

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

**FELIPE GOETZE**

**PROJETO DE MICROGERAÇÃO FOTOVOLTAICA RESIDENCIAL: ESTUDO DE  
CASO.**

Porto Alegre

2017

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

**PROJETO DE MICROGERAÇÃO FOTOVOLTAICA RESIDENCIAL: ESTUDO DE  
CASO.**

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

Orientador: Prof. Dr. Roberto Chouhy Leborgne

Porto Alegre

2017

### CIP - Catalogação na Publicação

Goetze, Felipe  
PROJETO DE MICROGERACAO FOTOVOLTAICA RESIDENCIAL:  
ESTUDO DE CASO. / Felipe Goetze. -- 2017.  
82 f.

Orientador: Roberto Chouhy Leborgne.

Trabalho de conclusão de curso (Graduação) --  
Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Escola de  
Engenharia, Curso de Engenharia Elétrica, Porto  
Alegre, BR-RS, 2017.

1. Energia Solar. 2. Geração Distribuída. 3. ANEEL.  
I. Chouhy Leborgne, Roberto, orient. II. Título.

**FELIPE GOETZE**

**PROJETO DE MICROGERAÇÃO FOTOVOLTAICA RESIDENCIAL: ESTUDO DE CASO.**

Este Trabalho de Conclusão de Curso foi analisado e julgado adequado para a obtenção do grau de Bacharel em Engenharia Elétrica e aprovado em sua forma final pelo Orientador e pela Banca Examinadora designada pelo Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Rio Grande do Sul.

---

Prof. Dr. Roberto Chouhy Leborgne

Aprovado em: \_\_\_\_/\_\_\_\_/\_\_\_\_

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Roberto Chouhy Leborgne – UFRGS \_\_\_\_\_

Prof. Dr. Renato Gonçalves Ferraz – UFRGS \_\_\_\_\_

Prof. Dr. Luiz Tiaraju dos Reis Loureiro – UFRGS \_\_\_\_\_

À minha mãe Lurdes Possamai.

## **AGRADECIMENTOS**

Agradeço o incentivo imensurável e incondicional que minha mãe me ofereceu por toda a sua vida.

À minha irmã, amigos e familiares pelo apoio e carinho.

Ao Prof. Dr. Roberto Chouhy Leborgne pela orientação e aos demais professores do Departamento de Engenharia Elétrica que contribuem para manter o nível de excelência dessa instituição.

## RESUMO

Este trabalho tem por objetivo o desenvolvimento de um projeto básico de um sistema de microgeração fotovoltaico conectado à rede de distribuição de energia elétrica para uma residência localizada no município de São Leopoldo. Primeiramente foi feita a revisão bibliográfica abordando os principais tópicos do tema. A seguir são apresentadas as normas estabelecidas pela ANEEL que determinam os requisitos do projeto. Os dados de irradiância e temperatura local que embasaram o dimensionamento dos módulos fotovoltaicos e do inversor de frequência do sistema proposto foram obtidos através do *software* RADIASOL2. A partir do projeto dimensionado obtiveram-se os dados estimados de energia elétrica gerada em comparação com as estimativas de consumo. Por fim é calculado o tempo de retorno do investimento realizado no projeto.

**Palavras-chave:** Microgeração. Fotovoltaica. ANEEL.

## **ABSTRACT**

The central goal of this paper is to develop a basic project of a photovoltaic distributed microgeneration system for a residence located in the municipality of São Leopoldo. Firstly, was made a bibliographic review about the main topics of the subject. The following are the standards established by ANEEL that determine the requirements of the project. The data of irradiance and local temperature that supported the design of the photovoltaic modules and the frequency inverter were obtained through the software RADIASOL2. From the dimensioned design, the estimated electric energy generated in comparison to the consumption estimates was obtained. Finally the payback period of the project is calculated.

**Keywords:** Microgeneration. Photovoltaic. ANEEL.



## LISTA DE FIGURAS

<b>Figura 1</b> - Relações geométricas entre os raios solares a superfície terrestre .....	16
<b>Figura 2</b> – Outras relações geométricas entre os raios solares a superfície terrestre .....	17
<b>Figura 3</b> – Componentes da radiação solar.....	18
<b>Figura 4</b> - Mapa mundial de irradiação solar em média anual (1990-2004) .....	20
<b>Figura 5</b> - Evolução mundial da capacidade instalada de Energia Solar Fotovoltaica.....	22
<b>Figura 6</b> - Representação de uma célula fotovoltaica.....	24
<b>Figura 7</b> - Célula fotovoltaica de silício monocristalina .....	24
<b>Figura 8</b> - Célula fotovoltaica de silício policristalina .....	25
<b>Figura 9</b> - Fatores que limitam a eficiência de uma célula fotovoltaica.....	26
<b>Figura 10</b> - Célula, módulo e painel fotovoltaico.....	27
<b>Figura 11</b> - Módulo fotovoltaico de célula de silício monocristalino .....	27
<b>Figura 12</b> - Módulo fotovoltaico de célula de silício policristalina.....	28
<b>Figura 13</b> - Corte de um módulo fotovoltaico .....	28
<b>Figura 14</b> - Circuito equivalente da célula fotovoltaica (modelo real).....	29
<b>Figura 15</b> - Curva característica I-V de uma célula fotovoltaica.....	31
<b>Figura 16</b> - Curva da potência em função da tensão para uma célula .....	32
<b>Figura 17</b> - Determinação do ponto de máxima potência em uma célula .....	33
<b>Figura 18</b> - Curva característica I-V para diferentes valores de irradiação solar .....	34
<b>Figura 19</b> - Curva característica I-V para diferentes temperaturas da célula.....	34
<b>Figura 20</b> - Efeito da variação da resistência paralelo nas características elétricas de uma célula fotovoltaica.....	36
<b>Figura 21</b> - Efeito da variação da resistência série nas características elétricas de uma célula fotovoltaica .....	37
<b>Figura 22</b> - Curva I-V de dois módulos associados em série .....	40
<b>Figura 23</b> - Curva I-V de dois módulos associados em paralelo .....	41
<b>Figura 24</b> - Curva de eficiência em função da potência de Saída do inversor .....	44
<b>Figura 25</b> - Produtividade de SFCR (YF) em função do fator de dimensionamento do inversor (FDI) para sete diferentes modelos de inversores em Porto Alegre. ....	45
<b>Figura 26</b> - Diagrama representativo de um sistema fotovoltaico isolado alimentando cargas CC e CA .....	47
<b>Figura 27</b> - Diagrama representativo de um sistema fotovoltaico híbrido .....	48

<b>Figura 28</b> - Diagrama representativo de um sistema fotovoltaico interligado à rede elétrica de distribuição .....	48
<b>Figura 29</b> - Requisitos mínimos de proteção para conexão de geradores com o emprego de inversores.....	55
<b>Figura 30</b> - Localização da residência.....	59
<b>Figura 31</b> - Comparação entre energia gerada e consumida em um ano.....	67

