



## **PROJETO DE GRADUAÇÃO**

# **UTILIZAÇÃO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS NA MICROGERAÇÃO DISTRIBUÍDA BRASILEIRA**

Por,

**Renan Santos Botelho**

*Brasília, 19 de Junho de 2017*

**UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA**

FACULDADE DE TECNOLOGIA  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA MECANICA

UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA

PROJETO DE GRADUAÇÃO

**UTILIZAÇÃO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS  
NA MICROGERAÇÃO DISTRIBUÍDA  
BRASILEIRA**

POR,

**Renan Santos Botelho**

Relatório submetido como requisito parcial para obtenção  
do grau de Engenheiro Mecânico.

**Banca Examinadora**

Prof. Mário Benjamim Baptista Siqueira, UnB/ ENM  
(Orientador)

---

Prof. Antonio Cesar Pinho Brasil Junior, UnB/ ENM

---

Prof. Taygoara Felamino de Oliveira, UnB/ ENM

---

Brasília, 19 de Junho de 2017

## **Dedicatória**

*Dedico este trabalho primeiramente a Deus, que iluminou o meu caminho durante esta jornada, sou grato também aos meus pais, familiares e amigos que nunca me deixaram desistir frente às dificuldades, sempre me incentivando e apoiando em todos os momentos.*

*Renan Santos Botelho*

## **Agradecimentos**

*Agradeço a todos os professores do curso de Engenharia Mecânica, pelo convívio, pelo apoio, pela compreensão, pelos ensinamentos e conselhos que espero jamais esquecer.*

*Renan Santos Botelho*

---

## RESUMO

O estudo teórico a seguir visa uma projeção dos aspectos climatológicos e econômicos relacionados à instalação de uma planta energética residencial utilizando painéis fotovoltaicos ligados à rede. Para tanto, será utilizado uma base de dados atmosféricos pertinentes, para as mais variadas regiões do país. Uma análise de viabilidade econômica através do representará a possibilidade de instalação e aproveitamento do potencial solar brasileiro.

---

## ABSTRACT

The following theoretical study aims at a projection of the climatological systems related to the installation of a residential power unit using photovoltaic panels connected to the grid. For this purpose, a relevant atmospheric database will be used, for different regions of the country. An economic viability analysis will represent the possibility of installation and use of the Brazilian solar potential.

*“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 do 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*

# SUMÁRIO

<b>1 INTRODUÇÃO</b>	<b>1</b>
1.1 INTRODUÇÃO	1
1.2 MOTIVAÇÃO	2
1.3 OBJETIVOS	3
1.3.1 OBJETIVO PRINCIPAL	3
1.3.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	3
1.4 ESTRUTURA DO TRABALHO	4
<b>2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA</b>	<b>5</b>
2.1 CENÁRIO ENERGÉTICO MUNDIAL	5
2.2 CENÁRIO ENERGÉTICO BRASILEIRO	8
2.3 TECNOLOGIA DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	10
2.3.2 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO BRASIL	11
2.4 O RECURSO SOLAR	12
2.4.1 ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA	13
2.4.2 RADIAÇÃO SOLAR	14
2.5 MODELOS FÍSICOS PARA OBTENÇÃO DE ESTIMATIVAS DE IRRADIAÇÃO SOLAR	20
2.5.1 MODELO BRASIL - SR	20
2.6 SISTEMAS E APLICAÇÕES FOTOVOLTAICAS	23
2.6.1 SISTEMAS DOMÉSTICOS ISOLADOS OU AUTÔNOMOS	24
2.6.2 SISTEMAS NÃO DOMÉSTICOS ISOLADOS	24
2.6.3 SISTEMAS HÍBRIDOS	25
2.6.4 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CENTRALIZADOS CONECTADOS À REDE	25
2.6.5 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS DISTRIBUÍDOS CONECTADOS À REDE	25
2.7 COMPONENTES DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO LIGADO À REDE (ON-GRID)	26
2.8 PRINCÍPIO DE FUNCIONAMENTO DA TECNOLOGIA FOTOVOLTAICA	26
2.8.1 COMPORTAMENTO DOS MÓDULOS NO ESCURO	28
2.8.2 COMPORTAMENTO DOS MÓDULOS SOB ILUMINAÇÃO	28
2.8.3 CURVAS CARACTERÍSTICAS DAS CÉLULAS FOTOVOLTAICAS	28
2.9 EFEITO DE FATORES AMBIENTAIS SOBRE A CARACTERÍSTICA DE SAÍDA DO DISPOSITIVO	29
2.9.2 TEMPERATURA	30
2.10 INVERSORES	31
2.11 SUPORTE E ELEMENTOS DE FIXAÇÃO	33
2.12 SEGURANÇA DAS INSTALAÇÕES ELÉTRICAS	33
2.13 ATRIBUTOS DO LOCAL DE INSTALAÇÃO	33
2.14 MÓDULOS E PAINÉIS FOTOVOLTAICOS	34
2.14.1 TIPOS DE CÉLULAS	34
2.15 MERCADO MUNDIAL DE ENERGIA SOLAR	35

2.16	ENERGIA SOLAR NO BRASIL.....	38
2.17	CUSTOS DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS .....	39
2.17.1	CUSTOS DOS INVERSORES .....	39
2.17.2	CUSTO DO SISTEMA COMPLETO.....	40
2.17.3	CUSTO ESTIMADO DE INVESTIMENTO NO BRASIL .....	41
2.17.4	REGULAMENTAÇÃO BRASILEIRA VOLTADA A ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA.....	42
2.18	NORMAS TÉCNICAS.....	42
2.19	PROGRAMA DE INCENTIVO ÀS FONTES ALTERNATIVAS (PROINFA).....	43
2.20	ESTÍMULO À GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO BRASIL .....	43
2.21	COMPENSAÇÃO ENERGÉTICA (NET-METERING) .....	44
2.22	REGULAMENTO DE AVALIAÇÃO DE CONFORMIDADE (INMETRO) .....	45
<b>3</b>	<b>METODOLOGIA .....</b>	<b>47</b>
3.1	CONSIDERAÇÕES GERAIS .....	47
3.2	CARACTERIZAÇÃO DA RESIDÊNCIA.....	47
3.2.1	ÁREA DESTINADA À INSTALAÇÃO DOS PAINÉIS .....	48
3.3	DETERMINAÇÃO DA DEMANDA DE CONSUMO RESIDENCIAL .....	49
3.4	DETERMINAÇÃO DAS CIDADES / AVALIAÇÃO DO RECURSO SOLAR.....	51
	BRASÍLIA / DF.....	51
	FLORIANÓPOLIS / SC.....	53
	BELÉM / PA.....	54
	PETROLINA / PE.....	56
	SÃO PAULO / SP .....	57
3.5	DIMENSIONAMENTO DOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS .....	60
3.6	DIMENSIONAMENTO DO INVERSOR .....	62
3.7	CABEAMENTO / DISJUNTORES / MEDIDORES DE ENERGIA.....	62
3.8	ESTIMATIVA DA GERAÇÃO DE ENERGIA DO SISTEMA.....	62
3.9	ANÁLISE ECONÔMICA.....	62
<b>4</b>	<b>RESULTADOS.....</b>	<b>63</b>
4.1	POTÊNCIA NOMINAL DEMANDADA .....	63
4.2	DIMENSIONAMENTO DOS INVERSORES.....	70
	Escolha da tensão de entrada .....	71
	Número máximo de módulos por fileira .....	72
	Número mínimo de módulos por fileira .....	72
	Determinação do número de fileiras em paralelo .....	72
	Brasília – DF .....	74
	Florianópolis – SC / Petrolina – PE / Belém – PA.....	75
4.3	OUTROS COMPONENTES ELÉTRICOS .....	76
4.4	ESTIMATIVA DA GERAÇÃO DE ENERGIA .....	76
	Brasília - DF.....	77
	Florianópolis – SC .....	78
	Petrolina – PE.....	78
	Belém – PA.....	79
	São Paulo – SP .....	79
4.4.1	PRODUTIVIDADE ANUAL DO SISTEMA .....	80
4.4.2	FATOR DE CAPACIDADE .....	81
4.4.3	ANÁLISE COMPARATIVA ENTRE GERAÇÃO E CONSUMO.....	81



4.5 QUANTIDADE DE ENERGIA ECONOMIZADA.....	85
4.6 CUSTO DOS SISTEMAS .....	86
4.7 ANÁLISE ECONÔMICA.....	88
<b>5 CONCLUSÕES.....</b>	<b>95</b>
SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS .....	97
<b>REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS .....</b>	<b>99</b>
<b>ANEXOS.....</b>	<b>102</b>
ANEXO A – TABELA DE PREÇOS DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS .....	102
ANEXO B – CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DOS INVERSORES .....	103
ANEXO C – CLASSIFICAÇÃO DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS PELO INMETRO .....	104

# LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Estimativa de crescimento da população mundial até 2050 (UNFPA, 2011).....	1
Figura 2 - Oferta de Energia por Fonte no Mundo (MME, 2013) .....	5
Figura 3 - Produção de Energia Elétrica por Fonte (MME, 2013).....	5
Figura 4 - Previsão de geração de eletricidade a partir de fontes renováveis nos principais países e regiões do mundo em 2050 (IEA, 2011) .....	6
Figura 5 - Consumo anual de eletricidade per capita no ano de 2008 (IEA, 2011) .....	7
Figura 6 - Utilização final de eletricidade por setor e por países e regiões no ano de 2008 (IEA, 2011).....	7
Figura 7 - Matriz elétrica brasileira em maio de 2017 (ANEEL, 2017).....	8
Figura 8 - Representação do sistema interligado nacional (SNI) (ONS, 2015) .....	9
Figura 9 - Série Histórica do Consumo Total de Energia Elétrica no Brasil (1970-2015) e previsão de demanda para o período 2020-2050 (MME, 2017) .....	9
Figura 10 - variação do preço do módulo fotovoltaico - 1977-2015 (MAYCOCK, 2001).....	14
Figura 11 - Órbita da Terra em torno do Sol com inclinação de 23,5° (CRESESB, 2004). .....	14
Figura 12 - A Terra e Sol nas posições de Solstício e Equinócio (FRAIDENRAICH & LYRA, 2001)...	15
Figura 13 - Ângulos geométricos para cálculo de incidência.....	15
Figura 14 - Processos de interação da radiação solar com a atmosfera terrestre (PEREIRA,2006)...	17
Figura 15 - Trajetória dos raios solares e região da Massa de Ar (CRESESB, 2004). .....	17
Figura 16 - Mapa brasileiro de irradiação solar global horizontal média anual (PEREIRA, 2017) .....	18
Figura 17 - Mapa brasileiro de irradiação solar no plano inclinado média anual (PEREIRA, 2017). ...	19
Figura 18 - Fluxograma do modelo de transferência radiativa BRASIL - SR (PEREIRA, 2006). .....	21
Figura 19 - Esquema básico de montagem de um sistema isolado ( <a href="https://sunrioenergiasolar.com.br">https://sunrioenergiasolar.com.br</a> ) .....	24
Figura 20 – Diagrama unifilar de um sistema fotovoltaico conectado à rede ( <a href="https://www.researchgate.net">https://www.researchgate.net</a> ) .....	25
Figura 21 – Diagrama de componentes de um sistema fotovoltaico on-grid (ABC ENGENHAR) .....	26
Figura 22 - Diagrama de uma célula solar (PUC - RS).....	27
Figura 23 - Curva característica de um dispositivo fotovoltaico (CRESESB, 1999) .....	29
Figura 24 - Efeito causado pela variação da radiação solar em módulo fotovoltaico (Universidade de Berlim - EMI/SES) .....	30
Figura 25 - Efeito causado pela temperatura da célula (Universidade de Berlim - EMI/SES).....	30
Figura 26 - Evolução da capacidade de energia solar fotovoltaica (IEA, 2015) .....	36
Figura 27 - Evolução do preço médio do módulo FV na Europa (EPIA, 2012) .....	39
Figura 28 - Preço unitário dos inversores (MME, 2012) .....	40
Figura 29 – Evolução recente dos preços de sistemas fotovoltaicos (BSW-SOLAR, 2012). .....	40
Figura 30 - Preço de um sistema FV completo (MME, 2017) .....	41
Figura 31 - Etiqueta para módulos fotovoltaicos (INMETRO, 2012).....	46
Figura 32 - Organograma das atividades desenvolvidas .....	47
Figura 33 - Área útil para instalação dos painéis .....	48

Figura 34 - Distribuição por faixa de consumo ano base 2015 (Anuário Estatístico de Energia Elétrica, 2016).....	50
Figura 35 - Localização geográfica da cidade de Brasília/DF (Google Earth, 2017).....	52
Figura 36 - Comparativo entre os níveis de irradiação média nos planos horizontal e inclinado 15° e 17° .....	53
Figura 37 - Localização geográfica da cidade de Florianópolis/SC (Google Earth, 2017) .....	53
Figura 38 - Comparativo entre os níveis de irradiação média nos planos horizontal e inclinado 17° e 27° .....	54
Figura 39 - Localização geográfica da cidade de Belém/PA (Google Earth, 2017).....	55
Figura 40 - Comparativo entre os níveis de irradiação média nos planos horizontal e inclinado 1° e 17° .....	56
Figura 41 - Localização geográfica da cidade de Petrolina/PE (Google Earth, 2017).....	56
Figura 42 - Comparativo entre os níveis de irradiação média nos planos horizontal e inclinado 9° e 17° .....	57
Figura 43 - Localização geográfica da cidade de São Paulo/SP (Google Earth, 2017) .....	58
Figura 44 - Comparativo entre os níveis de irradiação média nos planos horizontal e inclinado 23° e 17° .....	59
Figura 45 - Comparação entre os níveis de irradiação solar global média das cinco cidades no plano inclinado a 17° .....	59
Figura 46 - Curvas características do gerador fotovoltaico e intervalo operacional de um inversor (LAMBERTS, 2010).....	71
Figura 47 - Diagrama esquemático do sistema fotovoltaico de 2,24 kWp de Brasília – DF, mostrando os módulos conectados em série .....	74
Figura 48 - Gráfico da compatibilidade do sistema fotovoltaico x inversor gerado pelo software Sunny Design 3.....	75
Figura 49 - Diagrama esquemático do sistema fotovoltaico de 2,8 kWp das cidades de Florianópolis – SC, Petrolina – PE, Belém – PA, mostrando módulos conectados em série .....	75
Figura 50 - Sobreposição da curva de geração fotovoltaica em Brasília - DF com a curva de demanda da Região Centro-Oeste.....	82
Figura 51 - Sobreposição da curva de geração fotovoltaica em Florianópolis com a curva de demanda da Região Sul .....	83
Figura 52 - Sobreposição da curva de geração fotovoltaica em Petrolina - PE com a curva de demanda da Região Nordeste .....	83
Figura 53 - Sobreposição da curva de geração fotovoltaica em Belém - PA com a curva de demanda da Região Norte .....	84
Figura 54 - Sobreposição da curva de geração fotovoltaica em São Paulo com a curva de demanda da Região Sudeste .....	84

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Os 10 países como maior geração FV (IEA, 2015).....	36
Tabela 2 - Países com maior ampliação de geração FV (IEA, 2015).....	37
Tabela 3 - Potencial fotovoltaico residencial (EPE, 2014).....	38
Tabela 4 - Custo de investimento em sistemas fotovoltaicos no Brasil (R\$/Wp) (MME, 2017) .....	41
Tabela 5 - Tipos de geração fotovoltaica no Brasil (Resolução Normativa nº 687/2015) .....	44
Tabela 6 - tabela de classificação dos módulos fotovoltaicos (INMETRO, 2012) .....	45
Tabela 7 - Irradiação solar diária média - Brasília – DF (SAM 2017.9.5) .....	52
Tabela 8 - Irradiação solar diária média - Florianópolis - SC (SAM 2017.9.5).....	54
Tabela 9 - Irradiação solar diária média - Belém - PA (SAM 2017.9.5).....	55
Tabela 10 - Irradiação solar diária média - Petrolina - PE (SAM 2017.9.5) .....	57
Tabela 11 - Irradiação solar diária média – São Paulo - SP (SAM 2017.9.5).....	58
Tabela 12 - Potência média em kW.....	63
Tabela 13 - Dados dos módulos fotovoltaicos (Valores obtidos de diversos fornecedores) .....	64
Tabela 14 - Área demandada em m <sup>2</sup> de acordo com a potência necessária para cada cidade .....	64
Tabela 15 - Quantidade de módulos de acordo com a potência necessária para cada cidade .....	65
Tabela 16 - Quantidade de módulos adicionais.....	66
Tabela 17 - Quantidade final de módulos.....	66
Tabela 18 - Custo adicional em R\$ pela quantidade de módulos adicionais.....	66
Tabela 19 - Custo final em R\$ após a adição dos módulos adicionais.....	67
Tabela 20 – Porcentagem (%) de potência efetiva final e necessária após a adição dos módulos .....	68
Tabela 21 - Características Elétricas do Módulo YL140P-17b (YINGLI SOLAR, 2015) .....	69
Tabela 22 - Características técnicas do inversor Sunny Boy 1200 (SMA, 2016) .....	73
Tabela 23 - Energia gerada pelo sistema [kWh/ano].....	80
Tabela 24 - Fator de capacidade.....	81
Tabela 25 - Tarifas de energia e consumo (consultadas em novembro de 2017).....	86
Tabela 26 - Economia Anual (R\$) estimada para as cinco cidades.....	86
Tabela 27 - Custo do Sistema Fotovoltaico de 2,24 kWp .....	87
Tabela 28 - Custo do Sistema Fotovoltaico de 2,8 kWp .....	88
Tabela 29 - Custo do Sistema Fotovoltaico de 3,92 kWp .....	88
Tabela 30 - Período de Retorno Simples em anos para cada uma das cidades .....	89
Tabela 31 - Análise financeira Brasília – DF .....	90
Tabela 32 - Análise financeira Florianópolis – SC .....	91
Tabela 33 - Análise financeira Petrolina - PE .....	92
Tabela 34 - Análise financeira Belém – PA .....	93
Tabela 35 - Análise financeira São Paulo – SP .....	94

# LISTA DE SÍMBOLOS

## Símbolos Latinos

$R$	Raio	[m]
$C_p$	Calor específico a pressão constante	[kJ/kg.K]
$h$	Entalpia específica	[kJ/kg]
$\dot{m}$	vazão mássica	[kg/s]
$T$	Temperatura	[°C]
$U$	Coefficiente global de transferência de calor	[W/m <sup>2</sup> .K]
$a$	Albedo do planeta	

## Símbolos Gregos

$\alpha$	Difusividade térmica	[m <sup>2</sup> /s]
$\Delta$	Varição entre duas grandezas similares	
$\rho$	Densidade	[m <sup>3</sup> /kg]
$\pi$	Proporção numérica	
$\sigma$	Constante de Stefan-Boltzman	[W/m <sup>2</sup> .K <sup>4</sup> ]

## Sobrescritos

•	Varição temporal
-	Valor médio

## Siglas

EPIA	European Photovoltaic Industry Association
IEA	International Energy Agency
MME	Ministério de Minas e Energia
PDE	Plano Decenal de Expansão de Energia
INMET	Instituto Nacional de Meteorologia
SAM	System Advisor Model
NREL	National Renewable Energy Laboratory
SONDA	Sistema de Organização Nacional de Dados Ambientais
CC	Corrente Contínua
CA	Corrente Alternada
ID	Identificação

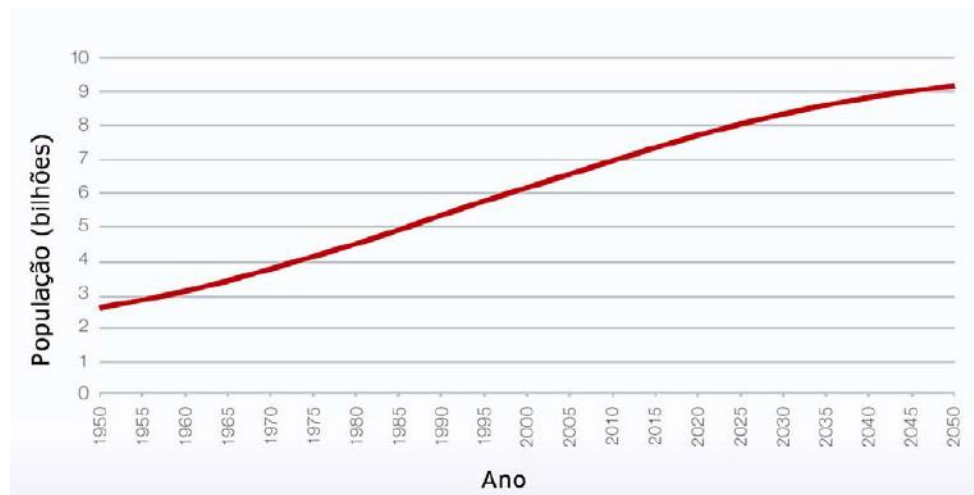


# 1 INTRODUÇÃO

## 1.1 INTRODUÇÃO

Atualmente, o desenvolvimento econômico de países esta a cada dia mais atrelado a uma atividade industrial crescente, por isso questões que envolvem maior geração energética para indústrias e outras atividades são de imenso interesse político e econômico. A matriz energética mundial é composta por diversas fontes primárias, dentre as quais se destacam petróleo, gás natural, carvão mineral, urânio, energia hidrocinética, energia solar, energia eólica e a energia proveniente da biomassa.

No entanto, apesar dessa diversidade, a utilização de combustíveis fósseis prevalece sobre as demais. Além disso, o mundo vivência um aumento populacional nunca antes presenciado. Segundo dados divulgados pela ONU, através do relatório executado pelo seu Fundo de População (UNFPA), a população mundial 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 (UNFPA, 2011)**

Devido ao problema da limitação das fontes de origem fóssil e a constante preocupação ambiental com o aumento da emissão de gases do efeito estufa (GEE), como o dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ), o metano ( $\text{CH}_4$ ) e o óxido nitroso ( $\text{N}_2\text{O}$ ) que causam danos à atmosfera, 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 (IEA), 2011a. Assim, com a elevação da demanda, a capacidade de geração também deve ser ampliada através da construção de novas unidades geradoras, que se permanecerem no modelo atual serão de grande porte e necessitarão de grandes linhas de transmissão e distribuição.

No entanto, este modelo vem sendo questionado devido ao surgimento de novas tecnologias aliado à dificuldade crescente de financiamento de grandes centrais geradoras e ao impacto ambiental de tais investimentos. Dessa forma, a geração descentralizada é vista como opção viável para expansão do setor elétrico mundial, principalmente através das fontes solar, eólica e de 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 e ainda por integrar-se às edificações no meio urbano, sem necessitar de áreas extras para sua instalação (RÜTER, 2004).

O uso desta fonte tem sido incentivado principalmente em países pertencentes à União Europeia, através da adoção de programas governamentais, lançados com o propósito de estimular o aumento no número de instalações, criando assim ganhos de escala, que conseqüentemente 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 aproximadamente 85 TWh de eletricidade por ano (EPIA, 2012). Este volume de energia é suficiente para atender as demandas 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 extenso, porque a maior parte do território nacional está localizada na região intertropical, o que resulta em altos índices de radiação. Apesar disso, a utilização desta fonte na matriz elétrica brasileira ainda está no início, sendo poucos os sistemas conectados à rede, voltados principalmente para projetos de pesquisa desenvolvidos por instituições acadêmicas. As principais aplicações da tecnologia fotovoltaica no país estão relacionadas à sistemas autônomos, ou seja, não conectados à rede e dependentes de um armazenador 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 hidrocínética, solar, eólica e de biomassa, espera-se que haja um aumento na utilização da energia solar no Brasil, e a partir disso, uma maior diversificação na matriz elétrica predominantemente abastecida por grandes hidrelétricas, como Itaipu, Angra ou futuramente Belo Monte.

## **1.2 MOTIVAÇÃO**

A expansão econômica e o crescimento humano dependem diretamente da disponibilidade de recursos energéticos, assim sendo, a geração de eletricidade próxima do local de consumo se mostra uma importante



aliada para a redução de perdas inerentes aos sistemas de transmissão e distribuição de sistemas elétricos integrados e vastos como o brasileiro.

Mesmo que a principal fonte energética brasileira venha das usinas hidrelétricas, e portanto, considerada uma fonte renovável, a disponibilidade de bacias hidrográficas próximas aos grandes centros consumidores é bastante reduzida. Por outro lado, a radiação solar que incide 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/m<sup>2</sup>, em qualquer região do território brasileiro são registrados valores entre 1.500 – 2.500 kWh/m<sup>2</sup>. Tais dados comprovam que o Brasil tem condições bastante favoráveis à utilização da energia solar, o que justifica sua incorporação como fonte complementar na matriz elétrica nacional.

Melhor dizendo, através da utilização de sistemas fotovoltaicos conectados à rede, esta fonte renovável, pode contribuir para a redução dos picos de demanda diurno, além de poder ser gerada junto ao ponto de consumo e não carecer de áreas extras para instalação dos painéis, pois como foi mencionado, podem ser integrados às edificações.

Apesar de a energia solar fotovoltaica ser utilizada como fonte de geração de energia elétrica ainda não ser divulgada em larga escala no Brasil, é interessante notar sua importância no potencial de geração descentralizada. É neste âmbito, que este trabalho contribuirá, demonstrando como funciona a conversão de energia solar em elétrica, quais diretrizes devem ser seguidas para o dimensionamento de um sistema fotovoltaico ligado à rede e qual sua parcela de contribuição no atendimento da demanda energética requerida pela edificação na qual está sendo instalado.

## **1.3 OBJETIVOS**

### **1.3.1 OBJETIVO PRINCIPAL**

O objetivo principal deste trabalho é constatar a aplicabilidade do uso de painéis fotovoltaicos em residências através do dimensionamento de sistemas conectados à rede pública, para cinco casas localizadas em meio urbano, que possuem as mesmas características construtivas e o mesmo consumo médio mensal de energia elétrica.

### **1.3.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

1. Executar um estudo comparativo entre sistemas fotovoltaicos instalados em diferentes regiões do Brasil.

2. Analisar a contribuição da geração fotovoltaica junto às curvas de demanda diária média das regiões Centro-Oeste, Norte, Nordeste, Sudeste e Sul do país, representadas respectivamente pelas cidades de Brasília – DF, Belém – PA, Petrolina – PE, São Paulo – SP e Florianópolis - SC.

3. Realizar uma análise econômica de aplicação do sistema nas diferentes regiões.

## **1.4 ESTRUTURA DO TRABALHO**

Este trabalho está dividido em cinco capítulos, conforme descrição abaixo:

No Capítulo 1 foi apresentada uma introdução sobre o tema estudado, a motivação e os objetivos estabelecidos para este Projeto de Graduação.

O Capítulo 2 consistirá da revisão bibliográfica, onde serão apresentados os conceitos e estudos envolvidos com o tema. Nele serão contextualizados os cenários energéticos e os panoramas de mercado tanto mundial, como nacional, além da apresentação dos conceitos sobre energia solar fotovoltaica e dos elementos necessários para a instalação e integração de um sistema conectado à rede elétrica.

Dentro do Capítulo 3 será exposta a metodologia de estudo utilizada, sendo discutido sobre cada etapa executada com o intuito de cumprir os objetivos apresentados inicialmente.

O Capítulo 4 trará os resultados e discussões, exibindo um comparativo entre os sistemas dimensionados para as casas das cinco cidades que foram base para o trabalho, analisando a contribuição da geração fotovoltaica para o suprimento da demanda energética das residências.

Encerrando, no Capítulo 5 serão apresentadas as conclusões do projeto e as propostas para trabalhos futuros que considerem o mesmo tema de trabalho.

## 2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

### 2.1 CENÁRIO ENERGÉTICO MUNDIAL

Há indícios, de que a energia proveniente de combustíveis fósseis ainda é a fonte geradora primária de muitos países, segundo dados publicados pelo BEN – Balanço Energético Nacional 2015, ano base 2014. Através da Figura 2, é perceptível que a oferta mundial de energia por fonte em 2012 foi composta por 31,4% de petróleo, 29% de carvão mineral e apenas 10% são de fontes renováveis.

2012  
Total: 13.371 10<sup>6</sup> tep (toe)

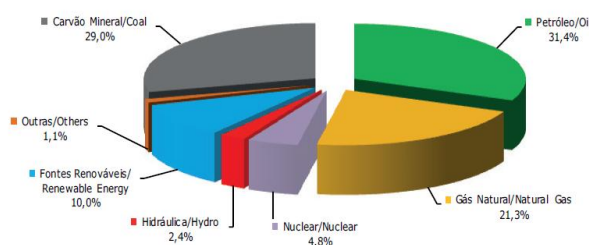


Figura 2 - Oferta de Energia por Fonte no Mundo (MME, 2013)

A geração de energia elétrica no mundo, em 2012, foi de 22.668 TWh, sendo o carvão mineral responsável por 40,4% do total, seguido pelo gás natural com 22,5%, pela energia hidráulica com 16,2% e pela fonte nuclear 10,9%. O petróleo se igualou com as demais fontes sendo ambos responsáveis por 5%, conforme ilustrado na Figura 3.

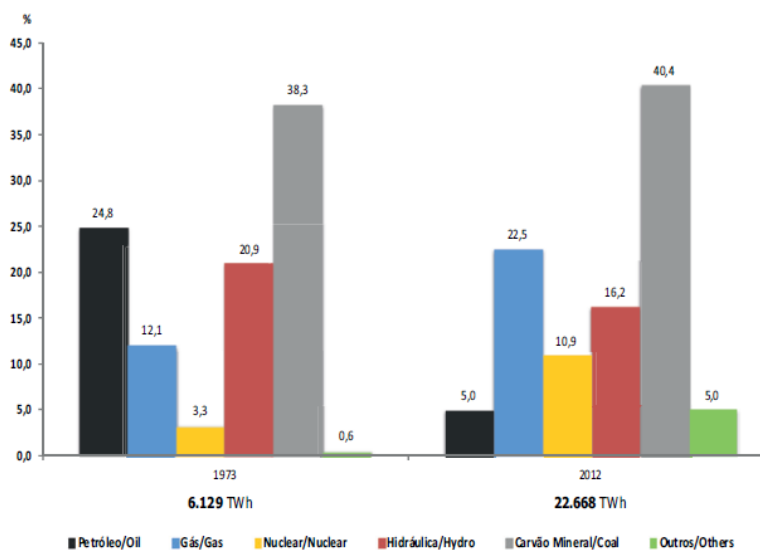
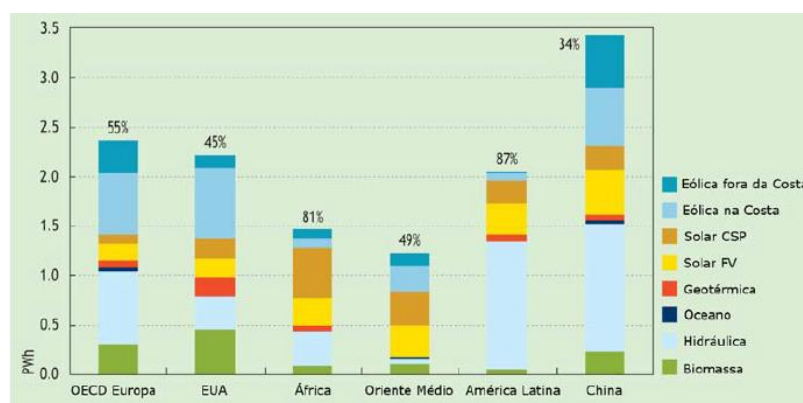


Figura 3 - Produção de Energia Elétrica por Fonte (MME, 2013)

Comparando-se os anos de 1973 e 2012, representados na Figura 3, nota-se o crescimento na participação do carvão mineral, do gás natural, da energia nuclear e das outras fontes na produção de energia elétrica, e uma queda na participação da energia hidráulica e do petróleo.

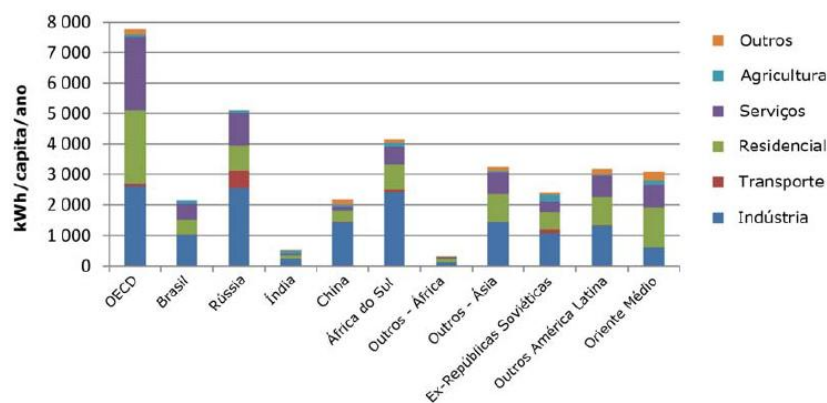
Estes números revelam a profunda dependência de combustíveis fósseis, dadas as circunstâncias, esforços com o intuito de restringir a emissão de gases do efeito estufa e as preocupações com a segurança do abastecimento desses combustíveis levaram a uma maior atenção e apoio as políticas de energias renováveis 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, como podemos ver na Figura 4.



