UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
ESCOLA DE ENGENHARIA DE SÃO CARLOS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA MECÂNICA

REGINA CÉLIA TORRES

**Energia solar fotovoltaica como fonte alternativa de geração de energia
elétrica em edificações residenciais**

São Carlos

2012

REGINA CÉLIA TORRES

**Energia solar fotovoltaica como fonte alternativa de geração de energia elétrica em
edificações residenciais**

Dissertação apresentada à Escola de Engenharia de São Carlos, da Universidade de São Paulo, como parte dos requisitos para a obtenção do título de Mestre em Ciências – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica.

Área de Concentração: Térmica e Fluidos
Orientador: Prof. Tit. Paulo Seleglim Junior

São Carlos
2012

AUTORIZO A REPRODUÇÃO E DIVULGAÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO, POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

Ficha catalográfica preparada pela Seção de Tratamento
da Informação do Serviço de Biblioteca – EESC/USP

T693e	<p>Torres, Regina Célia</p> <p>Energia solar fotovoltaica como fonte alternativa de geração de energia elétrica em edificações residenciais. / Regina Célia Torres ; orientador Paulo Seleghim Junior. -- São Carlos, 2012.</p> <p>Dissertação (Mestrado - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica e Área de Concentração em Térmica e Fluidos)-- Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, 2012.</p> <p>1. Energia solar fotovoltaica. 2. Geração de energia elétrica. 3. Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica. I. Título.</p>
-------	--

FOLHA DE JULGAMENTO

Candidata: Bacharel **REGINA CÉLIA TORRES**.

Título da dissertação: "Energia solar fotovoltaica como fonte alternativa de geração de energia elétrica em edificações residenciais".

Data da defesa: 18/10/2012

Comissão Julgadora:

Resultado:

Prof. Titular **Paulo Seleglim Junior (Orientador)**
(Escola de Engenharia de São Carlos/EESC)

Aprovada

Prof. Dr. **Antonio Moreira dos Santos**
(Escola de Engenharia de São Carlos/EESC)

APROVADA

Profa. Dra. **Karin Maria Soares Chvatal**
(Instituto de Arquitetura e Urbanismo/USP)

APROVADA

Coordenador do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica:
Prof. Associado **Marcelo Areias Trindade**

Presidente da Comissão de Pós-Graduação:
Prof. Titular **Denis Vinicius Coury**

DEDICATÓRIA

Aos meus pais, José Francisco e Cleonice.

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus por ter me guiado durante esta trajetória.

Aos meus pais José Francisco e Cleonice e as minhas irmãs Ana Paula e Maria Alice, por todo o carinho e por me acompanharem sempre em todos os momentos.

Ao meu namorado Rodrigo, meu maior incentivador, companheiro, amigo, um agradecimento especial por toda paciência e apoio nos momentos de incertezas.

Ao Professor Titular Paulo Seleghim Junior pela orientação e ensinamentos durante as diversas etapas deste trabalho.

Ao Igor Vitorio Custódio por toda ajuda e empenho em sanar minhas dúvidas.

À Márcia Regina Osaki, pela amizade e colaboração em diversos momentos deste trabalho.

Aos demais professores do Netef, funcionários e a todos aqueles que direta ou indiretamente contribuíram para a conclusão desta pesquisa.

“Olhar para trás após uma longa caminhada pode fazer perder a noção da distância que percorremos, mas se nos detivermos em nossa imagem, quando a iniciamos e ao término, certamente nos lembraremos o quanto nos custou chegar até o ponto final, e hoje temos a impressão de que tudo começou ontem. Não somos os mesmos, mas sabemos mais uns dos outros...”

João Guimarães Rosa

RESUMO

TORRES, R. C. **Energia solar fotovoltaica como fonte alternativa de geração de energia elétrica em edificações residenciais**. 2012. 164 f. Dissertação (Mestrado) – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2012.

A matriz energética mundial é composta por várias fontes primárias, dentre as quais os combustíveis fósseis, como o petróleo, prevalecem sobre as demais. No entanto, devido ao crescimento populacional e ao desenvolvimento tecnológico e industrial, haverá um conseqüente aumento na demanda de energia e devido à preocupação ambiental, será necessária a busca por outras fontes energéticas. Dentre essas, destaca-se a energia solar fotovoltaica, por possibilitar a geração de forma limpa e descentralizada. O Brasil tem a vantagem de estar localizado na zona inter-tropical, registrando altos índices de irradiação solar durante todo o ano, em comparação com outros países do mundo que já fazem uso desta tecnologia. Neste trabalho, foi estudada a inserção de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica pública e integrados em edificações residenciais urbanas. Para tanto, foram dimensionados sistemas para três residências situadas em diferentes regiões brasileiras, e que possuem as mesmas características construtivas e o mesmo consumo médio mensal de energia elétrica. Uma das premissas consideradas foi a autossuficiência energética das edificações apenas utilizando o recurso solar como fonte de geração. As cidades escolhidas para a análise foram Porto União/SC, São Carlos/SP e Petrolina/PE por possuírem diferenças significativas nos níveis de irradiação solar, representando desta forma os extremos encontrados no território brasileiro. A partir do dimensionamento foram estimadas a geração de energia elétrica anual para cada localidade e as curvas de geração foram confrontadas com as curvas de demanda diária média das regiões Sul, Sudeste e Nordeste, representando respectivamente, as três cidades escolhidas. Foram estimados os custos de instalação dos três sistemas, sendo feita ainda uma análise econômica simplificada para a verificação do impacto gerado pela inserção da tecnologia solar fotovoltaica como fonte alternativa na geração de energia elétrica em edificações residenciais urbanas. Para a avaliação econômica foi considerada a adoção do Sistema de Compensação Energética e um Período de Retorno Simples, que é a relação obtida entre o investimento feito inicialmente para a instalação de um sistema fotovoltaico e a economia anual proporcionada por essa instalação. Considerando um período de vida útil de um sistema fotovoltaico como sendo estimado em 25 anos, os resultados demonstraram que todos os sistemas seriam pagos antes desse período. A partir dos dimensionamentos, foi

possível concluir ainda que a área requerida para a instalação de sistemas fotovoltaicos em residências é muito pequena e possui elevado potencial de aproveitamento, viabilizando desse modo a sua inserção no ambiente urbano .

Palavras-chave: Energia solar fotovoltaica. Geração de energia elétrica. Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica.

ABSTRACT

TORRES, R. C. **Photovoltaic solar energy as a power generation alternative in residential buildings**. 2012. 164 f. Dissertação (Mestrado) – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2012.

The world's energy matrix is made up of several primary sources among which fossil fuels, mainly oil, prevail. Nevertheless, given population growth coupled with technological and industrial development, there will consequently be an increase in energy demands and, due to environmental concerns, looking for other energy sources is necessary. Among those, photovoltaic solar energy stands out for providing clean, decentralized energy generation. Brazil has the advantage of being located within the intertropical zone, registering higher levels of solar irradiation throughout the year compared to other countries that already use such technology. In this thesis, we studied the insertion of photovoltaic systems into the public grid and integrated to urban residential buildings. For such, we sized systems for three home environments situated in different Brazilian regions with similar building characteristics and same average monthly consumption. One of the premises considered was the buildings' energy self-sufficiency based on solar resources alone. The cities chosen for the experiment were Porto União/SC, São Carlos/SP and Petrolina/PE given their significantly different exposure to solar irradiation, thus representing the extremes found in the Brazilian territory. From the initial sizing up the annual electricity demand for each location was estimated and generation curves were confronted with the daily demand curves from the South, Southeast and Northeast regions representing, respectively, the three chosen cities. Implementation costs were estimated for the three systems along with a simplified economic analysis in order to verify the impact caused by the insertion of photovoltaic solar energy as an alternative source of power generation in urban residential buildings. For the economic evaluation was considered the use of the Compensation System Energy and a Simple Payback Period, which is the ratio between the initial investment for the installation of a photovoltaic system and the annual savings provided by this facility. Considering a life cycle of a photovoltaic system as estimated at 25 years, the results showed that all systems would be paid before that period. From the sizing was still possible to conclude that the area required for the installation of photovoltaic systems in residences is very small and has a high potential for use, thereby enabling their integration into the urban environment.

Key-words: Photovoltaic solar energy. Electricity generation. Photovoltaic systems connected to the power grid.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Estimativa de crescimento da população mundial até 2050	27
Figura 2 - Oferta de Energia por Fonte no Mundo	32
Figura 3 - Produção de Energia Elétrica por Fonte	32
Figura 4 - Previsão de geração de eletricidade a partir de fontes renováveis nos principais países e regiões do Mundo em 2050.....	33
Figura 5 - Consumo anual de eletricidade per capita no ano de 2008.....	34
Figura 6 - Utilização final de eletricidade por setor e por países e regiões no ano de 2008.....	34
Figura 7 - Comparativo entre a matriz energética do Brasil e do Mundo.....	35
Figura 8 - Oferta Interna de Energia Elétrica por Fonte no ano de 2010.....	36
Figura 9 - Estimativa de evolução da capacidade instalada por fonte de geração (GW e %).....	37
Figura 10 - Órbita da Terra em torno do Sol, com seu eixo N-S inclinado a 23,5°.....	42
Figura 11 - Declinação Solar durante os Equinócios e Solstícios	43
Figura 12 - (a) Ilustração dos ângulos α e α_s . (b) Coordenadas de orientação da superfície, a_w e β , e o ângulo γ	43
Figura 13 - Componentes da radiação solar na superfície terrestre.....	45
Figura 14 - Representação de ângulos da posição solar	45
Figura 15 - Trajetória do Sol em diferentes estações do ano	46
Figura 16 - Trajetória dos raios de sol na atmosfera e definição do coeficiente de massa de ar.....	46
Figura 17 - Mapa brasileiro de irradiação solar global horizontal média anual.....	47
Figura 18 - Mapa brasileiro de irradiação solar no plano inclinado média anual	48
Figura 19 - Seção transversal de uma célula fotovoltaica.....	50
Figura 20 - Efeito fotovoltaico na junção pn	51
Figura 21 - Balanço energético de uma célula solar cristalina.....	52
Figura 22 - Tipos de células fotovoltaicas comercialmente disponíveis	53
Figura 23 - Produção Mundial de módulos fotovoltaicos – 1999 – 2010.....	55
Figura 24 - Participação por tecnologia fotovoltaica no ano de 2010	56
Figura 25 - Evolução da capacidade global instalada acumulada 2000 – 2011 (MW)	57
Figura 26 - Evolução da instalação global anual 2000 – 2011 (MW)	58
Figura 27 - Evolução da capacidade acumulada instalada na Europa 2000 – 2011 (MW)	59
Figura 28 - Divisão do mercado europeu em 2011 (MW; %).....	59
Figura 29 - Capacidade instalada acumulada global em 2011 (MW; %)	60
Figura 30 - Divisão do mercado não-europeu em 2011 (MW; %).....	60
Figura 31 - Evolução do preço médio do módulo fotovoltaico na Europa	62
Figura 32 - Curva de experiência do preço do módulo FV (US\$ / Wp & MW).....	62
Figura 33 - Preço unitário de inversores inversores.....	63
Figura 34 - Evolução recente do preço de sistemas fotovoltaicos.....	63
Figura 35 - Preço unitário de sistemas completos (exceto montagem).....	64
Figura 36 - Potência fotovoltaica instalada acumulada com sistemas fotovoltaicos conectados à rede no Brasil	68
Figura 37 - Modelo de Etiqueta para Módulos Fotovoltaicos.....	73
Figura 38 - Constituição básica do sistema fotovoltaico isolado	74
Figura 39 - Constituição básica do sistema fotovoltaico conectado à rede	75
Figura 40 - Estrutura principal de um sistema fotovoltaico conectado à rede	76
Figura 41 - Interligação em série de células cristalinas solares.....	77
Figura 42 - Forma típica da curva característica I x V de uma célula de silício cristalino	79
Figura 43 – Curva típica de potência versus tensão para a célula de silício cristalino	79

Figura 44 – Parâmetros de potência máxima	80
Figura 45 – Ligação de três módulos fotovoltaicos em série	81
Figura 46 – Ligação de três módulos em paralelo	82
Figura 47 – Ligação de módulos em combinação série-paralelo	82
Figura 48 – Efeito causado pela variação da intensidade luminosa na curva característica	83
Figura 49 – Efeito causado pela temperatura da célula na curva característica IxV (para 1.000 W/m ²) em módulos fotovoltaicos de silício cristalino	84
Figura 50 - Fluxograma das atividades desenvolvidas.....	89
Figura 51 – Área útil para instalação dos painéis	90
Figura 52 - Proposta de instalação dos módulos fotovoltaicos.....	91
Figura 53 – Distribuição da amostra por faixa de consumo.....	93
Figura 54 – Curva de demanda diária média na região Sul	94
Figura 55 – Curva de demanda diária média na região Sudeste.....	94
Figura 56 – Curva de demanda diária média na região Nordeste.....	94
Figura 57 – Localização geográfica da cidade de Porto União/SC	96
Figura 58 – Comparativo entre os níveis de irradiação média nos planos horizontal e inclinados a 26° e 17°.....	97
Figura 59 – Localização geográfica da cidade de São Carlos/SP.....	98
Figura 60 – Comparativo entre os níveis de irradiação média nos planos horizontal e inclinados a 22° e 17°	99
Figura 61 – Localização geográfica da cidade de Petrolina/PE	100
Figura 62 – Comparativo entre os níveis de irradiação média nos planos horizontal e inclinados a 09° e 17°.....	101
Figura 63 – Comparativo entre os níveis de irradiação média nos planos horizontal	101
Figura 64 – Curvas características do gerador fotovoltaico e intervalo operacional de um inversor.....	116
Figura 65 – Diagrama esquemático do sistema fotovoltaico de 2,8 kWp de Porto União/SC, mostrando os módulos conectados em série.....	120
Figura 66 – Gráfico da compatibilidade do sistema fotovoltaico x inversor gerado pelo software Sunny Design.....	121
Figura 67 – Diagrama esquemático do sistema fotovoltaico de 2,52 kWp de São Carlos/SP, mostrando os módulos conectados em série.....	122
Figura 68 – Gráfico da compatibilidade do sistema fotovoltaico x inversor gerado pelo software Sunny Design.....	122
Figura 69 – Diagrama esquemático do sistema fotovoltaico de 2,24 kWp de Petrolina/PE, mostrando os módulos conectados em série.....	123
Figura 70 – Gráfico da compatibilidade do sistema fotovoltaico x inversor gerado pelo software Sunny Design.....	124
Figura 71 – Sobreposição da curva de geração fotovoltaica em Porto União/SC.....	131
Figura 72 – Sobreposição da curva de geração fotovoltaica em São Carlos/SP	132
Figura 73 – Sobreposição da curva de geração fotovoltaica em Petrolina/PE.....	132

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Custo de investimento em sistemas fotovoltaicos – referência no Brasil (R\$/Wp)	65
Tabela 2 - Tabela de Classificação dos Módulos Fotovoltaicos de silício cristalino e filmes finos de	72
Tabela 3 - Irradiação Solar diária média – Porto União/SC.....	96
Tabela 4 - Irradiação Solar diária média – São Carlos/SP	98
Tabela 5- Irradiação Solar diária média – Petrolina/PE.....	100
Tabela 6 - Dados dos módulos fotovoltaicos	108
Tabela 7 - Área requerida em m ² de acordo com a potência necessária para cada cidade	108
Tabela 8 - Quantidade de módulos de acordo com a potência necessária para cada cidade..	109
Tabela 9 - Quantidade arredondada de módulos necessários por potência.....	109
Tabela 10 - Quantidade de módulos adicionais.....	110
Tabela 11 - Quantidade final de módulos	110
Tabela 12 - Custo adicional em R\$ pela quantidade de módulos adicionais	111
Tabela 13- Custo final em R\$ após a quantidade de módulos adicionais.....	111
Tabela 14- Potência Efetiva final após a adição dos módulos	111
Tabela 15 - Porcentagem (%) de Potência efetiva final e necessária após a adição dos módulos.....	112
Tabela 16- Custo final dos módulos por cidade	112
Tabela 17 - Características Elétricas do Módulo YL140P-17b –YINGLI SOLAR.....	113
Tabela 18- Características técnicas do inversor Sunny Boy 1200.....	118
Tabela 19 - Energia produzida mensalmente por um sistema de 2,80 kWp para a cidade de Porto União/SC.....	126
Tabela 20 - Energia produzida mensalmente por um sistema de 2,52 kWp para a cidade de São Carlos/SP	126
Tabela 21 - Energia produzida mensalmente por um sistema de 2,24 kWp para a cidade de Petrolina/PE.....	127
Tabela 22- Tarifas de energia.....	134
Tabela 23- Economia Anual (R\$) estimada para as três cidades	135
Tabela 24 - Custo do Sistema Fotovoltaico de 2,8 kWp.....	136
Tabela 25 - Custo do Sistema Fotovoltaico de 2,52 kWp.....	136
Tabela 26 - Custo do Sistema Fotovoltaico de 2,24 kWp.....	136
Tabela 27 - Período de Retorno Simples em anos para cada uma das cidades	137
Tabela 28 – Análise Financeira - Porto União/SC.....	139
Tabela 29 – Análise Financeira - São Carlos/SP.....	140
Tabela 30 – Análise Financeira - Petrolina/PE.....	141

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
APE	Autoprodutor de Energia
BEN	Balanço Energético Nacional
BRICS	Grupo de Cooperação formado por Brasil, Rússia, Índia, China e África do Sul
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CGEE	Centro de Gestão e Estudos Estratégicos
CPTEC	Centro de Previsão do Tempo e Estudos Climáticos
CRESESB	Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito
CSSC	Células solares sensibilizadas por corante
DIEESE	Departamento Intersindical de Estatística e Estudos Sócio-Econômicos
DMA	Divisão de Clima e Meio Ambiente
EPIA	European Photovoltaic Industry Association
FDI	Fator de dimensionamento de inversores
FRE	Fonte renovável de energia
FV	Fotovoltaico
GD	Geração Distribuída
GEE	Gases de efeito estufa
GEF	Fundo Global para o Meio Ambiente
GT-GDSP	Grupo de Trabalho de Geração Distribuída com Sistemas Fotovoltaicos
HIT	Células Híbridas
IEA	<i>International Energy Agency</i>
IEA-PVPS	<i>International Energy Agency – Photovoltaic Power Systems Programme</i>
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc.</i>
INEE	Instituto Nacional de Eficiência Energética
INMETRO	Instituto Brasileiro de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial
INPE	Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais
IP	Grau de proteção
LABSOLAR	Laboratório de Energia Solar da Universidade Federal de Santa Catarina
Lpt	Programa Luz para Todos
MCT	Ministério de Ciência e Tecnologia

MME	Ministério de Minas e Energia
OCDE	Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico
ONU	Organização das Nações Unidas
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PDE	Plano Decenal de Expansão de Energia
P&D	Pesquisa e Desenvolvimento
PIE	Produtor Independente de Energia
PNUMA	Programa das Nações Unidas para o Meio Ambiente
PRODEEM	Programa de Desenvolvimento Energético de Estados e Municípios
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
SFCR	Sistema Fotovoltaico conectado à rede
SFV	Sistema Fotovoltaico
SIN	Sistema Interligado Nacional
SOLARCAD	Pacote de programas de projetos de sistemas de energia solar e seus componentes
STC	Condições padrão de teste
SWERA	Solar and Wind Energy Resource Assessment
T&D	Transmissão e Distribuição
UE	União Européia
UFRGS	Universidade Federal do Rio Grande do Sul
UNFPA	Fundo de População das Nações Unidas

LISTA DE SÍMBOLOS

°C	graus Celsius
A	Âmperes
AM	Massa de Ar
a-Si	Silício amorfo
a-Si:H	Silício amorfo hidrogenado
α_s	Ângulo Azimutal do Sol
α_w	Ângulo Azimutal da Superfície
Cd	Cádmio
CdTe	Telureto de cádmio
CH ₄	Metano
CO ₂	Dióxido de carbono
c-Si	Silício monocristalino
Cu	Cobre
Cu(InGa)Se ₂	Disseleneto de Cobre, Índio e Gálio
€	Euro
Ga	Gálio
Gap	Intervalo entre bandas permitidas em um metal ou semiconductor
GW	Gigawatt
HIT	Células Híbridas
In	Índio
J	Joule
kWp	Potência de pico em Kilowatt
m-Si	Silício monocristalino
MW	Megawatt
μ c-Si	Silício microcristalino
n-Si	Silício nano-amorfo
p-Si	Silício policristalino
Se	Selênio
Si	Silício
TiO ₂	Dióxido de Titânio
TWh	Terawatt hora
US\$	Dólar americano
V	Volts

W_p	Potência de pico em Watt
δ	Declinação Solar
γ	Ângulo de incidência
α	Altura Solar
β	Inclinação

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	27
1.1 JUSTIFICATIVA	29
1.2 OBJETIVOS	30
1.2.1 Objetivo Principal	30
1.2.2 Objetivos Específicos	30
1.3 ESTRUTURA DO TRABALHO	30
2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	32
2.1 CENÁRIO ENERGÉTICO MUNDIAL	32
2.2 CENÁRIO ENERGÉTICO BRASILEIRO	35
2.3 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	38
2.3.1 Definição	38
2.3.2 Geração Distribuída no Brasil	39
2.4 ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA	40
2.4.1 Radiação Solar	41
2.4.2 Células Fotovoltaicas	49
2.4.3 Tecnologias Fotovoltaicas comercialmente disponíveis	52
2.5 PANORAMA MUNDIAL DO MERCADO FOTOVOLTAICO	54
2.5.1 Indústria Fotovoltaica	55
2.5.2 Custos dos módulos fotovoltaicos	61
2.5.3 Custos dos inversores	62
2.5.4 Sistema completo	63
2.5.5 Estimativa de custo de investimento no Brasil	64
2.5.6 Programas de incentivo às fontes renováveis de energia	65
2.6 PANORAMA NACIONAL DO MERCADO FOTOVOLTAICO	67
2.6.1 Legislação Brasileira	69
2.7 SISTEMAS E APLICAÇÕES FOTOVOLTAICOS	73
2.7.1 Classificação	73
2.7.2 Componentes de um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica	76
2.7.2.1 Módulos Fotovoltaicos	77
2.7.2.2 Inversor	84
2.7.2.3 Estrutura do Suporte	87
2.7.2.4 Proteção	87
2.7.2.5 Instalação Elétrica	87

2.8 CARACTERÍSTICAS DO LOCAL DE INSTALAÇÃO	88
3 MATERIAS E MÉTODOS	89
3.1 Considerações Gerais	89
3.2 Caracterização da Edificação	89
3.2.1 Área para a instalação dos painéis	90
3.3 Determinação da Demanda de Consumo Residencial	91
3.4 Determinação das Cidades/ Avaliação do Recurso Solar	95
3.5 Dimensionamento dos Sistemas Fotovoltaicos	102
3.6 Dimensionamento do Inversor	104
3.7 Demais componentes elétricos.....	104
3.8 Estimativa da geração de energia	105
3.9 Análise econômica	105
4 RESULTADOS	106
4.1 Potência Nominal necessária	106
4.2 Dimensionamento dos inversores	114
4.3 Demais componentes elétricos	124
4.4 Estimativa da geração de energia	125
4.4.1 Produtividade Anual do Sistema (Yield)	128
4.4.2 Fator de Capacidade	129
4.4.3 Análise comparativa entre geração e consumo	130
4.5 Cálculo da Energia economizada	133
4.6 Custos dos sistemas	135
4.7 Análise Econômica	137
5 CONCLUSÕES	143
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	147
APÊNDICES	154
ANEXOS	157

1 INTRODUÇÃO

A matriz energética mundial é composta por várias fontes primárias, dentre as quais destacam-se petróleo, gás natural, carvão mineral, urânio, energia hidráulica, energia solar, energia eólica, além da energia proveniente da biomassa. No entanto, apesar dessa diversidade, o consumo dos combustíveis fósseis, que são recursos esgotáveis, prevalece sobre os demais. Além disso, o mundo tem vivenciado um aumento da demanda energética, provocado principalmente pelo crescimento populacional e pelo desenvolvimento tecnológico e industrial. Segundo dados divulgados pela ONU, através de Relatório executado pelo seu Fundo de População (UNFPA), a população mundial atual é de aproximadamente 7 bilhões de habitantes, devendo atingir mais de 9 bilhões até 2050, conforme ilustrado na Figura 1.

Figura 1 - Estimativa de crescimento da população mundial até 2050
(Fonte: UNFPA, 2011)

Devido ao problema da finitude dessas fontes de origem fóssil, principalmente do petróleo, e a constante preocupação ambiental com o aumento da emissão de gases de efeito estufa (GEE), como o dióxido de carbono (CO_2) e o metano (CH_4), que causam danos à qualidade de vida das atuais e futuras gerações, através de desastres ambientais, do aumento das temperaturas e da acidez do solo, novas regulamentações ambientais e o avanço de pesquisas na área de energias renováveis, têm sido elementos impulsionadores para o desenvolvimento de um novo ciclo energético baseado em fontes menos poluentes e menos agressivas.

A eletricidade representa atualmente 17% da demanda total de energia mundial, devendo aumentar para 23% até 2050, segundo projeções da Agência Internacional de Energia, 2011a. Assim, com a elevação da demanda, a capacidade de geração também deve ser ampliada através da construção de novas unidades geradoras, que se seguir o molde atual serão de grande porte e necessitarão de grandes linhas de transmissão e distribuição.

No entanto, este modelo está sendo questionado devido ao surgimento de novas tecnologias aliado à dificuldade crescente de financiamento de grandes centrais de geração e ao impacto ambiental causado por essas usinas. Dessa forma, a geração descentralizada é vista como uma opção viável para a expansão do setor elétrico mundial, principalmente através da exploração das energias solar, eólica e da biomassa.

Dentre as energias renováveis que vem apresentando um efetivo crescimento mundial nas últimas décadas, está a energia solar fotovoltaica, por possibilitar a geração de energia elétrica de forma distribuída, não necessitando, portanto, de extensas linhas de transmissão e distribuição, por ser uma fonte silenciosa, que possibilita a instalação de sistemas de diferentes potências e ainda por integrar-se às edificações no meio urbano, sem necessitar de áreas extras para sua instalação (RÜTHER, 2004).

O uso desta fonte tem sido incentivada principalmente em países pertencentes à União Européia, através da adoção de programas governamentais, lançados com o propósito de estimular o aumento no número de instalações, criando assim ganhos de escala, que consequentemente reduzem os custos e contribuem para o aumento da competitividade da indústria fotovoltaica em relação às fontes de energia convencionais. Nestes países, o crescimento da capacidade instalada se dá principalmente em sistemas conectados à rede elétrica, já sendo mais de 69 GW instalados a nível mundial até 2011, o que representa uma produção de 85 TWh de eletricidade por ano (EPIA, 2012). Este volume de energia é suficiente para atender às necessidades energéticas anuais de mais de 20 milhões de domicílios.

A radiação solar que incide na Terra em um ano é 10.000 vezes maior que a demanda energética neste mesmo período, podendo ser considerada uma fonte inesgotável. O potencial de aproveitamento da energia solar no Brasil é muito grande, pois a maior parte do território nacional está localizada na região inter-tropical, o que resulta em altos índices de radiação. No entanto, a utilização desta energia na matriz elétrica brasileira ainda é incipiente, sendo poucos os sistemas conectados à rede, voltados principalmente à projetos de pesquisa desenvolvidos por instituições acadêmicas. As principais aplicações da tecnologia fotovoltaica no país são relativas a sistemas autônomos, ou seja, não conectados à rede e

dependentes de um acumulador de energia (baterias), voltados principalmente à telecomunicação, à eletrificação rural e ao bombeamento de água em regiões isoladas (JANNUZZI, 2009).

Por outro lado, com a aprovação da Resolução Normativa nº 482/2012 pela ANEEL, que estabelece as condições gerais para o acesso a microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, a partir de fontes baseadas em energia hidráulica, solar, eólica e biomassa, espera-se que haja um aumento na utilização da energia solar no Brasil, e portanto, uma diversificação na matriz elétrica predominantemente abastecida por grandes centrais hidrelétricas.

1.1 JUSTIFICATIVA

O desenvolvimento econômico e humano depende diretamente da disponibilidade de recursos energéticos, desse modo, a geração de eletricidade próxima ao ponto de consumo tende a ser uma importante aliada para a redução de perdas significativas que ocorrem nas linhas de transmissão e distribuição de sistemas elétricos integrados e extensos como o brasileiro. Apesar de a principal fonte de geração de eletricidade no Brasil ser a hidráulica, e portanto, considerada uma fonte renovável, a disponibilidade de bacias hidrográficas próximas aos grandes centros consumidores é reduzida.

Por outro lado, a radiação solar incidente no Brasil é bem superior aos níveis registrados em países como a Alemanha, por exemplo. Enquanto no país europeu os níveis de irradiação anual variam entre 900 – 1.250 kWh/m², em qualquer região do território brasileiro são registrados valores entre 1.500 – 2500 kWh/m². Tais dados demonstram que as condições brasileiras são muito mais favoráveis ao aproveitamento da energia solar, o que justifica sua inserção como fonte complementar na matriz elétrica brasileira. Isto é, através da utilização de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica, esta fonte renovável e silenciosa, pode contribuir para a redução dos picos de demanda diurno, além de poder ser gerada junto ao ponto de consumo e não necessitar de áreas extras para a instalação dos painéis, pois como foi mencionado, podem ser integrados às edificações.

Apesar da utilização da energia solar fotovoltaica como fonte de geração de energia elétrica ainda não ser difundida em larga escala no Brasil, é relevante destacar sua potencialidade na geração descentralizada. É neste contexto, que este trabalho contribuirá, demonstrando como funciona a conversão de energia solar em eletricidade, quais procedimentos devem ser seguidos para o dimensionamento de um sistema fotovoltaico

conectado à rede elétrica e sua contribuição no atendimento da demanda energética requerida pela edificação que a utiliza como fonte geradora.

1.2 OBJETIVOS

1.2.1 Objetivo Principal

O objetivo principal deste trabalho é demonstrar a aplicabilidade do uso de painéis fotovoltaicos em residências através do dimensionamento de sistemas conectados à rede elétrica pública, para três casas localizadas no meio urbano, que possuem as mesmas características construtivas e o mesmo consumo médio mensal de energia elétrica. Uma das premissas consideradas, foi a autossuficiência energética das edificações apenas utilizando o recurso solar como fonte de geração elétrica.

1.2.2 Objetivos Específicos

1. Estudo comparativo entre sistemas fotovoltaicos instalados em residências localizadas em diferentes regiões do país;
2. Análise da contribuição da geração fotovoltaica junto às curvas de demanda diária média das regiões Sul, Sudeste e Nordeste, representadas respectivamente pelas cidades de Porto União/SC, São Carlos/SP e Petrolina/PE.

1.3 ESTRUTURA DO TRABALHO

Esta dissertação está dividida em cinco capítulos, conforme descrito abaixo:

No Capítulo 1 foi apresentada uma introdução sobre o tema de estudo, a justificativa e os objetivos estabelecidos para o desenvolvimento desta dissertação.

O Capítulo 2 será composto pela revisão bibliográfica, onde serão apresentados conceitos e estudos já desenvolvidos sobre o tema. Nele serão contextualizados os cenários energéticos e o panorama de mercados fotovoltaicos mundiais e nacionais, além da apresentação de conceitos sobre a energia solar fotovoltaica e dos componentes necessários para a instalação e integração de sistemas conectados à rede elétrica.

No Capítulo 3 será apresentada a metodologia utilizada neste trabalho, sendo discorrido sobre cada etapa executada com o intuito de se atingir os objetivos propostos inicialmente.

O Capítulo 4 trará os resultados e discussões, apresentando um comparativo entre os sistemas dimensionados para as residências das três cidades que serviram de base de estudo,

analisando a contribuição da geração fotovoltaica para o suprimento da demanda energética das edificações.

Finalizando, no Capítulo 5 serão apresentadas as conclusões da dissertação e as sugestões para trabalhos futuros que contemplem o mesmo tema de estudo.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 CENÁRIO ENERGÉTICO MUNDIAL

Globalmente, os combustíveis fósseis continuam sendo a base da oferta de energia primária dos países, segundo dados publicados pelo BEN – Balanço Energético Nacional 2011, ano base 2010. Através da Figura 2, é possível perceber que a oferta mundial de energia por fonte em 2008 foi composta por 33,2% de petróleo, 27% de carvão mineral e apenas 10% de fontes renováveis.

Figura 2 - Oferta de Energia por Fonte no Mundo
(Fonte: MME, 2011a)

A geração de energia elétrica no mundo, em 2008, foi de 20.181 TWh, sendo o carvão mineral responsável por 41% do total, seguido pelo gás natural com 21,3%, pela energia hidráulica com 15,9% e pela fonte nuclear com 13,5%. O petróleo foi responsável por 5,5% e outras fontes por 2,8%, conforme ilustrado na Figura 3 (MME, 2011a).

Figura 3 - Produção de Energia Elétrica por Fonte
(Fonte: MME, 2011a)

Comparando-se os anos de 1973 e 2008, representados na Figura 3, nota-se o crescimento da participação do carvão mineral, do gás natural, da energia nuclear e de outras fontes na produção de energia elétrica, e uma queda na participação da energia hidráulica e do petróleo.

Tais números revelam a profunda dependência por combustíveis fósseis, por esse motivo, esforços com o intuito de restringir as emissões de gases de efeito estufa e as preocupações com a segurança do abastecimento desses combustíveis levaram a uma maior atenção e apoio à políticas de energias renováveis na última década. A transição de um modelo de sistema de geração por outro demanda tempo e investimentos, mas as projeções mostram uma tendência na oferta de energia renovável em vários países, conforme ilustrado na Figura 4.

Figura 4 - Previsão de geração de eletricidade a partir de fontes renováveis nos principais países e regiões do Mundo em 2050 (Fonte: IEA, 2011b)

Segundo a Agência Internacional de Energia – IEA (2011), a eletricidade representa 17% da demanda total de energia mundial, sendo que até 2050 deverá aumentar para 23%. O acesso à eletricidade é essencial para o desenvolvimento humano e para o desenvolvimento econômico, sendo que a expansão e modernização dos sistemas elétricos devem atender à crescente demanda de forma sustentável, a partir de perspectivas ambientais, econômicas e de segurança. O consumo de eletricidade per capita varia substancialmente em todo mundo, conforme ilustrado na Figura 5. Os países da OCDE¹ consomem cerca de 7.800 kWh/capita/ano. Índia e África, excluindo a África do Sul, consomem menos que 600

¹ A OCDE (Organização para Cooperação e Desenvolvimento Econômico) é um grupo formado por 34 países, com alta renda e alto índice de desenvolvimento humano (IDH).

kWh/capita/ano. Tais números demonstram as diferenças tanto em países da OCDE, como também entre os países membros dos BRICS² e outros.

