltaica, do consumo energético brasileiro e dos crescentes incentivos a este tipo de geração chegou-se à proposição do tema para este trabalho: geração distribuída baseada em um sistema fotovoltaico que seja conectado à rede de distribuição e que sirva para compensar o consumo de energia elétrica residencial.

## **1.2 OBJETIVO**

Este trabalho tem como objetivo dimensionar e otimizar um sistema de geração fotovoltaica conectado à rede de distribuição para que possa suprir a demanda de energia elétrica de uma edificação.

## **1.3 ESTRUTURA DO TRABALHO**

O presente trabalho está subdividido em seis capítulos, sendo descritos a seguir:

O Capítulo 1 apresenta uma introdução sobre o tema proposto, motivação, relevância e objetivos para o desenvolvimento deste trabalho.

No Capítulo 2 encontra-se uma revisão bibliográfica sobre a radiação solar e sua distribuição no Brasil além de uma descrição sobre o efeito fotovoltaico e suas características elétricas.



No Capítulo 3 encontra-se uma descrição sobre os componentes de um sistema fotovoltaico e os modelos matemáticos.

No Capítulo 4 são apresentados os conceitos de geração distribuída e políticas de incentivo, até o momento, adotadas no Brasil.

No Capítulo 5 são apresentados os fundamentos aplicados no dimensionamento de geração fotovoltaica e os resultados obtidos. É detalhado o sistema proposto e sua produtividade calculada através de dados climáticos e de irradiância.

No Capítulo 6 são apresentadas as conclusões do trabalho.

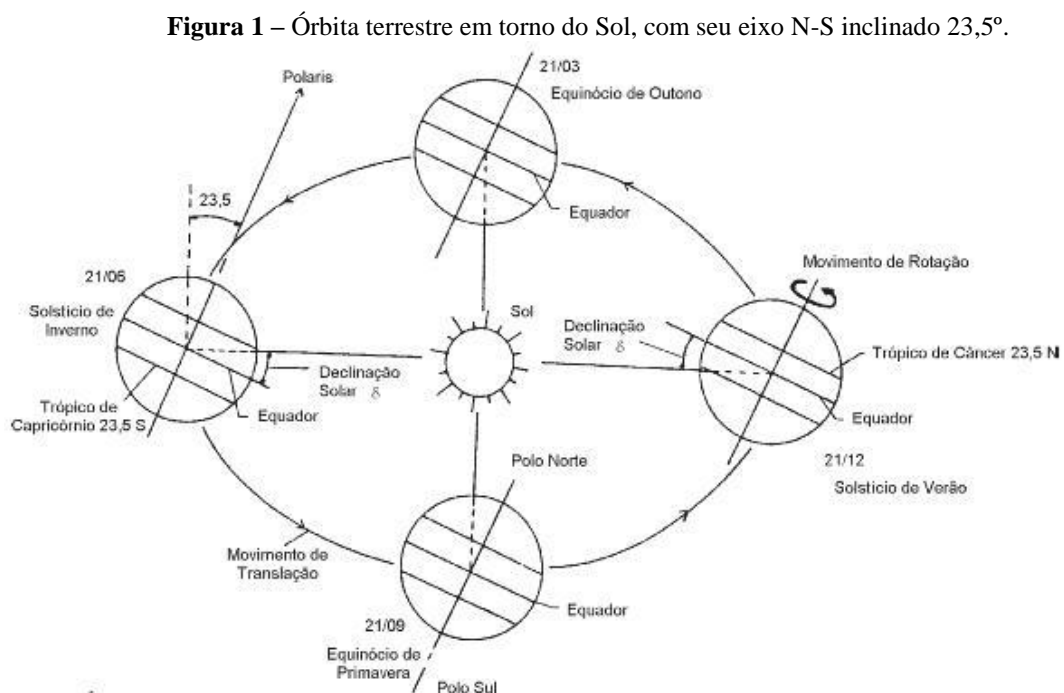
## 2 RADIAÇÃO SOLAR E O EFEITO FOTOVOLTAICO

A atmosfera terrestre é atingida anualmente por  $1,5 \times 10^9$  TWh de energia solar, o que corresponde a 10.000 vezes o consumo mundial de energia neste período. Além de ser responsável pela manutenção da vida na Terra, a radiação solar constitui-se numa inesgotável fonte energética, havendo um enorme potencial de utilização por meio de sistemas de captação e conversão em outras formas de energia (térmica, elétrica, etc.) (COGEN, 2012).

Uma das formas de conversão da energia solar é através do efeito fotovoltaico que ocorre em dispositivos conhecidos como *células fotovoltaicas*. Estas células são componentes optoeletrônicos que convertem diretamente a radiação solar em eletricidade. São basicamente constituídas de materiais semicondutores, sendo o silício o material mais empregado (CEPEL/CRESESB, 1999).

### 2.1 RADIAÇÃO SOLAR: CAPTAÇÃO E CONVERSÃO

O nosso planeta, em seu movimento anual em torno do Sol, descreve em trajetória elíptica um plano que é inclinado de aproximadamente  $23,5^\circ$  com relação ao plano equatorial. Esta inclinação é responsável pela variação da elevação do Sol no horizonte em relação à mesma hora, ao longo dos dias, dando origem às estações do ano, como pode ser visto na Figura 1 (CEPEL/CRESESB, 1999).



Fonte: CRESESB (2004).

A posição angular do Sol, ao meio dia solar, em relação ao plano do Equador (Norte positivo) é chamada de Declinação Solar ( $\delta$ ). Este ângulo, que pode ser visto na Figura 1, varia, de acordo com o dia do ano, dentro dos seguintes limites (CEPEL/CRESESB, 1999):  $-23,45^\circ \leq \delta \leq 23,45^\circ$ .

A soma desta declinação com a latitude local determina a trajetória do movimento aparente do Sol para um determinado dia em uma dada localidade na Terra.

A radiação solar que atinge o topo da atmosfera terrestre provém da região da fotosfera solar que é uma camada tênue com aproximadamente 300 km de espessura e temperatura superficial da ordem de 5800 K (CEPEL/CRESESB, 1999).

Pode-se definir um valor médio para o nível de radiação solar incidente normalmente sobre uma superfície situada no topo da atmosfera. Dados da WMO (*World Meteorological Organization*) indicam um valor médio de  $1367 \text{ W/m}^2$  para a radiação extraterrestre.

A radiação solar é radiação eletromagnética que se propaga a uma velocidade de 300.000 km/s. Em termos de comprimentos de onda, a radiação solar ocupa a faixa espectral de  $0,1 \mu\text{m}$  a  $5 \mu\text{m}$ , tendo uma máxima densidade espectral em  $0,5 \mu\text{m}$ , que corresponde ao espectro de luz verde.

É através da teoria ondulatória que são definidas, para os diversos meios materiais, as propriedades na faixa solar de absorção e reflexão e, na faixa de  $0,75$  a  $100 \mu\text{m}$  (correspondente ao infravermelho), as propriedades de absorção, reflexão e emissão (Figura 3).

Por outro lado, utilizando mecânica quântica, é determinada a potência emissiva espectral do corpo negro em termos de sua temperatura e do índice de refração do meio em que está imerso. A conversão direta da energia solar em eletricidade também é explicada por esta teoria. A potência de um feixe luminoso é descrita como o fluxo de fótons com energia unitária  $hf$ , onde  $f$  é a frequência da onda eletromagnética associada e  $h$  é a Constante de Planck ( $6,62 \times 10^{-34} \text{ Js}$ ). A energia solar incidente no meio material pode ser refletida, transmitida e absorvida.

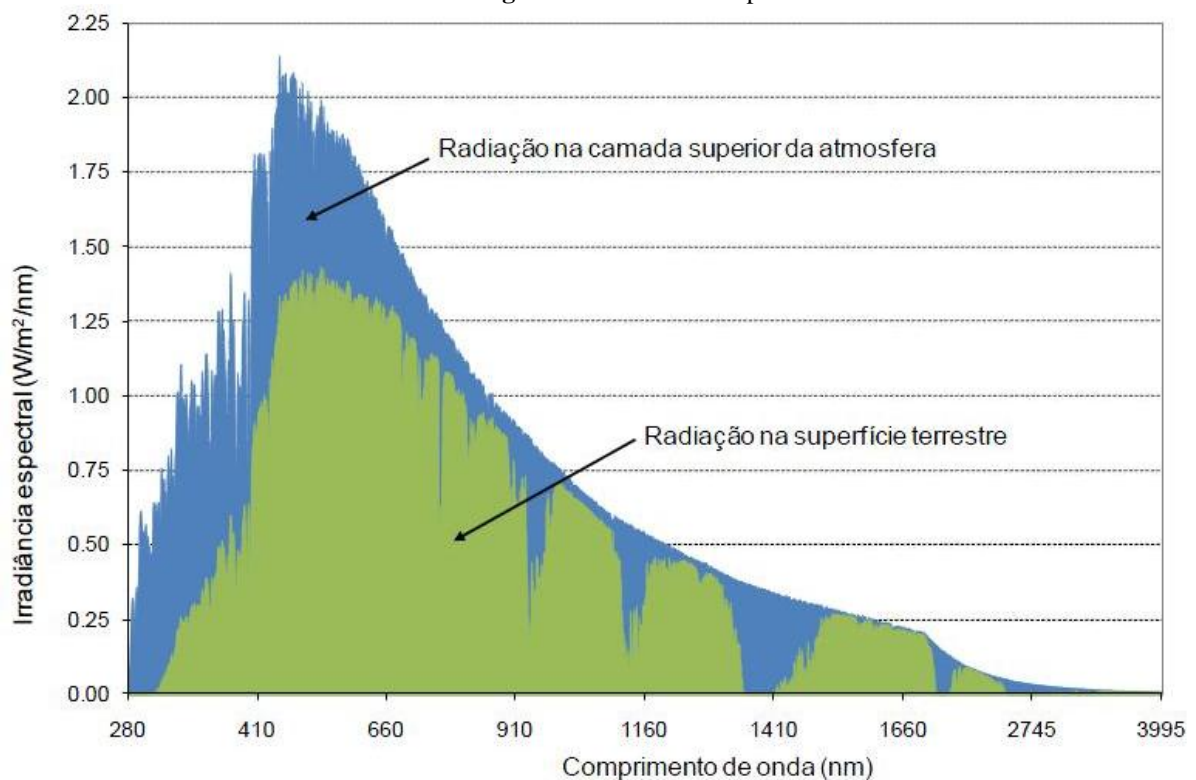
## 2.2 RADIAÇÃO SOLAR EM NÍVEL DO SOLO

Segundo CEPEL/CRESESB, 1999, de toda a radiação solar que chega às camadas superiores da atmosfera, apenas uma fração atinge a superfície terrestre, devido à reflexão e absorção dos raios solares pela atmosfera. Esta fração que atinge o solo é constituída por uma componente direta (ou de feixe) e por uma componente difusa.

Ainda assim, se a superfície receptora estiver inclinada com relação à horizontal, haverá uma terceira componente refletida pelo ambiente do entorno (solo, vegetação, obstáculos, terrenos rochosos etc.). O coeficiente de reflexão destas superfícies é denominado de “albedo”.

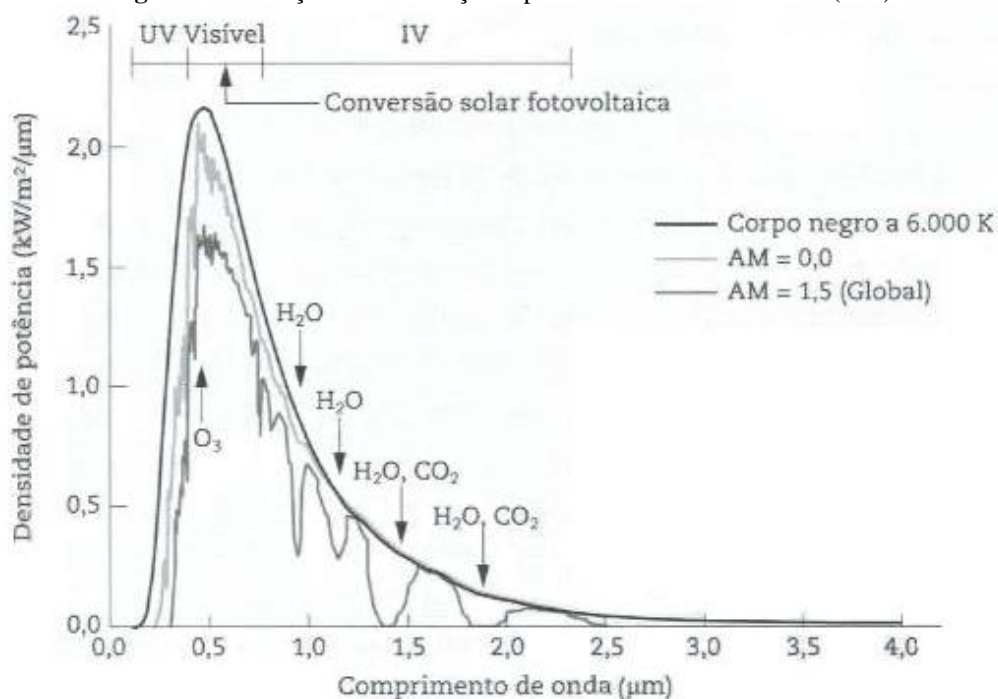
Antes de atingir o solo, as características da radiação solar (intensidade, distribuição espectral e angular) são afetadas por interações com a atmosfera devido aos efeitos de absorção e espalhamento. Estas modificações são dependentes da espessura da camada atmosférica, também identificada por um coeficiente denominado “Massa de Ar” (AM), e, portanto, do ângulo de incidência do Sol, da distância Terra-Sol e das condições atmosféricas e meteorológicas (CEPEL/CRESESB, 1999). A Figura 2 apresenta a distribuição espectral da radiação solar. Nota-se que apenas uma parte de toda a energia atinge às camadas superiores da atmosfera. A outra parte é refletida ou absorvida, como, por exemplo, por moléculas de CO<sub>2</sub> e vapor d’água. A irradiação total que atinge a superfície terrestre pode variar ainda de acordo com o coeficiente AM, conforme mostra a Figura 3.

**Figura 2 – Irradiância espectral.**



Fonte: ABINEE (2012).

**Figura 3** – Variação na distribuição espectral devido a massa de ar (AM).



Fonte: ZILLES (2012).

Devido à alternância de dias e noites, das estações do ano e períodos de passagem de nuvens e dias chuvosos, o recurso energético solar apresenta grande variabilidade, induzindo, conforme o caso, à seleção de um sistema apropriado de estocagem para a energia resultante do processo de conversão.

Pelos cálculos da astronomia, obtém-se que a duração do dia é função da época do ano e da localização escolhida no globo terrestre. Também, para um observador numa dada posição, a trajetória aparente do Sol (o plano da eclíptica) no céu muda ao longo do ano. Esta característica é importante para o projeto de sistemas de conversão que fazem o rastreamento solar visando concentrar os raios solares e para a escolha da orientação de painéis fixos de forma a otimizar o resultado alcançado durante o ano.

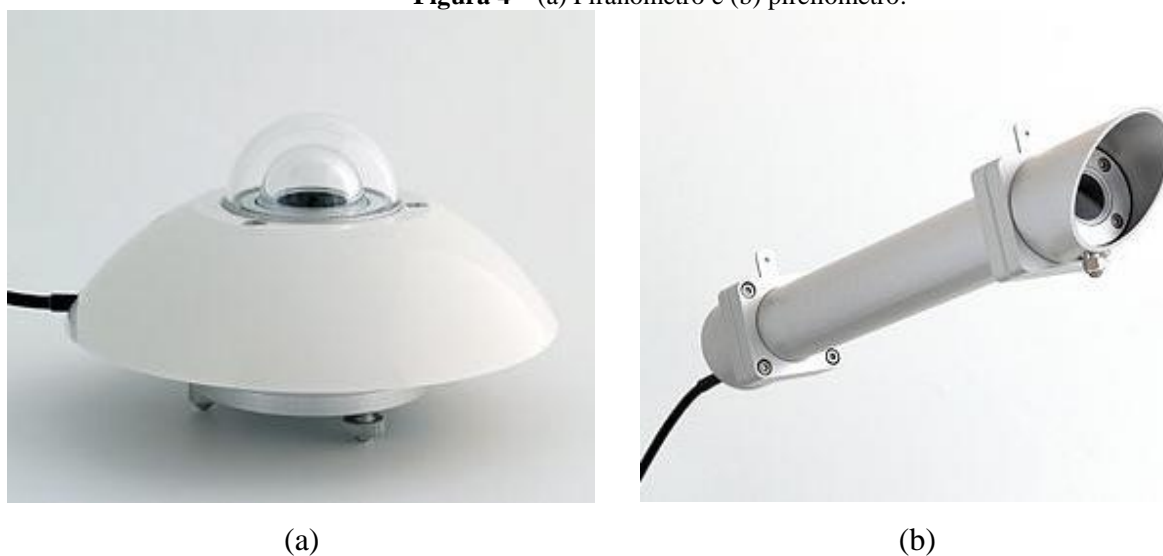
No Hemisfério Sul, o sistema de captação solar fixo deve estar orientado para o Norte Geográfico de modo a melhor receber os raios solares durante o ano, e ser colocado inclinado com relação à horizontal de um ângulo próximo ao da latitude do lugar, conseguindo-se captar um máximo de energia solar ao longo do ano. Próximo ao Equador, o melhor posicionamento é o horizontal, sendo dada, no entanto, pequena inclinação para a drenagem de água na superfície externa do equipamento. Há, entretanto, como mencionado, outras formas de montagem para um sistema de captação solar que seguirá o Sol, tais como: conjunto seguidor de 1 eixo Norte-Sul, de 1 eixo leste-oeste e de 2 eixos ou altazimutal (CEPEL/CRESESB, 1999).

Os mapas de radiação solar disponíveis apoiaram-se, na sua consolidação, em valores medidos. A maior parte dos instrumentos de medição disponíveis hoje no Brasil medem apenas o número de horas de insolação. Um número bem mais reduzido de equipamentos é capaz de medir a radiação global no plano horizontal. Além disso, a escassez de pontos de medição aumenta a dificuldade em estimar-se corretamente o recurso solar. Isto concorreu para o desenvolvimento e/ou aperfeiçoamento de técnicas de tratamento destas grandezas de modo a gerar, com o máximo de fidelidade, valores mais úteis no dimensionamento de Sistemas Fotovoltaicos. Paralelamente, esforços têm sido feitos para melhoria de dados tanto de radiação terrestre quanto por meio de satélites (CEPEL/CRESESB, 1999).

A irradiância total é composta por duas componentes: a irradiância direta e a irradiância difusa. A irradiância direta é medida por um elemento na superfície perpendicular aos raios do sol menos a insolação difusa, que é aquela refletida por componentes atmosféricos (nuvens, neblina, etc.). A irradiância direta é o resultado da constante solar menos as “perdas” que ocorrem pela absorção e espalhamento da luz. Enquanto a constante solar varia com a distância Terra-Sol, as perdas dependem basicamente da hora do dia, local, ângulo de elevação, nuvens, umidade, etc (COGEN, 2012).

Os instrumentos de medição do recurso solar mais comumente encontrados são os piranômetros (radiação direta e difusa), actinógrafos (radiação global), heliógrafos (número de horas de insolação) e os pireliômetros (radiação direta normal) e baseiam-se em sensores do tipo termopilhas, pares bi-metálicos ou fotocélulas.

**Figura 4** – (a) Piranômetro e (b) pireliômetro.



Fonte: COGEN (2012).

Os equipamentos que utilizam as fotocélulas como elemento sensor, embora mais baratos, apresentam a desvantagem de não possuírem uma resposta espectral adequada, pois as fotocélulas apresentam uma não uniformidade na resposta espectral.

### 2.3 EFEITO FOTOVOLTAICO

O princípio de funcionamento de células fotovoltaicas esta baseado no *efeito fotovoltaico*, observado pela primeira vez pelo físico francês Edmond Becquerel em 1839. Esse efeito ocorre em certos materiais semicondutores capazes de absorver a energia dos fótons presentes na radiação luminosa e transformá-la em eletricidade. Ele percebeu que uma solução de um eletrólito com eletrodos de metal, quando exposta a radiação solar, tem sua condutividade aumentada. Em 1876, Adams e Day percebem que uma junção de selênio e platina desenvolve o efeito fotovoltaico quando exposta à luz solar. Com o desenvolvimento da tecnologia dos semicondutores, tornou-se possível o crescimento da indústria fotovoltaica, acelerada pela sua utilização em aplicações aeroespaciais e militares. Na década de 60, quase todos os satélites lançados no espaço possuíam módulos fotovoltaicos para suprimento de energia elétrica (ZILLES, 2012).