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

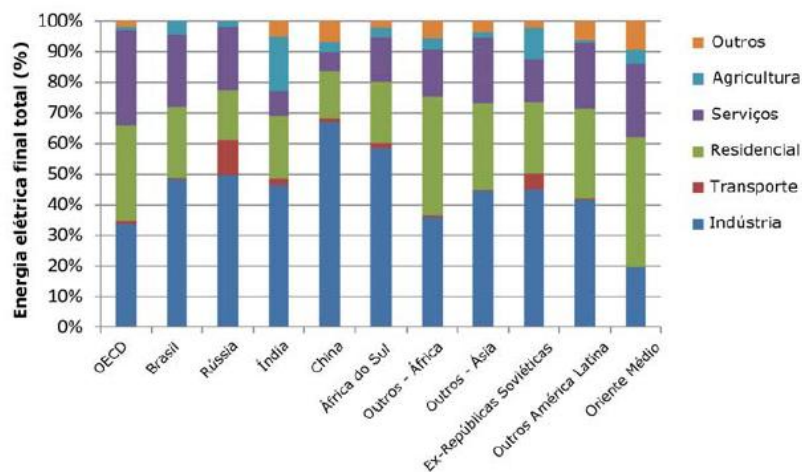
Segundo a IEA – Agência Internacional de Energia (2011), a eletricidade representa 17% da demanda total de energia mundial, sendo que até 2050 deverá aumentar para 23%. O acesso à eletricidade é essencial para o desenvolvimento humano e para o crescimento econômico, sendo que a expansão e modernização dos sistemas elétricos devem atender a 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 Organização para Cooperação e Desenvolvimento Econômico – OCDE consomem cerca de 7.800 kWh/capita/ano. Índia e África, excluindo a África do Sul consomem menos que 600 kWh/capita/ano. Tais números demonstram as diferenças tanto em países da OCDE, como também entre países membros dos BRICS e outros.



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

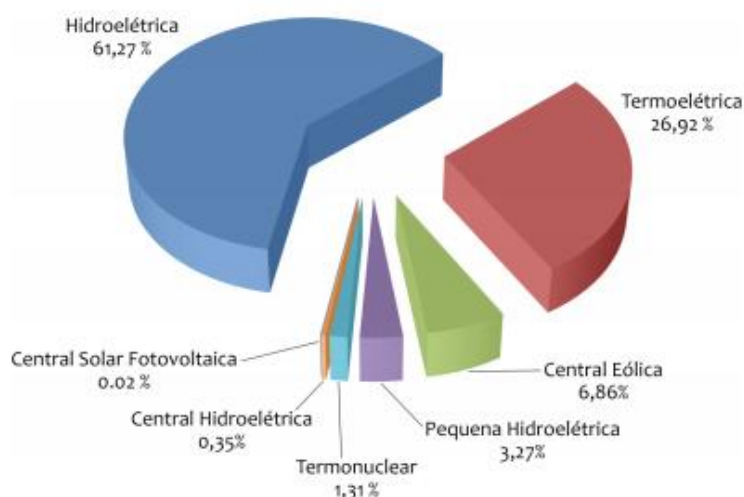
Assim como o consumo per capita varia de um país para o outro, o uso da eletricidade em diferentes setores econômicos também varia entre regiões e países, conforme ilustrado na Figura 6. No caso do Brasil, a indústria consome quase 50% do total, seguida pelos setores de serviços e residencial.



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

## 2.2 CENÁRIO ENERGÉTICO BRASILEIRO

O sistema elétrico brasileiro apresenta-se como um sistema essencialmente hidrotérmico de grande porte com forte predominância de usinas hidroelétricas e com múltiplos proprietários, formado pelas empresas das regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte da região Norte. Em maio de 2017, a capacidade total de geração de energia elétrica no Brasil atingiu a marca aproximada de 152 GW com participação das diversas fontes de energia conforme ilustrado na Figura 7.



**Figura 7 - Matriz elétrica brasileira em maio de 2017 (ANEEL, 2017)**

Enquanto as termoelétricas e as hidroelétricas são consideradas fontes firmes capazes de garantir o atendimento da demanda de carga típica do sistema, fontes renováveis como a eólica e a solar fotovoltaica são consideradas fontes intermitentes de energia devido à variabilidade temporal elevada associada às condições meteorológicas presentes no local da planta.

Atualmente, o sistema elétrico brasileiro está praticamente todo conectado através do Sistema Interligado Nacional (SIN), com tamanho e características que permitem considerá-lo único em âmbito mundial. Apenas 1,7% do total da demanda de energia elétrica no Brasil é atendida por sistemas isolados (não conectados ao SIN), localizados principalmente na região amazônica.

A Figura 8 mostra o mapa do Sistema Interligado Nacional (ONS, 2015), ilustrando a abrangência nacional do SIN.

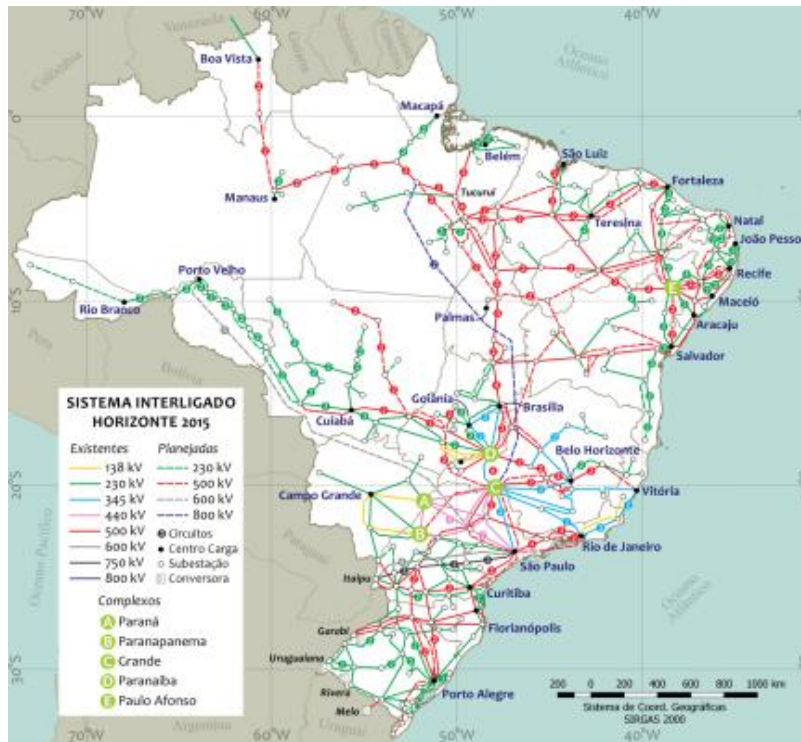


Figura 8 - Representação do sistema interligado nacional (SNI) (ONS, 2015)

A Figura 9 apresenta previsão que aponta um crescimento da demanda de eletricidade na ordem de 200% para os próximos 30 anos, com base na série histórica do consumo de eletricidade no Brasil (MME, 2016b).

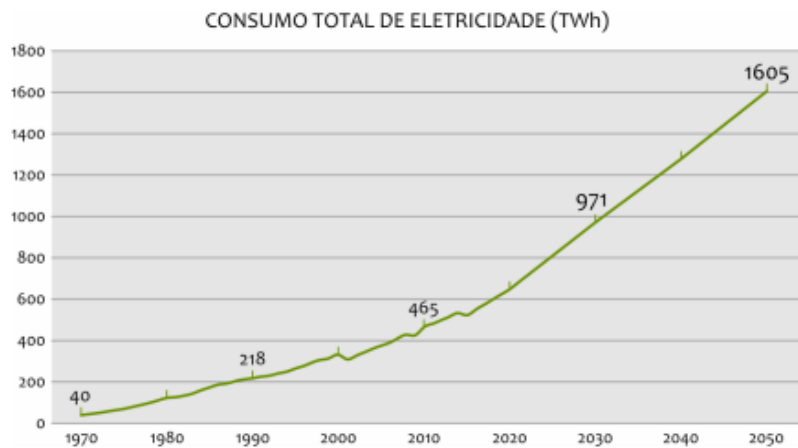


Figura 9 - Série Histórica do Consumo Total de Energia Elétrica no Brasil (1970-2015) e previsão de demanda para o período 2020-2050 (MME, 2017)

O valor atual de perdas no SIN é cerca de 15%, com projeção de redução para 14% até 2050. Entre os fatores que contribuem para essas perdas estão a distância entre as grandes usinas e os principais centros de consumo (perdas na transmissão e distribuição) e perdas associadas ao desvio de energia (consumidor que faz a utilização da energia elétrica sem que esta seja contabilizada no sistema) (MME, 2016a; MME, 2016b).

Devido às características de suscetibilidade do recurso hídrico em conjunto com o crescimento da demanda de eletricidade, torna-se necessário diversificar as fontes de energia que compõem a matriz elétrica brasileira, buscando aproveitar fontes de energia que causem baixo impacto ao meio ambiente. Dados disponíveis nos relatórios anuais do Balanço Energético Nacional (BEN), publicados entre os anos de 2011 e 2015, mostram um crescimento significativo na participação de combustíveis fósseis devido ao crescimento no despacho das termelétricas para atender ao aumento da demanda de energia e à queda na participação de hidroelétricas associada à crise hídrica recente, decorrente do longo período de estiagem que atingiu grande parte do território brasileiro. Durante esse período, foi também observado o crescimento na participação de energias renováveis não-hidro, mas em proporção menor do que da geração térmica, o que demonstra que o modelo adotado para manutenção da segurança energética nacional contraria o conceito de sustentabilidade adotado atualmente (PEREIRA, 2017).

Aliados à necessidade de diversificar as fontes de energia, existem ainda os compromissos apresentados pelo Brasil às Nações Unidas para redução de emissão de gases do efeito estufa (NDC, 2016). Esses compromissos foram ratificados em reunião na ONU realizada em setembro de 2016. O país incluiu, entre seus compromissos, a meta de alcançar 45% de participação de fontes renováveis de energia (incluindo fonte hídrica, com participação das demais renováveis entre 28% e 33% deste total) na matriz energética e reduzir em 43% as emissões de gases de efeito estufa até 2030 em relação aos níveis de emissões observados em 2005 (TOLMASQUIM, 2003).

Considerando os aspectos mencionados, uma questão importante que se apresenta neste momento é o planejamento do setor energético para servir como ferramenta de apoio na formulação de políticas públicas específicas a fim de garantir o atendimento da demanda crescente de energia. O planejamento energético também é extremamente importante para assegurar o abastecimento de energia ao menor custo, com o menor risco de desabastecimento e com os menores impactos socioeconômicos e ambientais.

## **2.3 TECNOLOGIA DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA**

### **2.3.1 CONCEITO**

Para demonstrar a diversidade de visões acerca do conceito de Geração Distribuída (GD), aqui serão expostas definições-exemplo, que não conseguem defini-la adequadamente, mas colaboram muito para a discussão e elaboração do conceito. Nessas definições-exemplo, verifica-se que cada autor utiliza a definição que satisfaz determinadas necessidades. Mesmo grandes organizações de caráter técnico, como *International Council on Large Electric Systems (CIGRE)*, o *Institute of Electrical and Electronic Engineers (IEEE)* e a



*International Energy Agency (IEA)* divergem substancialmente com relação ao conceito de GD (Severino, 2008).

Segundo o Instituto Nacional de Eficiência Energética (INEE), a Geração Distribuída (GD) é uma expressão usada para designar a geração elétrica realizada junto ou próximo do consumidor independente da potência, tecnologia e fonte de energia empregadas. O conceito envolve equipamentos de medida, controle e comando que articulam a operação dos geradores e o eventual controle de cargas para que estas se adaptem à oferta de energia.

Embora a definição do INEE seja bem adequada existem diversas definições, segundo Lora e Haddad (2006), GD é uma denominação genérica para diversos tipos de sistemas de geração elétrica de pequeno porte localizada no ponto de consumo final ou próxima deste, é alternativa concreta de suprimento de energia elétrica e de energia térmica aos usuários e configura um modelo complementar ou alternativo ao das grandes centrais de potência no suprimento de energia elétrica.

Para o IEEE, *Institute of Electrical and Eletronical Engineers*, 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 da carga.

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 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

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 locais isolados.

### **2.3.2 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO BRASIL**

A energia gerada de forma tradicional, centralizada nas usinas de grande porte, é conectada a linhas de transmissão e distribuição bastante extensas até chegar ao consumidor final. No entanto, regiões mais

afastadas, com população pequena e, conseqüentemente, com demanda muito menor por energia, sofrem pela carência do recurso, visto que o retorno financeiro do investimento em extensões da rede elétrica convencional em casos como esses não seria vantajoso.

Em 2015, o Ano Internacional da Luz, criado pela Organização das Nações Unidas (ONU) com o intuito de sensibilizar os governos sobre o assunto, mostra que há 1,5 bilhão de pessoas no mundo vivendo sem acesso à energia elétrica. No Brasil, segundo o Ministério de Minas e Energia (MME), 190 mil famílias – a maioria na zona rural – ainda vivem sem eletricidade. No entanto, diante das novas tendências tecnológicas, ambientais, econômicas e sociais, é mandatório o desenvolvimento de formas diversificadas de geração elétrica, assim como a diminuição da distância entre a geração e o consumo, para ampliar o alcance e a qualidade do abastecimento.

A partir de 2012 com a implementação da Resolução Normativa nº. 482 da ANEEL, que estabeleceu o sistema de compensação de energia, o mercado de (GD) no Brasil vem crescendo exponencialmente. Vale lembrar que a partir da primeira metade do século XX, quando a energia industrial era praticamente toda gerada localmente a geração elétrica próxima ao consumidor chegou a ser uma regra. Porém, 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 conseqüentemente, houve uma estagnação no desenvolvimento tecnológico para incentivar este tipo de geração (INEE, 2011). Segundo a Associação da Indústria de Cogeração de Energia (COGEN), a GD é um tipo de geração de energia elétrica que se diferencia da centralizada exatamente por ocorrer em locais em que não seria instalada uma usina convencional.

Ou seja, contribui para aumentar a distribuição geográfica da geração de energia elétrica em determinada região. Por ser descentralizada, a Geração Distribuída garante vantagens de imediato. Para a Cemig, companhia de capital aberto do segmento de energia elétrica que atua em 22 Estados no Brasil, a GD diminui os custos de transmissão e distribuição, incluindo interconexão e distribuição regional, aproveita os recursos renováveis locais e aumenta a eficiência pela cogeração.

Assim, devido às condições reais de ganhos em eficiência econômica e a amplificação da competição, a geração distribuída é uma importante alternativa para o setor elétrico nacional. No entanto, existem barreiras para o avanço desta tecnologia, quanto à segurança das instalações residenciais e aqueles que darão manutenção a esses sistemas e se a qualidade da energia gerada poderá ser garantida. Por isso, a padronização dos equipamentos de interconexão e a criação de normas são indispensáveis para um melhor gerenciamento da rede e garantia de sucesso em pequenos projetos.

## **2.4 O RECURSO SOLAR**

Em virtude do aumento do consumo energético em escala global, o aproveitamento da energia gerada pelo Sol, tanto como fonte de calor quanto de luz, se mostra uma alternativa das mais promissoras. E quando se fala em energia, deve-se lembrar de que o Sol é o responsável pelo surgimento de praticamente todas as fontes conhecidas pelo homem.

É a partir da energia solar que ocorre a evaporação da água e sua consequente precipitação ao ser represada, nos entrega a energia hidrelétrica. A radiação solar provoca, também, uma circulação atmosférica em larga escala, causadora dos ventos. O petróleo, o carvão e o gás natural são gerados a partir dos resíduos de plantas e de animais que, originalmente, obtiveram a energia necessária ao seu desenvolvimento, da radiação solar (CRESESB, 2004).

O Sol fornece anualmente,  $1,5 \times 10^{18}$  kWh de energia a atmosfera terrestre. Esse valor é correspondente a mais de mil vezes o consumo energético mundial no mesmo período, o que indica a radiação solar como uma fonte inesgotável de energia com um grande potencial de utilização por meio de sistemas de conversão e absorção da mesma.

#### **2.4.1 ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA**

A energia solar fotovoltaica é obtida através da conversão direta de luz em eletricidade, denominada de efeito fotovoltaico e é realizada pelos dispositivos fotovoltaicos (FV). Tal efeito foi relatado pelo físico Edmond Becquerel, em 1839 onde constatou uma diferença de potencial nos extremos de uma estrutura de material semicondutor quando exposto a 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 assim essa diferença de potencial (CRESESB, 2004).

Essa conversão da energia solar em energia elétrica ocorre de maneira silenciosa, sem emissão de gases, não necessitando de um 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 aquecimento de água ou a geração de energia elétrica através de sistemas termo-solares com concentradores (LAMBERTS, 2010).

A conversão fotovoltaica na sua forma moderna iniciou-se em 1954 quando os pesquisadores da Bell Telephone anunciaram o desenvolvimento de uma célula solar de silício com 4,5% de eficiência de conversão. Desde então, essa tecnologia experimentou um enorme desenvolvimento e tem sido utilizada como a principal fonte de energia elétrica em aplicações espaciais. Em meados da década de 60, iniciaram-se as primeiras aplicações terrestres em locais remotos para fins de telecomunicação, sistemas de sinalização e proteção catódica. No início da década de 90, com avanços adicionais da tecnologia e a significativa redução de seus custos Figura 10, além das urgências de ordem ambiental, a conversão fotovoltaica teve as suas aplicações terrestres ampliadas e inseriu-se crescentemente no mercado mundial. Estima-se que em fins do século XX o mercado fotovoltaico era de cerca de um bilhão de dólares/ano (TOLMASQUIM, 2003).

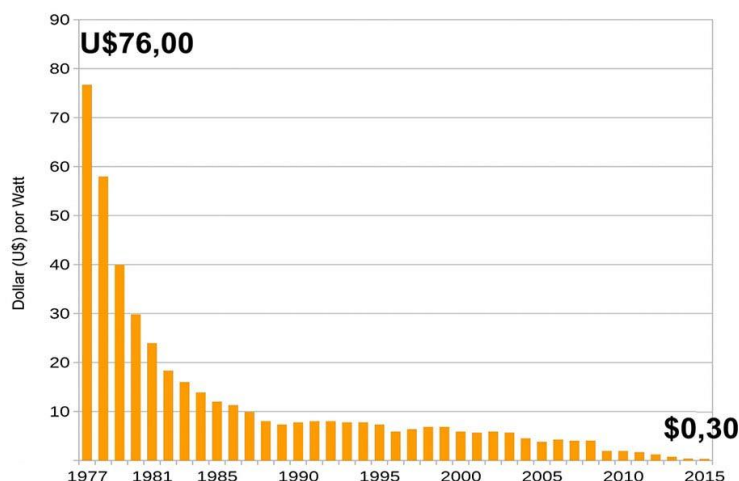


Figura 10 - variação do preço do módulo fotovoltaico - 1977-2015 (MAYCOCK, 2001).

No período 1977-1990 o custo do módulo fotovoltaico caiu mais de 80%, partindo de um preço de US\$ 76,00/W atingiu o valor de US\$ 9,00/W. Na década de 90, os preços mantiveram uma relativa estabilidade, com uma variação não superior a 1US\$/W. Em fins do ano 2000, o custo do módulo era tipicamente de 3,75 US\$/W. Verifica-se, portanto, que depois de um período de rápido declínio no período de 1977-1985, os preços diminuíram de acordo com o aumento da produção mundial de módulos (TOLMASQUIM, 2003).

## 2.4.2 RADIAÇÃO SOLAR

O planeta Terra, em seu movimento anual em torno do Sol, descreve uma trajetória elíptica num plano com ângulo de inclinação de, aproximadamente,  $23,5^\circ$  em relação ao plano equatorial. Esta inclinação é responsável pela variação na elevação do sol no horizonte, dando origem às estações do ano, conforme visualizado na Figura 11.

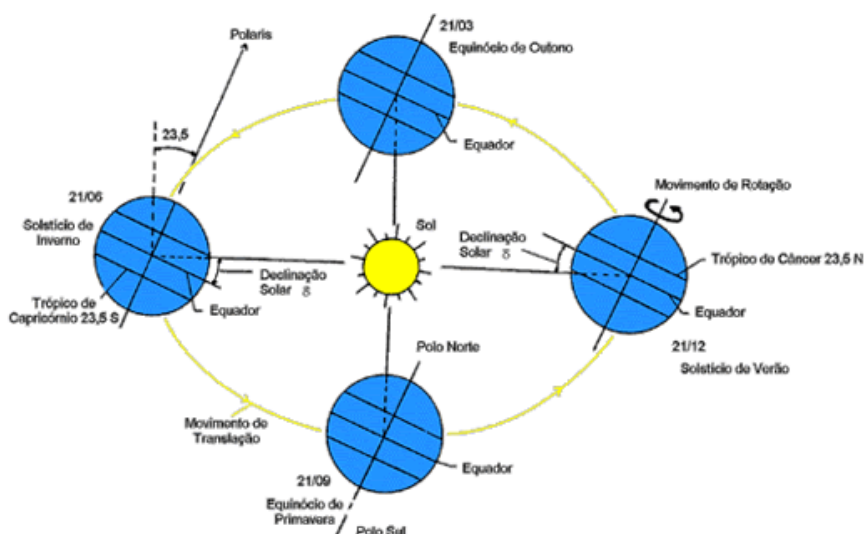


Figura 11 - Órbita da Terra em torno do Sol com inclinação de  $23,5^\circ$  (CRESESB, 2004).

A posição angular do Sol, ao meio dia solar, em relação ao plano do Equador é chamada Declinação Solar ( $\delta$ ). Este ângulo pode variar de acordo com o dia do ano, dentro dos limites seguintes:

$$-23,5^\circ \leq \delta \leq 23,5^\circ$$

A soma da declinação com a latitude local determina a trajetória do movimento aparente do Sol para um determinado dia em um determinado local. A Figura 12 demonstra as posições do Sol em relação à Terra durante os períodos de equinócio e solstício.

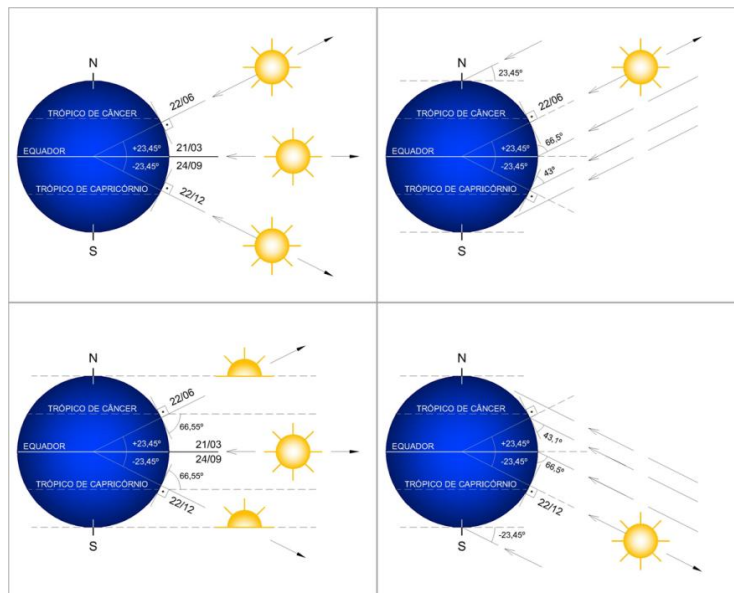


Figura 12 - A Terra e Sol nas posições de Solstício e Equinócio (FRAIDENRAICH & LYRA, 2001)

A fim de que haja um melhor aproveitamento da radiação solar, se faz necessário o conhecimento de algumas relações geométricas entre os raios solares, que variam de acordo com o movimento do Sol e da superfície terrestre. Tais relações são mostradas na Figura 13:

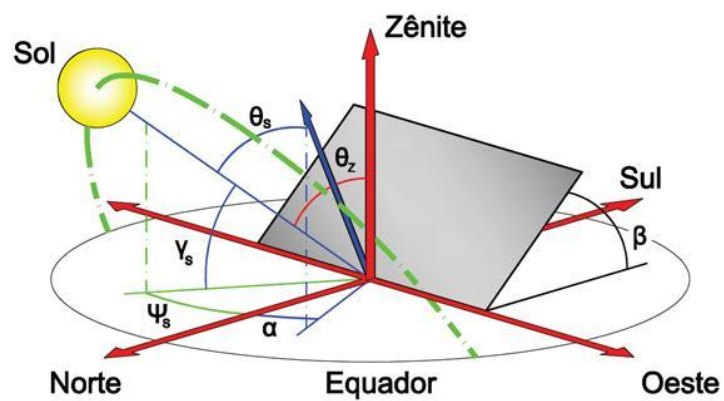
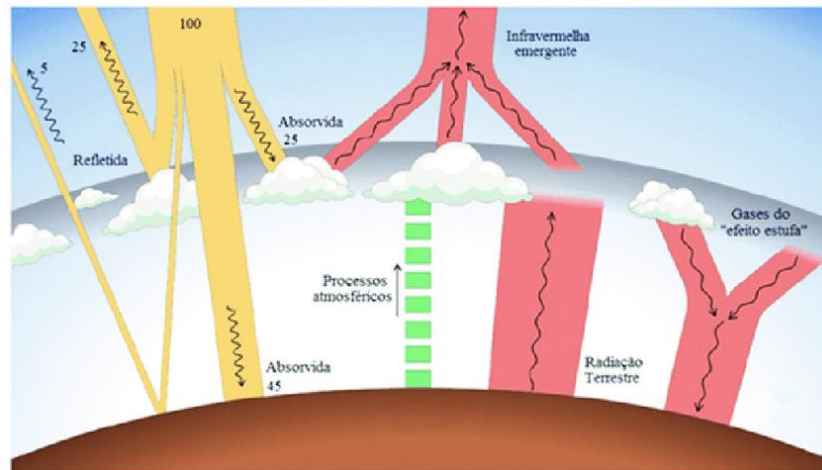


Figura 13 - Ângulos geométricos para cálculo de incidência

- Ângulo de Incidência ( $\theta_s$ ): ângulo compreendido entre o raio solar e a normal (n) à superfície de captação;
- Altura Solar ( $\gamma_s$ ): ângulo entre o raio solar e a sua projeção sobre o plano horizontal;
- Ângulo Azimutal de Superfície ( $\alpha$ ): ângulo compreendido entre a projeção da normal à superfície no plano horizontal e a direção Norte-Sul. O deslocamento angular é tomado a partir do Norte e está compreendido entre  $-180^\circ$  e  $180^\circ$ , sendo considerado negativo quando se encontra à sua direita;
- Ângulo Azimutal do Sol ( $\psi_s$ ): ângulo formado entre a projeção do raio solar no plano horizontal e a direção Norte-Sul. Obedece à mesma convenção citada para o ângulo azimutal de superfície;
- Inclinação da superfície ( $\beta$ ): ângulo formado entre o plano da superfície coletora e a horizontal;
- Ângulo Zenital ( $\theta_z$ ): ângulo formado entre o raio solar e o Zênite; equivale à distância angular entre o feixe solar e a vertical do local de incidência.
- Ângulo Horário ( $\omega$ ): ângulo entre o meridiano do Sol e o meridiano do local. O ângulo horário ( $\omega$ ) considera todo o intervalo de horas entre o nascer e o pôr do sol, sendo negativo pela manhã e positivo à tarde. Cada hora angular corresponde a um deslocamento de  $15^\circ$ .

A NBR 10899/2013 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 determinado espaço de tempo, variando de uma hora até um dia. A irradiância solar é a taxa da radiação solar incidente em uma superfície por unidade de área, medida em watts por metro quadrado e definida, normalmente, por “G”. É este o parâmetro utilizado para o cálculo da quantidade estimada de energia elétrica que um sistema fotovoltaico será capaz de produzir.

A luz solar que atinge a superfície terrestre é composta por uma fração direta e por uma fração difusa. A fração direta segue a direção do Sol, produzindo sombras bem definidas de qualquer objeto. Já a fração difusa é aquela proveniente da atmosfera e depende de uma direção específica. Ao atravessar a atmosfera, a radiação solar é atenuada por processos físicos de espalhamento e absorção como os constituintes atmosféricos e a superfície do planeta. Na Figura 14 estão representados, de forma bastante simplificada, os principais processos de interação da radiação solar e da radiação térmica no sistema Atmosfera-Terra.

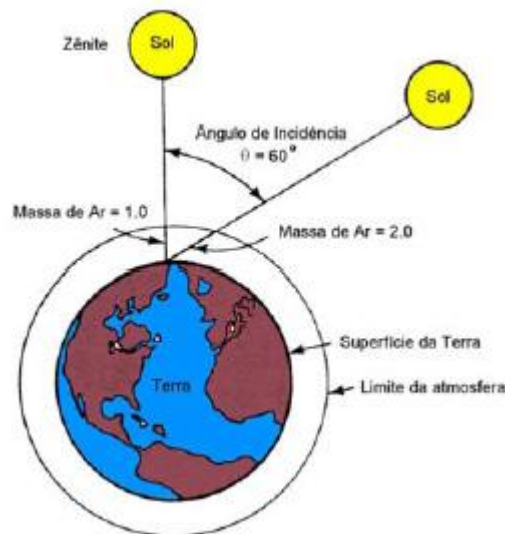


**Figura 14 - Processos de interação da radiação solar com a atmosfera terrestre (PEREIRA,2006).**

As nuvens, os gases, partículas atmosféricas e a superfície refletem cerca de 30% da radiação incidente no topo da atmosfera. Os 70% restantes são absorvidos produzindo aquecimento do sistema e causando evaporação de água (calor latente) ou convecção (calor sensível). A energia absorvida pelo sistema Atmosfera-Terra é reemitida na faixa do infravermelho do espectro de radiação eletromagnética – 4 a 100  $\mu\text{m}$  – sendo que 6% é proveniente da superfície e 64% tem origem em nuvens e constituintes atmosféricos (PEREIRA, 2006).

É fato que quando a posição do Sol é perpendicular à superfície da Terra, a luz solar percorre um caminho muito menor pela atmosfera e o contrario ocorre quando o ângulo de incidência é muito baixo. Dessa forma um modelo simples para calcular a intensidade de insolação solar baseia-se no numero da massa de ar que pode ser calculado através da Equação 1 e a trajetória dos raios solares pode ser verificada na Figura 15.

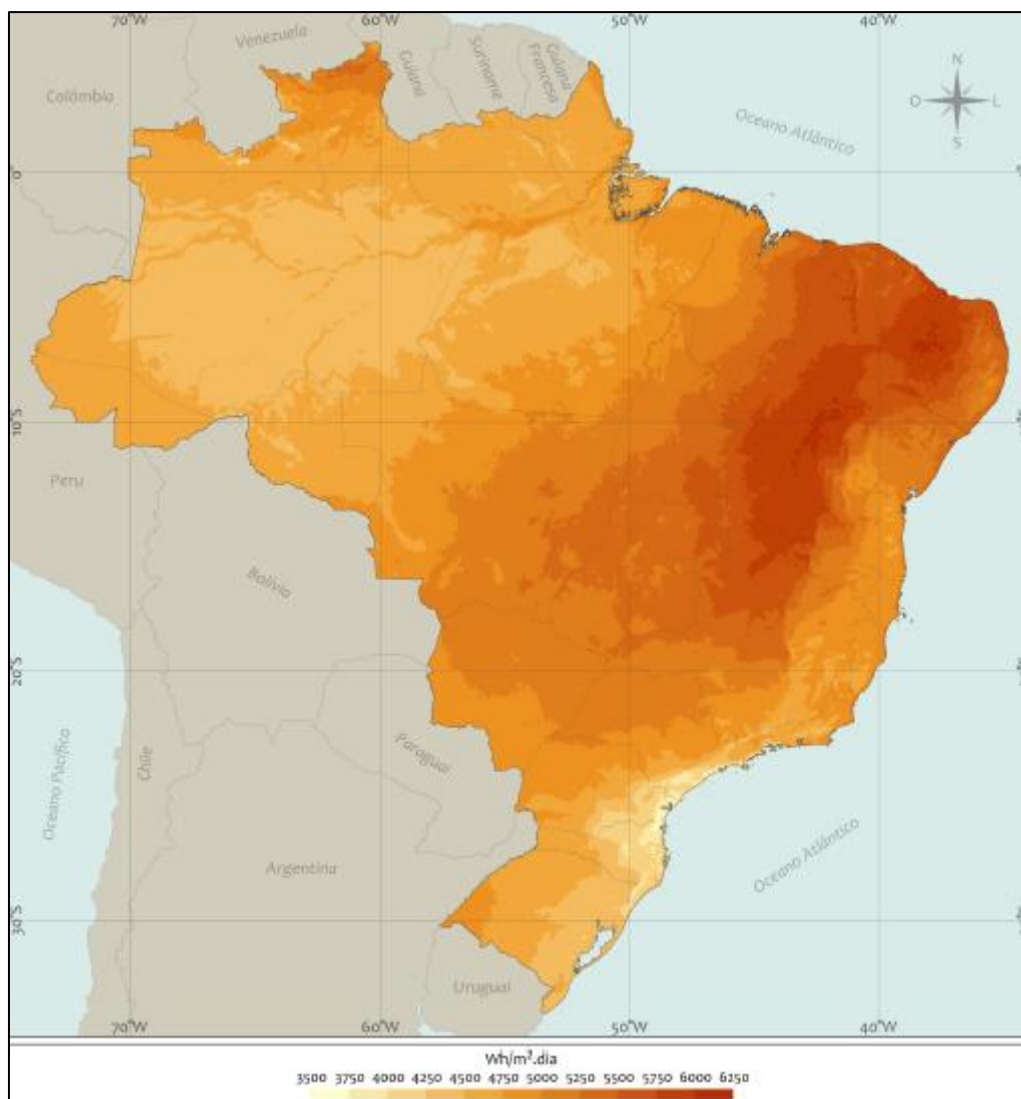
$$\text{Massa de Ar} = \frac{1}{\cos(\theta)} \quad (1)$$



**Figura 15 - Trajetória dos raios solares e região da Massa de Ar (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  $1.325 \text{ W/m}^2$  e  $1.412 \text{ W/m}^2$ . O valor médio é designado por constante solar,  $E_0 = 1.367 \text{ W/m}^2$  (IST;DGS;UE, 2004).