## LISTA DE TABELAS

<b>Tabela 1</b> - Coeficientes de temperatura de módulos fotovoltaicos.....	35
<b>Tabela 2</b> - Requisitos mínimos em função da potência instalada.....	53
<b>Tabela 3</b> - Limites de tensões de fase para pontos de conexão em tensão nominal igual ou inferior a 1kV (380/220).....	56
<b>Tabela 4</b> - Níveis de referência para distorções harmônicas individuais de tensão (em porcentagem da tensão fundamental) para $V_n \leq 1 \text{ kV}$ .....	57
<b>Tabela 5</b> - Temperatura média mensal para a cidade de São Leopoldo. ....	61
<b>Tabela 6</b> - Média mensal e anual dos índices de Irradiância para a cidade de São Leopoldo. ....	60
<b>Tabela 7</b> - Histórico do consumo de energia elétrica da residência .....	61
<b>Tabela 8</b> - Modelos de módulos fotovoltaicos comercializados no Brasil .....	62
<b>Tabela 9</b> - Características elétricas do módulo YL275D-30b da Yingli Solar.....	62
<b>Tabela 10</b> - Características térmicas do módulo YL275D-30b da Yingli Solar.....	63
<b>Tabela 11</b> – Alguns modelos de inversores grid-tie disponíveis no Brasil.....	64
<b>Tabela 12</b> - Parâmetros elétricos Inversor EcoSolys ecoS-2000 .....	64
<b>Tabela 13</b> - Valores de irradiância extraídos do programa RADIASOL2.....	66
<b>Tabela 14</b> - Estimativa de geração mensal do sistema fotovoltaico .....	67
<b>Tabela 15</b> - Custos do projeto .....	68
<b>Tabela 16</b> - Valor de consumo mínimo em função do padrão de conexão.....	68
<b>Tabela 17</b> - Cálculo de <i>payback</i> do investimento.....	70

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b> .....	13
<b>2</b>	<b>REVISÃO BIBLIOGRÁFICA</b> .....	15
2.1	ENERGIA SOLAR.....	15
2.2	ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA E O EFEITO FOTOVOLTAICO.....	21
2.3	CÉLULAS E MÓDULOS E FOTOVOLTAICOS.....	22
<b>2.3.1</b>	<b>Características elétricas do modulo fotovoltaico</b> .....	29
<b>2.3.2</b>	<b>Fatores que influenciam o desempenho dos módulos</b> .....	33
<b>2.3.3</b>	<b>Modelo matemático do gerador fotovoltaico</b> .....	37
<b>2.3.4</b>	<b>Diodos de Proteção</b> .....	39
<b>2.3.5</b>	<b>Arranjo de módulos</b> .....	39
2.4	INVERSOR DE FREQUÊNCIA.....	41
<b>2.4.1</b>	<b>Inversores controlados pela rede</b> .....	42
<b>2.4.2</b>	<b>Inversores autorregulados</b> .....	42
<b>2.4.3</b>	<b>Eficiência dos Inversores na conversão de potência</b> .....	43
<b>2.4.4</b>	<b>Fator de dimensionamento do inversor</b> .....	44
2.5	TIPOS DE SISTEMA FOTOVOLTAICO.....	46
2.6	GERAÇÃO DISTRIBUÍDA .....	48
<b>2.6.1</b>	<b>ANEEL</b> .....	51
<b>2.6.2</b>	<b>RGE Sul: Acesso de microgeração à rede de distribuição</b> .....	52
<b>2.6.2.1</b>	<b><i>Requisitos de Medição</i></b> .....	53
<b>2.6.2.2</b>	<b><i>Requisitos de Proteção</i></b> .....	54
<b>2.6.2.3</b>	<b><i>Requisitos de Qualidade</i></b> .....	56
<b>3</b>	<b>ESTUDO DE CASO</b> .....	59
3.1	DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO.....	59
<b>3.1.1</b>	<b>Local de instalação</b> .....	59
<b>3.1.2</b>	<b>Avaliação do recurso solar</b> .....	60
<b>3.1.3</b>	<b>Levantamento do consumo de energia elétrica</b> .....	61
<b>3.1.4</b>	<b>Dimensionamento dos módulos fotovoltaicos</b> .....	62
<b>3.1.5</b>	<b>Dimensionamento do inversor</b> .....	64
<b>3.1.6</b>	<b>Simulação de Produtividade do Sistema</b> .....	65
3.2	VIABILIDADE ECONÔMICA .....	68
<b>4</b>	<b>CONCLUSÃO</b> .....	71

<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>	<b>72</b>
<b>ANEXO A – Fatura de energia elétrica da residência estudada .....</b>	<b>76</b>
<b>ANEXO B – Datasheet do módulo fotovoltaico .....</b>	<b>78</b>
<b>ANEXO C – Datasheet do inversor de frequência .....</b>	<b>81</b>

## 1 INTRODUÇÃO

O crescimento da população mundial, do consumo e da produção industrial tem elevado continuamente a demanda por energia elétrica. Estima-se que as fontes tradicionais, como hidráulica, fóssil e nuclear, atingirão seu limite de produção de energia em aproximadamente 20 TW, e o déficit de produção deverá ser atendido por fontes de energia renováveis (INPE, 2007).

Além disso, nas últimas décadas, em decorrência da conscientização ambiental, empresas de diversos setores, incluindo o setor elétrico, sentiram a necessidade de se mobilizar e adotar novas políticas de forma a minimizar os danos ambientais oriundos da crescente demanda de energia.

A energia elétrica desempenha um papel de suma importância, seja para uso residencial, comercial ou industrial, pois se caracteriza como um insumo básico para o desenvolvimento econômico, tecnológico e social dos países.

Desse modo, a forma dominante de organização social a nível mundial reclama uma dependência bastante significativa da eletricidade. Ocorre que o impacto ambiental gerado durante a obtenção de energia já vem sendo discutido mundialmente há muito tempo em razão da gravidade da questão. Assim, a busca da sustentabilidade, que passou a ser uma preocupação empresarial e governamental, requer planejamento e inserção de novas fontes de energia, que sejam renováveis e impactem o mínimo possível no meio ambiente.

No Brasil, a principal fonte de geração de energia elétrica é a hidráulica, em seguida encontra-se a geração térmica (ANEEL, 2016). Como fontes alternativas e renováveis dessa energia observa-se o crescimento do uso da biomassa, dos ventos e da proliferação de pequenas centrais hidroelétricas, todas impulsionadas por programas governamentais de incentivo a Geração Distribuída (FRAUNHOFER, 2013). Ademais, há perspectivas de expansão do parque de geração de energia solar fotovoltaica, cujo estudo é objeto do presente trabalho.

A conversão de energia solar fotovoltaica apresenta elevado potencial no Brasil, onde a irradiação média diária está entre 4,8 e 6,0 kWh/m<sup>2</sup> por dia. Na Alemanha, país que possui a maior capacidade instalada em energia fotovoltaica, a máxima irradiação diária não ultrapassa 3,2 kWh/m<sup>2</sup> (COMERC, 2016).

Como resultado de esforços de pesquisa e desenvolvimento, essa tecnologia de geração vem atingindo resultados cada vez melhores em termos de rendimento na conversão da energia solar em energia elétrica. Segundo uma junta alemã de 14 laboratórios de pesquisa

em tecnologia de geração fotovoltaica, foi possível atingir um valor de 47,7% de eficiência na conversão (EPE, 2016), o que contribui para tornar o custo de geração por kWh mais atraente. Com a concretização dessa tendência, associada a incentivos políticos, a energia solar pode contribuir de maneira considerável na matriz de energia elétrica através de duas formas: as centrais solares e a geração distribuída (COGEN, 2012).

No que se refere à geração distribuída no Brasil, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), a partir da resolução 482/2012, estabeleceu as condições para o acesso de sistemas de micro e minigeração aos sistemas de distribuição, além de criar o sistema de compensação de energia elétrica. Por meio dele, o cliente que gera energia pode ganhar “créditos” nos intervalos nos quais sua produção for superior à sua demanda. Com a publicação desse documento, a geração distribuída no Brasil passou a ser uma realidade.

Por outro lado, os custos dessa tecnologia no país ainda são elevados, dificultando sua competitividade e justificando a baixa participação na matriz de energia elétrica. Aliado a isso, o impacto da inserção de fontes na rede de distribuição se torna uma preocupação das concessionárias de energia. A intermitência e os ciclos de produção dessas fontes introduzem um elemento novo na operação das redes de distribuição, em particular no controle de tensão e proteção.