Na natureza existem materiais que são classificados como semicondutores, que se caracterizam por possuir uma banda de valência preenchida totalmente por elétrons e uma banda de condução, com ausência de elétrons em baixas temperaturas. A separação entre estas bandas de energia, conhecida como *gap* de energia, é da ordem de 1 eV, enquanto que para os materiais isolantes, esse valor de *gap* é várias vezes maior. Essa característica especial faz com que os semicondutores tenham sua condutividade aumentada com o aumento da temperatura, devido à excitação térmica de portadores da banda de valência para a banda de condução. Essa propriedade permite que fótons, na faixa visível, com energia superior ao *gap* do material, excitem elétrons, liberando-os da banda de valência para a banda de condução (RAMPINELLI, 2007).

O material semicondutor mais utilizado é o Silício cujo átomo possui quatro elétrons na camada de valência, formando uma rede cristalina na ligação com as vizinhanças. Ao adicionarem-se átomos com cinco elétrons de ligação eles se incorporam a rede cristalina por meio de quatro ligações covalentes com os átomos de silício e um elétron livre. Esse processo, chamado de dopagem, gera um aumento no número de elétrons livres fracamente ligados ao átomo de origem. Isto faz com que, com pouca energia térmica este elétron se liberte para a banda de condução. O Fósforo é um elemento bastante utilizado por possuir cinco elétrons na

banda de valência, e diz-se que o fósforo é um dopante doador de elétrons denominado *dopante n* ou *impureza n*.

Analogamente, ao introduzirem-se átomos com três elétrons na camada de valência, haverá uma falta de elétrons nas ligações com o silício, gerando assim uma *lacuna*. Dessa maneira, com pouca excitação térmica, um elétron de uma ligação vizinha pode passar para essa posição, fazendo com que a *lacuna* se desloque. O Boro é um elemento utilizado para a *dopagem* do silício, sendo um *dopante p*.

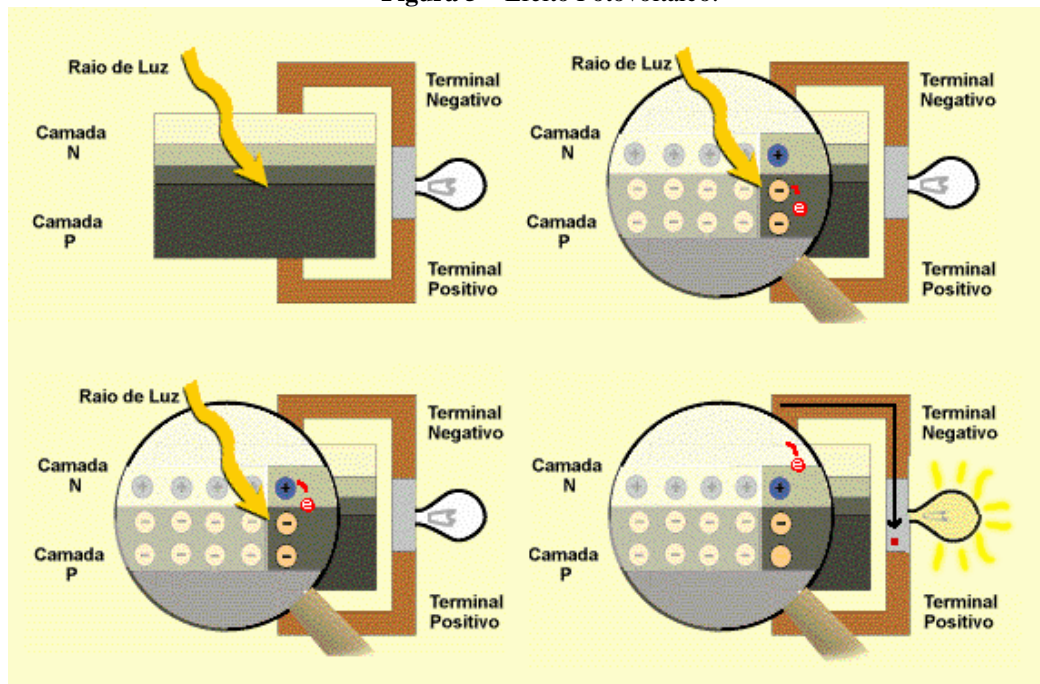
À temperatura ambiente há energia suficiente para que os elétrons do átomo de fósforo estejam livres, bem como as lacunas na camada tipo *p* criados pelo átomo de Boro.

Partindo de um silício puro, se em uma metade ele for dopado com Boro enquanto que em outra metade ele for dopado com átomos de Fósforo, será formado o que se chama de junção *pn*. O que ocorre é que os elétrons livres no lado tipo *n* se deslocam para o lado tipo *p* ao encontro das lacunas que os capturam; isto faz com que o lado *p* fique negativamente carregado devido aos elétrons acumulados enquanto que o lado *n*, devido à redução no número de elétrons fique eletricamente positivo. Este conjunto de cargas cria um campo elétrico que dificulta a passagem de mais elétrons do lado *n* para o lado *p* até que o campo elétrico alcance o equilíbrio. Este equilíbrio gera uma barreira para os elétrons remanescentes no lado *n*.

Se uma junção *pn* for exposta a fótons com energia maior que o *gap*, ocorrerá a geração de pares elétron-lacuna; se isso acontecer na região onde o campo elétrico é diferente de zero, as cargas são aceleradas, gerando uma corrente através da junção; esse deslocamento de cargas gera uma diferença de potencial, chamado de *efeito fotovoltaico*. Se as duas extremidades do Silício fossem conectadas por um fio, haveria deslocamento de elétrons (ZILLES, 2012). A Figura 5 apresenta simplificada o efeito fotovoltaico.



Figura 5 – Efeito Fotovoltaico.

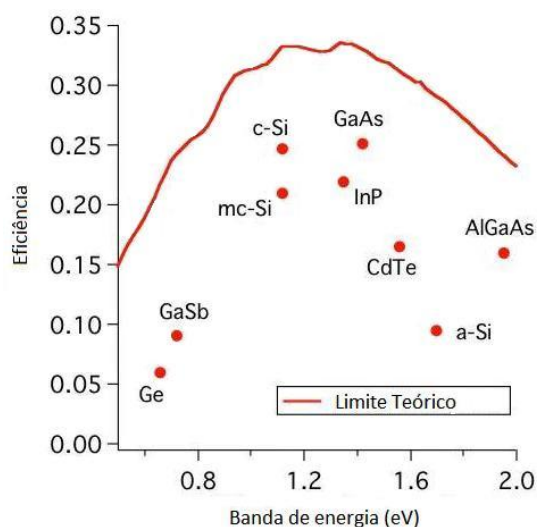


Fonte: CEPEL/CRESESB (1999).

Porém existem fatores limitantes neste processo de conversão de energia da luz em energia elétrica. As características elétricas das células fotovoltaicas podem ser alteradas em razão de fatores intrínsecos e extrínsecos. Alguns são decorrentes de processo de fabricação e do material utilizado e outros de fatores ambientais, tais como: irradiância e temperatura da célula.

Um dos fatores limitadores é o espectro de sua radiação. Como visto, ele se espalha numa ampla faixa e apenas a parcela com comprimento de onda inferior a aproximadamente  $1 \mu\text{m}$  é capaz de excitar os elétrons em células de silício. Acima deste comprimento de onda, não há efeito sobre os elétrons na célula (CEPEL/CRESESB, 1999).

Outro fator limitante é o limite de Shockley-Queisser (SQ). Seu valor representa a máxima eficiência possível de uma célula solar com uma única junção *pn* como função da banda de energia dos semicondutores. Se a banda de energia for muito alta, a maior parte dos elétrons não é absorvida; se for muito baixa, a maioria dos fótons tem mais energia que a necessária para excitar elétrons, e o restante é desperdiçado, gerando calor. Por esse motivo, empregam-se semicondutores com banda de energia próxima ao ponto máximo da curva SQ, como o silício ( $1,1 \text{ eV}$ ) e o telureto de cádmio ( $1,6 \text{ eV}$ ), conforme Figura 6 (COGEN, 2012).

**Figura 6** – Curva de Eficiência de Shockley-Queiser (SQ) e máxima eficiência.

Fonte: COGEN (2012).

Ainda, segundo (ZILLES, 2012), as células fotovoltaicas variam na sua sensibilidade aos diferentes níveis espectrais da radiação incidente, dependente da tecnologia empregada e do material utilizado na fabricação da célula. Essa sensibilidade, em outras palavras, diz respeito à capacidade da célula de absorver a energia proveniente dos fótons presentes na radiação solar em diferentes comprimentos de onda. O silício monocristalino possui máxima absorção de energia próximo do comprimento de onda de 500 nm, ou seja, na faixa de luz visível, enquanto que o silício amorfo possui a máxima sensibilidade espectral na faixa de infravermelho, próximo do comprimento de onda de 900 nm. Isso faz com que nem toda a energia solar incidente seja aproveitada visto que não há uma coincidência entre os máximos de energia para cada comprimento de onda do espectro solar e a resposta espectral das células de silício.

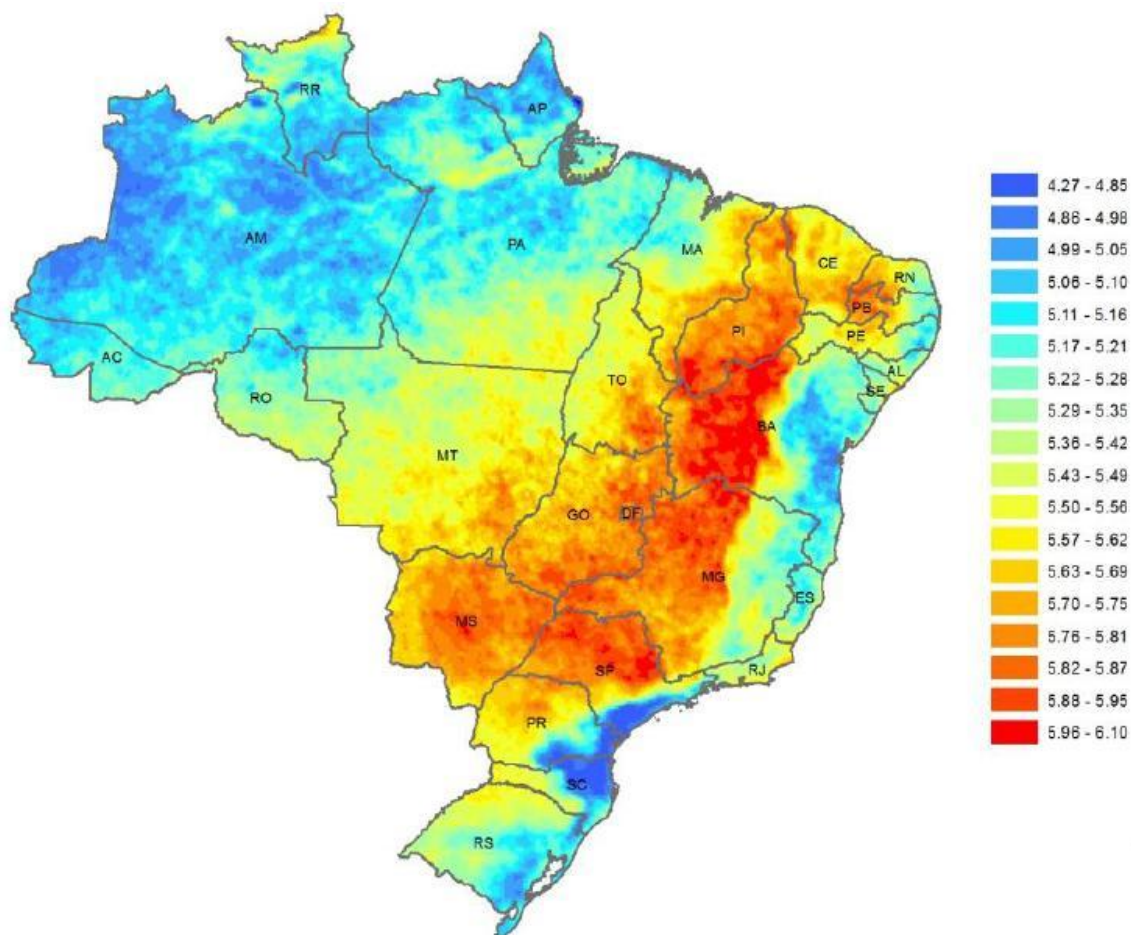
## 2.4 DISTRIBUIÇÃO DA RADIAÇÃO SOLAR NO BRASIL

Os mapas de irradiação solar para o território brasileiro foram obtidos com o uso do modelo desenvolvido pelo INPE em parceria com o LABSOLAR/UFSC no âmbito do projeto *Solar and Wind Energy Resource Assessment* (SWERA). Esse projeto visava a fazer o levantamento a respeito dos recursos de energia solar no Brasil. O objetivo era buscar alternativas para facilitar a inclusão de fontes renováveis na matriz energética de um grupo de países selecionados.

Em 2006, o INPE publicou no Brasil, como um dos resultados do projeto SWERA, o “Atlas Brasileiro de Energia Solar”. Os dados apresentam a média de radiação anual do

Brasil. Na Figura 7, observa-se que o país possui uma boa irradiação solar devido a sua localização tropical.

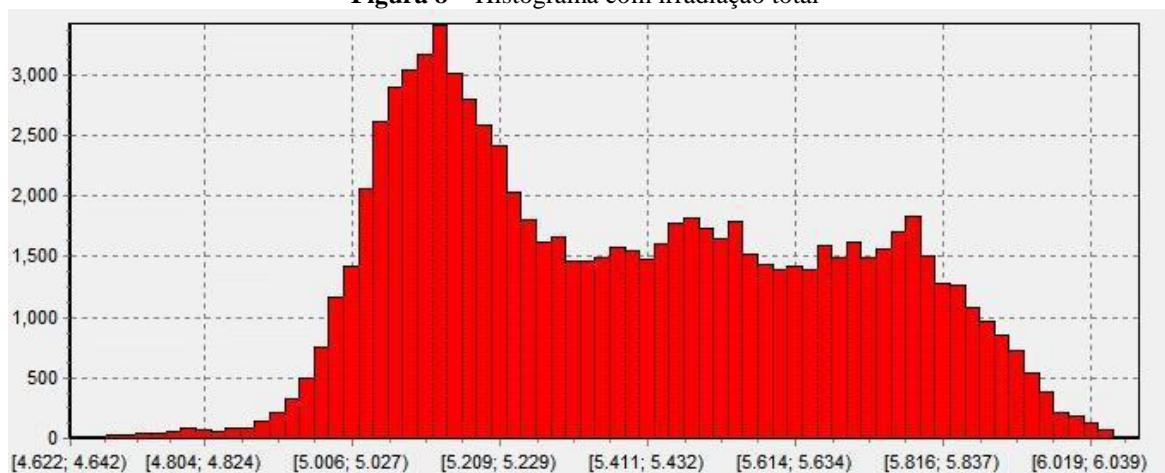
**Figura 7** – Irradiação total em plano cuja inclinação é igual à latitude do local. Radiação solar em kWh/m<sup>2</sup>/dia.



Fonte: ABINEE (2012).

O histograma gerado a partir dos dados do mapa da Figura 7 pode ser visto na Figura 8. Observa-se concentração de irradiação média diária entre 4,8 e 6,0 kWh/m<sup>2</sup> por dia. Na Alemanha, a máxima irradiação diária não ultrapassa 3,2 kWh/m<sup>2</sup>, cujo país possui a maior capacidade instalada em energia fotovoltaica (ABINEE, 2012).

Ainda segundo a Figura 7, observa-se que no Rio Grande do Sul, a porção nortenordeste é a que possui a maior média de radiação solar, de aproximadamente 5,5 kWh/m<sup>2</sup>/dia, enquanto que a região sul do estado recebe aproximadamente 5 kWh/m<sup>2</sup>/dia.

**Figura 8** – Histograma com irradiação total

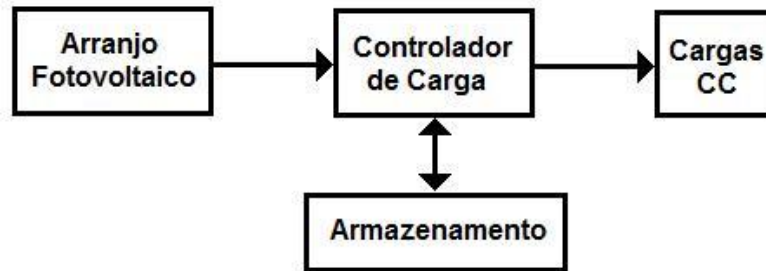
Fonte: ABINEE 2012

### 3 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Os sistemas fotovoltaicos são compostos por módulos fotovoltaicos, inversores, dispositivos de proteção, controladores de carga e sistema de fixação e suporte dos módulos. Os sistemas são classificados em três categorias: isolados, híbridos ou conectados à rede. Os sistemas híbridos podem tanto ser isolados quanto conectados à rede. Sua utilização depende da aplicação e/ou disponibilidade de recursos energéticos (ABINEE, 2012; COGEN, 2012).

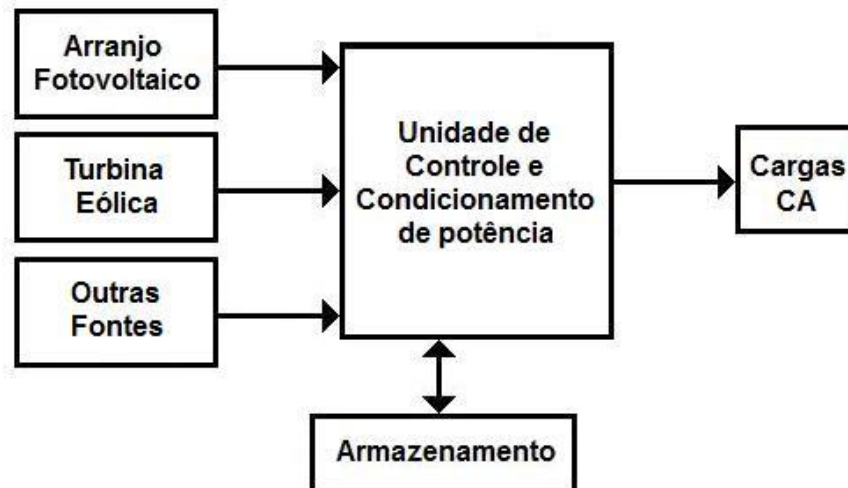
Sistemas isolados restringem-se a geração puramente fotovoltaica e utilizam um dispositivo de armazenamento, sendo utilizadas, geralmente, baterias para armazenamento de energia. Esse tipo de sistema serve para armazenar a energia elétrica excedente gerada durante o dia e atender ao consumo durante dias de baixa irradiação e para o uso à noite. Sistemas isolados são utilizados para atender a necessidade de energia elétrica de equipamentos elétrico/eletrônicos distantes da rede de distribuição. Esse tipo de sistema precisa ser superdimensionado para atender períodos críticos, com baixa irradiância diária ou devido ao aumento no consumo. A Figura 9 apresenta o esquema simplificado deste tipo de sistema. Em sistemas que necessitam armazenamento de energia em baterias é utilizado um dispositivo para controlar a carga e descarga da bateria.

**Figura 9** – Esquema simplificado de um sistema isolado.



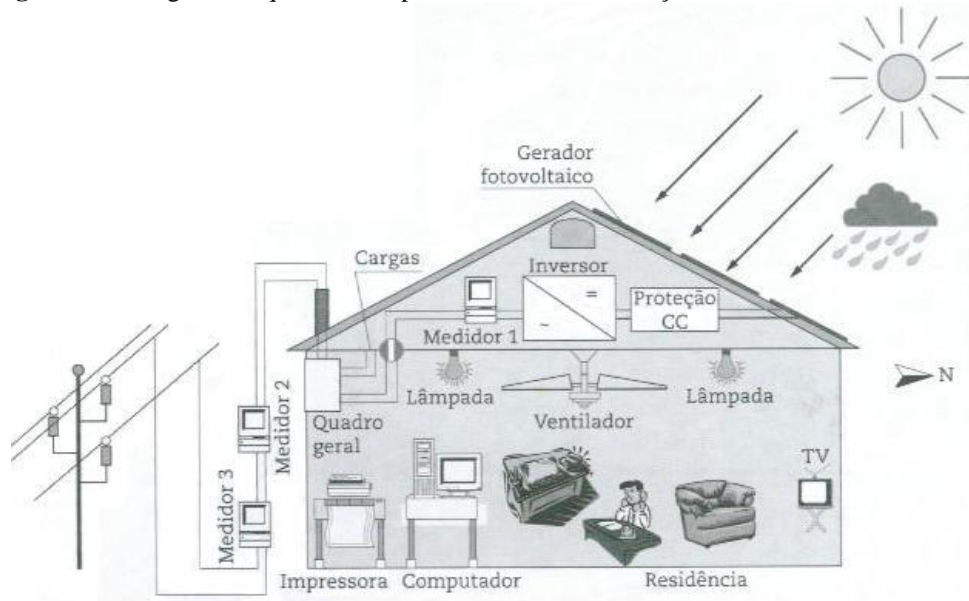
Sistemas híbridos apresentam outras fontes de energia complementares à geração fotovoltaica, como por exemplo, o gerador Diesel e turbinas eólicas (Figura 10). Essas fontes complementam a geração fotovoltaica, principalmente em momentos de baixa irradiação e à noite. São sistemas complexos que necessitam um controle adequado capaz de integrar os vários geradores, de forma a otimizar a operação.