O nível de irradiância na Terra atinge um valor de aproximadamente  $1000 \text{ W/m}^2$  ao meio-dia, em boas condições climáticas, independentemente da localização. A irradiação global anual pode ser medida em  $\text{kWh/m}^2$  e varia de modo significativo de acordo com as regiões, como pode ser visualizada no mapa de irradiação global horizontal (irradiação direta somada com a difusa) média anual do Brasil.

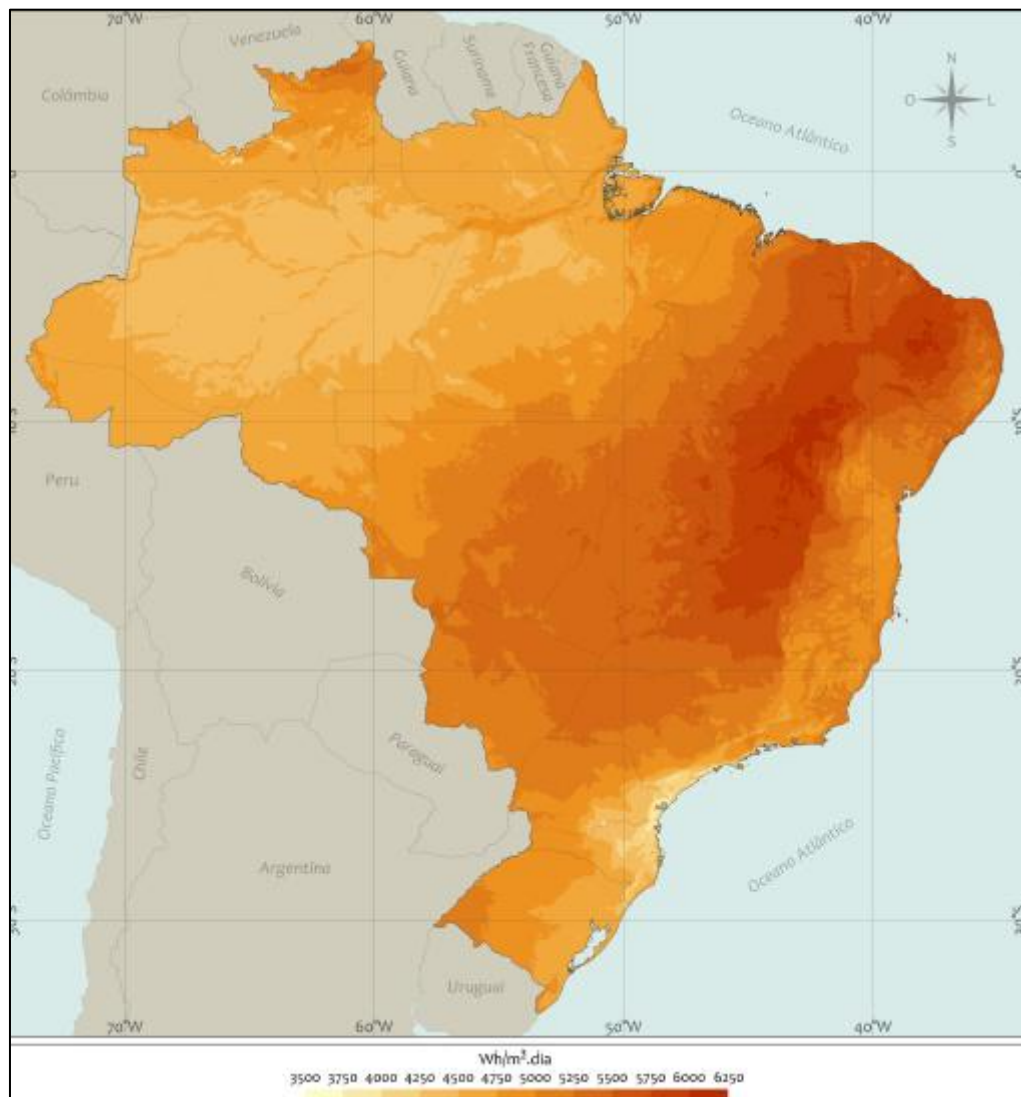


**Figura 16 - Mapa brasileiro de irradiação solar global horizontal média anual (PEREIRA, 2017)**

O mapa representado na Figura 16 mostra a média anual do total diário de irradiação solar global no território brasileiro. Os índices de irradiação global apresentam médias relativamente altas em todo país, apesar das diferenças climáticas entre as regiões. É observado que a região norte do estado da Bahia, caracterizado pelo clima semiárido, com baixa precipitação ao longo do ano e a menor média anual de cobertura de nuvens do Brasil, é o que apresenta maior valor de irradiação global –  $6,5 \text{ kWh/m}^2$ . A menor irradiação global solar –  $4,25 \text{ kWh/m}^2$  - 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 – 2.500 kWh/m<sup>2</sup>) são superiores aos da maioria dos países da União Europeia, como a Alemanha (900 – 1.250 kWh/m<sup>2</sup>), onde os incentivos governamentais para a criação de projetos que aproveitam a radiação solar são muito fortes (PEREIRA, 2017).



**Figura 17 - Mapa brasileiro de irradiação solar no plano inclinado média anual (PEREIRA, 2017).**

O mapa da Figura 17 mostra a média anual de irradiação solar diária incidente sobre um plano com inclinação igual a latitude local. Esta configuração é a que possibilita a máxima captação de energia solar incidente, pois a irradiação solar sobre o plano inclinado apresenta forte influência do albedo da superfície (ângulo entre a normal do plano e a trajetória direta dos raios solares). 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, 2017).

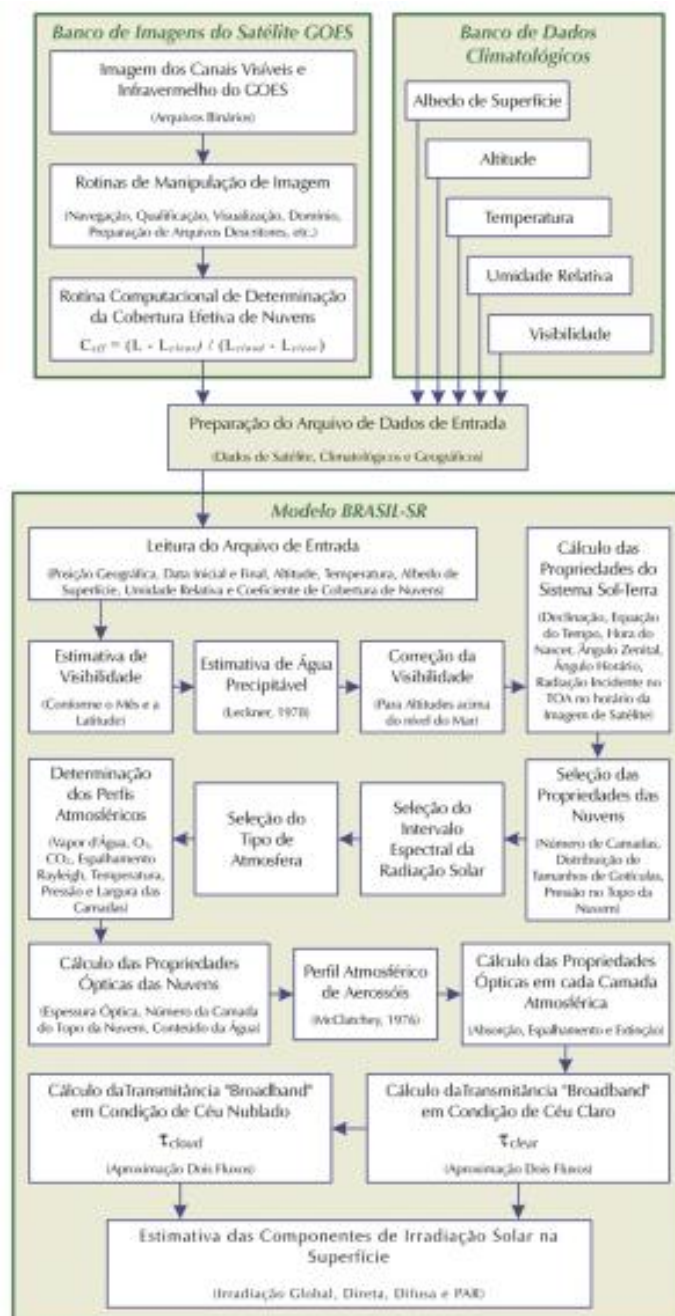
## **2.5 MODELOS FÍSICOS PARA OBTENÇÃO DE ESTIMATIVAS DE IRRADIAÇÃO SOLAR**

Para estimar o fluxo de radiação solar na superfície, utilizam-se modelos que simulam esses processos físicos na atmosfera. As parametrizações baseiam-se em dados coletados em superfície ou por satélites que permitem inferir as propriedades óticas da atmosfera e, portanto, a contribuição de cada processo radiativo na transmitância atmosférica total da radiação solar. Varias técnicas foram desenvolvidas para obtenção da solução exata da equação de transferência radiativa. Dentre elas podem-se citar os métodos que utilizam harmônicos esféricos, ordenadas discretas, técnica de Monte Carlo e diferenças finitas.

Tais modelos podem ser classificados em estatísticos e físicos. Os modelos estatísticos utilizam formulações empíricas entre medidas de radiação incidente na superfície e condições atmosféricas locais e, geralmente, apresentam validade restrita a região estudada. Já os modelos físicos são válidos para qualquer região uma vez que solucionam a equação de transferência radiativa que descreve matematicamente os processos físicos que ocorrem na atmosfera. A principal dificuldade na aplicação de modelos físicos se encontra na obtenção dos dados necessários para a parametrização das interações entre a radiação solar e os constituintes atmosféricos. Entre esses dados pode-se citar a cobertura de nuvens e o perfil dos constituintes atmosféricos como aerossóis, vapor d'água, ozônio e outros gases atmosféricos (PEREIRA, 2017).

### **2.5.1 MODELO BRASIL - SR**

O modelo BRASIL – SR é um modelo físico para obtenção de estimativas da radiação solar incidente na superfície que combina a utilização da aproximação de “Dois-Fluxos” na solução da equação de transferência radiativa com o uso de informações climatológicas e parâmetros determinados a partir de imagens de satélite. A Figura (x) mostra o fluxograma dos procedimentos executados para obtenção das estimativas de irradiação solar utilizando o modelo BRASIL – SR.



**Figura 18 - Fluxograma do modelo de transferência radiativa BRASIL - SR (PEREIRA, 2006).**

A obtenção da estimativa do fluxo de radiação solar incidente na superfície é dividida em três etapas:

- Tratamento dos dados climatológicos e das imagens de satélite;
- Solução da equação de transferência radiativa utilizando a aproximação de “Dois-Fluxos”;
- Cálculo de cada uma das componentes do fluxo de radiação solar (global, direta e difusa).

Na primeira etapa o objetivo é a preparação dos dados de entrada no modelo. A base de dados necessária para tal é constituída de 6 variáveis: temperatura do ar, albedo de superfície, umidade relativa, visibilidade atmosférica, cobertura efetiva de nuvens e elevação da superfície. Nas duas etapas seguintes, o modelo assume três hipóteses básicas:

- A cobertura de nuvens é o principal fator de modulação da transmitância atmosférica de modo que o modelo BRASIL-SR utiliza valores climatológicos das variáveis atmosféricas para estimar as demais propriedades óticas da atmosfera;
- O fluxo de radiação solar no topo da atmosfera está linearmente distribuído entre as duas condições atmosféricas extremas: céu claro e céu completamente encoberto;
- O modelo assume, também, a existência de uma relação linear entre o fluxo de radiação solar global na superfície e o fluxo de radiação refletida no topo da atmosfera.

Dessa forma, o fluxo de radiação solar global incidente na superfície,  $\Phi_g$ , pode ser obtido a partir da Equação 2:

$$\Phi_g = \Phi_0 \{ (\tau_{clear} - \tau_{cloud}) (1 - C_{eff}) + \tau_{cloud} \} \quad (2)$$

onde  $\Phi_0$  é a radiação incidente no topo da atmosfera,  $\tau_{clear}$  e  $\tau_{cloud}$  são as transmitâncias atmosféricas em condições de céu claro e completamente nublado, respectivamente, e  $C_{eff}$  é a cobertura efetiva de nuvens dada pelas imagens de satélite:

$$C_{eff} = \frac{L - L_{clear}}{L_{cloud} - L_{clear}} \quad (3)$$

A leitura instantânea obtida para um pixel de imagem do satélite está representada por  $L$  e os índices “clear” e “cloud” referem-se à leitura em condições de céu claro e de céu encoberto por nuvens, respectivamente.

Dessa forma, a determinação do fluxo de radiação solar global incidente na superfície pode ser estimada a partir de duas componentes independentes: a primeira componente corresponde à condição de céu claro,  $\tau_{clear}$ , e a segunda refere-se à condição de céu totalmente encoberto,  $\tau_{cloud}$ . A natureza estocástica do fluxo de radiação solar em qualquer condição de nebulosidade é avaliada através do coeficiente de cobertura efetiva de nuvens,  $C_{eff}$ . A componente  $\tau_{clear}$  é função do albedo de superfície, do ângulo zenital solar e da espessura ótica dos constituintes atmosféricos. A componente  $\tau_{cloud}$  é função do ângulo zenital solar, da espessura ótica e de propriedades óticas das nuvens. As duas componentes podem ser estimadas a partir da parametrização dos processos físicos bem conhecidos que ocorrem na atmosfera utilizando dados climatológicos. Para determinação das transmitâncias, o modelo utiliza 135 intervalos espectrais na faixa de radiação de ondas curtas (0 – 4  $\mu\text{m}$ ) e adota 30 camadas atmosféricas na solução da equação de transferência radiativa (PEREIRA, 2006).

Esse processo de linearização da radiação solar através da medida da cobertura efetiva de nuvens  $C_{eff}$  apresenta a grande vantagem de eliminar os efeitos da degradação natural que sempre ocorre nos radiômetros dos satélites, o que poderia levar a informações errôneas na análise de comparação de resultados de um ano para outro ou de um satélite para outro.

A irradiação solar difusa é determinada a partir da subtração da componente direta horizontal do total de irradiação solar incidente na superfície. A irradiação direta horizontal (DNI) é estimada assumindo que a absorção da radiação solar pelas nuvens não é significativa e que a contribuição do espalhamento da radiação solar causado pelas nuvens pode ser adicionada à transmitância atmosférica em condições de céu claro. Dessa forma, a componente direta da irradiação solar é estimada na Equação 4:

$$DNI = \Phi_0 * \tau_{atm-dir} * \tau_{cloud-dir} \quad (4)$$

Onde  $\tau_{cloud-dir}$  representa a transmitância das nuvens e  $\tau_{atm-dir}$  é a transmitância de céu claro para a componente direta da irradiação solar. A transmitância  $\tau_{cloud-dir}$  é estimada a partir do coeficiente de cobertura efetiva de nuvens utilizando a seguinte aproximação:

$$\tau_{cloud-dir} = \frac{(1-\tau_c)}{(\beta-\tau_c)} \quad (5)$$

$$\text{onde } \begin{cases} \tau_c = (CCI + 0,05) \text{ if } CCI < 0,95 \\ \tau_c = 1,0 \text{ if } CCI \geq 0,95 \end{cases}$$

A transmitância  $\tau_{atm-dir}$  refere-se aos processos radiativos envolvendo aerossóis e gases atmosféricos em condição de céu claro. Essa transmitância é estimada por meio da resolução da equação de transferência radiativa utilizando a aproximação de “Dois-Fluxos”. A espessura de cada camada atmosférica e os perfis atmosféricos de temperatura e da concentração dos gases atmosféricos (CO<sub>2</sub>, O<sub>3</sub>, etc.) são estabelecidos para a atmosfera padrão selecionada em função da temperatura do ar na superfície. Para a modelagem do vapor d’água, o modelo adota a parametrização de água precipitável descrita por Leckner. O modelo utiliza o perfil continental de aerossóis atmosféricos, descritos por McClatchey para altitudes de 0 a 50 km, corrigido nos primeiros 5 km de altitude com base em valores climatológicos de visibilidade (PEREIRA, 2006).

Com relação à modelagem de nuvens, o modelo BRASIL-SR assume que: (a) a microfísica de nuvens é representada pela distribuição de tamanhos de gotículas do tipo de nuvem presente; (b) as nuvens atenuam totalmente a radiação direta provenientes do Sol e (c) as nuvens são vertical e horizontalmente homogêneas. A espessura ótica das nuvens em cada uma das camadas atmosféricas em que estão presentes é determinada assumindo que o conteúdo total de água presente na nuvem está isotropicamente distribuído (STEPHENS, 1978).

## 2.6 SISTEMAS E APLICAÇÕES FOTOVOLTAICAS

O conjunto de elementos necessários pra 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 sistema isolados e conectados à rede (ABNT, 2008).

### 2.6.1 SISTEMAS 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 a rede de distribuição de eletricidade da concessionária local (IEA, 2010).

### 2.6.2 SISTEMAS 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 e estações meteorológicas. Nestes tipos de aplicação, pequenas quantidades de eletricidade tem 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, 2010).

A figura (x) representa um esquema dos sistemas FV isolados.

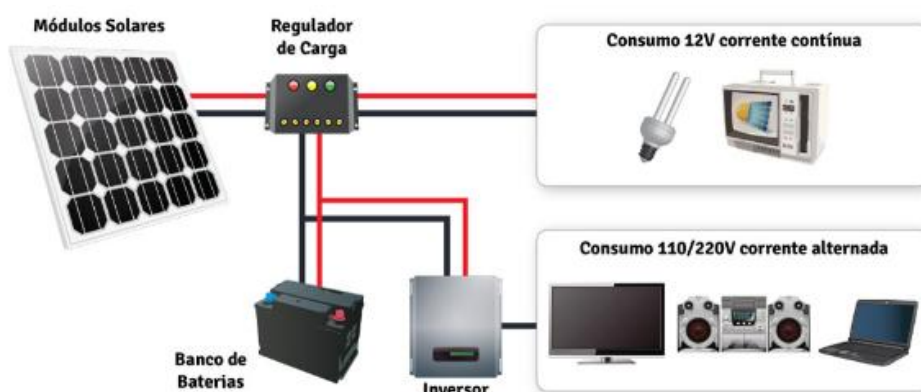


Figura 19 - Esquema básico de montagem de um sistema isolado (<https://sunrioenergiasolar.com.br>)

### 2.6.3 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).

### 2.6.4 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CENTRALIZADOS CONECTADOS À REDE

Sistemas que desempenham funções de estações centralizadas de energia, ou seja, fornecem exclusivamente energia elétrica à rede, semelhante a uma usina geradora convencionalmente. A planta normalmente é situada distante do ponto de consumo e necessita de linhas de transmissão para levar a energia à rede elétrica dos consumidores (RÜTHER, 2005).

### 2.6.5 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS DISTRIBUÍDOS CONECTADOS À REDE

Tanto os sistemas centralizados quanto os distribuídos, por estarem conectados a 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 (x) mostra como este sistema é constituído, onde o inversor, ao detectar a presença da rede, converte a corrente contínua (CC) vinda do painel fotovoltaico em corrente alternada (CA) de mesmo padrão da rede.

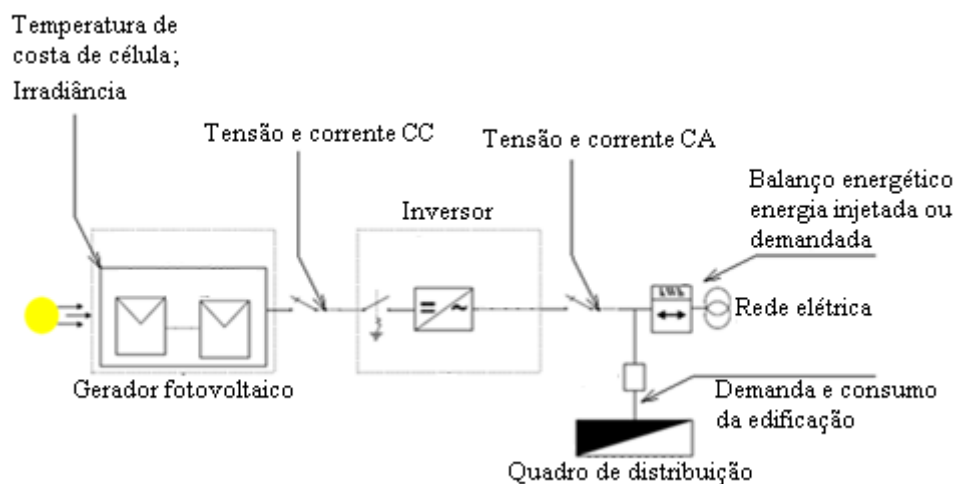


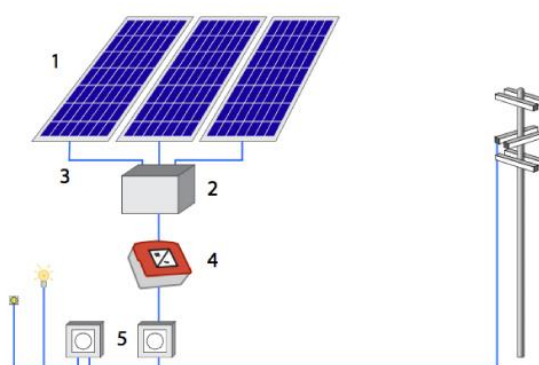
Figura 20 – Diagrama unifilar de um sistema fotovoltaico conectado à rede (<https://www.researchgate.net>)

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. O

sistema de distribuição da concessionária elétrica pode ser aliviado com instalações solares fotovoltaicas integradas a prédios comerciais e interligadas à rede 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 COMPONENTES DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO LIGADO À REDE (ON-GRID)

Um sistema fotovoltaico ligado a rede é composto por dois equipamentos principais que são os painéis e o inversor, uma estrutura mais detalhada destes componentes e de seus auxiliares pode ser vista na Figura (x):



**Figura 21 – Diagrama de componentes de um sistema fotovoltaico on-grid (ABC ENGENHAR)**

1. *Painel fotovoltaico*: módulos colocados em série e/ou paralelo, com estruturas de fixação, que correspondem à unidade geradora de energia, onde a radiação solar é convertida em energia elétrica.
2. *Caixa de junção*: equipamento eletrônico responsável pela interconexão das saídas dos painéis e proteção do sistema.
3. *Cabeamento*.
4. *Inversor Grid-Tie*: transforma a corrente contínua do painel em corrente alternada de 127V/220V e 60Hz, compatível com a eletricidade da rede.
5. *Disjuntor e aparelho de medição*: o disjuntor é um aparelho de proteção contra sobrecargas elétricas e o aparelho de medição tem a função de medir a quantidade de energia consumida e a gerada pelo sistema.

## 2.8 PRINCÍPIO DE FUNCIONAMENTO DA TECNOLOGIA FOTOVOLTAICA

Os módulos fotovoltaicos são compostos de células semicondutoras de eletricidade. O material mais comum utilizado na fabricação das células é o silício. O silício apresenta-se normalmente como areia e, através de métodos adequados, pode ser obtido em forma pura. O cristal de silício puro não possui elétrons



livres e, portanto, é um mau condutor de eletricidade. Entretanto, materiais pentavalentes (do Grupo V da tabela periódica) tal como o fósforo, quando introduzidos na rede cristalina possuem um elétron a mais do que o necessário para formar as ligações covalentes com o silício. Apesar deste elétron não estar totalmente livre, é necessária uma pequena quantidade de energia para liberá-lo, de forma que já a temperatura ambiente a maior parte dos elétrons extras estão desligados dos átomos de fósforo e localizados na banda de condução, ou seja, livres para se mover através do cristal (TOLMASQUIM, 2003).

A realização de um processo similar, mas acrescentando boro (átomo do Grupo III da tabela periódica) ao invés de fósforo, da origem a existência de lacunas, transferência de elétrons dos átomos de silício da banda de valência para os átomos de boro. A energia requerida para a produção de uma lacuna na banda de valência é semelhante à energia necessária para a produção de um elétron na banda de condução (FREDENRAICH E LYRA, 1995).

A dopagem de cristais com átomos do Grupo V ou do Grupo III resulta, portanto, na existência de cargas moveis. No primeiro caso, trata-se de portadores de carga negativa, localizados na banda de condução (materiais do tipo N), e no segundo de portadores de carga positiva, localizados na banda de valência (materiais do tipo P).

Cada célula solar compõe-se de uma camada fina de material tipo N e outra com maior espessura de material tipo P Figura 22.

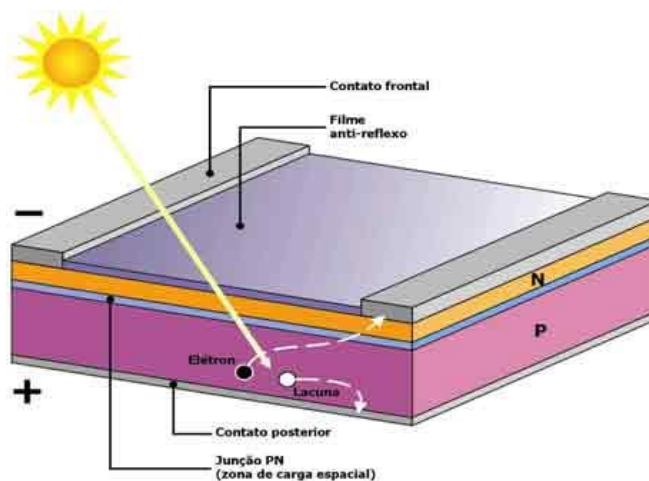


Figura 22 - Diagrama de uma célula solar (PUC - RS)

Separadamente, ambas as camadas são eletricamente neutras. Mas ao serem unidas, na interface entre ambos os materiais, os elétrons do silício do tipo N difundem para o lado P. Processo análogo ocorre do lado P. O deslocamento dos elétrons do lado N para o P deixa em N uma deficiência de cargas negativas. Da mesma forma, a difusão de lacunas para o lado N deixa o lado P com uma carga negativa. Fica estabelecido, portanto, um dipolo, com cargas positivas na região N e negativas na região P, associado a um campo elétrico interno,  $E_i$ , no sentido N-P. O campo elétrico restabelece, desta forma, as condições de equilíbrio na junção P-N (TOLMASQUIM, 2003).

### **2.8.1 COMPORTAMENTO DOS MÓDULOS NO ESCURO**

A junção submetida a uma diferença de potencial externa pode diminuir o campo elétrico interno (polaridade direta, tensão positiva aplicada do lado P), favorecendo o processo de difusão dos portadores de carga. Se a tensão aplicada iguala o campo elétrico interno, a barreira de potencial desaparece e a corrente de difusão aumenta significativamente. Se a tensão aplicada tem polaridade inversa (tensão positiva aplicada do lado N), há um aumento da barreira de potencial e aparece uma pequena corrente reversa na junção, devida aos portadores minoritários (FREDENRAICH E LYRA, 1995).

### **2.8.2 COMPORTAMENTO DOS MÓDULOS SOB ILUMINAÇÃO**

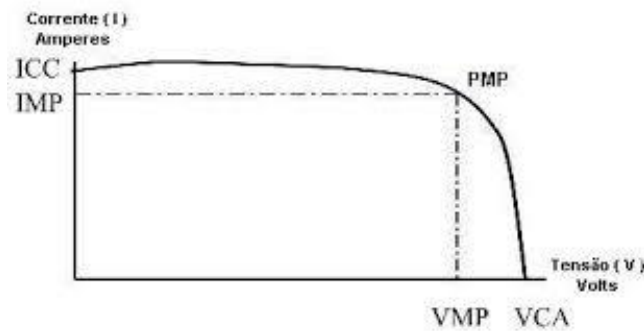
Ao incidir luz sobre a célula fotovoltaica, a absorção de fótons produz a passagem de elétrons da banda de valência para a banda de condução. Os portadores gerados pelos fótons absorvidos estão sujeitos a ação do campo elétrico interno, que se estabelece na interface da junção P-N, dando origem a uma corrente que atravessa a carga externa (resistência R, por exemplo).

A presença desta carga estabelece uma diferença de potencial nos extremos da junção que varia de acordo com a intensidade de corrente que a atravessa. A junção fica polarizada positivamente reproduzindo o comportamento no escuro ao qual deve se adicionar a foto-corrente gerada pela iluminação. A intensidade de corrente gerada variará proporcionalmente a intensidade de luz incidente. A curva característica da célula solar será o resultado da superposição de ambos os efeitos (foto-corrente mais junção no escuro). Finalmente na carga externa observa-se uma corrente que atravessa uma diferença de potencial, transferindo energia para a mesma. Enquanto a luz incidir na célula, a geração de energia continuará.

O módulo fotovoltaico é uma associação de células conectadas em série. A interligação das células permite somar a diferença de potencial gerada por cada uma das células individuais. A corrente que as atravessa é a mesma, entanto que a potência é o produto da tensão entre os extremos do módulo e a corrente (CRESESB, 1999).

### **2.8.3 CURVAS CARACTERÍSTICAS DAS CÉLULAS FOTOVOLTAICAS**

A representação típica da característica de saída de um dispositivo fotovoltaico (célula, módulo, gerador) denomina-se curva corrente-tensão Figura 23.



**Figura 23 - Curva característica de um dispositivo fotovoltaico (CRESESB, 1999)**

A corrente e a tensão em que opera o dispositivo fotovoltaico são determinadas pela radiação solar incidente, pela temperatura ambiente e pelas características da carga conectadas ao mesmo.

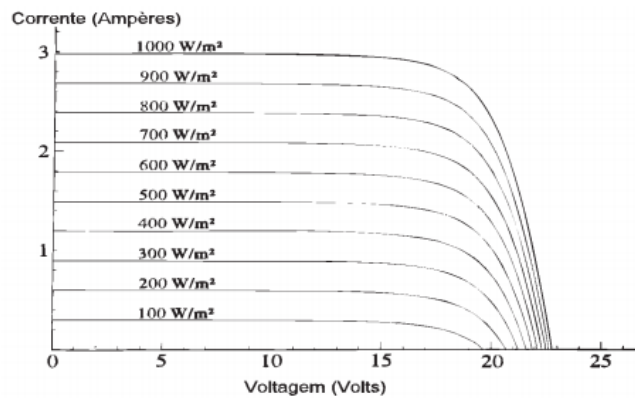
Os parâmetros que devem ser levados em consideração nesta curva são:

- *Corrente de curto-circuito ( $I_{cc}$ )*. Máxima corrente que pode entregar um dispositivo sob condições determinadas de radiação e temperatura, correspondendo a tensão nula.
- *Tensão de circuito aberto ( $V_{oc}$ )*. Máxima tensão que pode entregar um dispositivo sob condições determinadas de radiação e temperatura correspondendo a circulação de corrente nula.
- *Potência pico ( $P_{mp}$ )*. É o valor máximo de potência que pode entregar o dispositivo. Corresponde ao ponto da curva no qual o produto  $V \times I$  é máximo.
- *Corrente de máxima potência ( $I_{mp}$ )*. Corrente que entrega o dispositivo no ponto de potência máxima, sob condições determinadas de radiação e temperatura. É utilizada como corrente nominal do mesmo.
- *Tensão de máxima potência ( $V_{mp}$ )*. Tensão que entrega o dispositivo no ponto de potência máxima, sob condições determinadas de radiação e temperatura. É utilizada como tensão nominal do mesmo.