Dessa forma, para obter o melhor aproveitamento dessa tecnologia, é necessária uma correta implantação dos equipamentos responsáveis pela conversão da energia solar em elétrica. Para isso é essencial projetar o sistema para as condições específicas de cada local, e, dependendo da carga a ser atendida, a simulação computacional do seu comportamento antes de qualquer investimento, o que possibilita avaliar os impactos técnicos que essa nova fonte pode causar.

Neste contexto, este trabalho tem como objetivo projetar um sistema de microgeração fotovoltaico em conformidade com todas as normas estabelecidas pelos órgãos envolvidos. Com a avaliação do recurso solar disponível no local o sistema é então dimensionado para atender cem por cento da carga instalada em uma residência situada no município de São Leopoldo-RS.

## 2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

### 2.1 ENERGIA SOLAR

Entende-se por energia solar, a energia obtida do Sol, gerada em seu núcleo, que como ondas eletromagnéticas (fótons) chega a superfície da Terra, de maneira direta ou difusa. No Sol, a temperatura ( $15.000.000^{\circ}\text{C}$ ) e a pressão (340 bilhões de vezes a pressão atmosférica da Terra ao nível do mar) são tão intensas que ocorrem reações nucleares. Estas reações transformam quatro prótons ou núcleos de átomos de hidrogênio em uma partícula alfa, que é o núcleo de um átomo de hélio. A partícula alfa é aproximadamente 0,7% menos massiva do que quatro prótons. A diferença em massa é expelida como energia e carregada até a superfície do Sol, através de um processo conhecido como convecção, e é liberada em forma de luz e calor (UFRGS, 1997).

A energia gerada no interior do Sol leva um milhão de anos para chegar à superfície. A cada segundo 700 milhões de toneladas de hidrogênio são convertidos em cinza de hélio. Durante este processo 5 milhões de toneladas de energia pura são liberados. Dessa forma, o Sol irradia energia por todas as direções e uma pequena fração atinge a Terra, aquecendo-a e controlando o sistema climático global (HAMILTON, 1997).

A Terra, por sua vez, em seu movimento anual em torno do Sol descreve uma trajetória elíptica com uma pequena excentricidade ( $\epsilon \approx 0,017$ ). O seu eixo, em relação ao plano normal à elipse, apresenta uma inclinação de aproximadamente  $23,45^{\circ}$ . Essa inclinação, juntamente com o seu movimento de translação, dá origem às estações do ano, pois à medida que a Terra orbita em torno do Sol, os raios solares incidem mais diretamente em um hemisfério ou outro, proporcionando mais horas de luz e aquecimento.

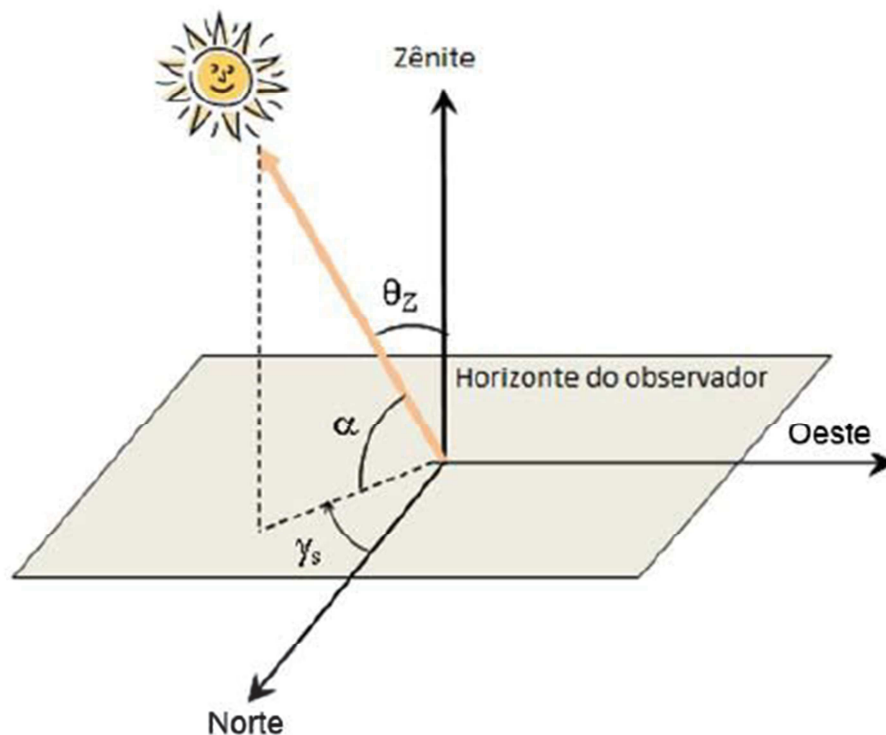
O termo “radiação solar” é usado de forma genérica e pode ser referenciado em termos de fluxo de potência, quando é especificamente denominado de irradiância solar, ou em termos de energia por unidade de área, denominado, então, de irradiação solar. A excentricidade da elipse que descreve a trajetória da Terra em torno do Sol resulta em uma variação no valor da irradiância extraterrestre ao longo do ano.

De acordo com CEPTEL – CRESESB (2014), as relações geométricas entre os raios solares, que variam de acordo com o movimento aparente do Sol e a superfície terrestre, são descritas através de vários ângulos, os quais estão apresentados na Figura 1 e Figura 2 e definidos a seguir:



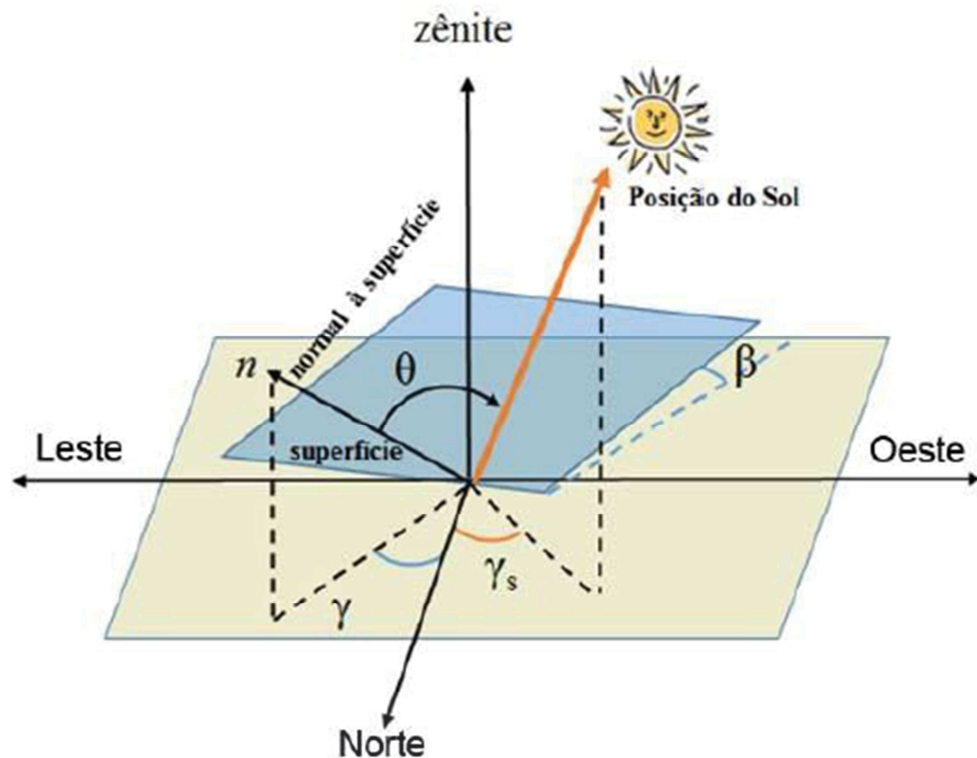
- a) Ângulo Zenital ( $\theta_Z$ ): ângulo formado entre os raios do Sol e a vertical local (Zênite);
- b) Altura ou Elevação Solar ( $\alpha$ ): ângulo compreendido entre os raios do Sol e a projeção dos mesmos sobre o plano horizontal (horizonte do observador);
- c) Ângulo Azimutal do Sol ( $\gamma_s$ ): também chamado azimute solar, é o ângulo entre a projeção dos raios solares no plano horizontal e a direção Norte-Sul (horizonte do observador). O deslocamento angular é tomado a partir do Norte ( $0^\circ$ ) geográfico, sendo, por convenção, positivo quando a projeção se encontrar à direita do Sul (a Leste) e negativo quando se encontrar à esquerda (a Oeste);
- $$-180^\circ \leq \gamma_s \leq +180^\circ$$
- d) Ângulo Azimutal da Superfície ( $\gamma$ ): ângulo entre a projeção da normal à superfície no plano horizontal e a direção Norte-Sul. Obedece às mesmas convenções do azimute solar;
- e) Inclinação da superfície de captação ( $\beta$ ): ângulo entre o plano da superfície em questão e o plano horizontal [ $0^\circ$   $90^\circ$ ];
- f) Ângulo de incidência ( $\theta$ ): ângulo formado entre os raios do Sol e a normal à superfície de captação.