Figura 5 - Consumo anual de eletricidade per capita no ano de 2008
(Fonte: IEA, 2011a)

Assim como o consumo per capita varia de um país para outro, o uso da eletricidade em diferentes setores econômicos também varia entre regiões e países, conforme ilustrado na Figura 6. No caso do Brasil, a indústria consome quase 50% do total, seguida pelos setores de serviços e residencial.

Figura 6 - Utilização final de eletricidade por setor e por países e regiões no ano de 2008 (Fonte: IEA, 2011a)

² BRICS – Grupo de cooperação formado por Brasil, Rússia, Índia, China e África do Sul.

2.2 CENÁRIO ENERGÉTICO BRASILEIRO

A apresentação dos dados a seguir tem por objetivo contextualizar o cenário energético brasileiro.

A oferta total de energia primária no Brasil no ano de 2010, foi de 268.754 milhões tep³, o que representa 2% da oferta mundial. A matriz energética brasileira possui uma característica muito peculiar: é composta por quase 50% de fontes renováveis de energia, ao contrário da média mundial de 12,9% e da média dos OCDE que é de 7,3% (MME, 2011a). Estes dados comparativos podem ser visualizados na Figura 7.

Figura 7 - Comparativo entre a matriz energética do Brasil e do Mundo
(Fonte: MME, 2011a)

Além do grande potencial na produção de combustíveis fósseis, o Brasil possui a maior bacia hidrográfica do mundo, o que reflete na produção de energia elétrica, proveniente, na sua maior parte, de usinas hidrelétricas. Em 2010, a geração interna hidráulica respondia por 74% da oferta interna do país, conforme mostra a Figura 8. (MME, 2011a).

³ 1 tep = 41,85 x 10⁹ J

Figura 8 - Oferta Interna de Energia Elétrica por Fonte no ano de 2010
(Fonte: MME, 2011a)

Apesar disso, nas principais concentrações urbanas, boa parte do potencial hidráulico já foi aproveitado, exigindo desse modo investimentos na expansão das redes de transmissão e distribuição, o que consequentemente contribui para o aumento nos custos da geração de energia elétrica. É neste contexto que a expansão de outras fontes renováveis, como a energia solar e a energia eólica devem ser inseridas.

A oferta interna de energia elétrica em 2010 foi de 545,1 TWh, montante 8,4% superior a 2009 e o consumo final foi de 455,7 TWh, representando um aumento de 7,8% em relação a 2009. Somando as importações, que essencialmente também são de origem renovável, pode-se afirmar que aproximadamente 86% da eletricidade no Brasil é originária de fontes renováveis (MME, 2011a).

O consumo de energia elétrica cresceu 9,9% no setor industrial, 6,6% no setor residencial e os demais setores - comercial, agropecuário, público e transportes - apresentaram variação de 4,4% em relação ao ano de 2009. (MME, 2011a).

Em 2010, com o acréscimo de aproximadamente 7,1 GW, a capacidade instalada das centrais de geração de energia elétrica do Brasil alcançou 110 GW. Deste total, as centrais hidrelétricas representaram 75%, as centrais térmicas responderam por 15% da capacidade total, as usinas nucleares participaram com 2% e as fontes renováveis (PCH, eólica e biomassa) responderam por 8% do total da geração em GW, conforme ilustra a Figura 9. Além disso, na mesma figura é possível visualizar a estimativa de participação das fontes de geração para os anos de 2014 e 2020, que prevê um crescimento na contribuição da energia da biomassa, eólica e das Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH's). Estas projeções constam do Plano Decenal de Expansão de Energia – PDE 2011-2010 (MME, 2011c).

Figura 9 - Estimativa de evolução da capacidade instalada por fonte de geração (GW e %) (Fonte: MME, 2011c)

Ainda de acordo com o PDE 2011-2020, a capacidade instalada do Sistema Interligado Nacional – SIN deverá passar de 110 GW em dezembro de 2010 para 171 GW em dezembro de 2020. Esta estimativa considerou que 32.184 MW serão provenientes da energia hidrelétrica; 9.962 MW da energia termelétrica; 1.405 MW da energia nuclear e 18.009 MW provenientes de fontes alternativas (MME, 2011c)

A energia eólica é, dentre as fontes renováveis de energia elétrica, a que vem recebendo maior incentivo do governo brasileiro através do PROINFA – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica, 2001 coordenado pelo Ministério de Minas e Energia. Segundo o Atlas do Potencial Eólico Brasileiro ⁴ (apud Pereira et al., 2006 p.10), o potencial eólico nacional é de 143,5 GW, indicando que esta forma de geração poderá, em médio prazo, ser uma importante fonte descentralizada e complementar de energia acoplada a rede elétrica (PEREIRA et al., 2006).

Segundo o BEN 2011, ano base 2010, a produção de eletricidade a partir da fonte eólica alcançou 2.176,6 GWh em 2010. A potência instalada para geração eólica no país aumentou 54,1%, ou seja, o parque eólico nacional cresceu 326 MW, alcançando 928 MW ao final de 2010, em decorrência da inauguração de quatorze centrais geradoras (MME, 2011a).

Por outro lado, o potencial de aproveitamento da energia solar no Brasil é muito grande. Segundo o Atlas Solarimétrico do Brasil (2000), as áreas localizadas no Nordeste brasileiro têm valores de radiação solar diária, média anual comparáveis às melhores regiões do mundo (regiões desérticas).

As cartas de radiação solar global diária, média mensal elaboradas pelo Atlas Solarimétrico do Brasil, mostram que a radiação solar no Brasil varia entre 8 a 22 MJ/m².dia.

⁴ Centro de Pesquisas de Energia Elétrica. Atlas do Potencial Eólico Brasileiro. CEPEL/ELETRORÁS/Ministério de Minas e Energia. 45p., 2001.

Segundo Rüther (2012), seriam necessários apenas 0,045% da área total do território nacional, ou seja, 3.844 Km² em painéis fotovoltaicos, para gerar a energia consumida no Brasil em 2010, que foi de 455,7 TWh, o que revela que esta fonte renovável de energia tem muito a oferecer a matriz energética nacional, apesar de ainda ter uma participação muito incipiente e nem ser contabilizada de forma isolada nos relatórios setoriais atuais.

2.3 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

2.3.1 Definição

Existem vários termos e definições usados em relação à geração distribuída. Alguns países baseiam-se no nível de tensão para defini-la; outros analisam se a instalação e operação das unidades de geração de energia elétrica estão diretamente ligadas à rede de distribuição ou ao consumidor, não sendo considerada relevante a potência instalada nesta definição (ACKERMANN et al., 2001).

Segundo o Cigre ⁵, (2008 apud Braun-Grabolle, 2010, p. 35), geração distribuída são unidades de geração com capacidade máxima de 50 a 100 MW, geralmente conectadas à rede de distribuição, mas que não tem despacho centralizado. Para o IEEE, *Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc.*, a GD é uma unidade de geração com instalações pequenas em relação às grandes centrais de geração, com conexão a um ponto próximo da rede elétrica existente, junto aos centros de carga.

De acordo com o Instituto Nacional de Eficiência Energética, geração distribuída é uma expressão utilizada para designar a geração elétrica junto ou próxima do(s) consumidor (es) independente da potência, tecnologia e fonte de energia (INEE, 2011).

A legislação brasileira define geração distribuída através do decreto de lei nº. 5.163 de 30 de julho de 2004, Art. 14, como sendo (BRASIL, 2004):

“[...] Art. 14. Para os fins deste Decreto, considera-se geração distribuída a produção de energia elétrica proveniente de empreendimentos de agentes concessionários, permissionários ou autorizados, incluindo aqueles tratados pelo art. 8º da Lei no 9.074, de 1995, conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador, exceto aquela proveniente de empreendimento:

I - hidrelétrico com capacidade instalada superior a 30 MW; e

⁵ CIGRE. Conseil International des Grands Réseaux Électriques. Disponível em: <<http://www.cigre.org/>>. Acesso em: Outubro de 2008.

II - termelétrico, inclusive de co-geração, com eficiência energética inferior a setenta e cinco por cento, conforme regulação da ANEEL, a ser estabelecida até dezembro de 2004. [...]”

A geração distribuída inclui: co-geradores; geradores que usam como fonte de energia resíduos combustíveis de processo; geradores de emergência; geradores para operação no horário de ponta; painéis fotovoltaicos e pequenas centrais hidrelétricas. (INEE, 2001).

Além disso possui vantagem sobre a geração centralizada, pois dispensa investimentos em linhas de transmissão e distribuição, permitindo ainda o acesso a energia elétrica aos consumidores residentes em localidades isoladas.

2.3.2 Geração Distribuída no Brasil

No Brasil, a geração elétrica perto do consumidor chegou a ser regra na primeira metade do século XX, quando a energia industrial era praticamente toda gerada localmente. No entanto, a partir da década de 1940, a geração em centrais de grande porte ficou mais barata, reduzindo o interesse dos consumidores pela geração distribuída, e consequentemente, houve uma estagnação no desenvolvimento tecnológico para incentivar este tipo de geração. (INEE, 2011).

De acordo com BRASIL, 1995 ⁶, 1996 ⁷ (apud Braun-Grabolle, 2010, p. 38), a partir de 1996, o setor elétrico brasileiro vem passando por mudanças e reestruturação, cuja base legal é a Lei 9.074/1995, que estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos e criou o conceito de Consumidor Livre. Além disso, o Decreto de Lei nº. 2.003 de 10/09/1996, regulamentou a produção de energia elétrica por Produtor Independente de Energia (PIE) e por Autoprodutor de Energia (APE). O §6 do Art. 15 da Lei 9.074/1995, assegurou ao PIE e ao APE acesso aos sistemas de transmissão e distribuição de concessionários, mediante ressarcimento do custo de transporte envolvido.

Segundo BRASIL, 1998 ⁸ (apud Braun-Grabolle, 2010, p. 38), a partir da criação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) através da Lei 9.648/1998, várias resoluções

⁶ BRASIL. Lei nº 9.074 de 7 de Julho de 1995. Estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos e dá outras providências. **Diário Oficial da República Federativa do Brasil**, Brasília-DF, 1995. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/LEIS/L9074compilada.htm>. Acesso em: Abril de 2008.

⁷ BRASIL. Decreto nº 2.003 de 10 de Setembro de 1996. Regulamenta a produção de energia elétrica por Produtor Independente e por Autoprodutor e dá outras providências. **Diário Oficial da República Federativa do Brasil**, Brasília-DF, 1996. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/dec19962003.pdf>>. Acesso em: Abril de 2008.

⁸ BRASIL. Lei nº 9.648 de 27 de Maio de 1998 Altera dispositivos das Leis nº 3.890-A, de 25 de abril de 1961, nº 8.666, de 21 de junho de 1993, nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, nº 9.074, de 7 de julho de 1995, nº 9.427, de 36 de dezembro de 1996, e autoriza o Poder Executivo a promover a reestruturação da Centrais Elétricas Brasileiras - ELETROBRÁS e de suas subsidiárias e dá outras providências. **Diário Oficial da República Federativa do Brasil**, Brasília-DF, 1998. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Leis/L9648compilada.htm>. Acesso em: Abril de 2008.

e regulamentações foram criadas para formar o atual marco regulatório brasileiro. Em 2002, a Lei 10.438 foi promulgada e estabeleceu incentivos para a geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis de energia e de co-geração qualificada com a criação do PROINFA - Programa de Incentivo às Fontes Renováveis de Energia Elétrica.

Assim, devido às condições reais de ganhos em eficiência econômica e à ampliação da competição, a geração distribuída é uma importante alternativa para o setor elétrico. No Brasil, quatro fontes renováveis de energia se destacam como sendo as mais favoráveis para serem utilizadas como fontes de GD: energia hidráulica, energia da biomassa, energia eólica e energia solar.

No entanto, uma das barreiras para o avanço da geração distribuída refere-se a interconexão dos geradores descentralizados com a rede, pois aumentam a preocupação com a segurança dos responsáveis pela manutenção e interferem na qualidade da energia. Assim, a padronização dos equipamentos de interconexão e a criação de normas são indispensáveis para a melhoria no gerenciamento da rede e para a viabilidade de pequenos projetos de geração.

2.4 ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

O aproveitamento da energia solar, seja como fonte de calor, seja como fonte de luz é uma das alternativas energéticas mais promissoras para solucionar parte dos problemas de escassez de energia enfrentados pela população mundial.

A energia solar fotovoltaica é obtida através da conversão direta da luz em eletricidade, denominada de efeito fotovoltaico e é realizada pelos dispositivos fotovoltaicos (FV). Tal efeito foi relatado pelo físico francês Edmond Becquerel, em 1839, como sendo o aparecimento de uma diferença de potencial nos extremos de uma estrutura de material semicondutor, produzida pela absorção da luz, ou seja, no momento da interação da radiação solar com o material semicondutor, ocorre a liberação e movimentação de elétrons por este material, gerando-se assim essa diferença de potencial (CRESESB, 2004).

A conversão da energia solar em eletricidade ocorre de modo silencioso, sem emissão de gases, não necessitando de operador para o sistema. Apenas a componente luminosa da energia solar (fótons) é útil para a conversão fotovoltaica. A componente térmica (radiação infravermelha) é utilizada em outras aplicações, como o aquecimento de água ou a geração de energia elétrica através de sistemas termo-solares com concentradores (LAMBERTS, et al., 2010).

O desenvolvimento da tecnologia fotovoltaica foi impulsionada inicialmente por empresas do setor de telecomunicações, que buscavam fontes de energia para sistemas instalados em localidades remotas e também pela corrida espacial, já que a célula fotovoltaica é o meio mais adequado para fornecer a quantidade de energia necessária para a permanência no espaço por longos períodos de tempo, por possuir menor custo e peso (CRESESB, 2004).

Com a crise mundial de energia em 1973/1974, a preocupação em estudar novas formas de produção de energia fez com que a utilização das células fotovoltaicas não se restringisse somente a programas espaciais, mas que também pudesse ser utilizada no meio terrestre para suprir o fornecimento de energia. Um dos fatores que impossibilitava a utilização da energia solar fotovoltaica em larga escala era o alto custo das células, que foram produzidas a um custo de US\$ 600/W para o programa espacial (CRESESB, 2004). Com a ampliação dos mercados e várias empresas voltadas para a produção de células fotovoltaicas, o preço médio de um módulo fotovoltaico na Europa, em julho de 2011, era de aproximadamente 1,2 €/W⁹, ou seja, cerca de 70% menor que há 10 anos, quando era comercializado a 4,2 €/W (EPIA, 2012).

2.4.1 Radiação Solar

A Terra, em seu movimento anual em torno do Sol, descreve em trajetória elíptica um plano que é inclinado aproximadamente 23,5° em relação ao plano equatorial. Esta inclinação é responsável pela variação da elevação do Sol no horizonte, dando origem às estações do ano, conforme visualizado na Figura 10.

⁹ Com a cotação do Euro a R\$ 2,50 em julho de 2012, o custo do módulo caiu de R\$ 10,50/W para R\$ 3,00/W

Figura 10 - Órbita da Terra em torno do Sol, com seu eixo N-S inclinado a 23,5°
(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 (δ). Este ângulo pode variar de acordo com o dia do ano, dentro dos seguintes limites:

$$-23,45^\circ \leq \delta \leq 23,45^\circ$$

A soma da declinação com a latitude local determina a trajetória do movimento aparente do Sol para um determinado dia em uma determinada localidade da Terra. A Figura 11 ilustra a declinação solar durante os equinócios de primavera e outono, e os solstícios de verão e inverno.

Figura 11 - Declinação Solar durante os Equinócios e Solstícios
(Fonte: adaptado de VANEK; ALBRIGHT, 2008)

As relações geométricas entre os raios solares, que variam de acordo com o movimento do Sol e a superfície terrestre, são descritas através de vários ângulos, conforme a Figura 12.

Figura 12 - (a) Ilustração dos ângulos α e α_s . (b) Coordenadas de orientação da superfície, α_w e β , e o ângulo γ (Fonte: CRESESB, 2004)

Os ângulos apresentados na Figura 12, são definidos da seguinte maneira:

- Ângulo de incidência (γ): ângulo formado entre os raios do Sol e a normal à superfície de captação;
- Ângulo Azimutal da Superfície (a_w): ângulo entre a projeção da normal à superfície no plano horizontal e a direção Norte-Sul. O deslocamento angular é tomado a partir do Norte ($-180^\circ \leq a_w \leq 180^\circ$).
- Ângulo Azimutal do Sol (a_s): ângulo entre a projeção do raio solar no plano horizontal e a direção Norte-Sul.
- Altura Solar (α): ângulo compreendido entre o raio solar e a projeção do mesmo sobre um plano horizontal.
- Inclinação (β): ângulo entre o plano da superfície em questão e a horizontal.

A norma técnica brasileira ABNT NBR 10899:2006 define a radiação solar como sendo a forma de transferência de energia advinda do sol através da propagação de ondas eletromagnéticas ou fótons. E irradiação solar como sendo a quantidade de radiação incidente em uma superfície e integrada durante um intervalo de tempo especificado, normalmente uma hora ou um dia. A irradiância solar é a taxa da radiação solar incidente em uma superfície por unidade de área, normalmente medida em watt por metro quadrado e simbolizada por “G”. É este o parâmetro utilizado para o cálculo da quantidade estimada de energia elétrica que um sistema fotovoltaico é capaz de produzir

Anualmente, a energia fornecida pelo Sol é da ordem de $1,5 \times 10^{18}$ kWh, correspondendo a 10.000 vezes o consumo mundial de energia neste período. Considerando-se apenas a superfície terrestre, com potencial para a instalação de geradores de energia por meio do sol, esta energia passa a ser da ordem de $10,8 \times 10^{11}$ GWh/ano. Isto indica que, além de ser responsável pela manutenção da vida na Terra, a radiação solar é uma inesgotável fonte energética com enorme potencial de utilização por meio de sistemas de captação e conversão em outra forma de energia, como térmica e elétrica (RÜTHER, 2004).

A luz solar que atinge a superfície terrestre é composta por uma fração direta e por uma fração difusa, conforme ilustra a Figura 13. A fração direta segue a direção do sol, produzindo sombras bem definidas em qualquer objeto. Já a fração difusa é aquela proveniente da atmosfera e depende de uma direção específica.

Figura 13 - Componentes da radiação solar na superfície terrestre
(Fonte: IST; DGS; UE, 2004)

O conhecimento exato da localização do Sol, é necessário para determinar os dados de radiação e a energia produzida pelas instalações solares. A localização do Sol pode ser definida em qualquer local, pela sua altura e pelo seu azimute. No campo da energia solar, o Sul é referido geralmente como $\alpha = 0^\circ$. O sinal negativo é atribuído aos ângulos orientados a Leste (Leste: $\alpha = -90^\circ$) e o sinal positivo aos ângulos orientados a Oeste (Oeste: $\alpha = 90^\circ$) (IST; DGS ; UE, 2004).

Entretanto, na arquitetura e na construção, o ângulo de azimute é 0° , referindo-se ao Norte. Os demais ângulos surgem no sentido dos ponteiros do relógio (Leste: $\alpha = 90^\circ$; Sul: $\alpha = 180^\circ$; Oeste: $\alpha = 270^\circ$) (IST; DGS ; UE, 2004).

Figura 14 - Representação de ângulos da posição solar
(Fonte: adaptado de IST; DGS ; UE, 2004)

A irradiância solar depende da altura do Sol (γ_s), que é calculada a partir de uma base horizontal. Devido à sua trajetória, a altura do Sol muda durante o dia e também durante o ano, como pode ser observado na Figura 15.

Figura 15 - Trajetória do Sol em diferentes estações do ano
(Fonte: adaptado de IST; DGS ; UE, 2004)

Quando a posição do Sol é perpendicular à superfície da Terra, a luz solar percorre um percurso mais curto através da atmosfera e o contrário ocorre quando o ângulo de incidência solar é muito baixo. Assim, um modelo simples para calcular a intensidade de insolação solar baseia-se no número da massa de ar, que é utilizada para quantificar a redução da energia solar que passa através da atmosfera e é atenuada pela reflexão, absorção e dispersão. O número da massa de ar pode ser calculado através da Equação 1 e a Trajetória dos raios solares na atmosfera é ilustrada na Figura 16.

$$\text{Massa de Ar} = \frac{1}{\cos(\theta)} \quad (1)$$

Figura 16 - Trajetória dos raios de sol na atmosfera e definição do coeficiente de Massa de Ar (Fonte: CRESESB, 2004)

A intensidade da radiação solar fora da atmosfera depende da distância entre o Sol e a Terra, podendo variar entre $1,47 \times 10^8$ km e $1,52 \times 10^8$ km, durante o ano. Devido a este fato,

a irradiância E_0 varia entre 1.325 W/m^2 e 1.412 W/m^2 . O valor médio é designado por constante solar, $E_0 = 1.367 \text{ W/m}^2$ (IST; DGS ; UE, 2004).

Contudo, devido à reflexão, absorção (ozônio, vapor de água, oxigênio, dióxido de carbono) e dispersão (partículas de pó e poluição), apenas uma parte da quantidade total da radiação solar atinge a superfície terrestre. O nível de irradiância na Terra atinge um valor aproximado de 1.000 W/m^2 ao meio-dia, em boas condições climáticas, independentemente da localização. A irradiação global anual pode ser medida em kWh/m^2 e varia de modo significativo de acordo com as regiões, como pode ser observado no mapa de irradiação solar global horizontal (soma das parcelas de irradiação direta e difusa) média anual para o Brasil.

Figura 17 - Mapa brasileiro de irradiação solar global horizontal média anual
(Fonte: PEREIRA et al., 2006)

O mapa representado na Figura 17 mostra a média anual do total diário de irradiação solar global incidente no território brasileiro. Os índices de irradiação global apresentam médias relativamente altas em todo o país, apesar das diferenças climáticas entre as regiões.

Observa-se que o norte do estado da Bahia, caracterizado pelo clima semi-árido, com baixa precipitação ao longo do ano e a menor média anual de cobertura de nuvens do Brasil, é o que apresenta o maior valor de irradiação global – $6,5 \text{ kWh/m}^2$. A menor irradiação solar global – $4,25 \text{ kWh/m}^2$ – ocorre no litoral do estado de Santa Catarina, com precipitação bem distribuída ao longo do ano. Os valores de irradiação solar global incidente em qualquer região do território brasileiro ($1.500 - 2500 \text{ kWh/m}^2$) são superiores aos da maioria dos países da União Européia, como Alemanha ($900 - 1.250 \text{ kWh/m}^2$), França ($900 - 1.650 \text{ kWh/m}^2$) e Espanha ($1.200 - 1.850 \text{ kWh/m}^2$), onde há fortes incentivos governamentais para a implementação de projetos que aproveitem os recursos solares (PEREIRA et al., 2006).

Figura 18 - Mapa brasileiro de irradiação solar no plano inclinado média anual
(Fonte: PEREIRA et al., 2006)

O mapa da Figura 18 mostra a média anual da irradiação solar diária incidente sobre um plano com inclinação igual à latitude local. Esta configuração é a que possibilita a máxima

captação da energia solar incidente, pois a irradiação solar sobre o plano inclinado apresenta forte influência do albedo da superfície. Os maiores níveis de irradiação no plano inclinado ocorrem na faixa que vai do Nordeste ao Sudeste durante a Primavera e os menores valores em todas as regiões do Brasil ocorrem durante os meses de Inverno (PEREIRA et al., 2006).

Os mapas representados acima constam da base de dados gerada pelo Projeto SWERA (*Solar and Wind Energy Resource Assessment*), financiado pelo Programa das Nações Unidas para o Meio Ambiente (PNUMA) e co-financiado pelo Fundo Global para o Meio Ambiente (GEF). O foco principal do projeto, iniciado em 2001, foi promover o levantamento de uma base de dados confiável e de alta qualidade visando auxiliar o planejamento e desenvolvimento de políticas públicas de incentivo a projetos nacionais de energia solar e eólica e atrair o capital de investimentos da iniciativa privada para a área de energias renováveis. Os produtos voltados para a energia solar aplicados ao Brasil foram desenvolvidos através de parceria entre a DMA/CPTEC/INPE¹⁰ e o Laboratório de Energia Solar da Universidade Federal de Santa Catarina (LABSOLAR/UFSC), fazendo uso do modelo de transferência radiativa BRASIL-SR¹¹ e de uma base geo-referenciada de dados ambientais e sócio-econômicos disponibilizados por diversos parceiros nacionais e internacionais e de distribuição gratuita (PEREIRA et al., 2006).

2.4.2 Células Fotovoltaicas

As células solares são as responsáveis pelo funcionamento de um sistema fotovoltaico, pois é nelas que se dá o efeito fotovoltaico, através do qual a radiação solar é convertida diretamente em energia elétrica. Neste processo, são utilizados materiais semicondutores como o silício, o arseneto de gálio, telureto de cádmio ou disseleneto de cobre e índio, ao qual são adicionados dopantes com o objetivo de se criar um meio adequado ao estabelecimento do efeito fotovoltaico (IST; DGS ; UE, 2004).

Por serem sólidos e terem uma boa estrutura atômica cristalina de condutividade elétrica intermediária, os materiais semicondutores são os mais adequados para este tipo de uso. Cerca de 95% de todas as células solares do mundo são de silício, elemento bastante abundante na Terra, mas que não existe como um elemento químico puro, e sim como uma ligação química

¹⁰ DMA – Divisão de Clima e Meio Ambiente | CPTEC – Centro de Previsão do Tempo e Estudos Climáticos | INPE – Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais

¹¹ O modelo BRASIL-SR é um modelo físico para obtenção de estimativas da radiação solar incidente na superfície que combina a utilização da aproximação “two-stream” na solução da equação de transferência radiativa com o uso de parâmetros determinados de forma estatística a partir de imagens de satélite. Foi inicialmente desenvolvido na Alemanha (GKSS, Geesthacht) e, posteriormente, adaptado e aperfeiçoado no Brasil por meio de convênio estabelecido entre o LABSOLAR/UFSC e o INPE.

em forma de dióxido de silício, encontrado na areia de sílica, por exemplo (IST; DGS ; UE, 2004).

Como o material utilizado nas células solares deve ser da maior pureza possível, é necessário separar o oxigênio não desejado do dióxido de silício. Dessa forma, a areia de sílica é aquecida e fundida junto com pó de carvão, criando-se assim o silício metalúrgico, com uma pureza de 98%. Entretanto, 2% de impurezas no silício para aplicações eletrônicas ainda é uma porcentagem muito expressiva, fazendo com que seja necessário purificar o silício em estado bruto através de vários processos químicos. Assim, é obtido o silício de alta qualidade, que poderá ser processado de diferentes modos, para a produção de células monocristalinas ou policristalinas (IST; DGS ; UE, 2004).

Uma das características dos materiais semicondutores é a existência de uma banda de Valência totalmente preenchida por elétrons e uma banda de condução totalmente vazia. Quando os quatro elétrons de ligação dos átomos de silício se ligam aos seus vizinhos é formada uma rede cristalina. No entanto, quando são adicionados átomos com cinco elétrons de ligação, como o fósforo, haverá um elétron em excesso que não poderá ser emparelhado e conseqüentemente, devido à baixa energia térmica, este elétron se livra e vai para a banda de condução. Devido a esse fenômeno, o fósforo é considerado um dopante de elétrons, conhecido como *dopante n* ou *impureza n* (CRESESB, 2004). A seção transversal de uma célula fotovoltaica é ilustrada na Figura 19.

Figura 19 - Seção transversal de uma célula fotovoltaica
(Fonte: VANEK; ALBRIGHT, 2008)

Caso sejam introduzidos átomos com apenas três elétrons de ligação, como é o caso do boro, haverá uma falta de elétrons para completar as ligações com os átomos de silício da rede. Este fenômeno é conhecido como *buraco* ou *lacuna*, e devido à pouca energia térmica, um elétron de um sítio vizinho pode passar a esta posição, deslocando o buraco. Desse modo, o boro é um aceitador de elétrons ou *dopante p* (CRESESB, 2004).

Figura 20 - Efeito fotovoltaico na junção *pn*
(Fonte: CRESESB, 2004)

Desse modo, denomina-se *junção pn* quando átomos de boro são introduzidos em uma metade e fósforo na outra, fazendo com que os elétrons livres do lado *n* passem ao lado *p* onde encontram os buracos que os capturam. Conseqüentemente é gerado um acúmulo de elétrons no lado *p*, tornando-o negativamente carregado, e uma redução de elétrons do lado *n*, tornando-o eletricamente positivo. Assim, é criado um campo elétrico permanente que dificulta a passagem de mais elétrons do lado *n* para o lado *p* (CRESESB, 2004).

A diferença de potencial causada pelo deslocamento de cargas é denominada efeito fotovoltaico (Figura 20). Isto é, em uma região onde o campo elétrico é diferente de zero, as cargas são aceleradas quando uma *junção pn* é exposta a fótons com energia maior que o *gap* (intervalo), provocando assim a geração de pares elétron-lacuna (CRESESB, 2004).

As células solares de silício cristalino sofrem várias perdas na transformação da energia solar em energia elétrica, conforme pode ser verificado no balanço energético representado na Figura 21. Ao final do processo, em média 13% da energia irradiada pelo Sol são transformadas em eletricidade.

Figura 21 - Balanço energético de uma célula solar cristalina
(Fonte: IST; DGS ; UE, 2004)

2.4.3 Tecnologias fotovoltaicas comercialmente disponíveis

As duas principais tecnologias utilizadas na produção de células fotovoltaicas destinadas a aplicações terrestres são as células de silício cristalino, na forma de finas fatias de silício (Si), com espessura entre 0,18 e 0,25 mm e as células de filmes finos, que consiste na deposição de películas de diferentes materiais sobre uma base ou substrato (RÜTHER, 2004, apud LAMBERTS et al., 2010, p. 49). Posteriormente surgiram as células solares sensibilizadas por corante (CSSC) e as células híbridas (HIT) (IST; DGS; UE, 2004).

A Figura 22 representa os tipos de células comercialmente disponíveis divididas em grupos.

Figura 22 - Tipos de células fotovoltaicas comercialmente disponíveis
(Fonte: adaptado de IST; DGS ; UE, 2004)

Dentre as tecnologias existentes mostradas no fluxograma acima, as baseadas em silício cristalino são as predominantes no mercado, devido a sua alta eficiência – cerca de 11 a 16% em média. O silício cristalino é a mais tradicional das tecnologias fotovoltaicas e a que apresenta maior escala de produção a nível comercial (86%) da produção mundial e os 14% restantes estão divididos pelos diferentes tipos de filmes finos (EPIA, 2012).

No caso das células de filmes finos, apenas uma fina camada do material fotovoltaico é depositada sobre substratos de baixo custo, como vidro, aço inox e alguns plásticos, o que possibilita o desenvolvimento de módulos flexíveis, leves, semitransparentes e com superfícies curvas, facilitando assim a integração com o envelope de uma edificação (RÜTHER, 2004).

Além do silício, outros elementos como telureto de cádmio (CdTe) e os compostos relacionados ao disseleneto de cobre, gálio e índio (CuInSe₂ ou CIS e Cu(InGa)Se₂ ou CIGS) também são utilizados na produção de células solares. No entanto, alguns elementos deste grupo são altamente tóxicos, como o (Cd, Se, Te), ou muito raros (Te, Se, Ga, In, Cd), ou ambos, o que inicialmente se mostrou um obstáculo considerável ao uso mais intensivo destas tecnologias (RÜTHER, 2004).

Dentre as tecnologias mais recentes encontradas no mercado estão as células híbridas (HIT – Heterojunção com uma camada fina intrínseca). Neste caso, o silício cristalino e o

silício amorfo são associados a uma película fina adicional não contaminada (camada fina intrínseca). Uma pastilha monocristalina forma o núcleo da célula HIT e é revestida em ambos os lados por uma camada fina de silício amorfo (a-Si). A eficiência destas células é de aproximadamente 17% (IST; DGS e UE, 2004).

As células sensibilizadas por corante (CSSC), foram introduzidas pelo pesquisador suíço Michael Grätzel em 1991. O material básico deste tipo de célula é o semicondutor de dióxido de titânio (TiO_2) combinado a um corante orgânico. Uma das vantagens desta tecnologia é que os materiais utilizados não são tóxicos e a sua produção é econômica. No entanto, sua eficiência ainda é muito baixa, mas as células nanocristalinas sensibilizadas por corantes são mais tolerantes aos ineficazes ângulos de incidência da luz solar, aos sombreamentos, além de terem sua eficiência melhorada com o aumento de temperatura (IST; DGS ; UE, 2004).

Sendo assim, por serem várias as tecnologias disponíveis, é preciso analisar qual delas é a mais adequada para atingir o objetivo do projeto. Caso o problema seja a área disponível para a instalação dos módulos, recomenda-se optar por uma tecnologia mais eficiente e muitas vezes com custos mais elevados. Agora se o problema for o custo, é recomendável utilizar uma tecnologia menos eficiente, que demandará uma maior quantidade de módulos, mas que por outro lado poderá ter seu custo final minimizado devido ao material utilizado.

2.5 PANORAMA MUNDIAL DO MERCADO FOTOVOLTAICO

A energia solar fotovoltaica vem apresentando um efetivo crescimento em diversos países nos últimos anos, em parte devido à implantação e intensificação de programas governamentais, que estimulam o desenvolvimento tecnológico e industrial para um melhor aproveitamento deste tipo de energia.

Dentre as diversas ações, em 1974 foi fundada a Agência Internacional de Energia (IEA), um órgão autônomo, no âmbito da OECD que realiza um amplo programa de cooperação energética entre seus 26 países membros, com a participação da Comissão Européia. Em 1993 foi criado o “Programa de Sistemas de Energia Fotovoltaica” (IEA PVPS), com a missão de aumentar os esforços de colaboração internacional, de forma a acelerar o desenvolvimento e a implantação da energia solar fotovoltaica como uma opção de energia renovável significativa e sustentável (IEA, 2010).