## **2.9 EFEITO DE FATORES AMBIENTAIS SOBRE A CARACTERÍSTICA DE SAÍDA DO DISPOSITIVO**

### **2.9.1 INTENSIDADE DA RADIAÇÃO SOLAR**

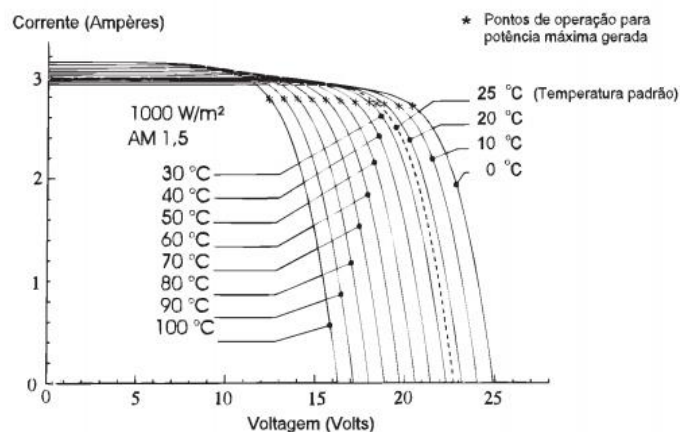
O resultado de uma mudança na intensidade de radiação é uma variação na corrente de saída para qualquer valor de tensão Figura 24. A corrente de curto-circuito varia de forma diretamente proporcional com a radiação solar incidente (CRESESB, 1999).



**Figura 24 - Efeito causado pela variação da radiação solar em módulo fotovoltaico (Universidade de Berlim - EMI/SES)**

### 2.9.2 TEMPERATURA

O principal efeito provocado pelo aumento da temperatura do módulo é uma redução da tensão e um pequeno aumento da corrente Figura 25.



**Figura 25 - Efeito causado pela temperatura da célula (Universidade de Berlim - EMI/SES)**

Devido a esse efeito, em locais com temperatura ambiente muito elevada, são adequados módulos que possuem maior quantidade de células em série a fim de que tenham suficiente tensão de saída para o acionamento da carga (CRESESB, 1999). A Equação 6 pode ser utilizada para estimar a temperatura de operação da célula, a partir da temperatura ambiente.

$$T_{CEL} = T_{AMB} + \frac{T_{NOCT} - 20^{\circ}\text{C}}{0,8} \times S \quad (6)$$

Onde:

$T_{CEL}$  – Temperatura da célula em °C;

$T_{AMB}$  – Temperatura do ambiente em °C;

$T_{NOCT}$  – Temperatura de operação da célula em °C.

S – Irradiância [ $\text{kW}/\text{m}^2$ ].

## 2.10 INVERSORES

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<sup>2</sup>, 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 7:

$$P_{ca} = P_{cc} \times EC \quad (7)$$

Onde:

$P_{ca}$  = potência em CA na saída do inversor;

$P_{cc}$  = potência em CC obtida no 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 8:

$$\eta_{inv} = \frac{P_{CA}}{(V_{max} \times I_{max})_{CC}} \Leftrightarrow \frac{\text{Potência de saída CA}}{\text{Potência de entrada CC}} \quad (8)$$

Onde:

$\eta_{inv}$  = rendimento do inversor;

$P_{CA}$  = potência entregue à rede;

$V_{max}$  = 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.

O subdimensionamento de um inversor foi identificado no início da década de 1990 como uma possibilidade na redução dos custos do kWh gerado. 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 equipamentos de pequeno porte e não produzirem ruídos, ou ainda serem instalados junto aos módulos fotovoltaicos, na estrutura do suporte. Quando se escolhe um local exterior para instalação, deve-se ter em conta que mesmo cumprindo o grau de proteção IP 65, 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).

## 2.11 SUPORTE E ELEMENTOS DE FIXAÇÃO

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.

## 2.12 SEGURANÇA DAS INSTALAÇÕES ELÉTRICAS

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 polos 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.

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 estão no fato de que um gerador fotovoltaico esta energizado sempre que sobre ele incidir luz e de se tratar de um circuito CC desde os painéis até o inversor. 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).

## 2.13 ATRIBUTOS DO LOCAL DE INSTALAÇÃO

Antes de 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 influenciado 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 (TOLMASQUIM, 2003).

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 homogêneo. Dada à 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).

Entre os diversos tipos de sombreamento que podem ocorrer tem-se:

- *Sombreamento em consequência da localização:* compreende todo o sombreamento produzido pelos arredores do edifício, ou seja, prédios vizinhos, árvores, cabos da rede elétrica, entre outros.
- *Sombreamento produzido pelo edifício:* são os sombreamentos gerados pelas próprias estruturas do edifício, como caixas d'água, paredes sobrepostas, para-raios, antenas, etc.
- *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 °.

## 2.14 MÓDULOS E PAINÉIS FOTOVOLTAICOS

Um módulo fotovoltaico é um conjunto de células conectadas em série (somam-se suas tensões) que formam uma unidade com suficiente tensão para poder carregar, por exemplo, uma bateria de 12 volts de tensão nominal. Para conseguir esta tensão, considerando os efeitos de temperatura já mencionados, necessitam-se, no mínimo, 30 células de silício monocristalino conectadas em série (a tensão no ponto de saída para uma célula é de aproximadamente 0,5Volts). Geralmente produzem-se módulos formados por 30, 32, 33 e 36 células em série, conforme a aplicação requerida (FRAIDENRAICH & LYRA, 1995).

Conectando-se os módulos fotovoltaicos em ligações série e paralelo, obtém-se um painel fotovoltaico. A corrente gerada pelo painel será igual ao produto entre o número de módulos conectados em paralelo ( $N_p$ ) e a corrente ( $I$ ) gerada por módulo ( $N_p \times I$ ). a tensão resultante será igual ao produto entre o número de módulos conectados em série ( $N_s$ ) e a tensão ( $V$ ) por módulo ( $N_s \times V$ ) (TOLMASQUIM, 2003).

### 2.14.1 TIPOS DE CÉLULAS

Atualmente, o mercado fotovoltaico é completamente dominado por células cujo material base é o silício. Existem três tipos de células fotovoltaicas comercialmente mais encontradas, classificadas conforme seu método de fabricação:

- *Silício monocristalino.* Estas células obtêm-se a partir de barras cilíndricas de silício monocristalino produzidas em fornos especiais. As células são obtidas por corte das barras em forma de pastilhas finas (300mm de espessura). A sua eficiência na conversão da radiação solar em eletricidade é da ordem de 15%.



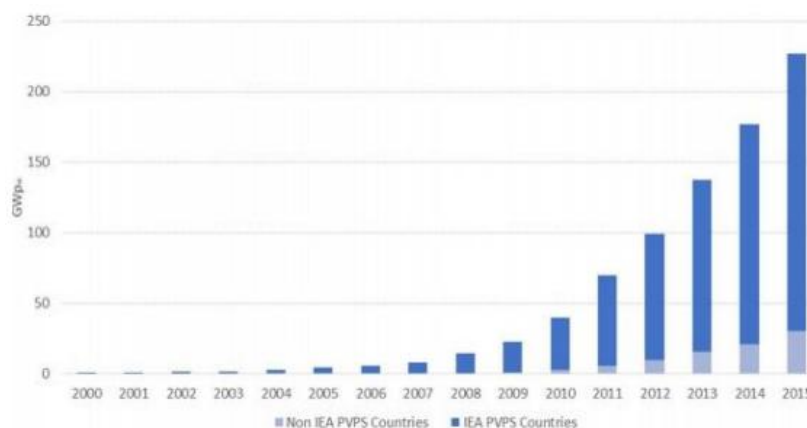
- *Silício policristalino.* Estas células são obtidas a partir de blocos de silício obtidos por fusão de porções de silício puro em moldes especiais. Uma vez nos moldes, o silício resfria lentamente e se solidifica. Neste processo, os átomos não se organizam num único cristal. Forma-se uma estrutura policristalina com superfície de separação entre os cristais. Sua eficiência, na conversão da radiação solar em eletricidade, é um pouco menor que ao silício monocristalino da ordem de 13%.
- *Silício amorfo.* Estas células são obtidas por meio da deposição de camadas muito finas de silício sobre superfícies de vidro ou metal. Sua eficiência na conversão da radiação solar em eletricidade varia entre 5% e 7%.

O uso crescente da tecnologia fotovoltaica tem despertado, já há algum tempo, um forte interesse no estudo de outros materiais, e alguns, inclusive, já se encontram comercializados. Os novos materiais se baseiam nos semicondutores das famílias III-V e II-VI da tabela periódica. No primeiro caso, há a combinação de elementos do grupo III (gálio, índio) e do grupo V (arsênio, fósforo), sendo o principal material estudado o arsenato de gálio (GaAs). No segundo caso, se utilizam elementos do grupo II (telúrio, selênio) e do grupo VI (cádmio, cobre), sendo estudados principalmente o disseleneto de cobre-índio ( $\text{CuInSe}_2$ ) e o telureto de cádmio (CdTe). Os materiais aqui citados podem ser encontrados comercialmente com eficiências acima dos 20%, porém são, geralmente, muito mais caros que os de silício (TOLMASQUIM, 2003).

Logo, por serem várias as tecnologias disponíveis, é preciso analisar qual delas atende melhor as necessidades de projeto. Se o problema for a área disponível para instalação, é recomendável que se opte pela tecnologia mais eficiente com custos mais elevados. Caso o problema seja o custo, a recomendação é utilizar uma tecnologia mais barata e, conseqüentemente, menos eficiente que necessitará de uma área maior para instalação dos módulos.

## 2.15 MERCADO MUNDIAL DE ENERGIA SOLAR

O mercado mundial fotovoltaico vem crescendo exponencialmente nos últimos anos, em parte devido à implantação e intensificação de programas governamentais atingindo, em 2015, conforme IEA (2016), a capacidade total instalada de 227 GWp<sup>2</sup>, como apresentado na Figura 26.



**Figura 26 - Evolução da capacidade de energia solar fotovoltaica (IEA, 2015)**

É fato, que a capacidade de geração de energia solar fotovoltaica vem crescendo significativamente desde 2003. Apenas em 2015, foi produzido no mundo cerca de 50 GW de capacidade instalada de geração, um aumento de 25% em relação a 2014. A taxa de crescimento anual composta da capacidade instalada de geração de energia solar fotovoltaica entre 2000 e 2015 foi de aproximadamente 41%.

Em 2015, a China passou a liderar a capacidade total instalada de energia solar fotovoltaica (FV), com 43,5 GWp, seguida pela Alemanha com 39,7 GWp, Japão com 34,4 GWp, EUA com 25,6 GWp e Itália com 18,9 GWp, como apresentado na Tabela 1 a seguir:

1		China	43,5 GW
2		Germany	39,7 GW
3		Japan	34,4 GW
4		USA	25,6 GW
5		Italy	18,9 GW
6		UK	8,8 GW
7		France	6,6 GW
8		Spain	5,4 GW
9		Australia	5,1 GW
10		India	5 GW

**Tabela 1 - Os 10 países como maior geração FV (IEA, 2015)**

A Tabela 2 apresenta os países com maior ampliação de capacidade de geração de energia FV no ano de 2015:

1		China	15,2 GW
2		Japan	11 GW
3		USA	7,3 GW
4		UK	3,5 GW
5		India	2 GW
6		Germany	1,5 GW
7		Korea	1 GW
8		Australia	0,9 GW
9		France	0,9 GW
10		Canada	0,6 GW

**Tabela 2 - Países com maior ampliação de geração FV (IEA, 2015)**

O Brasil, conforme MME (2017), possuía, ao final de 2016, 81 MW de energia solar fotovoltaica instalados, sendo 24 MWp de geração centralizada e 57 MWp de geração distribuída. A capacidade brasileira não coloca o Brasil entre os vinte maiores líderes mundiais em produção, todos com capacidade instalada superior a 1 GWp.

Sobre o comparativo com outros países, mesmo reconhecendo a necessidade de avanço brasileiro no uso da fonte solar, é importante ressaltar que diferentemente dos países líderes em produção mundial, de matriz energética com base principalmente em combustíveis fósseis, a matriz energética brasileira é predominantemente renovável, com forte presença hidráulica, o que possivelmente diminui o apoio a políticas de incentivo à fonte solar.

Baseando-se nas duas tabelas, é possível notar uma nova linha de expansão do aproveitamento de energia solar no mundo, com a redução da importância dos países europeus e destaque para os países asiáticos, como a China e o Japão, que lideraram a instalação de painéis fotovoltaicos no mundo em 2015.

O mercado chinês passou de um acréscimo de capacidade instalada de 10,95 GWp e 10,6 GWp em 2013 e 2014, respectivamente, para 15,2 GWp em 2015, uma significativa evolução. Um dos fatores responsáveis pelo grande crescimento do mercado chinês é a quantidade de fabricantes chineses de painéis fotovoltaicos, que propiciam baixos custos de implantação dos geradores. Merece destaque também a Índia, onde foram instalados cerca de 2 GWp de capacidade de energia FV em 2015 (aumento de 66% capacidade total instalada no país), o que torna o país um dos principais locais de expansão da fonte no mundo nos próximos anos, considerando seu potencial de geração solar e sua crescente demanda por energia elétrica. Outros países asiáticos também apresentaram significativo crescimento no mercado de energia solar, como Coreia (1 GWp), Taiwan (400 MWp) e Paquistão (600 MWp) (EPIA, 2015).

Percebe-se que os países com maior relevância da fonte solar em relação à demanda são Itália, Grécia e Alemanha. Na China e nos Estados Unidos, líderes mundiais em capacidade instalada, a fonte solar não apresenta grande relevância para atendimento da demanda total do país por eletricidade. Os países que mais desenvolveram a energia solar fotovoltaica contaram, de forma geral, com políticas de incentivo a essa tecnologia, para a fabricação ou importação de equipamentos, para o financiamento da compra de painéis e principalmente com modelos regulatórios de comercialização da energia elétrica gerada (IEA, 2015).

## 2.16 ENERGIA SOLAR NO BRASIL

O Brasil, possuía, ao final de 2016, 81 MWp de energia solar fotovoltaica instalados, o que representa cerca de 0,05% da capacidade instalada total no país. Do total de 81 MWp existentes em 2016, 24 MWp correspondiam à geração centralizada e 57 MWp à geração distribuída (MME, 2017).

A baixa utilização da energia solar no Brasil chama mais atenção quando verificamos as condições favoráveis ao desenvolvimento da fonte no país. O Brasil, de acordo com EPE (2012), possui altos níveis de insolação e grandes reservas de quartzo de qualidade, que podem gerar importante vantagem competitiva para a produção de silício com alto grau de pureza, células e módulos solares, produtos esses de alto valor agregado. Quanto ao potencial para geração distribuída por meio da instalação de painéis fotovoltaicos em telhados residenciais, a EPE (2014) identificou os valores por estado, além de obter a sua relação com o consumo residencial de eletricidade, apresentados na Tabela 3.

<i>UF</i>	<i>Potencial Fotovoltaico Residencial (MW médios)</i>	<i>Potencial Fotovoltaico Residencial (GWh/ano)</i>	<i>Consumo Residencial Anual 2013 (GWh)</i>	<i>Potencial Fotovoltaico/ Consumo Residencial</i>
São Paulo	7.100	62.196	38.783	160%
Minas Gerais	3.675	32.193	10.118	318%
Rio de Janeiro	2.685	23.521	12.833	183%
Bahia	2.360	20.674	6.144	337%
Rio Grande do Sul	1.970	17.257	7.750	223%
Paraná	1.960	17.170	6.986	246%
Ceará	1.430	12.527	3.751	334%
Pernambuco	1.410	12.352	4.563	271%
Goiás	1.220	10.687	3.958	270%
Santa Catarina	1.075	9.417	4.935	191%
Maranhão	1.020	8.935	2.563	349%
Pará	1.020	8.935	2.632	339%
Paraíba	655	5.738	1.603	358%
Espírito Santo	595	5.212	2.213	236%
Mato Grosso	570	4.993	2.182	229%
Rio Grande do Norte	555	4.862	1.805	269%
Piauí	555	4.862	1.328	366%
Mato Grosso do Sul	505	4.424	1.571	282%
Alagoas	505	4.424	1.227	361%
Amazonas	420	3.679	1.784	206%
Distrito Federal	410	3.592	2.191	164%
Sergipe	350	3.066	979	313%
Rondônia	265	2.321	1.084	214%
Tocantins	255	2.234	695	321%
Acre	110	964	373	258%
Amapá	80	701	500	140%
Roraima	65	569	345	165%
<b>BRASIL</b>	<b>32.820</b>	<b>287.505</b>	<b>124.896</b>	<b>230%</b>

Tabela 3 - Potencial fotovoltaico residencial (EPE, 2014)

Observa-se que, como esperado, as regiões mais povoadas apresentam maior potencial de geração, devido, naturalmente ao maior número de residências. Importante ressaltar que o potencial total brasileiro de geração de energia fotovoltaica é mais de duas vezes (2,3) o consumo residencial do país.

## 2.17 CUSTOS DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

A tecnologia solar fotovoltaica tem demonstrado nos últimos anos que, com uma normatização adequada para cada país, pode ser uma importante aliada no objetivo da União Européia 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 (TOLMASQUIM, 2003).

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.

A Figura 27 ilustra 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.

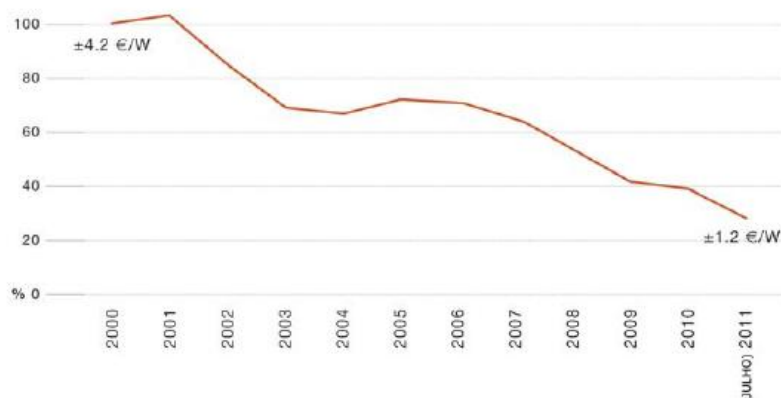


Figura 27 - Evolução do preço médio do módulo FV na Europa (EPIA, 2012)

### 2.17.1 CUSTOS DOS INVERSORES

A Figura 28 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).

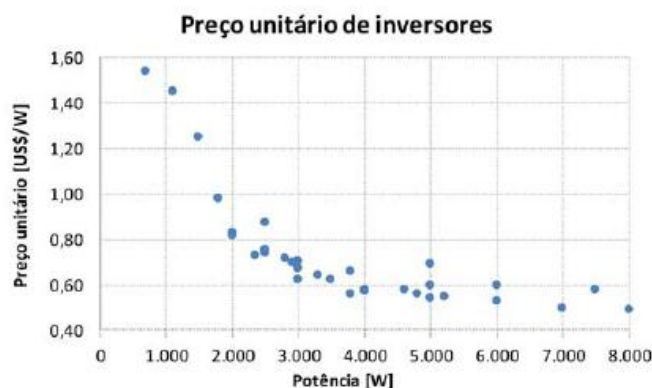


Figura 28 - Preço unitário dos inversores (MME, 2012)

### 2.17.2 CUSTO DO 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 2015, a € 2,1/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 29 (MME, 2012).

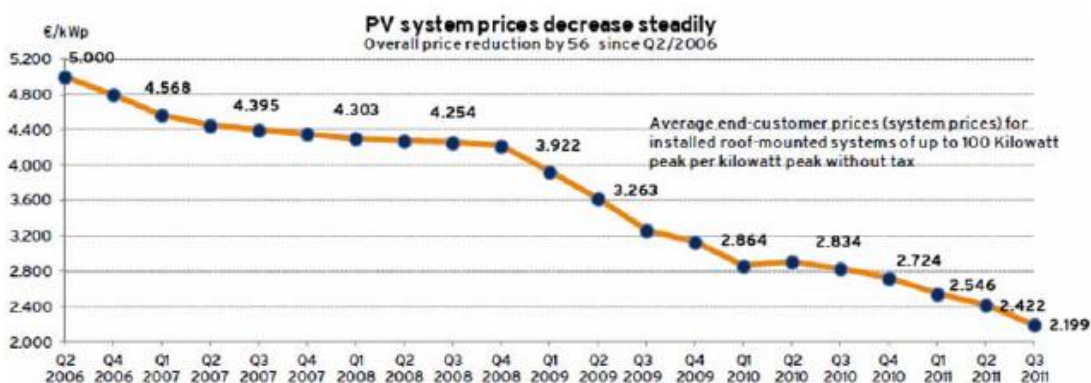


Figura 29 – Evolução recente dos preços de sistemas fotovoltaicos (BSW-SOLAR, 2012).

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).

### 2.17.3 CUSTO ESTIMADO 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 30, 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, 2017).

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
	<b>R\$ 836.203</b>							<b>R\$ 205.567</b>	<b>R\$ 630.636</b>
								→ 25%	75%
Preço sistema R\$/ Wp	R\$ 8,36							R\$ 2,06	R\$ 6,31

Figura 30 - Preço de um sistema FV completo (MME, 2017)

Desse modo, considerando uma taxa de câmbio de US\$ 1,00 = R\$ 3,27 (cotação dia 14/08/2017) os custos de investimento em sistemas de geração fotovoltaica no Brasil seriam estimados conforme a Tabela 4.

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

Tabela 4 - Custo de investimento em sistemas fotovoltaicos no Brasil (R\$/Wp) (MME, 2017)

Ainda de acordo com MME, 2017, os 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.

#### **2.17.4 REGULAMENTAÇÃO BRASILEIRA VOLTADA A ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA**

A legislação básica do Setor Elétrico Brasileiro faz menção às fontes de energia solar há varias décadas, mas trata, especificamente, do assunto na Lei nº 11.943, de 28 de maio de 2009, na qual se tem:

*§5º O aproveitamento referido nos incisos I e VI do caput deste artigo, os empreendimentos com potencia igual ou inferior a 1.000 (mil) kW e aqueles com base em fontes solar, eólica, biomassa, cuja potencia injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição seja menor ou igual a 50.000 (cinquenta mil) kW, poderão comercializar energia elétrica com consumidor ou conjunto de consumidores reunidos por comunhão de interesses de fato ou de direito, cuja carga seja maior ou igual a 500 (quinhentos) kW, independentemente dos prazos de carência constantes no art. 15 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, observada a regulamentação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), podendo o fornecimento ser complementado por empreendimentos de geração associados as fontes aqui referidas, visando a garantia de suas disponibilidades energéticas, mas limitado a 49% (quarenta e nove por cento) da energia média que produzirem, sem prejuízo do previsto nos §§ 1º e 2º deste artigo.*

#### **2.18 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).

## **2.19 PROGRAMA DE INCENTIVO ÀS FONTES ALTERNATIVAS (PROINFA)**

A Lei nº.10.438, de 26 de abril de 2002, que criou o Programa de Incentivo às fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa), definiu a Universalização do Serviço Público de Energia Elétrica e a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), também forneceu a Eletrobras a liberdade para promover sistemas solares fotovoltaicos.

O programa Proinfa implantou, até 31 de dezembro de 2011, um total de 119 empreendimentos, constituído por 41 parques eólicos, 59 Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) e 19 térmicas a biomassa. As usinas de fonte solar não foram contempladas. (USINA FOTOVOLTAICA JAÍBA SOLAR, 2017).

Pode-se afirmar que este programa contribuiu para a diversificação da matriz energética nacional, além de ter fomentado a geração de cerca de 150 mil empregos diretos e indiretos em todo o país, proporcionando grande avanço industrial e internalização de tecnologia de ponta, principalmente para a geração eólica. O Proinfa se baseava em dois tipos de incentivos: O *Feed-in Tariff* (FiT – *tarifa prêmio*) e as linhas de financiamento por meio do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES). A tarifa-prêmio foi estabelecida como estímulo à tarifa de compra para projetos com contratos de 20 anos, correspondendo ao valor econômico de cada fonte e corrigido anualmente pelo Índice Geral de Preços de Mercado (IGP-M). Além disso, o BNDES criou um programa de apoio de até 70% do investimento. Além do BNDES, outros bancos também criaram linhas de financiamento semelhantes. Ainda com o mesmo objetivo, o governo possibilitou linhas de crédito mais competitivas por meio de recursos advindos de fundos constitucionais, como, por exemplo, o Fundo Constitucional de Financiamento do Nordeste (FNE), que ofereceu financiamento de até 80% do empreendimento com amortização em até 20 anos e juros de 10 a 14% ao ano (USINA FOTOVOLTAICA JAÍBA SOLAR, 2017).

## **2.20 ESTÍMULO À GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO BRASIL**

No contexto do atual modelo do setor elétrico e especificamente voltado para fontes renováveis de energia, em 2012, a Aneel publicou dois importantes regulamentos que incentivam e eliminam algumas barreiras à energia solar: a Resolução Normativa nº. 481/2012 e a Resolução Normativa nº. 482/2012, posteriormente revisada pela Resolução Normativa nº. 687/2015.

A Resolução Normativa nº. 481/2012 altera a Resolução Normativa nº. 77/2004, aumentando o desconto na Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (Tusd) e na Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (Tust) para usinas de até 30 MW que utilizarem fonte solar, conforme a seguir:

- para os empreendimentos que entrarem em operação comercialmente até 31 de dezembro de 2017, o desconto de 80% será aplicável nos 10 primeiros anos de operação da usina;
- o desconto será reduzido para 50% após o décimo ano de operação da usina;
- para os empreendimentos que entrarem em operação comercial após 31 de dezembro de 2017, matem-se o desconto de 50% nas tarifas.

Os descontos são aplicáveis aqueles agentes que comercializam energia, que não é o caso de microgeradores participantes do Sistema de Compensação de Energia Elétrica.

A Resolução Normativa Aneel nº 482, de 17 de abril de 2012, alterada pela Resolução Normativa nº 687 de 24 de novembro de 2015, regulamenta o Sistema de Compensação de Energia no Brasil e estabelece os conceitos de microgeração distribuída como central geradora de energia elétrica, com potencia instalada menor ou igual a 75 kW e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da Aneel, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras; e minigeração distribuída como central geradora de energia elétrica, com potencia instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 3MW, para fontes hídricas, ou menor ou igual a 5 MW, para cogeração qualificada ou para as demais fontes renováveis de energia elétrica (USINA FOTOVOLTAICA JAÍBA SOLAR, 2017).

Na tabela 5, apresenta-se uma classificação das plantas solares quanto ao porte.

<b>Tipo de Geração Fotovoltaica</b>	<b>Capacidade Instalada</b>
Micro	Até 75 kW, usualmente em baixa tensão
Mini	De 75 kW a 5 MW, usualmente em média tensão
Pequena	De 5 MW a 30 MW
Grande	Maior que 30 MW

**Tabela 5 - Tipos de geração fotovoltaica no Brasil (Resolução Normativa nº 687/2015)**

## **2.21 COMPENSAÇÃO ENERGÉTICA (NET-METERING)**

No sistema de compensação de energia instituído pela Resolução Normativa nº. 482/2012 e alterada posteriormente pela RN nº.687/2015, mais conhecido como *Net-Metering*, 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).

## 2.22 REGULAMENTO DE AVALIAÇÃO DE CONFORMIDADE (INMETRO)

Em 10 de novembro de 2008, através da Portaria nº.396, 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 sete 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 6.

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	$EE < 11,0$	$EE < 5,5$

Tabela 6 - tabela de classificação dos módulos fotovoltaicos (INMETRO, 2012)

A etiqueta nacional de conservação de energia, conforme Figura , 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).



Figura 31 - Etiqueta para módulos fotovoltaicos (INMETRO, 2012)

# 3 METODOLOGIA

## 3.1 CONSIDERAÇÕES GERAIS

Após o estudo e compreensão dos temas relevantes para a elaboração deste projeto, foram cumpridas etapas de significativa importância para o bom desenvolvimento do mesmo, tais etapas podem ser visualizadas no organograma da Figura 32.

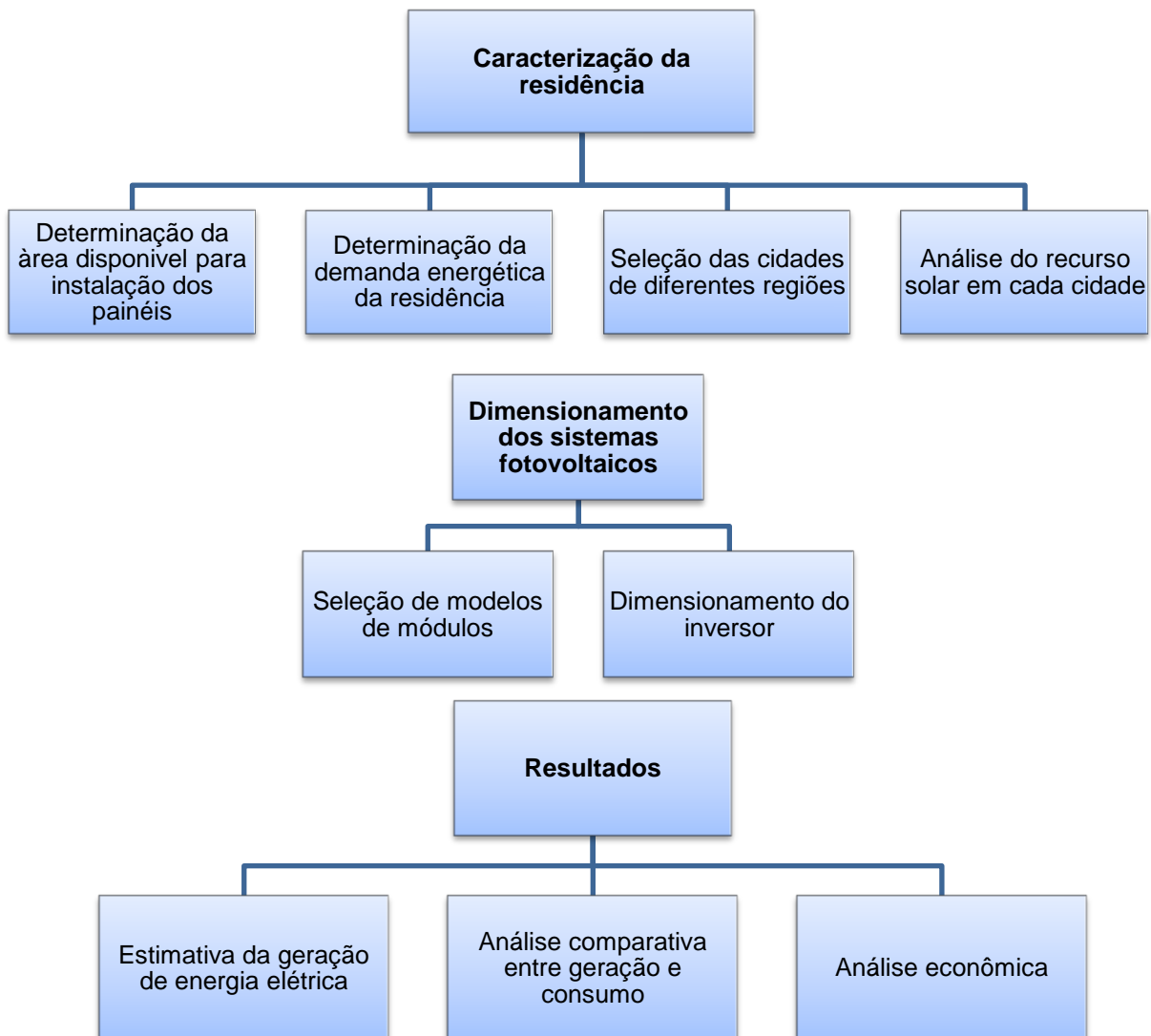


Figura 32 - Organograma das atividades desenvolvidas

## 3.2 CARACTERIZAÇÃO DA RESIDÊNCIA

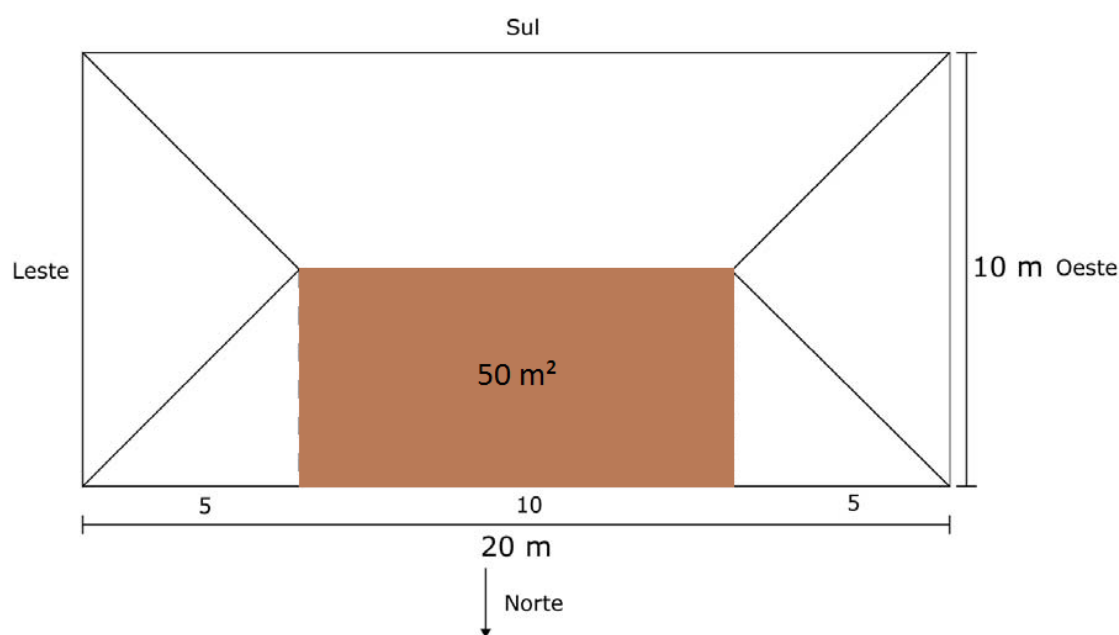
A geração de energia elétrica em um sistema fotovoltaico depende das características dos módulos (eficiência e coeficientes de temperatura), do posicionamento do painel (orientação e inclinação), das características dos inversores (eficiência) e do nível anual da irradiação no local de instalação do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

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 projeto 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<sup>2</sup>, destinadas à moradia de quatro 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 DESTINADA À 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 33. Não foram atribuídas 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 azimutal, pode-se adotar uma área útil para instalação de 50 m<sup>2</sup>.