**Figura 1** - Relações geométricas entre os raios solares a superfície terrestre



Fonte: CEPEL-CRESESB, 2014

**Figura 2** – Outras relações geométricas entre os raios solares a superfície terrestre



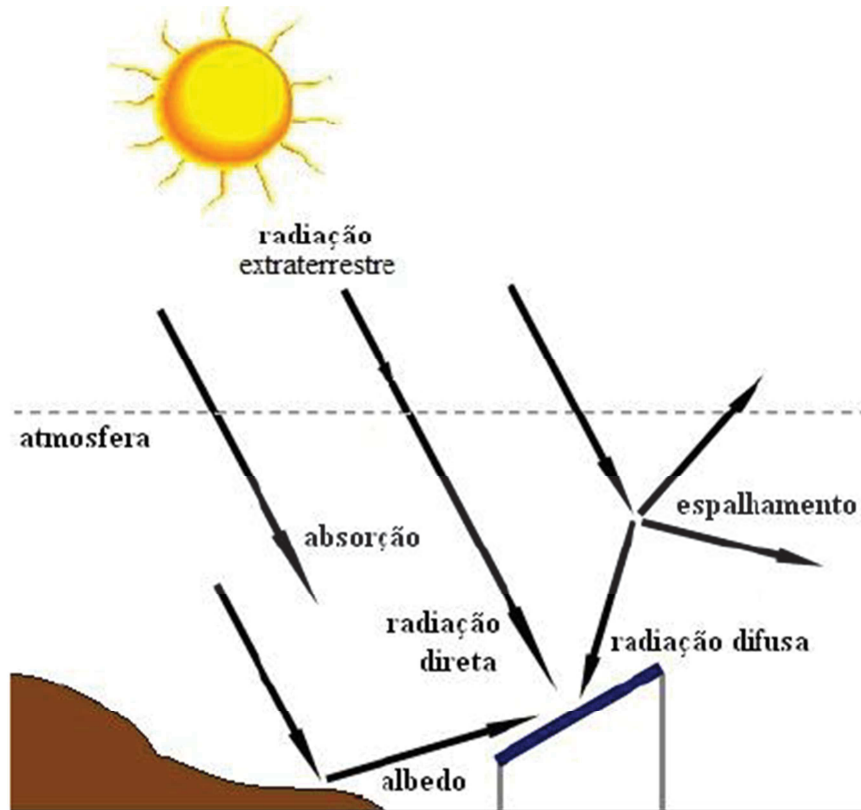
Fonte: CEPEL-CRESESB, 2014

Parte da energia solar que chega à Terra, bate na atmosfera e nas nuvens e retorna para o espaço. Considerando a radiação solar que chega à superfície terrestre e incide sobre uma superfície receptora para geração de energia, tem-se que ela é constituída por uma componente direta (ou de feixe) e por uma componente difusa.

A radiação direta é aquela que provém diretamente da direção do Sol e produz sombras nítidas. Em outras palavras, é a fração da radiação solar que atravessa a atmosfera terrestre sem sofrer qualquer alteração em sua direção original. A difusa é aquela proveniente de todas as direções e que atinge a superfície após sofrer espalhamento pela atmosfera terrestre. Destaca-se que ainda que o dia esteja totalmente sem nuvens, pelo menos 20 % da radiação que atinge a superfície é difusa. Já em um dia totalmente nublado, não há radiação direta, e 100 % da radiação é difusa.

Como pode ser visto na Figura 3, se a superfície estiver inclinada com relação à horizontal, haverá uma terceira componente refletida pelo ambiente do entorno (solo, vegetação, obstáculos, terrenos rochosos, etc.). O coeficiente de reflexão destas superfícies é denominado de “albedo” e quanto maior o seu valor, maior será o valor da irradiância no plano inclinado (COGEN, 2012).

Figura 3 – Componentes da radiação solar



Fonte: CEPEL-CRESESB, 2014

A Figura 4 mostra a distribuição espacial da irradiância solar média anual ( $W/m^2$ ) que incide sobre a superfície da Terra. Esses dados foram estimados com suporte em imagens de satélites meteorológicos obtidos no período de 1990 a 2004. Para aferir, a partir destes dados, a irradiação solar na base temporal diária média anual, em  $kWh/m^2.dia$ , deve-se multiplicar o valor registrado por 24h.