**Figura 10** – Esquema simplificado de um sistema Híbrido.



Sistemas interligados à rede não necessitam utilização de baterias, visto que todo o excedente de energia gerada durante o dia é injetado na rede de distribuição. Por isso, é necessária a utilização de um inversor para converter a corrente contínua em corrente alternada. Seu dimensionamento geralmente é feito para que a energia fotovoltaica gerada anualmente seja igual ao consumo anual. A Figura 11 representa um sistema fotovoltaico conectado à rede.

**Figura 11** – Diagrama esquemático representando uma instalação fotovoltaica conectada à rede.



Fonte: ZILLES (2012).

O *net metering* é um mecanismo internacionalmente conhecido. Seu funcionamento é baseado no “crédito” energético. O excedente de energia injetada na rede de distribuição nos meses de maior geração gera “crédito energético” na conta de energia elétrica. Esse crédito é utilizado nos meses com consumo maior que geração. Com isso, edificações autossuficientes devem possuir esse crédito próximo de zero.

Instalações deste tipo vêm se tornando cada dia mais populares em diversos países europeus, no Japão, Estados Unidos e recentemente no Brasil. A potência instalada pode variar de alguns kWp para instalações com MWp, para instalações residenciais ou sistemas operados em empresas, respectivamente.

## COMPONENTES BÁSICOS

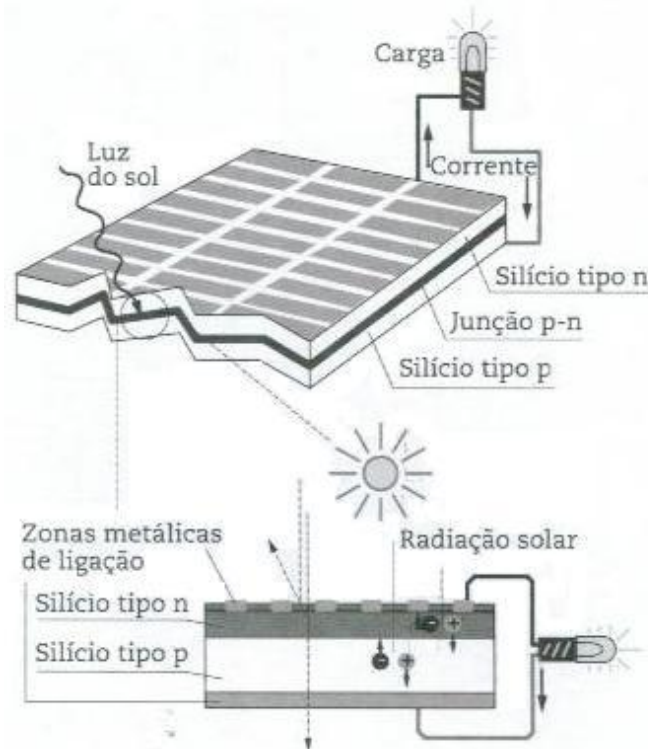
### 3.1 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

É a unidade básica de todo o sistema. O módulo fotovoltaico é composto por células fotovoltaicas em arranjos de modo a produzir tensão e corrente em níveis suficientes para utilização. As células são fabricadas, em sua maioria, em lâminas de silício com área entre  $50\text{cm}^2$  e  $150\text{cm}^2$  e espessura variando de 0,2 mm a 0,3 mm. Na parte superior da célula estão os contatos metálicos dispostos em forma de raios e tem a finalidade de coletar as cargas elétricas geradas com a exposição à luz solar.

Segundo ZILLES (2012) as células geram na máxima potência, em uma condição de sol de  $1000\text{ W/m}^2$  e temperatura de célula de  $25^\circ\text{C}$ , uma densidade de corrente da ordem de

32 mA/cm<sup>2</sup>, ou seja, cada célula gera uma corrente entre 1,5 A (50cm<sup>2</sup>) e 4,5 A (150cm<sup>2</sup>) numa tensão entre 0,46 V e 0,48 V. Elas são agrupadas em associações série e paralelo para produzir corrente e tensão adequada às aplicações elétricas a que se destinam. Como inicialmente os módulos eram utilizados para carregar baterias de 12 V, eles geralmente são constituídos por 36 células em série. A partir da configuração desejada, tamanho, potência, tensão e corrente, o conjunto é encapsulado para constituir o módulo fotovoltaico. O encapsulamento é realizado com materiais especiais, de forma a proporcionar a necessária proteção contra danos externos, contra intempéries, isolar eletricamente as células de contatos exteriores e fornecer rigidez mecânica ao conjunto. A Figura 12 apresenta alguns detalhes construtivos de uma célula fotovoltaica.

**Figura 12** – Detalhe de uma célula fotovoltaica vista em corte transversal.



Fonte: ZILLES (2012).

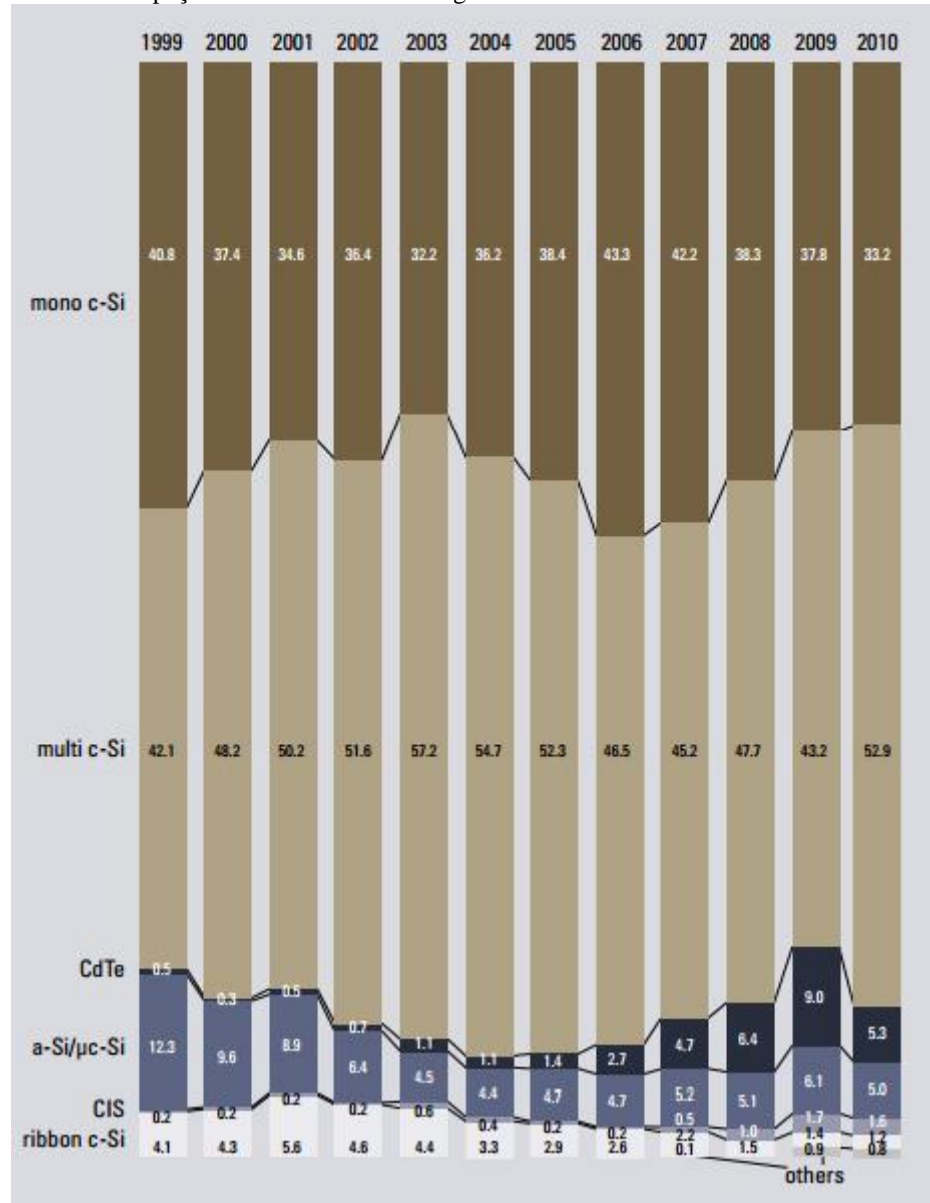
### 3.1.1 Célula Fotovoltaica

A célula fotovoltaica é responsável pela transformação da energia solar em energia elétrica utilizando-se material semicondutor. O semicondutor mais apropriado à conversão são aqueles que geram o maior produto corrente-tensão para a luz visível, visto que a maior parcela de energia encontra na faixa visível do espectro.

Os materiais mais utilizados, no ano de 2010, de acordo com a Figura 13, na fabricação das células fotovoltaicas são o silício monocristalino (33,2%) e policristalino (52,9%) e os

chamamos filmes finos: silício amorfo e silício microcristalino ( $\mu\text{-Si}$ ) (5%), telureto de cádmio (CdTe) (5,3%) e disseleneto de cobre (gálio) e índio (CIS e CIGS) (2,8%) (HERING, 2011).

**Figura 13** – Participação das diferentes tecnologias no mercado mundial de módulos fotovoltaicos.



Fonte: HERING (2011).

As células fotovoltaicas baseadas em silício podem ser constituídas de finas fatias, os *wafers*, de cristais de silício monocristalino ou policristalinos. Os primeiros são cristais homogêneos, que resultam em células de alto rendimento energético, produtos comerciais são encontrados com eficiência entre 12 e 16%. Porém, sua produção é cara e difícil devido às quantidades de material utilizado e a energia envolvida no processo. Os policristalinos são blocos compostos de inúmeros cristais e mais imperfeições, o que reduz um pouco sua



eficiência. Esse processo, porém torna-se mais barato devido à redução na energia necessária a fabricação, tornando esse tipo de célula mais barata e acessível.

As células de filmes finos surgiram como uma alternativa mais barata se comparadas aos *wafers* de silício cristalino. Contudo, esse tipo de célula apresenta menor eficiência de conversão e confiabilidade. Comercialmente, a eficiência dos filmes finos varia de 6% a 12%, sendo que o silício amorfo varia de 6% a 9%, CdTe 9% a 11% e o CIGS 10-12% (ABINEE, 2012). A cadeia produtiva deste tipo de célula envolve um menor número de etapas de processo, o que resulta no seu custo reduzido.

### 3.1.2 Características elétricas dos módulos

A célula fotovoltaica é um dispositivo gerador de eletricidade com características peculiares, tornando-as diferentes das fontes tradicionais de energia. O efeito fotovoltaico ocorre quando a célula é exposta à radiação solar e o aproveitamento desse efeito é consolidado por meio do campo elétrico da junção *p-n* e de um circuito elétrico externo. Se não for conectada a nenhuma carga aparecerá uma tensão conhecida como tensão de circuito aberto ( $V_{oc}$ ). Se estiver conectada a uma carga, haverá a circulação de corrente no circuito formado entre célula e carga (ZILLES, 2012).

Sendo assim, é possível representar a célula a partir de seus parâmetros elétricos de saída (corrente e tensão) em função de fatores que influenciam na entrada (temperatura da célula e irradiância).

As características mais importantes de um módulo fotovoltaico são a potência nominal, tensão e corrente. A potência do módulo é dada em  $W_p$ , e seu valor é determinado sob as condições padrão de teste (STC, *Standard Test Conditions*). Essas condições padrão de teste (ou condições de referência) são definidas para os valores de  $1000 \text{ W/m}^2$  de irradiância,  $25^\circ\text{C}$  de temperatura da célula e  $AM = 1,5$  para a massa de ar. A máxima potência é atingida quando se obtém a corrente de máxima potência ( $I_{mp}$ ) e a tensão de máxima potência ( $V_{mp}$ ).

Outros parâmetros importantes são a corrente de curto-circuito ( $I_{sc}$  – *Short circuit current*), corrente medida quando o módulo está em curto-circuito, e a tensão de circuito aberto ( $V_{oc}$  – *open circuit voltage*), tensão medida na saída do módulo sem carga.

A modelagem matemática dos módulos fotovoltaicos é obtida através do modelo de células isoladas. A célula fotovoltaica ideal é uma fonte de corrente variável, em que a corrente fotogerada ( $I_L$ ) varia de acordo com o nível de radiação no plano da célula e, com menor influência, da temperatura do dispositivo. Utilizando a lei de Kirchhoff, tem-se a expressão (1).

$$I = I_L - I_D \quad (1)$$

A corrente que flui através de um diodo ( $I_D$ ), em função da tensão é dada pela expressão (2).

$$I_D = I_0 \cdot \left[ e^{\left(\frac{e \cdot V}{m \cdot k \cdot T_c}\right)} - 1 \right] \quad (2)$$

Onde:

$I_0$  – corrente de saturação reversa do diodo no escuro [A];

$V$  – Tensão aplicada aos terminais do diodo [V];

$e$  – carga do elétron [C];

$m$  – fator de idealidade do diodo (entre 1 e 2 para o silício monocristalino);

$k$  – constante de Boltzmann [J/K];

$T_c$  – temperatura de operação da célula fotovoltaica [°C].

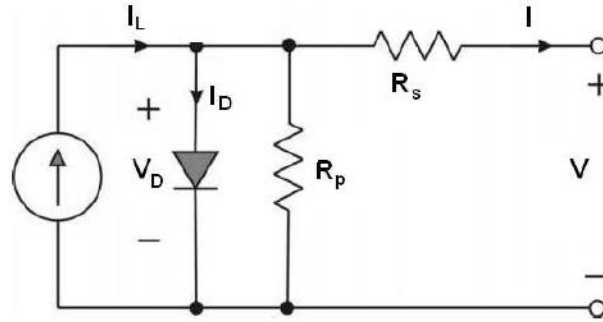
Dessa forma, tem-se que a Eq. (1) pode ser reescrita como mostrado na Eq. (3).

$$I = I_L - I_0 \left[ e^{\left(\frac{e \cdot V}{m \cdot k \cdot T_c}\right)} - 1 \right] \quad (3)$$

Verifica-se que, na condição de curto-circuito, quando  $V = 0$ , a corrente do dispositivo é a própria corrente fotogerada ( $I_L$ ), e, na condição de circuito aberto ( $I = 0$ ), a tensão pode ser calculada pela Eq. (4).

$$V_{oc} = \frac{m \cdot k \cdot T_c}{e} \ln \left( 1 + \frac{I_L}{I_0} \right) \quad (4)$$

Percebe-se que o circuito equivalente ideal, apresentado pela Eq. (4), não leva em consideração as perdas resistivas oriundas do processo de conversão fotovoltaica e transmissão da corrente fotogerada. O circuito representando uma célula real pode ser visto na Figura 14. Neste circuito, mais completo e complexo, são incluídas resistências série e paralelo levando em consideração as perdas internas. Esse circuito equivalente também é válido para módulos fotovoltaicos, onde  $R_s$  representa a resistência série que leva em conta as perdas ôhmicas do material, das metalizações e do contato metal-semicondutor, e  $R_p$  representa a resistência paralelo procedente das correntes parasitas entre as partes superior e inferior da célula, borda e do interior do material por irregularidades ou impurezas.

**Figura 14** – Circuito equivalente de uma célula fotovoltaica.

Fonte: CRUZ (2009).

Repetindo-se a análise anterior, para analisar o circuito equivalente real, obtêm-se a Eq. (5).

$$I = I_L - I_D - I_p \quad (5)$$

A parcela  $I_p$  representa as correntes de fuga. Assim, a Eq. (5) pode ser escrita como mostrado pela Eq. (6):

$$I = I_L - I_0 \left[ e^{\left( \frac{e \cdot V_D}{m \cdot k \cdot T_c} \right)} - 1 \right] - \frac{V + I \cdot R_s}{R_p} \quad (6)$$

Para módulos com apenas células conectadas em série, acrescenta-se um termo que representa o número de células conectadas em série,  $N_s$ , resultando na Eq. (7).

$$I = I_L - I_0 \left[ e^{\left( \frac{e(V + I \cdot R_s)}{N_s \cdot m \cdot k \cdot T_c} \right)} - 1 \right] - \frac{V + I \cdot R_s}{R_p} \quad (7)$$

As medidas de tensão e corrente podem ser desenhadas em uma curva característica ( $I - V$ ) do módulo, conforme visto na Figura 15. A corrente é influenciada pela irradiância como indicam as curvas para 600, 800 e 1000  $W/m^2$ . Quando a tensão é nula, tem-se o valor de corrente de curto-circuito ( $I_{sc}$ ). Analogamente, quando a corrente é nula, tem-se o valor da tensão de circuito aberto ( $V_{oc}$ ) (ABINEE, 2012).

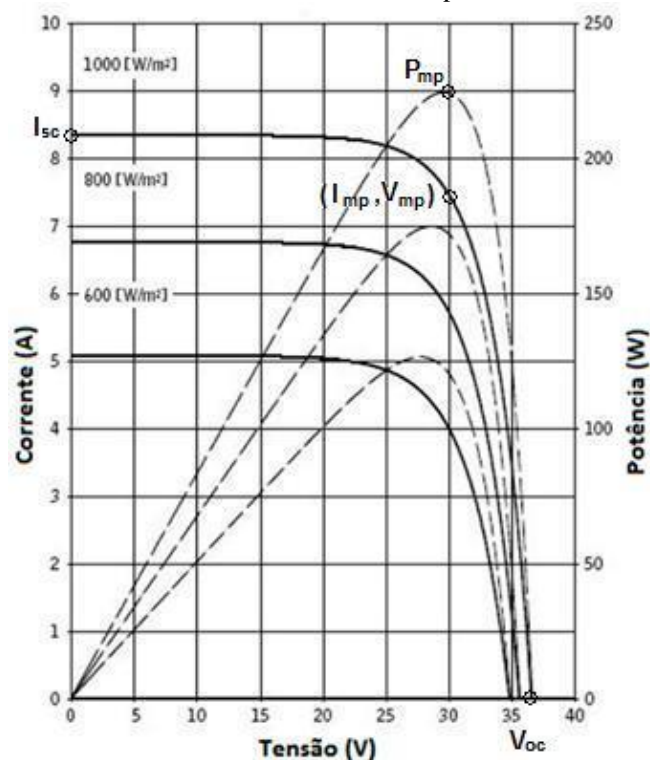
A parte útil da curva  $I - V$  é a que corresponde entre os pontos de tensão de circuito aberto ( $0, V_{oc}$ ) e o ponto de curto-circuito ( $I_{sc}, 0$ ). Nesses pontos não se produz energia, uma vez que a potência instantânea obtida a partir do produto entre corrente e tensão é igual a zero. A partir dessa curva, sob condições padrão de teste (STC), obtêm-se os principais parâmetros que determinam sua qualidade e desempenho, entre eles  $I_{sc}$ ,  $V_{oc}$ ,  $V_{mp}$ ,  $I_{mp}$  e  $P_{mp}$  (ZILLES, 2012).

- Tensão de circuito aberto,  $V_{oc}$ : tensão formada entre os terminais da célula quando não há carga conectada. Para células de silício monocristalino, esse

valor fica na faixa de 0,5 V – 0,7 V, enquanto as de silício amorfo ficam em torno de 0,6 V – 0,9V.

- Corrente de curto-circuito,  $I_{sc}$ : medida do fluxo de portadores de corrente quando os terminais da célula estão no mesmo nível de tensão, ou seja, curto-circuitados.
- Ponto de máxima potência.  $P_{mp}$ : ponto da curva  $(I_{mp}, V_{mp})$  onde ocorre a máxima transferência de potência da célula para a carga, e se localiza no “joelho” da curva I – V. (Figura 15)

**Figura 15** – Curva característica de módulo fotovoltaico para diferentes valores de irradiância.



Fonte: ABINEE (2012).