**Figura 33 - Área útil para instalação dos painéis**

Existem duas formas de se instalar módulos fotovoltaicos nos telhados, sendo elas soluções aditivas ou integrativas:

- *Solução Aditiva:* os módulos FV são fixados no topo do telhado, através do uso de uma estrutura metálica;
- *Solução Integrativa:* os componentes do telhado são substituídos por elementos fotovoltaicos, neste caso o sistema fotovoltaico passa a fazer parte integrante do envelope do edifício, e além de gerar energia elétrica, é responsável pelo isolamento térmico, acústico, sombreamento e segurança da edificação;

No caso das residências hipotéticas analisadas neste projeto, considerou-se que os telhados já existiam e que, 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 instalada 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.

Outra particularidade a ser considerada, diz respeito às linhas verticais e horizontais da edificação, que não devem ser ultrapassadas. É preciso deixar uma distância entre os limites do sistema fotovoltaico e os extremos do telhado. E por fim, deve-se deixar um pequeno espaço entre os módulos para compensar a pressão do vento que pode vir a danificar toda a estrutura numa eventual tempestade.

### 3.3 DETERMINAÇÃO DA DEMANDA DE CONSUMO RESIDENCIAL

Para dimensionar o 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 9.

$$C = \frac{Pap \times H}{1000} \quad (9)$$

Onde:

C = consumo;

Pap = potência do aparelho em Watts;

H = horas de funcionamento por mês;

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

$$C = \frac{4 \times 100 \text{ W} \times 8 \frac{\text{horas}}{\text{dia}} \times 30 \text{ dias}}{1000}$$

Consumo = 96 kWh/mês.

Este cálculo deve ser realizado para todos os equipamentos que consomem energia elétrica, para obter o consumo total da edificação. No entanto, como este projeto 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 foi adotado depois da análise das faixas de consumo predominantes em nível nacional e regional no país, conforme Figura 34.

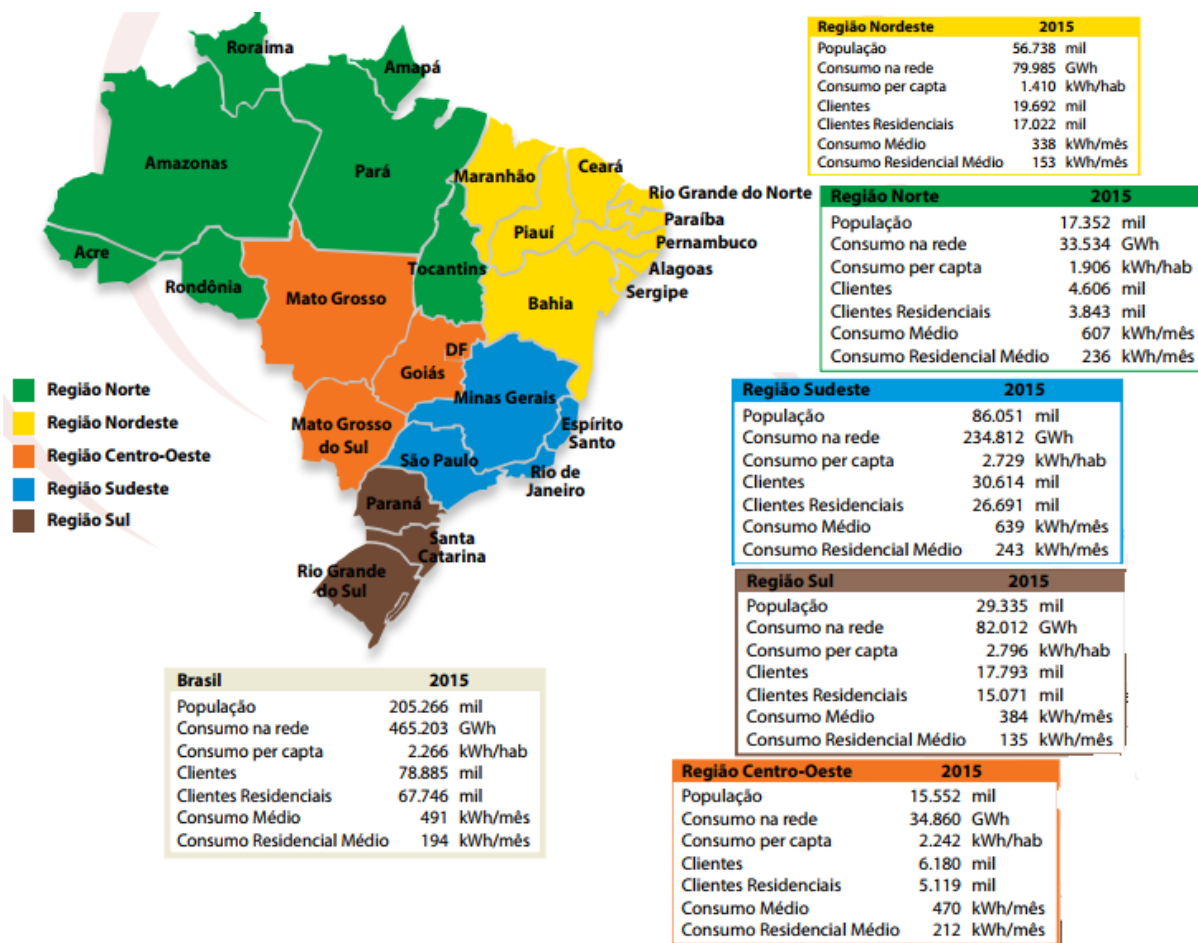


Figura 34 - Distribuição por faixa de consumo ano base 2015 (Anuário Estatístico de Energia Elétrica, 2016)

Observa-se que as regiões Sul e Nordeste apresentaram os maiores percentuais de domicílios com consumo mensal de energia elétrica na faixa mais baixa (0-180 kWh/mês). Na faixa intermediária (180-230 kWh/mês), detectou-se o maior percentual na região Centro-Oeste. Já na faixa superior (> 230 kWh/mês), os dados apontaram as regiões Norte 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 regiões estudadas, Sudeste e Sul possuíam os maiores percentuais de domicílios (16,9% e 16,1% respectivamente) com consumo intermediário (180-230 kWh/mês) e Nordeste e Sudeste apresentavam os maiores percentuais (ambas com 14,1%) na faixa superior (> 230 kWh/mês) (Anuário Estatístico de Energia Elétrica, 2016).



Além disso, com o surgimento da nova classe média brasileira, houve um aumento na posse de equipamentos eletroeletrônicos e conseqüentemente no consumo de energia elétrica, o que justifica ainda mais a escolha por 300 kWh visando esse aumento crescente no consumo. Para cada uma das cidades, considerou-se que as residências teriam o mesmo padrão de consumo médio típico de sua região.

### **3.4 DETERMINAÇÃO DAS CIDADES / AVALIAÇÃO DO RECURSO SOLAR**

No território nacional, a irradiação global anual apresenta médias relativamente altas em todo país, apesar das diferenças climáticas entre as regiões. Sendo assim, foram selecionadas cinco 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 cinco cidades avaliadas.

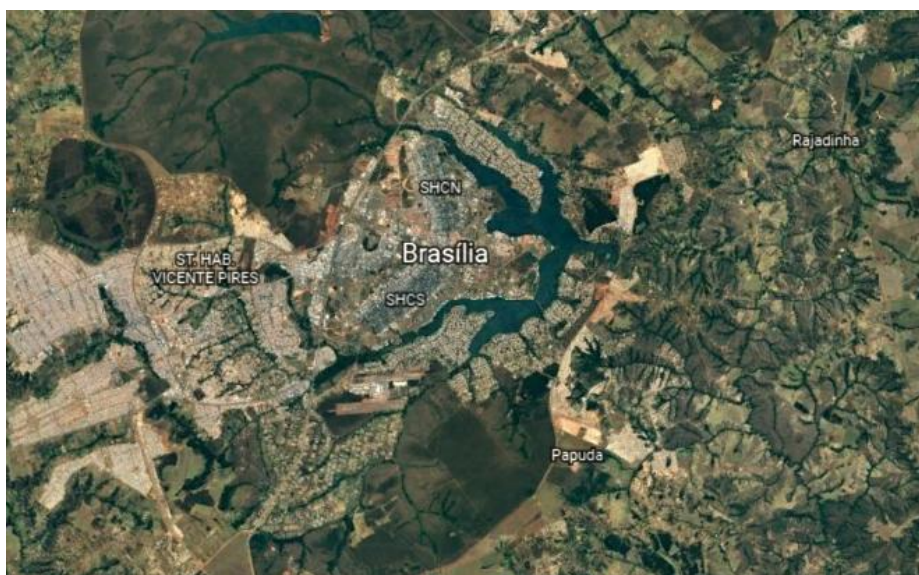
A avaliação do recurso solar consiste em quantificar a radiação solar global incidente sobre o painel fotovoltaico, possibilitando dessa maneira o cálculo da energia gerada. A forma mais comum de apresentação dos dados de radiação é através de valores médios mensais para a energia acumulada ao longo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

Os valores de irradiação solar incidente no plano dos módulos fotovoltaicos foram calculados através do *software SAM (System Advisor Model)*. Este programa foi desenvolvido pelo National Renewable Energy Laboratory (NREL) é um software que visa o projeto de sistemas de energia solar e seus componentes, abrangendo tanto sistemas térmicos quanto fotovoltaicos. Os dados fornecidos pelo SAM 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.

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

#### **BRASÍLIA / DF**

A cidade de Brasília está localizada no planalto central do Distrito Federal, possuindo coordenadas geográficas: latitude - 15° 43' Sul e longitude - 47° 56' Oeste, conforme mapa de localização na Figura 35.



**Figura 35 - Localização geográfica da cidade de Brasília/DF (Google Earth, 2017)**

Na Tabela 7 são apresentados os valores médios mensais registrados na capital do país nos últimos dez anos, considerando um plano horizontal, um plano inclinado igual à latitude local (15°) e um plano inclinado à 17°.

Irradiação Solar Global Diária Média [kWh/m <sup>2</sup> .dia]													
Ângulo /Inclinação	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	MÉDIA ANUAL
0°	5,84	5,96	5,42	5,11	4,52	4,64	4,86	5,4	5,96	5,94	5,47	5,4	5,41
15°	5,51	5,8	5,6	5,61	5,25	5,6	5,77	6,09	6,3	5,93	5,22	5,05	5,6
17°	5,44	5,75	5,6	5,65	5,32	5,7	5,86	6,15	6,32	5,91	5,17	4,99	5,65

**Tabela 7 - Irradiação solar diária média - Brasília – DF (SAM 2017.9.5)**

Através da análise dos dados, é possível verificar que não houve uma alteração significativa nas médias referentes a uma inclinação de 15° e 17°, que será um dos parâmetros utilizados para a determinação da potência nominal do sistema fotovoltaico. Através da Figura 36 é possível visualizar melhor as diferenças de valores entre os planos horizontal e inclinado a 15° e 17°.

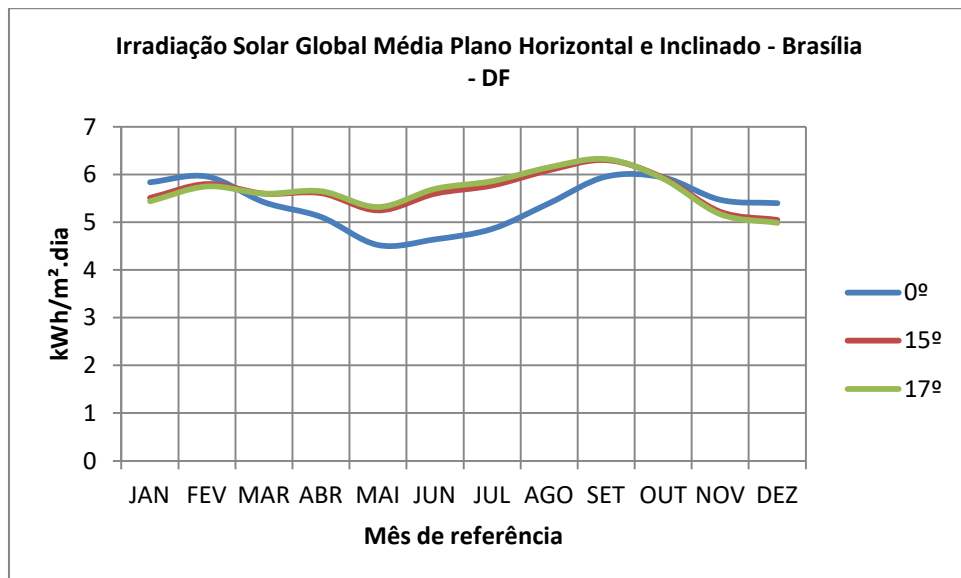


Figura 36 - Comparativo entre os níveis de irradiação média nos planos horizontal e inclinado 15° e 17°

## FLORIANÓPOLIS / SC

A cidade de Florianópolis está localizada no litoral do estado de Santa Catarina, possuindo coordenadas geográficas: latitude - 27° 36' Sul e longitude - 48° 28' Oeste, conforme mapa de localização na Figura 37.



Figura 37 - Localização geográfica da cidade de Florianópolis/SC (Google Earth, 2017)

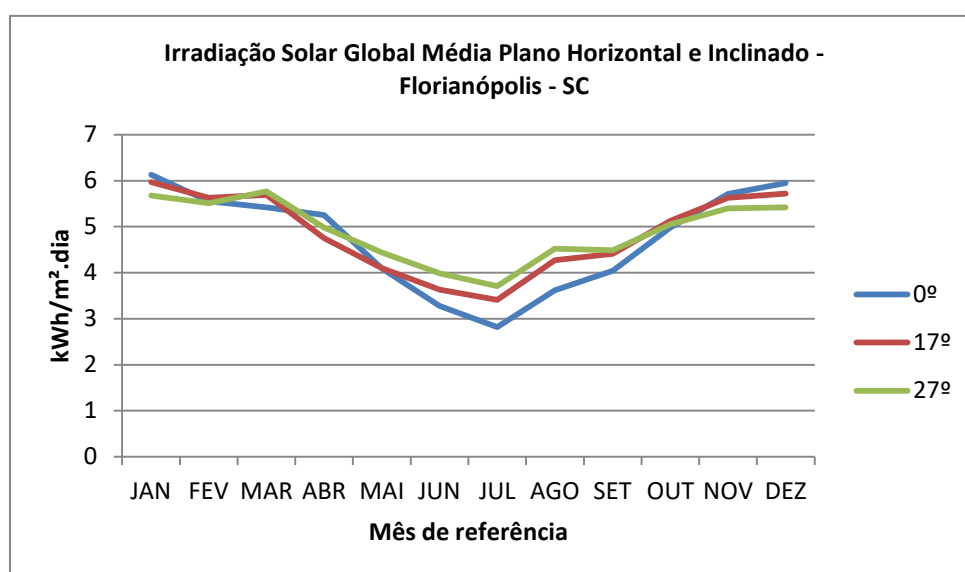
Na Tabela 8 são apresentados os valores médios mensais registrados em Florianópolis nos últimos dez anos, considerando um plano horizontal, um plano inclinado igual à latitude local (27°) e um plano inclinado à 17°.

Irradiação Solar Global Diária Média [kWh/m <sup>2</sup> .dia]													
Ângulo /Inclinação	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	MÉDIA ANUAL
0°	6,13	5,55	5,42	5,25	4,09	3,28	2,82	3,62	4,04	4,98	5,71	5,95	5,12
17°	5,97	5,63	5,69	4,75	4,1	3,63	3,41	4,27	4,41	5,13	5,63	5,72	4,94
27°	5,68	5,51	5,77	4,98	4,44	3,99	3,71	4,52	4,49	5,05	5,4	5,42	5,02

**Tabela 8 - Irradiação solar diária média - Florianópolis - SC (SAM 2017.9.5)**

Através da análise dos dados, é possível verificar que existe uma alteração um pouco mais sensível nas médias referentes a uma inclinação de 17° e 27°.

Através da Figura 36 é possível visualizar melhor as diferenças de valores entre os planos horizontal e inclinado a 17° e 27°.



**Figura 38 - Comparativo entre os níveis de irradiação média nos planos horizontal e inclinado 17° e 27°**

Em Florianópolis há uma queda significativa nos níveis de irradiação média no mês de Julho, que pode ser explicada através da ocorrência do fenômeno meteorológico denominado Veranico, comum nas regiões meridionais e que ocasionalmente ocorre durante o inverno. 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.

## **BELÉM / PA**

A cidade de Belém está localizada na Bacia Hidrográfica do Amazonas no estado do Pará, possuindo coordenadas geográficas: latitude - 1° 17' Sul e longitude - 48° 27' Oeste, conforme mapa de localização na Figura 39.



Figura 39 - Localização geográfica da cidade de Belém/PA (Google Earth, 2017)

Na Tabela 9 são apresentados os valores médios mensais registrados em Belém nos últimos dez anos, considerando um plano horizontal, um plano inclinado igual à latitude local (1°) e um plano inclinado à 17°.

Irradiação Solar Global Diária Média [kWh/m <sup>2</sup> .dia]													
Ângulo /Inclinação	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	MÉDIA ANUAL
0°	4,73	4,72	4,77	4,68	4,79	4,9	5,25	5,53	5,51	5,66	5,36	5,04	4,97
17°	4,24	4,39	4,64	4,77	5,12	5,42	5,75	5,84	5,48	5,31	4,79	4,42	4,96
1°	4,71	4,7	4,77	4,69	4,82	4,94	5,29	5,56	5,52	5,65	5,33	5,01	4,98

Tabela 9 - Irradiação solar diária média - Belém - PA (SAM 2017.9.5)

Através da análise dos dados, é possível verificar que existe uma alteração mínima nas médias referentes a uma inclinação de 1° e 17°. Os valores mais baixos de irradiação se devem a alta nebulosidade presente na região. Através da Figura 40 é possível visualizar melhor as diferenças de valores entre os planos horizontal e inclinado a 1° e 17°.

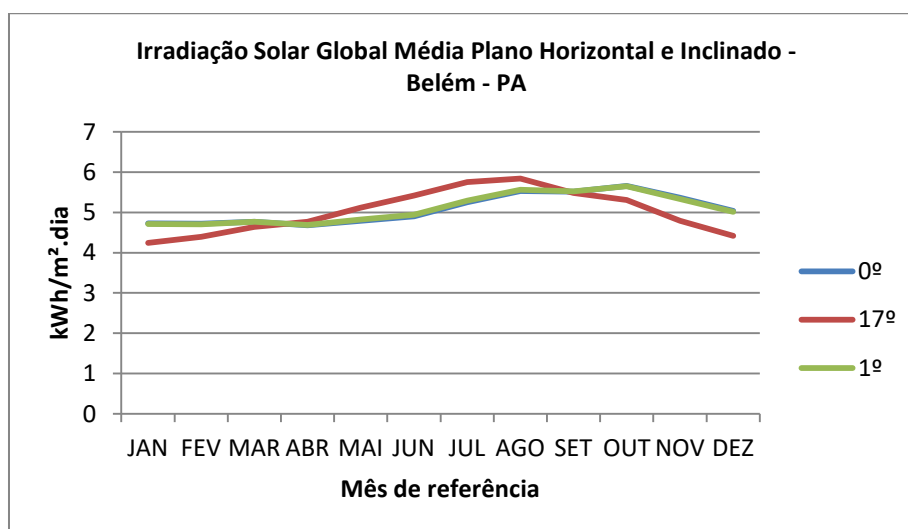


Figura 40 - Comparativo entre os níveis de irradiação média nos planos horizontal e inclinado 1° e 17°

## PETROLINA / PE

A cidade de Petrolina está localizada no extremo sertão nordestino no estado de Pernambuco, possuindo coordenadas geográficas: latitude - 9° 22' Sul e longitude - 40° 30' Oeste, conforme mapa de localização na Figura 41.



Figura 41 - Localização geográfica da cidade de Petrolina/PE (Google Earth, 2017)

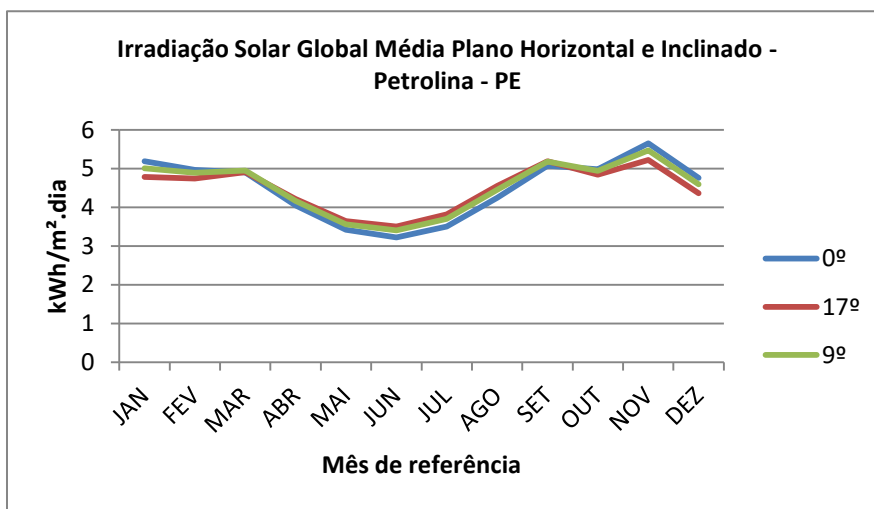
Na Tabela 10 são apresentados os valores médios mensais registrados em Petrolina nos últimos dez anos, considerando um plano horizontal, um plano inclinado igual à latitude local (9°) e um plano inclinado à 17°.

Irradiação Solar Global Diária Média [kWh/m².dia]													
Ângulo /Inclinação	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	MÉDIA ANUAL
0°	5,19	4,97	4,9	4,05	3,42	3,22	3,5	4,25	5,07	4,98	5,65	4,76	4,83
17°	4,78	4,74	4,91	4,21	3,64	3,5	3,82	4,55	5,19	4,84	5,22	4,36	4,65

**Tabela 10 - Irradiação solar diária média - Petrolina - PE (SAM 2017.9.5)**

Através da análise dos dados, é possível verificar que existe uma alteração mais intensa nas médias referentes aos meses iniciais.

Os valores mais altos de irradiação se devem a baixa nebulosidade e a presença do Rio São Francisco que banha a região. Através da Figura 42 é possível visualizar melhor as diferenças de valores entre os planos horizontal e inclinado a 9° e 17°.



**Figura 42 - Comparativo entre os níveis de irradiação média nos planos horizontal e inclinado 9° e 17°**

## SÃO PAULO / SP

A cidade de São Paulo está localizada na região sudeste do país, possuindo coordenadas geográficas: latitude - 23° 40' Sul e longitude - 46° 35' Oeste, conforme mapa de localização na Figura 43.



Figura 43 - Localização geográfica da cidade de São Paulo/SP (Google Earth, 2017)

Na Tabela 11 são apresentados os valores médios mensais registrados em São Paulo nos últimos dez anos, considerando um plano horizontal, um plano inclinado igual à latitude local (23°) e um plano inclinado à 17°.

Irradiação Solar Global Diária Média [kWh/m <sup>2</sup> .dia]													
Ângulo /Inclinação	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	MÉDIA ANUAL
0°	3,65	4,2	3,56	2,7	2,2	1,83	2,36	2,49	3,08	3,68	4,42	4,52	3,32
17°	3,53	4,19	3,71	2,92	2,46	2,05	2,73	2,72	3,26	3,72	4,33	4,35	3,40
23°	3,44	4,13	3,71	2,95	2,52	2,1	2,81	2,77	3,28	3,68	4,23	4,23	3,36

Tabela 11 - Irradiação solar diária média – São Paulo - SP (SAM 2017.9.5)

As variações observadas para a cidade de São Paulo ocorrem principalmente por conta da poluição na cidade sendo este um efeito de causas humanas. Os dados podem ser comparados na Figura 44.



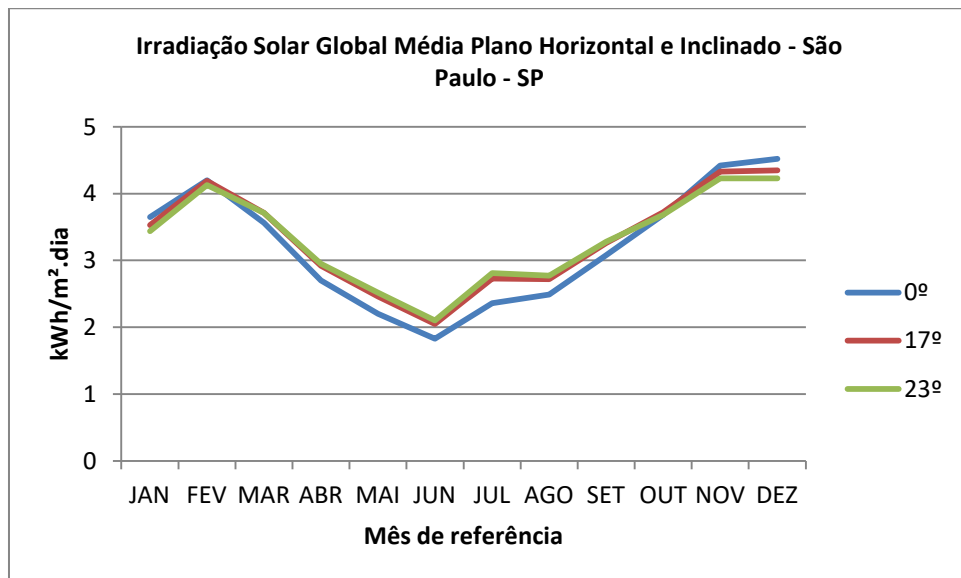


Figura 44 - Comparativo entre os níveis de irradiação média nos planos horizontal e inclinado 23° e 17°

A Figura 45 apresenta um comparativo entre os níveis de irradiação média no plano inclinado a 17° das cinco cidades analisadas neste projeto.

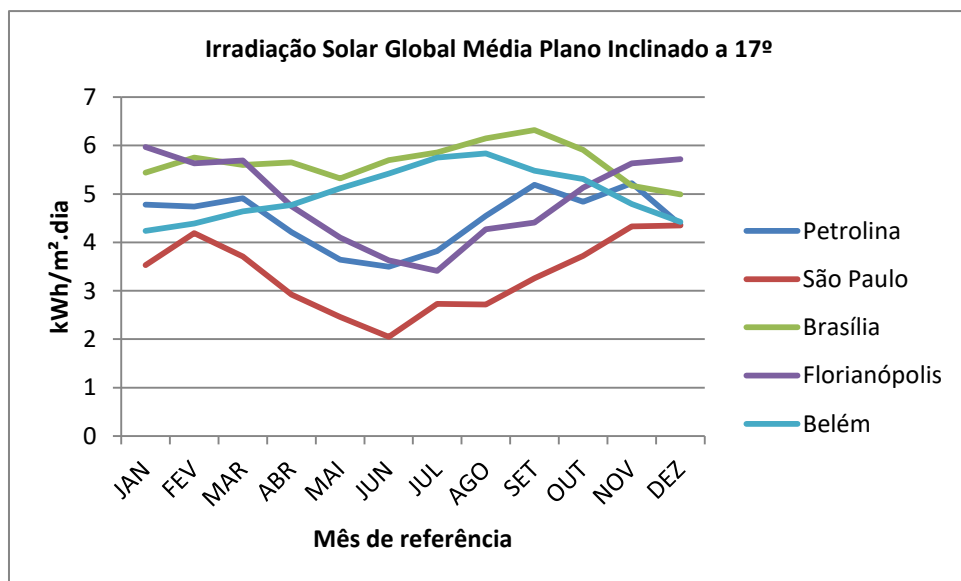


Figura 45 - Comparação entre os níveis de irradiação solar global média das cinco cidades no plano inclinado a 17°

Segundo (PEREIRA, 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°

26° para o Norte dando origem ao Solstício de Inverno e em 21 de Dezembro o Sol está afastado do Equador 23° 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 dimensionar os sistemas FV, algumas etapas foram seguidas:

1. Estimativa inicial da potencia nominal necessária para atender a demanda de cada residência;
2. Selecionar um módulo solar e definir as quantidades que serão utilizadas para cada caso;
3. Selecionar um modelo de inversor que seja compatível com o módulo
4. Estabelecer qual a melhor configuração do conjunto inversor/módulo;
5. Estimar a energia produzida, tendo como base os dados de 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. 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 cabeamento;
- Inversor;
- Disjuntores;
- Medidores de energia;

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 que a escolha dos módulos fosse facilitada, alguns parâmetros foram escolhidos para embasá-la:

- Potência do módulo;
- Área do módulo em m<sup>2</sup>;
- Custo do módulo por unidade;
- Custo por m<sup>2</sup>;

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 para cada potência de módulo analisada.

Avaliando-se a cidade de São Paulo/SP, 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<sup>2</sup> 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<sup>2</sup>. 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 cinco cidades, já que cumpria com os requisitos mínimos de segurança do sistema como um todo.

### **3.7 CABEAMENTO / DISJUNTORES / MEDIDORES DE ENERGIA**

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 projeto 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 DO SISTEMA**

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 do Anuário Estatístico de Energia Elétrica, 2016 com as curvas estimadas de geração fotovoltaica diária média, obtidas através do software PVsyst 6.67

### **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 DEMANDADA

Como o objetivo deste projeto 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 10:

$$P_{cc} = \frac{E}{G \times R} \quad (10)$$

Onde:

P<sub>cc</sub> = Potência média em CC [kW];

E = Consumo médio diário ao ano [kWh/dia];

G = Irradiação diária recebida no plano do painel fotovoltaico [kWh/m<sup>2</sup>] dividida pela irradiância de referência de 1.000 W/m<sup>2</sup>, expressa em horas.

R = Rendimento do sistema, inversor e conexões.

Conforme a metodologia aplicada em alguns estudos (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:

	<b>P<sub>cc</sub></b>
<b>Brasília</b>	2,12 kW
<b>Florianópolis</b>	2,53 kW
<b>Belém</b>	2,52 kW
<b>Petrolina</b>	2,68 kW
<b>São Paulo</b>	3,67 kW

**Tabela 12 - Potência média em kW**

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 Brasília é aproximadamente 42% menor que o de São Paulo e o de Petrolina é cerca de 27% menor que o da cidade paulista.

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 modelos (Anexo A) 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 12 e serviram como parâmetros diretos ou indiretos no cálculo e dimensionamento dos sistemas.