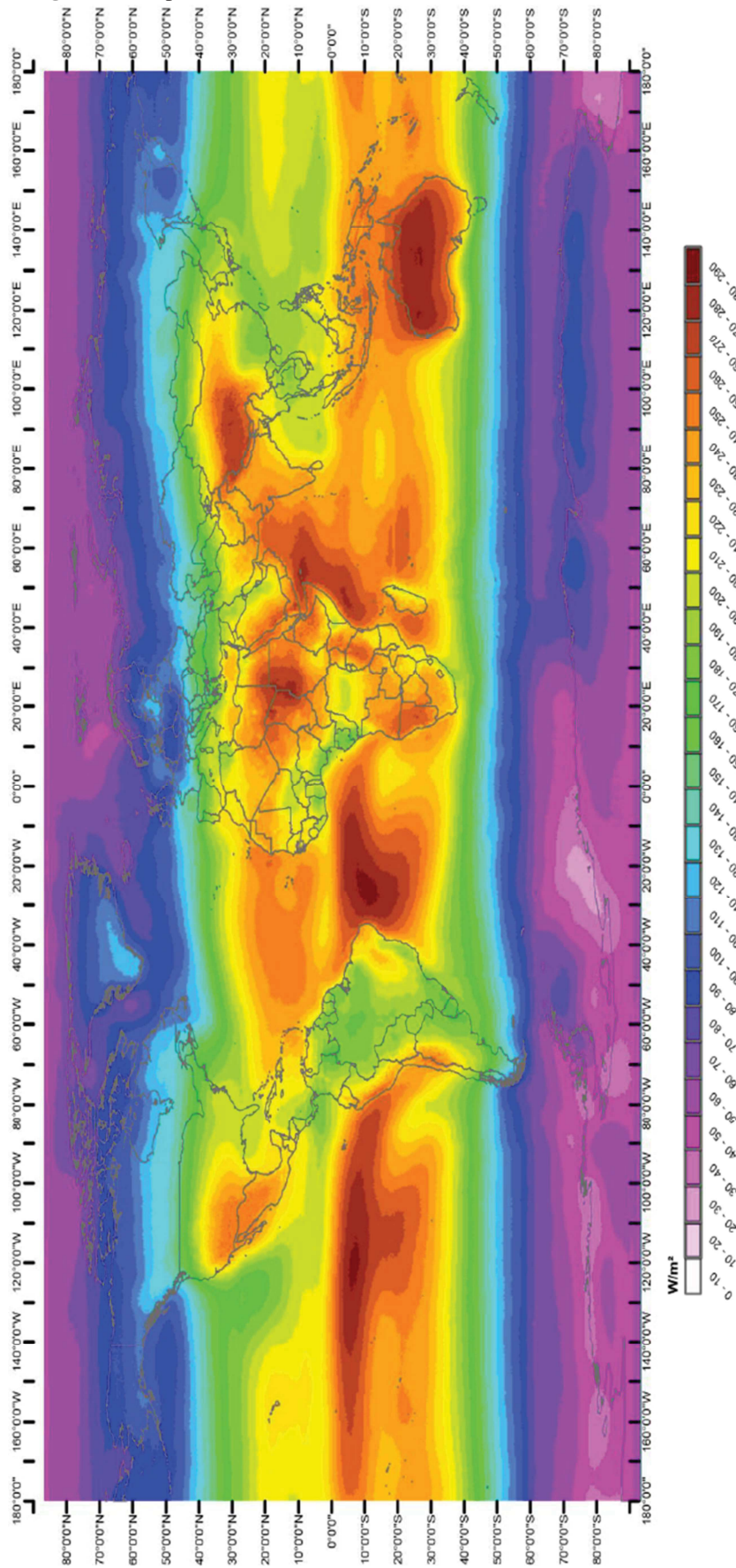
A exploração dessa energia gerada pelo Sol se apresenta como uma das alternativas mais promissoras para o desenvolvimento da sociedade no que concerne à sua demanda energética. É importante ressaltar que o Sol é responsável pela origem de praticamente todas as fontes de energia na Terra, no entanto a proposta desse trabalho é apresentar um projeto de aproveitamento de umas das formas de energia solar direta.

A energia solar direta é dividida em cinco grandes grupos:

- a) Passiva, onde se insere a arquitetura bioclimática;
- b) Ativa, onde se insere o aquecimento e refrigeração solares;
- c) Fotovoltaica, para produção de energia elétrica;

- d) Geração de energia elétrica a partir de concentradores solares térmicos para altas temperaturas;
- e) Produção de hidrogênio, oxigênio e monóxido de carbono através de um processo inspirado na fotossíntese (IPCC, 2012).

**Figura 4 -** Mapa mundial de irradiação solar em média anual (1990-2004)



Fonte: MINES ParisTech, 2006

## 2.2 ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA E O EFEITO FOTOVOLTAICO

A atmosfera terrestre é atingida anualmente por  $1,5 \times 10^9$  TWh de energia solar, o que corresponde a 10.000 vezes o consumo mundial de energia neste período. Além de ser responsável pela manutenção da vida na Terra, a radiação solar constitui-se numa inesgotável fonte energética, havendo um enorme potencial de utilização por meio de sistemas de captação e conversão em outras formas de energia (térmica, elétrica, etc.) (CEPEL-CRESESB, 2014).

Como foi visto anteriormente, uma das formas de aproveitar a energia solar é a Energia Solar Fotovoltaica. Essa forma de energia é obtida através do efeito fotovoltaico que ocorre em dispositivos conhecidos como células fotovoltaicas. Estas células são componentes optoeletrônicos que convertem diretamente a radiação solar em eletricidade. São basicamente constituídas de materiais semicondutores, sendo o silício o material mais empregado (CRESESB, 2006).

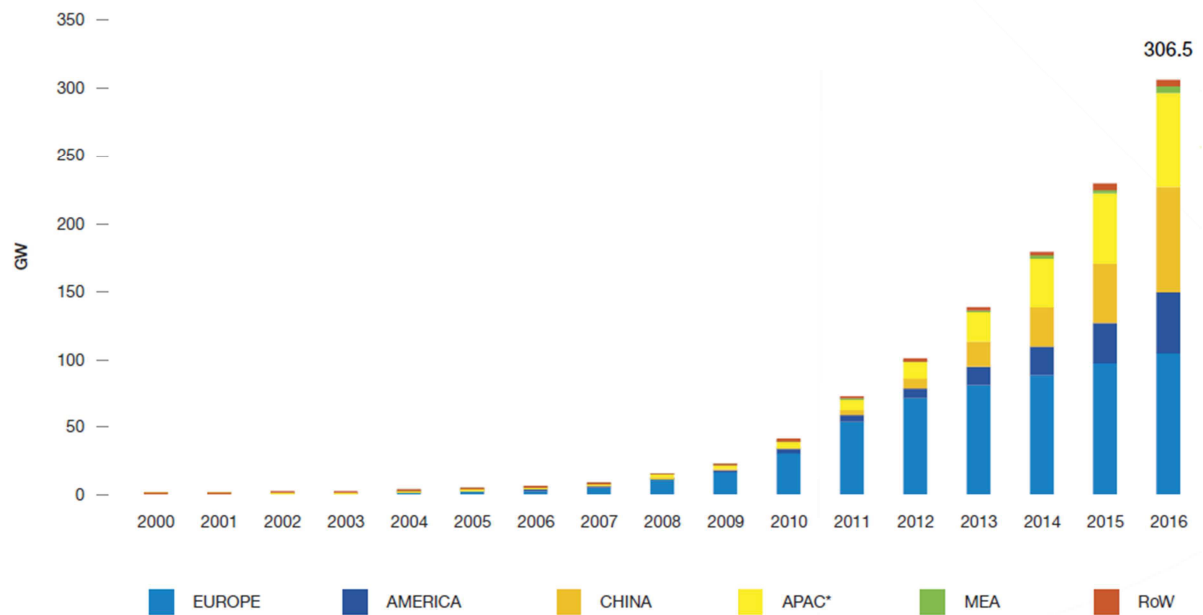
O efeito fotovoltaico foi visto pela primeira vez, em 1839, pelo físico francês Edmond Becquerel, que observou que certos materiais produziam pequena quantidade de corrente elétrica quando expostos à luz. O primeiro dispositivo fotovoltaico foi desenvolvido em 1876, porém somente em 1956 que se iniciou sua produção industrial. Esta produção ocorreu devido à “corrida espacial”, que buscava o fornecimento de energia durante os períodos de permanência no espaço e também para a manutenção dos satélites.

Além das empresas estimuladas pela “corrida espacial”, existiram outras que também se interessaram pela busca da conversão da luz solar em energia elétrica. As empresas de telecomunicação investiram nesse tipo de tecnologia, com o objetivo de abastecer sistemas instalados em locais remotos.

A crise energética de 1973 ajudou a renovar e ampliar o interesse na aplicação da energia solar, porém o custo das células utilizadas em explorações espaciais era extremamente elevado, tornando aquele tipo de tecnologia inviável para uso terrestre.

No final da década de 90, com um forte compromisso com a redução de CO<sub>2</sub>, conforme previsto pelo Protocolo de Kyoto, políticas de governo foram criadas na Alemanha e no Japão resultando em aumentos substanciais no desenvolvimento dessa tecnologia e consequentemente do mercado da energia solar.

A Figura 5 apresenta o crescimento da capacidade instalada de Energia Solar Fotovoltaica no mundo. Percebe-se o crescimento exponencial a partir do ano de 2012, principalmente pela evolução na China (Laranja) e demais países asiáticos (Amarelo).