Como parte do trabalho do Programa IEA PVPS, pesquisas anuais de aplicações fotovoltaicas e análise de mercado são realizadas entre os países membros, e relatórios anuais são gerados, de modo a auxiliar os responsáveis pelo desenvolvimento estratégico das

empresas e autoridades públicas para a formatação de planos de médio prazo em empresas de eletricidade e outros prestadores de serviços na área de energia, bem como para a preparação de planos nacionais de energia (IEA, 2010).

2.5.1 Indústria Fotovoltaica

De acordo com o relatório anual publicado pela Photon-International (2011), a indústria fotovoltaica aumentou a produção de módulos para 27,2 GW em 2010, o que significa um aumento de 118% sobre os 12,5 GW produzidos em 2009, representando a maior taxa de crescimento desde 1999, quando começaram os registros da produção de células. Para se ter uma idéia, a capacidade instalada da usina de Itaipu é de 14 GW.

A Figura 23 mostra o crescimento exponencial na produção mundial anual de módulos fotovoltaicos entre 1999 e 2010. O aumento anual na produção de módulos supera a taxa de 40% desde 2000, fazendo com que a indústria fotovoltaica seja hoje a que apresenta o maior crescimento dentre as tecnologias de uso de fontes renováveis em nível mundial.

Figura 23 - Produção Mundial de módulos fotovoltaicos – 1999 – 2010
(Fonte: Photon-International, 2011)

A Figura 24 ilustra a participação das tecnologias fotovoltaicas na produção de módulos. As tecnologias de silício monocristalino (mono c-Si) e policristalino (p-Si, mas também denominado multi c-Si) detêm grande parte do mercado mundial com mais de 86%.

Isto se deve ao fato da sua alta eficiência na conversão de energia solar em energia elétrica. Já os filmes finos representam quase 14% da produção mundial, sendo representados em sua maioria por células de Telureto de Cádmio (CdTe).

Figura 24 - Participação por tecnologia fotovoltaica no ano de 2010
(Fonte: Photon-International, 2011)

Total de Energia Fotovoltaica Instalada

Um dos países que impulsionaram o desenvolvimento da tecnologia fotovoltaica foi a Alemanha, que através de uma política voltada para novas fontes renováveis, foi resolvendo questões técnicas e econômicas, criou indústrias e empregos, qualificou mão de obra, e com o acúmulo de experiências, conseguiu desenvolver uma cadeia produtiva para este novo tipo de mercado, que já movimentava dezenas de bilhões de dólares.

O governo alemão incentivou um programa de geração de energia elétrica com a injeção da eletricidade na rede. Isto é, através de sua legislação, estabeleceu a obrigatoriedade

das concessionárias de energia em receber em sua rede a energia gerada, remunerá-la e re-distribuí-la, contribuindo dessa maneira, para a expansão do mercado FV.

Segundo dados divulgados por EPIA (2012), em seu relatório de avaliação de mercados fotovoltaicos europeus e mundiais, durante a última década, a tecnologia FV tem mostrado potencial para se tornar uma importante fonte de geração de energia para o mundo, apresentando um crescimento robusto e contínuo, mesmo em tempos de crises financeiras e econômicas. No final de 2009, a capacidade acumulada instalada no mundo era de quase 23 GW. No ano seguinte, foi de 40 GW e em 2011, mais de 69 GW estão instalados a nível mundial, o que representa uma produção de 85 TWh de eletricidade por ano. Este volume de energia é suficiente para atender às necessidades energéticas anuais de mais de 20 milhões de domicílios.

Em termos de capacidade global instalada acumulada, a Europa ainda lidera com mais de 51 GW instalados até 2011, representando cerca de 75% da capacidade mundial FV total acumulada. Em seguida, tem-se Japão com 5 GW, EUA com 4,4 GW e China com 3,1 GW. Tais dados são demonstrados na Figura 25.

ROW: Resto do mundo
 MEA: Oriente Médio e África
 APAC: Ásia Pacífico

Figura 25 - Evolução da capacidade global instalada acumulada 2000 – 2011 (MW)
 (Fonte: EPIA, 2012)

Em 2011, foram 29,7 GW de sistemas fotovoltaicos conectados à rede, valor acima dos 16,8 GW instalados em 2010, conforme mostrado na Figura 26.

Figura 26 - Evolução da instalação global anual 2000 – 2011 (MW)
(Fonte: EPIA, 2012)

O mercado italiano foi o que mais cresceu no ano de 2011, com 9,3 GW instalados, seguido pela Alemanha, com 7,5 GW. Estes dados revelam que os dois países foram os responsáveis por quase 80% do crescimento do mercado europeu durante o ano de 2011, conforme Figuras 27 e 28.

Figura 27 - Evolução da capacidade acumulada instalada na Europa 2000 – 2011 (MW)
(Fonte: EPIA, 2012)

Figura 28 - Divisão do mercado europeu em 2011 (MW; %)
(Fonte: EPIA, 2012)

Na capacidade instalada acumulada global até 2011, a Alemanha continua liderando o mercado, com quase 25 GW instalados, seguida pela Itália e Japão, respectivamente com aproximadamente 13 GW e 5 GW, conforme Figura 29.

Figura 29 - Capacidade instalada acumulada global em 2011 (MW; %)
(Fonte: EPIA, 2012)

Dentre os países não europeus, a China foi a primeira do *ranking* em 2011, com 2,2 GW instalados, seguida pelos EUA com 1,9 GW, conforme Figura 30.

Figura 30 - Divisão do mercado não-europeu em 2011 (MW; %)
(Fonte: EPIA, 2012)

O número de países que atingiram mais de 1 GW de capacidade FV adicional durante 2011 passou de 3 para 6: Itália, Alemanha, França, China, Japão e EUA.

O potencial de expansão é estimado em cerca de 20 a 25 GW na Europa para os próximos anos, sendo que Alemanha, Bélgica, Itália e Reino Unido, são os países que continuam atraindo investidores. Por outro lado, o mercado não europeu vem expandindo rapidamente, com mais de 100% de crescimento em 2011, impulsionado principalmente por China, EUA e Japão. Estima-se que este mercado possa chegar entre 38 e 77 GW em 2016, através do estabelecimento de políticas adequadas (EPIA, 2012).

O maior crescimento FV deverá continuar na China e na Índia, seguidos pelo Sudeste Asiático, América Latina, Oriente Médio e países do Norte da África. Novas instalações fotovoltaicas responderam por 7,7 GW em 2011, comparados aos 3 GW registrados em 2010.

Ainda de acordo com o Relatório da EPIA (2012), há uma estimativa de que o mercado brasileiro atinja mais de 1 GW de capacidade instalada até 2016, sendo impulsionado por mecanismos regulatórios, como a Resolução 482/2012 da ANEEL, já que o país apresenta uma crescente demanda por eletricidade e possui elevados níveis de irradiação solar.

Desse modo, apesar da crise econômica vivenciada por muitos países, o mercado global de FV continuou crescendo, o que mostra que há uma demanda que pode resistir até mesmo a um período difícil. Com o apoio de políticas adequadas, o desenvolvimento equilibrado do mercado, e contínua inovação da indústria, a mais promissora fonte mundial de eletricidade pode continuar sua taxa de crescimento notável no curto, médio e longo prazo.

2.5.2 Custos dos módulos fotovoltaicos

A tecnologia solar fotovoltaica tem provado nos últimos anos que, com um quadro regulamentar adequado para cada país pode ser uma importante aliada no objetivo da União Europeia de atingir a meta de 20% de fontes renováveis de energia até 2020.

Os avanços tecnológicos e de economias de escala têm estimulado uma constante redução dos custos, que continuará nos próximos anos, aumentando a competitividade da indústria fotovoltaica em relação às fontes de energia convencionais. O custo de geração refere-se ao preço de uma única unidade de eletricidade, normalmente expressa em kWh e considera todos os custos de investimento e operacionais sobre a vida útil do sistema.

As Figuras 31 e 32 ilustram um declínio notável dos preços: ao longo dos últimos 20 anos, a tecnologia fotovoltaica mostrou reduções de preços impressionantes, com o valor dos módulos decrescentes por mais de 20% cada vez que o volume acumulado de vendas dobrou. Este fenômeno é conhecido como fator de aprendizagem. O preço médio de um módulo fotovoltaico na Europa, em julho de 2011, atingiu cerca de 1,2 €/W, isto é cerca de 70% menor do que 10 anos atrás (EPIA, 2012). No Brasil, considerando os menores preços dos

módulos, o valor médio seria de R\$ 6,30/W, o que equivaleria a 2,5 €/W, ou seja, mais que o dobro do preço médio registrado na Europa.

Figura 31 - Evolução do preço médio do módulo fotovoltaico na Europa
(Fonte: EPIA, 2012)

Figura 32 - Curva de experiência do preço do módulo FV (US\$ / Wp & MW)
(Fonte: EPIA, 2012)

2.5.3 Custos dos Inversores

A Figura 33 ilustra o preço unitário de inversores em função da potência nominal, expresso em US\$/Wp. Para potências nominais superiores a 7.000 Wp, o preço unitário de inversores se estabiliza em cerca de US\$ 0,50/Wp, mas alcança cerca de US\$ 1,55 /Wp na faixa de potência de 1.000 Wp. Para potências de 100 KWp, o preço unitário é de aproximadamente US\$ 0,50/Wp, reduzindo-se a US\$ 0,40/Wp para potências de 300 KWp e para US\$ 0,30 /Wp para potências de 500 KWp (MME, 2012).

Figura 33 – Preço unitário de inversores
(Fonte: MME, 2012)

2.5.4 Sistema Completo

O preço do conjunto de geração fotovoltaica tem sofrido uma redução acentuada, principalmente devido ao declínio nos preços dos painéis. De acordo com a *German Solar Industry Association* – BSW, o preço de sistemas fotovoltaicos de até 100 KWp na Alemanha, instalados em telhados, reduziu-se em agosto de 2011, a € 2,2/Wp, excluídos impostos. Outras fontes sugerem preços praticados na Alemanha ainda menores, de € 1,60/Wp para instalações de grande porte e de € 1,90/Wp para instalações residenciais, em setembro de 2011, conforme ilustrado na Figura 34 (MME, 2012).

Figura 34 – Evolução recente do preço de sistemas fotovoltaicos
(Fonte: MME, 2012)

Na Alemanha, Espanha, Itália e nos Estados Unidos a instalação em telhados vem sendo cada vez mais utilizada, sendo que a potência típica instalada nas edificações da Europa

é de 3 KWp no setor residencial, 100 KWp no setor comercial e 500 KWp no setor industrial (MME, 2012).

Segundo a *Solar Energy Industries Association* – SEIA, o preço médio de sistemas fotovoltaicos não residenciais instalados nos Estados Unidos alcançou US\$ 4,94/Wp no terceiro trimestre de 2011. Em escala de MW, o preço médio reduziu-se a US\$ 3,45/Wp em setembro de 2011. E o preço final “turn key” de sistemas residenciais alcançou US\$ 6,24/Wp, aproximadamente 25% superior aos sistemas comerciais e 80% superior ao das instalações de grande porte (MME, 2012).

2.5.5 Estimativa do custo de investimento no Brasil

Para a internalização no Brasil de todos os custos envolvidos na instalação de sistemas fotovoltaicos é preciso considerar a incidência de impostos (imposto de importação, IPI, ICMS, PIS, COFINS). Segundo informações do Grupo Setorial Fotovoltaico da Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica – ABINEE, mostradas na Figura 35, constata-se que esse sobrecusto estaria entre 30% e 35%, percentual que incidiria sobre os valores de referência internacionais. Assim, para a instalação de 100 KWp, o custo do investimento seria de R\$ 6,31/Wp, desconsiderados impostos, elevando-se para R\$ 8,36/Wp ao ser considerada a carga tributária, acarretando em um aumento de 32,5%. Descontados os impostos nos locais de origem, a internalização no Brasil dos custos de investimento em sistemas fotovoltaicos importaria na elevação em cerca de 25% aos valores de referência internacional (MME, 2012).

Carga Tributária Exemplo instalação Corporativa 100 KWp									
Componente	Preço cliente final	II	ICMS	IPI	PIS	COFINS	ISS	Carga tributária cliente final	Sistema sem impostos
Modulo	R\$ 406.802	12%	0%	0%	1,65%	7,65%	0%	R\$ 71.802 18%	R\$ 335.000
Inversor	R\$ 156.402	14%	12%	15%	1,65%	7,65%	0%	R\$ 58.594 37%	R\$ 97.808
Estruturas, cabos, conexão	R\$ 195.000	0%	18%	10%	1,65%	7,65%	0%	R\$ 60.937 31%	R\$ 134.063
Projeto, registro, instalação *	R\$ 78.000	0%	0%	0%	1,65%	7,65%	5%	R\$ 14.235 18%	R\$ 63.765
	R\$ 836.203							R\$ 205.567	R\$ 630.636
								25%	75%
Preço sistema R\$/ Wp	R\$ 8,36							R\$ 2,06	R\$ 6,31

Figura 35 – Preço unitário de sistemas completos (exceto montagem)
(Fonte: MME, 2012)

Desse modo, considerando uma taxa de câmbio de US\$ 1,00 = R\$ 1,75, os custos de investimento em sistemas de geração fotovoltaica no Brasil seriam estimados conforme a Tabela 1 (MME, 2012).

Tabela 1 - Custo de investimento em sistemas fotovoltaicos – referência no Brasil (R\$/Wp)

Potência	Painéis (2)	Inversores	Instalação & Montagem	Total
Residencial (4-6 KWp)	4,88	1,25	1,53	7,66
Residencial (8-10 KWp)	4,42	1,09	1,38	6,89
Comercial (100 KWp)	3,81	0,92	1,18	5,91
Industrial (≥ 1.000 KWp)	3,50	0,66	1,04	5,20

Notas: (1) calculado a partir de referências internacionais (US\$ 1,00 = R\$ 1,75), com acréscimo de 25% de tributos nacionais. / (2) painéis fixos, que não acompanham o movimento do Sol

Fonte: (MME, 2012)

Ainda de acordo com MME, 2012, o preços baixos atualmente oferecidos nos Estados Unidos e na Europa refletem a situação de um mercado amplo, competitivo, e com sobreoferta decorrente da crise internacional. Assim, os preços internacionais verificados podem não refletir uma realidade de custos. Por outro lado, a realidade brasileira é bem diferente, já que a demanda por energia fotovoltaica é incipiente. Isso poderia sugerir que o índice de internacionalização dos custos de investimento no Brasil fosse maior que os 25% considerados na pesquisa.

2.5.6 Programas de incentivo às fontes renováveis de energia

A busca pela diversificação da matriz energética mundial tem feito alguns países ampliarem o uso de fontes renováveis de energia, incentivado por subsídios governamentais. Dentre estes países se destacam: Alemanha, Espanha, Itália, EUA e Japão. Os cinco estão entre os que possuem programas governamentais que incentivam o uso da energia solar fotovoltaica e onde se encontram as maiores potências fotovoltaicas instaladas do mundo.

Segundo Sawin¹² (2004 apud SALAMONI, 2009, p. 65), existem diversas formas de mecanismos governamentais que contribuem para a instalação de sistemas fotovoltaicos, tais como:

¹² SAWIN, J. *National Policy Instruments: Policy Lessons for the Advancement & Diffusion of Renewable Energy Technologies Around the World. Thematic Background Paper*. Secretariat of the International Conference for Renewable Energies, Bonn, 2004.

- Regulamentos que controlam a capacidade instalada de energia, a quantidade gerada ou a obrigatoriedade de compra dessa energia;
- Incentivos financeiros;
- Normas industriais, códigos de construção e licenciamento;
- Educação e disseminação da informação;
- Envolvimento de agentes do setor.

O Programa de 100.000 Telhados (*100.000 Roofs Programm*) iniciado na Alemanha em 1999 e que terminou em 2003, é considerado o maior programa do mundo a introduzir a energia solar fotovoltaica, disponibilizando à população empréstimos para a instalação de sistemas FV conectados à rede elétrica. Este regime de apoio através de empréstimos bonificados não foi interrompido e passou a ser chamado posteriormente de *Solarstrom Erzeugen - Solar Power Generation* (JANNUZZI, 2009).

Dessa forma, entre 2004 e 2007 houve um aumento considerável na potência acumulada instalada na Alemanha, impulsionado pela aplicação da nova Lei de Energia Renovável (*German Renewable Energy Sources Act*) que determinava a obrigatoriedade de compra, por parte das concessionárias, de toda energia elétrica proveniente de fontes renováveis (JANNUZZI, 2009).

A partir daí, outros países começaram a seguir o exemplo da Alemanha, criando seus próprios sistemas de incentivo. No caso da Alemanha e Espanha, está sendo utilizado o sistema de preços, denominado *Feed-in tariff*. Japão e EUA utilizam de outros métodos para incentivar o crescimento de seus mercados, como o sistema de compensação energética, conhecido como o *Net-metering*.

A análise dos cinco principais países que impulsionam o desenvolvimento fotovoltaico no mundo permite dizer que, apesar de motivados por questões comuns, cada país adotou o seu sistema de incentivo, convergindo para a obrigatoriedade, por parte das concessionárias, em adquirir a energia gerada a partir de sistemas fotovoltaicos ou através de outras fontes renováveis.

Sistema de Preços (*Feed-in tariff*)

Sistema adotado na Alemanha, Espanha e vários países da Europa. Neste caso, toda a energia gerada é injetada na rede e as concessionárias são obrigadas a comprar a eletricidade produzida a partir de fontes renováveis, tais como solar, eólica, biomassa e geotérmica, pagando ao produtor independente uma tarifa estipulada pelo governo, geralmente acima do valor de mercado (tarifa prêmio) para cada kWh gerado. O pagamento é assegurado por um

período de tempo, em média 20 anos, e os valores das tarifas decrescem anualmente, conforme regulamentação determinada pelo governo. Os recursos para o pagamento das tarifas prêmio são captados através de um pequeno acréscimo na tarifa convencional de todos os consumidores e são depositados em um fundo, utilizado para reembolsar os produtores independentes (JANNUZZI, 2009; SALAMONI, 2009).

Compensação Energética (*Net-metering*)

Neste tipo de sistema, os produtores independentes podem instalar pequenos sistemas de fontes renováveis de energia em suas residências e vender o excedente à concessionária de energia local. O preço de compra da energia excedente injetada na rede é o mesmo que o praticado pela concessionária para a venda da energia gerada de forma convencional.

De acordo com a política de incentivo adotada no país, os produtores independentes são pagos por todo kWh injetado na rede, ou então, recebem créditos por essa energia gerada. A medição do fluxo de energia utiliza medidores bidirecionais, isto é, se a geração é maior que o consumo da residência, o excedente é convertido em créditos (kWh) e o medidor gira no sentido oposto ao convencional (RÜTHER, 2004; SALAMONI, 2009).

2.6 PANORAMA NACIONAL DO MERCADO FOTOVOLTAICO

A comercialização de sistemas fotovoltaicos iniciou-se no Brasil no final da década de 1970, na área de telecomunicações, com a produção de módulos a partir de células importadas dos EUA. Na década seguinte, quando vigorava a Lei da Informática, a indústria microeletrônica, que produzia silício monocristalino foi protegida e, conseqüentemente os equipamentos fotovoltaicos também, garantindo assim a estabilidade financeira e o crescimento da produção de componentes e sistemas a preços competitivos com os fabricados pelo mercado internacional. No entanto, em 1992, as barreiras alfandegárias à importação de equipamentos de informática começaram a ser retiradas e as empresas internacionais passaram a disputar o mercado nacional (MME, 2009).

Em 1994, foi criado o Programa de Desenvolvimento Energético de Estados e Municípios (PRODEEM), para promover a aquisição de sistemas fotovoltaicos por meio de licitações internacionais. Foi instalado o equivalente a 5 MWp¹³ em aproximadamente 7.000 comunidades espalhadas por todo o Brasil. O PRODEEM vem sendo incorporado ao Programa Luz para Todos (LpT) desde 2005, com o objetivo de oferecer energia elétrica a

¹³ MWp – Potência de pico em Megawatt - é a máxima potência gerada por um painel solar em condições ideais

localidades onde não é possível pelo meio convencional de extensão da rede de distribuição. (MME, 2009).

No entanto, essas iniciativas ainda não foram suficientes para a criação de uma cadeia produtiva de sistemas fotovoltaicos no Brasil. Apesar de o país ter uma das maiores reservas de silício do mundo, principal semiconductor utilizado para a fabricação de células solares, ainda não possui tecnologia para o beneficiamento do silício com pureza grau solar, participando apenas como exportador de silício metalúrgico, de baixo valor agregado. Com o beneficiamento do silício de alta pureza no Brasil, a matéria-prima para sistemas fotovoltaicos seria mais acessível e os custos mais competitivos, possibilitando o acesso de mais pessoas a essa tecnologia e viabilizando a sua utilização no ambiente urbano.

No Brasil, os sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFCR) ainda são poucos e de caráter experimental, associados em sua maioria a projetos de P&D e concentrados nas regiões Sul e Sudeste. De acordo com Zilles (2011), a potência instalada acumulada em sistemas conectados à rede em Outubro de 2011 estava próxima dos 1.750 kWp. Esta capacidade total instalada refere-se a 67 SFCR instalados entre 1995 e Outubro de 2011, dos quais 65 encontram-se em operação e apesar de ser um valor pouco expressivo representa uma importante evolução no crescimento, conforme ilustrado na Figura 36.

Figura 36 - Potência fotovoltaica instalada acumulada com sistemas fotovoltaicos conectados à rede no Brasil (Fonte: adaptado de PINTO; ZILLES; ALMEIDA, 2011)

Este crescimento pode ser ainda mais expressivo através da adoção de incentivos para a instalação de pequenos sistemas fotovoltaicos urbanos conectados à rede e através da viabilidade econômica de grandes usinas FV centralizadas, permitindo assim, maior diversificação da matriz elétrica nacional.

2.6.1 Legislação Brasileira

No final de 2008, duas importantes iniciativas foram tomadas pelo governo federal, permitindo uma maior discussão sobre a energia solar fotovoltaica no país. Foi criado, no âmbito do Ministério de Minas e Energia (MME) o GT – GDSF (Grupo de Trabalho de Geração Distribuída com Sistemas Fotovoltaicos) através da Portaria nº 36/2008, com a finalidade de elaborar estudos, propor condições e sugerir critérios destinados à elaboração de uma proposta de política de utilização da energia solar fotovoltaica conectada à rede, especialmente em edificações urbanas (JANNUZZI, 2009).

A outra iniciativa partiu do Ministério de Ciência e Tecnologia (MCT), que encomendou um estudo ao Centro de Gestão e Estudos Estratégicos (CGEE), cujo objetivo era traçar recomendações para a formulação e implantação de políticas que incentivassem a inovação tecnológica e a participação industrial do Brasil na produção de silício de grau solar e de energia solar fotovoltaica, no horizonte de 2010-2025 (JANNUZZI, 2009).

Os estudos do GT-GDSF apontaram que um programa de incentivo a telhados fotovoltaicos através de uma tarifa-prêmio se mostrava o mais apropriado para as condições do Brasil. Para o país este programa de incentivo deveria ser limitado em período e porte (potência total instalada com auxílio do incentivo), com custo e impacto tarifário definidos. Este programa deveria ser grande o suficiente para estimular o mercado fotovoltaico e pequeno o suficiente para não prejudicar a modicidade tarifária, incentivando a criação de uma indústria nacional (MME, 2009).

Recentemente, em 17 de abril de 2012, a ANEEL aprovou a Resolução Normativa nº 482, que estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, além de outras providências necessárias (ANEEL, 2012).

No Capítulo I – Das Disposições Preliminares, tem-se que:

[...] Art. 2º Para efeitos desta Resolução, ficam adotadas as seguintes definições:

I - 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 ou cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras;

II - 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 ou cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras;

III - sistema de compensação de energia elétrica: sistema no qual a energia ativa gerada por unidade consumidora com microgeração distribuída ou minigeração distribuída compense o consumo de energia elétrica ativa.

O sistema de compensação não prevê a venda de energia por parte do consumidor, mas sim o armazenamento de créditos energéticos por um período de até 36 meses após a data do faturamento, não fazendo jus o consumidor a qualquer forma de compensação após o seu vencimento. Ou seja, o foco da regulamentação não é a criação de micro usinas de venda de energia elétrica, mas sim a possibilidade do consumidor ser também gerador da própria energia.

No faturamento da unidade consumidora integrante do sistema de compensação de energia elétrica, deverá ser cobrado, no mínimo, o valor referente ao custo de disponibilidade para o consumidor do grupo B, ou da demanda contratada para o consumidor do grupo A ¹⁴.

Além disso, no Art. 7º do Capítulo III – Do Sistema de Compensação de Energia Elétrica, deverão ser observados os seguintes procedimentos:

[...] II - o consumo a ser faturado, referente à energia elétrica ativa, é a diferença entre a energia consumida e a injetada, por posto horário, quando for o caso, devendo a distribuidora utilizar o excedente que não tenha sido compensado no ciclo de faturamento corrente para abater o consumo medido em meses subsequentes.

III - caso a energia ativa injetada em um determinado posto horário seja superior à energia ativa consumida, a diferença deverá ser utilizada, preferencialmente, para compensação em outros postos horários dentro do mesmo ciclo de faturamento, devendo, ainda, ser observada a relação entre os valores das tarifas de energia, se houver.

A Resolução prevê ainda que caso a energia ativa injetada não tenha sido compensada

¹⁴ Segundo a ANEEL, as tarifas de energia elétrica no Brasil estão estruturadas em dois grandes grupos de consumidores: grupo A e grupo B. As tarifas do grupo A são para consumidores atendidos pela rede de alta tensão (2,3 a 230 KV). As tarifas do grupo B são destinadas às unidades consumidoras atendidas em tensão inferior a 2,3 KV e são estabelecidas para várias classes e subclasses de consumo (classe residencial e residencial de baixa renda; classe rural; industrial, comercial, serviços e outras atividades; classe iluminação pública).

na própria unidade consumidora, poderá ser utilizada para compensar o consumo de outras unidades previamente cadastradas e atendidas pela mesma distribuidora, desde que o titular seja o mesmo da unidade geradora.

Os custos referentes à adequação do sistema de medição, necessário para implantar o sistema de compensação de energia elétrica, são de responsabilidade do interessado.

Esta Resolução é de suma importância para o setor residencial, pois pode resolver o problema da não coincidência temporal entre geração e consumo, já que os sistemas fotovoltaicos geram energia elétrica durante as horas de sol e o maior consumo da classe residencial é registrado à noite.

Normas Técnicas

A ABNT – Associação Brasileira de Normas Técnicas, órgão responsável pela normalização no país, através da Comissão de Estudos de Sistemas de Conversão Fotovoltaica de Energia Solar, já desenvolveu algumas normas técnicas relativas à tecnologia fotovoltaica, que estão em vigor desde 1991.

Dentre as diversas normas, destacam-se a (i) NBR 11877:1991 – Sistemas Fotovoltaicos – Especificação, que fixa os requisitos de projeto exigíveis e os critérios para aceitação de sistemas terrestres de conversão fotovoltaica de energia, que encontra-se em processo de revisão; (ii) NBR 10899:2006 – Energia Solar Fotovoltaica – Terminologia, que define os termos técnicos relativos à conversão fotovoltaica de energia radiante solar em energia elétrica; a (iii) NBR 11704:2008 – Sistemas Fotovoltaicos – Classificação, que classifica os sistemas de conversão fotovoltaica de energia solar em energia elétrica; a (iv) NBR 11876:2010 – Módulos Fotovoltaicos – Especificação, que especifica os requisitos exigíveis e os critérios para aceitação de módulos fotovoltaicos para uso terrestre, de construção plana e sem concentradores, que utilizem dispositivos fotovoltaicos como componentes ativos para converter diretamente a energia radiante em elétrica; e a (v) NBR IEC 62116:2012 – Procedimento de ensaio de anti-ilhamento para inversores de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica, que estabelece um procedimento de ensaio para avaliar o desempenho das medidas de prevenção de ilhamento utilizadas em sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica (SFCR) (ABNT 2006, 2008, 2010).

Regulamento de Avaliação de Conformidade – INMETRO

Em 10 de novembro de 2008, através da Portaria nº396, o INMETRO – Instituto Brasileiro de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial publicou o Regulamento de

Avaliação da Conformidade para Sistemas e Equipamentos para Energia Fotovoltaica. O objetivo deste regulamento foi estabelecer os critérios para o programa de avaliação, através do mecanismo da etiquetagem de módulos fotovoltaicos, controladores de carga, inversores e baterias, visando à eficiência energética e o adequado nível de segurança dos produtos.

Os procedimentos para ensaios dos módulos fotovoltaicos de silício cristalino (mono-Si ou multi-Si) e filmes finos são feitos em uma amostra de 7 módulos fotovoltaicos do mesmo modelo e com as mesmas características, seguindo a seguinte sequência: inspeção visual; desempenho das condições padrão de teste; isolamento elétrico; resistência a ponto quente; ciclo térmico; umidade e congelamento; robustez dos conectores; torção; ciclo térmico; estanqueidade; resistência mecânica e névoa salina.

A Classe de eficiência energética para Módulos fotovoltaicos de silício cristalino (mono-Si ou multi-Si) e Filmes Finos é determinada de acordo com a Tabela 2.

Tabela 2 - Tabela de Classificação dos Módulos Fotovoltaicos de silício cristalino e filmes finos de acordo com sua eficiência energética

CLASSES	SILICIO CRISTALINO (Mono-Si e Multi-Si)	FILMES FINOS
A	$EE > 13,5$	$EE > 9,5$
B	$13,5 \geq EE > 13,0$	$9,5 \geq EE > 7,5$
C	$13,0 \geq EE > 12,0$	$7,5 \geq EE > 6,5$
D	$12,0 \geq EE > 11,0$	$6,5 \geq EE > 5,5$
E	$EE < 11,00$	$EE < 5,5$

Fonte: (INMETRO, 2012)

A etiqueta nacional de conservação de energia, conforme Figura 37, deve ser afixada no próprio produto (parte frontal, exceto para produtos onde essa exigência seja impraticável) de forma que seja totalmente visível ao consumidor. Nas instalações, a etiqueta deve ser aplicada no fundo dos módulos fotovoltaicos de silício cristalino (mono-Si ou multi-Si) (INMETRO, 2008).

Energia (Elétrica)		MÓDULO FOTOVOLTAICO
Fabricante		ABCDEF
Marca		XYZ(Logo)
Versão		IPQR
Modelo		XPQOPT
Mais eficiente 		A
Menos eficiente		
EFICIÊNCIA ENERGÉTICA (%)		XY,Z
Área Externa do Módulo (m ²)		0,00
Produção Média Mensal de Energia (kWh/mês)		00,0
<small>Regulamento Específico Para Uso da Etiqueta Nacional de Conservação de Energia Linha de Endereços de Energia Fotovoltaica - RESPRO134TOT Instruções de instalação e recomendações de uso, leia o Manual do aparelho</small>		
PROCEL PROGRAMA NACIONAL DE CONSERVAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA		INMETRO
<small>IMPORTANTE: A REMOÇÃO DESTA ETIQUETA ANTES DA VENDA, ESTÁ EM DESACORDO COM O CÓDIGO DE DEFESA DO CONSUMIDOR</small>		

Figura 37 - Modelo de Etiqueta para Módulos Fotovoltaicos
(Fonte: INMETRO, 2008)

2.7 SISTEMAS E APLICAÇÕES FOTOVOLTAICOS

O conjunto de elementos necessários para converter diretamente a energia solar em energia elétrica é denominado de sistema fotovoltaico (SFV). Seus principais componentes são os painéis fotovoltaicos e inversores, incluindo dispositivos de controle e proteção, estrutura de suporte, fiação e em alguns casos dispositivos de armazenamento (baterias). São classificados em sistemas isolados e conectados à rede (ABNT, 2008).

2.7.1 Classificação

Sistemas Fotovoltaicos Domésticos Isolados ou Autônomos

Sistemas que fornecem energia elétrica para iluminação, refrigeração e outras cargas de baixa potência para famílias e aldeias que estão em locais isolados. Isto é, não estão conectados à rede de distribuição de eletricidade da concessionária local (IEA, 2010).

Sistemas Fotovoltaicos não Domésticos Isolados

Os sistemas fotovoltaicos não domésticos isolados foram as primeiras aplicações comerciais para sistemas terrestres e fornecem energia para uma vasta gama de aplicações, tais como refrigeração, telecomunicações, vacinas, bombeamento de água, ajudas à navegação e estações de medição de dados meteorológicos. Nestes tipos de aplicações, pequenas

quantidades de eletricidade têm um alto valor, tornando o SFV comercialmente competitivo com outras fontes geradoras de pequeno porte (IEA, 2010).

Os sistemas isolados (domésticos e não domésticos) são compostos por painel fotovoltaico, controlador de carga, inversor e banco de baterias necessárias para o armazenamento e fornecimento da energia gerada nos períodos nos quais não há insolação. O controlador de carga é o aparelho eletrônico que faz o controle e monitoramento da carga e/ou descarga do banco de baterias e o inversor é o responsável por converter a corrente contínua (CC), proveniente do painel fotovoltaico ou do banco de baterias, em corrente alternada (CA), com características adequadas para a alimentação de aparelhos elétricos e eletrônicos (LAMBERTS et al., 2010).

A Figura 38 apresenta a constituição básica de um sistema FV isolado.

Figura 38- Constituição básica do sistema fotovoltaico isolado
(Fonte: LAMBERTS et al., 2010)

Sistemas Híbridos

Os sistemas híbridos apresentam várias fontes de geração de energia, como por exemplo, turbinas eólicas, geração diesel, módulos fotovoltaicos, entre outros. Por esse motivo, o sistema torna-se complexo, necessitando do controle de todas as fontes para que haja o máximo de eficiência na entrega de energia ao usuário. Geralmente são de médio a grande porte e por trabalharem com cargas em corrente contínua, também necessitam de um inversor (CRESESB, 2004).

Sistemas Fotovoltaicos Centralizados Conectados à Rede Elétrica

Sistemas que desempenham funções de estações centralizadas de energia, ou seja, fornecem exclusivamente energia elétrica à rede, semelhante a uma usina geradora convencional. A planta normalmente é situada distante do ponto de consumo e necessita de

linhas de transmissão para levar a energia gerada à rede elétrica dos consumidores (RÜTHER et al., 2005; IEA, 2010; LAMBERTS et al., 2010).