<b>Potência (Wp)</b>	<b>Área (m<sup>2</sup>)</b>	<b>Custo unitário (R\$)</b>	<b>Custo/m<sup>2</sup> (R\$)</b>	<b>Marca</b>	<b>Modelo</b>	<b>Eficiência (%)</b>
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	Solar World	SW 135 poly R6A	13,5
140	1,00	743,65	987,00	Yingli Solar	YL140P	14,0
240	1,63	1.349,04	827,63	BYD	BYD 240P6C-30	14,75

**Tabela 13 - Dados dos módulos fotovoltaicos (Valores obtidos de diversos fornecedores)**

Na Tabela 13 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 11.

$$A = \frac{P_{cc}}{P_{mód}} \times A_{mód} \quad (11)$$

Onde:

A – Área requerida em m<sup>2</sup>;

P<sub>cc</sub> – Potência nominal necessária para cada cidade (Wp);

P<sub>mód</sub> – Potência do módulo (Wp);

A<sub>mód</sub> – Área de cada módulo;

<b>Local</b>	<b>Potência (Wp)</b>	<b>50 Wp – A(m<sup>2</sup>)</b>	<b>65 Wp – A(m<sup>2</sup>)</b>	<b>85Wp – A(m<sup>2</sup>)</b>	<b>135 Wp – A(m<sup>2</sup>)</b>	<b>140 Wp – A(m<sup>2</sup>)</b>	<b>240 Wp – A(m<sup>2</sup>)</b>
Brasília	2.120	17,38	16,63	16,46	16,02	15,14	14,40
Florianópolis	2.530	20,75	19,85	19,64	19,12	18,07	17,18
Petrolina	2.680	21,98	21,03	20,81	20,25	19,14	18,20
Belém	2.520	20,66	19,77	19,57	19,04	18,00	17,12
São Paulo	3.670	30,09	28,80	28,50	27,73	26,21	24,93

**Tabela 14 - Área demandada em m<sup>2</sup> de acordo com a potência necessária para cada cidade**

Verifica-se que são necessários no máximo 30,09 m<sup>2</sup> de área para instalação de módulos na cidade com maior requisito de potência.

A próxima relação exposta na Tabela 14 mostra a quantidade de módulos necessária para atingir a potência nominal específica para cada uma das cidades. Como a priori não é possível trabalhar com frações de módulos, procurou-se representar os valores obtidos através da Equação 12 com arredondamento para números inteiros.

$$Q = \frac{P_{cc}}{P_{mod}} \quad (12)$$

Onde:

Q – Quantidade de módulos necessários para atingir a potencia nominal em cada cidade;

P<sub>cc</sub> – Potência nominal em corrente contínua;

P<sub>mód</sub> – Potência nominal do módulo;

Local	Potência (Wp)	50 Wp – Q(unid)	65 Wp – Q(unid)	85Wp – Q(unid)	135 Wp – Q(unid)	140 Wp – Q(unid)	240 Wp – Q(unid)
Brasília	2.120	43	33	25	16	16	9
Florianópolis	2.530	51	39	30	19	19	11
Petrolina	2.680	54	42	32	20	20	12
Belém	2.520	51	39	30	19	18	11
São Paulo	3.670	74	57	44	28	27	16

**Tabela 15 - Quantidade de módulos de acordo com a potência necessária para cada cidade**

Com os valores inteiros é possível ter uma imagem real da necessidade mínima de módulos a serem instalados.

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 Brasília com módulos de 50 Wp, por exemplo, seriam necessários 44 módulos ao invés de 43. Pois se os 43 fossem divididos por dois inversores, o número final para cada subsistema seria de 21,5 módulos, inviabilizando a divisão. Adicionando-se somente 1 módulo, o número final seria par (44), e então ao dividi-lo pelos inversores o resultado seria um número par (22), o que é praticável, pois este número poderia ser subdividido em grupos de módulos a fim de se obter o melhor arranjo.

Este valor de 44 módulos permite a divisão entre 2 inversores de 22 módulos cada, o que gera 2 conjuntos de 11 módulos cada, por exemplo. Seguindo este raciocínio de adição de módulos para a obtenção de um número par no final, montou-se a Tabela 15.

<b>Local</b>	<b>Potência (Wp)</b>	<b>50 Wp – Q(unid)</b>	<b>65 Wp – Q(unid)</b>	<b>85Wp – Q(unid)</b>	<b>135 Wp – Q(unid)</b>	<b>140 Wp – Q(unid)</b>	<b>240 Wp – Q(unid)</b>
Brasília	2.120	1	3	3	0	0	1
Florianópolis	2.530	1	1	2	1	1	1
Petrolina	2.680	2	2	0	0	0	0
Belém	2.520	1	1	2	1	2	1
São Paulo	3.670	2	3	0	0	1	0

**Tabela 16 - Quantidade de módulos adicionais**

Somando-se a quantidade de módulos mínimos necessários com a quantidade de módulos adicionais, tem-se a quantidade total de módulos considerados (Tabela 16).

<b>Local</b>	<b>Potência (Wp)</b>	<b>50 Wp – Q(unid)</b>	<b>65 Wp – Q(unid)</b>	<b>85Wp – Q(unid)</b>	<b>135 Wp – Q(unid)</b>	<b>140 Wp – Q(unid)</b>	<b>240 Wp – Q(unid)</b>
Brasília	2.120	44	36	28	16	16	10
Florianópolis	2.530	52	40	32	20	20	12
Petrolina	2.680	56	44	32	20	20	12
Belém	2.520	52	40	32	20	20	12
São Paulo	3.670	76	60	44	28	28	16

**Tabela 17 - Quantidade final de módulos**

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 17.

<b>Local</b>	<b>Potência (Wp)</b>	<b>50 Wp – (R\$)</b>	<b>65 Wp – (R\$)</b>	<b>85Wp – (R\$)</b>	<b>135 Wp – (R\$)</b>	<b>140 Wp – (R\$)</b>	<b>240 Wp – (R\$)</b>
Brasília	2.120	334,92	1306,17	1708,08	0	0	1349,04
Florianópolis	2.530	334,92	435,39	1138,72	859	743,65	1349,04
Petrolina	2.680	669,84	870,78	0	0	0	0
Belém	2.520	334,92	435,39	1138,72	859	1487,3	1349,04
São Paulo	3.670	669,84	1306,17	0	0	743,65	0

**Tabela 18 - Custo adicional em R\$ pela quantidade de módulos adicionais**

Na Tabela 18 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 65 Wp de potência.

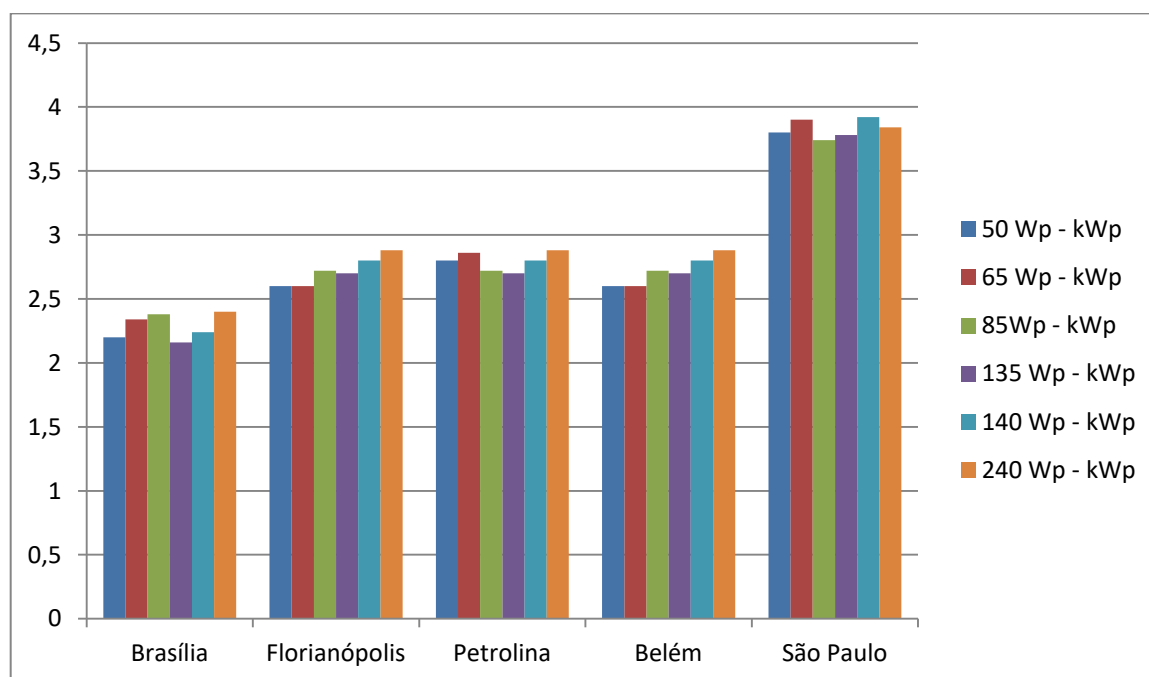


Local	Potência (Wp)	50 Wp – (R\$)	65 Wp – (R\$)	85Wp – (R\$)	135 Wp – (R\$)	140 Wp – (R\$)	240 Wp – (R\$)
Brasília	2.120	14.736,48	15.674,04	15.942,08	13.744,00	11.898,40	13.490,40
Florianópolis	2.530	17.415,84	17.415,60	18.219,52	17.180,00	14.873,00	16.188,48
Petrolina	2.680	18.755,52	19.157,16	18.219,52	17.180,00	14.873,00	16.188,48
Belém	2.520	17.415,84	17.415,60	18.219,52	17.180,00	14.873,00	16.188,48
São Paulo	3.670	25.453,92	26.123,40	25.051,84	24.052,00	20.822,20	21.584,64
<b>CUSTO FINAL</b>		93.777,60	95.785,80	95.652,48	89.336,00	77.339,60	83.640,48

**Tabela 19 - Custo final em R\$ após a adição dos módulos adicionais**

De maneira análoga ao raciocínio realizado para obtenção da Tabela 18, 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 16) pela potência do módulo. Estes valores foram representados na Tabela 19.

Por exemplo, no caso da cidade de São Paulo, considerando-se módulos de 50 Wp, teria-se uma potência final de 3,8 kWp. Resultado da multiplicação da soma de 76 módulos (Figura 46) por sua potência nominal de 50 Wp .



**Figura 46 - Potência gerada por cada módulo**

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 3,67 kWp para a cidade de São Paulo. Ao adicionar novos módulos de 50 Wp, a potência final chegou a 3,80 kWp. Comparando-se esta

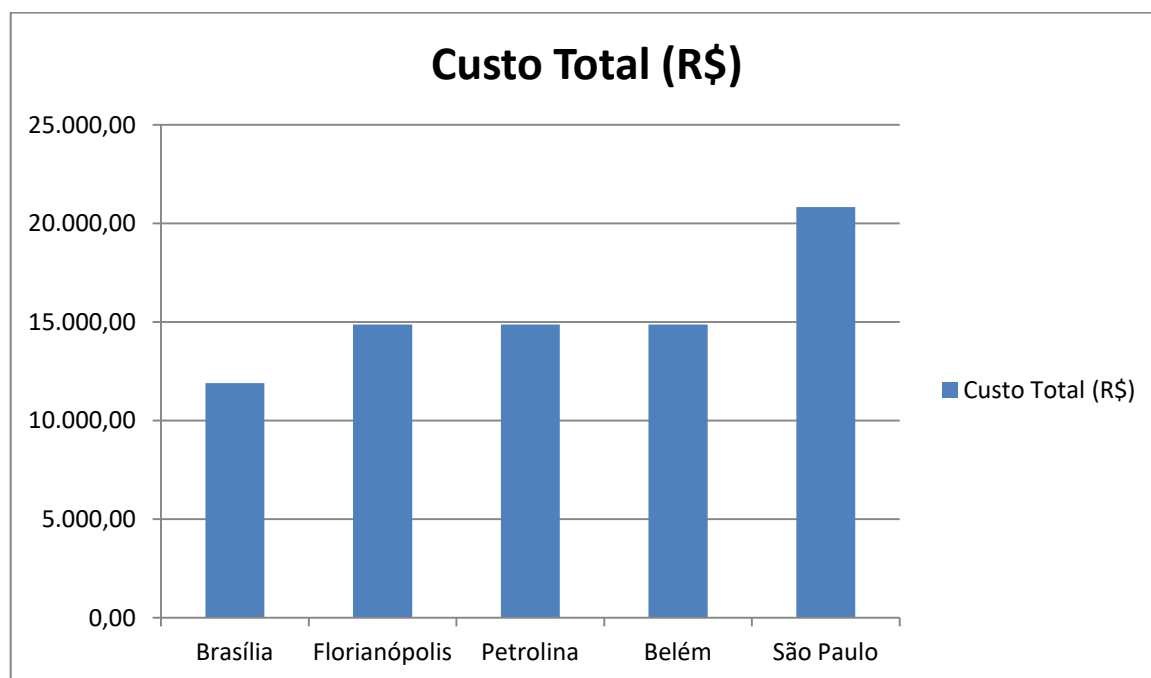
variação com as demais cidades, obteve-se uma diferença de mais de 10%. Por outro lado, a relação entre as potências inicialmente estimadas e as potências finais efetivas com a adição de módulos de 140 Wp foi de pouco mais de 3%, causando um menor impacto (Tabela 20).

Local	Potência (kWp)	50 Wp	65 Wp	85Wp	135 Wp	140 Wp	240 Wp
Brasília	2.120	1,038	1,104	1,123	1,019	1,057	1,132
Florianópolis	2.530	1,028	1,028	1,075	1,067	1,007	1,138
Petrolina	2.680	1,045	1,067	1,015	1,007	1,045	1,075
Belém	2.520	1,032	1,032	1,079	1,071	1,011	1,143
São Paulo	3.670	1,035	1,063	1,019	1,030	1,068	1,046
Soma/5		0,035	0,059	0,062	0,039	0,037	0,107

**Tabela 20 – Porcentagem (%) de potência efetiva final e necessária após a adição dos módulos**

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 Figura 47.



**Figura 47 - Custo final dos módulos por cidade**

As principais características elétricas, mecânicas e de temperatura do módulo selecionado são apresentadas na Tabela 21.

<b>CARACTERÍSTICAS ELÉTRICAS</b>	
Potência máxima (P <sub>máx</sub> )	140 W
Tolerância de potência	3%
Eficiência do módulo (η <sub>m</sub> )	14%
Tensão de máxima potência (V <sub>mpp</sub> )	18.0 V
Corrente de máxima potência (I <sub>mpp</sub> )	7.77 A
Tensão em circuito aberto (V <sub>oc</sub> )	22.5 V
Corrente de curto-circuito (I <sub>sc</sub> )	8.40 A
<b>CARACTERÍSTICAS DE TEMPERATURA</b>	
Temperatura nominal de funcionamento da célula (NOCT)	46 °C (+/-2)
Coefficiente de temperatura de P <sub>máx</sub>	-0,45% / °C
Coefficiente de temperatura de V <sub>oc</sub>	-0,37 % / °C
Coefficiente de temperatura de I <sub>sc</sub>	0,06 % / °C
<b>CARACTERÍSTICAS MECÂNICAS</b>	
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/m<sup>2</sup>, temperatura do módulo de 25 °C, AM= 1,5

**Tabela 21 - Características Elétricas do Módulo YL140P-17b (YINGLI SOLAR, 2015)**

Segundo a Tabela de Classificação dos Módulos Fotovoltaicos de silício cristalino e filmes finos do INMETRO, apresentada no Anexo C, 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 12:

$$\eta = \frac{I_{mpp} \times V_{mpp}}{I_c \times A} \quad (12)$$

Onde:

I<sub>mpp</sub> – Corrente máxima de pico;

V<sub>mpp</sub> – Tensão máxima de pico;

I<sub>c</sub> – Irradiância solar (W/m<sup>2</sup>);

A – área útil do modulo (m<sup>2</sup>);

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:

- 2,24 kWp para Brasília;
- 2,80 kWp para Florianópolis;
- 2,80 kWp para Petrolina;
- 2,80 kWp para Belém;
- 3,92 kWp para São Paulo;

## 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).

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, 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:

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

Onde:

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

$P_{INV\ máx}$  – 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 tenham baixos níveis de irradiância solar (IST, DGS e UE, 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.

### 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 conseqüentemente 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 48.

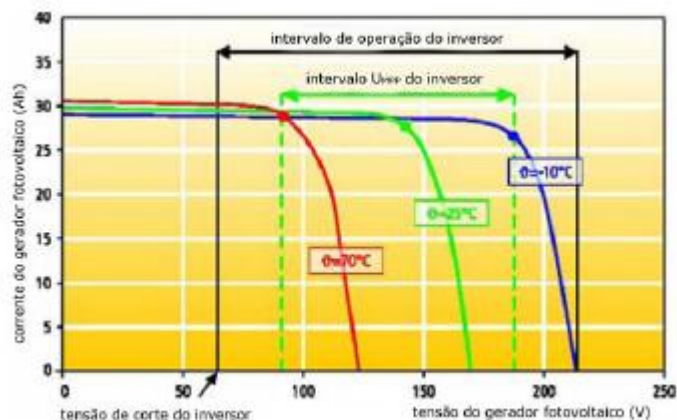


Figura 48 - Curvas características do gerador fotovoltaico e intervalo operacional de um inversor (LAMBERTS, 2010)

### 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 13:

$$N_{m\acute{a}x} \leq \frac{V_{m\acute{a}x} (inversor)}{V_{OC} (m\acute{o}dulo)} \quad (13)$$

Onde:

$N_{m\acute{a}x}$  – Número máximo de módulos em série conectados por fileira;

$V_{m\acute{a}x} (inversor)$  – Máxima tensão de entrada do inversor (Volts);

$V_{OC} (m\acute{o}dulo)$  – 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 14:

$$N_{min} \geq \frac{V_{MPP} (inversor)}{V_{MPP} (m\acute{o}dulo)} \quad (14)$$

Onde:

$N_{min}$  – Número mínimo de módulos conectados em série por fileira;

$V_{MPP} (inversor)$  – Tensão mínima MPP de entrada no inversor (Volts);

$V_{MPP} (m\acute{o}dulo)$  – 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 15:

$$N_{fileira} \leq \frac{I_{m\acute{a}x} (inversor)}{I_n (fileira)} \quad (15)$$

Onde:

$N_{fileira}$  – Número máximo de fileiras em paralelo;

$I_{m\acute{a}x}$  – 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 Anexo B, as características técnicas de vários modelos de inversores foram analisadas e optou-se por escolher o mesmo modelo para as cinco cidades. O modelo selecionado foi o Sunny Boy 1200 da SMA, cuja ficha técnica é apresentada na Tabela 24.

<b>Entrada (CC)</b>	
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
<b>Saída (CA)</b>	
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

**Tabela 22 - Características técnicas do inversor Sunny Boy 1200 (SMA, 2016)**

A partir daí, os procedimentos mencionados foram adotados para cada uma das cinco 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:

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

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

Isso nos diz que a quantidade máxima de módulos que podem ser conectados em série é de 17. Para o cálculo do número mínimo de módulos conectados em série por fileira, dividiu-se a mínima tensão de entrada do inversor pela tensão MPP do módulo, obtendo-se o seguinte resultado:

$$N_{m\acute{i}n} \geq \frac{100}{18}$$

$$N_{m\acute{i}n} \geq 5,55$$

E o número mínimo de módulos conectados em série deverá ser de 6 por fileira. E para o cálculo do número máximo de fileiras conectadas em paralelo, dividiu-se a corrente máxima do inversor pela corrente total da fileira de módulos conectados em série, obtendo-se:

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

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

Isto significa que o número máximo de fileiras ligadas em paralelo  $N_{fileira}$  não poderá ser maior que 1,62. A partir desses cálculos, foi possível determinar a melhor configuração de sistema para cada uma das cidades, conforme apresentado a seguir.

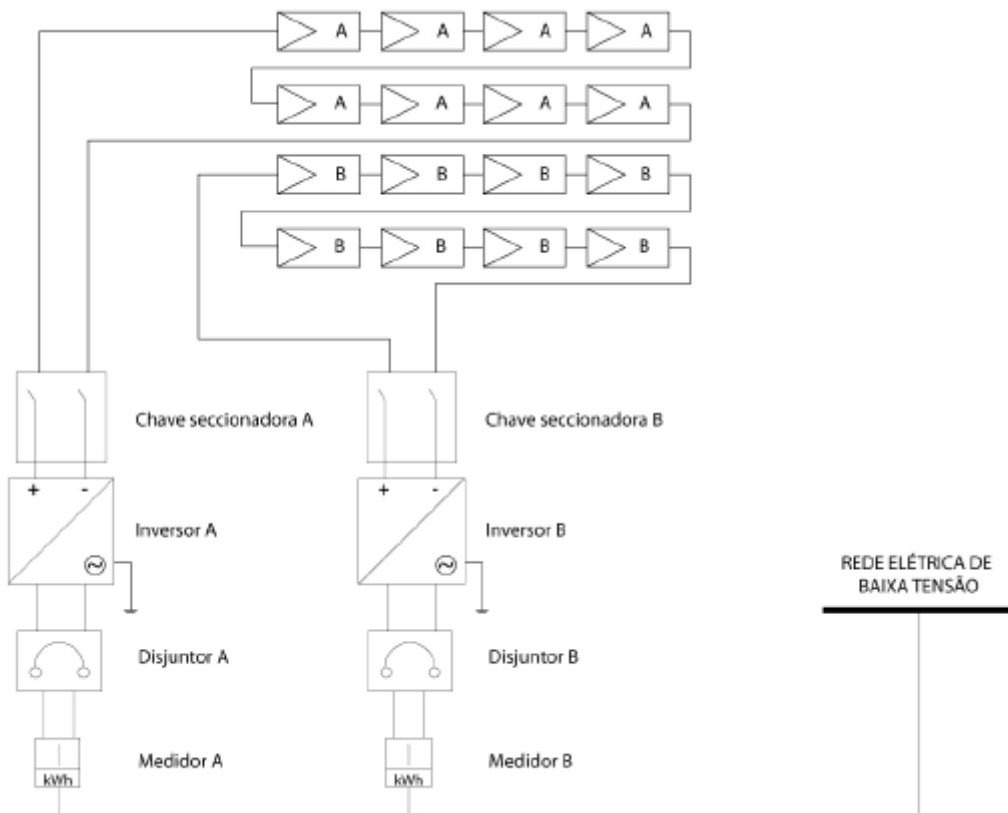
### Brasília – DF

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 49, no qual podem ser observadas as ligações elétricas dos módulos e dos demais componentes.



**Figura 49 - Diagrama esquemático do sistema fotovoltaico de 2,24 kWp de Brasília – DF, 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 3 (SMA, 2017) conforme Figura 50.

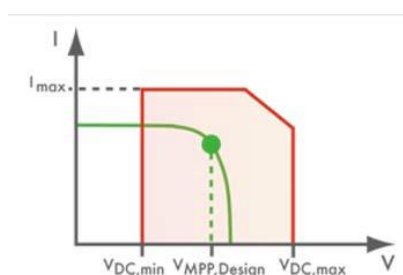


Figura 50 - Gráfico da compatibilidade do sistema fotovoltaico x inversor gerado pelo software Sunny Design 3

### Florianópolis – SC / Petrolina – PE / Belém – PA

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 51, no qual podem ser observadas as ligações elétricas dos módulos e dos demais componentes.

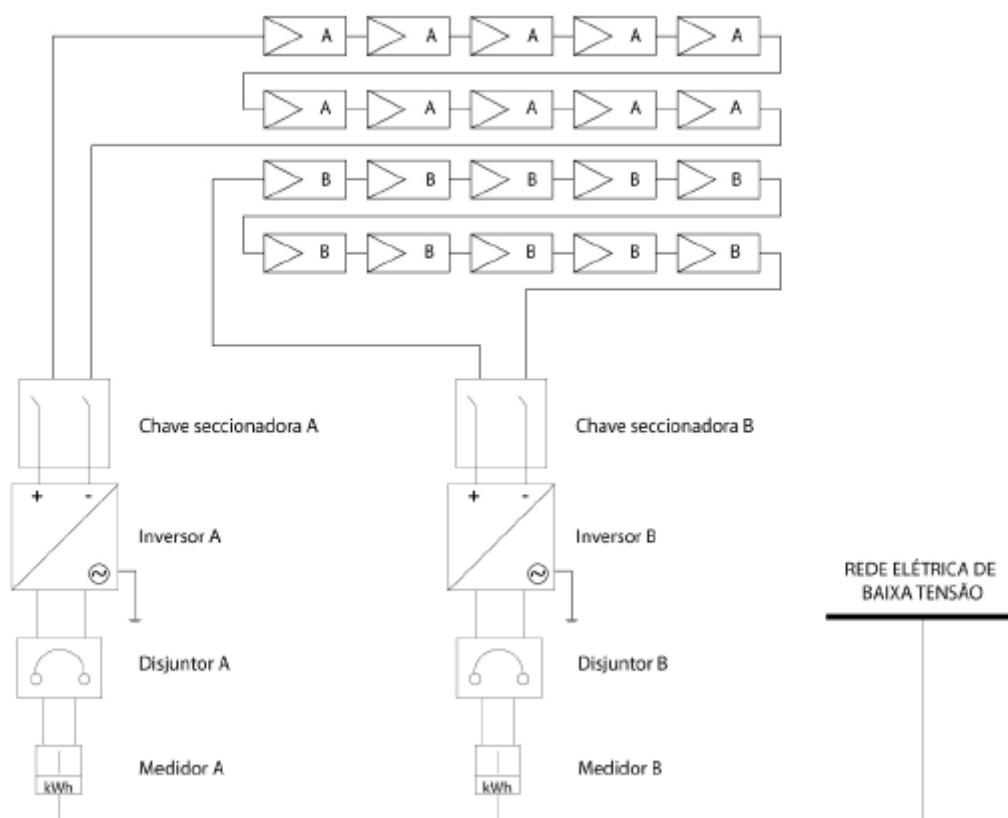


Figura 51 - Diagrama esquemático do sistema fotovoltaico de 2,8 kWp das cidades de Florianópolis – SC, Petrolina – PE, Belém – PA, mostrando módulos conectados em série

### 4.3 OUTROS 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<sup>2</sup>. 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:

$$Fusível\ da\ caixa\ seccionadora = 8,4\ (A) \times 1,25 \times 1,25 = 13,3$$

O valor adotado foi 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 DA GERAÇÃO DE ENERGIA

Como já foi obtida a potência nominal do gerador fotovoltaico, têm-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 Figuras 52, 53, 54, 55 e 56 foram obtidos através da Equação 16:

$$E = D \times P_{cc} \times G \times R \quad (16)$$

Onde:

E – Energia mensal produzida [kWh];

D – Número de dias do mês [dias];

$P_{cc}$  – Potência nominal em corrente contínua [kW];

G – Irradiação solar diária média [kWh/m<sup>2</sup>.dia];

R – Rendimento do sistema inversor e conexões [%];

### Brasília - DF

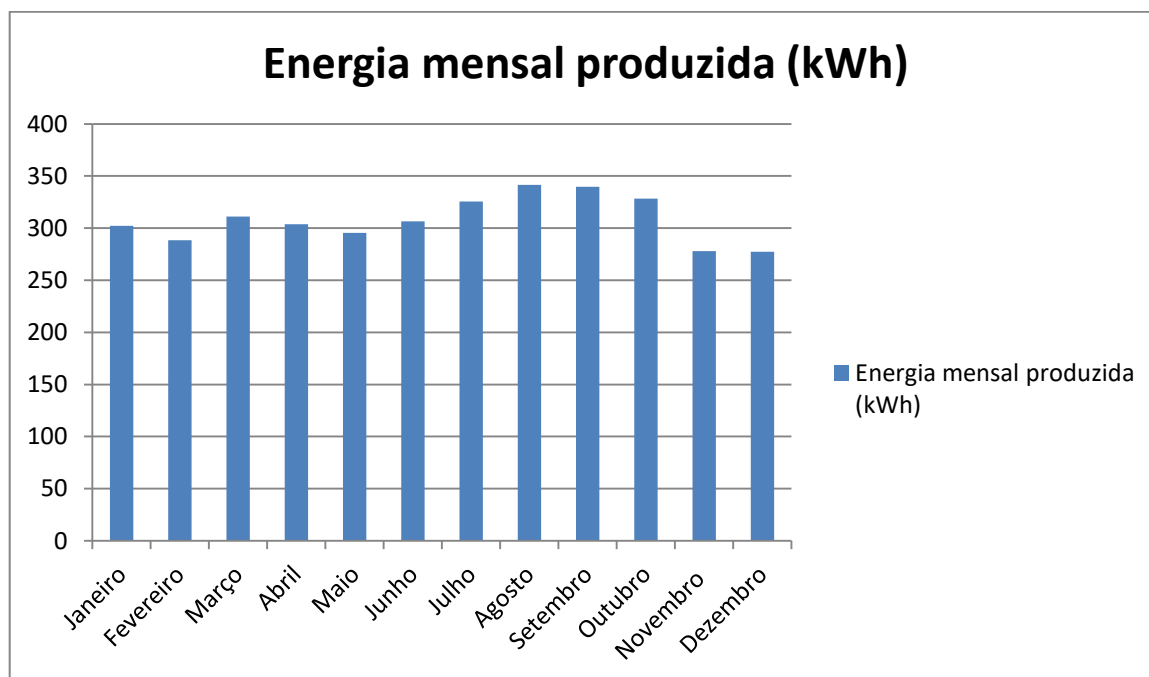


Figura 52 - Energia produzida mensalmente por um sistema de 2,24 kWp para a cidade de Brasília – DF

## Florianópolis – SC

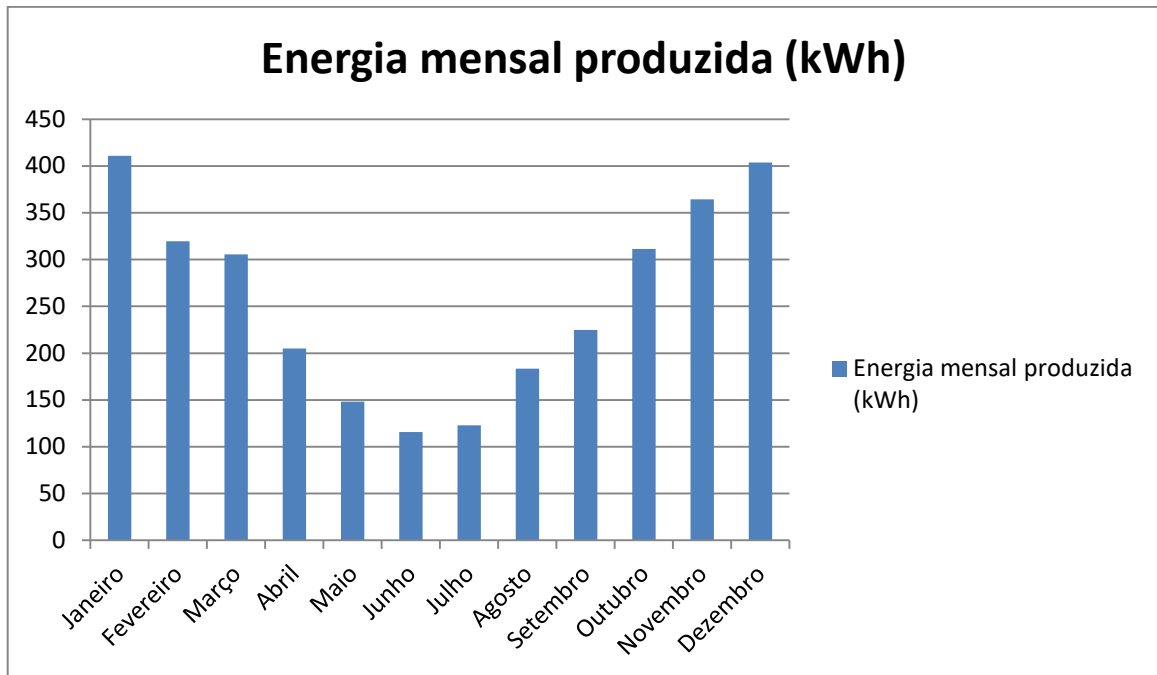


Figura 53 - Energia produzida mensalmente por um sistema de 2,80 kWp para a cidade de Florianópolis – SC