A máxima transferência de potência ocorre em razão de uma única combinação de valores de corrente e tensão, e é traçada fazendo-se a multiplicação ponto a ponto destes valores. Esse ponto é localizado no “joelho” da curvatura e possui valores típicos, chamados de  $I_{mp}$ ,  $V_{mp}$ . Esses valores podem ser estimados tendo como base  $I_{sc}$  e  $V_{oc}$ , conforme as Eqs. (8) e (9) (GOETZBERGER; HOFFMANN, 2005).

$$V_{mp} \approx (0,75 - 0,90)V_{oc} \quad (8)$$

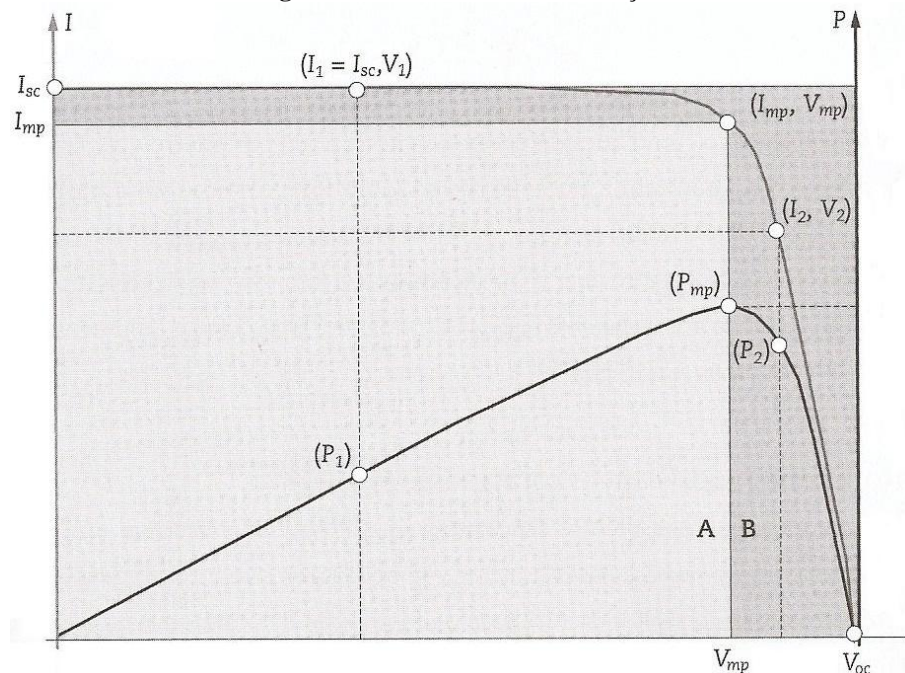
$$I_{mp} \approx (0,85 - 0,95)I_{sc} \quad (9)$$

Uma célula ou módulo fotovoltaico pode ter que trabalhar com potência baixa. Para esse caso, os pontos mostrados na Figura 16 são excursionados pela curva I – V de acordo com o valor da Potência.

O fator de forma FF (do inglês *fill factor*) é uma grandeza que representa quanto à curva característica se aproxima do ideal, ou seja, do retângulo formado com vértices em  $I_{sc}$  e  $V_{oc}$ . O FF depende muito das características de construção da célula (dopagem, tipo de semicondutor, conexão, etc.) e quanto melhor a qualidade das células do módulo mais próxima a forma retangular será sua curva I – V. O fator de forma pode ser definido pela razão entre as áreas dos retângulos A e B. A definição gráfica do fator de forma (FF) é apresentada na Figura 16. Matematicamente, esse fator é dado pela Eq. (10).

$$FF = \frac{I_{mp} \cdot V_{mp}}{I_{sc} \cdot V_{oc}} \quad (10)$$

**Figura 16** – Fator de forma: definição.



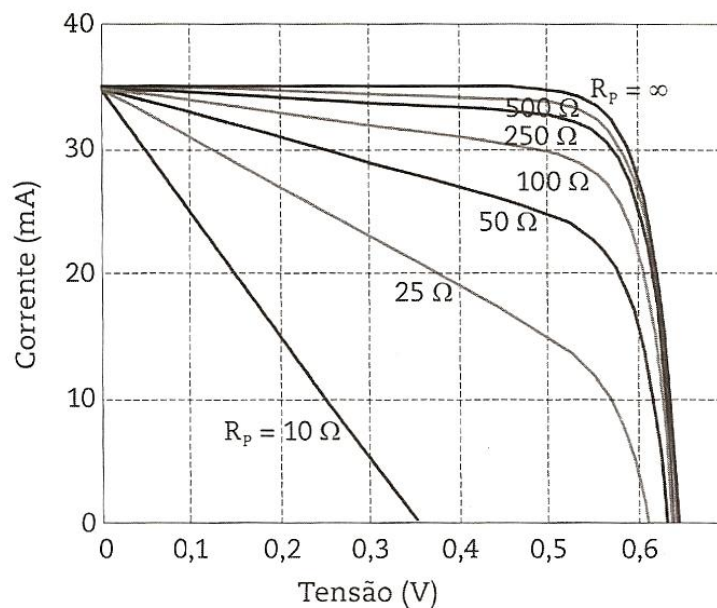
Fonte: ZILLES (2012).

### 3.1.3 Fatores que modificam as características elétricas

As características elétricas das células fotovoltaicas podem ser alteradas em razão de fatores intrínsecos e extrínsecos. Alguns fatores que influenciam na geração fotovoltaica são decorrentes do processo de fabricação e do material empregado, como a resistência série e paralelo e outros são fatores ambientais, como a irradiância e a temperatura de célula (ZILLES, 2012).

Dois parâmetros distintos afetam as características elétricas dos módulos fotovoltaicos: a resistência série ( $R_s$ ) e a resistência paralelo ( $R_p$ ). A resistência paralelo é originada de imperfeições na junção  $p-n$  devido a problemas na fabricação. Idealmente, quanto maior o valor de  $R_p$  significa que toda a corrente foto gerada é transferida para a carga. Para valores baixos, há circulação de corrente interna, reduzindo assim a corrente na junção e a tensão das células. A Figura 17 apresenta o comportamento da curva  $I - V$  com  $1 \text{ cm}^2$  para diferentes valores de  $R_p$  e irradiação e temperatura constantes (ZILLES, 2012).

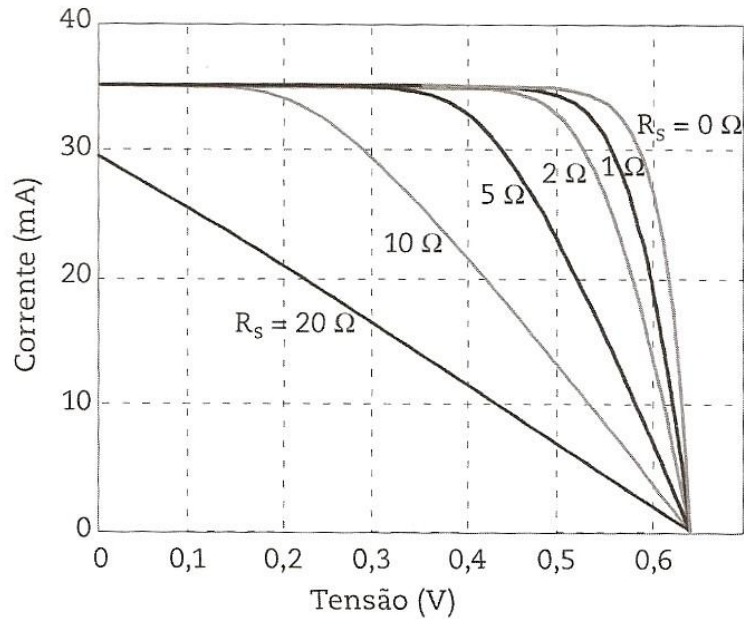
**Figura 17** – Efeito da variação da resistência paralelo nas características elétricas de uma célula fotovoltaica.



Fonte: ZILLES (2012).

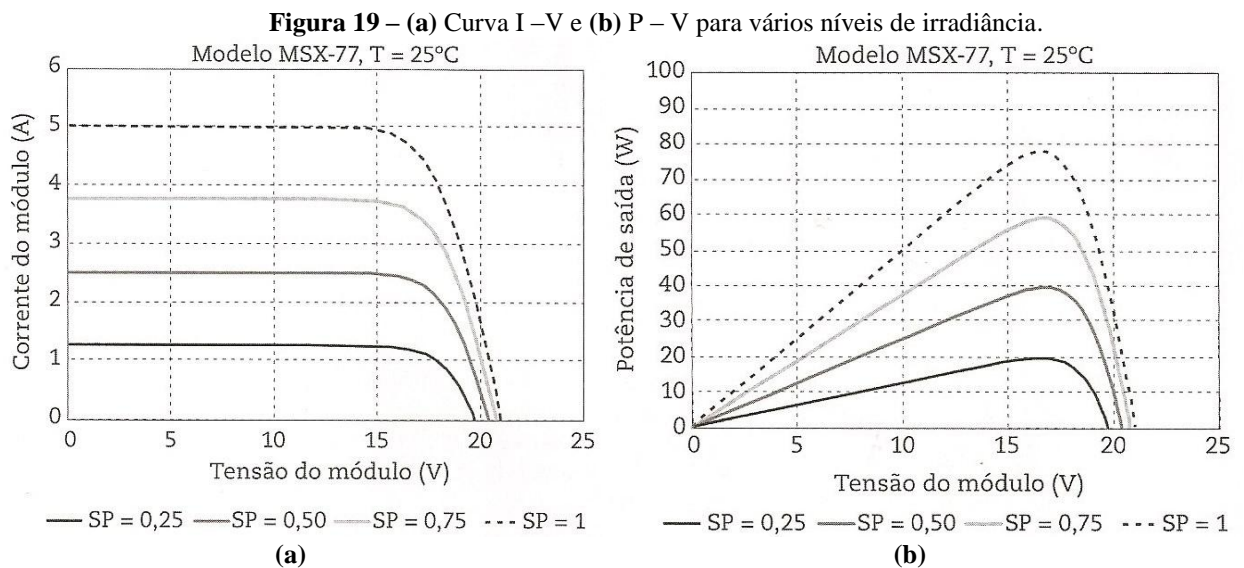
A resistência série é oriunda da própria resistência do semiconductor dopado, da resistência de contato entre o silício e os contatos metálicos, da resistência dos cabos e dos contatos metálicos. Quanto menor o valor de  $R_s$  menor a queda de tensão interna do gerador que limita a corrente foto gerada. O aumento da área dos contatos metálicos diminui o valor da resistência série, mas ao mesmo tempo diminui a quantidade de luz que incide na célula. A Figura 18 apresenta o comportamento da curva característica para diferentes valores de  $R_s$  e irradiância e temperatura constantes (ZILLES, 2012).

**Figura 18** – Efeito da variação da resistência série nas características elétricas de uma célula fotovoltaica.



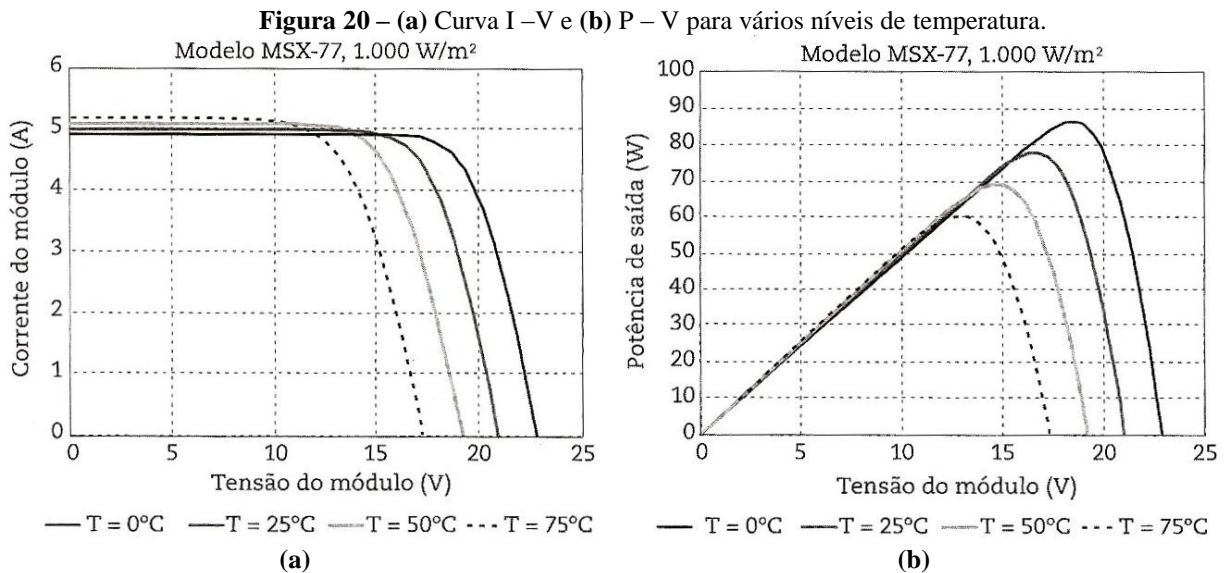
Fonte: ZILLES (2012).

Externamente à célula, os fatores que mais influenciam variações nos parâmetros elétricos são a radiação no plano incidente e a temperatura da célula. A Figura 19 ilustra as curvas  $I - V$  e  $P - V$  (potência *versus* tensão) para um módulo genérico (MSX-77) operando a uma temperatura de  $25^\circ\text{C}$  e diversos níveis de radiação solar. O valor de Sol Pleno (SP) refere-se à razão da irradiância incidente no plano do gerador pela irradiância de referência STC ( $1000 \text{ W/m}^2$ ). Nota-se que a corrente de curto-circuito cresce diretamente proporcional a radiação solar (ZILLES, 2012).



Fonte: ZILLES (2012).

A temperatura da célula também afeta os parâmetros elétricos. O aumento da temperatura na junção  $p-n$  leva à diminuição tensão de circuito aberto e a um pequeno aumento da corrente de curto-circuito. Isso faz com que haja uma redução no ponto de máxima potência para temperaturas com aumento da temperatura. Nota-se que a temperatura afeta principalmente a tensão de saída. Quando a temperatura na junção  $p-n$  aumenta, a tensão de circuito aberta diminui enquanto que a corrente de curto-circuito aumenta em menor proporção se comparado com a tensão de saída, como ilustrado na Figura 20. Para células de silício, a taxa de variação da tensão de circuito aberto assume valores típicos em torno de  $-2,3 \text{ mV}/^\circ\text{C}$ , para um cálculo aproximado.



A eficiência de conversão de energia, definida como a razão entre a máxima potência gerada e a potência incidente, pode ser calculada pela Eq. (11). A potência incidente depende exclusivamente do espectro de luz incidente no plano da célula.

$$\eta = \frac{P_{gerada}}{P_{incidente}} = \frac{(I_{mp} \cdot V_{mp})}{I_c \cdot A} \quad (11)$$

Onde:

$A$  – Área útil do módulo ( $\text{m}^2$ )

$I_c$  – Potência luminosa incidente ( $\text{W}/\text{m}^2$ )

### 3.1.4 Modelagem de um Gerador Fotovoltaico

Entre os fatores que alteram a potência produzida pelo módulo ou gerador fotovoltaico, a radiação solar incidente no seu plano e a temperatura de operação da célula são considerados os mais relevantes. A característica corrente – tensão descreve o comportamento



elétrico nos terminais sob influência desses fatores. A potência c.c. de entrada do inversor depende do ponto da curva I – V em que o gerador fotovoltaico esta operando. Idealmente, o inversor sempre deve operar no ponto de máxima potência ( $P_{mp}$ ) do gerador fotovoltaico, que varia ao longo do dia em função das condições ambientais (radiação solar e temperatura ambiente). Desta forma, os inversores empregados em Sistemas Fotovoltaicos possuem, em sua estrutura de condicionamento de potência, mecanismos para seguir o  $P_{mp}$ , de modo a maximizar a transferência de potência (ZILLES, 2012).

Por isso, os cálculos para obtenção da potência do gerador fotovoltaico geralmente consideram a operação em SPMP (seguidor do ponto de máxima potência). Os coeficientes utilizados no cálculo são conhecidos como “coeficiente de temperatura” e “eficiência de seguimento do ponto de máxima potência ( $\eta_{spmp}$ )”. De acordo com dados experimentais (Abella; Chenlo, 2004; Haeberlin, 2004; Hohm; Ropp, 2003), para potência c.c. superiores a 20% da potência nominal do inversor a eficiência pode chegar a 98%, enquanto que para valores menores a eficiência varia de 95% a 50%, dependendo do fabricante e da configuração.

**Tabela 1** – Coeficientes de temperatura para módulos comerciais (dados fabricante).

| Fabricante           | Módulo                    | $\frac{dI_{sc}}{dT} \cdot \frac{1}{I_{sc}} \left(\frac{1}{^{\circ}C}\right)$ | $\frac{dV_{oc}}{dT} \cdot \frac{1}{V_{oc}} \left(\frac{1}{^{\circ}C}\right)$ |
|----------------------|---------------------------|--|--|
| <b>LG</b>            | LG230R1C, c-Si            | 0,00067  | -0,0031  |
| <b>Hyundai</b>       | HIS-M 245-MG, c-Si        | 0,00048  | -0,0032  |
| <b>ALSTOM AG</b>     | ASA 240P-60, c-Si         | 0,00040  | -0,0032  |
| <b>Kyocera USA</b>   | KD 245GX-LFB2, c-Si       | 0,00060  | -0,0036  |
| <b>Suntech Power</b> | Pluto 245-Wdm, pluto/c-Si | 0,00051  | -0,0031  |

Fonte: SMA (2013).

A taxa de variação da máxima potência do módulo com a temperatura, chamado “coeficiente de temperatura do ponto de máxima potência” ( $\gamma_{mp}$ ) é dado pela Eq. (12).

$$\gamma_{mp} = \frac{dP_{mp}}{dT} \frac{1}{P_{mp}} = \left( \frac{dV_{mp}}{dT} \frac{1}{V_{mp}} + \frac{dI_{mp}}{dT} \frac{1}{I_{mp}} \right) \quad (12)$$

Usando aproximações mostradas pela expressão (13)

$$\frac{dV_{mp}}{dT} \cong \frac{dV_{oc}}{dT} \quad e \quad \frac{dI_{mp}}{dT} \cong \frac{dI_{sc}}{dT} \quad (13)$$

A partir deste coeficiente, que relaciona a variação da potência no ponto de máxima potência com a temperatura, pode-se calcular a máxima potência do módulo a partir da Equação (14).

$$P_{mp} = P_{nFV} \cdot \frac{H_{t,\beta}}{H_{ref}} [1 - \gamma_{mp}(T_c - T_{c,ref})] \quad (14)$$

Onde  $P_{mp}$  é a máxima potência fornecida pelo gerador fotovoltaico em uma dada condição de operação;  $P_{nFV}$  é a potência nominal do gerador fotovoltaico;  $H_{t,\beta}$  é a irradiância incidente no plano do gerador;  $T_c$  é a temperatura de operação da célula; e  $H_{ref}$  indica as condições de referência STC (1000 W/m<sup>2</sup>, 25°C e AM = 1,5) (ZILLES, 2012).

O valor calculado na Equação (14) representa o valor teórico ideal e não leva em conta as perdas no processo de seguimento do ponto de máxima potência (SPMP). A Equação (15) representa a potência CC entregue ao inversor.

$$P_{mp} = P_{nFV} \cdot \frac{H_{t,\beta}}{H_{ref}} [1 - \gamma_{mp}(T_c - T_{c,ref})] \eta_{SPMP} \quad (15)$$

A potência fotovoltaica na saída do gerador é igual a Eq. (16):

$$P_{FV} = P_{mp} \cdot \eta_{SPMP} \quad (16)$$

A temperatura da célula pode ser obtida através da Eq. (17):

$$T_c = T_a + H_{t,\beta} \left( \frac{TNOC - 20}{800} \right) 0,9 \quad (17)$$

onde a  $T_a$  é a temperatura ambiente medida (°C);  $H_{t,\beta}$  é a irradiância no plano do gerador (W/m<sup>2</sup>); TNOC é a temperatura nominal de operação (°C) fornecida pelo fabricante de módulos fotovoltaicos.

### 3.1.5 Arranjo dos Módulos

Sendo a célula fotovoltaica a unidade básica de um sistema fotovoltaico que atinge valores de tensão da ordem de 0,5 V a 1,5 V, é necessária a adoção de métodos para tornar esse dispositivo compatível com equipamentos elétricos de condicionamento de potência e armazenamento de energia. Os módulos, assim como as células em um módulo, podem ser conectados em série, paralelo ou simultaneamente em série e paralelo, dependendo da potência e tensão desejadas (CEPEL/CRESESB, 1999).

Em todos estes tipos de associações, problemas oriundos da não identidade das células e do funcionamento em situações indesejadas, aparecem e podem ocasionar sérios danos aos componentes da associação. Para minimizar e até mesmo evitar esses danos, em associações que envolvem um grande número de células faz-se necessário o uso de dispositivos de proteção tais como diodo de *bypass* e de bloqueio (HECKTHEUER, 2001).