Sistemas Fotovoltaicos Distribuídos Conectados à Rede Elétrica

Sistemas que possuem geração de energia elétrica de forma descentralizada, ou seja, junto ao ponto de consumo. Neste caso, o consumidor pode utilizar a energia elétrica convencional para complementar a quantidade de energia demandada por sua edificação, caso haja um aumento de consumo, ou ainda vender à concessionária a energia excedente gerada pelo sistema fotovoltaico, no caso de utilizar menos energia do que a gerada pelo SFV (RÜTHER, 2004; IEA, 2010).

Tanto os sistemas centralizados, quanto os distribuídos, por estarem conectados à rede, não necessitam de banco de baterias e são constituídos basicamente de painel fotovoltaico e inversor, além de componentes de comando e proteção, como chaves, fusíveis e disjuntores. A Figura 39 ilustra a constituição básica deste tipo de sistema no qual o inversor, ao detectar a presença da rede, converte a corrente contínua (CC) vinda do painel fotovoltaico em corrente alternada (CA), com o mesmo padrão de tensão, frequência e fase da rede elétrica à qual está conectado.

Figura 39 - Constituição básica do sistema fotovoltaico conectado à rede
(Fonte: LAMBERTS et al., 2010)

Nos sistemas fotovoltaicos distribuídos as perdas por transmissão e distribuição são minimizadas e a geração e consumo de energia têm coincidência espacial, o que os torna mais eficientes do ponto de vista energético. Além disso, por estarem integrados à edificação não necessitam de área extra para sua instalação, e ainda, dependendo do perfil de consumo, pode haver uma coincidência temporal com a geração solar (RÜTHER, 2004).

O sistema de distribuição da concessionária elétrica pode ser aliviado com instalações solares fotovoltaicas integradas a prédios comerciais e interligadas à rede elétrica pública, pois em geral os picos de consumo e insolação máxima são muitas vezes coincidentes. Conseqüentemente há economia de energia, aumento de vida útil dos transformadores e de outros componentes do sistema de distribuição, além da redução no risco de *blackouts* (RÜTHER, 2004).

2.7.2 Componentes de um Sistema Solar Fotovoltaico conectado à Rede Elétrica

Um sistema fotovoltaico com ligação à rede é composto, normalmente, pelos seguintes componentes, conforme representado na Figura 40:

Figura 40 - Estrutura principal de um sistema fotovoltaico conectado à rede
(Fonte: IST; DGS ; UE, 2004)

1. Painel fotovoltaico: vários módulos dispostos em série ou em paralelo, ou em uma combinação série/paralelo, com estruturas de suporte e montagem, que agrupados correspondem à unidade de geração de energia, convertendo a energia solar em eletricidade.
2. Caixa de junção (equipada com dispositivos de proteção)
3. Cabos CC – CA

4. Inversor (CC-CA): utilizado para a conversão da corrente contínua gerada pelo arranjo fotovoltaico em corrente alternada, de forma a atender aos padrões da rede elétrica local.
5. Disjuntor e aparelho de medição: o disjuntor é um aparelho de proteção contra sobrecargas elétricas e o medidor tem a função de medir a quantidade de energia consumida e gerada pela instalação fotovoltaica.

2.7.2.1 Módulos Fotovoltaicos

A fabricação dos módulos fotovoltaicos é feita através do encadeamento de várias células solares, devido à baixa potência das mesmas, que em geral varia de 1 a 3W, com uma tensão menor que 1 V. Em uma ligação em série, os contatos frontais de cada célula (pólo negativo) são soldados aos contatos posteriores da célula seguinte (pólo positivo), conforme se verá na Figura 41. A maioria dos módulos comercializados é composta por 36 células de silício cristalino, para aplicações de 12 V (IST; DGS ; UE, 2004).

Figura 41 - Interligação em série de células cristalinas solares
(Fonte: IST; DGS ; UE, 2004)

A quantidade de módulos conectados em série irá determinar a tensão de operação do sistema em corrente contínua (CC). A corrente do gerador solar é definida pela conexão em paralelo de painéis individuais ou de *strings* (conjunto de módulos conectados em série). A potência instalada, normalmente especificada em CC, é dada pela soma da potência nominal dos módulos individuais (RÜTHER, 2004).

Os módulos fotovoltaicos são projetados e fabricados para operar entre 25 e 30 anos, devendo acomodar as células e as respectivas ligações elétricas, proporcionar suporte estrutural e proteção contra danos mecânicos e agentes ambientais como sol, chuva e ventos (LAMBERTS, 2010 apud RÜTHER, 2004).

Quando um módulo é exposto à radiação solar apresenta em seus terminais uma tensão contínua. Os valores de tensão (V), corrente (A) e potência (W) são especificados pelo fabricante e são medidos sob determinadas condições, denominadas “condições-padrão de

referência para ensaio”, simbolizadas por STC (ABNT ¹⁵, 2006 apud LAMBERTS et al., 2010 p.50).

Os módulos constituídos de células de silício cristalino são normalmente rígidos e os de filme fino podem ser construídos sobre vidro rígido, ou sobre substratos flexíveis, constituindo uma opção para instalação sobre superfícies curvas, como coberturas ou fachadas de edificações, além de serem relativamente mais leves.

Atualmente estão disponíveis no comércio módulos baseados em silício cristalino, que apresentam eficiência de conversão da energia solar em energia elétrica, na faixa de 11 a 16%. A tecnologia de filme fino apresenta eficiência na faixa 6 a 11%, dependendo do material semicondutor empregado (a-Si, CdTe, CIS ou CIGS) (MAYCOCK; BRADFORD ¹⁶, 2007 apud LAMBERTS et al., 2010, p. 50).

Características elétricas dos módulos fotovoltaicos cristalinos

A potência dos módulos é geralmente dada pela potência de pico, expressa em Wp, mas nem sempre esta é suficiente para uma comparação entre diferentes tipos de módulos. Sendo assim, outros parâmetros precisam ser analisados para a seleção do tipo de módulo mais apropriado para cada tipo de sistema (CRESESB, 2004).

Dentre estes parâmetros, pode-se destacar:

- Tensão de Circuito Aberto (Voc)
- Corrente de Curto Circuito (Isc)
- Potência Máxima (Pm)
- Tensão de Potência Máxima (Vmp)
- Corrente de Potência Máxima (Imp)

A condição padrão para se obter as curvas características dos módulos (Figura 42) é definida por uma irradiância de 1.000 W/m², temperatura da célula de 25°C (com tolerância de $\pm 2^\circ\text{C}$) e espectro solar para massa de ar (AM) = 1,5.

¹⁵ ABNT – ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. nBr10899: Energia solar fotovoltaica – Terminologia. Rio de Janeiro, 2006.

¹⁶ MAYCOCK, P.; BRADFORD, T. pV Technology, performance, and Cost – 2007 Update. Massachusetts Prometheus Institute for Sustainable Development and PV Energy Systems. Massachusetts, USA, 2007

Figura 42 - Forma típica da curva característica I x V de uma célula de silício cristalino
(Fonte: VANEK; ALBRIGHT, 2008)

Para cada ponto na curva IxV, o produto corrente tensão representa potência gerada para aquela condição de operação. A análise da curva IxV é muito importante para a caracterização de um módulo fotovoltaico, pois a partir dela é possível obter os principais parâmetros que determinam a qualidade e o desempenho de um módulo.

A Figura 43 mostra que, para uma célula e, conseqüentemente para o módulo, existe somente uma tensão e correspondente corrente, para a qual a potência máxima pode ser extraída.

Figura 43 – Curva típica de potência versus tensão para a célula de silício cristalino
(Fonte: CRESESB, 2004)

O ponto de potência máxima corresponde ao produto da tensão de potência máxima (V_{mp}) e corrente de potência máxima (I_{mp}). Os valores P_m , V_{mp} , I_{mp} , V_{oc} e I_{sc} são os cinco parâmetros que especificam o produto sob dadas condições de radiação, temperatura de operação e massa de ar. A Figura 44 mostra a curva característica I x V superposta à curva de potência para análise dos parâmetros.

Figura 44 – Parâmetros de potência máxima
(Fonte: CRESESB, 2004)

Tipos de conexão dos módulos

Os módulos fotovoltaicos podem ser conectados em ligações em série, em paralelo ou em uma combinação série-paralelo, de modo a se obter os valores desejáveis de corrente e tensão.

Conexão em Série

Ao se conectar painéis em série, o pólo positivo de um módulo é ligado ao pólo negativo de outro. Dessa forma, a tensão total de saída do sistema (U_{total}) será igual à soma da tensão de cada um dos módulos e a corrente total do conjunto (I_{total}) será igual à corrente de um módulo:

$$I_{total} = I_1 = I_2 = \dots I_n$$

$$U_{total} = U_1 + U_2 + \dots U_n$$

Uma fileira constituída por três módulos fotovoltaicos e as curvas de corrente-tensão são ilustradas na Figura 45.

Figura 45 – Ligação de três módulos fotovoltaicos em série
(Fonte: adaptado de IST; DGS ; UE, 2004)

Ao utilizar este tipo de ligação, é preciso verificar se há sombreamentos no local da instalação, pois o sombreamento de um único módulo poderá afetar o desempenho da fileira como um todo, já que a corrente do conjunto é igual à corrente do módulo.

O número de módulos ligados em série determina a tensão do sistema, que por sua vez determina a tensão de entrada do inversor. Por esse motivo, a tensão de circuito aberto da fileira de módulos deverá ser sempre maior do que as equivalentes tensões operacional e nominal, para que não sejam ultrapassadas as tensões de entrada admissíveis nos inversores.

Conexão em Paralelo

As ligações em paralelo entre módulos individuais são utilizadas tipicamente em sistemas autônomos.

Neste tipo de ligação o pólo positivo de um módulo é ligado ao pólo positivo de outro. A corrente total (I_{total}) de saída é igual à soma das correntes de cada módulo e a tensão total de saída (U_{total}) é igual à tensão de cada um dos módulos:

$$I_{total} = I_1 + I_2 + \dots + I_n$$

$$U_{total} = U_1 = U_2 = \dots U_n$$

A ligação entre os módulos e a curva característica de corrente e tensão, é visualizada na Figura 46.

Figura 46 – Ligação de três módulos em paralelo
(Fonte: adaptado de IST; DGS ; UE, 2004)

Neste tipo de configuração, as perdas por sombreamento são minimizadas, pois apenas os módulos afetados deixarão de contribuir na geração de energia.

Conexão Série-Paralelo

Muitos dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede apresentam uma combinação de arranjos série/paralelo. Normalmente os módulos são ligados em série, para aumentar a tensão e depois os arranjos são conectados em paralelo, com o objetivo de se aumentar a corrente de saída, conforme representa a Figura 47.

Figura 47– Ligação de módulos em combinação série-paralelo
(Fonte: adaptado de IST; DGS ; UE, 2004)

Fatores que afetam as características elétricas dos módulos

O desempenho dos módulos fotovoltaicos é influenciado pela intensidade luminosa e temperatura das células.

Intensidade Luminosa

A potência de saída no módulo sofre uma elevação com o aumento da radiação incidente, pois a corrente gerada pelo módulo sobe linearmente com o aumento da intensidade luminosa, conforme mostra a Figura 48. Por outro lado, a tensão de circuito aberto pouco varia nesta situação. Sendo assim, é fundamental determinar a melhor inclinação para cada região em função da latitude local, de forma a maximizar o aproveitamento dessa intensidade.

Figura 48– Efeito causado pela variação da intensidade luminosa na curva característica $I \times V$ para um módulo fotovoltaico (Fonte: CRESESB, 2004)

Temperatura das células

O nível de insolação e a variação da temperatura ambiente implicam em uma variação de temperatura das células que compõem os módulos FV. Normalmente as células trabalham em temperaturas acima de 25°C, pois uma parte da radiação solar incidente absorvida não é convertida em energia elétrica, e sim dissipada sob a forma de calor. Assim, o aumento no nível de insolação aumenta a temperatura da célula e conseqüentemente tende a reduzir a eficiência do módulo. Isto ocorre devido a uma diminuição significativa da tensão com o aumento da temperatura, enquanto há uma elevação quase desprezível da corrente, conforme mostra a Figura 49.

Figura 49 – Efeito causado pela temperatura da célula na curva característica IxV (para 1.000 W/m²) em módulos fotovoltaicos de silício cristalino (Fonte: CRESESB, 2004)

A Equação 2 pode ser utilizada para estimar a temperatura de operação da célula, a partir da temperatura ambiente:

$$T_{CEL} = T_{AMB} + \frac{T_{NOCT} - 20^{\circ}}{0,8} \times S \quad (2)$$

Onde:

T_{CEL} – Temperatura da célula em °C

T_{AMB} – Temperatura ambiente em °C

T_{NOCT} – Temperatura nominal de operação da célula em °C. É um dado fornecido pelo fabricante

S – irradiância (kW/m²)

2.7.2.2 Inversor

Os módulos solares fotovoltaicos geram energia elétrica em corrente contínua e a rede elétrica pública está em corrente alternada. Por esse motivo, é necessário o uso de um inversor para transformar a CC em CA com as características de frequência, conteúdo de harmônicos, forma de onda, necessárias para a interconexão à rede.

Os inversores podem ser classificados em dois tipos:

- Comutados pela rede elétrica, onde o sinal da rede é utilizado para sincronizar o inversor com a rede;

- Auto-comutados, onde um circuito eletrônico no inversor controla e sincroniza o sinal do inversor ao sinal da rede, ou seja, independem dos parâmetros da rede.

Segundo Pereira e Gonçalves, 2008, as principais funções dos inversores em SFCR são:

- Rastreamento do Ponto Máximo de Potência (MPPT): o sistema é capaz de fazer ajustes para manter os módulos fotovoltaicos operando perto do seu ponto de maior potência, que varia de acordo com a radiação solar incidente.

- Converter a corrente CC gerada pelo painel fotovoltaico em CA.

- Desconexão e Isolamento: no caso de os níveis de corrente, tensão e frequência não estarem dentro da faixa aceitável dos padrões da rede elétrica ou também do lado CC, o inversor deve desconectar o arranjo fotovoltaico da rede. O mesmo vale para quando a rede não estiver energizada, ou seja, o inversor deve isolar o gerador FV da rede com o objetivo de evitar acidentes com operadores.

Para a especificação de um inversor a tensão máxima de operação do arranjo fotovoltaico (V_{mpp}) deve ser compatível com a tensão (CC) nominal de entrada do inversor. Além disso, a tensão máxima de circuito aberto do arranjo fotovoltaico (V_{oc}) deve estar dentro do limite máximo de tensão que o inversor pode tolerar (RÜTHER, 2004).

As especificações técnicas dos inversores fornecem informações importantes para o dimensionamento e instalação de sistemas fotovoltaicos, por isso é fundamental que sejam respeitadas. A configuração do sistema e da instalação elétrica determinam o número, o nível de tensão e a classe de potência dos inversores.

A eficiência de um inversor é afetada por diversos fatores, como descasamento entre os módulos, condições ambientais e sujeira nos módulos. Para as condições padrão de testes (irradiância de 1.000 W/m^2 , temperatura de junção da célula de 25°C e massa de ar AM = 1,5), é possível calcular a potência em corrente alternada obtida na saída do inversor, através da seguinte Equação 3:

$$P_{CA} = P_{CC} \times EC \quad (3)$$

Onde:

P_{CA} = potência em corrente alternada na saída do inversor

P_{CC} = potência em corrente contínua obtida nos módulos

EC = eficiência de conversão

Com a utilização de modernos dispositivos eletrônicos, a conversão de corrente contínua em corrente alternada padrão envolve perdas relativamente pequenas. O rendimento do inversor pode ser dado pela Equação 4:

$$\eta_{inv} = \frac{P_{CA}}{(V_{max} \times I_{max})_{CC}} \Leftrightarrow \frac{PotênciadesaídaCA}{PotênciadeentradaCC} \quad (4)$$

Onde:

η_{inv} - rendimento do inversor

P_{CA} – representa a potência entregue à rede elétrica

V_{max} – tensão máxima em CC

I_{max} – corrente máxima em CC

Como raramente um sistema fotovoltaico utiliza a sua potência nominal máxima, o dimensionamento do inversor deve ser feito de forma que o mesmo não seja pouco utilizado e nem sobrecarregado. Isto deve ser observado, porque dificilmente as condições de operação do sistema se assemelham as condições padrão de teste (PEREIRA; GONÇALVES, 2008).

O subdimensionamento de um inversor foi identificado no início da década de 1990 como uma possibilidade na redução dos custos do kWh gerado (MACEDO, 2006¹⁷ apud PEREIRA; GONÇALVES, 2008, p. 32).

Dessa forma, pode-se utilizar um fator de dimensionamento de inversores, conhecido como FDI. Este fator representa a relação entre potência nominal do inversor e a potência nominal máxima do gerador fotovoltaico. Por exemplo, um FDI de 0,7 indica que a capacidade do inversor é 70% da potência máxima do arranjo fotovoltaico (PEREIRA; GONÇALVES, 2008).

Os estudos de Pereira e Gonçalves (2008), mostraram que a prática do subdimensionamento é viável, visando ao aproveitamento máximo do sistema. Além disso, analisando-se dois sistemas idênticos localizados em diferentes regiões do país, ambos com inversores com capacidade maior ou igual a 60% da potência do gerador fotovoltaico, não haveria grandes diferenças em relação às perdas totais de energia em função do FDI. As diferenças identificadas na produtividade anual, seriam decorrentes das características climáticas de cada região e por esse motivo, cidades com um maior índice de irradiação solar média tenderiam a gerar mais energia que um mesmo sistema instalado em uma região com índices de irradiação solar mais baixos.

A instalação dos inversores pode ser feita na parte interna da edificação, por serem

¹⁷ MACÊDO, Wilson N. *Análise do Fator de Dimensionamento do Inversor aplica- do a Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede*. Tese de Doutorado, Progra- ma Interunidades de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2006.

equipamentos de pequeno porte e não produzirem ruídos, ou ainda serem instalados junto aos módulos fotovoltaicos, na estrutura do suporte. (LISITA JÚNIOR, 2005). Quando se escolhe um local exterior para a instalação, deve-se ter em conta que mesmo cumprindo o grau de proteção IP 65¹⁸, as condições ambientais têm implicações na probabilidade de ocorrência de falhas e no período de vida útil do dispositivo. Por esta razão, os inversores devem estar pelo menos protegidos da radiação solar direta e da chuva (IST; DGS ; UE, 2004).

2.7.2.3 Estrutura do Suporte

A estrutura de suporte dos módulos fotovoltaicos deve ser montada de modo a facilitar a instalação e manutenção do sistema e sempre que possível estar integrada ao envoltório da edificação para manter a harmonia estética do local. Segundo Lorenzo e Zilles (1994), as estruturas precisam suportar ventos de até 150 Km/h; devem ser fabricadas com materiais resistentes a corrosão, como ferro galvanizado e alumínio; estar aterrada eletricamente, seguindo as normas vigentes e os módulos devem estar posicionados a pelo menos 1 metro do solo.

2.7.2.4 Proteção

A proteção dos cabos contra sobrecorrentes é feita através da utilização de fusíveis instalados como chave seccionadora. O seu uso permite que após a passagem dos cabos em eletrodutos separados por pólos positivo e negativo, os condutores de corrente CC cheguem com uma proteção antes de serem conectados ao inversor, além de proporcionarem maior segurança aos usuários.

2.7.2.5 Instalação elétrica

As instalações elétricas de baixa tensão são especificadas pela NBR 5410 e esta mesma norma deve ser obedecida para a instalação de um sistema solar fotovoltaico integrado a uma edificação. Em geral, as diferenças entre uma instalação elétrica convencional e um SFV está no fato de que um gerador fotovoltaico está energizado sempre que sobre ele incidir luz e de se tratar de um circuito CC desde os painéis até o inversor. (RÜTHER, 2004).

Para uma melhor segurança alguns elementos precisam de um aterramento individual. Devem ser aterrados a estrutura de montagem dos painéis, os componentes metálicos e o circuito do arranjo fotovoltaico (RÜTHER, 2004).

¹⁸ Em conformidade com a NBR IEC 60529:2005 Versão Corrigida 2:2011, que estabelece definições para os graus de proteção providos para os invólucros dos equipamentos elétricos.

2.8 CARACTERÍSTICAS DO LOCAL DE INSTALAÇÃO

Antes de começar a planejar/dimensionar um sistema fotovoltaico é fundamental conhecer o local da instalação, para uma prévia avaliação das condições básicas existentes e, assim, evitar erros de produção, consumo de energia e cálculo do custo global do sistema.

O desempenho do conjunto de módulos solares fotovoltaicos pode ser influenciada por vários parâmetros, sendo a radiação solar o principal deles, já que depende fundamentalmente da localização geográfica da instalação, além de sua inclinação e orientação. A temperatura dos painéis, o sombreamento parcial, o descasamento entre os painéis de um mesmo *string*, a resistência dos condutores e o estado de limpeza dos painéis, também são determinantes no rendimento do sistema (RÜTHER, 2004).

Como regra geral, a inclinação ótima em relação à horizontal para incidência solar máxima em regime anual é dada pela latitude local. A orientação ideal é a de uma superfície voltada para o equador (norte geográfico para instalações no hemisfério sul e sul geográfico para instalações no hemisfério norte). No entanto, em outras situações, onde não é possível seguir esta regra, também é possível atingir uma geração satisfatória.

Um gerador fotovoltaico apresenta bom rendimento quando iluminado homogeneamente. Dada a característica construtiva da maioria dos módulos fotovoltaicos, em que as células solares individuais são conectadas em série, uma pequena sombra sobre uma destas células, como a sombra projetada por uma antena, chaminé ou poste, pode reduzir acentuadamente o rendimento de todo o sistema. Isto se deve ao fato de que a célula sobre a qual incidir a menor quantidade de radiação é que irá determinar a corrente (e portanto a potência) de operação de todo o conjunto a ela conectado em série (RÜTHER, 2004).

Dentre os diversos tipos de sombreamento, podem ser citados:

- Sombreamento temporário: resulta da presença de folhas, de dejetos de pássaros, pó e fuligem nas áreas industriais. A solução para este problema depende da eficiência no funcionamento do sistema de auto-limpeza dos painéis, feito através da lavagem da sujeira pela água da chuva. Para que isto ocorra, os painéis devem ser colocados com um ângulo mínimo de inclinação de 12 ° (IST; DGS ; UE, 2004).
- Sombreamento em consequência da localização: compreende todo o sombreamento produzido pelo envoltório do edifício, ou seja, prédios vizinhos, árvores, cabos da rede elétrica (IST; DGS ; UE, 2004).
- Sombreamento produzido pelo edifício: são as sombras geradas pelo próprio edifício, como caixas d'água, antenas, pára-raios, etc (IST; DGS ; UE, 2004).

3 MATERIAIS E MÉTODOS

3.1 Considerações Gerais

Após o estudo de temas relevantes para a elaboração desta dissertação, expostos na Revisão Bibliográfica, algumas etapas foram cumpridas, conforme apresentado no fluxograma da Figura 50.

Figura 50 – Fluxograma das atividades desenvolvidas

3.2 Caracterização da Edificação

A geração de energia elétrica em um sistema fotovoltaico depende das características dos módulos (eficiência e coeficientes de temperatura), do posicionamento do painel (orientação e inclinação), das características dos inversores (eficiência) e do nível anual da irradiação no local (kWh/m^2).

Outro fator importante, que deve ser observado é a ocorrência de sombreamentos nos painéis, pois pode comprometer a geração, reduzindo assim o desempenho do sistema.

Como este trabalho está considerando o dimensionamento de sistemas fotovoltaicos para residências hipotéticas e não para uma edificação em específico, algumas hipóteses foram adotadas. Considerou-se que os painéis estão instalados em residências com área construída de 200 m^2 , destinadas à moradia de 4 pessoas e com um consumo médio mensal de 300 kWh/mês . As residências possuem telhados com quatro águas revestidos com telhas cerâmicas e inclinação de 30%.

3.2.1 Área para a instalação dos painéis

De acordo com o telhado da edificação, foram verificadas as possíveis áreas de cobertura para a instalação dos painéis fotovoltaicos, conforme apresentado na Figura 51. Não foram identificadas áreas de sombreamento que pudessem comprometer o desempenho do sistema.

Considerando que a área onde os painéis serão instalados está localizada ao Norte geográfico e sem desvio azimuthal, pode-se adotar uma área útil para instalação de 50 m^2 .

Figura 51 – Área útil para instalação dos painéis

Existem duas formas de se instalar módulos fotovoltaicos nos telhados, sendo elas soluções aditivas ou integrativas. Em uma solução aditiva, os módulos FV são fixados no topo

do telhado, através do uso de uma estrutura metálica. Já na solução integrativa, os componentes do telhado são substituídos por elementos fotovoltaicos. Neste caso o sistema fotovoltaico passa a fazer parte constituinte do envelope do edifício, e além de gerar energia elétrica, é responsável pelo isolamento térmico, acústico, sombreamento e segurança.

No caso das residências hipotéticas analisadas neste projeto, considerou-se que os telhados já existiam e portanto, os módulos seriam dispostos sobre a cobertura dos telhados através do uso de uma estrutura metálica. Assim, a estrutura do telhado é mantida, e continua a desempenhar a função de escoamento das águas.

A estrutura metálica deve ser capaz de suportar as forças que ocorrem nos módulos e transferi-las à estrutura do telhado. Além disso, o espaço entre a superfície do módulo e a cobertura do telhado não deve ser muito grande, apenas o suficiente para permitir a eficaz ventilação do telhado e evitar que folhas, por exemplo, fiquem presas, podendo desta forma, obstruir o escoamento das águas da chuva.

Outro aspecto a ser considerado, diz respeito às linhas verticais e horizontais da edificação (cumeeira, beiral), que não devem ser ultrapassadas. É preciso deixar uma distância entre os limites do sistema fotovoltaico e os extremos do telhado. E para finalizar, deve-se deixar um pequeno espaço entre os módulos para compensar a pressão do vento. Desse modo, uma proposta para a instalação dos módulos é apresentada na Figura 52.

Figura 52 – Proposta de instalação dos módulos fotovoltaicos

3.3 Determinação da Demanda de Consumo Residencial

Para o dimensionamento do sistema de geração fotovoltaico é necessário analisar a

demanda de energia pela carga. Esta análise tem o objetivo de construir com a maior fidelidade possível uma curva de carga, identificando as possíveis sazonalidades. Tal levantamento pode implicar em uma redução significativa no custo do sistema e prevenir contra efeitos de possíveis variações localizadas no comportamento da carga.

Desse modo, deve-se especificar a carga para um projeto de sistema fotovoltaico através do seu consumo médio diário de energia. Todo equipamento elétrico possui uma potência apresentada em Watts (W). Para calcular o consumo de um equipamento basta multiplicar sua potência pelo tempo de funcionamento em horas em um determinado dia. O resultado final será dado em Wh/dia. Para transformar o valor encontrado em kWh, é preciso dividir o valor por 1.000, conforme a Equação 5.

$$C = \frac{P_{\text{aparelho}} \times h}{1.000} \quad (5)$$

Onde:

C – Consumo

P – Potência do aparelho em Watts (W)

h – horas de funcionamento por mês

Por exemplo, para o cálculo do consumo de duas lâmpadas de 100W funcionando 8 horas por dia durante 1 mês (30 dias), tem-se:

$$C = \frac{2 \times 100W \times 8 \text{ horas/dia} \times 30 \text{ dias}}{1.000}$$

Consumo = 48 kWh/mês

Este processo deve ser realizado para todos os equipamentos elétricos para que se obtenha o consumo final da edificação.

No entanto, como este trabalho está considerando residências hipotéticas localizadas em cidades de diferentes regiões do país, não há dados reais de posse de equipamentos eletroeletrônicos e conseqüentemente de seu consumo específico. Assim, para a realização dos cálculos posteriores, estimou-se um consumo médio mensal de 300 kWh, o que gera um consumo médio diário de 10 kWh.

O valor de 300 kWh/mês foi adotado depois da análise das faixas de consumo

predominantes em nível nacional e regional no país, conforme Figura 53. Os domicílios foram distribuídos em 3 faixas de consumo: faixa 1 (0 a 200 kWh/mês); faixa 2 (201 a 300 kWh/mês) e faixa 3 (> 301 kWh/mês).

Figura 53 – Distribuição da amostra por faixa de consumo
(Fonte: ELETROBRÁS; PROCEL, 2007)

Observa-se que as regiões Centro-Oeste e Nordeste apresentaram os maiores percentuais de domicílios com consumo mensal de energia elétrica na faixa mais baixa (0-200 kWh/mês). Na faixa intermediária (201-300 kWh/mês), detectaram-se os maiores percentuais nas regiões Sudeste e Sul. Já na faixa superior (> 300 kWh/mês), os dados apontaram as regiões Norte, Nordeste e Sudeste com os maiores percentuais.

A média de consumo nacional de energia elétrica no ano de 2007 era de 170 kWh/mês. No entanto, das três regiões estudadas, Sudeste e Sul possuíam os maiores percentuais de domicílios (16,9% e 16,1% respectivamente) com consumo intermediário (201-300 kWh/mês) e Nordeste e Sudeste apresentavam os maiores percentuais (ambas com 14,1%) na faixa superior (> 300 kWh/mês). Além disso, com o surgimento da nova classe média brasileira, houve um aumento na posse de equipamentos eletro-eletrônicos e consequentemente no consumo de energia elétrica, o que justifica ainda mais a escolha por 300 kWh.

Para cada uma das cidades, considerou-se que as residências teriam o mesmo padrão de consumo típico da sua região, conforme as curvas médias de demanda residencial que serão apresentadas nas Figuras 54, 55 e 56 fornecidas pelo Relatório de Pesquisa de Posse e Hábitos de Uso (ELETROBRÁS; PROCEL, 2007).

Através da análise visual das curvas de demanda, é possível perceber um consumo maior de energia elétrica nas regiões Sul e Sudeste, com a apresentação de picos mais elevados que a região Nordeste. No entanto, apesar das diferenças regionais, todas as curvas são caracterizadas por um pico de demanda noturno, entre 18h e 21h, que é quando provavelmente os moradores encontram-se efetivamente em suas casas e o consumo aumenta principalmente devido ao uso do chuveiro elétrico. Assim, para uma melhor comparação entre as curvas de geração fotovoltaica e a de consumo, as curvas regionais foram ponderadas para uma demanda mensal de 300 kWh/mês.

3.4 Determinação das cidades / Avaliação do Recurso Solar

No Brasil, a irradiação global anual apresenta médias relativamente altas em todo país, apesar das diferenças climáticas entre as regiões. Sendo assim, foram selecionadas três cidades com diferenças significativas nos níveis de irradiação solar, de modo a representar os extremos encontrados no Brasil, ou seja, de uma das menores para uma das maiores médias anuais do país.

De acordo com o que foi apresentado na Revisão Bibliográfica, o melhor aproveitamento da radiação solar ao longo do ano se dá quando os painéis estão orientados ao Norte geográfico e possuem uma inclinação igual à latitude local. No entanto, considerando que as residências hipotéticas possuíam telhados com inclinação de 30%, isto significa que os mesmos estão inclinados 17°. Assim, para que a análise pudesse ser feita, considerou-se que os painéis não possuem desvio azimutal, ou seja, estão orientados ao Norte geográfico e possuem uma inclinação igual a 17° para as três cidades avaliadas.

A avaliação do recurso solar consiste em quantificar a radiação solar global incidente sobre o painel fotovoltaico, possibilitando dessa maneira o cálculo da energia gerada. A forma mais comum de apresentação dos dados de radiação é através de valores médios mensais para a energia acumulada ao longo de um dia.

Os valores de irradiação solar incidente no plano dos módulos fotovoltaicos foram calculados através do *software* Radasol 2. Este programa foi desenvolvido pelo Laboratório de Energia Solar da UFRGS e é parte integrante do SOLARCAD, um pacote de programas que visa o projeto de sistemas de energia solar e seus componentes, abrangendo tanto sistemas térmicos quanto fotovoltaicos (UFRGS, 2001). Os dados fornecidos pelo Radasol 2 foram calibrados com os valores das médias anuais da irradiação solar diária incidente sobre o plano horizontal e sobre um plano com inclinação igual a 17°, fornecidos pelo Atlas Brasileiro de Energia Solar, gerado pelo Projeto SWERA (PEREIRA et al., 2006).

Os níveis de irradiação solar diária média anual para as três cidades analisadas neste trabalho são apresentados a seguir.

Porto União/SC

A cidade de Porto União está localizada no planalto norte de Santa Catarina, possuindo as seguintes coordenadas geográficas: latitude $26^{\circ} 23''$ Sul e longitude: $51^{\circ} 07''$ Oeste, conforme o mapa de localização apresentado na Figura 57.

Figura 57 – Localização geográfica da cidade de Porto União/SC
(Fonte: Google Earth, 2012)

Na Tabela 3 são apresentados os valores médios mensais registrados na cidade catarinense nos últimos dez anos, considerando um plano horizontal, um plano inclinado igual à latitude local (26°) e um plano inclinado à 17° .

Tabela 3 - Irradiação Solar diária média – Porto União/SC

Irradiação Solar diária média [kWh/m2.dia]													
Ângulo / Inclinação	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Média anual
P.Horizontal 0°	4,91	4,80	4,32	3,66	3,07	2,57	2,88	3,38	3,74	4,71	5,43	5,57	4,08
26 °	4,66	4,85	4,67	4,32	3,93	3,40	3,79	4,12	4,21	4,89	5,19	5,22	4,43
17 °	4,83	4,88	4,63	4,16	3,67	3,18	3,54	3,91	4,10	4,91	5,34	5,40	4,37

(Fonte: UFRGS, 2001 - Dados obtidos no software Radiasol 2)

Através da análise dos dados, é possível verificar que não houve uma alteração significativa nas médias referentes a uma inclinação de 26° e 17° , que será um dos parâmetros utilizados para a determinação da potência nominal do sistema fotovoltaico.

Através da Figura 58 é possível visualizar melhor as diferenças de valores entre os planos horizontal e inclinados a 26° e 17° .

Figura 58 – Comparativo entre os níveis de irradiação média nos planos horizontal e inclinados a 26° e 17°

São Carlos/SP

A cidade de São Carlos está localizada no centro geográfico do Estado de São Paulo, possuindo as seguintes coordenadas geográficas: latitude 22° Sul e longitude: $47^\circ 88''$ Oeste, e o mapa de localização é apresentado na Figura 59.