**Figura 5** - Evolução mundial da capacidade instalada de Energia Solar Fotovoltaica

Fonte: EPIA, 2017

### 2.3 CÉLULAS E MÓDULOS E FOTOVOLTAICOS

As células fotovoltaicas são dispositivos formados por material semicondutor, que transformam energia luminosa, proveniente do sol ou de outra fonte de luz, em energia elétrica. Os semicondutores se caracterizam pela presença de duas bandas de energia: a banda de valência (onde existe a presença de elétrons) e a banda de condução (totalmente “vazia”, onde não existem elétrons).

O semicondutor mais usado na fabricação das células é o silício. Seus átomos caracterizam-se por possuírem quatro elétrons, que se interligam, e formam uma rede cristalina. Ao se vincularem a átomos, como o fósforo, por exemplo, que possui cinco elétrons de ligação, haverá um elétron em excesso que não poderá ser emparelhado, e permanecerá sozinho. Este elétron isolado possuirá uma fraca ligação com o átomo de origem, bastando um pouco de energia térmica, para que o mesmo se livre, e migre para a banda de condução. Diz-se assim, que o fósforo é um dopante doador de elétrons e denomina-se dopante N ou impureza N.

Pode-se introduzir também, átomos com apenas três elétrons de ligação, como, por exemplo, o boro. Neste caso, faltará um elétron para satisfazer as ligações com os átomos de silício da rede. Esta falta de elétron é denominada buraco ou lacuna e, com pouca energia térmica, um elétron de um espaço vizinho pode passar a esta posição, fazendo com que o

buraco se desloque. Desta forma, denomina-se o boro como um aceitador de elétrons ou um dopante P.

Colocando-se átomos de boro em uma metade de um silício puro e átomos de fósforo na outra metade, será formado o que se chama junção PN. Nessa junção, elétrons livres do lado N passam para o lado P, onde encontram os buracos que os capturam. Esse fato acarreta em um acúmulo de elétrons no lado P, tornando-o negativamente carregado e uma redução de elétrons do lado N, que o faz eletricamente positivo. Essas cargas aprisionadas dão origem a um campo elétrico permanente que dificulta a passagem de mais elétrons do lado N para o lado P. Esse processo alcança um equilíbrio quando o campo elétrico forma uma barreira capaz de barrar os elétrons livres remanescentes no lado N.

Se uma junção PN for exposta a fótons com energia maior que a energia de gap (energia mínima necessária para que um elétron desloque-se da banda de valência à banda de condução), ocorrerá a geração de pares de elétrons e lacunas. Se isso acontecer na região onde o campo elétrico é diferente de zero, as cargas serão aceleradas, e conseqüentemente haverá uma corrente através da junção. O efeito fotovoltaico é esse deslocamento de cargas, ocasionado por uma diferença de potencial. Portanto, se as duas extremidades do silício fossem conectadas por um fio, haveria uma circulação de elétrons (CEPEL-CRESESB, 2014).

A base do funcionamento das células fotovoltaicas é dada pelo processo descrito anteriormente. Na Figura 6 tem-se a ilustração da estrutura de uma célula.

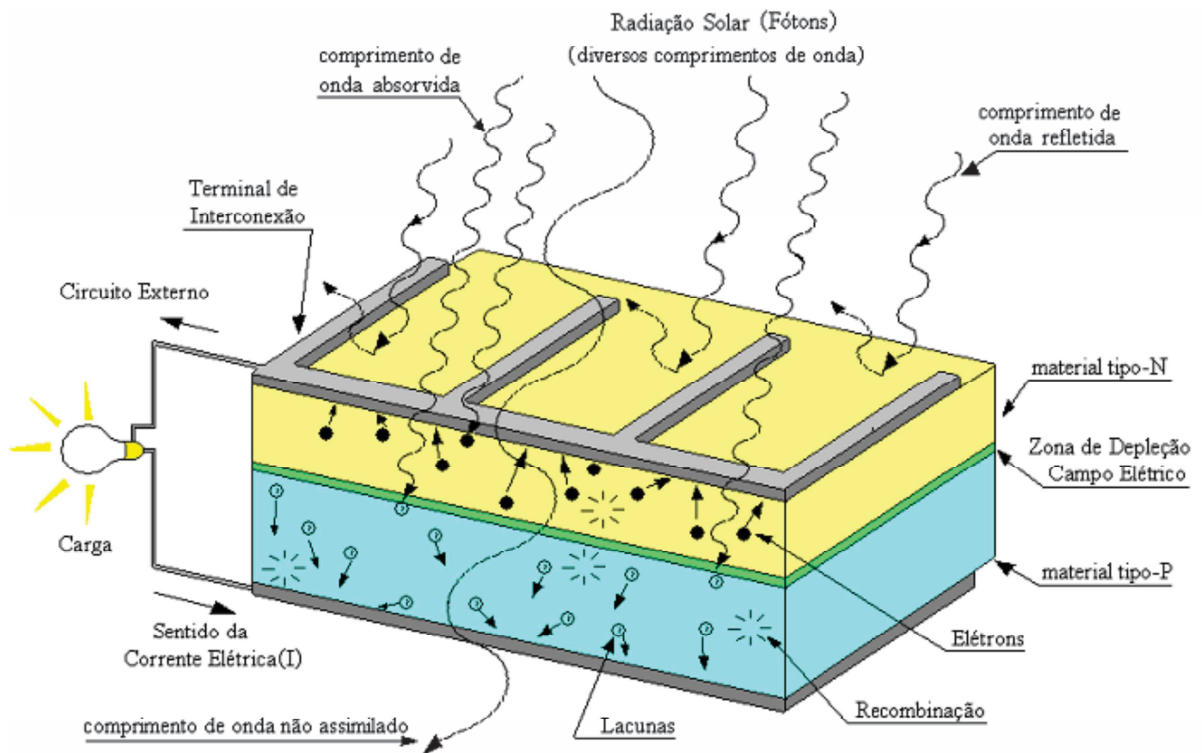
Como foi mencionado anteriormente, o material mais utilizado na construção das células é o silício, segundo elemento mais abundante no globo terrestre. Os principais tipos de células, desse material, disponíveis no mercado são de silício monocristalinas e de silício policristalinas.

As células de silício monocristalinas são cerca de 2% mais eficientes que as policristalinas, contudo estas últimas são mais baratas, já que exigem um processo de preparação das células menos rigoroso. Quanto às células de silício amorfo, estas possuem uma eficiência menor, e necessitam de uma área de instalação maior. Por outro lado, possuem um processo de fabricação simples e barato, e são mais resistentes ao efeito do sombreamento e altas temperaturas (CUNHA, 2006).

As Figuras 7 e 8 apresentam as células fotovoltaicas de silício mono e policristalina, respectivamente.