Quando dispositivos fotovoltaicos são conectados em série as tensões são adicionadas e a corrente não é afetada, segundo as Eqs. 18 e 19. Neste caso assume-se que as correntes individuais são iguais (dispositivos são idênticos sob as mesmas condições de radiação e

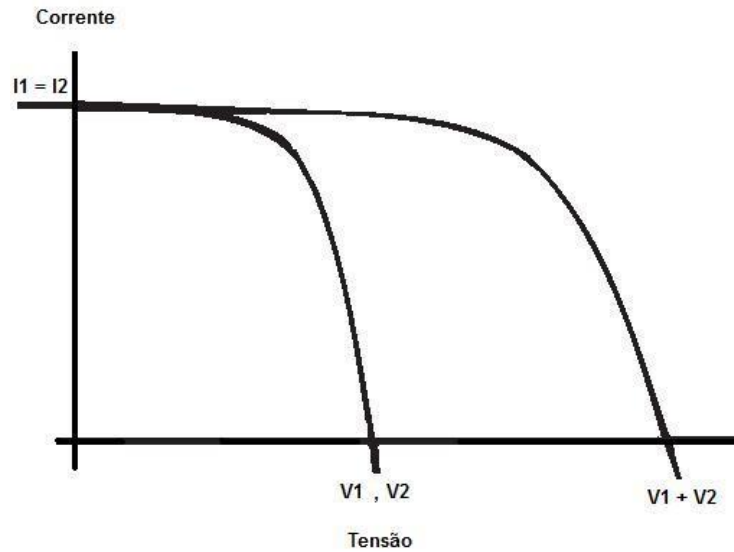
temperatura). O efeito da conexão em série é ilustrado na Figura 21, através da curva característica I – V é dado pelas Equações (18) e (19).

$$V = V_1 + V_2 + V_3 + \dots + V_N \quad (18)$$

$$I = I_1 = I_2 = \dots = I_N \quad (19)$$

Sempre que se deseja associar células em série, é conveniente que as mesmas tenham curvas características I – V o mais semelhante possível. Para esse caso, elas podem ser consideradas idênticas.

**Figura 21** – Curva I – V para conexão série de dois dispositivos fotovoltaicos.



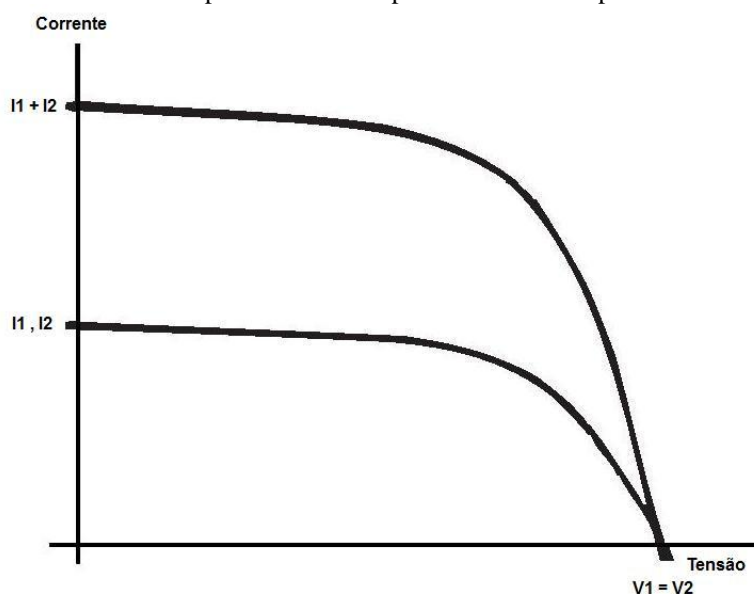
Modificado de: CEPTEL/CRESESB (1999).

Quando dispositivos são conectados em paralelo, as correntes são somadas enquanto a tensão é a mesma para ambos como mostrado pelas equações (20) e (21). A Figura 22 apresenta o efeito da conexão em paralelo.

$$I = I_1 + I_2 + I_3 + \dots + I_N \quad (20)$$

$$V = V_1 = V_2 = \dots = V_N \quad (21)$$

**Figura 22** – Curva I – V para conexão em paralelo de dois dispositivos fotovoltaicos.



Modificado de: CEPEL/CRESESB (1999).

### 3.1.6 Proteção de Módulos e Células Fotovoltaicas

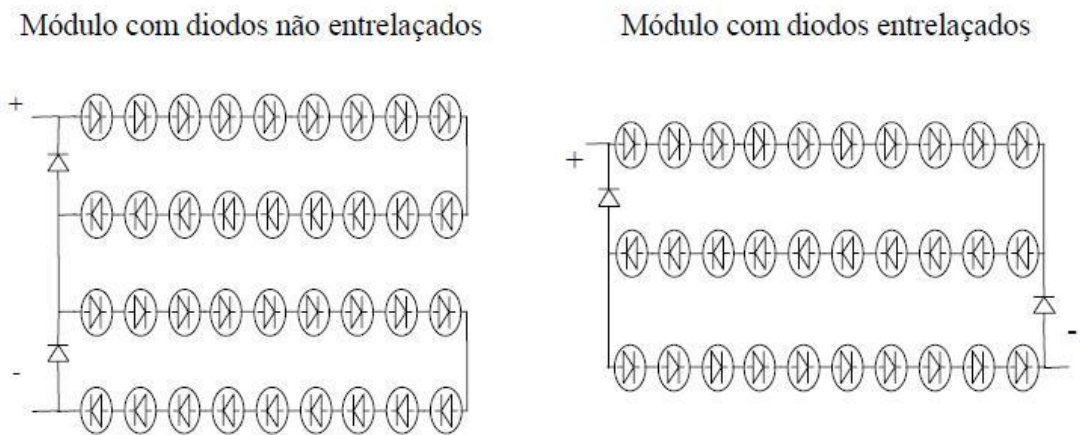
Para sistemas de fotovoltaicos de potências elevadas faz-se necessário o arranjo em série e/ou paralelo de painéis fotovoltaicos de modo a elevar os níveis de corrente e tensão a níveis apropriados com a aplicação. Suas características elétricas variam de acordo com a condição de operação. Diferenças entre características elétricas e situações de sombreamento, quando não há exposição ao sol de maneira uniforme ou até mesmo sujeira, podem ocasionar danos ao sistema devido ao aquecimento indevido das células. Como as células são conectadas em série, a corrente total dependerá da célula mais debilitada (menor corrente) ocasionando perda de energia associada. Ou seja, se a célula estiver completamente coberta, a corrente do conjunto tende a zero. Para evitar os problemas advindos dessas situações indesejadas, são adicionados ao sistema dispositivos de proteção, geralmente diodos com o objetivo de evitar o aparecimento de “pontos quentes” nos módulos com perda de potência (HECKTHEUER, 2001; ZILLES, 2012).

#### **Diodo de *bypass***

Segundo HECKTHEUER (2001), em associações série de células fotovoltaicas (módulos), as mesmas estão sujeitas a funcionarem como carga para as demais células. Neste caso, corre-se o risco de se ter uma tensão negativa aplicada nos seus extremos que seja maior que sua tensão de ruptura, ocasionando elevada dissipação de potência e conseqüentemente aquecimento que pode danificar a célula.

Para evitar o aquecimento da célula fotovoltaica, conecta-se em anti-paralelo aos extremos das células um diodo conhecido como diodo de *bypass*. Esse diodo serve de caminho alternativo para a corrente e limita a dissipação de energia na célula defeituosa. Em geral seu uso é feito em grupos de células, como visto na Figura 23, o que reduz o custo do módulo fotovoltaico em comparação a módulos que utilizam ligação de um diodo a cada célula. Em condições normais de operação, células idênticas e sem sombreamento, o diodo encontra-se reversamente polarizado, não permitindo que por ele circule corrente (c; ZILLES, 2012).

**Figura 23** – Ligação de diodo *Bypass* em módulos fotovoltaicos.

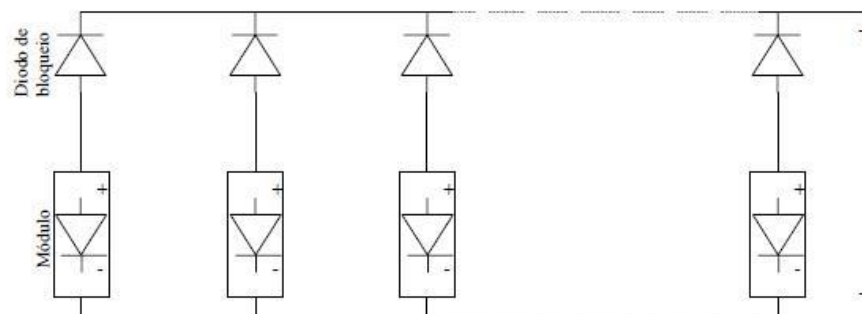


Fonte: HECKTHEUER (2001).

### Diodo de Bloqueio

Sistemas constituídos por vários ramos em paralelo, ramos estes constituídos por N módulos associados em série, podem ser protegidos contra corrente reversas que ocorrem por variação na tensão de saída de cada subgrupo por diodos de bloqueio conectados em série em cada um dos ramos, Figura 24. O ramo com menor tensão fica sujeito a funcionar como carga para os demais ramos. Desta forma, parte ou toda a corrente gerada pelos ramos de maior tensão circulará pelo ramo de menor tensão, ocasionando aquecimento e perda de energia (HECKTHEUER, 2001).

**Figura 24** – Ligação de diodo de bloqueio em módulos fotovoltaicos.



Fonte: HECKTHEUER (2001).

## 3.2 INVERSORES

Segundo CEPEL/CRESESB, 1999, o componente responsável pela conversão de corrente contínua (CC) em corrente alternada (CA) é comumente conhecido como “inversor” ou, mais genericamente, “conversor CC-CA”. Ele pode ser considerado o coração de um sistema fotovoltaico conectado à rede.

O inversor deve dissipar o mínimo de potência, evitando as perdas e deve produzir uma tensão com baixo teor de harmônicos e em sincronismo com a rede elétrica, se o Sistema Fotovoltaico estiver interligado à rede. Muitas vezes utilizam-se filtros para minimizar o conteúdo de harmônicos.

Os inversores usam um mecanismo de chaveamento para alternar o fluxo de corrente entre as direções positiva e negativa. Transistores de potência, retificadores controlados de silício (SCRs) e, mais recentemente, os IGBTs - *Insulated Gate Bipolar Transistors* são tipicamente usados como chaves semicondutoras.

O conversor estático, popularmente conhecido como inversor, utiliza dispositivos semicondutores que chaveiam a entrada CC, produzindo uma saída CA de frequência determinada.

Inversores monofásicos são geralmente adequados para aplicações de baixa potência (até 5 kW). Acima de 5 kW os inversores trifásicos são mais comuns. Geralmente a eficiência do inversor é mais alta para inversores com baixo autoconsumo e a eficiência aumenta quando a tensão de entrada CC cresce.

A escolha de um inversor interfere no desempenho, confiabilidade e custo de um Sistema Fotovoltaico. Quando estão no circuito, adicionam complexidade ao mesmo, mas possuem os atrativos de facilitar a instalação elétrica e permitir o uso de acessórios convencionais (TVs, vídeos, geladeiras etc).

### 3.2.1 Tipos de Inversores

Existem, basicamente, dois tipos de inversores: os comutados pela rede (comutação natural) e os auto-comutados (comutação forçada). No primeiro, o processo de inversão é controlado pela tensão da rede elétrica; no auto-comutado, o controle é realizado pelo próprio inversor. Inversores isolados comumente operam com tensões de entrada de 12, 24, 48 ou 120 Volts (CC) que geralmente são convertidos em 120 ou 240 Volts (CA), na frequência de 60 ou 50 Hertz.

Para especificar um inversor, é necessário considerar tanto a tensão de entrada CC quanto a tensão de saída CA. Além disso, todas as exigências que a carga fará ao inversor

devem ser observadas, não somente em relação à potência, mas também variação de tensão, frequência e forma de onda.

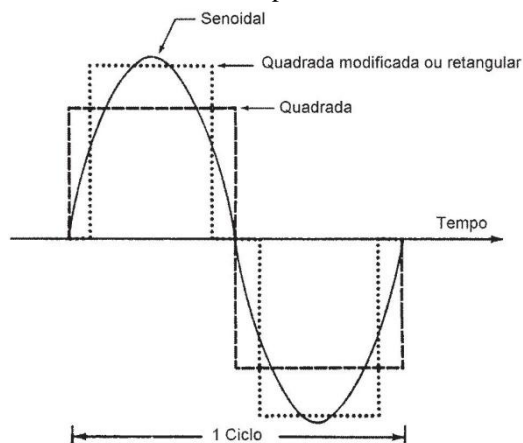
Os inversores são dimensionados levando-se em consideração basicamente dois fatores. O primeiro é a potência elétrica que deverá alimentar, em operação normal, por determinado período de tempo. O segundo é a potência de pico necessária para a partida de motores e outras cargas, que requerem de duas a sete vezes a potência nominal para entrarem em funcionamento.

A tensão de entrada CC e a variação de tensão aceitável devem ser especificadas no lado de entrada do inversor. Algumas características que devem ser consideradas na especificação de um inversor são apresentadas a seguir:

### ***Forma de onda***

Os inversores geralmente são classificados de acordo com o tipo de tensão CA produzida. A Figura 25 ilustra os três tipos mais comuns de formas de onda: quadrada, quadrada modificada ou retangular e senoidal.

**Figura 25** – Formas de ondas típicas dos inversores monofásicos.



Fonte: CEPEL/CRESESB (1999).

A forma de onda de saída é uma indicação da qualidade e custo do inversor. Ela depende do método de conversão e filtragem utilizados para suavizá-la e eliminar os harmônicos indesejáveis que resultam do processo de conversão.

Em geral, todo inversor deve ser dimensionado com uma folga de potência (10 a 20%) para aumentar a confiabilidade e sua vida útil.

### **3.2.2 Eficiência na conversão de potência**

A seleção de um inversor de boa qualidade é fundamental para assegurar um bom desempenho do sistema fotovoltaico em termos de produtividade e segurança. No projeto,

devem-se considerar características como níveis de tensão e corrente, eficiência de conversão, durabilidade e segurança.

Além da conversão da potência em corrente contínua em potência alternada, para injeção na rede de distribuição, o inversor deve ser capaz de efetuar o seguimento do ponto de máxima potência do gerador fotovoltaico, para que sempre esteja disponível na entrada do inversor a máxima potência que o gerador pode suprir em determinadas condições de irradiância e temperatura.

A potência de saída dos inversores pode ser calculada pelo modelo proposto por Schmidt, Jantsch e Schmid (1992), que constataram que a eficiência de conversão é uma função dependente do autoconsumo e do carregamento. Com base nos efeitos físicos, representados pelos parâmetros  $k_0$ ,  $k_1$  e  $k_2$ , propôs-se a Equação (22).

$$\eta_{inv}(P_{saída}) = \frac{P_{saída}}{P_{entrada}} = \frac{p_{saída}}{p_{saída} + k_0 + p_{saída}k_1 + p_{saída}^2k_2} \quad (22)$$

$$p_{saída} = \frac{P_{saída}}{P_{nINV}} \quad (23)$$

Onde  $p_{saída}$  é a potência de saída do sistema fotovoltaico normalizada com relação à potência nominal do inversor. O parâmetro  $k_0$  representa o autoconsumo do dispositivo e não depende da potência de saída. Os parâmetros  $k_1$  e  $k_2$  referem-se às perdas por carregamento do inversor, sendo que o primeiro termo leva em conta as perdas que variam linearmente com a potência de saída, como as quedas de tensão em diodos e dispositivos de chaveamento, enquanto que o segundo termo leva em conta, principalmente, as perdas ôhmicas.

Na prática, para se determinar os valores dos parâmetros característicos  $k_0$ ,  $k_1$  e  $k_2$ , utilizam-se as Equações (24), (25) e (26) (ZILLES, 2012).

$$k_0 = \frac{1}{9} \frac{1}{\eta_{inv100}} - \frac{1}{4} \frac{1}{\eta_{inv50}} + \frac{5}{36} \frac{1}{\eta_{inv10}} \quad (24)$$

$$k_1 = -\frac{4}{3} \frac{1}{\eta_{inv100}} + \frac{33}{12} \frac{1}{\eta_{inv50}} - \frac{5}{12} \frac{1}{\eta_{inv10}} - 1 \quad (25)$$

$$k_2 = \frac{20}{9} \frac{1}{\eta_{inv100}} - \frac{5}{2} \frac{1}{\eta_{inv50}} + \frac{5}{18} \frac{1}{\eta_{inv10}} \quad (26)$$

Onde  $\eta_{inv100}$ ,  $\eta_{inv50}$  e  $\eta_{inv10}$  são os valores instantâneos de eficiência do inversor a 100%, 50% e 10% da potência nominal, respectivamente. Esses valores são obtidos de acordo com a curva de eficiência do inversor, como mostrado na Figura 26. Esses dados são fornecidos pelo fabricante.

Como o valor da eficiência de conversão depende das perdas nele envolvidas, obtêm-se:



$$p_{perdas} = p_{FV} - p_{saída} = (k_0 + p_{saída}k_1 + p_{saída}^2k_2) \quad (27)$$

$$p_{FV} = \frac{p_{saída}}{\eta_{inv}} = p_{saída} + (k_0 + p_{saída}k_1 + p_{saída}^2k_2) \quad (28)$$

Onde:

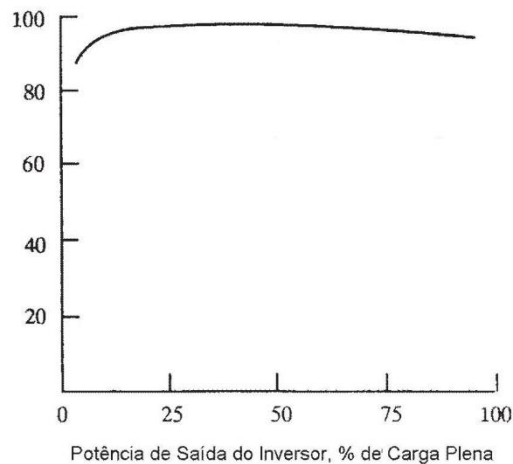
-  $p_{FV}$  é a potência fotovoltaica normalizada em função da potência nominal do inversor ( $P_{INV}$ ).

-  $p_{saída}$  é a potência de saída do sistema fotovoltaico normalizada em função da potência nominal do inversor ( $P_{INV}$ ).

Eficiência é a relação entre a potência de saída e a potência de entrada do inversor, para uma carga resistiva. A Figura 26 mostra a eficiência típica de um inversor para cargas resistivas. Uma comparação mais útil é a eficiência do inversor para cargas indutivas, que são os tipos de cargas mais frequentemente alimentadas pelo inversor.

**Figura 26** – Eficiência típica dos inversores.

Eficiência, %



Fonte: CEPEL/CRESESB (1999).

A eficiência de inversores isolados varia significativamente com o tipo de carga. É bastante difícil medir a potência de saída quando a tensão de saída é não-senoidal, em função do maior número de harmônicos existentes.

Segundo CEPEL/CRESESB (1999), a eficiência dos inversores varia, normalmente, na faixa de 50 a 90%. Deve-se projetar um inversor visando alcançar eficiência superior a 90%. Os valores especificados nos catálogos de fabricantes são os valores máximos que podem ser obtidos. Quando operando alguns motores, a eficiência real pode ser inferior a

50%. A eficiência de muitos inversores tende a ser mais baixa quando estão operando bem abaixo da sua potência nominal.