Figura 59 – Localização geográfica da cidade de São Carlos/SP
(Fonte: Google Earth, 2012)

Na Tabela 4 são apresentados os valores médios mensais registrados na cidade paulista nos últimos dez anos, considerando um plano horizontal, um plano inclinado igual à latitude local (22°) e um plano inclinado à 17° .

Tabela 4 - Irradiação Solar diária média – São Carlos/SP

Irradiação Solar diária média [kWh/m ² .dia]													
Ângulo / Inclinação	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Média anual
P.Horizontal 0°	5,41	5,34	5,24	4,57	4,21	3,68	4,21	3,44	4,50	5,02	5,49	5,38	4,70
22 °	5,10	5,31	5,52	5,21	5,16	4,70	5,33	3,92	4,96	5,07	5,14	4,95	5,03
17 °	5,25	5,36	5,55	5,14	5,02	4,51	5,15	3,47	4,96	5,38	5,35	4,94	5,00

(Fonte: UFRGS, 2001 - Dados obtidos no software Radasol 2)

As médias referentes a uma inclinação de 22° e 17° também não sofreram alterações significativas.

A Figura 60 é apresenta um comparativo entre os níveis de irradiação média nos planos horizontal e inclinado à 17° .

Figura 60 – Comparativo entre os níveis de irradiação média nos planos horizontal e inclinados a 22° e 17°

Em São Carlos há uma queda significativa nos níveis de irradiação média no mês de Agosto, que pode ser explicada através da ocorrência do fenômeno meteorológico denominado Veranico, comum nas regiões meridionais do Brasil. Quando, durante o outono e inverno, as temperaturas máxima e mínima apresentam valores muito acima do valor climatológico normal para estas estações, associadas à outras variáveis meteorológicas, como o aumento da nebulosidade devido à formação de nuvens, tem-se a ocorrência deste fenômeno, interferindo nos índices de irradiação solar.

Petrolina/PE

A cidade de Petrolina está localizada ao norte do Estado da Bahia possuindo as seguintes coordenadas geográficas: latitude 09° 38'' Sul e longitude: 40° 48'' Oeste, conforme mapa de localização apresentado na Figura 61.

Figura 61 – Localização geográfica da cidade de Petrolina/PE
(Fonte: Google Earth, 2012)

Na Tabela 5 são apresentados os valores médios mensais registrados na cidade pernambucana nos últimos dez anos, considerando um plano horizontal, um plano inclinado igual à latitude local (09°) e um plano inclinado à 17° .

Tabela 5- Irradiação Solar diária média – Petrolina/PE

Irradiação Solar Diária Média [kWh/m².dia]													
Ângulo / Inclinação	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Média anual
P.Horizontal 0°	6,30	6,39	5,95	5,35	4,85	4,50	4,78	5,49	6,15	6,47	6,36	6,25	5,73
09°	6,03	6,25	6,01	5,60	5,21	4,91	5,19	5,82	6,30	6,40	6,10	5,94	5,81
17°	5,71	6,01	5,98	5,73	5,46	5,19	5,47	6,00	6,33	6,25	5,81	5,59	5,79

(Fonte: UFRGS, 2001 - Dados obtidos no software Radiasol 2)

Do mesmo modo que nas demais cidades, não houve uma alteração significativa entre as médias anuais para inclinações de 09° e 17° .

A Figura 62 representa um comparativo entre os valores obtidos nos planos horizontal e inclinado a 17° .

Figura 62 – Comparativo entre os níveis de irradiação média nos planos horizontal e inclinados a 09° e 17 °

A Figura 63 apresenta um comparativo entre os níveis de irradiação média no plano inclinado a 17 ° das três cidades analisadas neste trabalho.

Figura 63 – Comparativo entre os níveis de irradiação média nos planos horizontal e inclinado, com ângulo igual à 17° das três cidades

Segundo Pereira et al. (2006), o decréscimo natural da incidência de radiação solar no topo da atmosfera que ocorre no Inverno é decorrente de fatores astronômicos associados ao sistema Sol-Terra. É explicado ainda pela declinação solar que é a distância angular do Equador ao paralelo do Sol e dá origem às estações do ano. Em 21 de Março e 21 de Setembro tem-se os Equinócios de Primavera e Outono, quando o Sol passa exatamente sobre o Equador. Em 21 de Junho o Sol está sobre o Trópico de Câncer, afastado do Equador $23^{\circ} 26'$ para o Norte dando origem ao Solstício de Inverno e em 21 de Dezembro o Sol está afastado do Equador $23^{\circ} 26'$ para o Sul, incidindo sobre o Trópico de Capricórnio, dando origem ao solstício de Verão no hemisfério Sul.

3.5 Dimensionamento dos sistemas fotovoltaicos

Os sistemas fotovoltaicos foram pensados de modo a obter o máximo aproveitamento da energia solar, ou seja, utilizando somente a área ensolarada disponível e considerando as características regionais de cada uma das cidades escolhidas anteriormente.

Para o dimensionamento dos sistemas FV, algumas etapas foram seguidas:

- Estimativa inicial da potência nominal necessária para suprir a demanda energética da residência;
- Seleção do modelo de módulo solar e definição da quantidade a ser utilizada;
- Seleção de um modelo de inversor compatível com o módulo;
- Estabelecimento da melhor configuração módulo/ inversor;
- Estimativa da energia produzida, tendo como base dados da radiação solar incidente no local.

A escolha dos módulos e demais componentes foi feita através de análise econômica, área de utilização de instalação e disponibilidade dos equipamentos no mercado nacional.

A tecnologia escolhida para ser utilizada nos sistemas foi a que utiliza silício policristalino, por representar mais de 52% da produção mundial e por ser uma das mais eficientes encontradas no mercado mundial (PHOTON-INTERNATIONAL, 2011). Além disso, os painéis de silício policristalino são os mais utilizados nos sistemas conectados à rede existentes no Brasil, como o encontrado na Casa Eficiente da Eletrosul (LAMBERTS, et al., 2010) e Centro de Eventos da UFSC (RUTHER, 2004).

Os sistemas basicamente serão compostos por:

- Módulos fotovoltaicos;
- Sistema de fiação;

- Inversor de corrente CC para CA;
- Disjuntor;
- Medidor (es) de energia;
- Cabos para conexão à rede elétrica.

Para cada uma das cidades calculou-se a potência nominal necessária para um consumo de 300 kWh/mês, o que representa um consumo médio diário de 10 kWh/dia.

A partir do valor da potência nominal específica para cada cidade, foi possível calcular a quantidade de módulos necessária, sempre considerando como fator limitante a área útil disponível para a instalação dos mesmos.

Para nortear a escolha dos modelos de módulos, foram consideradas as seguintes informações:

- Potência do módulo;
- Área do módulo em m^2 ;
- Custo de cada módulo;
- Custo por m^2 .

A partir dessas informações, os dados foram tabelados e foram realizadas associações a fim de se obter a melhor relação entre as necessidades e o custo da solução proposta.

Para cada uma das cidades, obteve-se uma potência nominal específica necessária para suprir a demanda energética residencial utilizada como padrão no estudo (conforme apresentado no capítulo 4, item 4.1). A partir desses dados, verificou-se a quantidade de área de módulos em metros quadrados necessários por cada potência de módulo analisada.

Avaliando-se a cidade de Porto União/SC, que apresenta menor quantidade de insolação disponível (conforme apresentado no item 3.4), e que, portanto necessita de uma quantidade superior de módulos quando comparada com as outras cidades em estudo, verifica-se que se for utilizado o de menor potência, que resulta em uma maior quantidade de módulos, haveria uma utilização de cerca de $23,45 m^2$ de área. Ou seja, conforme apresentado no item 3.2.1, a área para a instalação seria muito menor do que a disponível na residência, que é de $50 m^2$. Portanto, qualquer um dos modelos de módulos analisados teoricamente poderia ser escolhido para o dimensionamento do sistema FV.

Após esta análise, determinou-se o custo por potência, ou seja, a quantidade de módulos necessários por metro quadrado e o referido custo também por metro quadrado.

Na sequência foi verificada a quantidade de módulos necessária para cada uma das potências nominais encontradas. Como os valores encontrados não foram exatos, foi realizado um arredondamento para cima para cada um dos valores. No entanto, verificou-se que em

alguns casos, a quantidade de módulos era um número ímpar, que influencia diretamente na escolha do inversor CC/CA. Isto porque optou-se por escolher números finais de módulos que permitissem a divisão em subconjuntos visando um melhor arranjo no sistema.

Assim, para cada modelo de módulo, foram feitas adições de placas de forma que se tivesse uma quantidade par no final. Além disso, o procedimento considerou que os sistemas deveriam utilizar dois inversores, o que proporciona maior segurança operacional, pois permite que uma parte do sistema seja utilizado caso haja algum dano no outro subsistema. Além de permitir um balanceamento de carga na rede elétrica.

A partir dos dados analisados, foi verificado o valor da potência final efetiva após a adição dos módulos e calculou-se a porcentagem de interferência dessa adição na potência original necessária para cada cidade em questão. Esta análise foi necessária para manter o objetivo de dimensionar sistemas FV para diferentes localidades, sem perder o foco no mesmo consumo/fornecimento de energia. Assim, a relação entre as potências nominais encontradas anteriormente deverá sofrer o menor impacto possível.

Após toda análise, obteve-se que, os arranjos com módulos de 140 Wp foi o que apresentou a melhor relação de cobertura por metro quadrado, custo e impacto nas potências finais, e, portanto foi o escolhido para o dimensionamento dos sistemas em questão.

3.6 Dimensionamento do inversor

A partir do cálculo da potência nominal para cada uma das cidades, um dos pressupostos considerados foi a divisão dos sistemas FV em dois subsistemas, cada um conectado a um inversor diferente.

Com os dados das características elétricas dos módulos, da quantidade de módulos por subsistema e das características elétricas de vários modelos de inversores, procedeu-se para a verificação do melhor tipo de ligação dos módulos, objetivando uma escolha otimizada e compatível entre os componentes.

Ao final deste processo, optou-se pela ligação dos módulos em série e pela utilização do mesmo modelo de inversor para as três cidades, já que cumpria com os requisitos mínimos de segurança do sistema como um todo.

3.7 Demais componentes elétricos

Foi realizada uma abordagem simplificada em relação ao dimensionamento dos demais componentes elétricos necessários para os sistemas fotovoltaicos em questão. Esta opção é justificada pelo fato de que o principal objetivo do trabalho não é desenvolver um

estudo detalhado das instalações elétricas. Ou seja, pretende-se demonstrar como é feito o dimensionamento de um sistema FV, estimando-se a energia produzida pelo sistema de acordo com a radiação solar incidente no local da instalação.

3.8 Estimativa da geração de energia

Após o dimensionamento dos principais componentes dos sistemas, foi realizado o cálculo da estimativa de geração média de energia elétrica para cada localidade. Foram comparadas ainda as curvas de demanda diária média, obtidas através da Pesquisa de Posse e Hábitos de Uso (ELETROBRÁS; PROCEL, 2007) com as curvas estimadas de geração fotovoltaica diária média, obtidas através do software PVsyst 5.57.

3.9 Análise econômica

Para cada um dos sistemas fotovoltaicos dimensionados, foi realizada uma estimativa de custos para a instalação. Estes valores possibilitaram a realização de uma análise econômica simplificada, considerando um período de retorno simples do investimento. Na sequência foi verificado de quanto seria a contribuição da geração fotovoltaica na fatura de energia elétrica de cada residência, adotando o sistema de compensação energética.

4. RESULTADOS

4.1 Potência Nominal necessária

Como o objetivo deste trabalho é dimensionar sistemas fotovoltaicos específicos para cada uma das residências, o primeiro passo foi determinar a potência nominal em CC dos mesmos. Este cálculo permite saber de forma aproximada a capacidade de autonomia da edificação apenas utilizando a energia solar como fonte de geração de energia elétrica.

Assim, a potência nominal necessária para atender à demanda da edificação pode ser determinada através da Equação 6:

$$P_{cc} = \frac{E}{G \times R} \quad (6)$$

Onde:

P_{cc} = Potência média em corrente contínua necessária (kWp)

E = consumo médio diário durante o ano (kWh/dia)

G = Irradiação diária recebida no plano do painel fotovoltaico (kWh/m²) dividida pela irradiância de referência de 1.000 W/m², expressa em horas (h)

R = Rendimento do sistema, inversor e conexões (%)

De acordo com a metodologia aplicada em alguns trabalhos (MARINOSKI; SALAMONI; RÜTHER, 2004; LISITA, 2005) não há um consenso sobre o rendimento do sistema, que na maioria dos casos varia entre 70% e 90%. Dessa forma, considerou-se um rendimento médio de 80%, que é um valor intermediário dentre os estudos abordados e também o valor praticado pelo setor industrial.

Aplicando-se a Equação 6 para cada uma das cidades, encontrou-se os seguintes resultados:

Porto União/SC

$$P_{cc} = \frac{10}{4,37 \times 0,8}$$

$$P_{cc} = 2,86 \text{ kW}_p$$

São Carlos/SP

$$P_{cc} = \frac{10}{5 \times 0,8}$$

$$P_{cc} = 2,50 \text{ kW}_p$$

Petrolina/PE

$$P_{cc} = \frac{10}{5,79 \times 0,8}$$

$$P_{cc} = 2,15 \text{ kW}_p$$

Tais valores indicam que os níveis de irradiação solar influenciam diretamente no dimensionamento de um sistema FV, mesmo que este seja destinado a uma edificação com o mesmo projeto construtivo e o mesmo consumo médio mensal de energia elétrica. O sistema para São Carlos é aproximadamente 13% menor que o de Porto União e o de Petrolina é cerca de 25% menor que o da cidade catarinense.

Para o estudo foram considerados alguns modelos de módulos fotovoltaicos que utilizam em sua composição a tecnologia de silício policristalino (p-Si) e estão disponíveis no mercado nacional. Foi realizada uma pesquisa de preços entre os vários modelos¹⁹ e para nortear os trabalhos, algumas características dos módulos foram tabeladas, como: custo unitário, custo por metro quadrado, potência nominal (Wp), área mínima necessária para a instalação de um módulo, eficiência, etc. Estes dados são apresentados na Tabela 6 e serviram como parâmetros diretos ou indiretos no cálculo e dimensionamento dos sistemas.

¹⁹ Apêndice A – Tabela com os preços dos módulos fotovoltaicos – tecnologia silício policristalino

Tabela 6 - Dados dos módulos fotovoltaicos

Potência (Wp)	Área (m²)	Custo unitário (R\$)	Custo/m² (R\$)	Marca	Modelo	Eficiência (%)
50	0,41	334,92	816,88	Yingli Solar	YL050P	12
65	0,51	435,39	853,71	Yingli Solar	YL065P	10,9
85	0,66	569,36	862,67	Yingli Solar	YL085P	14,3
135	1,02	859,00	1.090,00	SolarWorld	SW135 polyR6A	13,5
140	1,00	743,65	987,00	Yingli Solar	YL140P	14,0
240	1,63	1.349,04	827,63	BYD	BYD240P6	14,75

Fonte: (Valores obtidos em diversos fornecedores e consultados em junho/2012)

Na Tabela 7 é apresentada a área requerida em metros quadrados de acordo com a potência necessária para cada cidade. O cálculo deste valor pode ser feito através da Equação 7.

$$A = \frac{P_{cc}}{P_{mód}} \times A_{mód} \quad (7)$$

Onde:

A – Área requerida (m²)

P_{cc} – Potência nominal necessária para cada cidade (Wp)

P_{mód} – Potência do módulo (Wp)

A_{mód} – Área de cada módulo (m²)

Tabela 7 - Área requerida em m² de acordo com a potência necessária para cada cidade

Local	Potência(Wp)	50 Wp	65 Wp	85 Wp	135 Wp	140 Wp	240 Wp
Porto União	2.860	23,45	22,44	22,21	21,19	20,43	19,42
São Carlos	2.500	19,62	19,62	19,41	18,52	17,86	16,98
Petrolina	2.150	17,63	16,87	16,69	15,93	15,36	14,60

Verifica-se que são necessários no máximo 23,45 m² de área para instalação de módulos na cidade com maior requisito de potência.

A próxima relação exposta na Tabela 8, mostra a quantidade de módulos necessária para atingir a potência nominal específica para cada uma das cidades, e é calculada através da Equação 8.

$$Q = \frac{P_{cc}}{P_{mod}} \quad (8)$$

Onde:

Q = Quantidade de módulos necessários para atingir a potência nominal em cada cidade

P_{cc} = Potência nominal em corrente contínua (Wp)

P_{mód} = Potência nominal do módulo (Wp)

Tabela 8 - Quantidade de módulos de acordo com a potência necessária para cada cidade

Local	Potência(Wp)	50 Wp	65 Wp	85 Wp	135 Wp	140 Wp	240 Wp
Porto União	2.860	57,20	44,00	33,65	21,19	20,43	11,92
São Carlos	2.500	50,00	38,46	29,41	18,52	17,86	10,42
Petrolina	2.150	43,00	33,08	25,29	15,93	15,36	8,96

Como exemplo de informação obtida por esta relação presente na Tabela 8, está a necessidade de 57,2 unidades de módulos de 50 Wp de potência para suprir a necessidade da cidade de Porto União. Por outro lado, seriam necessários somente 11,92 unidades de módulos caso fossem utilizados os modelos de 240 Wp.

Como a priori não é possível trabalhar com frações de módulos, procurou-se representar os valores obtidos através da Equação 8, porém com arredondamento para números inteiros (Tabela 9).

Tabela 9 - Quantidade arredondada de módulos necessários por potência

Local	Potência(kWp)	50 Wp	65 Wp	85 Wp	135 Wp	140 Wp	240 Wp
Porto União	2,86	57	44	34	21	20	12
São Carlos	2,50	50	38	29	19	18	10
Petrolina	2,15	43	33	25	16	15	9

Com os valores inteiros é possível ter uma imagem real da necessidade mínima de módulos a serem instalados. Por exemplo, ao invés dos 11,92 observados na Tabela 8 para a cidade de Porto União com módulos de 240 Wp, seriam na verdade necessários 12 módulos.

Objetivando uma divisão igualitária de módulos para cada inversor, realizou-se uma operação de ajuste na quantidade de módulos necessários para cada localidade

Assim, para se obter a configuração prática da cidade de Porto União com módulos de 50 Wp, por exemplo, seriam necessários 60 módulos ao invés de 57. Pois se os 57 fossem divididos por dois inversores, o número final para cada subsistema seria de 28,5 módulos, inviabilizando a divisão. Adicionando-se somente 1 módulo, o número final seria par (58), porém ao dividi-lo pelos inversores o resultado seria um número ímpar (29), também impraticável, pois este número não poderia ser subdividido em grupos de módulos a fim de se obter o melhor arranjo.

Por outro lado, o valor de 60 módulos permite a divisão entre 2 inversores de 30 módulos cada, o que gera 6 conjuntos de 5 módulos cada, por exemplo. Seguindo este raciocínio de adição de módulos para a obtenção de um número par no final, montou-se a Tabela 10.

Tabela 10 - Quantidade de módulos adicionais

Local	50 Wp	65 Wp	85 Wp	135 Wp	140 Wp	240 Wp
Porto União	3	0	2	1	0	0
São Carlos	2	2	1	1	0	0
Petrolina	1	3	1	0	1	1

Somando-se a quantidade de módulos mínimos necessários com a quantidade de módulos adicionais, tem-se a quantidade total de módulos considerados (Tabela 11).

Tabela 11 - Quantidade final de módulos

Local	Potência	50 Wp	65 Wp	85 Wp	135 Wp	140 Wp	240 Wp
	(kWp)						
Porto União	2,86	60	44	36	22	20	12
São Carlos	2,50	52	40	30	20	18	10
Petrolina	2,15	44	36	26	16	16	10

Como foram adicionados módulos à quantidade mínima inicial, procurou-se calcular o custo desta operação. Assim, multiplicou-se as quantidades de módulos adicionais por potência pelo custo unitário. Os valores estão expressos na Tabela 12.

Tabela 12 - Custo adicional em R\$ pela quantidade de módulos adicionais

Local	50 Wp	65 Wp	85 Wp	135 Wp	140 Wp	240 Wp
Porto União	1.004,76	0	1.138,72	859,00	0	0
São Carlos	669,84	870,78	569,36	859,00	0	0
Petrolina	334,92	1.306,17	569,36	0	743,65	1.349,04

Na Tabela 13 observa-se que o menor custo total para o arranjo ficaria com a utilização de módulos com potência de 140 Wp. Sendo o arranjo mais caro os necessários para módulos de 85 Wp de potência.

Tabela 13- Custo final em R\$ após a quantidade de módulos adicionais

Local	Potência (kWp)	50 Wp	65 Wp	85 Wp	135 Wp	140 Wp	240 Wp
P. União	2,86	20.095,20	19.157,16	20.496,96	18.898,00	14.873,00	16.188,48
S. Carlos	2,50	17.415,84	17.415,60	17.080,80	17.180,00	13.385,70	13.490,40
Petrolina	2,24	14.736,48	15.674,04	14.803,36	13.744,00	11.898,40	13.490,40

De maneira análoga ao raciocínio realizado para obtenção da Tabela 13, optou-se por calcular qual seria a potência final do sistema após a adição dos módulos. Para tanto, multiplicou-se a da quantidade de módulos necessários (Tabela 11) pela potência do módulo. Estes valores foram representados na Tabela 14.

Por exemplo, no caso da cidade de Porto União, considerando-se módulos de 50 Wp, teria-se uma potência final de 3 kWp. Resultado da multiplicação da soma de 60 módulos (Tabela 8) por sua potência nominal de 50 Wp .

Tabela 14- Potência Efetiva final após a adição dos módulos

Local	50 Wp	65 Wp	85 Wp	135 Wp	140 Wp	240 Wp
Porto União	3 kWp	2,86 kWp	3,06 kWp	2,97 kWp	2,80 kWp	2,88 kWp
São Carlos	2,6 kWp	2,60 kWp	2,55 kWp	2,70 kWp	2,52 kWp	2,40 kWp
Petrolina	2,2 kWp	2,34 kWp	2,21 kWp	2,16 kWp	2,24 kWp	2,40 kWp

Como a adição de módulos modificou os valores das potências estimadas inicialmente para suprir a demanda energética de cada cidade, uma nova comparação foi feita. Isto é, para a verificação do impacto efetivo destas mudanças, calculou-se a variação percentual entre a

potência inicial e a potência obtida após os arredondamentos. Por exemplo, inicialmente havia-se estimado uma potência nominal de 2,86 kWp para a cidade de Porto União. Ao adicionar novos módulos de 50 Wp, a potência final chegou a 3 kWp. Comparando-se esta variação com as demais cidades, obteve-se uma diferença de mais de 11%. Por outro lado, a relação entre as potências inicialmente estimadas e as potências finais efetivas com a adição de módulos de 140 Wp foi de pouco mais de 2%, causando um menor impacto (Tabela 15).

Tabela 15 - Porcentagem (%) de Potência efetiva final e necessária após a adição dos módulos

Local	Potência (kWp)	50 Wp	65 Wp	85 Wp	135 Wp	140 Wp	240 Wp
Porto União	2,86	1,048	1	1,069	1,038	0,979	1,006
São Carlos	2,50	1,04	1,04	1,02	1,08	1,008	0,96
Petrolina	2,15	1,023	1,088	1,027	1,004	1,041	1,116
Soma/3		0,112	0,128	0,117	0,121	0,028	0,083

Assim, como o intuito do trabalho é observar as melhores relações de custo, potência, área, considerou-se o conjunto com módulos de 140 Wp a melhor alternativa.

Desse modo, o custo final para cada cidade é mostrado na Tabela 16.

Tabela 16- Custo final dos módulos por cidade

Local	Quantidade de módulos de 140 Wp	Custo Total (R\$)
Porto União	20	14.873,00
São Carlos	18	13.385,70
Petrolina	16	11.898,40

As principais características elétricas, mecânicas e de temperatura do módulo selecionado são apresentadas na Tabela 17.

Tabela 17 - Características Elétricas do Módulo YL140P-17b –YINGLI SOLAR

CARACTERÍSTICAS ELÉTRICAS	
Potência máxima (P _{máx})	140 W
Tolerância de potência	3%
Eficiência do módulo (η_m)	14%
Tensão de máxima potência (V _{mpp})	18.0 V
Corrente de máxima potência (I _{mpp})	7.77 A
Tensão em circuito aberto (V _{oc})	22.5 V
Corrente de curto-circuito (I _{sc})	8.40 A
CARACTERÍSTICAS DE TEMPERATURA	
Temperatura nominal de funcionamento da célula (NOCT)	46 °C (+/-2)
Coefficiente de temperatura de P _{máx}	-0,45% / °C
Coefficiente de temperatura de V _{oc}	-0,37 % / °C
Coefficiente de temperatura de I _{sc}	0,06 % / °C
CARACTERÍSTICAS MECÂNICAS	
Células solares	Policristalinas
Dimensão	1470mm / 680mm / 35mm
Peso	11.8 Kg
Vidro Frontal	vidro temperado de 3,2 mm
Estrutura	Liga de alumínio anodizado

Condições de teste padrão (STC): irradiação de 1.000 W/m², temperatura do módulo de 25 °C, AM= 1,5

Fonte: Catálogo do Fabricante – (YINGLI SOLAR, 2012)

Segundo a Tabela de Classificação dos Módulos Fotovoltaicos de silício cristalino e filmes finos do INMETRO, apresentada no Anexo A, este modelo de módulo recebeu classificação “A”, ou seja, está entre os mais eficientes comercializados no mercado nacional.

A eficiência do módulo fotovoltaico é definida pela relação entre a potência gerada por ele e a radiação incidente sobre o módulo, e pode ser obtida através da Equação 9:

$$\eta = \frac{I_{mpp} * V_{mpp}}{I_c * A} * 100 \quad (9)$$

Onde:

I_{mpp} – Corrente máxima de pico

V_{mpp} – Tensão máxima de pico

I_c – Irradiância solar (W/m^2)

A – área útil do módulo (m^2)

Assim, as potências nominais relativas a cada uma das cidades, após os ajustes para a definição exata da quantidade de módulos, ficaram da seguinte maneira:

- 2,80 kWp para Porto União/SC;
- 2,52 kWp para São Carlos/SP;
- 2,24 kWp para Petrolina/PE.

4.2 Dimensionamento dos Inversores

Nos sistemas de média dimensão, existe uma tendência crescente para a instalação de vários inversores de menor potência, cuja configuração é chamada de inversores de fileira de módulos, pois há uma melhor adaptação da potência às condições de irradiação solar. Além disso, sua utilização facilita a instalação de sistemas fotovoltaicos e reduz razoavelmente os seus custos de instalação. Assim, nesta configuração os inversores são normalmente instalados próximos ao sistema FV, sendo ligados individualmente a cada conjunto de fileiras de módulos.

O procedimento para a escolha do modelo de módulo fotovoltaico levou em consideração a utilização de dois inversores por sistema, ou seja, o sistema é dividido em dois subsistemas, cada um com N módulos conectados a um inversor. As saídas dos inversores são ligadas à rede elétrica da residência, permitindo que a energia gerada seja utilizada para atender ao consumo da casa e o excedente seja injetado na rede elétrica pública.

Isto permite a utilização de um dos subsistemas, caso haja algum dano no outro, além de proporcionar um balanceamento de cargas na rede elétrica. Este tipo de metodologia também foi adotado em outros projetos de dimensionamento de SFCR de pequeno porte, conforme Lamberts, et al. (2010); Lisita Júnior (2005).

Assim, a partir da avaliação das características elétricas do módulo fotovoltaico selecionado anteriormente - Modelo YL140P-17b – Marca YINGLI SOLAR, de 140Wp de potência – alguns modelos de inversores *on-grid* foram analisados ²⁰, objetivando uma escolha otimizada e a compatibilidade entre estes dois importantes componentes do sistema FV.

As especificações técnicas dos inversores fornecem importantes informações para o dimensionamento e a instalação de sistemas fotovoltaicos. A configuração do sistema FV determina o número, o nível de tensão e a classe de potência dos inversores.

O número de inversores deriva da potência estimada para o sistema fotovoltaico e do tipo de sistema escolhido. Como regra geral, dado que os inversores são fornecidos para vários níveis de potência e que a potência total do sistema fotovoltaico é determinada pela área útil disponível, é utilizada a razão entre as potências do gerador fotovoltaico e do inversor de 1:1. Qualquer eventual desvio deverá ser considerado com base nesta razão, e é definido para o seguinte intervalo de potência:

$$0,7 \times P_{FV} < P_{INV \max} < 1,2 \times P_{FV}$$

Onde:

P_{FV} – representa a potência máxima nominal do gerador fotovoltaico

$P_{INV \max}$ – representa a potência cc máxima nominal do inversor

Como já mencionado no Capítulo 2, a escolha de um inversor com uma potência sensivelmente menor do que a potência do arranjo fotovoltaico poderá ser favorável. Isto porque a eficiência do inversor é relativamente baixa para as gamas de potência operacionais inferiores a 10% da potência nominal. Assim, com o intuito de otimizar a eficiência do inversor, este é frequentemente subdimensionado. Esta prática permite manter elevados os níveis de eficiência do inversor, mesmo que se tenha baixos níveis de irradiância solar. (IST, DGS e União Européia, 2004).

No entanto, ao subdimensionar o inversor, é fundamental verificar o comportamento do mesmo no caso de sobrecargas, de forma a assegurar as condições de segurança. Isto é, em nenhum momento poderá ser ultrapassada a tensão máxima de entrada do inversor.

²⁰ <http://www.sma.de/en/products/solar-inverters-with-transformer/sunny-boy-1200-1700-2500-3000.html>.

Escolha da tensão de entrada

A amplitude da tensão no inversor resulta do somatório das tensões individuais dos módulos ligados em série em uma fileira. Como visto anteriormente no Capítulo 2, a tensão do módulo diminui com o aumento da temperatura e consequentemente influenciará a tensão total do painel fotovoltaico. Assim, para o dimensionamento do inversor, é importante analisar as situações operacionais extremas de inverno e verão.

No entanto, como no Brasil não temos condições muito extremas de amplitude de variações de temperatura, para o cálculo realizado neste trabalho não foi considerado um decréscimo na eficiência das células devido à temperatura de operação, sendo considerado, portanto, que as mesmas operam nas condições padrão STC (temperatura das células a 25°C).

Desse modo, quando se dimensiona um sistema, o intervalo de operação do inversor deve ser ajustado em função da curva característica do painel fotovoltaico, ou seja, o intervalo MPP (Ponto de Máxima Potência) do inversor deve incorporar os pontos MPP da curva característica do painel para diferentes temperaturas, conforme apresentado na Figura 64.

Figura 64 – Curvas características do gerador fotovoltaico e intervalo operacional de um inversor (Fonte: IST; DGS ; UE, 2004)

Número máximo de módulos por fileira

O valor da tensão de trabalho do inversor resulta da soma das tensões individuais dos módulos que estão ligados em série em uma fileira.

Desse modo, para a determinação do número máximo de módulos ligados em série por fileira, deve-se calcular a relação entre a tensão CC máxima admissível do inversor e a tensão de circuito aberto do módulo, conforme apresentado na Equação 10:

$$N_{\max} \leq \frac{V_{\max(\text{inversor})}}{V_{OC(\text{módulo})}} \quad (10)$$

Onde:

$N_{\max}$ - Número máximo de módulos conectados em série por fileira

$V_{\max(\text{inversor})}$ - Máxima tensão de entrada do inversor (Volts)

$V_{OC(\text{módulo})}$ - Tensão em circuito aberto do módulo (Volts)

Número mínimo de módulos por fileira

O número mínimo de módulos ligados em série por fileira deriva do quociente entre a tensão mínima MPP de entrada do inversor e a tensão MPP do módulo, calculada pela Equação 11:

$$N_{\min} \geq \frac{V_{MPP(\text{inversor min})}}{V_{MPP(\text{módulo})}} \quad (11)$$

Onde:

$N_{\min}$ - Número mínimo de módulos conectados em série por fileira

$U_{MPP(\text{inversor min})}$ – Tensão mínima MPP de entrada no inversor (Volts)

$U_{MPP(\text{módulo})}$ - Tensão MPP do módulo (Volts)

Determinação do número de fileiras em paralelo

Por fim, deve-se verificar se a corrente do arranjo fotovoltaico não ultrapassa o limite máximo da corrente de entrada do inversor. O número máximo de fileiras em paralelo deverá ser menor ou igual ao quociente entre os valores máximos da corrente do inversor e da fileira de módulos, conforme Equação 12:

$$N_{\text{fileira}} \leq \frac{I_{\max(\text{inversor})}}{I_n(\text{fileira})} \quad (12)$$

Onde:

N_{fileira} – Número máximo de fileiras em paralelo

$I_{\max}$ – Corrente máxima de entrada no inversor

I_n – Corrente máxima na fileira de módulos conectados em série

Se o inversor for subdimensionado, deverá ser verificada a frequência com que o inversor opera com excessivas correntes de entrada. Este regime de operação leva ao envelhecimento prematuro do inversor ou à destruição dos componentes eletrônicos.

Conforme apresentado no Apêndice B, as características técnicas de vários modelos de inversores foram analisadas e optou-se por escolher o mesmo modelo para as três cidades.

O modelo selecionado foi o Sunny Boy 1200 da SMA, cuja ficha técnica é apresentada na Tabela 18.

Tabela 18- Características técnicas do inversor Sunny Boy 1200

Entrada (CC)	
Máxima Potência de entrada	1.320W
Máxima Tensão de entrada	400V
Faixa de Tensão de entrada	100V – 320V
Mínima Tensão de entrada	100V
Máxima Corrente de entrada	12,6A
Máxima Corrente de entrada por string	12,6A
Saída (CA)	
Potência nominal de saída	1.200W
Máxima potência de saída	1.200VA
Tensão nominal de saída	220V a 240V
Tensão de rede	50Hz, 60Hz / -4,5Hz
Máxima corrente de saída	6,1A
Máxima eficiência	92,1%
Fator de proteção	IP65
Dimensões (larg. x comp. x esp.)	440 x 339 x 214mm
Peso	23Kg

Fonte: Dados fornecidos pelo fabricante SMA (SMA, 2012a)

A partir daí, os procedimentos mencionados foram adotados para cada uma das três cidades. Para o cálculo do número máximo de módulos conectados em série por fileira, dividi-se a máxima tensão de entrada do inversor pela tensão de circuito aberto do módulo, conforme apresentado a seguir:

$$N_{m\acute{a}x} \leq \frac{400}{22,5}$$

$$N_{m\acute{a}x} \leq 17,77$$

Isto significa que poder\~ao ser conectados em s\~erie, no m\~aximo 17 m\~odulos.