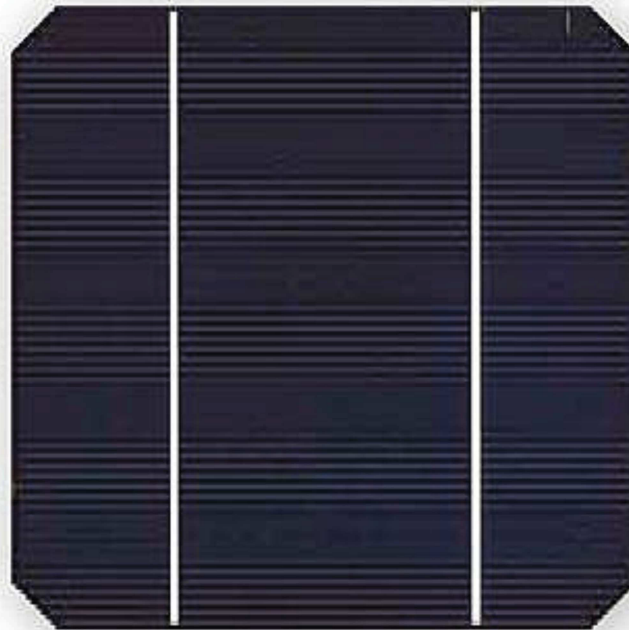


**Figura 6** - Representação de uma célula fotovoltaica



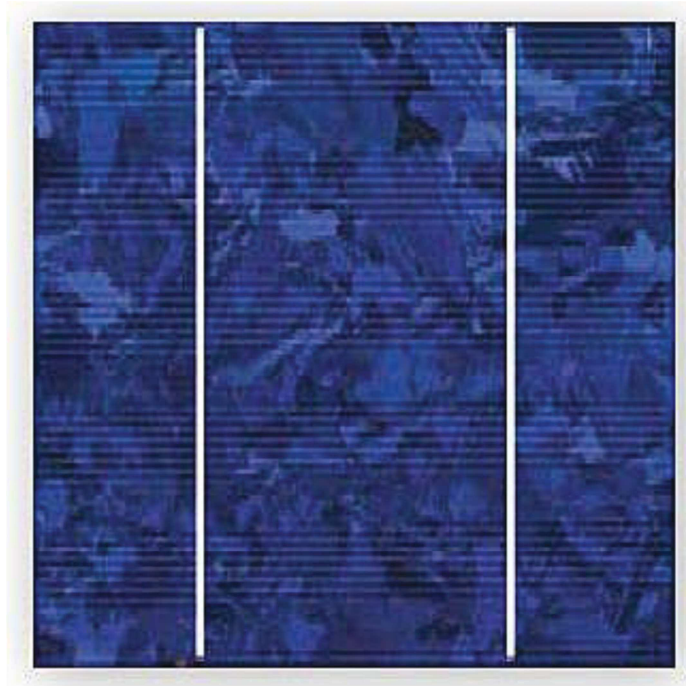
Fonte: GHENSEV, 2006

**Figura 7** - Célula fotovoltaica de silício monocristalina



Fonte: BOSCH, 2016

**Figura 8** - Célula fotovoltaica de silício policristalina

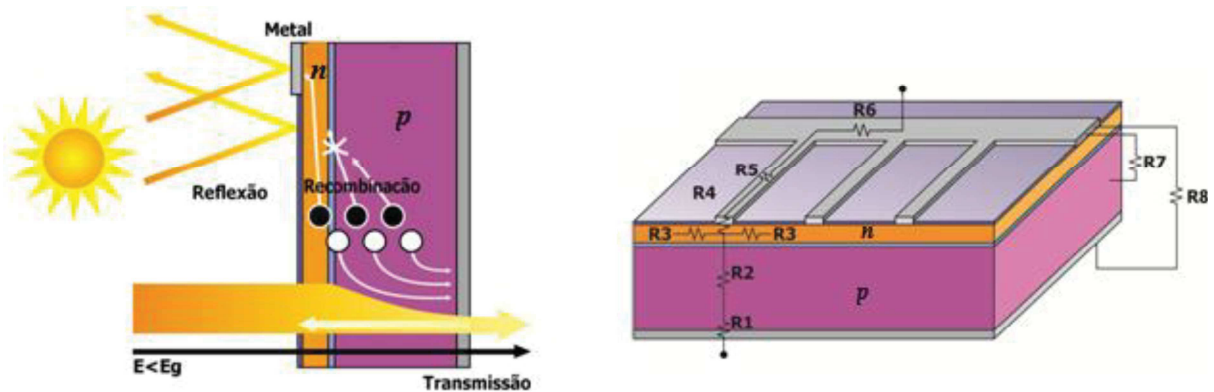


Fonte: BOSCH, 2016

A seguir são apresentados os fatores que limitam a eficiência de conversão de uma célula fotovoltaica e a Figura 9 esquematiza esses mesmos fatores:

- a) reflexão na superfície frontal;
- b) sombra proporcionada pela área da malha metálica na face frontal;
- c) absorção nula de fótons de energia menor que do que o *gap* ( $E_f < E_g$ );
- d) baixa probabilidade de coleta, pela junção *pn*, dos portadores de carga gerados fora da zona de carga espacial;
- e) recombinação dos portadores de carga, isto é, o “reencontro” dos elétrons e lacunas em impurezas e defeitos do material e
- f) resistência elétrica no dispositivo e nos contatos metal-semicondutor, bem como possíveis caminhos de fuga da corrente elétrica (resistência em paralelo).

**Figura 9** - Fatores que limitam a eficiência de uma célula fotovoltaica



Fonte: MOEHLECKE, 2005.

Observa-se na Figura 9 as perdas por reflexão, transmissão (fótons com energia menor que o *gap*), recombinação de portadores de carga minoritários e sombreamento proporcionado pela malha metálica frontal. Além disso, as perdas por resistência em série nas junções metal-semicondutor (R4 e R1) existentes nos contatos metálicos frontal e traseiro, perdas nas trilhas metálicas (R5 e R6) e nas regiões *n* (R3) e *p* (R2) e perdas por resistência em paralelo entre o contato metálico frontal (malha metálica) e a região tipo *p* (R7), e entre os contatos metálicos frontal e traseiro (R8).

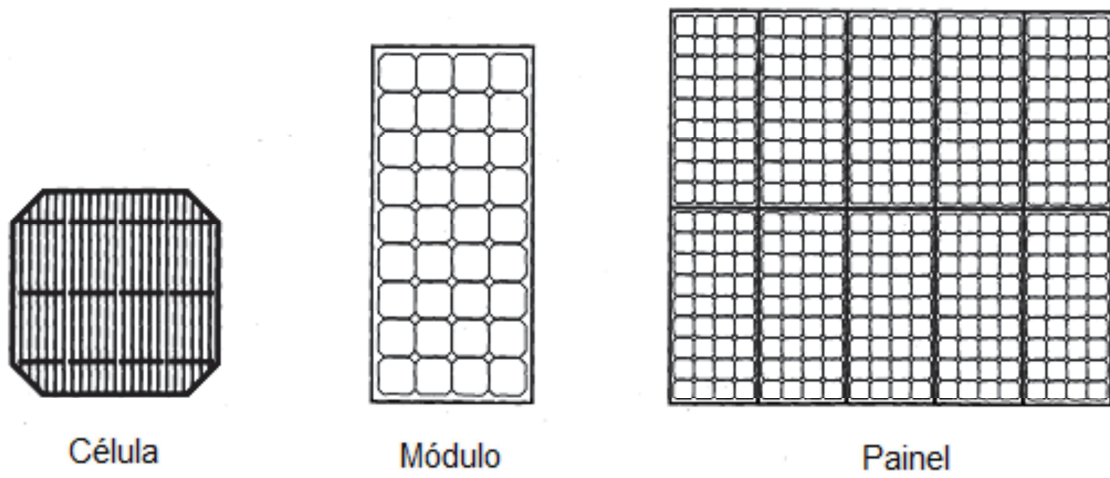
Além das células feitas de silício, existem também as células feitas de Gálio Arsênio (GaAs). Esse material é utilizado para a produção das células de alta eficiência, usado especialmente na tecnologia espacial (PER, 2009).

Atualmente, existem outras tecnologias de células solares sendo desenvolvidas, principalmente, para reduzir os custos e aumentar a eficiência da geração da energia fotovoltaica.

Uma única célula de silício produz uma corrente CC entre 3A e 5A e uma tensão de saída de aproximadamente 0,7V. Por esse motivo é necessário agrupar várias células em série e/ou paralelo para que os valores de tensão e corrente sejam adequados às aplicações desejadas. A combinação de células em série e/ou paralelo forma um módulo fotovoltaico, e a combinação destes módulos, também em série e/ou paralelo, dão origem ao painel fotovoltaico, como ilustra a Figura 10.