## Petrolina – PE

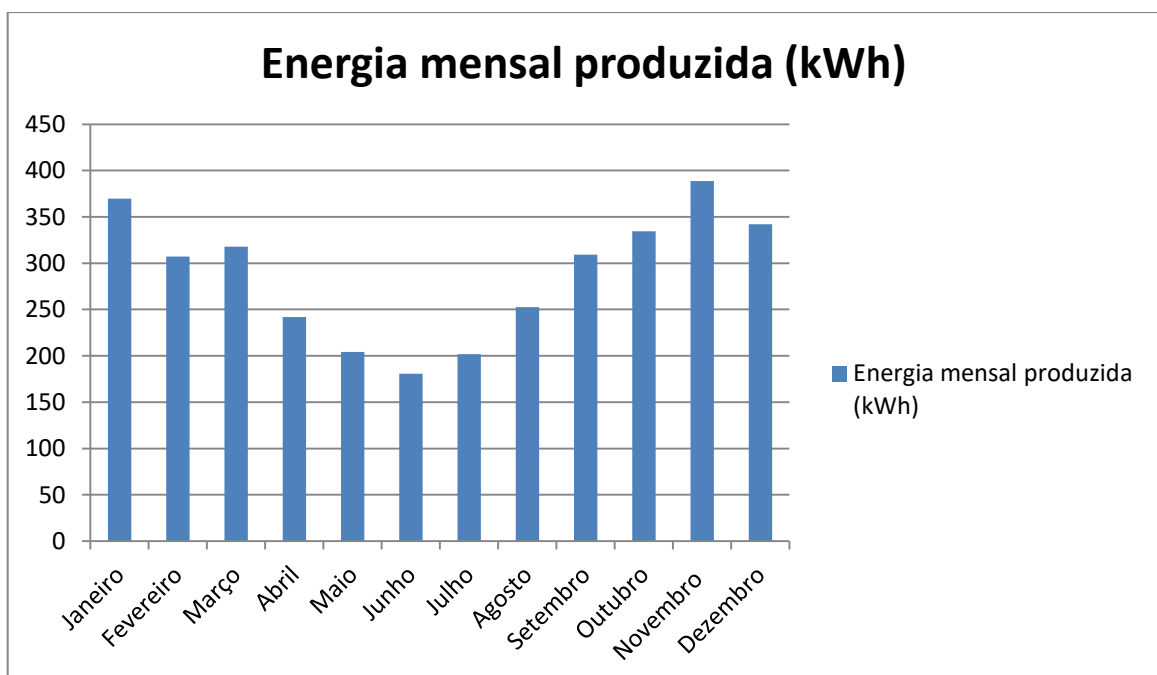


Figura 54 - Energia produzida mensalmente por um sistema de 2,80 kWp para a cidade de Petrolina - PE

## Belém – PA

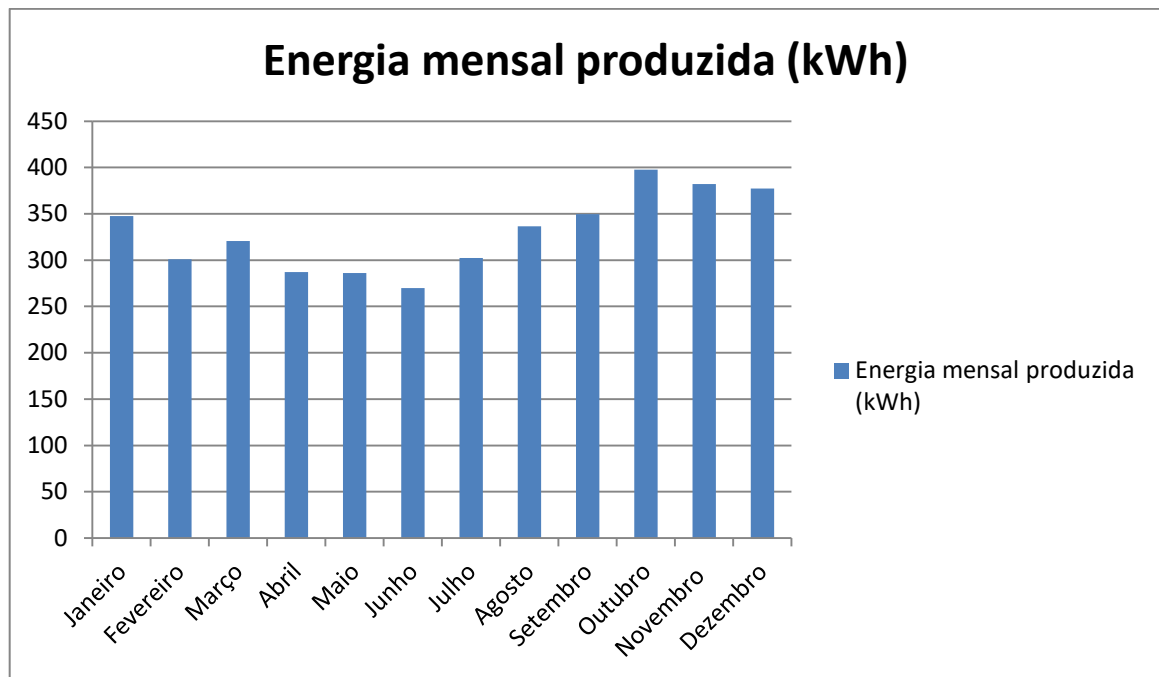


Figura 55 - Energia produzida mensalmente por um sistema de 2,80 kWp para a cidade de Belém – PA

## São Paulo – SP

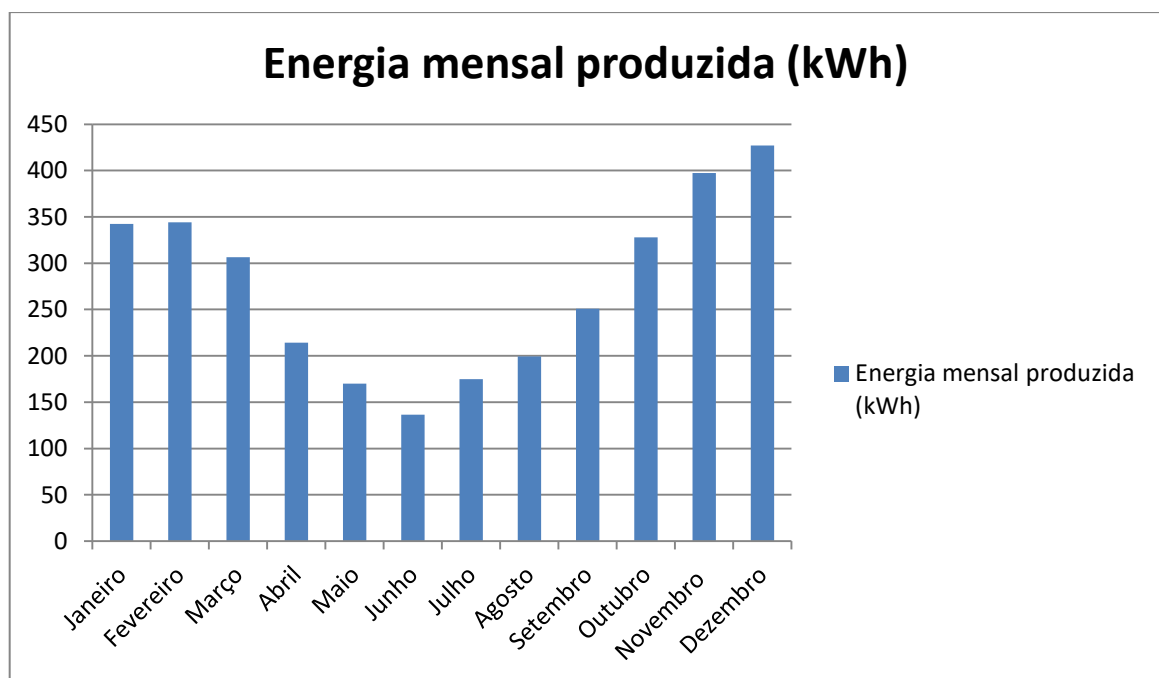


Figura 56 - Energia produzida mensalmente por um sistema de 3,92 kWp para a cidade de São Paulo – SP

Caso se tenha apenas a média anual de irradiação solar, é possível estimar a geração de energia do sistema FV através da Equação 17:

$$E = P_{cc} \times G \times R \times 365 \frac{\text{dias}}{\text{ano}} \quad (17)$$

Onde:

E – Energia gerada pelo sistema [kWh/ano]

Pcc – Potência do sistema em corrente contínua [kW]

R – Rendimento do sistema, inversor e conexões [%]

G - Irradiação diária recebida no plano do painel fotovoltaico (kWh/m<sup>2</sup>.dia), dividida pela irradiância de referência de 1.000 W/m<sup>2</sup>, expressa em número de horas (h)

Os resultados obtidos podem ser visualizados na Tabela 23.

Cidade	E [kWh/ano]
Brasília	3,695
Florianópolis	4,038
Petrolina	3,801
Belém	4,055
São Paulo	3,891

**Tabela 23 - Energia gerada pelo sistema [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 se trata de uma estimativa e estão sendo utilizadas médias de irradiação dos últimos anos.

#### **4.4.1 PRODUTIVIDADE ANUAL DO SISTEMA**

Os dados apresentados nas tabelas e figuras 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 kW instalado.

##### **Brasília – DF**

Através dos dados apresentados na Figura 52, verifica-se que a produção diária média anual seria de 10,27 kWh/dia, o que significa que para cada kWp instalado, o sistema poderá produzir 1.650,85 kWh/kWp.

##### **Florianópolis – SC**

Através dos dados apresentados na Figura 53, verifica-se que a produção diária média anual seria de 8,65 kWh/dia, o que significa que para cada kWp instalado, o sistema poderá produzir 1.112,65 kWh/kWp.

##### **Petrolina – PE**

Através dos dados apresentados na Figura 54, verifica-se que a produção diária média anual seria de 9,07 kWh/dia, o que significa que para cada kWp instalado, o sistema poderá produzir 1.167,33 kWh/kWp.

##### **Belém - PA**

Através dos dados apresentados na Figura 55, verifica-se que a produção diária média anual seria de 10,24 kWh/dia, o que significa que para cada kWp instalado, o sistema poderá produzir 1.316,96 kWh/kWp.

## São Paulo – SP

Através dos dados apresentados na Figura 56, verifica-se que a produção diária média anual seria de 9,14 kWh/dia, o que significa que para cada kWp instalado, o sistema poderá produzir 839,49 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 18:

$$FC = \frac{Eg}{P_{nom} \times \Delta t} \times 100 \quad (18)$$

Onde:

FC = Fator de capacidade do sistema no período  $\Delta t$  considerado [%];

Eg = Energia gerada pelo sistema em um instante t [kWh];

P<sub>nom</sub> = Potência de pico do sistema [kWp];

$\Delta t$  = Período de integração [h] em geral utiliza-se um ano (8.760 horas)

Calculando-se o fator de capacidade para cada uma das cidades os resultados obtidos estão representados na Tabela 24

Cidade	Fator de Capacidade [%]
Brasília	18,83
Florianópolis	16,46
Petrolina	15,49
Belém	16,53
São Paulo	11,33

Tabela 24 - Fator de capacidade

### 4.4.3 ANÁLISE COMPARATIVA ENTRE GERAÇÃO E CONSUMO

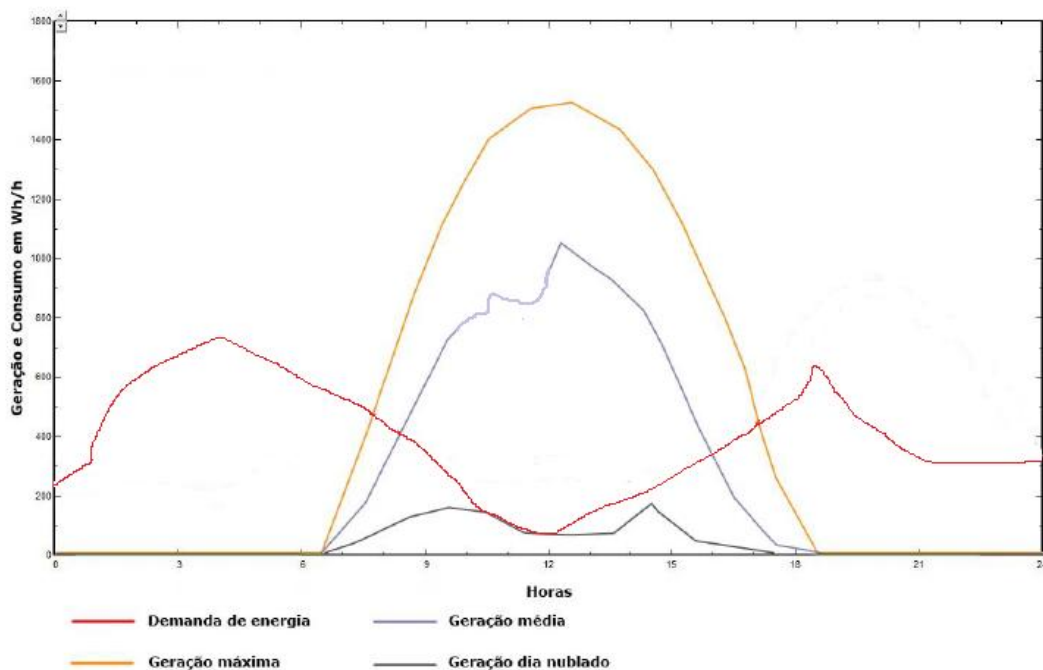
As curvas estimadas de geração fotovoltaica foram traçadas através da utilização do *software* PVsyst versão 6.6.7, desenvolvido em 1991 pela Universidade de Genebra que permite simular o dimensionamento de sistemas fotovoltaicos, estimando a geração de energia para diferentes localidades. As curvas de demanda, conforme mencionado no Capítulo 3, foram obtidas através do Anuário Estatístico de Energia Elétrica de 2016 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 50 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 Brasília - DF.



**Figura 57 - Sobreposição da curva de geração fotovoltaica em Brasília - DF com a curva de demanda da Região Centro-Oeste**

Nela é possível verificar que às dezoito 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.



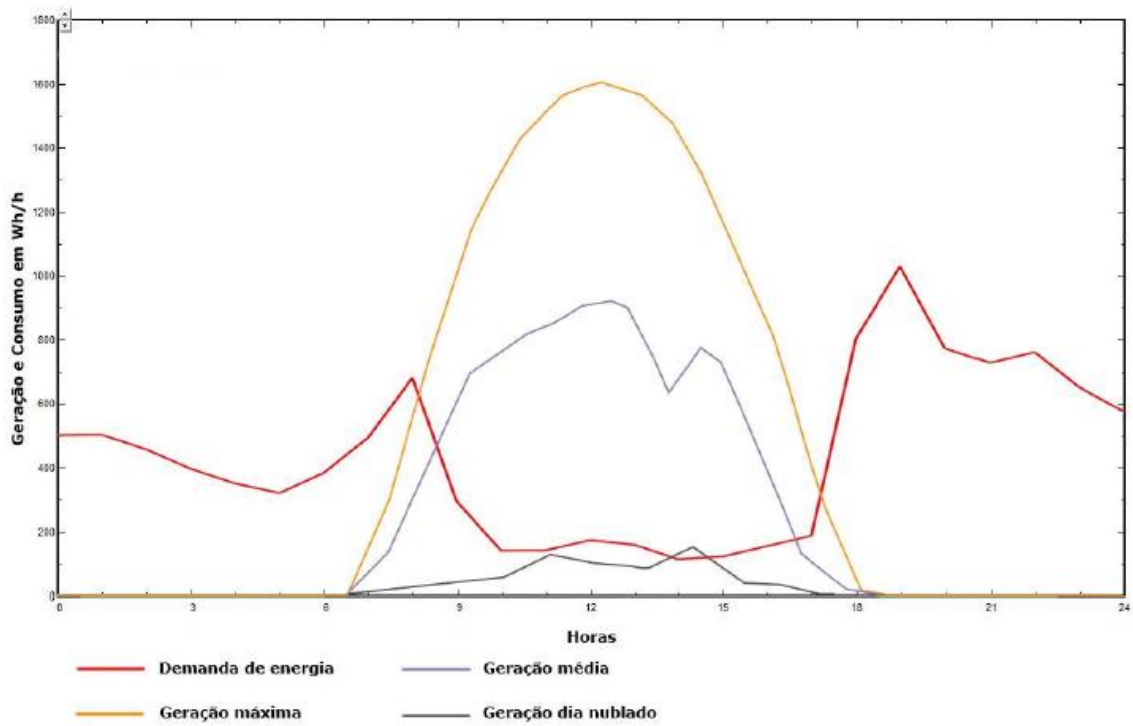


Figura 58 - Sobreposição da curva de geração fotovoltaica em Florianópolis com a curva de demanda da Região Sul

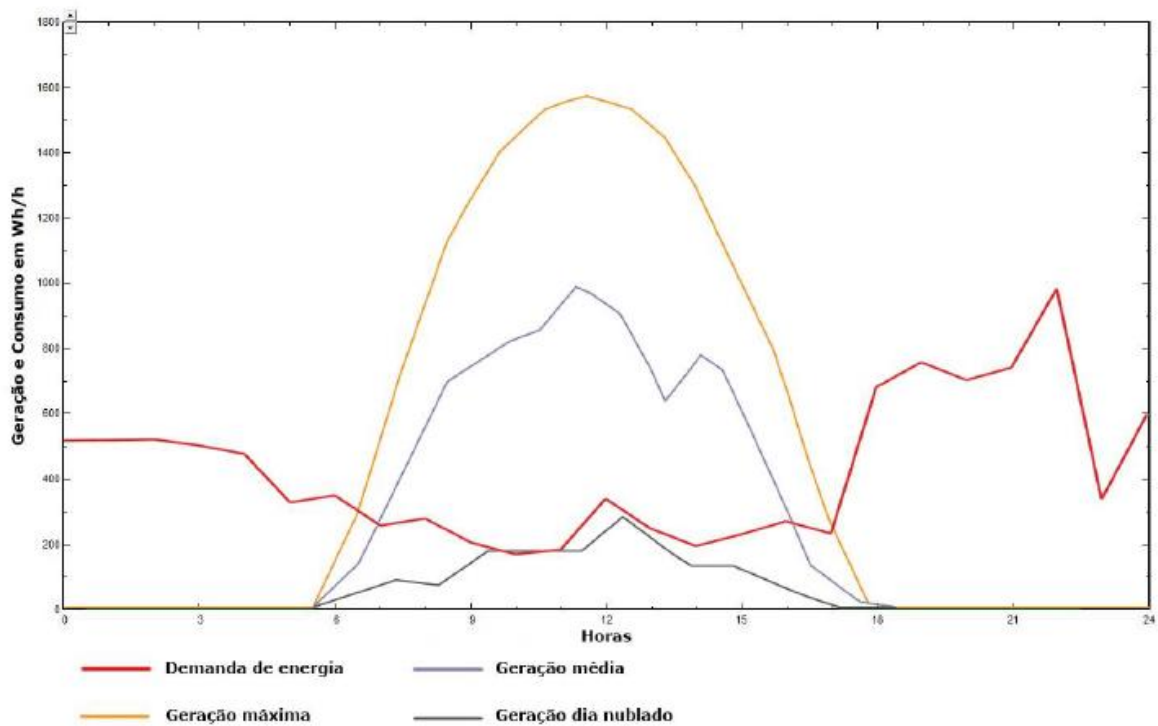
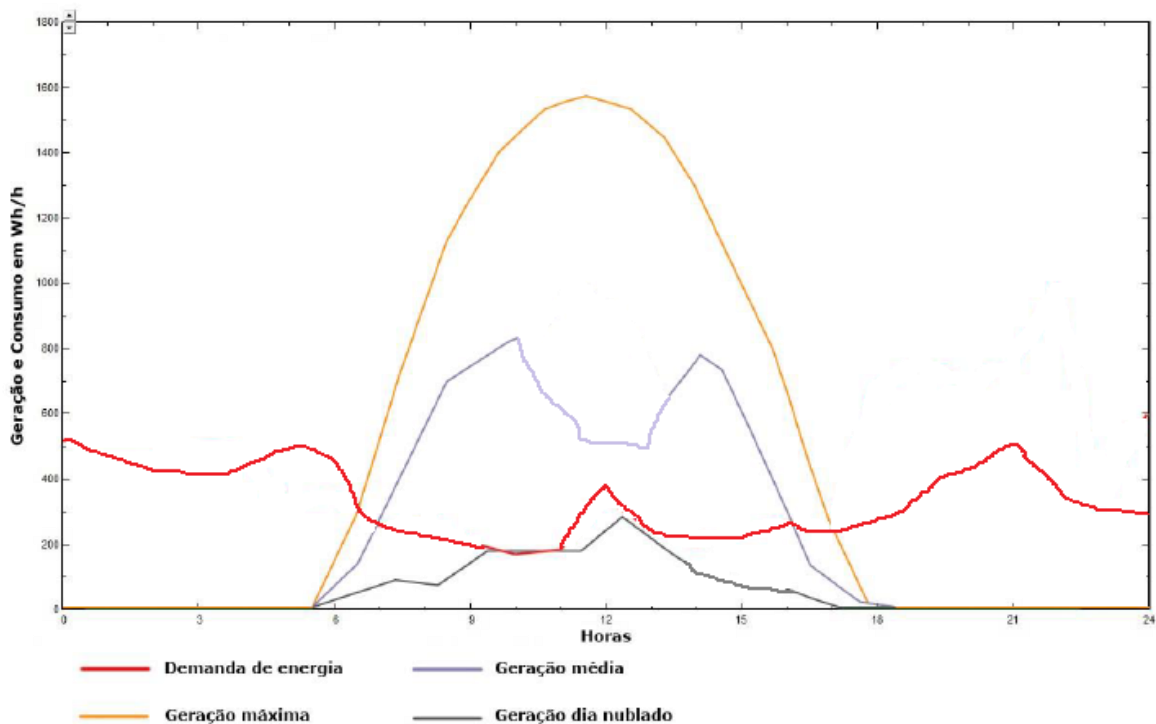
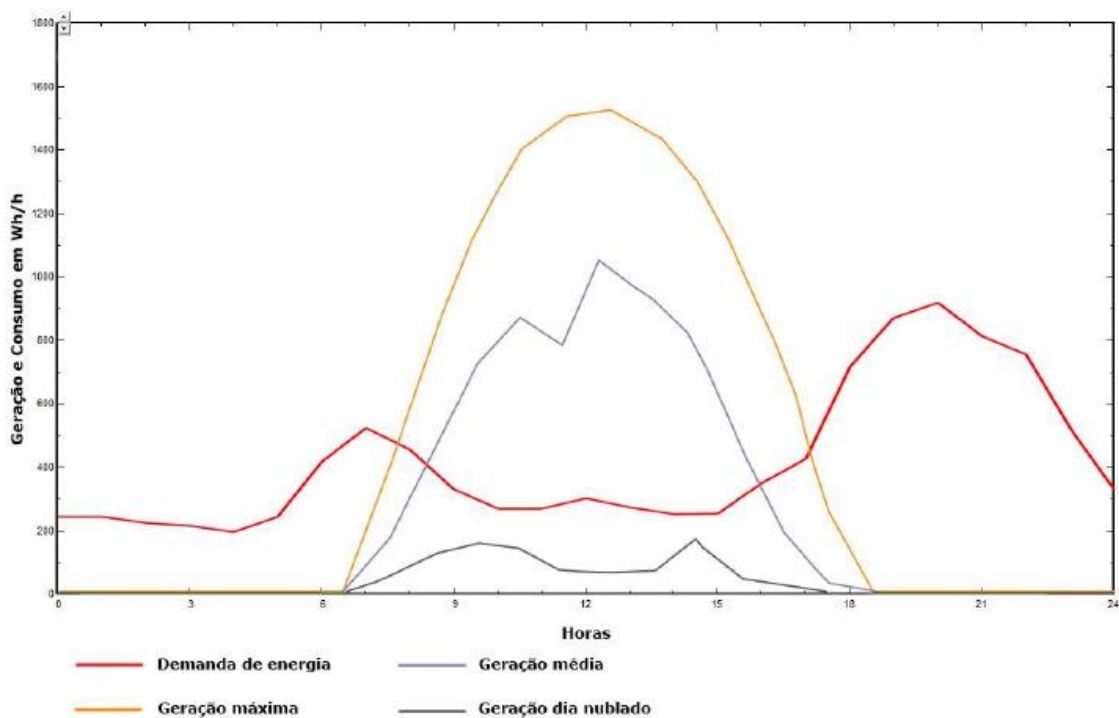


Figura 59 - Sobreposição da curva de geração fotovoltaica em Petrolina - PE com a curva de demanda da Região Nordeste



**Figura 60 - Sobreposição da curva de geração fotovoltaica em Belém - PA com a curva de demanda da Região Norte**



**Figura 61 - Sobreposição da curva de geração fotovoltaica em São Paulo com a curva de demanda da Região Sudeste**

Analisando as curvas de demanda residencial das regiões Norte, Centro-Oeste, 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.

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 ótica, 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 de 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 QUANTIDADE DE 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 29.

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 25.

Cidade	Concessionária	Tarifa única c/ impostos (R\$/kWh)	Consumo médio mensal (kWh)	Custo total mensal (R\$)	Custo total anual (R\$)
Brasília	CEB	0,67252	300,00	201,75	2.421,00
Florianópolis	CELESC	0,45985	300,00	137,95	1.655,40

Petrolina	CELPE	0,69156	300,00	207,46	2.489,52
Belém	CELPA	0,59902	300,00	179,70	2.156,40
São Paulo	AES	0,23887	300,00	71,66	859,92
Eletropaulo					

**Tabela 25 - Tarifas de energia e consumo (consultadas em novembro de 2017)**

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 19:

$$Eco(R\$) = Eg(ano) \times T \text{ (19)}$$

Onde:

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

Eg – energia produzida ao ano pelo sistema fotovoltaico;

T – tarifa em reais cobrada pela concessionária da região;

Aplicando-se a Equação 19 para cada uma das cidades, encontram-se os valores representados na Tabela 26:

<b>Cidade</b>	<b>Tarifa única c/ impostos (R\$/kWh)</b>	<b>Geração fotovoltaica estimada anual (kWh)</b>	<b>Economia anual (R\$)</b>
Brasília	0,67252	3.697,92	2.486,92
Florianópolis	0,45985	3.115,43	1.432,63
Petrolina	0,69156	3.268,55	2.260,39
Belém	0,59902	3.687,50	2.208,88
São Paulo	0,23887	3.290,82	786,07

**Tabela 26 - Economia Anual (R\$) estimada para as cinco cidades**

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

#### **4.6 CUSTO 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 Brasília, 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 da 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\$ 11.898,40 para a residência de Brasília - DF; R\$ 14.873,00 para as residências de Florianópolis – SC, Petrolina – PE, Belém - PA e R\$ 20.822,20 para a residência de São Paulo - SP.

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 dos sistemas são mostrados nas Tabelas 27, 28, 29.

<b>Brasília – DF – 2,24 kW</b>			
<b>Produto</b>	<b>Valor unitário (R\$)</b>	<b>Quantidade</b>	<b>Valor total (R\$)</b>
<b>Módulo Yingli Solar YL140p – 140Wp</b>	743,65	16	11.898,40
<b>Inversor SMA Sunny Boy 1200</b>	4.062,29	2	8.124,58
<b>Estrutura do suporte em alumínio anodizado</b>	2.172,95	2	4.345,90
<b>Materiais elétricos + instalação</b>	3.298,78	1	3.298,78
<b>Total</b>			27.667,66

**Tabela 27 - Custo do Sistema Fotovoltaico de 2,24 kWp**

<b>Florianópolis – SC, Petrolina – PE, Belém - PA – 2,8 kW</b>			
<b>Produto</b>	<b>Valor unitário (R\$)</b>	<b>Quantidade</b>	<b>Valor total (R\$)</b>
<b>Módulo Yingli Solar YL140p – 140Wp</b>	743,65	20	14.873,00
<b>Inversor SMA Sunny Boy 1200</b>	4.062,29	2	8.124,58
<b>Estrutura do suporte em alumínio anodizado</b>	2.172,95	2	4.345,90
<b>Materiais elétricos + instalação</b>	3.298,78	1	3.298,78

<b>Total</b>			30.642,26
--------------	--	--	-----------

**Tabela 28 - Custo do Sistema Fotovoltaico de 2,8 kWp**

<b>São Paulo - SP – 3,92 kW</b>			
<b>Produto</b>	<b>Valor unitário (R\$)</b>	<b>Quantidade</b>	<b>Valor total (R\$)</b>
<b>Módulo Yingli Solar YL140p – 140Wp</b>	743,65	28	20.822,20
<b>Inversor SMA Sunny Boy 1200</b>	4.062,29	2	8.124,58
<b>Estrutura do suporte em alumínio anodizado</b>	2.172,95	2	4.345,90
<b>Materiais elétricos + instalação</b>	3.298,78	1	3.298,78
<b>Total</b>			36.591,46

**Tabela 29 - Custo do Sistema Fotovoltaico de 3,92 kWp**

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 20:

$$PRS = \frac{\text{Investimento Inicial}}{\text{Economia por Ano}} \quad (20)$$

Onde:

PRS – Período de retorno simples em anos;

Investimento inicial em reais (R\$);

Economia por ano em reais (R\$);

Aplicando-se a Equação 17 para cada uma das cidades, obtêm-se os valores apresentados na Tabela 30.

<b>Local</b>	<b>Investimento inicial (R\$)</b>	<b>Economia Anual (R\$)</b>	<b>Período de retorno simples (anos)</b>
--------------	---------------------------------------	-----------------------------	--

Brasília	27.667,66	2.486,92	11,12
Florianópolis	30.642,26	1.432,63	21,38
Petrolina	30.642,26	2.260,39	13,55
Belém	30.642,26	2.208,88	13,87
São Paulo	36.591,46	786,07	46,54

**Tabela 30 - Período de Retorno Simples em anos para cada uma das cidades**

Considerando um período de vida útil de um sistema fotovoltaico como sendo estimado em 25 anos, os resultados demonstram que quase todos os sistemas seriam pagos antes desse período sendo exceção o da cidade de São Paulo por conta da tarifa mais barata.

Como os cinco sistemas FV desta dissertação foram dimensionados para a autossuficiência energética das edificações, e em três casos, Brasília, Petrolina e Belém, a geração fotovoltaica mensal estimada foi maior do que a demanda da residência, 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 Rüther (2008) e Santos (2009), a Equação 21 foi utilizada para a realização dos cálculos:

$$VF = VP \times (1 + i)^n \quad (21)$$

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 cinco cidades são apresentados nas Tabelas 31, 32, 33, 34 e 35.

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.

<b>Tempo (ano)</b>	<b>Ano inflação</b>	<b>Ano gasto</b>	<b>Tarifa única</b>	<b>Custo Total (300 kWh)</b>	<b>Saldo solar</b>	<b>Déficit</b>	<b>Valor final 25 anos com taxa TIR</b>
1	0	24	0,67252	2.421,00	2.486,92	65,92	334,37
2	1	23	0,706146	2.542,05	2.611,27	69,22	328,12
3	2	22	0,7414533	2.669,15	2.741,83	72,68	321,99
4	3	21	0,77852597	2.802,61	2.878,92	76,31	315,97
5	4	20	0,81745226	2.942,74	3.022,87	80,13	310,06
6	5	19	0,85832488	3.089,88	3.174,01	84,13	304,27
7	6	18	0,90124112	3.244,37	3.332,71	88,34	298,58
8	7	17	0,94630318	3.406,59	3.499,35	92,76	293,00
9	8	16	0,99361834	3.576,92	3.674,31	97,39	287,52
10	9	15	1,04329925	3.755,77	3.858,03	102,26	282,15
11	10	14	1,09546421	3.943,55	4.050,93	107,38	276,87
12	11	13	1,15023743	4.140,73	4.253,48	112,75	271,70
13	12	12	1,2077493	4.347,77	4.466,15	118,38	266,62
14	13	11	1,26813676	4.565,16	4.689,46	124,30	261,64
15	14	10	1,3315436	4.793,41	4.923,93	130,52	256,75
16	15	9	1,39812078	5.033,09	5.170,13	137,04	251,95
17	16	8	1,46802682	5.284,74	5.428,63	143,90	247,24
18	17	7	1,54142816	5.548,98	5.700,07	151,09	242,62
19	18	6	1,61849957	5.826,43	5.985,07	158,64	238,08
20	19	5	1,69942455	6.117,75	6.284,32	166,58	233,63
21	20	4	1,78439577	6.423,63	6.598,54	174,91	229,27
22	21	3	1,87361556	6.744,82	6.928,47	183,65	224,98
23	22	2	1,96729634	7.082,06	7.274,89	192,83	220,77
24	23	1	2,06566116	7.436,16	7.638,63	202,47	216,65
25	24	0	2,16894421	7.807,97	8.020,57	212,60	212,60
<b>Total</b>				<b>115.547,31</b>	<b>118.693,48</b>	<b>3.146,17</b>	<b>6.727,39</b>

**Tabela 31 - Análise financeira Brasília – DF**

O sistema dimensionado para a cidade de Brasília terá uma geração um pouco acima da demanda residencial e por esse motivo, haverá um superávit residual mensal, que no primeiro ano está estimado em R\$ 65,92. 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\$ 6.727,39, valor superior aos R\$ 2.421,00 pagos apenas em um ano pelo consumo de energia elétrica gerada de forma convencional.