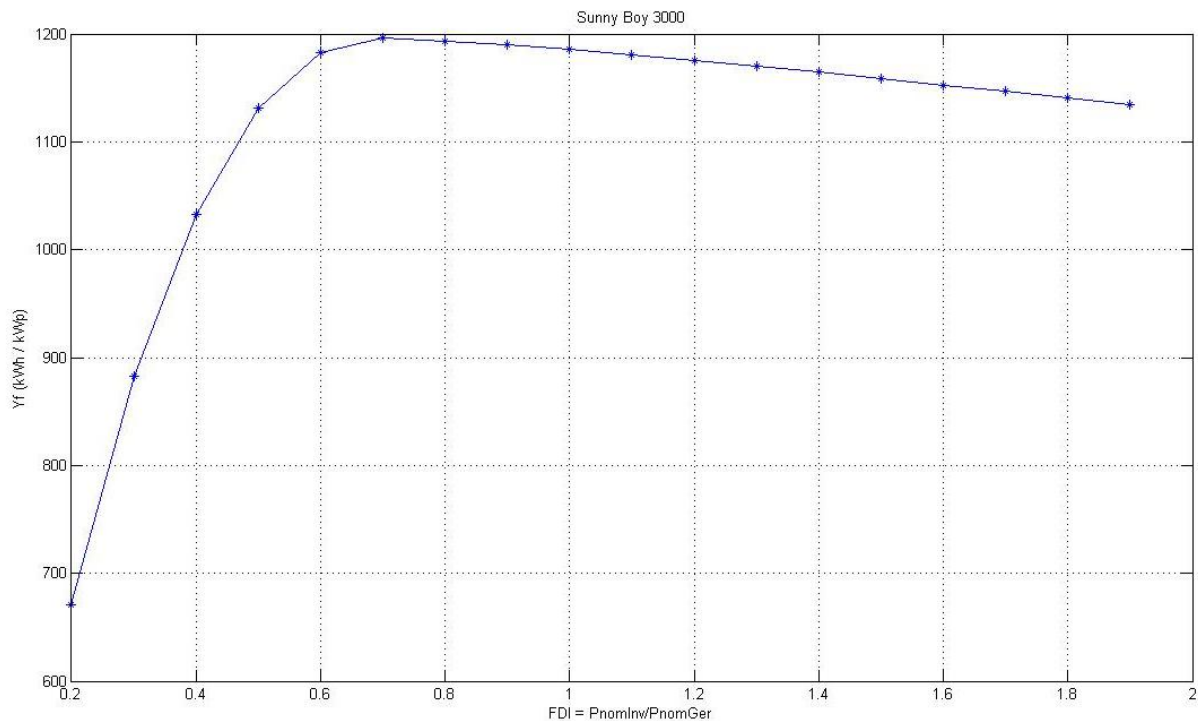
### 3.2.3 Fator de Dimensionamento do Inversor

O fator de dimensionamento do inversor (FDI) representa a razão entre a potência nominal do inversor, ( $P_{nINV}$ ) e a potência nominal ou de pico do gerador fotovoltaico ( $P_{nFV}$ ). O valor FDI, por exemplo, de 0,7 indica que a capacidade do inversor é 70% da potência nominal ou de pico do gerador fotovoltaico (ZILLES, 2012).

$$FDI = \frac{P_{nINV}}{P_{nFV}} \quad (29)$$

Este conceito auxilia na determinação da potência do inversor, correlacionando o conceito de FDI apresentado. Para auxiliar na escolha do FDI, geralmente se utiliza a curva de sensibilidade da produtividade ( $Y_f$ ) em função do fator de dimensionamento do inversor (FDI), como mostrado na Figura 27. A produtividade de um sistema fotovoltaico conectado à rede ( $Y_f$ ) é a energia produzida por ele em um ano pela potência nominal do gerador

**Figura 27** – Produtividade de SFCR ( $Y_f$ ) em função do fator de dimensionamento do inversor.



Adaptado de: ZILLES (2012).

Pode ser observado que a diferença, em termos de produtividade anual, para valores de FDI superiores a 0,55 é pequena, pouco superior a 50 kWh/kWp.ano.

O sobredimensionamento do gerador fotovoltaico pode melhorar o funcionamento do sistema, mais particularmente do inversor, em dias nublados ou no nascer e pôr do sol, forçando o equipamento a entregar uma energia de melhor qualidade, o que não ocorre para níveis baixos de potência. Porém, o sobredimensionamento excessivo pode submeter o inversor a aquecimento excessivo, diminuindo sua vida útil.

A produtividade é ligeiramente afetada para valores de FDI superiores a unidade e as perdas aumentam significativamente para valores inferiores a 0,6, em que o processo de limitação de potência passa a ser mais significativo.

### 3.3 MEDIÇÃO DE ENERGIA

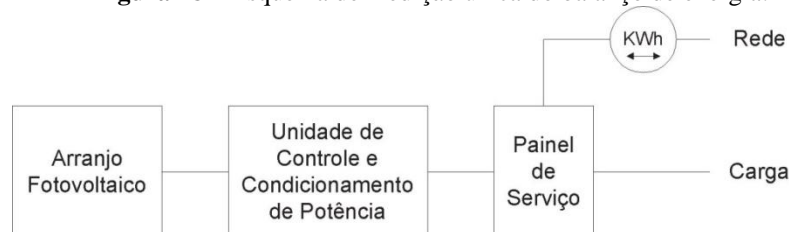
Existem basicamente três tipos de conexão quanto à forma de medição de energia. Todas elas devem atender as exigências de qualidade de energia da concessionária local quanto aos limites em distorção harmônica, desvios de frequência e fator de potência (CEPEL/CRESESB, 1999).

Os fluxos de energia nas edificações são medidos por contadores de kWh, necessários para contabilizar a energia comprada da rede de distribuição, da energia vertida a rede e a gerada pelo sistema fotovoltaico.

#### 3.3.1 Medição única do Balanço de Energia

Esta opção de medição, mostrada na Figura 28, depende da remuneração paga pela concessionária. Se o preço da energia gerada entregue a concessionária for o mesmo da compra, um único medidor registra a entrada e saída de energia elétrica na residência. Ao final do período, resulta no valor da diferença entre energia consumida e entregue à rede (CEPEL/CRESESB, 1999).

**Figura 28** – Esquema de medição única do balanço de energia.

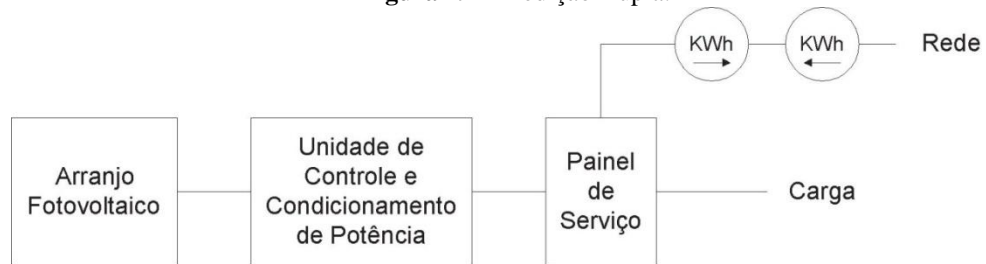


Fonte: CEPEL/CRESESB (1999).

### 3.3.2 Medição Dupla

Esse tipo de medição utiliza dois medidores e cada medidor opera em um sentido, registrando separadamente a compra e a venda de energia à rede. Desta maneira, um valor diferente de tarifa pode ser atribuído a cada uma das parcelas. A cada instante apenas um dos medidores estará em operação dependendo do sentido do fluxo de potência, ou seja, da diferença entre demanda e potência gerada pelo sistema fotovoltaico (CEPEL/CRESESB, 1999).

**Figura 29** – Medição Dupla.

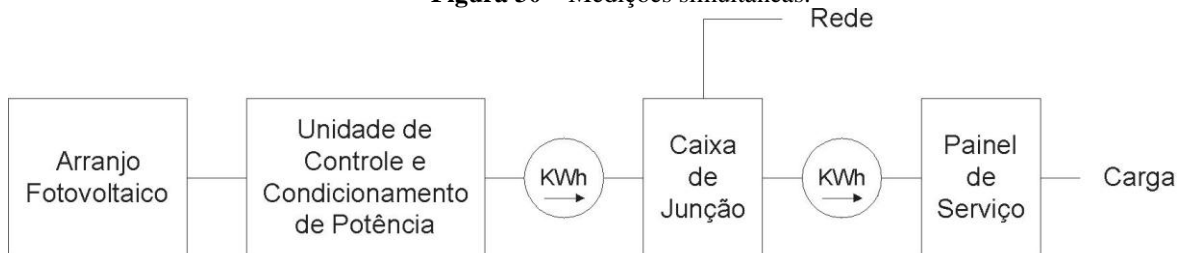


Fonte: CEPEL/CRESESB (1999).

### 3.3.3 Medições Simultâneas

Para medições mais precisas sobre o consumo de energia e produção do Sistema Fotovoltaico, pode-se adotar o sistema proposto na Figura 30. Como pode ser visto a conexão à rede é feita independente do painel de serviço local, evitando qualquer interferência do circuito de consumo local com a geração e/ou tarifação de energia (CEPEL/CRESESB, 1999).

**Figura 30** – Medições simultâneas.



Fonte: CEPEL/CRESESB (1999).

## **4 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA E POLÍTICAS DE INCENTIVO**

A geração distribuída é entendida pelos setores energéticos mundiais como produção energética próxima ao consumo. Trata-se de uma forma de geração energética bastante utilizada desde o início da industrialização até a primeira metade do século XX, período em que a energia motriz da indústria era praticamente toda gerada localmente. Recentemente ganhou novamente a atenção de grupos de pesquisa (ZILLES, 2012).

Na década de 40, a geração em centrais de grande porte ficou mais barata, reduzindo o interesse pela geração distribuída e, por consequência, cessou o incentivo ao desenvolvimento tecnológico para esse tipo de geração. Dessa forma, o abastecimento de energia elétrica é suprido quase que hegemonicamente pela construção de grandes usinas geradoras. Porém, como essas usinas estão distantes dos centros de consumo, faz-se necessário automaticamente associar extensas linhas de transmissão e complexos sistemas de distribuição para levar a energia aos consumidores finais (ZILLES, 2012).

Essa solução resolveu o equacionamento entre oferta e demanda até o fim do século XX, quando fatores pressionaram a busca por formas diferentes de aumentar a oferta de energia. Os principais fatores que impulsionaram essa busca foram: crises do petróleo (1970), restrições ambientais, escassez de potenciais para a instalação de grandes empreendimentos energéticos, extensos prazos para construção dessas usinas, fortes impactos ambientais provocados e o grande endividamento que resulta da instalação de uma grande usina (dificuldade de conseguir empréstimos e cumprimento de cronogramas) (ZILLES, 2012).

Dentro desse contexto que tecnologias de conversão energética de pequeno porte e com baixo impacto ambiental ganham atenção, fazendo surgir o interesse pela geração distribuída (ZILLES, 2012).

### **4.1 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA**

No Brasil, a geração distribuída consolida um passo importante em seu desenvolvimento quando é mencionada, na Lei nº 10.848/04, como uma possível fonte de geração de energia. No artigo 14 do Decreto nº 5.163/04 considera-se geração distribuída a produção de energia elétrica proveniente de empreendimentos de agentes concessionários, permissionários ou autorizados, conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador. A exceção se faz às hidrelétricas com capacidade instalada superior a 30 MW e às termelétricas, inclusive de cogeração, com eficiência inferior a 75%.

Para o *International Council on Large Electric Systems* (CIGRÉ) a geração distribuída possui potências menores que 50 MW e é usualmente conectada à rede de distribuição. É uma forma de geração planejada e despachada de modo descentralizado, sem haver um órgão que comande suas ações. Segundo o *Institute of Electrical and Electronics Engineers* (IEEE), a geração distribuída é definida como uma forma de geração de energia que ocorre a partir de unidades de geração de pequeno porte conectadas ao sistema de distribuição e próximas ao consumo (ZILLES, 2012).

Ao se considerar a geração distribuída como unidade de geração conectada à rede de distribuição, sua localização ocorre, conseqüentemente, próximo à carga, podendo ser utilizada para suprir o autoconsumo residencial, comercial e industrial, com ou sem produção de excedentes injetados na rede. Por isso, esse tipo de geração pode colaborar na solução de necessidades locais do sistema de distribuição, sendo pensada como ferramenta de planejamento energético. Nesse contexto, pode-se atender à expansão da demanda em uma região da rede local, o abastecimento da demanda no horário de ponta ou até mesmo garantir o atendimento de cargas prioritárias.

## 4.2 RESOLUÇÕES ANEEL

A resolução normativa nº 482, de 17 de Abril de 2012, estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica e o sistema de compensação de energia elétrica, visando a reduzir as barreiras regulatórias existentes para conexão de geração de pequeno porte na rede de distribuição. A resolução classifica geração distribuída da seguinte forma:

- Microgeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 100 kW e que utilize fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa e cogeração qualificada, conectada à rede elétrica de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras.
- Minigeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 100 kW e menor ou igual a 1 MW para fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa e cogeração qualificada, conectada à rede elétrica de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras.

O sistema de compensação (*net metering*) de energia elétrica, segundo a resolução, é definido como o sistema no qual a energia ativa gerada por unidade consumidora com

microgeração e minigeração distribuída compense o consumo de energia elétrica ativa. O consumo a ser faturado, referente à energia elétrica ativa, é a diferença entre a energia consumida e a injetada. Neste caso, o excedente que não tenha sido compensado no ciclo de faturamento corrente pode abater o consumo de meses subsequentes. Esse excedente, não compensado na própria unidade residencial consumidora pode compensar o consumo de outras unidades consumidoras, cujo titular, pessoa física, seja o mesmo da unidade com sistema de compensação, se estas forem atendidas pela mesma distribuidora. Os créditos, isto é, o excedente não compensado, expirarão 36 meses após a data de faturamento.

Outro fato importante citado na resolução diz respeito à medição de energia elétrica. Os custos referentes à adequação do sistema de medição são de responsabilidade do interessado em implantar o sistema de compensação.

As medidas incluídas na resolução são fundamentais para incentivar e promover o uso da energia solar fotovoltaica visto que simplificam o processo de registro e reduzem os prazos para adequação e efetivação da conexão.

Simultaneamente, foi publicada pela ANEEL a Resolução Normativa nº 481, de 17 de Abril de 2012, que estipulou, para a fonte solar com potência injetada nos sistemas de transmissão e distribuição menor ou igual a 30 MW, o desconto de 80%, para os empreendimentos que entrassem em operação comercial até 31/12/2017, nas tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e distribuição – TUST e TUSD. Este desconto será aplicável nos 10 primeiros anos de operação da usina e reduzido para 50% após o décimo ano de operação. Para empreendimentos que entrarem em operação comercial após a data inicial estipulada farão jus ao desconto de 50% nas referidas tarifas.

#### **4.3 P&D ESTRATÉGICO DA ANEEL**

Em agosto de 2011, a ANEEL tornou pública a chamada N°013/2011 “Arranjos técnicos e comerciais para inserção da geração solar fotovoltaica na matriz energética brasileira”. O objetivo foi atrair projetos de pesquisa e desenvolvimento nessa área, incluída pela agência na lista de temas estratégicos.

Alguns dos objetivos gerais listados a serem buscados pelos projetos de P&D são:

- Facilitar a inserção da geração solar fotovoltaica na matriz energética brasileira;
- Viabilizar economicamente a produção, instalação e monitoramento da geração solar fotovoltaica para injeção de energia elétrica nos sistemas de distribuição e/ou transmissão;

- Incentivar o desenvolvimento no país de toda a cadeia produtiva da indústria solar fotovoltaica com a nacionalização da tecnologia empregada;
- Fomentar o treinamento e capacitação de técnicos especializados nesta área;
- Estimular a redução de custos da geração fotovoltaica visando a promover a competição com as demais fontes de energia;
- Propor e justificar aperfeiçoamentos regulatórios e/ou desonerações tributárias que favoreçam a viabilidade econômica da geração solar fotovoltaica, assim como o aumento da segurança e confiabilidade do suprimento de energia.

Essas medidas visam a estimular a criação de um mercado fotovoltaico nacional, buscando o desenvolvimento nacional de células com tecnologias que permitam atingir um nível de competitividade global, visto que, atualmente, o Brasil não detém tecnologia suficiente para produção de células fotovoltaicas.



## 5 DIMENSIONAMENTO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE

O projeto de um Sistema fotovoltaico é a otimização da relação entre a energia fornecida pelo Sol e convertida em energia elétrica e a demanda de energia da carga. Neste capítulo são detalhadas as etapas de modelagem e de dimensionamento de um Sistema Fotovoltaico conectado à rede, sendo condicionado às particularidades locais da instalação, que são, basicamente, a radiação solar incidente no plano do gerador fotovoltaico e a temperatura ambiente do local.

### 5.1 IRRADIÂNCIA E TEMPERATURA NO LOCAL

Os dados de irradiância e temperatura foram adquiridos com o auxílio do *software* RADIASOL2, desenvolvido pelo Laboratório de Energia Solar da Universidade Federal do Rio Grande do Sul. O programa utiliza de modelos matemáticos para determinar os valores de temperatura e irradiância no local, levando em consideração ainda a inclinação do módulo e a orientação para determinar o valor da irradiância no plano do gerador. A origem dos dados tem como base os mapas da SWERA (*Solar and Wind Energy Resources Assessment*).

A Tabela 2 mostra, para a cidade de Porto Alegre, os fatores de correção que determinam a diminuição da radiação solar disponível para desvios de orientação e inclinação do plano do gerador. Utilizou-se o a inclinação 30° como sendo ótima, visto que as perdas por desvio de inclinação, de 20° para 30°, são da ordem de 1,3% (Tabela 2). Na média, a irradiância no plano inclinado não irá variar significativamente com a variação na inclinação de 20° para 30°. Porém, nota-se que, quanto menor o ângulo de inclinação, maior será a variação anual no valor da irradiância no plano inclinado. Ou seja, diminuindo o ângulo de inclinação a irradiância no plano do gerador irá aumentar no solstício de verão enquanto que no solstício de inverno a irradiância irá diminuir comparativamente.

**Tabela 2** – Fatores de correção segundo a orientação ( $\gamma$ ) e inclinação ( $\beta$ ) do gerador fotovoltaico para a cidade de Porto Alegre.  
(Disponibilidade teórica anual ótima: 1581 kWh/m<sup>2</sup>)

| $\beta \backslash \gamma$ | 0°    | 10°   | 20°   | 30°   | 40°   | 50°   | 60°   | 70°   | 80°   | 90°   |
|---------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 0°                        | 0,967 | 0,994 | 1,000 | 0,987 | 0,954 | 0,903 | 0,836 | 0,753 | 0,660 | 0,560 |
| ±25°                      | 0,967 | 0,990 | 0,994 | 0,978 | 0,944 | 0,892 | 0,826 | 0,747 | 0,658 | 0,565 |

Fonte: ZILLES (2012).

Os valores de irradiância para a cidade de Porto Alegre correspondentes à inclinação horizontal igual à 20° e 30°, apresentados mês a mês, podem ser vistos nas Tabelas 3 e 4, respectivamente.

Adotou-se que o plano do gerador possui inclinação igual à latitude do local, ou seja, inclinação de 30° com relação a horizontal (Tabela 4). A Figura 31 apresenta os dados da Tabela 4.