Para o c\~alculo do n\~umero m\~inimo de m\~odulos conectados em s\~erie por fileira, dividiu-se a m\~inima tens\~ao de entrada do inversor pela tens\~ao Mpp do m\~odulo, obtendo-se o seguinte resultado:

$$N_{min} \geq \frac{100}{18}$$

$$N_{min} \leq 5,55$$

E o n\~umero m\~inimo de m\~odulos conectados em s\~erie dever\~a ser de 6 por fileira.

E para o c\~alculo do n\~umero m\~aximo de fileiras conectadas em paralelo, dividiu-se a corrente m\~axima do inversor pela corrente total da fileira de m\~odulos conectados em s\~erie, obtendo-se:

$$N_{fileira} \leq \frac{I_{m\acute{a}x(inversor)}}{I_{n(fileira)}}$$

$$N_{fileira} \leq \frac{12,6}{7,77}$$

$$N_{fileira} \leq 1,62$$

Isto significa que o n\~umero m\~aximo de fileiras ligadas em paralelo $N_{fileira}$ n\~ao poder\~a ser maior que 1,62.

A partir desses c\~alculos, foi poss\~ivel determinar a melhor configura\~ao de sistema para cada uma das cidades, conforme apresentado a seguir.

Porto União/SC

Potência Nominal do Sistema Fotovoltaico: 2,8 kWp

2 Subsistemas de 10 módulos de 140Wp, totalizando 1,4 kWp

A partir dos cálculos, optou-se por montar dois arranjos, cada um conectado a um inversor SUNNY BOY 1200, com 10 módulos cada conectados em série, totalizando uma potência nominal de 1,4 kWp e fornecendo em seu ponto de máxima potência, 180 V e uma corrente contínua de 7,77 A.

O diagrama esquemático do sistema, mostrando a configuração em dois subsistemas, é apresentado na Figura 65, no qual podem ser observadas as ligações elétricas dos módulos e dos demais componentes.

Figura 65 – Diagrama esquemático do sistema fotovoltaico de 2,8 kWp de Porto União/SC, mostrando os módulos conectados em série

Através da utilização do software Sunny Design 2.21 (SMA, 2012b), foi possível comprovar a adequação do modelo de inversor escolhido com os arranjos de módulos fotovoltaicos conectados em série, conforme Figura 66.

Figura 66 – Gráfico da compatibilidade do sistema fotovoltaico x inversor gerado pelo software Sunny Design (Fonte: SMA, 2012b)

São Carlos/SP

Potência Nominal do Sistema Fotovoltaico: 2,52 kWp

2 Subsistemas de 9 módulos de 140 Wp, totalizando 1,26 kWp

A partir dos cálculos, optou-se por montar dois arranjos, cada um conectado a um inversor SUNNY BOY 1200, com 9 módulos cada conectados em série, totalizando uma potência nominal de 1,26 kWp e fornecendo em seu ponto de máxima potência, 162 V e uma corrente contínua de 7,77 A.

O diagrama esquemático do sistema, mostrando a configuração em dois subsistemas, é apresentado na Figura 67, no qual podem ser observadas as ligações elétricas dos módulos e dos demais componentes.

Figura 67 – Diagrama esquemático do sistema fotovoltaico de 2,52 kWp de São Carlos/SP, mostrando os módulos conectados em série

A compatibilidade entre o modelo de inversor escolhido e os arranjos de módulos fotovoltaicos conectados em série, foi comprovada através da utilização do software Sunny Design 2.21 (SMA, 2012b) conforme Figura 68.

Figura 68 – Gráfico da compatibilidade do sistema fotovoltaico x inversor gerado pelo software Sunny Design (Fonte: SMA, 2012b)

Petrolina/PE

Potência Nominal do Sistema Fotovoltaico: 2,24 kWp

2 Subsistemas de 8 módulos de 140Wp, totalizando 1,12 kWp

A partir dos cálculos, optou-se por montar dois arranjos, cada um conectado a um inversor SUNNY BOY 1200, com 8 módulos cada conectados em série, totalizando uma potência nominal de 1,12 kWp e fornecendo em seu ponto de máxima potência, 144 V e uma corrente contínua de 7,77 A.

O diagrama esquemático do sistema, mostrando a configuração em dois subsistemas, é apresentado na Figura 69, no qual podem ser observadas as ligações elétricas dos módulos e dos demais componentes.

Figura 69 – Diagrama esquemático do sistema fotovoltaico de 2,24 kWp de Petrolina/PE, mostrando os módulos conectados em série

Seguindo o mesmo procedimento aplicado aos outros sistemas, segue a Figura 70 comprovando a adequação do modelo de inversor com os arranjos de módulos fotovoltaicos conectados em série.

Figura 70 – Gráfico da compatibilidade do sistema fotovoltaico x inversor gerado pelo software Sunny Design (Fonte: SMA, 2012b)

4.3 Demais componentes elétricos

Será efetuada uma abordagem simplificada em relação ao dimensionamento dos demais componentes elétricos para os sistemas fotovoltaicos em questão. Esta opção é justificada pelo fato de que o principal objetivo do trabalho não é desenvolver um estudo detalhado das instalações elétricas. Ou seja, pretende-se demonstrar como é feito o dimensionamento de um sistema FV, estimando-se a energia produzida pelo sistema de acordo com a radiação solar incidente no local da instalação.

Assim, na instalação elétrica de um sistema fotovoltaico deve-se apenas usar cabos que atendam aos requisitos de segurança para este tipo de aplicação, seguindo as normas técnicas específicas para instalações elétricas de baixa tensão (NBR 5410).

No trecho em corrente contínua, a proteção utilizada entre os painéis fotovoltaicos e os inversores é a chave seccionadora com fusível. Seu uso permite que após a passagem dos cabos em eletrodutos separados por pólos positivo e negativo, os condutores de corrente CC cheguem com uma proteção antes de serem conectados ao inversor.

Os fusíveis devem permitir a passagem de corrente de curto-circuito dos painéis acrescido de 125%, porcentagem utilizada como margem de segurança, caso a corrente de curto-circuito sofra um aumento devido ao efeito de altas irradiâncias, ou seja, maior que 1.000W/m^2 . Deve-se somar ainda mais 125% devido ao aumento da corrente de curto-circuito quando a célula for submetida à temperaturas acima de 25°C . O cálculo é efetuado da seguinte maneira:

$$\text{Fusível da caixa seccionadora} = 8,4 \text{ (A)} \times 1,25 \times 1,25 = 13,13 \text{ (A)}$$

O valor adotado é de 15 A.

No trecho em corrente alternada a proteção utilizada entre o inversor e o medidor de energia é o disjuntor. Este equipamento serve de proteção contra sobrecargas, além de isolar a energia gerada nos painéis fotovoltaicos do restante da instalação elétrica. O disjuntor

possibilita ainda a manutenção na rede elétrica de distribuição sem que haja riscos para os operadores do sistema. Indica-se ainda o aterramento de toda a estrutura condutora que não for conduzir corrente.

Para os sistemas em questão, indica-se a utilização de medidores bidirecionais, isto é, quando o sistema fotovoltaico gera mais energia do que a demandada pela residência, o medidor gira no sentido oposto ao convencional. E quando o consumo ultrapassa a geração, o medidor gira ao contrário, permitindo o sistema de compensação energética.

4.4 Estimativa de geração de energia

Como já foi obtida a potência nominal do gerador fotovoltaico, tem-se os valores de irradiação solar para o plano inclinado a 17° e considerando que o rendimento médio do sistema seja de 80%, é possível estimar a produção anual de energia elétrica em cada uma das cidades. Nas Tabelas 18, 19 e 20, são apresentados os valores estimados para cada uma das instalações dimensionadas neste trabalho.

Para a realização dos cálculos apresentados abaixo, não foram consideradas perdas na eficiência das células devido à temperatura de operação.

Os valores apresentados nas Tabelas 19, 20 e 21 foram obtidos através da Equação 13:

$$E = D \times P_{cc} \times G \times R \quad (13)$$

Onde:

E – Energia mensal produzida (kWh)

D – Número de dias no mês (dias)

P_{cc} – Potência nominal em corrente contínua (kW)

G – Irradiação solar diária média (kWh/m².dia)

R – Rendimento do sistema, inversor e conexões (%)

Tabela 19 - Energia produzida mensalmente por um sistema de 2,80 kWp para a cidade de Porto União/SC

Mês	Dias	Potência Instalada (kWp)	Irradiação solar diária média (kWh/m².dia)	Rendimento do sistema (80%)	Energia mensal produzida (kWh)
Janeiro	31	2,80	4,83	0,80	335,39
Fevereiro	28	2,80	4,88	0,80	306,07
Março	31	2,80	4,63	0,80	321,50
Abril	30	2,80	4,16	0,80	279,55
Maio	31	2,80	3,67	0,80	254,84
Junho	30	2,80	3,18	0,80	213,69
Julho	31	2,80	3,54	0,80	245,81
Agosto	31	2,80	3,91	0,80	271,51
Setembro	30	2,80	4,10	0,80	275,52
Outubro	31	2,80	4,91	0,80	340,95
Novembro	30	2,80	5,34	0,80	358,84
Dezembro	31	2,80	5,40	0,80	374,97
Total					3.578,64
Média					298,22
Produtividade anual do sistema					1.278,08

Tabela 20 - Energia produzida mensalmente por um sistema de 2,52 kWp para a cidade de São Carlos/SP

Mês	Dias	Potência Instalada (kWp)	Irradiação solar diária média (kWh/m².dia)	Rendimento do sistema (80%)	Energia mensal produzida (kWh)
Janeiro	31	2,52	5,25	0,80	328,10
Fevereiro	28	2,52	5,36	0,80	302,56
Março	31	2,52	5,55	0,80	346,85
Abril	30	2,52	5,14	0,80	310,86
Maio	31	2,52	5,02	0,80	313,72
Junho	30	2,52	4,51	0,80	272,76
Julho	31	2,52	5,15	0,80	321,85
Agosto	31	2,52	3,47	0,80	216,86
Setembro	30	2,52	4,96	0,80	299,98
Outubro	31	2,52	5,38	0,80	336,22
Novembro	30	2,52	5,35	0,80	323,56
Dezembro	31	2,52	4,94	0,80	308,73
Total					3.682,05
Média					306,83
Produtividade anual do sistema					1.461,13

Tabela 21 - Energia produzida mensalmente por um sistema de 2,24 kWp para a cidade de Petrolina/PE

Mês	Dias	Potência Instalada (kWp)	Irradiação solar diária média (kWh/m².dia)	Rendimento do sistema (80%)	Energia mensal produzida (kWh)
Janeiro	31	2,24	5,71	0,80	317,20
Fevereiro	28	2,24	6,01	0,80	301,55
Março	31	2,24	5,98	0,80	332,20
Abril	30	2,24	5,73	0,80	308,04
Maio	31	2,24	5,46	0,80	303,31
Junho	30	2,24	5,19	0,80	279,01
Julho	31	2,24	5,47	0,80	303,86
Agosto	31	2,24	6,00	0,80	333,31
Setembro	30	2,24	6,33	0,80	340,30
Outubro	31	2,24	6,25	0,80	347,20
Novembro	30	2,24	5,81	0,80	312,34
Dezembro	31	2,24	5,59	0,80	310,53
Total					3.788,85
Média					315,73
Produtividade anual do sistema					1.691,45

Caso se tenha apenas a média anual de irradiação solar, é possível estimar a geração de energia do sistema FV através da Equação 14:

$$E = P_{cc} \times R \times G \times 365 \text{ dias/ano} \quad (14)$$

Onde:

E – Energia gerada pelo sistema (kWh/ano)

P_{cc} – Potência do sistema em corrente contínua (kW)

R – Rendimento do sistema, inversor e conexões (%)

G – Irradiação diária recebida no plano do painel fotovoltaico (kWh/m²), dividida pela irradiância de referência de 1.000 W/m², expressa em número de horas (h)

Aplicando-se a Equação 14 para cada cidade, obtém-se:

Porto União/SC: $E = 2,8 \times 0,8 \times 4,37 \times 365$

$$E = 3.573 \text{ kWh/ano}$$

São Carlos/SP: $E = 2,52 \times 0,8 \times 5 \times 365$

$$E = 3.679 \text{ kWh/ano}$$

Petrolina/PE: $E = 2,24 \times 0,8 \times 5,79 \times 365$

$$E = 3.787 \text{ kWh/ano}$$

Há uma pequena variação entre o primeiro método, que calcula a geração mensal, e o segundo, que calcula a geração média anual. No entanto, esta diferença é desprezível, já que trata-se de uma estimativa e estão sendo utilizadas médias de irradiação dos últimos anos.

4.4.1 Produtividade Anual do Sistema (*Yield*)

Os dados apresentados nas tabelas anteriores permitem calcular de quanto será a produtividade anual de cada um dos sistemas dimensionados. Ou seja, este índice indica quantos kWh por ano serão produzidos para cada kWp instalado.

Porto União/SC

Através dos dados apresentados na Tabela 19, verifica-se que a produção diária média anual seria de 9,80 kWh/dia, o que significa que para cada kWp instalado, o sistema poderá produzir 1.278,08 kWh/kWp.

O valor encontrado é compatível com a produtividade anual do sistema instalado na Casa Eficiente, que segundo Lamberts, et. al (2010) foi de 1.190 kWh/kWp em 2007 e de 1.114 kWh/kWp em 2008. Tal sistema utiliza o mesmo tipo de tecnologia (silício policristalino) e está instalado na mesma região do país.

São Carlos/SP

Os dados apresentados na Tabela 20, indicam que a produção diária média anual seria de 10,08 kWh/dia, o que significa que para cada kWp instalado, o sistema poderá produzir 1.461,13 kWh/kWp.

Petrolina/PE

A partir dos dados apresentados na Tabela 21, verifica-se que a produção diária média anual seria de 10,38 kWh/dia, o que significa que para cada kWp instalado, o sistema poderá produzir 1.691,45 kWh/kWp.

4.4.2 Fator de Capacidade

O fator de capacidade é o índice que representa a razão entre a energia de fato entregue pelo sistema, no período considerado, e a energia que ele entregaria se operasse 100% do tempo na sua potência nominal. Seu valor é expresso em porcentagem e pode ser calculado de acordo com a Equação 15:

$$FC = \frac{E_g}{P_{nom} \times \Delta t} \times 100 \quad (15)$$

Onde:

FC = Fator de capacidade do sistema no período Δt considerado (%)

E_g = Energia gerada pelo sistema em um instante t (kWh)

P_{nom} = Potência de pico do sistema (kWp)

Δt – Período de integração (h); em geral utiliza-se um ano (8.760 horas)

Calculando-se o Fator de Capacidade para cada uma das cidades, tem-se:

Porto União/SC

$$FC = \frac{3.578,64}{2,8 \times 8.760} \times 100$$

$$FC = 14,59\%$$

São Carlos/SP

$$FC = \frac{3.682,05}{2,52 \times 8.760} \times 100$$

$$FC = 16,67\%$$

Petrolina/PE

$$FC = \frac{3.788,85}{2,24 \times 8.760} \times 100$$

$$FC = 19,30\%$$

4.4.3 Análise comparativa entre geração e consumo

As curvas estimadas de geração fotovoltaica foram traçadas através da utilização do *software* PVSyst versão 5.57, desenvolvido em 1991 pela Universidade de Genebra (PVSYST SA, 2012) que permite simular o dimensionamento de sistemas fotovoltaicos, estimando a geração de energia para diferentes localidades. As curvas de demanda, conforme mencionado no Capítulo 3, foram obtidas através da Pesquisa de Posse de Equipamentos e Hábitos de Uso desenvolvidas pela Eletrobrás;Procel (2007) e ponderadas para um consumo médio mensal de 300 kWh. Todas as curvas foram agrupadas por localidade a fim de auxiliar a comparação.

O PVSyst é um *software* desenvolvido para o dimensionamento de sistemas autônomos ou conectados à rede, permitindo trabalhar com diferentes níveis de complexidade, que vão desde um estudo prévio de representação a um projeto final de um sistema. Possui uma ferramenta adicional tridimensional que considera as limitações do horizonte e identifica objetos que possam criar sombras sobre os painéis fotovoltaicos, interferindo assim em seu desempenho. Possui um banco de dados de índices de irradiação de várias localidades no mundo, sendo considerado um dos melhores softwares do mundo para o dimensionamento de sistemas fotovoltaicos.

O projeto inicia-se com a inserção do valor da potência de pico necessária para suprir a demanda de energia elétrica da edificação em questão. Caso a potência não seja conhecida, deve-se entrar com o valor da área disponível para a instalação dos painéis. Na sequência, através da consulta de um banco de dados dos componentes que constituem um sistema fotovoltaico, deve-se escolher o modelo do módulo fotovoltaico e do inversor compatível com o tipo de módulo. O software indica a quantidade de módulos necessários e qual a área requerida para a instalação dos painéis, apresentando ainda uma mensagem sobre a compatibilidade dos componentes selecionados. Para cada um dos componentes é possível visualizar suas características elétricas.

Após a inserção e combinação dos diversos componentes que constituem um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica, é possível realizar uma simulação no PVsyst, e assim obter uma estimativa da produção anual de energia do sistema.

Na Figura 71 verifica-se o comportamento estimado médio para as curvas de geração fotovoltaica e de demanda nas vinte e quatro horas diárias para a cidade de Porto União/SC. Nela é possível verificar que as três horas, por exemplo, existe uma demanda de energia, porém não há geração. Já às doze horas, tem-se uma demanda inferior à geração média e máxima para a localidade, sendo somente inferior a geração caso o dia esteja nublado. Entre as quatorze e quinze horas é o ponto em que todas as curvas de geração de energia são superiores à curva de demanda.

Figura 71 – Sobreposição da curva de geração fotovoltaica em Porto União/SC com a curva de demanda da Região Sul

Nas Figuras 72 e 73 exibe-se o comportamento estimado médio para as curvas de geração fotovoltaica e de demanda nas vinte e quatro horas diárias para as cidades de São Carlos/SP e Petrolina/PE, respectivamente.

Figura 72 – Sobreposição da curva de geração fotovoltaica em São Carlos/SP com a curva de demanda da Região Sudeste

Figura 73 – Sobreposição da curva de geração fotovoltaica em Petrolina/PE com a curva de demanda da Região Nordeste

Analisando as curvas de demanda residencial das regiões Sul, Sudeste e Nordeste, é possível perceber que não há coincidência temporal entre geração e consumo, ou seja, mesmo com as alterações de perfis presentes em cada localidade, os picos de demanda residencial ocorrem durante a manhã e durante a noite, horários de baixa ou nenhuma insolação. Nas regiões Sul e Nordeste a demanda elevada durante a madrugada é explicada pelo uso de equipamentos de condicionamento ambiental, como aquecedores no caso da região Sul e de aparelhos de ar condicionado na região Nordeste. Na região Sudeste, o uso desses equipamentos durante a madrugada é menos expressivo. Estes comportamentos de uso podem ser melhor entendidos através da visualização das Figuras 54, 55 e 56, apresentadas no Capítulo 3.

Desse modo, a Resolução 482/2012 da ANEEL é uma importante iniciativa do governo, pois pode resolver este problema da não coincidência temporal entre geração e consumo, possibilitando a conversão em créditos da energia excedente injetada na rede durante os períodos de menor demanda e de maior geração.

Além disso, essa energia injetada na rede durante o dia contribui para a redução da carga, diminuindo assim os riscos de *blackouts* e ainda permite que as concessionárias mantenham seus reservatórios cheios para o período de pico de demanda noturno. A geração fotovoltaica em residências pode evitar a construção de novas usinas hidrelétricas, sendo desse modo vantajosa também para as concessionárias, já que estas deixarão de investir em novos empreendimentos e ainda atuarão como armazenadoras de energia.

Dessa forma, o governo brasileiro deveria conceder incentivos fiscais para promover o desenvolvimento da indústria fotovoltaica no país, para a fabricação de módulos solares, inversores e demais componentes elétricos. Pois, além de possibilitar a substituição a componentes importados, esta iniciativa traria benefícios de ordem econômica e social, gerando empregos e motivando a realização de novas pesquisas na área. Ou seja, possibilitaria a expansão do mercado, conquistada pela redução dos custos através de ganhos de escala, do avanço tecnológico e da capacitação de recursos humanos, além de permitir a diversificação da matriz elétrica nacional.

4.5 Cálculo da energia economizada

Como o objetivo deste trabalho é analisar a contribuição de geração de sistemas fotovoltaicos em instalações residenciais, cuja ligação à rede de distribuição da concessionária é feita através da rede de baixa tensão (220/127V), a tarifa considerada para os cálculos será a

praticada para o consumidor do Grupo B residencial, que para cada uma das cidades analisadas é apresentada na Tabela 22.

Nos valores apresentados, já estão considerados todos os impostos que incidem sobre as tarifas, como ICMS (Imposto sobre circulação de mercadorias), PIS/PASEP (Programa de Integração Social) e COFINS (Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social).

Assim, considerando um consumo médio mensal de 300 kWh, para cada uma das residências foi calculado o custo total com energia elétrica para o período de um ano, conforme Tabela 22.

Tabela 22- Tarifas de energia

Cidade	Concessionária	Tarifa única c/ impostos (R\$)*	Consumo Médio mensal (kWh)	Custo Total mensal (R\$)	Custo Total anual (R\$)
Porto União/SC	COPEL	0,45975	300	137,92	1.655,10
São Carlos/SP	CPFL Paulista	0,475325	300	142,60	1.711,20
Petrolina/PE	CELPE	0,51492	300	154,47	1.853,64

* Valores consultados em Julho/2012 e com impostos incluídos (ICMS e PIS/PASEP e CONFINS)

Fonte: COPEL; CPFL e CELPE

Desse modo, tendo como base a estimativa de geração de energia elétrica a partir da fonte fotovoltaica, a economia durante um ano poderia ser calculada através da Equação 16 (Lisita Junior, 2005):

$$\text{Eco (R\$)} = \text{Eg(ano)} \times T \quad (16)$$

Onde:

Eco (R\$) – valor em reais economizado durante o ano

Eg – energia produzida em um ano pelo sistema fotovoltaico conectado à rede (kWh)

T – tarifa em R\$/kWh cobrada pelas concessionárias

Aplicando-se a Equação 16 para cada uma das cidades, encontra-se os valores apresentados na Tabela 23.

Tabela 23- Economia Anual (R\$) estimada para as três cidades

Local	Tarifa única com impostos (R\$)	Geração Fotovoltaica Estimada Anual (kWh)	Economia Anual (R\$)
Porto União/SC	0,45975	3.578,64	1.645,27
São Carlos/SP	0,475325	3.682,05	1.750,17
Petrolina/PE	0,51492	3.788,85	1.950,95

Estes valores indicam o quanto as residências deixariam de pagar anualmente de tarifa de energia elétrica por terem instalado os sistemas fotovoltaicos.

4.6 Custos dos sistemas

Os custos dos três sistemas foram estimados após contato telefônico e consulta a sites de vários fornecedores na internet. Nestes valores foram incluídos os preços dos módulos, inversores, estrutura em alumínio anodizado, apropriada para a fixação em telhados, além dos demais materiais elétricos necessários para o funcionamento do sistema. O custo da mão de obra referente à instalação do sistema no local foi estimado para a cidade de São Carlos, sendo considerado neste trabalho o mesmo valor para a instalação nas demais cidades, apenas para efeito comparativo, podendo haver uma variação, já que este custo depende diretamente disponibilidade de se ter fornecedores próximos à cidade onde a instalação será feita.

Para a instalação dos sistemas fotovoltaicos dimensionados anteriormente, os custos estimados por módulo de 140 Wp foi de R\$ 743,65, totalizando R\$ 14.873,00 para a residência de Porto União/SC; R\$ 13.385,70 para a residência de São Carlos/SP e R\$ 11.898,40 para a residência de Petrolina/PE.

Para cada um dos sistemas, foram dimensionados dois inversores modelo “Sunny Boy 1200” de 1.320 W, responsáveis pela conversão de corrente contínua em corrente alternada. Após consulta a vários fornecedores, o menor preço encontrado foi de R\$ 4.062,29 por inversor, totalizando R\$ 8.124,58 por residência.

A estrutura metálica necessária para a instalação dos módulos sobre o telhado é de alumínio anodizado e suporta ventos de até 150 Km/h. Para cada subsistema de N módulos, o valor estimado é de R\$ 2.172,95, o que gera um valor R\$ 4.345,90 para o sistema completo (sub-sistema 1 + sub-sistema 2).

E os valores referentes aos materiais elétricos, como fusíveis, disjuntores, cabos e instalação do sistema por técnicos especializados foi estimado em R\$ 3.298,78.

Assim, os valores finais estimados para cada uma das cidades são mostrados nas Tabelas 24, 25 e 26.

Tabela 24 - Custo do Sistema Fotovoltaico de 2,8 kWp

Porto União/SC			
Produto	Valor Unitário (R\$)	Quantidade	Valor Total (R\$)
Módulo Yingli Solar YL140p – 140Wp	743,65	20	14.873,00
Inversor SMA Sunny Boy 1200	4.062,29	2	8.124,58
Estrutura do suporte em alumínio anodizado	2.172,95	2	4.345,90
Materiais elétricos + instalação	3.298,78	1	3.298,78
Soma			30.642,26

Tabela 25 - Custo do Sistema Fotovoltaico de 2,52 kWp

São Carlos/SP			
Produto	Valor Unitário (R\$)	Quantidade	Valor Total (R\$)
Módulo Yingli Solar YL140p – 140Wp	743,65	18	13.385,70
Inversor SMA Sunny Boy 1200	4.062,29	2	8.124,58
Estrutura do suporte em alumínio anodizado	2.172,95	2	4.345,90
Materiais elétricos + instalação	3.298,78	1	3.298,78
Soma			29.154,96

Tabela 26 - Custo do Sistema Fotovoltaico de 2,24 kWp

Petrolina/PE			
Produto	Valor Unitário (R\$)	Quantidade	Valor Total (R\$)
Módulo Yingli Solar YL140p – 140Wp	743,65	16	11.898,40
Inversor SMA Sunny Boy 1200	4.062,29	2	8.124,58
Estrutura do suporte em alumínio anodizado	2.172,95	2	4.345,90
Materiais elétricos + instalação	3.298,78	1	3.298,78
Soma			27.667,66

Os custos estimados para a instalação dos sistemas fotovoltaicos ainda são altos para a realidade brasileira, principalmente devido à falta de um mercado expressivo no país. No entanto, não se deve analisar apenas sob o ponto de vista de retorno financeiro, mas principalmente do ponto de vista energético, já que se trata de uma alternativa de geração de energia elétrica proveniente de uma fonte limpa e renovável.

4.7 Análise econômica

Como o objetivo principal deste trabalho não é a realização de uma análise econômica detalhada, com um estudo mais profundo sobre diversos parâmetros financeiros, foi considerado um Período de Retorno Simples (PRS), que é a relação obtida entre o investimento feito inicialmente para a instalação de um sistema fotovoltaico e a economia financeira anual na fatura de energia elétrica proporcionada por essa instalação. Este cálculo é realizado através da Equação 17 (Lisita Junior, 2005):

$$PRS = \frac{\text{investimento inicial}}{\text{economia por ano}} \quad (17)$$

Onde:

PRS – Período de Retorno simples, em (anos)

Investimento inicial em reais (R\$)

Economia por ano em (R\$)

Aplicando-se a Equação 17 para cada uma das cidades, obtém-se os valores apresentados na Tabela 27.

Tabela 27 - Período de Retorno Simples em anos para cada uma das cidades

Local	Investimento Inicial (R\$)	Economia Anual (R\$)	Período de Retorno Simples (anos)
Porto União/SC	30.642,26	1.645,27	18,62
São Carlos/SP	29.154,96	1.750,17	16,65
Petrolina/PE	27.667,66	1.950,95	14,18

Considerando um período de vida útil de um sistema fotovoltaico como sendo estimado em 25 anos, os resultados demonstram que todos os sistemas seriam pagos antes desse período.

Como os três sistemas FV desta dissertação foram dimensionados para a autossuficiência energética das edificações, e em dois casos, Petrolina e São Carlos, a geração fotovoltaica mensal estimada foi maior do que a demanda da residência, um outro cálculo foi feito, com o intuito de saber de quanto seria o rendimento proveniente desta energia excedente injetada na rede elétrica, ao final dos 25 anos.

A partir dos estudos de Rütther (2008) e Santos (2009), a Equação 18 foi utilizada para a realização dos cálculos:

$$VF = VP \times (1 + i)^n \quad (18)$$

Onde:

VF – Valor futuro ao final de 25 anos

VP – Valor presente

i – taxa de crescimento (TIR de 7% ao ano e inflação de 5% ao ano)

n – número de anos estimados (25 anos)

Os valores encontrados nos cálculos para cada uma das três cidades são apresentados nas Tabelas 28, 29 e 30.

As colunas representam:

- Primeira coluna: os 25 anos estimados como sendo a vida útil estimada do sistema fotovoltaico;
- Segunda coluna: a contabilização da quantidade de inflação anual naquele ano quando comparado com o início;
- Terceira coluna: os anos restantes até o final da vida útil estimada do sistema;
- Quarta coluna: os valores das tarifas de energia praticadas pelas concessionárias, desde o primeiro ano de instalação do sistema, até o fim da sua vida útil, acrescidas por inflações anuais de 5%;
- Quinta coluna: o custo total anual gasto com a fatura de energia elétrica para um consumo médio mensal de 300 kWh levando-se em conta as tarifas corrigidas pela inflação (quarta coluna);

- Sexta coluna: o valor referente à produção de energia elétrica a partir do sistema fotovoltaico levando-se em conta as tarifas corrigidas pela inflação (quarta coluna);
- Sétima coluna: o déficit ou a economia gerada pela troca de energia excedente injetada na rede, ou seja, o módulo da diferença entre a sexta e quinta coluna;
- Oitava coluna: o valor da economia mensal da coluna sétima acrescida de um rendimento de 7% ao ano (TIR). Este valor representa uma situação que mensalmente o responsável pela residência aplicasse o valor da sétima coluna em um fundo de rendimento.

Tabela 28 – Análise Financeira - Porto União/SC

Tempo (ano)	Ano inflação	Ano gasto	Tarifa única	Custo total (300kWh)	Saldo solar	Déficit	Valor fim 25 anos com taxa TIR
1	0	24	0,45975	1655,10	1645,28	9,82	49,8119623
2	1	23	0,4827	1737,86	1727,54	10,31	48,88089758
3	2	22	0,5069	1824,75	1813,92	10,83	47,96723594
4	3	21	0,5322	1915,99	1904,62	11,37	47,0706521
5	4	20	0,5588	2011,78	1999,85	11,94	46,19082682
6	5	19	0,5868	2112,37	2099,84	12,53	45,32744688
7	6	18	0,6161	2217,99	2204,83	13,16	44,48020488
8	7	17	0,6469	2328,89	2315,07	13,82	43,64879919
9	8	16	0,6793	2445,34	2430,83	14,51	42,83293378
10	9	15	0,7132	2567,60	2552,37	15,23	42,0323182
11	10	14	0,7489	2695,98	2679,99	16,00	41,24666739
12	11	13	0,7863	2830,78	2813,99	16,80	40,47570164
13	12	12	0,8256	2972,32	2954,69	17,64	39,71914647
14	13	11	0,8669	3120,94	3102,42	18,52	38,97673252
15	14	10	0,9103	3276,98	3257,54	19,44	38,24819546
16	15	9	0,9558	3440,83	3420,42	20,42	37,53327592
17	16	8	1,0036	3612,88	3591,44	21,44	36,83171936
18	17	7	1,0538	3793,52	3771,01	22,51	36,14327601
19	18	6	1,1064	3983,20	3959,56	23,63	35,46770076
20	19	5	1,1618	4182,36	4157,54	24,82	34,80475308
21	20	4	1,2199	4391,47	4365,42	26,06	34,15419695
22	21	3	1,2808	4611,05	4583,69	27,36	33,51580074
23	22	2	1,3449	4841,60	4812,87	28,73	32,88933718
24	23	1	1,4121	5083,68	5053,52	30,16	32,27458321
25	24	0	1,4827	5337,86	5306,19	31,67	31,67131997
Total				78.993,12	78.524,43	468,69	1.002,19

O sistema dimensionado para a cidade de Porto União terá uma geração um pouco abaixo da demanda residencial e por esse motivo, haverá um déficit residual mensal, que no primeiro ano está estimado em R\$ 9,82. Ou seja, havendo a compensação energética entre a

energia gerada e injetada na rede, e a energia consumida diretamente da rede, a residência praticamente eliminaria seus gastos com faturas de energia elétrica. Ao final de 25 anos, considerando uma TIR de 7% e uma inflação de 5% ao ano, os gastos totais com energia elétrica seriam de R\$ 1.002,19, valor inferior aos R\$ 1.655,10 pagos apenas em um ano pelo consumo de energia elétrica gerada de forma convencional.