<b>Tempo (ano)</b>	<b>Ano inflação</b>	<b>Ano gasto</b>	<b>Tarifa única</b>	<b>Custo Total (300 kWh)</b>	<b>Saldo solar</b>	<b>Déficit</b>	<b>Valor final 25 anos com taxa TIR</b>
1	0	24	0,45985	1.655,40	1.432,92	222,48	1128,50
2	1	23	0,48284	1.738,17	1.504,57	233,60	1107,41
3	2	22	0,50698	1.825,08	1.579,79	245,28	1086,71
4	3	21	0,53233	1.916,33	1.658,78	257,55	1066,40
5	4	20	0,55895	2.012,15	1.741,72	270,43	1046,46
6	5	19	0,58690	2.112,76	1.828,81	283,95	1026,90
7	6	18	0,61624	2.218,39	1.920,25	298,14	1007,71
8	7	17	0,64706	2.329,31	2.016,26	313,05	988,87
9	8	16	0,67941	2.445,78	2.117,08	328,70	970,39
10	9	15	0,71338	2.568,07	2.222,93	345,14	952,25
11	10	14	0,74905	2.696,47	2.334,08	362,40	934,45
12	11	13	0,78650	2.831,30	2.450,78	380,52	916,99
13	12	12	0,82582	2.972,86	2.573,32	399,54	899,85
14	13	11	0,86712	3.121,50	2.701,98	419,52	883,03
15	14	10	0,91047	3.277,58	2.837,08	440,50	866,52
16	15	9	0,95600	3.441,46	2.978,94	462,52	850,32
17	16	8	1,00379	3.613,53	3.127,88	485,65	834,43
18	17	7	1,05398	3.794,21	3.284,28	509,93	818,83
19	18	6	1,10668	3.983,92	3.448,49	535,42	803,53
20	19	5	1,16202	4.183,11	3.620,92	562,20	788,51
21	20	4	1,22012	4.392,27	3.801,96	590,31	773,77
22	21	3	1,28112	4.611,88	3.992,06	619,82	759,31
23	22	2	1,34518	4.842,48	4.191,66	650,81	745,11
24	23	1	1,41244	5.084,60	4.401,25	683,35	731,19
25	24	0	1,48306	5.338,83	4.621,31	717,52	717,52
<b>Total</b>				<b>79.007,44</b>	<b>68.389,11</b>	<b>10.618,32</b>	<b>22.704,95</b>

**Tabela 32 - Análise financeira Florianópolis – SC**

Para a cidade de Florianópolis, na qual o sistema fotovoltaico também 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\$ 22.704,95. 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\$ 22.704,95, que poderiam ser revertidos para a manutenção do sistema, por exemplo.

<b>Tempo (ano)</b>	<b>Ano inflação</b>	<b>Ano gasto</b>	<b>Tarifa única</b>	<b>Custo Total (300 kWh)</b>	<b>Saldo solar</b>	<b>Déficit</b>	<b>Valor final 25 anos com taxa TIR</b>
1	0	24	0,69156	2.489,52	2.260,39	229,13	1162,23
2	1	23	0,72614	2.614,00	2.373,41	240,59	1140,51
3	2	22	0,76244	2.744,70	2.492,08	252,62	1119,19
4	3	21	0,80057	2.881,93	2.616,68	265,25	1098,27
5	4	20	0,84060	3.026,03	2.747,52	278,51	1077,74
6	5	19	0,88263	3.177,33	2.884,89	292,43	1057,60
7	6	18	0,92676	3.336,19	3.029,14	307,06	1037,83
8	7	17	0,97309	3.503,00	3.180,60	322,41	1018,43
9	8	16	1,02175	3.678,15	3.339,63	338,53	999,39
10	9	15	1,07284	3.862,06	3.506,61	355,46	980,71
11	10	14	1,12648	4.055,17	3.681,94	373,23	962,38
12	11	13	1,18280	4.257,92	3.866,03	391,89	944,39
13	12	12	1,24194	4.470,82	4.059,34	411,48	926,74
14	13	11	1,30404	4.694,36	4.262,30	432,06	909,42
15	14	10	1,36924	4.929,08	4.475,42	453,66	892,42
16	15	9	1,43770	5.175,53	4.699,19	476,34	875,74
17	16	8	1,50959	5.434,31	4.934,15	500,16	859,37
18	17	7	1,58507	5.706,03	5.180,86	525,17	843,31
19	18	6	1,66432	5.991,33	5.439,90	551,43	827,55
20	19	5	1,74754	6.290,89	5.711,89	579,00	812,08
21	20	4	1,83491	6.605,44	5.997,49	607,95	796,90
22	21	3	1,92666	6.935,71	6.297,36	638,35	782,00
23	22	2	2,02299	7.282,50	6.612,23	670,26	767,39
24	23	1	2,12414	7.646,62	6.942,84	703,78	753,04
25	24	0	2,23035	8.028,95	7.289,98	738,97	738,97
					107.881,8	10.935,7	
<b>Total</b>				118.817,57	6	1	23.383,61

**Tabela 33 - Análise financeira Petrolina - PE**

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\$ 23.383,61. Valor bem superior ao apresentado pelas cidades de Belém, Brasília e São Paulo.

<b>Tempo (ano)</b>	<b>Ano inflação</b>	<b>Ano gasto</b>	<b>Tarifa única</b>	<b>Custo Total (300 kWh)</b>	<b>Saldo solar</b>	<b>Déficit</b>	<b>Valor final 25 anos com taxa TIR</b>
1	0	24	0,59902	2.156,40	2.208,88	52,48	266,20
2	1	23	0,62897	2.264,22	2.319,32	55,10	261,22
3	2	22	0,66042	2.377,43	2.435,29	57,86	256,34
4	3	21	0,69344	2.496,30	2.557,05	60,75	251,55
5	4	20	0,72811	2.621,12	2.684,91	63,79	246,85
6	5	19	0,76452	2.752,17	2.819,15	66,98	242,23
7	6	18	0,80274	2.889,78	2.960,11	70,33	237,70
8	7	17	0,84288	3.034,27	3.108,12	73,84	233,26
9	8	16	0,88503	3.185,98	3.263,52	77,54	228,90
10	9	15	0,92928	3.345,28	3.426,70	81,41	224,62
11	10	14	0,97574	3.512,55	3.598,03	85,48	220,42
12	11	13	1,02453	3.688,18	3.777,93	89,76	216,30
13	12	12	1,07575	3.872,58	3.966,83	94,25	212,26
14	13	11	1,12954	4.066,21	4.165,17	98,96	208,29
15	14	10	1,18602	4.269,52	4.373,43	103,91	204,40
16	15	9	1,24532	4.483,00	4.592,10	109,10	200,58
17	16	8	1,30759	4.707,15	4.821,71	114,56	196,83
18	17	7	1,37296	4.942,51	5.062,79	120,29	193,15
19	18	6	1,44161	5.189,63	5.315,93	126,30	189,54
20	19	5	1,51369	5.449,12	5.581,73	132,61	186,00
21	20	4	1,58938	5.721,57	5.860,82	139,25	182,52
22	21	3	1,66885	6.007,65	6.153,86	146,21	179,11
23	22	2	1,75229	6.308,03	6.461,55	153,52	175,76
24	23	1	1,83990	6.623,43	6.784,63	161,19	172,48
25	24	0	1,93190	6.954,61	7.123,86	169,25	169,25
<b>Total</b>				<b>102.918,72</b>	<b>105.423,43</b>	<b>2.504,72</b>	<b>5.355,79</b>

**Tabela 34 - Análise financeira Belém – PA**

A cidade de Belém não tem um acréscimo tão grande muito por conta da alta tarifa cobrada na região norte do país mesmo assim apresenta um rendimento de R\$ 5.355,79.

<b>Tempo (ano)</b>	<b>Ano inflação</b>	<b>Ano gasto</b>	<b>Tarifa única</b>	<b>Custo Total (300 kWh)</b>	<b>Saldo solar</b>	<b>Déficit</b>	<b>Valor final 25 anos com taxa TIR</b>
1	0	24	0,23887	859,92	786,07	73,85	374,59
2	1	23	0,25081	902,92	825,37	77,54	367,59
3	2	22	0,26335	948,06	866,64	81,42	360,72

4	3	21	0,27652	995,46	909,97	85,49	353,98
5	4	20	0,29035	1.045,24	955,47	89,77	347,36
6	5	19	0,30487	1.097,50	1.003,25	94,25	340,87
7	6	18	0,32011	1.152,38	1.053,41	98,97	334,50
8	7	17	0,33611	1.209,99	1.106,08	103,91	328,25
9	8	16	0,35292	1.270,49	1.161,38	109,11	322,11
10	9	15	0,37057	1.334,02	1.219,45	114,57	316,09
11	10	14	0,38909	1.400,72	1.280,43	120,29	310,18
12	11	13	0,40855	1.470,76	1.344,45	126,31	304,38
13	12	12	0,42898	1.544,29	1.411,67	132,62	298,69
14	13	11	0,45043	1.621,51	1.482,25	139,26	293,11
15	14	10	0,47295	1.702,58	1.556,36	146,22	287,63
16	15	9	0,49659	1.787,71	1.634,18	153,53	282,26
17	16	8	0,52142	1.877,10	1.715,89	161,21	276,98
18	17	7	0,54749	1.970,95	1.801,69	169,27	271,80
19	18	6	0,57487	2.069,50	1.891,77	177,73	266,72
20	19	5	0,60361	2.172,98	1.986,36	186,62	261,74
21	20	4	0,63379	2.281,62	2.085,68	195,95	256,85
22	21	3	0,66548	2.395,70	2.189,96	205,74	252,04
23	22	2	0,69876	2.515,49	2.299,46	216,03	247,33
24	23	1	0,73369	2.641,26	2.414,43	226,83	242,71
25	24	0	0,77038	2.773,33	2.535,15	238,17	238,17
Total				41.041,49	37.516,84	3.524,65	7.536,68

**Tabela 35 - Análise financeira São Paulo – SP**

E na cidade de São Paulo, onde o sistema fotovoltaico é o mais caro e 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\$ 7.536,68. Valor bem próximo ao de Belém e Brasília.

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 56 divulgada pela ANEEL (2017), entre os anos de 2010 e 2015, a tarifa média residencial aumentou 146,17% no Brasil, comprometendo desta maneira, uma parcela ainda maior da renda familiar brasileira com faturas de energia cada vez mais abusivas.

## 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 potência (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 é com máxima certeza uma das fontes mais sustentáveis conhecidas.

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 do Governo Federal em parcerias com Universidades e alguns investidores do Setor Privado.

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 projeto contemplou o desenvolvimento de sistemas fotovoltaicos para residências hipotéticas, as curvas de demanda analisadas, obtidas através do Anuário Estatístico de Energia Elétrica, (2016) 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 6.67. 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 Brasília o investimento para a instalação de um sistema de 2,24 kWp seria de R\$ 27.667,66; para a instalação de um sistema de 2,8 kWp em Florianópolis, Petrolina e Belém o investimento seria de R\$ 30.642,26 e para a instalação de um sistema de 3,92 kWp na cidade de São Paulo o valor investido seria de R\$ 36.591,46. 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 Brasília, o retorno do investimento seria alcançado em 11,12 anos, em Florianópolis em 21,38 anos, em Petrolina em 13,55 anos, em Belém em 13,87 anos e em São Paulo o período iria ultrapassar a vida útil do projeto inviabilizando sua utilização, pois o retorno só seria alcançado após 46,54 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 m<sup>2</sup>) 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.

Uma forma de prevenir essa situação no país seriam novas formas de incentivo por parte do governo a fim de aumentar a produtividade de energia aliado ao novo mercado que se formará. 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**

Para dar continuidade a este trabalho, recomenda-se a instalação de sistemas em mais 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 como o fornecido pelo projeto SWERA. 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 conseqüentemente 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.

Outra possibilidade seria um estudo sistemático das condições nas quais o incremento de temperatura nos módulos, por conta da radiação recebida, pudesse ser reduzido através do aproveitamento de instalações

de climatização residenciais. Nessa possibilidade o fluido refrigerante ainda frio do sistema passaria pelo sistema fotovoltaico diminuindo sua temperatura e conseqüentemente aumentando sua eficiência.



# REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

- ACHILLES, R. Energia Solar Paulista: levando do potencial. Governo do Estado de São Paulo. São Paulo, P. 27. 2013.
- ATLAS SOLARIMÉTRICO DO BRASIL. Banco de dados solarimétricos. Coordenador: Chigueru Tiba. et al. Recife: UFPE, 2000. 111 p.
- BRAGA, Renata Pereira. Energia solar fotovoltaica: fundamentos e aplicações. 2008. 80 p. Projeto (Engenharia Elétrica)- Escola Politécnica, UFRJ, Rio de Janeiro, 2008.
- CARVALHO, Ana Raquel Franco. Evolução do uso de energia solar: estudo comparativo entre Israel e Brasil. 2010. 65 f. Monografia (Pós-Graduação Lato Sensu em Formas alternativas de Energia) - Universidade Federal de Lavras, Lavras, 2010.
- CARVALHO, Clázia Ramayana Freitas de. Sistema Fotovoltaico isolado: uma aplicação prática no Projeto Xapuri. 2013. 46 f. Monografia (Especialista em Formas Alternativas de Energia)- Universidade Federal de Lavras, Lavras, 2013.
- ESPOSITO, A. S.; FUCHS, P. G. Desenvolvimento tecnológico e inserção da energia solar no Brasil. Revista do BNDES, 40, 85-114, 2013.
- FRANCO, Arthur Portilho. Sistemas fotovoltaicos: contextualizando e perspectivas para sua massificação no Brasil. 2012. 102 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Especialista em Formas Alternativas de Energia)- Universidade Federal de Lavras, Lavras, 2013.
- FERIOLI, K. C. O. et al. Projeto de Sistema fotovoltaico isolado (OFF GRID) para residências. IESAM: Belém, 2005.
- INMET, Instituto Nacional de Meteorologia. Banco de Dados Meteorológicos para Ensino e Pesquisa. Disponível em <<http://www.inmet.gov.br/portal/index.php?r=bdmep/bdmep>> acesso em 20/10/17.
- LIMA, Juliana Luíza Barroso. Energia fotovoltaica como alternativa energética viável. 2014. 48 f. Projeto de Graduação (Curso de Engenharia de Materiais)- Escola Politécnica, UFRJ, Rio de Janeiro, 2014.
- NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY. System Advisor Model, SAM 2014.1.14: General Description. 2014, Disponível em<<<http://www.nrel.gov/docs/fy14osti/61019.pdf>>> Acesso 20/03/2017.

PEREIRA, E. B.; MARTINS, F. R.; ABREU, S. L.; RUTHER, R. Atlas brasileiro de energia solar. São José dos Campos: IMPE, 2006. 60 p.

SANTOS, Whelton Brito dos. Estímulos e incentivos a produção de energia elétrica através de sistemas fotovoltaicos no Brasil. 2014. 59 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Sanitária e Ambiental)- Universidade Estadual da Paraíba, Campina Grande, 2014.

SAM, System Advisor Model version 2014.1.14. Goldem, Co: National Renewable Energy Laboratory. Disponível em <<<https://sam.nrel.gov/content/downloads>>> acesso em 20/04/2017.

PLANO DECENAL DE EXPANSÃO DE ENERGIA 2024, Ministério de Minas Energia. Secretaria de Planejamento e desenvolvimento energético. Disponível em <<<http://www.epe.gov.br/PDEE/Relat%C3%B3rio%20Final%20do%20PDE%202024.pdf>>>

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](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2004-2006/2004/Decreto/D5163.htm)>. Acesso em: Novembro de 2017.

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.fotovoltaica.ufsc.br/conteudo/paginas/6/aintegracao-de-sistemas-solares-fotovoltaicos-em-larga-escala-no-sistema-eletrico-dedistribuicao-urbana-2010-priscila-braun.pdf>>. Acesso em: 26 de outubro de 2017.

CELPE. Tarifa Classe Residencial 2017. Disponível em:<[http://www.celpe.com.br/Aplicacoes/Orientacao/orientacoes\\_energia.asp?c=17&tensao=Baixa](http://www.celpe.com.br/Aplicacoes/Orientacao/orientacoes_energia.asp?c=17&tensao=Baixa)> Acesso em 10 de julho de 2017.

COPEL. Tarifa Classe Residencial 2017. Disponível em: <http://www.copel.com/hpcopel/root/nivel2.jsp?endereco=%2Fhpcopel%2Froot%2Fpagcopel2.nsf%2F5d546c6fdeabc9a1032571000064b22e%2Fe3a5cb971ca23bf503257488005939ba> .Acesso em 10 de julho de 2017.

CPFL. Tarifa Classe Residencial 2017. Disponível em: <<http://www.cpfl.com.br/Informacedilotildees/TaxaseTarifas/tabid/206/Default.aspx>> Acesso em 10 julho de 2017.

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 2017.

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.

PROINFA. Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica. Disponível em: < <http://www.mme.gov.br> > Acesso em 26 de janeiro de 2017.

PVSYST SA. PVsyst version 6.67 - 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.

*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](http://www.unisinos.br/_diversos/revistas/estudos_tecnologicos/index.php?e=1&s=9&a=34)> Acesso em: 17 de maio de 2017.

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 2017.

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 2017.

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 2017.

## ANEXO A – TABELA DE PREÇOS DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Potência (Wp)	Custo unitário (R\$)	Marca	Modelo
50	345,87	YINGLI SOLAR	YL050P
50	499,00	JETION	JT050G
50	599,00	SUNTECH	STP50D
50	599,00	SOLARWORLD	SW50 POLY RMA
65	435,39	YINGLI SOLAR	YL065P
65	620,00	SUNTECH	STP65D
85	569,36	YINGLI SOLAR	YL085P
85	800,00	SOLARWORLD	SW85 POLY RIA
85	859,45	SUNTECH	STP85D
85	905,00	SOLARIS	S85P
135	859,00	SOLARWORLD	SW135 POLY R6A
135	1.090,00	SUNTECH	STP135D
135	1.230,00	KYOCERA	KD135SX-UPU
140	743,65	YINGLI SOLAR	YL140P
140	879,00	JETION	JT140PFe
140	934,25	KYOCERA	KD140SX-UPU
240	1.349,04	BYD	BYD240P6
240	1.799,00	TECNOMETAL	SV-240

Tabela adquirida através de contato com vários fornecedores consultado em 10/2017.

## ANEXO B – CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DOS INVERSORES

Especificações técnicas	SMA SunnyBoy 1300TL	SMA SunnyBoy 1600TL	SMA SunnyBoy 2100 TL
<b>Entrada (CC)</b>			
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
<b>Saída (CA)</b>			
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
<b>Eficiência</b>			
Máxima eficiência	96%	96%	96%
<b>Especificações gerais</b>			
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

# ANEXO C – CLASSIFICAÇÃO DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS PELO INMETRO



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

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

FABRICANTE	MARCA	FAMÍLIA / MODELO	ÁREA EXTERNA (m <sup>2</sup> )	POTÊNCIA NA CONDIÇÃO PADRÃO (W)	CORRENTE NO PONTO DE MÁXIMA POTÊNCIA (A)	PRODUÇÃO MÉDIA MENSAL DE ENERGIA (kWh/mês)	EFICIÊNCIA ENERGÉTICA (%)	PESO (kg)	CLASSIFICAÇÃO
AERBRAX POWER	AVPROJECT	AVP48-160Wp	1,330	100	7,46	23,76	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	AVP68N-195Wp	1,330	195	8,09	24,38	14,7	16,0	A
AERBRAX POWER	AVPROJECT	AVP68N-245Wp	1,630	245	8,09	30,63	15,0	21,0	A
AERBRAX POWER	AVPROJECT	AVP68N-250Wp	1,630	250	8,20	31,25	15,3	21,0	A
AERBRAX POWER	AVPROJECT	AVP72N-295Wp	1,960	295	8,17	36,88	15,1	26,0	A
AERBRAX POWER	AVPROJECT	AVP72N-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	STP010C-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	STP136D-12/TEA	1,000	135	7,71	16,68	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	STP208-12/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	M231 3BB	1,633	220	7,59	27,900	13,9	21,0	B
BOSCH	BOSCH	M231 3BB	1,633	225	7,65	28,125	13,8	21,0	A
BOSCH	BOSCH	M231 3BB	1,634	235	7,85	29,375	14,4	21,0	A
BOSCH	BOSCH	M241 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 - MÓDULOS - Edição 03/12

Nº Modelos 217

Nº Marcas: 31

02/03/12

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

FABRICANTE	MARCA	FAMÍLIA / MODELO	ÁREA EXTERNA (m <sup>2</sup> )	POTÊNCIA 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	4,54	21,88	13,7	17,0	A
CTC	TNS SOLAR	TN-36-6M45	0,345	45	2,39	5,63	13,0	3,9	C
CTC	TNS SOLAR	TN-36-6M50	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-40-4P110	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	TPB156x156x0-P	1,630	235	8,06	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	YZM136P-36	0,990	130	7,42	16,25	13,1	12,0	B
ENERGIA PURA	W.SOLAR	YZM230M-40	1,650	230	7,69	28,75	13,9	19,5	A
EXXA GLOBAL	EXXA SOLAR	CSUN 50N	0,358	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
GIASCOR	SUNTECH	STP075S-12Bb	0,640	75	4,35	9,37	11,0	8,0	D
GIASCOR	SUNTECH	STP085S-12Bb	0,646	85	4,80	10,63	13,1	8,0	B
GIASCOR	SUNTECH	STP136-12/Tb	1,002	130	7,47	16,25	13,0	12,0	C
GIASCOR	SUNTECH	STP135-12/Tb	1,002	135	7,71	16,88	13,5	12,0	B
GIASCOR	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 - MODULOS - Edição 03/12

Nº Modelos: 217  
Nº Marcas: 31

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

0203/12

FABRICANTE	MARCA	FAMÍLIA / MODELO	ÁREA EXTERNA (m <sup>2</sup> )	POTÊNCIA NA CONDIÇÃO PADRÃO (W)	CORRENTE NO PONTO DE MÁXIMA POTÊNCIA (A)	PRODUÇÃO MÉDIA MENSAL DE ENERGIA (kWh/m <sup>2</sup> )	EFICIÊNCIA ENERGÉTICA (%)	PESO (kg)	CLASSIFICAÇÃO
GEHLICHER	JINKO	JKM299M-96	1,700	250	5,05	31,25	14,7	20,0	A
GEHLICHER	JINKO	JKM255M-96	1,700	255	5,10	31,88	15,0	20,0	A
GEHLICHER	JINKO	JKM260M-96	1,700	260	5,15	32,50	15,3	20,0	A
GEHLICHER	JINKO	JKM235M-60	1,640	235	7,83	29,38	14,4	19,0	A
GEHLICHER	JINKO	JKM240M-60	1,640	240	7,95	30,00	14,7	19,0	A
GEHLICHER	JINKO	JKM275M-72	1,640	275	7,81	34,38	14,2	27,0	A
GEHLICHER	JINKO	JKM225P-60	1,640	225	7,65	28,13	13,7	19,0	A
GEHLICHER	JINKO	JKM230P-60	1,640	230	7,78	28,75	14,1	19,0	A
GEHLICHER	JINKO	JKM235P-60	1,640	235	7,88	29,38	14,4	19,0	A
GEHLICHER	JINKO	JKM280P-72	1,640	280	7,69	35,00	14,4	27,0	A
GEHLICHER	JINKO	JKM135P-36	1,000	135	7,55	18,88	13,5	11,5	B
GEHLICHER	JINKO	JKM140P-36	1,000	140	7,78	17,50	14,0	11,5	A
HELIOTEK	SUNWATT	SW 50H	0,356	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	0,508	75	4,03	8,38	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	23,6	A
HELIOTEK	SUNWATT	SW 136HT	0,962	135	7,72	16,88	13,6	13,0	A
KYOCERA	KYOCERA	KC 60T	0,417	64	3,11	6,25	12,9	6,0	C
KYOCERA	KYOCERA	KC 85T	0,490	85	3,75	8,45	13,2	6,0	B
KYOCERA	KYOCERA	KC 85T	0,656	87	5,02	10,62	13,3	6,3	B
KYOCERA	KYOCERA	KC 130TM	0,920	130	7,39	17,00	13,9	11,9	A
KYOCERA	KYOCERA	K35T	0,072	5	0,29	0,625	6,9	1,2	E
KYOCERA	KYOCERA	K510T	0,107	10	0,58	1,250	9,4	1,8	E
KYOCERA	KYOCERA	K520T	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	K326-662	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	KD1465X-UPU	1,000	140	7,91	17,500	14,0	12,5	A
KYOCERA	KYOCERA	K520T668	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)

0203/12

FABRICANTE	MARCA	FAMÍLIA / MODELO	ÁREA EXTERNA (m <sup>2</sup> )	POTÊNCIA NA CONDIÇÃO PADRÃO (W)	CORRENTE NO PONTO DE MÁXIMA POTÊNCIA (A)	PRODUÇÃO MÉDIA MENSAL DE ENERGIA (kWh/m <sup>2</sup> )	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	7,50	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	6,4	C
KYOCERA	KYOCERA	SM83-KSM	0,626	83	5,07	10,375	13,3	6,4	B
KYOCERA	KYOCERA	SM85-KSM	0,700	85	4,78	10,625	12,1	6,4	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	0,960	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-PE36135	1,000	135	7,57	16,860	13,5	13,2	B
NEOSOLAR	JETION	JT0109Fb	0,650	90	4,86	11,250	13,9	8,0	A
NEOSOLAR	JETION	JT140PFb	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	SS20P36ULTRA	1,020	130	7,30	16,250	12,7	12,1	C
SOLAR ENERGY	COMERGY	POWERPLUS 235P	1,630	235	8,06	29,370	14,4	19,6	A
SOLAR ENERGY	COMERGY	POWERPLUS 240P	1,630	240	8,15	30,000	14,7	19,6	A
SOLARIA	SOLARIA	S6M175	1,251	175	4,84	21,875	14,0	14,3	A
SOLARIA	SOLARIA	S6M226	1,609	225	7,74	26,125	14,0	21,0	A
SOLARIA	SOLARIA	S6M230	1,609	230	7,86	26,750	14,3	21,0	A
SOLARIA	SOLARIA	S6P225	1,609	225	7,74	26,125	14,0	21,0	A
SOLARIA	SOLARIA	S6P230	1,609	230	7,86	26,750	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 - 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 <sup>2</sup> )	POTENCIA NA CONDIÇÃO PADRÃO (W)	CORRENTE NO PONTO DE MÁXIMA POTÊNCIA (A)	PRODUÇÃO MÉDIA MENSAL DE ENERGIA (kWh/m <sup>2</sup> )	EFICIÊNCIA ENERGÉTICA (%)	PESO (kg)	CLASSIFICAÇÃO
SOLARIA	SOLARIA	S6P235	1,608	235	7,94	29,375	14,9	21,0	A
SOLARIA	SOLARIA	S6P235	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	13,8	13,6	A
SOLARIA	SOLARIA	S5M174	1,251	174	4,85	21,750	13,9	13,6	A
SOLARIA	SOLARIA	S5M165	1,251	165	4,60	20,625	13,2	13,2	B
SOLARIA	SOLARIA	S5M690	0,652	90	4,03	11,250	13,6	13,6	A
SOLARIA	SOLARIA	S6P6130	0,966	130	7,50	16,250	13,0	13,0	C
SOLARIA	SOLARIA	S6P6135	0,966	135	7,74	16,875	13,5	13,5	B
SOLARIA	SOLARIA	S6P20215	1,630	215	7,35	26,880	13,2	19,0	B
SOLARIA	SOLARIA	S6P20217	1,630	217	7,23	27,130	13,3	19,0	B
SOLARIA	SOLARIA	S6P20220	1,630	220	7,44	27,500	13,5	19,0	B
SOLARIA	SOLARIA	S6P20225	1,630	225	7,53	28,130	13,8	19,0	A
SOLARIA	SOLARIA	S6P20230	1,634	230	7,62	28,750	14,1	19,0	A
SOLARIA	SOLARIA	S6P20235	1,630	235	7,71	29,380	14,4	19,0	A
SOLARIA	SOLARIA	S6P20240	1,630	240	7,80	30,000	14,7	19,0	A
SOLARIA	SOLARIA	S6M20225	1,630	225	7,32	28,130	13,8	19,0	A
SOLARIA	SOLARIA	S6M20230	1,634	230	7,61	28,750	14,1	19,0	A
SOLARIA	SOLARIA	S6M20235	1,634	235	7,60	29,375	14,4	19,0	A
SOLARIA	SOLARIA	S6M20240	1,634	240	7,60	30,000	14,7	19,0	A
SOLARIA	SOLARIA	S6M20245	1,634	245	8,08	30,625	15,0	19,0	A
SOLARIS	SOLARIS	S 30P	0,261	30	1,71	3,750	10,7	3,5	E
SOLARIS	SOLARIS	S 62M	0,666	82	4,65	10,250	12,3	8,1	C
SOLARIS	SOLARIS	S 67M	0,666	87	4,65	10,675	13,1	8,1	B
SOLARIS	SOLARIS	S 130P	1,006	130	7,26	16,250	12,9	9,6	C
SOLARIS	SOLARIS	S 86P	0,650	86	4,58	10,000	12,1	8,1	C
SOLARIS	SOLARIS	S 85P	0,650	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 - 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 <sup>2</sup> )	POTENCIA NA CONDIÇÃO PADRÃO (W)	CORRENTE NO PONTO DE MÁXIMA POTÊNCIA (A)	PRODUÇÃO MÉDIA MENSAL DE ENERGIA (kWh/m <sup>2</sup> )	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	26,200	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	3,49	7,500	12,2	7,1	C
SOLBRATEC	SOLBRATEC	KS 85GT	0,587	85	4,89	10,625	12,4	9,1	C
SS SOLAR	SOLAR WORLD	SW60 MONOIR5C	0,460	60	3,10	6,250	10,9	5,5	E
SS SOLAR	SOLAR WORLD	SW85 MONO	0,683	85	4,78	10,625	12,9	7,6	C
SS SOLAR	SOLAR WORLD	SW75 MONO	0,683	75	4,34	9,375	10,5	7,6	E
SS SOLAR	KOMAES	KM6	0,059	5	0,28	0,625	8,5	1,0	E
SS SOLAR	KOMAES	KM10	0,110	10	0,57	1,250	8,1	2,0	E
SS SOLAR	KOMAES	KM20	0,187	20	1,13	2,500	10,7	2,6	E
TECNOMETAL	TECNOMETAL	TW-4004	0,600	43	7,55	5,375	7,2	5,8	E
TECNOMETAL	TECNOMETAL	TW-35D12	0,660	85	4,83	10,625	12,9	8,0	C
TECNOMETAL	TECNOMETAL	SV-230D20	1,614	230	7,67	26,750	14,3	16,4	A
TOP SOLARES	AUVERSUN	AU208M60NB	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	YL265C-30b	1,630	260	8,46	32,500	15,9	19,5	A
YINGLI GREEN ENERGY DO BRASIL	YINGLI	YL265C-30b	1,630	266	8,55	32,130	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	4,20	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





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 <sup>2</sup> )	POTENCIA NA CONDIÇÃO PADRÃO (W)	CORRENTE NO PONTO DE MÁXIMA POTÊNCIA (A)	PRODUÇÃO MÉDIA MENSAL DE ENERGIA (kWh/m <sup>2</sup> a)	EFICIÊNCIA ENERGÉTICA (%)	PESO (kg)	CLASSIFICAÇÃO
YINGLI GREEN ENERGY DO BRASIL	YINGLI	YL085P-17b 2/3	0,867	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	0,867	90	5,14	11,250	13,5	7,9	B
YINGLI GREEN ENERGY DO BRASIL	YINGLI	YL095P-17b 2/3	0,867	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	16,200	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 - 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 <sup>2</sup> )	POTENCIA NA CONDIÇÃO PADRÃO (W)	CORRENTE NO PONTO DE MÁXIMA POTÊNCIA (A)	PRODUÇÃO MÉDIA MENSAL DE ENERGIA (kWh/m <sup>2</sup> a)	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	1,54	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	4,70	28,750	13,7	20,0	A

B) FILMES FINOS

FABRICANTE	MARCA	FAMÍLIA / MODELO	ÁREA EXTERNA (m <sup>2</sup> )	POTENCIA NA CONDIÇÃO PADRÃO (W)	CORRENTE NO PONTO DE MÁXIMA POTÊNCIA (A)	PRODUÇÃO MÉDIA MENSAL DE ENERGIA (kWh/m <sup>2</sup> a)	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-138	2,166	138	4,13	17,000	6,3	7,7	D
GEHRLICHER	UNI-SOLAR	PVL-144	2,166	144	4,36	18,000	6,8	7,7	C
DU PONT DO BRASIL	APOLLO	DA 100 A1	1,660	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	1,580	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