**Tabela 3** – Média mensal dos valores de Irradiância para a cidade de Porto Alegre.

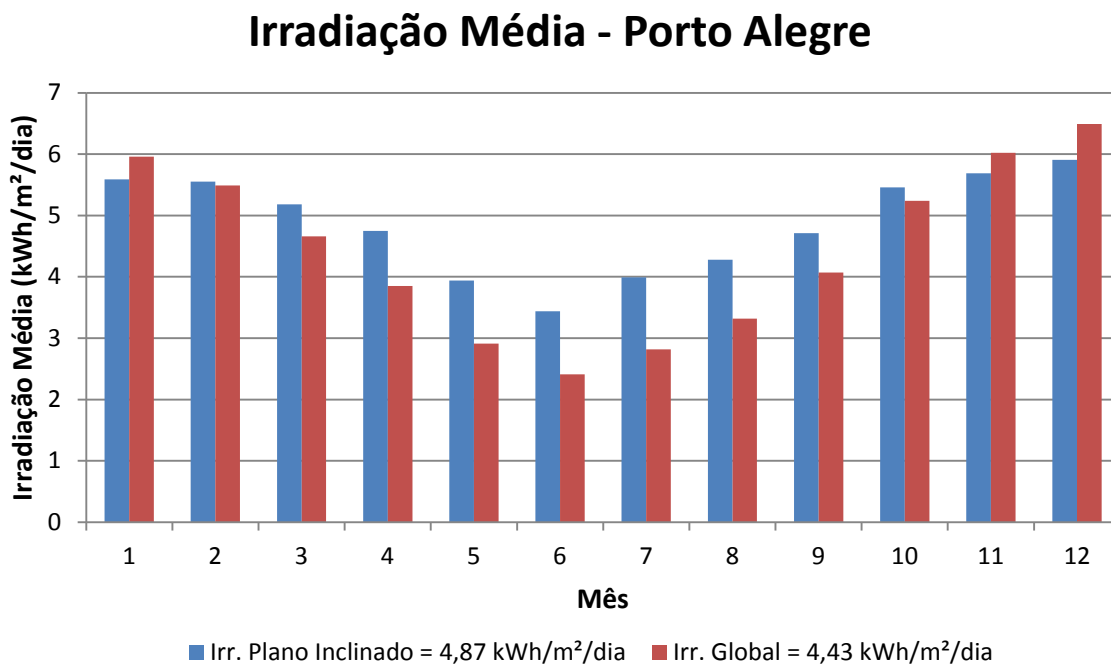
| Arquivo exportado pelo Programa RADIASOL 2 - Irradiação Média (kWh/m <sup>2</sup> /dia) |  |                                     |                                     |   |
|---|--|-------------------------------------|-------------------------------------|---|
| Cidade: Porto Alegre  | Azimute: 0                               | Inclinação: 20                      | Latitude: -30.02                    | Longitude: 51.22                                  |
| Mês   | Irr. Global<br>(kWh/m <sup>2</sup> /dia) | Direta<br>(kWh/m <sup>2</sup> /dia) | Difusa<br>(kWh/m <sup>2</sup> /dia) | Irr. Plano Inclinado<br>(kWh/m <sup>2</sup> /dia) |
| 1   | 5,95                                     | 2,85                                | 2,96                                | 5,84  |
| 2   | 5,48                                     | 6,02                                | 2,74                                | 5,63  |
| 3   | 4,66                                     | 8,06                                | 2,47                                | 5,12  |
| 4   | 3,85                                     | 10,88                               | 1,97                                | 4,54  |
| 5   | 2,91                                     | 12,53                               | 1,69                                | 3,7   |
| 6   | 2,41                                     | 14,59                               | 1,51                                | 3,17  |
| 7   | 2,82                                     | 16,35                               | 1,47                                | 3,71  |
| 8   | 3,32                                     | 18,6                                | 1,77                                | 4,03  |
| 9   | 4,07                                     | 21,44                               | 2,36                                | 4,6   |
| 10  | 5,24                                     | 23,81                               | 2,41                                | 5,49  |
| 11  | 6,02                                     | 27,62                               | 2,94                                | 5,98  |
| 12  | 6,49                                     | 30,06                               | 2,88                                | 6,24  |
| Média   | 4,435                                    | 16,068                              | 2,264                               | 4,838   |

**Tabela 4** – Média mensal dos valores de Irradiância para a cidade de Porto Alegre.

| Arquivo exportado pelo Programa RADIASOL 2 - Irradiação Média (kWh/m <sup>2</sup> /dia) |  |                                     |                                     |   |
|---|--|-------------------------------------|-------------------------------------|---|
| Cidade: Porto Alegre  | Azimute: 0                               | Inclinação: 30                      | Latitude: -30.02                    | Longitude: 51.22                                  |
| Mês   | Irr. Global<br>(kWh/m <sup>2</sup> /dia) | Direta<br>(kWh/m <sup>2</sup> /dia) | Difusa<br>(kWh/m <sup>2</sup> /dia) | Irr. Plano Inclinado<br>(kWh/m <sup>2</sup> /dia) |
| 1   | 5,96                                     | 2,63                                | 2,89                                | 5,59  |
| 2   | 5,49                                     | 5,59                                | 2,79                                | 5,55  |
| 3   | 4,66                                     | 7,75                                | 2,43                                | 5,18  |
| 4   | 3,85                                     | 10,78                               | 1,93                                | 4,75  |
| 5   | 2,91                                     | 12,64                               | 1,7                                 | 3,94  |
| 6   | 2,41                                     | 14,98                               | 1,5                                 | 3,44  |
| 7   | 2,82                                     | 16,84                               | 1,61                                | 3,99  |
| 8   | 3,32                                     | 19,16                               | 1,92                                | 4,28  |
| 9   | 4,07                                     | 22,41                               | 2,06                                | 4,71  |
| 10  | 5,24                                     | 24,69                               | 2,39                                | 5,46  |
| 11  | 6,02                                     | 28,47                               | 2,65                                | 5,69  |
| 12  | 6,49                                     | 30,61                               | 2,77                                | 5,91  |
| Média   | 4,437                                    | 16,379                              | 2,220                               | 4,874   |

Adotou-se um coeficiente de reflexão, Albedo, como sendo igual a 20. Esse é o valor mínimo que pode ser ajustado no programa. Quanto maior o seu valor, maior será o valor da irradiância no plano inclinado. Geralmente, em cidades o valor do albedo é pequeno devido às construções, telhados e ao asfalto das ruas.

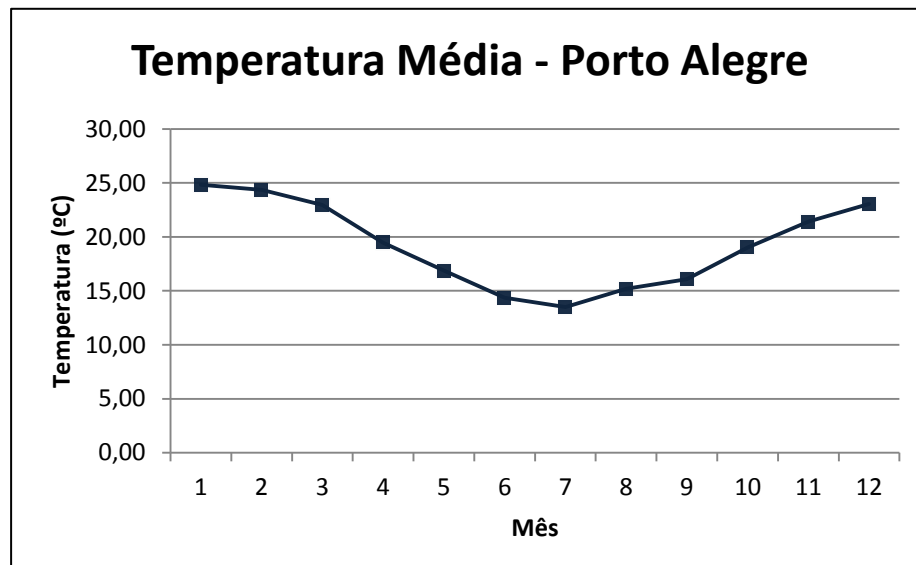
**Figura 31** – Irradiação média diária para a cidade de Porto Alegre (Inclinação 30°).



Assim como os valores de irradiância, os valores de temperatura também foram adquiridos pelo *software* RADIASOL2, e seus valores médios a cada hora pelo período de um ano. A Tabela 5 apresenta a média mensal calculada dos dados extraídos do programa.

**Tabela 5** – Temperatura média mensal para a cidade de Porto Alegre.

| Mês | Temperatura (° C) |
|-----|-------------------|
| 1   | 24,82             |
| 2   | 24,37             |
| 3   | 22,96             |
| 4   | 19,47             |
| 5   | 16,87             |
| 6   | 14,36             |
| 7   | 13,49             |
| 8   | 15,19             |
| 9   | 16,07             |
| 10  | 19,02             |
| 11  | 21,41             |
| 12  | 23,06             |

**Figura 32** – Temperatura média mensal para a cidade de Porto Alegre.

A Tabela 6 apresenta um exemplo dos dados adquiridos do software RADIASOL2, para o dia 1 do mês 1, o valores de radiação extraterrestre (ETRH), radiação global (GLO), radiação direta (DIR), radiação difusa (DIF) e radiação no plano inclinado (TiltRad), para as 24 horas do dia.

**Tabela 6** – Valores de radiação e temperatura adquiridos do programa RADIASOL2.

| Num_anos | 1   | Nome: Porto Alegre | Azimute 0 | Inclinação 30 | Latitude -30.02 | Longitude 51.22 |         |         |
|----------|-----|--------------------|-----------|---------------|-----------------|-----------------|---------|---------|
| Month    | Day | Hour               | ETRH      | GLO           | DIR             | DIF             | TiltRad | Temp*10 |
| 1        | 1   | 0                  | 0         | 0             | 0               | 0               | 0       | 217     |
| 1        | 1   | 1                  | 0         | 0             | 0               | 0               | 0       | 211     |
| 1        | 1   | 2                  | 0         | 0             | 0               | 0               | 0       | 211     |
| 1        | 1   | 3                  | 0         | 0             | 0               | 0               | 0       | 210     |
| 1        | 1   | 4                  | 0         | 0             | 0               | 0               | 0       | 205     |
| 1        | 1   | 5                  | 131       | 60            | 16              | 44              | 39      | 207     |
| 1        | 1   | 6                  | 424       | 272           | 177             | 95              | 144     | 217     |
| 1        | 1   | 7                  | 707       | 427           | 245             | 183             | 336     | 232     |
| 1        | 1   | 8                  | 962       | 570           | 311             | 259             | 505     | 249     |
| 1        | 1   | 9                  | 1169      | 751           | 490             | 261             | 683     | 259     |
| 1        | 1   | 10                 | 1316      | 888           | 634             | 254             | 825     | 265     |
| 1        | 1   | 11                 | 1392      | 1093          | 913             | 181             | 1019    | 273     |
| 1        | 1   | 12                 | 1392      | 908           | 611             | 298             | 867     | 284     |
| 1        | 1   | 13                 | 1316      | 877           | 614             | 264             | 817     | 283     |
| 1        | 1   | 14                 | 1169      | 856           | 686             | 171             | 759     | 283     |
| 1        | 1   | 15                 | 962       | 682           | 526             | 156             | 568     | 289     |
| 1        | 1   | 16                 | 707       | 427           | 245             | 183             | 336     | 274     |
| 1        | 1   | 17                 | 424       | 250           | 135             | 115             | 150     | 267     |
| 1        | 1   | 18                 | 131       | 67            | 25              | 42              | 36      | 261     |
| 1        | 1   | 19                 | 0         | 0             | 0               | 0               | 0       | 250     |
| 1        | 1   | 20                 | 0         | 0             | 0               | 0               | 0       | 245     |
| 1        | 1   | 21                 | 0         | 0             | 0               | 0               | 0       | 242     |
| 1        | 1   | 22                 | 0         | 0             | 0               | 0               | 0       | 240     |
| 1        | 1   | 23                 | 0         | 0             | 0               | 0               | 0       | 233     |

## 5.2 CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA RESIDENCIAL

Para o presente trabalho, considerou-se uma casa com consumo mensal médio de 500 kWh/mês. Como exemplo, foram utilizados dados de consumo de uma família com quatro membros e com consumo de energia elétrica acima da média nacional, que segundo ELETROBRAS/PROCEL, 2007, 68,2 % da população brasileira consome até 200 kWh. Os dados de consumo foram obtidos de estudos acadêmicos da Casa Eficiente (concebida para estudos acadêmicos e para ser um centro de demonstrações de eficiência energética).

A Tabela 6 mostra o consumo médio, considerando a potência média dos equipamentos, o tempo médio de utilização e o número de dias. O consumo do ar condicionado foi obtido por simulações computacionais, e segundo PEREIRA (2010) o ar condicionado permanecia ligado continuamente para manter a temperatura ambiente em 24°C.

**Tabela 7 – Resultado do consumo médio de energia elétrica.**

| Equipamento                             | Potência Média (W)          | Uso (dias/mês) | Média de utilização (h/dia) | Consumo Mensal (kWh) |
|---|-----------------------------|----------------|-----------------------------|----------------------|
| Geladeira                               | 85                          | 30             | 24                          | 61                   |
| Máquina de Lavar Roupa                  | 230                         | 12             | 1                           | 2,76                 |
| Forno Microondas                        | 880                         | 30             | 0,25 (15 min)               | 6,6                  |
| Filtro de Água                          | 6                           | 30             | 24                          | 4,32                 |
| Aspirador de pó                         | 876                         | 15             | 2                           | 26,28                |
| Ferro Elétrico Automático               | 156                         | 21             | 1                           | 1,87                 |
| Computador + impressora + estabilizador | 120                         | 30             | 5                           | 18                   |
| Televisão 29"                           | 100                         | 30             | 5                           | 15                   |
| Iluminação Quarto Solteiro              | 20                          | 30             | 4                           | 2,4                  |
| Iluminação Quarto Casal                 | 20                          | 30             | 4                           | 2,4                  |
| Iluminação Sala Estar                   | 80                          | 30             | 4                           | 9,6                  |
| Iluminação Sala Jantar                  | 80                          | 30             | 4                           | 9,6                  |
| Iluminação Banheiro                     | 40                          | 30             | 3                           | 3,6                  |
| Iluminação cozinha                      | 40                          | 30             | 3                           | 3,6                  |
| Iluminação área serviços                | 40                          | 30             | 3                           | 3,6                  |
| Iluminação externa                      | 280                         | 30             | 2                           | 16,8                 |
| Chuveiro Elétrico                       | 5500                        | 30             | 1                           | 165                  |
| Aparelho Ar condicionado                | Valor obtido por simulações |                |                             | 139,54               |
| <b>TOTAL</b>                            |                             |                |                             | <b>491,97</b>        |

O consumo anual, desconsiderando variações sazonais, isto é, diminuição ou aumento no consumo de energia elétrica devido às estações de inverno e verão, e considerando apenas o consumo médio mensal de 492 kWh/mês, é de aproximadamente 5900 kWh. Foi considerado, neste caso, o consumo anual igual a 6000 kWh.

### 5.3 DIMENSIONAMENTO DA GERAÇÃO

Com base no modelamento de inversores e de módulos fotovoltaicos e no consumo de energia elétrica que se pretende compensar, definiu-se um sistema fotovoltaico que compense no máximo 90% do consumo anual. Por isso, o sistema fotovoltaico deve gerar em torno de 5400 kWh/ano, que mensalmente equivaleria a 450 kWh. A geração diária é igual a 15 kWh.

O módulo fotovoltaico foi escolhido levando em consideração a eficiência, a Potência máxima ( $P_{mp}$ ) e o custo unitário. A Tabela 8 apresenta alguns módulos fotovoltaicos disponíveis comercialmente.

**Tabela 8** – Modelos de módulos fotovoltaicos vendidos no Brasil.

| Fabricante | Modelo          | Potência (Wp) | Valor (R\$) | Tecnologia | Eficiência (%) |
|------------|-----------------|---------------|-------------|------------|----------------|
| LG         | LG255S1C        | 255           | 1542,00     | Mono-Si    | 15,8           |
| Kyocera    | KD140SX-UFBS    | 140           | 806,00      | Poli-Si    | 14,0           |
| Kyocera    | KD240GX-LFB     | 240           | 1349,00     | Poli-Si    | 14,6           |
| Yomacama   | CHN180-72M      | 180           | 845,00      | Mono-Si    | 14,1           |
| Yomacama   | CHN230-96M      | 230           | 999,00      | Mono-Si    | 13,7           |
| SS Solar   | SW135 poly/R6A  | 135           | 818,00      | Poli-Si    | 12,3           |
| Yangli     | YL140P-17b      | 140           | 835,00      | Poli-Si    | 14,0           |
| Hanwha     | SF220-30-1P235L | 235           | 1299,00     | Poli-Si    | 14,2           |

Fonte: MINHA CASA SOLAR; EUDORA SOLAR; NEOSOLAR.

O módulo considerado no dimensionamento do sistema é o CHN180-72M, que possui 72 células de silício monocristalino. A Tabela 9 apresenta as principais características elétricas e térmicas do modelo.

**Tabela 9** – Parâmetros elétricos e térmicos do módulo CHN180-72M.

| <b>CHN180-72M (sob condições padrão de teste)</b>     |                               |
|---|-------------------------------|
| Potência Elétrica Máxima ( $P_{mp}$ )                 | 180 Wp                        |
| Tensão de Circuito Aberto ( $V_{oc}$ )                | 44,6 V                        |
| Corrente de curto-circuito ( $I_{sc}$ )               | 5,23 A                        |
| Tensão de máxima Potência ( $V_{mp}$ )                | 38,2 V                        |
| Corrente de máxima Potência ( $I_{mp}$ )              | 4,74 A                        |
| Temperatura nominal de operação da célula (TNOC)      | 48 $^{\circ}$ ±2 $^{\circ}$ C |
| Coeficiente de temperatura da $I_{sc}$                | 0,06 %/K                      |
| Coeficiente de temperatura da $V_{oc}$                | -0,26 %/K                     |
| Coeficiente de temperatura $V_{mp}$ ( $\gamma_{mp}$ ) | -0,5 %/K                      |

Fonte: CHN, 2013.

Antes de se definir o número de módulos em série e paralelo, e conseqüentemente, a potência total do sistema fotovoltaico, é necessário selecionar o inversor de frequência que será utilizado no sistema. Os limites de tensão, inferior e superior, e corrente na entrada do

inversor devem ser respeitados. Além disso, variações na temperatura ambiente geram variações na tensão  $V_{oc}$  e essas condições precisam ser previstas.

O inversor escolhido para o projeto é um Sunny Boy 3000HF-30, fabricada pela SMA, Tabela 10.

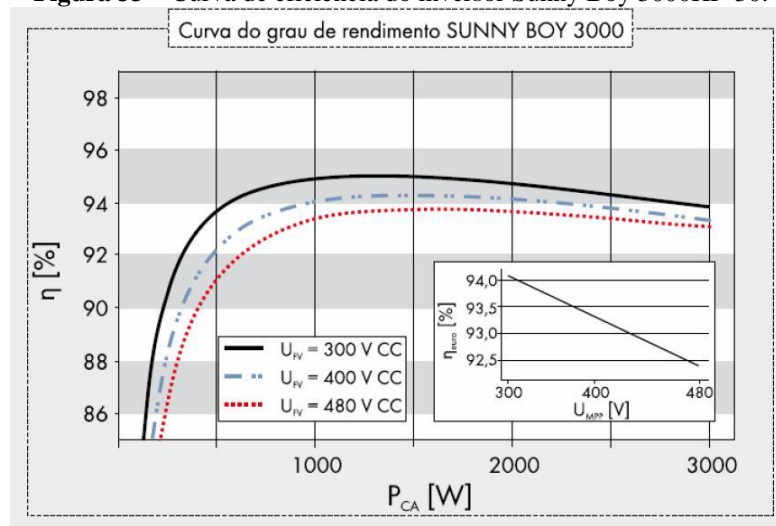
**Tabela 10** – Parâmetros elétricos Inversor Sunny Boy 3000HF-30.

| <b>Sunny Boy 3000HF-30</b>   |             |
|------------------------------|-------------|
| Potência Nominal             | 3000 W      |
| Potência CC Máxima           | 3150 W      |
| Tensão CC máxima             | 700 V       |
| Tensão nominal               | 530 V       |
| Corrente máxima entrada      | 15 A        |
| Amplitude de tensão FV, MPPT | 175 - 560 V |
| Potência CA máxima saída     | 3 kW        |
| Tensão rede                  | 180 - 280 V |
| Eficiência máxima            | 96,3 %      |

Fonte: SMA, 2010.

A Figura 33 apresenta a curva de rendimento do inversor. O Inversor possui transformador de alta frequência. Esse tipo de inversor melhora a qualidade da energia injetada a rede e são mais robustos. Além disso, inversores dotados de transformador alcançam alto rendimento trabalhando em baixa tensão de entrada, como pode ser visto na Figura 32 (ZILLES, 2012).

**Figura 33** – Curva de eficiência do inversor Sunny Boy 3000HF-30.



Fonte: SMA, 2010.

O número de módulos em série, de modo a atingir a tensão adequada para o funcionamento do inversor e em paralelo é definido de acordo com os parâmetros do módulo e do inversor (Tabela 8 e 9). Os resultados são apresentados na Tabela 11. O valor de FDI

(fator de dimensionamento do inversor) é obtido de acordo com a Eq. (29), que relaciona a potência nominal fotovoltaica e a potência nominal do inversor.

$$V_{oc} \times N^{\circ} \text{ série} = (175V - 560V) \quad (30)$$

$$V_{mp} \times N^{\circ} \text{ série} = (175V - 560V) \quad (31)$$

$$I_{mp} \times N^{\circ} \text{ paralelo} = (\text{até } 15A) \quad (32)$$

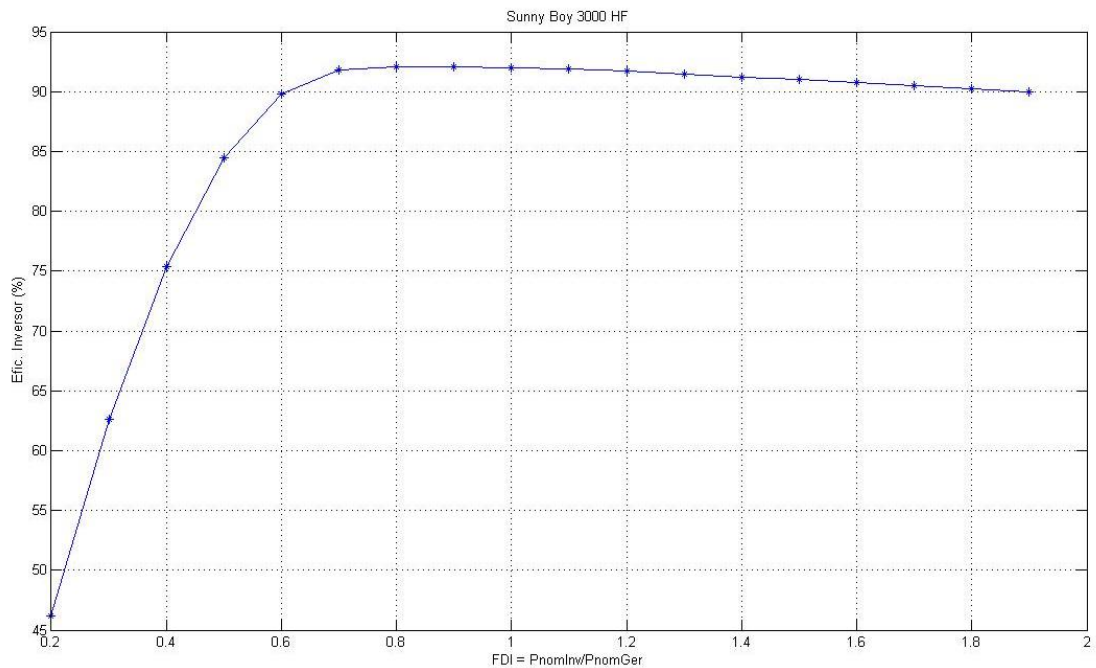
**Tabela 11** – Possibilidades de disposição dos módulos fotovoltaicos.

| Nº série | Nº paralelo | Nº total  | Potência total | FDI         |
|----------|-------------|-----------|----------------|-------------|
| 5        | 2           | 10        | 1800           | 1,67        |
| 5        | 3           | 15        | 2700           | 1,11        |
| 6        | 2           | 12        | 2160           | 1,39        |
| 6        | 3           | 18        | 3240           | 0,93        |
| 7        | 2           | 14        | 2520           | 1,19        |
| <b>7</b> | <b>3</b>    | <b>21</b> | <b>3780</b>    | <b>0,79</b> |
| 8        | 2           | 16        | 2880           | 1,04        |
| 8        | 3           | 24        | 4320           | 0,69        |
| 9        | 1           | 9         | 1620           | 1,85        |
| 9        | 2           | 18        | 3240           | 0,93        |
| 9        | 3           | 27        | 4860           | 0,62        |
| 10       | 1           | 10        | 1800           | 1,67        |
| 10       | 2           | 20        | 3600           | 0,83        |
| 11       | 1           | 11        | 1980           | 1,52        |
| 11       | 2           | 22        | 3960           | 0,76        |
| 12       | 1           | 12        | 2160           | 1,39        |
| 12       | 2           | 24        | 4320           | 0,69        |

O arranjo dos módulos foi escolhido considerando a potência total do sistema e o valor do fator de dimensionamento do inversor. A Figura 34 mostra a curva de eficiência do inversor de acordo com o Fator de Dimensionamento do Inversor (FDI). A eficiência máxima do inversor (92%) é obtida para um valor de FDI de aproximadamente 0,8. Para valores de FDI maiores, o rendimento do inversor diminui consideravelmente, chegando a 90% de sua eficiência.