Tabela 29 – Análise Financeira - São Carlos/SP

Tempo (ano)	Ano inflação	Ano gasto	Tarifa única	Custo Total (300 kWh)	Saldo Solar	Economia	Valor fim 25 anos com taxa TIR
1	0	24	0,475325	1711,17	1750,13	38,96	197,6074305
2	1	23	0,4991	1796,73	1837,63	40,91	193,9138337
3	2	22	0,5240	1886,56	1929,52	42,95	190,289276
4	3	21	0,5502	1980,89	2025,99	45,10	186,7324671
5	4	20	0,5778	2079,94	2127,29	47,35	183,2421406
6	5	19	0,6066	2183,93	2233,66	49,72	179,8170539
7	6	18	0,6370	2293,13	2345,34	52,21	176,4559875
8	7	17	0,6688	2407,79	2462,61	54,82	173,1577447
9	8	16	0,7023	2528,18	2585,74	57,56	169,9211514
10	9	15	0,7374	2654,59	2715,02	60,44	166,7450551
11	10	14	0,7743	2787,32	2850,77	63,46	163,6283251
12	11	13	0,8130	2926,68	2993,31	66,63	160,5698517
13	12	12	0,8536	3073,02	3142,98	69,96	157,5685461
14	13	11	0,8963	3226,67	3300,13	73,46	154,6233396
15	14	10	0,9411	3388,00	3465,13	77,13	151,7331837
16	15	9	0,9882	3557,40	3638,39	80,99	148,8970494
17	16	8	1,0376	3735,27	3820,31	85,04	146,113927
18	17	7	1,0895	3922,03	4011,32	89,29	143,3828256
19	18	6	1,1439	4118,13	4211,89	93,76	140,7027728
20	19	5	1,2011	4324,04	4422,49	98,44	138,0728144
21	20	4	1,2612	4540,24	4643,61	103,37	135,4920141
22	21	3	1,3242	4767,26	4875,79	108,53	132,9594531
23	22	2	1,3904	5005,62	5119,58	113,96	130,4742297
24	23	1	1,4600	5255,90	5375,56	119,66	128,035459
25	24	0	1,5330	5518,69	5644,34	125,64	125,6422729
Total				81.669,18	83.528,51	1.859,33	3.975,77

Para a cidade de São Carlos, na qual o sistema fotovoltaico gerará mais energia do que a demanda da residência, ao final de 25 anos e considerando as taxas de TIR de 7% ao ano e inflação de 5% ao ano, haverá um saldo positivo de R\$ 3.975,77. Ou seja, além de deixar de pagar a fatura de energia elétrica, a residência ainda receberá pelo excedente injetado na rede. Considerando que mensalmente este saldo positivo fosse investido em um fundo de

rendimento, ao final de 25 anos, o consumidor/gerador teria R\$ 3.975,77, que poderiam ser revertidos para a manutenção do sistema, por exemplo.

Tabela 30 – Análise Financeira - Petrolina/PE

Tempo (ano)	Ano inflação	Ano gasto	Tarifa única	Custo total (300 kWh)	Saldo Solar	Economia	Valor fim 25 anos com taxa TIR
1	0	24	0,51492	1853,71	1950,91	97,20	493,0152961
2	1	23	0,5407	1946,40	2048,45	102,06	483,8000569
3	2	22	0,5677	2043,72	2150,88	107,16	474,7570652
4	3	21	0,5961	2145,90	2258,42	112,52	465,8831013
5	4	20	0,6259	2253,20	2371,34	118,14	457,175006
6	5	19	0,6572	2365,86	2489,91	124,05	448,6296788
7	6	18	0,6900	2484,15	2614,40	130,25	440,2440773
8	7	17	0,7245	2608,36	2745,12	136,76	432,015216
9	8	16	0,7608	2738,78	2882,38	143,60	423,9401653
10	9	15	0,7988	2875,72	3026,50	150,78	416,01605
11	10	14	0,8388	3019,50	3177,82	158,32	408,2400491
12	11	13	0,8807	3170,48	3336,72	166,24	400,609394
13	12	12	0,9247	3329,00	3503,55	174,55	393,1213679
14	13	11	0,9710	3495,45	3678,73	183,28	385,773305
15	14	10	1,0195	3670,22	3862,66	192,44	378,562589
16	15	9	1,0705	3853,73	4055,80	202,06	371,4866527
17	16	8	1,1240	4046,42	4258,59	212,17	364,542977
18	17	7	1,1802	4248,74	4471,52	222,78	357,7290896
19	18	6	1,2392	4461,18	4695,09	233,91	351,0425645
20	19	5	1,3012	4684,24	4929,85	245,61	344,4810213
21	20	4	1,3662	4918,45	5176,34	257,89	338,0421237
22	21	3	1,4345	5164,37	5435,16	270,79	331,7235793
23	22	2	1,5063	5422,59	5706,92	284,32	325,5231386
24	23	1	1,5816	5693,72	5992,26	298,54	319,4385939
25	24	0	1,6607	5978,41	6291,87	313,47	313,4677791
Total				88.472,30	93.111,19	4.638,90	9.919,25

E na cidade de Petrolina, onde o sistema fotovoltaico gerará mais energia do que a demanda, ao final de 25 anos e considerando a TIR de 7% ao ano e inflação de 5% ao ano, haverá um saldo positivo de R\$ 9.919,25. Valor bem superior ao apresentado por São Carlos/SP.

Isto demonstra que apesar de ainda não ter havido uma expansão dos sistemas conectados à rede no Brasil, o dimensionamento prevendo a autossuficiência energética apenas utilizando o recurso solar pode ser uma alternativa viável, principalmente nas localidades onde os níveis de irradiação solar são superiores.

Além disso, considerando a escassez de energia, devido ao constante aumento da demanda, as tarifas elétricas tendem a sofrer elevação acima da inflação. De acordo com a Nota Técnica nº 58 divulgada pelo DIEESE (2007), entre os anos de 1998 e 2006, a tarifa média residencial aumentou 146,17% no Brasil, comprometendo desta maneira, uma parcela ainda maior da renda familiar brasileira com faturas de energia.

5 CONCLUSÕES

A inserção de fontes renováveis de energia na matriz energética mundial se faz cada vez mais necessária, tendo em vista o aumento crescente da demanda de energia e as preocupações de caráter ambiental. Neste sentido, a energia solar fotovoltaica torna-se uma importante fonte alternativa de geração de energia elétrica, por ser originária de uma fonte praticamente inesgotável que é o Sol; ser gerada de forma distribuída, ou seja, próxima ao ponto de consumo; ter caráter modular, no sentido de permitir a instalação de sistemas de baixa (W) a elevadas potências (MW); não gerar ruídos durante a geração; e ainda por não requerer áreas extras para a instalação dos painéis e por possibilitar sua integração às edificações nas áreas urbanas.

Através da iniciativa de alguns países, destacando-se Alemanha, Itália, EUA e Japão, o mercado fotovoltaico sofreu um grande crescimento na última década, impulsionado principalmente pela criação de programas governamentais de incentivos fiscais que obrigavam a compra de energia elétrica por parte das concessionárias. Isso atraiu investidores, os custos dos componentes sofreram reduções, devido aos ganhos de escala, e a indústria FV se consolidou.

Apesar do grande potencial de aproveitamento da energia solar no território brasileiro, os sistemas fotovoltaicos existentes são em sua maioria autônomos, implantados em localidades remotas, sem acesso à rede de distribuição. No âmbito dos sistemas conectados à rede elétrica, a potência instalada ainda é muito baixa, sendo proveniente de sistemas financiados por projetos de P&D em parcerias com Universidades.

O dimensionamento de um sistema fotovoltaico conectado à rede deve considerar a localidade, orientação e consumo médio de energia elétrica de uma edificação para que as potencialidades do Sol sejam melhor exploradas. Assim, os diferentes níveis de irradiação registrados nas diversas regiões brasileiras são fatores determinantes para um correto dimensionamento, ou seja, para cada localidade o sistema fotovoltaico terá um desempenho proporcional ao nível de irradiação registrado. Considerando o mesmo consumo médio mensal de energia elétrica, nas cidades com menores níveis de irradiação, a potência de pico para gerar esta quantidade de energia deverá ser maior, e nas cidades onde os níveis são mais elevados, as potências dos sistemas serão menores.

Ao confrontar as curvas de demanda com as curvas de geração foi possível identificar a não coincidência temporal entre elas. Isto porque, apesar das diferenças regionais, o pico de consumo da classe residencial brasileira se dá durante a noite, com maior concentração entre 18h e 21h e o período de insolação varia das 6 às 18h em média, dependendo das estações do

ano. Como este trabalho contemplou o desenvolvimento de sistemas fotovoltaicos para residências hipotéticas, as curvas de demanda analisadas, obtidas através da Pesquisa de Posse de Equipamentos e Hábitos de Uso (Eletrobrás; Procel, 2007) representam uma média de consumo. Ou seja, a curva de demanda de uma residência depende dos hábitos de consumo, da taxa de ocupação e dos horários nos quais os moradores efetivamente encontram-se ao longo do dia, sendo dessa forma extremamente variável. As curvas de geração fotovoltaica apresentadas também referem-se a uma geração média, já que foram estimadas através do software de simulação PVsyst version 5.57 (PVSYST, 2012). Como a curva de geração FV também varia de acordo com as condições climáticas, procurou-se simular o comportamento desta em dias ensolarados (sem nuvens), onde a geração é máxima, em dias ensolarados, porém com a presença de nuvens, onde a geração é média, e em dias nublados, de baixa geração FV.

As curvas médias de demanda das regiões Sudeste e Sul são parecidas, com picos de demanda no início da manhã e da noite. Já a curva da região Nordeste apresenta um comportamento mais uniforme, com uma maior coincidência temporal entre geração e consumo. Desse modo, após a instalação de um sistema fotovoltaico na residência, seus moradores poderão alterar seu hábitos de consumo, objetivando uma melhor relação temporal entre a curva de demanda e a curva de geração solar.

Com a regulamentação de microgeração fotovoltaica através da Resolução da ANEEL nº 482/2012, este problema da não coincidência temporal poderá ser resolvido, já que a energia elétrica gerada e não utilizada para o consumo imediato da residência poderá ser injetada na rede, sendo revertida em créditos energéticos para utilização em até 36 meses.

Desse modo, o dimensionamento de sistemas fotovoltaicos voltados para a autossuficiência energética da edificação torna-se uma alternativa viável, proporcionando ao consumidor/gerador injetar o excedente gerado na rede e dela adquirir a energia gerada de forma convencional nos períodos nos quais não há insolação. Quando a geração FV e consumo são iguais, o consumidor apenas terá que pagar por um custo de utilização da rede, conforme prevê a Resolução nº 482/2012.

Outro aspecto que deve ser considerado para um melhor aproveitamento da geração FV refere-se ao uso eficiente de energia. Utilização de aparelhos eletro-eletrônicos com classificação A do INMETRO, utilização de lâmpadas fluorescentes, uso de aquecedor solar em substituição ao uso do chuveiro elétrico. Tais ações reduzem significativamente o consumo de energia elétrica, contribuindo para a otimização do sistema.

Devido à falta de um mercado expressivo no Brasil, os custos estimados para a instalação dos sistemas fotovoltaicos dimensionados nesta dissertação ainda são altos para a realidade brasileira, no entanto, não se deve analisar apenas sob o ponto de vista do retorno financeiro, mas principalmente do ponto de vista energético, já que se trata de uma alternativa proveniente de uma fonte limpa e renovável, que pode ser gerada próxima ao ponto de consumo e que, portanto, reduz as perdas com transmissão e distribuição. Os cálculos apontaram que para Porto União/SC o investimento para a instalação de um sistema de 2,8 kWp seria de R\$ 30.642,26; para a instalação de um sistema de 2,52 kWp em São Carlos/SP o investimento seria de R\$ 29.154,96 e para a instalação de um sistema de 2,24 kWp na cidade de Petrolina/PE o valor investido seria de R\$ 27.667,66. Verificou-se que o recurso investido tem um retorno antes da vida útil estimada para o sistema que é de 25 anos, gerando assim uma economia no decorrer do tempo. Em Porto União/SC, o retorno do investimento seria alcançado em 18,62 anos, em São Carlos/SP em 16,65 anos e em Petrolina/PE em 14,18 anos. A partir dos dimensionamentos, foi possível concluir ainda que a área requerida para a instalação de sistemas fotovoltaicos em residências é muito pequena (aproximadamente 20 m²) e possui elevado potencial de aproveitamento, viabilizando desse modo a sua inserção no ambiente urbano .

Por outro lado, considerando a escassez de energia, devido ao constante aumento da demanda, as tarifas elétricas tendem a sofrer elevação acima da inflação, afetando de forma significativa os gastos com energia elétrica da população. Segundo dados divulgados por DIEESE, 2007, entre os anos de 1998 e 2006, a tarifa média residencial aumentou 146,17% no Brasil, significando o comprometimento de uma parcela maior da renda familiar para custear gastos com energia elétrica.

Além disso, o governo brasileiro deveria conceder incentivos fiscais para promover o desenvolvimento da indústria fotovoltaica no país, para a fabricação de módulos solares, inversores e demais componentes elétricos. Além de proporcionar a substituição de componentes importados, esta iniciativa traria benefícios de ordem econômica e social, gerando empregos e motivando a realização de novas pesquisas na área, objetivando uma melhor eficiência da tecnologia e a redução de custos.

Assim, para que a tecnologia solar fotovoltaica seja viável no Brasil, é preciso haver uma expansão no mercado, conquistada pela redução dos custos através de ganhos de escala, do avanço tecnológico e da capacitação em recursos humanos com a formação de profissionais qualificados. Trata-se de uma cadeia produtiva de alta tecnologia, que inclui não só a indústria do silício, lâminas, células e módulos fotovoltaicos, mas também a de

equipamentos auxiliares como inversores e controladores de carga, além de todo um conjunto de fornecedores de equipamentos e insumos.

Sugestões para trabalhos futuros

Como continuidade a este trabalho, recomenda-se a instalação de sistemas em diferentes localidades do país, objetivando a comparação entre o dimensionamento teórico e o comportamento dos mesmos na prática.

Sugere-se também o desenvolvimento de um software livre, com um banco de dados nacional, que possibilite o dimensionamento de um sistema que priorize o menor custo e otimização de espaços, disponibilizado gratuitamente na internet, para que haja uma maior disseminação de informação entre a população. O software permitiria trabalhar com diferentes níveis de complexidade, indo desde um estudo simplificado, até um projeto final de um sistema. Para tanto, estaria interligado a um banco de dados de índices de irradiação solar em diferentes localidades brasileiras.

A entrada de dados poderia ser iniciada com a inserção da potência de pico necessária para suprir a demanda de energia elétrica da edificação, ou então, caso não se tenha este valor, o usuário poderia selecionar alguns equipamentos eletro-eletrônicos e determinar a quantidade de horas de uso dos mesmos, para que o consumo diário pudesse ser calculado e consequentemente a potência de pico pudesse ser estimada. Haveria ainda um banco de dados de componentes que constituem um sistema fotovoltaico (módulos solares, inversores, cabos e conexões), sendo possível visualizar suas características elétricas. Além disso, o usuário poderia cadastrar a planta baixa da edificação e o software geraria um modelo tridimensional para a determinação do melhor posicionamento dos módulos, determinando ainda a presença de obstáculos que pudessem causar sombreamentos.

Após a inserção desses dados, seria possível estimar de quanto seria a produção anual de energia elétrica proveniente do sistema FV e calcular de quanto seria o investimento necessário para sua instalação.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABINEE. Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica. **Propostas para Inserção da Energia Solar Fotovoltaica na Matriz Elétrica Brasileira**. Estudo do Grupo Setorial de Sistemas Fotovoltaicos da Abinee, elaborado pela equipe da LCA Consultores e PSR Soluções e Consultoria em Energia. Junho de 2012. Disponível em:< <http://www.abinee.org.br/informac/arquivos/profotov.pdf>> Acessado em 25 de Agosto de 2012.

ABNT. Associação Brasileira de Normas Técnicas. **NBR 10899:2006** - Energia solar fotovoltaica - Terminologia. 2006.

_____. **NBR 11704:2008** - Sistemas fotovoltaicos - Classificação. 2008.

ACKERMANN, T.; ANDERSSON, G.; SÖDER, L. Distributed generation: a definition. **Electric Power Systems Research**. Issue 3, v.57, p.195-204, 2001.

AGNALDO, J. S.; BASTOS, J. B. V.; CRESSONI, J. C.; VISWANATHAN, G. M. Células solares de TiO₂ sensibilizado por corante. **Revista Brasileira de Ensino de Física**, v.28, 2006.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Atlas de energia elétrica do Brasil**. 3^a. ed. Brasília, 2008. 236p.

_____. **Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012**. Disponível em: < <http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>> Acesso em: 10 de maio de 2012.

APOLO Energia. Disponível em:< <http://www.apoloenergia.com.br/>> Acesso em 14 de junho de 2012.

Atlas Solarimétrico do Brasil: **banco de dados solarimétricos**/ coordenador Chigueru Tiba et. al.: Ed. Universitária da UFPE. Recife, 2000. Disponível em:< http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Atlas_Solarimetrico_do_Brasil_2000.pdf> Acesso em: 7 de abril de 2011.

BLUESOL Energia Solar. Disponível em < <http://www.blue-sol.com/>> Acesso em 14 de junho de 2012.

BRASIL. Decreto no 5.163 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. **Diário Oficial da República Federativa do Brasil**, Brasília-DF, 2004. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2004-2006/2004/Decreto/D5163.htm>. Acesso em: Novembro de 2011.

BRAUN-GRABOLLE, P. **A integração de sistemas solares fotovoltaicos em larga escala no sistema elétrico de distribuição urbana**. 2010. 260p. Tese (Doutorado em Engenharia Civil) – Departamento de Engenharia Civil, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2010. Disponível em <<http://www.fotovoltaiica.ufsc.br/conteudo/paginas/6/a-integracao-de-sistemas-solares-fotovoltaiicos-em-larga-escala-no-sistema-eletrico-de-distribuicao-urbana-2010-priscila-braun.pdf>>. Acesso em: 26 de outubro de 2011.

CELPE. Tarifa Classe Residencial 2012. Disponível em:<
http://www.celpe.com.br/Aplicacoes/Orientacao/orientacoes_energia.asp?c=17&tensao=Baixa> Acesso em 10 de julho de 2012.

COPEL. Tarifa Classe Residencial 2012. Disponível em:
<<http://www.copel.com/hpcopel/root/nivel2.jsp?endereco=%2Fhpcopel%2Froot%2Fpagcopel2.nsf%2F5d546c6fdeabc9a1032571000064b22e%2Fe3a5cb971ca23bf503257488005939ba>>
Acesso em 10 de julho de 2012.

CPFL. Tarifa Classe Residencial 2012. Disponível em:
<<http://www.cpfl.com.br/Informaccediltildees/TaxaseTarifas/tabid/206/Default.aspx>>
Acesso em 10 julho de 2012.

CRESESB – Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito. Grupo de Trabalho de Energia Solar – GTES. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. Rio de Janeiro, CRESESB, 2004.

DIAS, M.; BOROTNI, E.; HADDAD, J. Geração Distribuída no Brasil: oportunidades e barreiras. **Revista Brasileira de Energia**. Sociedade Brasileira de Planejamento Energético. Vol 11; nº. 2, 2005. Disponível em:< <http://www.sbpe.org.br/socios/download.php?id=187> >
Acesso em 11 de novembro de 2011.

DIEESE. Departamento Intersindical de Estatística e Estudos Socioeconômicos. **As tarifas de energia elétrica no Brasil: sistemática de correção e evolução dos valores**. Nota Técnica nº 58. Dezembro de 2007.

ELETROBRÁS; PROCEL. **Avaliação do Mercado de Eficiência Energética no Brasil**. Pesquisa de Posso de Equipamentos e Hábitos de Consumo – Ano Base 2005 – Classe Residencial Relatório Brasil. Rio de Janeiro, 2007.

EPIA. European Photovoltaic Industry Association. **Global Market Outlook For Photovoltaics Until 2016**. Belgium, May, 2012.

_____. **Solar Photovoltaics Competing in the Energy Sector: On the road to competitiveness**. Belgium, September, 2011.

GOLDEMBERG, J.; LUCON, O. **Energia, Meio Ambiente & Desenvolvimento**. 3. ed. rev. ampl. - São Paulo: Editora da Universidade de São Paulo, 2008. 400 p.; 19,5 x 27 cm. – (Acadêmica;72).

GOOGLE EARTH. Disponível em:< <http://www.google.com/earth/index.html>> Acesso em 12 de fevereiro de 2012.

IEA. International Energy Agency. **Photovoltaics Power Systems Programme**. Disponível em:< <http://www.iea-pvps.org/> > Acesso em 14 de novembro de 2011.

_____. **Trends in Photovoltaic Applications**. Survey report of selected IEA countries between 1992 and 2010. Photovoltaic Power Systems Programme. Report IEA-PVPS T1-20: 2010. Suíça, 2010.

_____. **Advantage Energy: Emerging Economies, Developing Countries and the Private – Public Sector Interface**. Information Paper. Prepared by the International Energy Agency in support of the United Nations Private Sector Fórum 2011. September, 2011a.

_____. **Co-generation an Renewables: Solutions for a low-carbon energy future**. OECD/IEA, 2011b.

INEE. Instituto Nacional de Eficiência Energética. **O que é geração distribuída?** Disponível em <www.inee.org.br> Acesso em 10 de novembro de 2011.

INMETRO. Instituto Nacional De Metrologia, Normalização E Qualidade Industrial. **Portaria nº 396, de 10 de novembro de 2008**. Disponível em <<http://www.inmetro.gov.br/legislacao/rtac/pdf/RTAC001384.pdf> > Acesso em 01 de dezembro de 2011.

_____. **Tabelas de Consumo / Eficiência Energética - Componentes Fotovoltaicos - Módulos - Edição 03/12**. Disponível em: <<http://www.inmetro.gov.br/consumidor/pbe/modulos.pdf>> Acesso em 15 de março de 2012.

IST; DGS; UE. **Energia fotovoltaica, manual sobre tecnologias, projecto e instalação.** 2004, Janeiro. Disponível em:<
<http://www.greenpro.de/po/fotovoltaico.pdf>> Acesso em 14 de abril de 2011.

JANNUZZI, Gilberto de Martino (coord). **Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede elétrica no Brasil: Panorama da Atual Legislação.** Campinas-SP: International Energy Initiative para a América Latina (IEI-LA) e Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP), 2009.

LAMBERTS, R. **Eficiência Energética na Arquitetura.** Roberto Lamberts, Luciano Durtra/Fernando Oscar Ruttkay Pereira. São Paulo: PW, 1997. 192p. il.

LAMBERTS, R. et al. **Casa eficiente:** consumo e geração de energia. Vol. 2. Florianópolis: UFSC, LabEEE. Florianópolis, 2010. 76 p

LISITA JÚNIOR, O. **Sistemas fotovoltaicos conectados à rede:** Estudo de caso de 3kWp instalados no estacionamento do IEE-USP. 2005. 87p. Dissertação (Mestrado – Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia) – Instituto de Eletrotécnica e Energia, Escola Politécnica, Faculdade de Economia e Administração, Instituto de Física da Universidade de São Paulo. São Paulo, 2005. Disponível em <
http://lsf.iee.usp.br/lsf/pdf/mestrado/Mestrado_Orlando_Lisita.pdf> Acesso em: 10 de novembro de 2011.

LORENZO, E.; ZILLES, R. **El generador fotovoltaico.** In: LORENZO, Eduardo Org. Electricidad solar: ingenieria de los sistemas fotovoltaicos. Sevilla: Progenia, 1994.

MARINOSKI, D. L.; SALAMONI, I.T.; RÜTHER, R. Pré-dimensionamento de sistema solar fotovoltaico: estudo de caso do edifício sede do CREA/SC. In: **I Conferência Latino-Americana de Construção Sustentável; X Encontro Nacional de Tecnologia do Ambiente Construído.** 18-21 de julho de 2004, São Paulo. Disponível em:<
http://www.lepten.ufsc.br/publicacoes/solar/eventos/2004/Entac04/marinoski_salamoni.pdf< Acesso em 15 de outubro de 2011.

MINHA CASA SOLAR. Disponível em: <http://www.minhacasasolar.com.br/> Acesso em 14 de junho de 2012.

MME. Ministério de Minas e Energia. **Estudo e propostas de utilização de geração fotovoltaica conectada à rede, em particular em edificações urbanas.** Relatório do Grupo de Trabalho de Geração Distribuída com Sistemas Fotovoltaicos – GT – GDSF. Brasília, 2009. 222p.

MME. Ministério de Minas e Energia. EPE - Empresa de Pesquisa Energética. **Balanço Energético nacional 2011: ano Base 2010. Relatório Final.** Rio de Janeiro: EPE, 2011a.

_____. **Projeção da Demanda de Energia Elétrica para os próximos 10 anos (2011 – 2020).** Série Estudos de Energia. Nota Técnica DEA 03/11. Rio de Janeiro: EPE, 2011b.

_____. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2020.** MME/EPE, 2011c.

_____. **Análise da Inserção da Geração Solar na Matriz Elétrica Brasileira.** Nota Técnica EPE. Rio de Janeiro: EPE, Maio de 2012. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/geracao/Documents/Estudos_23/NT_EnergiaSolar_2012.pdf> Acesso em 20 de agosto de 2012.

NEOSOLAR Energia. Disponível em: <<http://www.neosolar.com.br/>> Acesso em 14 de junho de 2012.

OLIVEIRA, S. H. F. **Geração distribuída de eletricidade:** Inserção de edificações fotovoltaicas conectadas à rede no Estado de São Paulo. 2002. 198p. Tese (Doutorado – Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia) – Instituto de Eletrotécnica e Energia, Escola Politécnica, Faculdade de Economia e Administração, Instituto de Física da Universidade de São Paulo. São Paulo, 2002. Disponível em <http://lsf.iee.usp.br/lsf/pdf/doutorado/Doutorado_Sergio_Ferreira_Oliveira.pdf> Acesso em: 10 de novembro de 2011.

PEREIRA, E. B et al. **Atlas brasileiro de energia solar.** 1. Ed. São José dos Campos - SP: INPE, 2006. v.1. 60 p.

PEREIRA, O. L. S.; GONÇALVES, F. F. Dimensionamento de inversores para sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica: estudo de caso do sistema de Tubarão/SC. **Revista Brasileira de Energia.** Vol.14, nº 1, 1º Sem. 2008, pp. 25-45.

PINTO, A.; ZILLES, R.; ALMEIDA, M.. Eficiência brasileira de inversores para sistemas fotovoltaicos conectados à rede. In: **ASADES: Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente.** Vol. 15, 2011. Impreso en la Argentina. ISSN 0329-5184.

PHOTON-INTERNATIONAL. The Photovoltaic Magazine. **Survey on cell production 2010.** Março de 2011. Aachen, Germany, 2011.

Disponível em <www.photo-international.com/download/photon_cell_production_2010.pdf> Acesso em Janeiro de 2012.

PROINFA. Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br>> Acesso em 26 de janeiro de 2012.

PVSYST SA. **PVsyst version 5.57 - software of studies, sizing and simulations.** Development for Group of Energy, Institute of Sciences of the Environment. University of Geneva, by Dr. André Mermoud. 2012

RÜTHER, R. **Edifícios solares fotovoltaicos: o potencial de geração solar fotovoltaica integrada a edificações urbanas e interligada à rede elétrica pública no Brasil.** Editora UFSC / LABSOLAR, Florianópolis, 2004. 114p.

_____. Programa de telhados solares fotovoltaicos conectados à rede elétrica pública no Brasil. In: **ENTAC - XII Encontro Nacional de Tecnologia do Ambiente Construído.** Fortaleza, CE, 2008.

_____. **A Importância das Instituições Acadêmicas para o Desenvolvimento do Setor Fotovoltaico no Brasil.** Universidade Federal de Santa Catarina – UFSC e Instituto para o Desenvolvimento das Energias Alternativas na América Latina – IDEAL. 2012.

RÜTHER, R. *et al.*. **Avaliação do impacto da geração distribuída utilizando sistemas solares fotovoltaicos integrados à rede de distribuição.** 2005. Disponível em: <http://www.unisinos.br/_diversos/revistas/estudos_tecnologicos/index.php?e=1&s=9&a=34> Acesso em: 17 de maio de 2011.

SALAMONI, I. T. **Um programa residencial de telhados solares para o Brasil: diretrizes de políticas públicas para a inserção da geração fotovoltaica conectada à rede elétrica.** 2009. 186p. Tese (Doutorado em Engenharia Civil) – Departamento de Engenharia Civil, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2009. Disponível em <<http://www.tede.ufsc.br/teses/PECV0621-T.pdf>>. Acesso em: 26 de outubro de 2011.

SANTOS, I. P. **Integração de painéis solares fotovoltaicos em edificações residenciais e sua contribuição em um alimentador de energia de zona urbana mista.** 2009. 126p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Civil) – Departamento de Engenharia Civil, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2009. Disponível em <<http://repositorio.ufsc.br/bitstream/handle/123456789/92927/263068.pdf?sequence=1>>. Acesso em: 26 de outubro de 2011.

SMA. Solar Technology AG. **Catálogo Sunny Boy 1200.** Disponível em: <<http://www.sma.de/en/products/solar-inverters-with-transformer/sunny-boy-1200-1700-2500-3000.html>> Acesso em 11 de abril de 2012a

_____. **Software Sunny Design V2.21R**. Alemanha, 2012b

UFRGS. Radiasol. Versão 2.1. Porto Alegre: Laboratório de Energia Solar do GESTE, 2001. Disponível em <<http://www.solar.ufrgs.br/>>. Acesso em 28 de setembro de 2011.

UNFPA. Fundo de População das Nações Unidas. **Relatório sobre a Situação da População Mundial 2011**. Coordenação editorial: Ulisses Laçava Bigaton. Tradução: Eleny Corina Heller. 2011. Disponível em:< http://www.unfpa.org.br/swop2011/swop_2011.pdf> Acesso em 20 de maio de 2012.

VANEK, F. M.; ALBRIGHT, L.D. **Energy Systems Engineering – Evaluation & Implementation**. Mc Graw Hill. United States of América, 2008.

ZILLES, R. Perspectivas de Aplicação de Sistemas de Geração Fotovoltaica Conectados à Rede Elétrica no País. In: **Seminário de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica - Abinee, 2011**. Disponível em: < <http://www.abinee.org.br/informac/arquivos/3zilles.pdf> > Acesso em 15 de abril de 2012.

_____.Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede. In: **12º Encontro Internacional de Energia – Tema 5/Painel 2** – Novas Tecnologias para Produção de Energias Limpas. 2011.

YINGLI SOLAR. Disponível em:< <http://www.yinglisolar.com/>> Acesso em: 11 de abril de 2012.