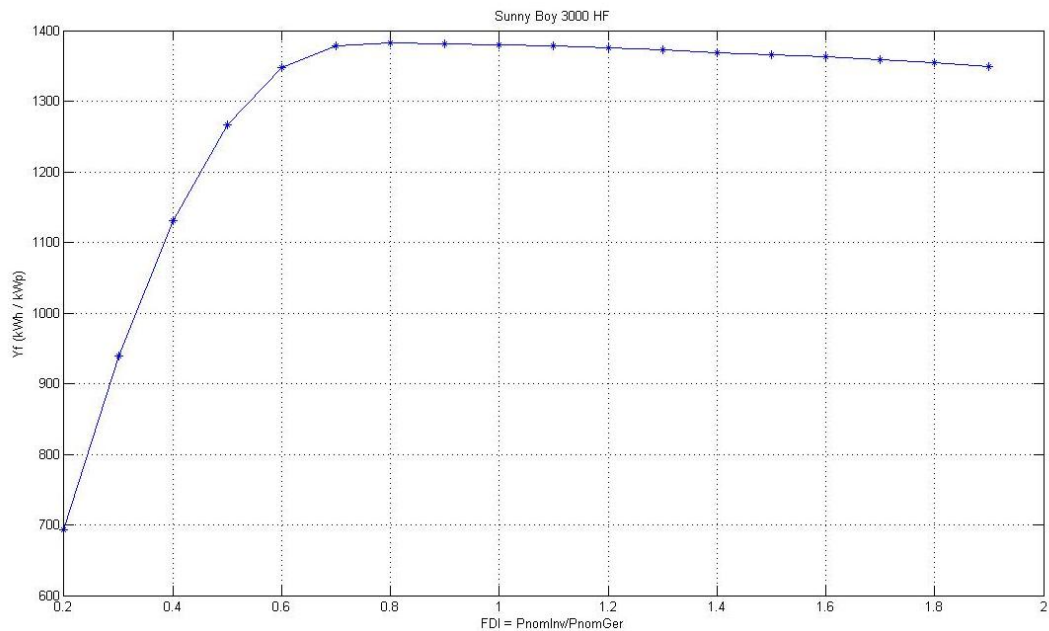


**Figura 34** – Eficiência média do inversor Sunny Boy 3000HF-30 pelo FDI.



A Figura 35 apresenta a produtividade anual do Sistema Fotovoltaico em função do FDI para a cidade de Porto Alegre, considerando os dados de irradiância e temperatura extraídos do programa RADIASOL2.

**Figura 35** – Produtividade anual do SFCR em função do FDI para a cidade de Porto Alegre.



De acordo com as Figuras 34 e 35, a maior produtividade anual e eficiência do inversor ocorrem para um FDI de aproximadamente 0,8. Comparando com a Tabela 10, conclui-se que a melhor configuração do arranjo fotovoltaico possui 7 módulos em série dispostos em 3 associações paralelo.

Em condições normais de operação, a temperatura da célula pode atingir 60°C em condições de sol pleno e níveis de irradiância próximo de 1000 W/m<sup>2</sup>. Para esse caso, os níveis de tensão caem, tanto para a tensão de circuito aberto ( $V_{oc}$ ) quanto para a tensão de máxima potência ( $V_{mp}$ ). Substituindo os coeficientes de temperatura da Tabela 8:

$$V_{oc}(60^{\circ}C) = 44,6(1 - 0,0026(60 - 25)) = 40,55 V$$

$$V_{mp}(60^{\circ}C) = 38,2(1 - 0,005(60 - 25)) = 31,5 V$$

Recalculando as Equações 30 e 31, obtêm-se:

$$V_{oc}(60^{\circ}C) \times 7 = 283,85 V$$

$$V_{mp}(60^{\circ}C) \times 7 = 220,6 V$$

Os níveis de tensão estão de acordo com o nível mínimo de tensão na entrada do inversor, que é de 175 V.

Cada módulo possui 1,27 m<sup>2</sup> de área. Logo, a área ocupada pelo arranjo é de 26,80 m<sup>2</sup>.

#### 5.4 PRODUTIVIDADE DO SISTEMA

Para calcular a produção de energia elétrica pelo sistema fotovoltaico, utilizou-se a planilha gerada pelo *software* RADIASOL2. O programa gera dados de hora em hora pelo período de um ano, ou seja, 24 horas por dia por 365 dias. Os dados utilizados para calcular a produção de energia elétrica são: irradiância no plano do gerador e a temperatura ambiente.

Com esses dados, é possível calcular a temperatura de operação da célula (Eq. 17), a Potência no ponto de máxima potência (Eq. 15), a potência fotogerada (Eq. 16) e a potência de saída do sistema (Eq. 27). A Tabela 12 apresenta os valores calculados de geração, enquanto a Figura 36 o gráfico da geração mensal.

**Tabela 12** – Resultados do Sistema Fotovoltaico: Geração e Consumo Mensal.

| Mês          | Total Geração (kWh) | Consumo (kWh) | Total Diferença (kWh) |
|--------------|---------------------|---------------|-----------------------|
| 1            | 518,20              | 500           | 18,09                 |
| 2            | 462,89              | 500           | -37,11                |
| 3            | 480,68              | 500           | -19,31                |
| 4            | 439,21              | 500           | -60,79                |
| 5            | 386,95              | 500           | -113,04               |
| 6            | 334,93              | 500           | -165,06               |
| 7            | 396,82              | 500           | -103,17               |
| 8            | 419,51              | 500           | -80,49                |
| 9            | 447,74              | 500           | -52,25                |
| 10           | 527,18              | 500           | 27,18                 |
| 11           | 525,19              | 500           | 25,19                 |
| 12           | 556,38              | 500           | 56,38                 |
| <b>Total</b> | 5495,60             | 6000          | -504,40               |

Figura 36 – Geração de energia elétrica mensal.

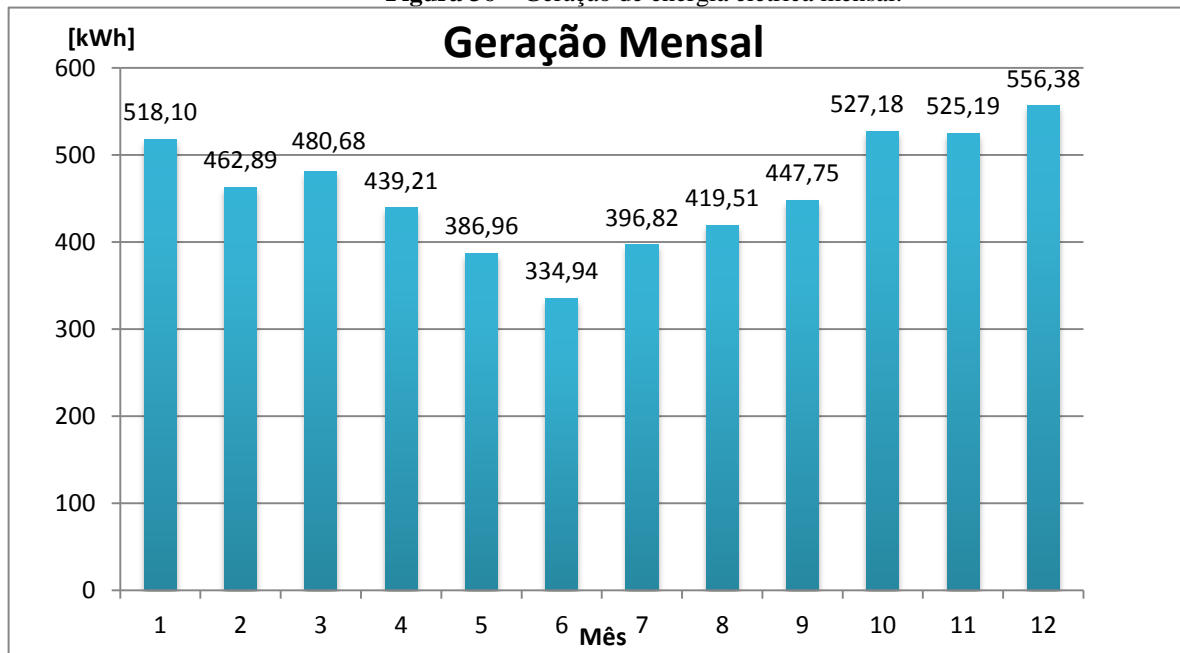
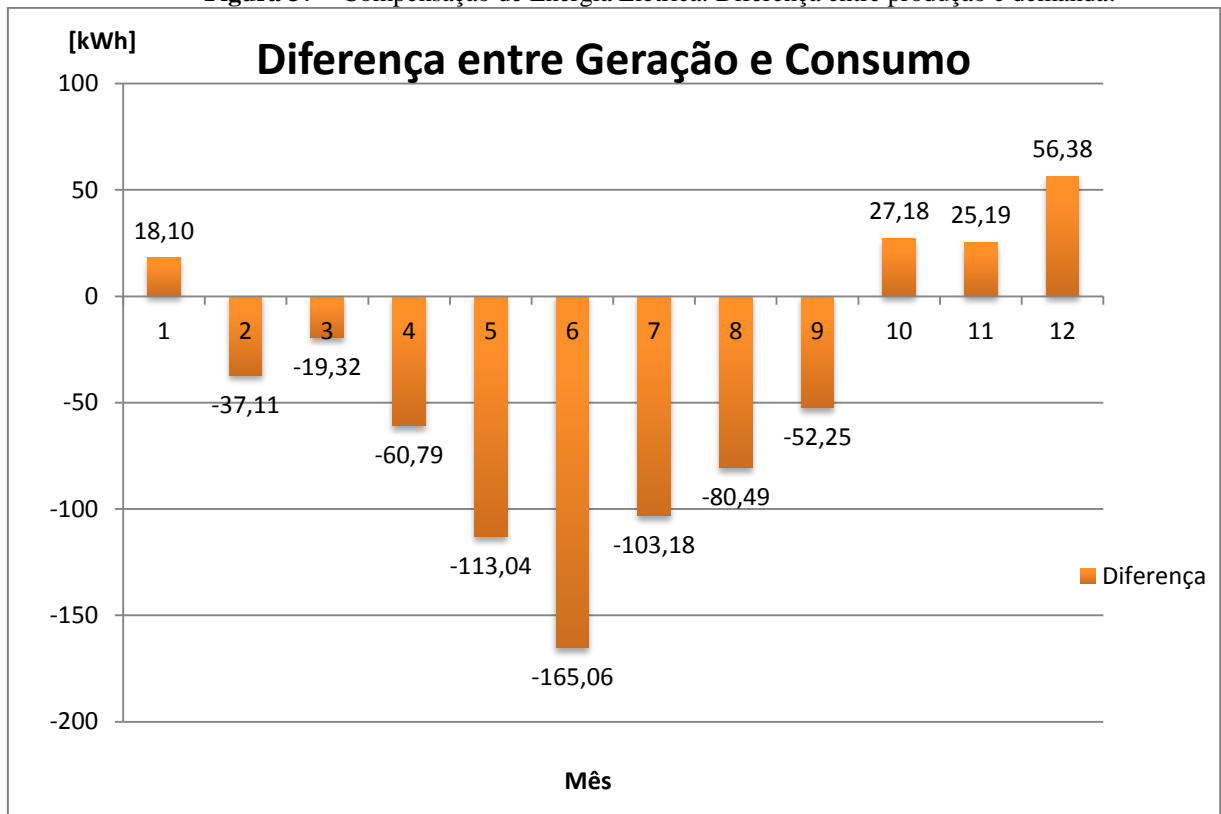


Figura 37 – Compensação de Energia Elétrica: Diferença entre produção e demanda.



É possível observar que a produção anual é de aproximadamente 5500 kWh. Esse valor é igual a 93,1 % do consumo da casa eficiente, considerada como exemplo neste trabalho.

O valor calculado da produtividade do sistema é de 1454 kWh/kWp.

## CONCLUSÕES

A geração distribuída de energia fotovoltaica pode se tornar uma alternativa no planejamento energético brasileiro. Por estar próximo do consumo, a energia gerada e injetada na rede de distribuição, pode ser consumida localmente, evitando perdas com a transmissão de energia. O sistema pode ser instalado em telhados e fachadas, melhorando o aproveitamento de áreas subutilizadas e gerando uma energia limpa de forma silenciosa e não poluente.

Dentre as desvantagens do sistema de geração fotovoltaica está a diminuição de potência devido à ao aumento de temperatura, as perdas por cabeamento e variação na irradiação global ao longo do dia causada pela passagem de nuvens. Esses fatores combinados diminuem a potência gerada e, conseqüentemente, a produtividade do sistema.

O sistema proposto, neste trabalho, visa suprir cerca de 90% do consumo mensal de 500 kWh de uma edificação. No cálculo da produção anual foi considerada a temperatura diária da célula e não a variação de nebulosidade. Por isso, a avaliação da geração pode sofrer grandes variações entre a previsão e a geração efetiva. A geração anual acumulada, considerando as condições de irradiância e temperatura fornecidas pelo *software* RADIASOL2, foi de 5495 kWh. Neste caso, o sistema fotovoltaico iria compensar cerca de 91,6% do consumo de energia elétrica da edificação.

O aumento na demanda de energia da edificação analisada pode facilmente ser suprido aumentando o número de módulos em série de cada ramo paralelo, “*string*”. O sistema foi dimensionado prevendo o aumento na demanda de energia elétrica. A capacidade de geração poderia ser aumentada para até 4860 W, adicionando dois módulos em cada ramo em série, ou seja, 9 módulos em série em 3 ramos em paralelo, num total de 27 módulos.

Nota-se uma grande importância na posição geográfica do gerador. A orientação e inclinação do painel solar melhora o aproveitamento da radiação solar mesmo com as variações na inclinação do sol em relação à terra ao longo do ano. Para localidades em altas latitudes, como é o caso de Porto Alegre, a escolha da inclinação nesse tipo de sistema pode melhorar a produtividade do gerador fotovoltaico.

## REFERÊNCIAS

ABELLA, M. A.; CHENLO, F., 2004 **Choosing the right inverter for grid-connected PV systems**. *Renewable Energy*, v. Mar.-abr.

ABINEE, 2012. **Proposta para Inserção da Energia Solar Fotovoltaica na Matriz Energética Brasileira**. 174 p.

ABREU, S. L., 2003. **Desenvolvimento de um sistema de aquecimento solar compacto utilizando termossifões bifásicos**. Tese de Doutorado, UFSC, Florianópolis. Disponível em: <<http://www.tede.ufsc.br/teses/PEMC0771.pdf>>. Acesso em: 11 de junho de 2013.

BRASIL, 2004. Decreto nº 5163, de 30 de julho de 2004. Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências. Brasília, DF. Disponível em:

<[http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_Ato2004-2006/2004/Decreto/D5163.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2004-2006/2004/Decreto/D5163.htm)>

Acesso em: 06 de maio de 2013.

CASA SOLAR. Disponível em: <<http://minhacasasolar.lojavirtualfc.com.br/>>. Acesso em: 27 de maio de 2013.

CEPEL-CRESESB, 1999. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. Rio de Janeiro, 206 p.

CHN. **CHN180-72M**. Descrição técnica do Fabricante. Disponível em: <<http://www.mantech.co.za/datasheets/products/CHN180-72M>>. Acesso em: 27 de maio de 2013.

COGEN, 2012. **Inserção da Energia Solar no Brasil**. São Paulo, 77 p.

CRUZ, G. F. H., 2009. **Estudo da utilização da Energia Solar no RS**. Projeto de Diplomação, DELET, UFRGS.

ELETROBRAS – Centrais Elétricas Brasileiras S.A.; PROCEL – Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica, 2007. **Pesquisa de Posse de Equipamentos e Hábitos de Uso – Ano Base 2005 – Classe Residencial – Relatório Brasil**. Rio de Janeiro: ELETROBRAS/PROCEL. 187 p.

EPE, 2012. **Análise da Inserção da Geração Solar na Matriz Elétrica Brasileira**. Nota Técnica EPE. 58 p.

EUDORA SOLAR. Disponível em: < <http://www.eudorasolar.com.br/>>. Acesso em: 27 de maio de 2013.

HAEBERLIN, H. A., 2004. **New approach for Semi-Automated Measurement of PV Inverters, Especially MPP Tracking Efficiency**. In: EUROPEAN PHOTOVOLTAIC SOLAR ENERGY CONFERENCE, 19., 2004, Paris, France, *Proceedings...*Paris.

HECKTHEUER, L. A., 2001. **Análise de Associações de Módulos Fotovoltaicos**. Tese de Doutorado, PROMEC, UFRGS.

HERING, G., 2011. **Cell Production Survey 2010**. *Photon International*, v.3, março.

HOHM, D. P.; ROPP, M. E., 2003. **Comparative Study of Maximum Power Point Tracking Algorithms**. *Progress Photovoltaic*, v. 11, n. 1, p. 47-62.

NEOSOLAR. Disponível em: < <http://www.neosolar.com.br/>>. Acesso em: 27 de maio de 2013.

PEREIRA, C. D.; MIRANOSKI, A. K., 2010. In: **Casa Eficiente: Consumo e Geração de Energia**. Florianópolis: UFSC/LabEEE. v. 2. Cap. 5. 76 p.

RANPINELLI, G. A., 2007. **Análise da Distribuição de Tensões Elétricas em uma Associação de Módulos de um Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede**. Dissertação de Mestrado, PROMEC, UFRGS.

RÜTHER, R., 2004. **Edifícios solares fotovoltaicos: o potencial da geração fotovoltaica integrada a edificações urbanas e interligadas à rede elétrica pública do Brasil.** Florianópolis: UFSC/LABSOLAR. 114 p.

SCHMIDT, H.; JANTSCH, M.; SCHMID, J., 1992. **Results of the concerted action on Power conditioning and control.** In: EUROPEAN PHOTOVOLTAIC SOLAR ENERGY CONFERENCE, Moutreux, Switzerland. Proceedings...Moutreux.

SMA *Solar Technology AG*, 2010. **Sunny Family 2009/2010 – The Future of Solar Technology.** Descrição técnica do Fabricante.

SMA *Solar Technology AG*, 2013. Disponível em: <[www.sma.de](http://www.sma.de)>. Acesso em: 27 de maio de 2013.

UFRGS, 2013. **RADIUSOL2.** Porto Alegre. Disponível em: <<http://www.solar.ufrgs.br/#softwares>>. Acesso em: 10 de abril de 2013.

ZILLES, R.; MACEDO, W. N.; GALHARDO, M. A. B.; OLIVEIRA, S. H. F., 2012. **Sistemas Fotovoltaicos conectados à rede Elétrica.** 1. Ed. São Paulo: Oficina de Textos. v.1. 208 p.