APÊNDICE A – Preços de Modelos de Módulos Fotovoltaicos
Tecnologia Silício Policristalino

Potência (Wp)	Custo unitário (R\$)	Marca	Modelo
50	334,92 ²¹	YINGLI SOLAR	YL050P
50	499,00	JETION	JT050SG
50	599,00	SUNTECH	STP50D
50	599,00	SOLARWORLD	SW50 poly RMA
65	435,39 ²²	YINGLI SOLAR	YL065P
65	619,00	SUNTECH	STP65D
85	569,36 ²³	YINGLI SOLAR	YL085P
85	809,00	SOLARWORLD	SW85 poly/5RIA
85	829,00	SUNTECH	STP85D
85	909,00	SOLARIS	S85P
135	859,00 ²⁴	SOLARWORLD	SW135 poly R6A
135	1.090,00	SUNTECH	STP135D
135	1.199,00	KYOCERA	KD135SX-UPU
140	743,65 ²⁵	YINGLI SOLAR	YL140P
140	879,00	JETION	JT140PFe
140	929,00	KYOCERA	KD140SX-UPU
240	1.349,04	BYD	BYD240P6
240	1.799,00	TECNOMETAL	SV 240

Valores obtidos em vários fornecedores e consultados em junho/2012

²¹ BLUE-SOL (2012)

²² BLUE-SOL (2012)

²³ BLUE-SOL (2012)

²⁴ Minha Casa Solar (2012)

²⁵ Minha Casa Solar (2012)

APÊNDICE B - Características técnicas de modelos de Inversores *on-grid*

Especificações técnicas	SMA SunnyBoy 1300TL	SMA SunnyBoy 1600TL	SMA SunnyBoy 2100 TL
Entrada (CC)			
Potência Máxima	1400W	1700 W	2200 W
Tensão máxima de entrada	600V	600V	600V
Tensão de entrada (Vmpp) – intervalo nominal	125V – 480V	155V – 480V	200V – 480V
Mínima tensão de entrada	400V	400V	400V
Máxima tensão de entrada	125V / 150V	125V / 150V	125V / 150V
Máxima corrente de entrada por string	11 A / 11A	11 A / 11A	11 A / 11A
Saída (CA)			
Potência nominal de saída	1300W	1600 W	1950W
Máxima corrente de saída	7,2 A	8,9 A	11 A
Tensão nominal CA	220, 230, 240 V;	220, 230, 240 V;	220, 230, 240 V;
Tensão nominal de frequência de alimentação	50 Hz; –4,5 Hz, +2,5 Hz	50 Hz; –4,5 Hz, +2,5 Hz	50 Hz; –4,5 Hz, +2,5 Hz
Eficiência			
Máxima eficiência	96%	96%	96%
Especificações gerais			
Peso	16 Kg	16 Kg	16 Kg
Faixa de temperatura operacional	–25 °C ... +60 °C	–25 °C ... +60 °C	–25 °C ... +60 °C
Grau de proteção	IP65 / IP65	IP65 / IP65	IP65 / IP65

Fonte: Datasheet do fabricante SMA

Especificações Técnicas	SMA Sunny Boy 1200	SMA Sunny Boy 1700	SMA Sunny Boy 2500	SMA Sunny Boy 3000
Entrada (CC)				
Potência Máxima	1320W	1850W	2700W	3200W
Tensão Máxima de Entrada	400V	400V	600V	600V
Tensão de entrada (Vmpp) – intervalo nominal	100V-320V	147V-320V	224V-480V	268V-480V
Mínima tensão de entrada	100V	139V	224V	268V
Máxima corrente de entrada por string	12.6A	12.6A	12A	12A
Saída (CA)				
Potência Nominal de saída	1200W	1550W	2300W	2750W
Máxima corrente de saída	6.1A	8.6A	12.5A	15A
Tensão nominal CA	220, 230, 240V	220, 230, 240V	220, 230, 240V	220, 230, 240V
Tensão nominal de frequência de alimentação	50 Hz; 60 Hz / -4,5 Hz...+ 4,5 Hz	50 Hz; 60 Hz / -4,5 Hz...+ 4,5 Hz	50 Hz; 60 Hz / -4,5 Hz...+ 4,5 Hz	50 Hz; 60 Hz / -4,5 Hz...+ 4,5 Hz
Eficiência				
Máxima eficiência	92,1%	93,5%	94,1%	95%
Especificações gerais				
Peso	23Kg	25Kg	28Kg	32Kg
Faixa de temperatura operacional	-25°C ... +60°C	-25°C ... +60°C	-25°C ... +60°C	-25°C ... +60°C
Grau de Proteção	IP65	IP65	IP65	IP65

Fonte: Datasheet do fabricante SMA

INSTITUTO NACIONAL DE METROLOGIA, QUALIDADE E TECNOLOGIA

PROGRAMA BRASILEIRO DE ETIQUETAGEM

Tabelas de Consumo / Eficiência Energética - Componentes Fotovoltaicos - **MÓDULOS** - Edição 03/12

Nº Modelos 217
Nº Marcas: 31

02/03/12

CLASSES	ÍNDICE MÓDULO		SILÍCIO CRISTALINO		FILMES FINOS		FILMES FINOS		EE
	SILÍCIO CRISTALINO (MONO-SI / MULTI-SI)	FILMES FINOS	TOTAL	%	TOTAL	%	TOTAL	%	
A	EE > 13,5	EE > 9,5	111	52,9	0	0,0	0	0,0	Mais eficiente
B	13,5 >= EE > 13,0	9,5 >= EE > 7,5	26	12,4	2	28,6	2	28,6	
C	13,0 >= EE > 12,0	7,5 >= EE > 6,5	35	16,7	1	14,3	1	14,3	
D	12,0 >= EE > 11,0	6,5 >= EE > 5,5	10	4,8	4	57,1	4	57,1	
E	EE < 11,0	EE < 5,5	28	13,3	0	0,0	0	0,0	Menos eficiente
			210	100,0	7	100,0	7	100,0	

A) SILÍCIO CRISTALINO (mono-Si ou multi-Si)

FABRICANTE	MARCA	FAMÍLIA / MODELO	ÁREA EXTERNA (m ²)	POTÊNCIA NA CONDIÇÃO PADRÃO (W)	CORRENTE NO PONTO DE MÁXIMA POTÊNCIA (A)	PRODUÇÃO MÉDIA MENSAL DE ENERGIA (kWh)	EFICIÊNCIA ENERGÉTICA (%)	PESO (kg)	CLASSIFICAÇÃO
AERBRAX POWER	AVPROJECT	AVP48-190Wp	1,330	190	7,46	23,75	14,4	16,0	A
AERBRAX POWER	AVPROJECT	AVP60-235Wp	1,630	235	7,61	29,38	14,4	21,0	A
AERBRAX POWER	AVPROJECT	AVP60-240Wp	1,630	240	7,74	30,00	14,7	21,0	A
AERBRAX POWER	AVPROJECT	AVP72-285Wp	1,960	285	8,04	35,63	14,5	26,0	A
AERBRAX POWER	AVPROJECT	AVP72-290Wp	1,960	290	8,06	36,25	14,8	26,0	A
AERBRAX POWER	AVPROJECT	AVP48M-195Wp	1,330	195	8,09	24,38	14,7	16,0	A
AERBRAX POWER	AVPROJECT	AVP60M-245Wp	1,630	245	8,09	30,63	15,0	21,0	A
AERBRAX POWER	AVPROJECT	AVP60M-250Wp	1,630	250	8,20	31,25	15,3	21,0	A
AERBRAX POWER	AVPROJECT	AVP72M-295Wp	1,960	295	8,17	36,88	15,1	26,0	A
AERBRAX POWER	AVPROJECT	AVP72M-300Wp	1,960	300	8,15	37,50	15,3	26,0	A
AVS	ASP	AP 240PK	1,640	240	8,48	30,00	14,6	18,5	A
BLUE SOL	BLUE SOL	STP010D-12/KEA	0,110	10	0,57	1,25	8,8	1,5	E
BLUE SOL	BLUE SOL	STP030D-12/LEA	0,290	30	1,74	3,75	10,4	3,2	E
BLUE SOL	BLUE SOL	STP050D-12/MEA	0,420	50	2,93	6,25	11,9	5,3	D
BLUE SOL	BLUE SOL	STP065D-12/SEA	0,510	65	3,69	8,12	12,7	6,2	C
BLUE SOL	BLUE SOL	STP135D-12/TEA	1,000	135	7,71	16,88	13,5	12,0	B
BLUE SOL	BLUE SOL	STP240-20/Wde	1,640	240	8,11	30,00	14,6	19,8	A
BLUE SOL	BLUE SOL	STP020B-12/CEA	0,200	20	1,14	2,50	10,0	2,5	E
BLUE SOL	BLUE SOL	STP085B-12/BEA	0,650	85	4,80	10,63	13,1	8,0	B
BOSCH	BOSCH	M220 3BB	1,633	220	7,55	27,500	13,5	21,0	B
BOSCH	BOSCH	M225 3BB	1,633	225	7,65	28,125	13,8	21,0	A
BOSCH	BOSCH	M235 3BB	1,634	235	7,85	29,375	14,4	21,0	A
BOSCH	BOSCH	M240 3BB	1,640	240	8,10	30,000	14,6	21,0	A

Valores de referência medidos em laboratórios, conforme procedimentos estabelecidos no Regulamento de Avaliação da Conformidade para Sistemas e Equipamentos para Energia Fotovoltaica

INSTITUTO NACIONAL DE METROLOGIA, QUALIDADE E TECNOLOGIA

PROGRAMA BRASILEIRO DE ETIQUETAGEM

Tabelas de Consumo / Eficiência Energética - Componentes Fotovoltaicos - MODULOS - Edição 03/12

Nº Modelos 217
Nº Marcas: 31

A) SILÍCIO CRISTALINO (mono-Si ou multi-Si)

02/03/12

FABRICANTE	MARCA	FAMÍLIA / MODELO	ÁREA EXTERNA (m²)	POTENCIA NA CONDIÇÃO PADRÃO (W)	CORRENTE NO PONTO DE MÁXIMA POTÊNCIA (A)	PRODUÇÃO MÉDIA MENSAL DE ENERGIA (kWh/mês)	EFICIÊNCIA ENERGÉTICA (%)	PESO (kg)	CLASSIFICAÇÃO
CONERGIA	SUNCO	SSM 40	0,354	40	2,20	5,00	11,3	5,8	D
CONERGIA	SUNCO	SSM 80	0,660	80	4,58	10,00	12,1	9,2	C
CONERGIA	SUNCO	SSM 120	0,971	120	3,43	15,00	12,4	14,0	C
CONERGIA	SUNCO	SSM 175	1,277	175	4,64	21,88	13,7	17,0	A
CTC	TNS SOLAR	TN-36-5M45	0,345	45	2,39	5,63	13,0	3,9	C
CTC	TNS SOLAR	TN-36-5M90	0,648	90	4,97	11,25	13,9	7,8	A
CTC	TNS SOLAR	TN-60-6M240	1,626	240	7,92	30,00	14,8	23,5	A
CTC	TNS SOLAR	TN-60-6P230	1,626	230	7,84	28,75	14,1	23,5	A
CTC	TNS SOLAR	TN-72-5M190	1,277	190	5,11	23,75	14,9	15,5	A
ELTEK	SUN-EARTH	TPB156x156x60-P	1,630	235	8,05	29,38	14,4	20,0	A
ENERGIA PURA	W.SOLAR	YZM5P-20	0,063	5	0,57	0,63	8,0	0,9	E
ENERGIA PURA	W.SOLAR	YZM50P-36	0,422	50	2,94	6,25	11,8	5,6	D
ENERGIA PURA	W.SOLAR	YZM130P-36	0,990	130	7,42	16,25	13,1	12,0	B
ENERGIA PURA	W.SOLAR	YZM230M-60	1,650	230	7,69	28,75	13,9	19,5	A
EXXA GLOBAL	EXXA SOLAR	CSUN 50M	0,356	50	2,67	6,25	13,9	5,1	A
EXXA GLOBAL	EXXA SOLAR	CSUN 60M	0,440	60	3,21	7,50	13,7	6,0	A
EXXA GLOBAL	EXXA SOLAR	CSUN 75M	0,509	75	4,03	9,38	14,7	6,8	A
EXXA GLOBAL	EXXA SOLAR	CSUN 100M	0,662	100	5,35	12,50	15,0	8,5	A
EXXA GLOBAL	EXXA SOLAR	CSUN 150M	0,992	150	8,03	18,75	15,1	12,5	A
EXXA GLOBAL	EXXA SOLAR	CSUN 220M	1,465	220	8,04	27,50	15,0	17,8	A
EXXA GLOBAL	EXXA SOLAR	CSUN 290M	1,936	290	8,11	36,25	14,9	23,8	A
EXXA GLOBAL	EXXA SOLAR	CSUN 135-36P	0,992	135	7,72	16,88	13,6	13,0	A
FC SOLAR	FC SOLAR	MDP-215	1,468	215	7,88	26,88	14,6	17,2	A
FC SOLAR	FC SOLAR	MDP-05	0,060	5	0,29	0,63	8,4	0,7	E
GUASCOR	SUNTECH	STP075S-12Bb	0,646	75	4,35	9,37	11,6	8,0	D
GUASCOR	SUNTECH	STP085S-12/Bb	0,646	85	4,80	10,63	13,1	8,0	B
GUASCOR	SUNTECH	STP130-12/Tb	1,002	130	7,47	16,25	13,0	12,0	C
GUASCOR	SUNTECH	STP135-12/Tb	1,002	135	7,71	16,88	13,5	12,0	B
GUASCOR	SUNTECH	PLUTO 245 WDE	1,650	245	8,23	30,63	14,8	19,8	A
GEHRLICHER	JINKO	JKM185M-72	1,280	185	5,09	23,13	14,5	14,5	A
GEHRLICHER	JINKO	JKM190M-72	1,280	190	5,19	23,75	14,9	14,5	A
GEHRLICHER	JINKO	JKM195M-72	1,280	195	5,30	24,38	15,3	14,5	A

Valores de referência medidos em laboratórios, conforme procedimentos estabelecidos no Regulamento de Avaliação da Conformidade para Sistemas e Equipamentos para Energia Fotovoltaica

Tabelas de Consumo / Eficiência Energética - Componentes Fotovoltaicos - **MÓDULOS** - Edição 03/12

Nº Modelos 217

Nº Marcas: 31

A) SILÍCIO CRISTALINO (mono-Si ou multi-Si)

02/03/12

FABRICANTE	MARCA	FAMILIA / MODELO	ÁREA EXTERNA (m²)	POTENCIA NA CONDIÇÃO PADRÃO (W)	CORRENTE NO PONTO DE MÁXIMA POTÊNCIA (A)	PRODUÇÃO MÉDIA MENSAL DE ENERGIA (kWh/mês)	EFICIÊNCIA ENERGÉTICA (%)	PESO (kg)	CLASSIFICAÇÃO
GEHRLICHER	JINKO	JKM250M-96	1,700	250	5,05	31,25	14,7	20,0	A
GEHRLICHER	JINKO	JKM255M-96	1,700	255	5,10	31,88	15,0	20,0	A
GEHRLICHER	JINKO	JKM260M-96	1,700	260	5,15	32,50	15,3	20,0	A
GEHRLICHER	JINKO	JKM235M-60	1,640	235	7,83	29,38	14,4	19,0	A
GEHRLICHER	JINKO	JKM240M-60	1,640	240	7,95	30,00	14,7	19,0	A
GEHRLICHER	JINKO	JKM275M-72	1,940	275	7,61	34,38	14,2	27,0	A
GEHRLICHER	JINKO	JKM225P-60	1,640	225	7,65	28,13	13,7	19,0	A
GEHRLICHER	JINKO	JKM230P-60	1,640	230	7,78	28,75	14,1	19,0	A
GEHRLICHER	JINKO	JKM235P-60	1,640	235	7,86	29,38	14,4	19,0	A
GEHRLICHER	JINKO	JKM280P-72	1,940	280	7,89	35,00	14,4	27,0	A
GEHRLICHER	JINKO	JKM135P-36	1,000	135	7,55	16,88	13,5	11,5	B
GEHRLICHER	JINKO	JKM140P-36	1,000	140	7,78	17,50	14,0	11,5	A
HELIOTEK	SUNWATT	SW 50H	0,366	50	2,67	6,25	13,9	5,1	A
HELIOTEK	SUNWATT	SW 60H	0,440	60	3,21	7,50	13,7	6,0	A
HELIOTEK	SUNWATT	SW 75H	0,509	75	4,03	9,38	14,7	6,8	A
HELIOTEK	SUNWATT	SW 100H	0,662	100	5,35	12,50	15,0	8,5	A
HELIOTEK	SUNWATT	SW 150H	0,992	150	8,03	18,75	15,1	12,5	A
HELIOTEK	SUNWATT	SW 220H	1,465	220	8,04	27,50	15,0	17,8	A
HELIOTEK	SUNWATT	SW 290H	1,936	290	8,11	36,25	14,9	23,8	A
HELIOTEK	SUNWATT	SW 135HT	0,982	135	7,72	16,88	13,6	13,0	A
KYOCERA	KYOCERA	KC 50T	0,417	54	3,11	6,25	12,9	5,0	C
KYOCERA	KYOCERA	KC 65T	0,490	65	3,75	8,45	13,2	6,0	B
KYOCERA	KYOCERA	KC 85T	0,656	87	5,02	10,62	13,3	8,3	B
KYOCERA	KYOCERA	KC 130TM	0,920	130	7,39	17,00	13,9	11,9	A
KYOCERA	KYOCERA	KS5T	0,072	5	0,29	0,625	6,9	1,2	E
KYOCERA	KYOCERA	KS10T	0,107	10	0,58	1,250	9,4	1,6	E
KYOCERA	KYOCERA	KS20T	0,183	20	1,16	2,500	10,9	2,5	E
KYOCERA	KYOCERA	KC40T	0,343	43	2,48	5,375	12,5	4,5	C
KYOCERA	KYOCERA	KD205GX-LP	1,500	205	7,71	25,625	13,7	18,5	A
KYOCERA	KYOCERA	KS20-652	0,231	20	1,16	2,500	8,7	3,5	E
KYOCERA	KYOCERA	KD135SXUPU	1,002	135	7,63	16,875	13,5	13,0	B
KYOCERA	KYOCERA	KD140SX-UPU	1,000	140	7,91	17,500	14,0	12,5	A
KYOCERA	KYOCERA	KS20T668	0,237	20	1,16	2,560	8,4	3,5	E

Valores de referência medidos em laboratórios, conforme procedimentos estabelecidos no Regulamento de Avaliação da Conformidade para Sistemas e Equipamentos para Energia Fotovoltaica

Tabelas de Consumo / Eficiência Energética - Componentes Fotovoltaicos - **MODULOS** - Edição 03/12

Nº Modelos 217

Nº Marcas: 31

A) SILÍCIO CRISTALINO (mono-Si ou multi-Si)

02/03/12

FABRICANTE	MARCA	FAMÍLIA / MODELO	ÁREA EXTERNA (m ²)	POTÊNCIA NA CONDIÇÃO PADRÃO (W)	CORRENTE NO PONTO DE MÁXIMA POTÊNCIA (A)	PRODUÇÃO MÉDIA MENSAL DE ENERGIA (kWh/mês)	EFICIÊNCIA ENERGÉTICA (%)	PESO (kg)	CLASSIFICAÇÃO
KYOCERA	KYOCERA	KD185GX-LPU	1,325	185	7,84	23,125	14,0	16,0	A
KYOCERA	KYOCERA	KD210GX-LPU	1,485	210	7,90	26,250	14,1	18,0	A
KYOCERA	KYOCERA	KD215GX-LPU	1,485	215	8,09	26,875	14,5	18,0	A
KYOCERA	KYOCERA	KD235GX-LPB	1,645	235	7,89	29,375	14,3	21,0	A
KYOCERA	KYOCERA	SM40-KSM	0,381	40	2,25	5,000	10,5	4,2	E
KYOCERA	KYOCERA	SM42-KSM	0,343	42	2,55	5,250	12,2	4,2	C
KYOCERA	KYOCERA	SM48-KSM	0,381	48	2,56	6,000	12,6	4,5	C
KYOCERA	KYOCERA	SM63-KSM	0,486	63	3,82	7,875	13,0	6,2	C
KYOCERA	KYOCERA	SM70-KSM	0,541	70	3,80	8,750	12,9	8,4	C
KYOCERA	KYOCERA	SM83-KSM	0,626	83	5,07	10,375	13,3	8,4	B
KYOCERA	KYOCERA	SM85-KSM	0,700	85	4,78	10,625	12,1	8,4	C
KYOCERA	KYOCERA	KD240GX-LPB	1,650	240	8,06	30,000	14,6	21,0	A
KYOCERA	KYOCERA	KD245GX-LPB	1,650	245	8,23	30,630	14,9	21,0	A
LG ELECTRONICS	LG ELECTRONICS	LD130R9W-G2	0,980	130	7,77	16,250	13,2	12,4	B
LG ELECTRONICS	LG ELECTRONICS	LG240M1C-G2	1,610	240	8,10	30,000	14,9	18,9	A
MINHA CASA SOLAR	ET SOLAR ENERGY	ET -P636135	1,000	135	7,67	16,860	13,5	13,2	B
NEOSOLAR	JETION	JT090SFb	0,650	90	4,86	11,250	13,9	8,0	A
NEOSOLAR	JETION	JT140PFe	1,000	140	7,65	17,500	14	12,0	A
PRESERVA	SOLARA	SM 340S	0,688	85	4,72	10,625	12,4	7,9	C
PRESERVA	SOLARA	SM 500S	1,017	125	7,14	15,625	12,3	12,1	C
PRESERVA	SOLARA	SM 520S	1,020	130	7,65	16,250	12,8	12,1	C
PRESERVA	SOLARA	S520P36ULTRA	1,020	130	7,30	16,250	12,7	12,1	C
SOLAR ENERGY	CONERGY	POWERPLUS 235P	1,630	235	8,06	29,370	14,4	19,6	A
SOLAR ENERGY	CONERGY	POWERPLUS 240P	1,630	240	8,15	30,000	14,7	19,6	A
SOLARIA	SOLARIA	S5M175	1,251	175	4,84	21,875	14,0	14,3	A
SOLARIA	SOLARIA	S6M225	1,609	225	7,74	28,125	14,0	21,0	A
SOLARIA	SOLARIA	S6M230	1,609	230	7,86	28,750	14,3	21,0	A
SOLARIA	SOLARIA	S6P225	1,609	225	7,74	28,125	14,0	21,0	A
SOLARIA	SOLARIA	S6P230	1,609	230	7,86	28,750	14,3	21,0	A
SOLARIA	SOLARIA	S6M235	1,608	235	7,94	29,375	14,6	21,0	A
SOLARIA	SOLARIA	S6P220	1,608	220	7,63	27,500	13,7	21,0	A

Valores de referência medidos em laboratórios, conforme procedimentos estabelecidos no Regulamento de Avaliação da Conformidade para Sistemas e Equipamentos para Energia Fotovoltaica

Tabelas de Consumo / Eficiência Energética - Componentes Fotovoltaicos - **MÓDULOS** - Edição 03/12

Nº Modelos 217

Nº Marcas: 31

A) SILÍCIO CRISTALINO (mono-Si ou multi-Si)

02/03/12

FABRICANTE	MARCA	FAMÍLIA / MODELO	ÁREA EXTERNA (m²)	POTÊNCIA NA CONDIÇÃO PADRÃO (W)	CORRENTE NO PONTO DE MÁXIMA POTÊNCIA (A)	PRODUÇÃO MÉDIA MENSAL DE ENERGIA (kWh/mês)	EFICIÊNCIA ENERGÉTICA (%)	PESO (kg)	CLASSIFICAÇÃO
SOLARIA	SOLARIA	S6P235	1,608	235	7,94	29,375	14,6	21,0	A
SOLARIA	SOLARIA	S6P205	1,608	205	6,88	25,625	12,8	21,0	C
SOLARIA	SOLARIA	S6P217	1,608	217	7,23	27,125	13,5	21,0	B
SOLARIA	SOLARIA	S6M217	1,608	217	7,23	27,125	13,5	21,0	B
SOLARIA	SOLARIA	S6M220	1,608	220	7,63	27,500	13,7	21,0	A
SOLARIA	SOLARIA	S6P215	1,608	215	7,51	26,875	13,4	21,0	B
SOLARIA	SOLARIA	S6M215	1,608	215	7,51	26,875	13,4	21,0	B
SOLARIA	SOLARIA	S5M170	1,251	170	4,77	21,250	13,6	13,6	A
SOLARIA	SOLARIA	S5M174	1,251	174	4,85	21,750	13,9	13,9	A
SOLARIA	SOLARIA	S5M165	1,251	165	4,68	20,625	13,2	13,2	B
SOLARIA	SOLARIA	S5Ms90	0,662	90	4,93	11,250	13,6	13,6	A
SOLARIA	SOLARIA	S6Ps130	0,996	130	7,50	16,250	13,0	13,0	C
SOLARIA	SOLARIA	S6Ps135	0,996	135	7,74	16,875	13,5	13,5	B
SOLARIA	SOLARIA	S6P2G215	1,630	215	7,35	26,880	13,2	19,0	B
SOLARIA	SOLARIA	S6P2G217	1,630	217	7,23	27,130	13,3	19,0	B
SOLARIA	SOLARIA	S6P2G220	1,630	220	7,44	27,500	13,5	19,0	B
SOLARIA	SOLARIA	S6P2G225	1,630	225	7,53	28,130	13,8	19,0	A
SOLARIA	SOLARIA	S6P2G230	1,634	230	7,62	28,750	14,1	19,0	A
SOLARIA	SOLARIA	S6P2G235	1,630	235	7,71	29,380	14,4	19,0	A
SOLARIA	SOLARIA	S6P2G240	1,630	240	7,80	30,000	14,7	19,0	A
SOLARIA	SOLARIA	S6M2G225	1,630	225	7,72	28,130	13,8	19,0	A
SOLARIA	SOLARIA	S6M2G230	1,634	230	7,81	28,750	14,1	19,0	A
SOLARIA	SOLARIA	S6M2G235	1,634	235	7,90	29,375	14,4	19,0	A
SOLARIA	SOLARIA	S6M2G240	1,634	240	7,99	30,000	14,7	19,0	A
SOLARIA	SOLARIA	S6M2G245	1,634	245	8,08	30,625	15,0	19,0	A
SOLARIS	SOLARIS	S 30P	0,281	30	1,71	3,750	10,7	3,5	E
SOLARIS	SOLARIS	S 82M	0,666	82	4,65	10,250	12,3	8,1	C
SOLARIS	SOLARIS	S 87M	0,666	87	4,85	10,875	13,1	8,1	B
SOLARIS	SOLARIS	S 130P	1,006	130	7,26	16,250	12,9	9,6	C
SOLARIS	SOLARIS	S 80P	0,659	80	4,98	10,000	12,1	8,1	C
SOLARIS	SOLARIS	S 85P	0,659	85	5,08	10,625	12,9	8,1	C
SOLARIS	SOLARIS	S 135P	1,006	137	7,47	17,125	13,6	11,6	A
SOLARIS	SOLARIS	S 140P	1,006	140	7,65	17,500	13,9	11,6	A

Valores de referência medidos em laboratórios, conforme procedimentos estabelecidos no Regulamento de Avaliação da Conformidade para Sistemas e Equipamentos para Energia Fotovoltaica

Tabelas de Consumo / Eficiência Energética - Componentes Fotovoltaicos - **MÓDULOS** - Edição 03/12

Nº Modelos 217

Nº Marcas: 31

A) SILÍCIO CRISTALINO (mono-Si ou multi-Si)

02/03/12

FABRICANTE	MARCA	FAMÍLIA / MODELO	ÁREA EXTERNA (m²)	POTÊNCIA NA CONDIÇÃO PADRÃO (W)	CORRENTE NO PONTO DE MÁXIMA POTÊNCIA (A)	PRODUÇÃO MÉDIA MENSAL DE ENERGIA (kWh/mês)	EFICIÊNCIA ENERGÉTICA (%)	PESO (kg)	CLASSIFICAÇÃO
SOLAR TERRA	SOLAR TERRA	HG 135	0,964	135	7,45	16,875	14,0	11,5	A
SOLAR TERRA	SOLAR TERRA	HD210	1,465	210	7,64	26,260	14,3	17,0	A
SOLBRATEC	SOLBRATEC	KS 5T	0,072	5	0,29	0,625	6,9	1,2	E
SOLBRATEC	SOLBRATEC	KS 10T	0,107	10	0,58	1,250	9,3	1,6	E
SOLBRATEC	SOLBRATEC	KS 20T	0,183	20	1,16	2,500	10,9	2,6	E
SOLBRATEC	SOLBRATEC	KS 35GT	0,316	35	2,33	4,375	11,1	4,5	D
SOLBRATEC	SOLBRATEC	KS 50TA	0,439	50	3,33	6,250	11,4	6,3	D
SOLBRATEC	SOLBRATEC	KS 60T	0,491	60	3,45	7,500	12,2	7,1	C
SOLBRATEC	SOLBRATEC	KS 85GT	0,687	85	4,89	10,625	12,4	9,1	C
SS SOLAR	SOLAR WORLD	SW50 MONOIR5C	0,460	50	3,10	6,250	10,9	5,5	E
SS SOLAR	SOLAR WORLD	SW85 MONO	0,683	85	4,78	10,625	12,5	7,6	C
SS SOLAR	SOLAR WORLD	SW75 MONO	0,683	75	4,34	9,375	10,9	7,6	E
SS SOLAR	KOMAES	KM5	0,059	5	0,28	0,625	8,5	1,0	E
SS SOLAR	KOMAES	KM10	0,110	10	0,57	1,250	9,1	2,0	E
SS SOLAR	KOMAES	KM20	0,187	20	1,13	2,500	10,7	2,6	E
TECNOMETAL	TECNOMETAL	TW-40D4	0,600	43	7,55	5,375	7,2	5,8	E
TECNOMETAL	TECNOMETAL	TW-85D12	0,660	85	4,83	10,625	12,9	8,0	C
TECNOMETAL	TECNOMETAL	SV-230D20	1,614	230	7,67	28,750	14,3	16,4	A
TOP SOLARES	AUVERSUN	AV265M60NB	1,580	265	8,34	33,130	16,7	17,0	A
YINGLI GREEN ENERGY DO BRASIL	YINGLI	YL75(17)P1	0,594	75	4,29	9,375	12,6	7,6	C
YINGLI GREEN ENERGY DO BRASIL	YINGLI	130(17)P	0,997	130	7,22	16,250	13,0	13,3	C
YINGLI GREEN ENERGY DO BRASIL	YINGLI	YL260C-30b	1,630	260	8,46	32,500	15,9	19,5	A
YINGLI GREEN ENERGY DO BRASIL	YINGLI	YL265C-30b	1,630	265	8,55	32,120	16,2	19,5	A
YINGLI GREEN ENERGY DO BRASIL	YINGLI	YL65P-17b 1/2	0,508	65	3,71	8,125	12,7	6,2	C
YINGLI GREEN ENERGY DO BRASIL	YINGLI	YL070P-17b 1/2	0,508	70	4,00	8,750	13,7	6,2	A
YINGLI GREEN ENERGY DO BRASIL	YINGLI	YL075P-17b 3/5	0,594	75	4,29	9,375	12,6	7,3	C
YINGLI GREEN ENERGY DO BRASIL	YINGLI	YL080P-17b 3/5	0,594	80	4,57	10,000	13,4	7,3	B

Valores de referência medidos em laboratórios, conforme procedimentos estabelecidos no Regulamento de Avaliação da Conformidade para Sistemas e Equipamentos para Energia Fotovoltaica

INSTITUTO NACIONAL DE METROLOGIA, QUALIDADE E TECNOLOGIA

PROGRAMA BRASILEIRO DE ETIQUETAGEM

Tabelas de Consumo / Eficiência Energética - Componentes Fotovoltaicos - **MÓDULOS** - Edição 03/12

Nº Modelos 217

Nº Marcas: 31

A) SILÍCIO CRISTALINO (mono-Si ou multi-Si)

02/03/12

FABRICANTE	MARCA	FAMÍLIA / MODELO	ÁREA EXTERNA (m ²)	POTÊNCIA NA CONDIÇÃO PADRÃO (W)	CORRENTE NO PONTO DE MÁXIMA POTÊNCIA (A)	PRODUÇÃO MÉDIA MENSAL DE ENERGIA (kWh/mês)	EFICIÊNCIA ENERGÉTICA (%)	PESO (kg)	CLASSIFICAÇÃO
YINGLI GREEN ENERGY DO BRASIL	YINGLI	YL085P-17b 2/3	0,667	85	4,86	10,625	12,7	7,9	C
YINGLI GREEN ENERGY DO BRASIL	YINGLI	YL085P-17b 3/5	0,594	85	4,86	10,625	14,3	7,3	A
YINGLI GREEN ENERGY DO BRASIL	YINGLI	YL090P-17b 2/3	0,667	90	5,14	11,250	13,5	7,9	B
YINGLI GREEN ENERGY DO BRASIL	YINGLI	YL095P-17b 2/3	0,667	95	4,43	11,875	14,2	7,9	A
YINGLI GREEN ENERGY DO BRASIL	YINGLI	YL120P-17b	1,000	120	6,90	15,000	12,0	11,8	D
YINGLI GREEN ENERGY DO BRASIL	YINGLI	YL130P-17b	1,000	130	7,38	16,250	13,0	11,8	C
YINGLI GREEN ENERGY DO BRASIL	YINGLI	YL140P-17b	1,000	140	7,77	17,500	14,0	11,8	A
YINGLI GREEN ENERGY DO BRASIL	YINGLI	YL010P-17b 1/12	0,100	10	0,58	1,250	10,0	1,4	E
YINGLI GREEN ENERGY DO BRASIL	YINGLI	YL020P-17b 1/6	0,180	20	1,16	2,500	10,8	1,4	E
YINGLI GREEN ENERGY DO BRASIL	YINGLI	YL030P-17b 1/4	0,270	30	1,76	3,750	10,9	3,5	E
YINGLI GREEN ENERGY DO BRASIL	YINGLI	YL050P-17b 2/5	0,420	50	2,87	6,250	12,0	5,2	D
YINGLI GREEN ENERGY DO BRASIL	YINGLI	YL055P-17b 2/5	0,420	55	3,14	6,875	13,2	5,2	B
YINGLI GREEN ENERGY DO BRASIL	YINGLI	YL060P-17b 1/2	0,510	60	3,47	7,500	11,8	6,2	D
YINGLI GREEN ENERGY DO BRASIL	YINGLI	YL080P-17b 2/3	0,670	80	4,71	10,000	12,0	7,9	D
YINGLI GREEN ENERGY DO BRASIL	YINGLI	YL180P-23b	1,300	180	7,83	22,500	13,8	15,8	A
YINGLI GREEN ENERGY DO BRASIL	YINGLI	YL185P-23b	1,300	185	7,87	23,125	14,2	15,2	A
YINGLI GREEN ENERGY DO BRASIL	YINGLI	YL230P-29b	1,630	230	7,80	28,750	14,0	19,8	A
YINGLI GREEN ENERGY DO BRASIL	YINGLI	YL235P-29b	1,630	235	7,97	29,375	14,3	19,8	A

Valores de referência medidos em laboratórios, conforme procedimentos estabelecidos no Regulamento de Avaliação da Conformidade para Sistemas e Equipamentos para Energia Fotovoltaica

Tabelas de Consumo / Eficiência Energética - Componentes Fotovoltaicos - MODULOS - Edição 03/12

Nº Modelos 217
Nº Marcas: 31

A) SILÍCIO CRISTALINO (mono-Si ou multi-Si)

02/03/12

FABRICANTE	MARCA	FAMÍLIA / MODELO	ÁREA EXTERNA (m²)	POTÊNCIA NA CONDIÇÃO PADRÃO (W)	CORRENTE NO PONTO DE MÁXIMA POTÊNCIA (A)	PRODUÇÃO MÉDIA MENSAL DE ENERGIA (kWh/mês)	EFICIÊNCIA ENERGÉTICA (%)	PESO (kg)	CLASSIFICAÇÃO
YINGLI GREEN ENERGY DO BRASIL	YINGLI	YL275P-35b	1,950	275	7,75	34,380	14,1	26,8	A
YINGLI GREEN ENERGY DO BRASIL	YINGLI	YL280P-35b	1,950	280	7,89	35,000	14,3	26,8	A
YOMACAMA	CHN	CHN5-36M	0,060	5	0,29	0,630	8,3	0,8	E
YOMACAMA	CHN	CHN10-36M	0,100	10	0,57	1,250	10,0	1,2	E
YOMACAMA	CHN	CHN20-36M	0,190	20	1,16	2,500	10,5	2,0	E
YOMACAMA	CHN	CHN30-36M	0,230	30	1,64	3,750	13,0	3,0	C
YOMACAMA	CHN	CHN40-36M	0,330	40	2,22	5,000	12,1	4,4	C
YOMACAMA	CHN	CHN50-36M	0,330	50	2,75	6,250	15,2	4,4	A
YOMACAMA	CHN	CHN60-36M	0,650	60	3,49	7,500	9,2	7,8	E
YOMACAMA	CHN	CHN80-36M	0,650	80	4,55	10,000	12,3	7,8	C
YOMACAMA	CHN	CHN100-36M	0,710	100	5,49	12,500	14,1	7,8	A
YOMACAMA	CHN	CHN180-72M	1,280	180	4,90	22,500	14,1	15,5	A
YOMACAMA	CHN	CHN230-96M	1,680	230	4,79	28,750	13,7	20,0	A

B) FILMES FINOS

FABRICANTE	MARCA	FAMÍLIA / MODELO	ÁREA EXTERNA (m²)	POTÊNCIA NA CONDIÇÃO PADRÃO (W)	CORRENTE NO PONTO DE MÁXIMA POTÊNCIA (A)	PRODUÇÃO MÉDIA MENSAL DE ENERGIA (kWh/mês)	EFICIÊNCIA ENERGÉTICA (%)	PESO (kg)	CLASSIFICAÇÃO
GEHRLICHER	UNI-SOLAR	PVL-68	1,123	68	4,13	8,500	6,1	3,9	D
GEHRLICHER	UNI-SOLAR	PVL-136	2,166	136	4,13	17,000	6,3	7,7	D
GEHRLICHER	UNI-SOLAR	PVL-144	2,166	144	4,36	18,000	6,6	7,7	C
DU PONT DO BRASIL	APOLLO	DA 100 A5	1,560	100	1,34	12,50	6,4	20,0	D
DU PONT DO BRASIL	APOLLO	DA 100 B1	1,540	100	1,36	12,50	6,5	30,0	D
DU PONT DO BRASIL	APOLLO	DA121-C1	1,570	121	0,99	15,13	7,7	20,0	B
DU PONT DO BRASIL	APOLLO	DA142-C1	1,560	142	1,17	17,75	9,1	20,0	B

Valores de referência medidos em laboratórios, conforme procedimentos estabelecidos no Regulamento de Avaliação da Conformidade para Sistemas e Equipamentos para Energia Fotovoltaica