Nas Figura 11 e 12 têm-se as ilustrações de módulos fotovoltaicos fabricados com células de silício mono e policristalino, respectivamente.

**Figura 10** - Célula, módulo e painel fotovoltaico



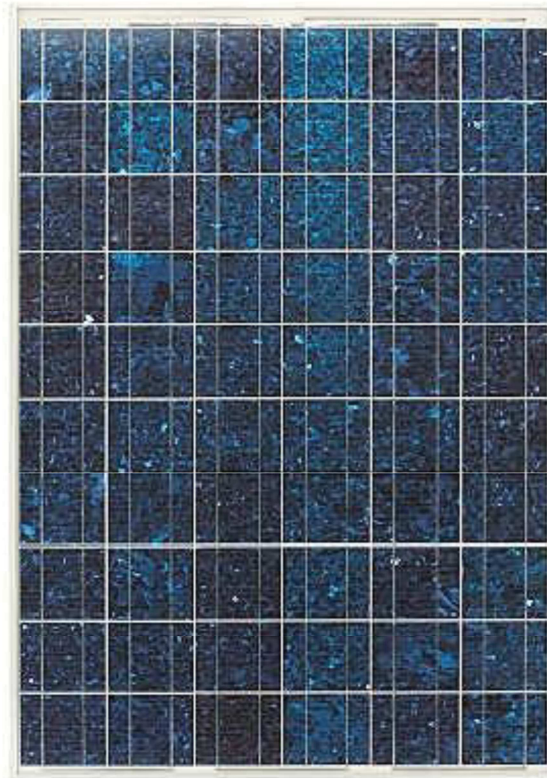
Fonte: PATEL, 1999

**Figura 11** - Módulo fotovoltaico de célula de silício monocristalino



Fonte: BOSCH, 2016

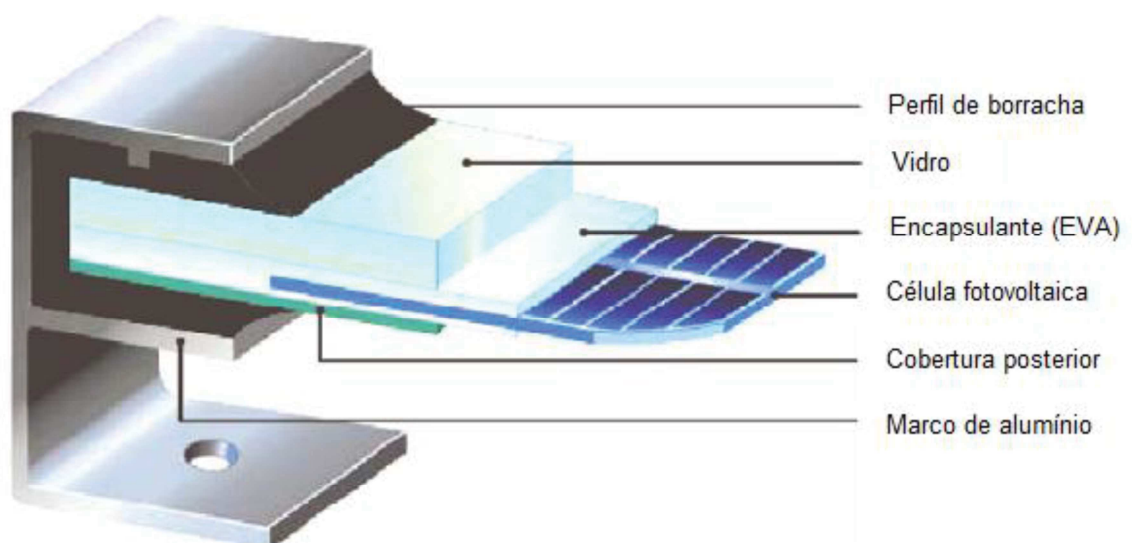
**Figura 12** - Módulo fotovoltaico de célula de silício policristalina



Fonte: BOSCH, 2016

A construção de um módulo fotovoltaico, geralmente, é dada como ilustra a Figura 13. Como pode ser visto, diversos componentes compõem o módulo de forma a aumentar sua resistência e facilitar a instalação.

**Figura 13** - Corte de um módulo fotovoltaico



Fonte: PRIEB, 2002

### 2.3.1 Características elétricas do módulo fotovoltaico

O efeito fotovoltaico se dá quando a célula fotovoltaica é exposta à radiação solar e o aproveitamento desse efeito ocorre por meio do campo elétrico da junção *p-n* e de um circuito elétrico externo. Portanto, é possível representar a célula a partir de seus parâmetros elétricos de saída (corrente e tensão) em função de fatores que influenciam na entrada (temperatura da célula e irradiância).

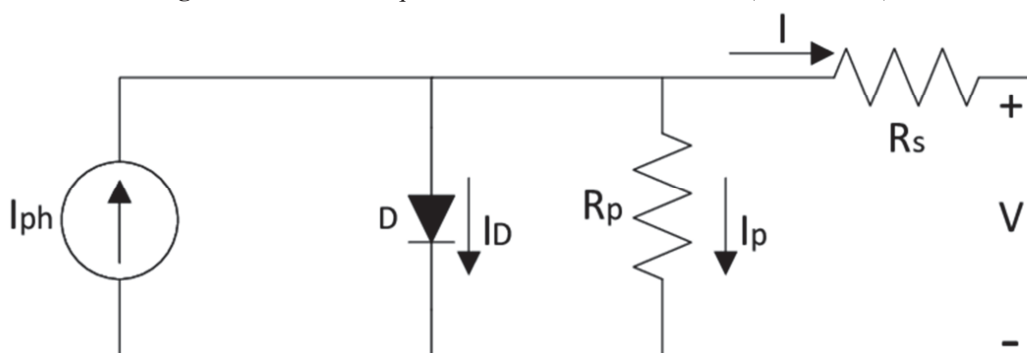
As principais características de um módulo fotovoltaico são corrente, tensão e potência nominal. A potência do módulo é dada em  $W_p$  (Watt pico), e seu valor é determinado sob as condições padrão de teste (STC, Standard Test Conditions). Essas condições padrão de teste (ou condições de referência)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

O circuito elétrico equivalente dos módulos fotovoltaicos é obtido analisando uma única célula isolada. A célula fotovoltaica ideal é uma fonte de corrente variável, cuja corrente fotogerada ( $I_{ph}$ ) depende do nível de radiação no plano da célula e da temperatura do dispositivo.

Existem pelo menos três abordagens quanto ao circuito elétrico equivalente das células solares: o modelo empírico (ideal), o modelo de um diodo, e o de dois diodos. Entre eles, o mais aceito, e que será utilizado neste trabalho, é o de um diodo, também conhecido como modelo real, apresentado na Figura 14 (TAVARES, 2009).

Nesse modelo,  $I_{ph}$  representa a corrente fotogerada,  $R_p$  e  $R_s$  as resistências paralela e série, e D o diodo representando a ligação dos semicondutores da célula. As grandezas  $V$  e  $I$  representam, respectivamente, a tensão e corrente de saída da célula.

**Figura 14** - Circuito equivalente da célula fotovoltaica (modelo real)



Fonte: O Autor, 2017

Ao analisar o circuito a partir da lei de Kirchhoff, tem-se a expressão (1).

$$I = I_{ph} - I_D - I_P \quad (1)$$

A corrente  $I_P$  representa as correntes de fuga e pode ser encontrada a partir da Eq. (2).

$$I_P = \frac{V + I \cdot R_S}{R_P} \quad (2)$$

Por sua vez, a corrente que flui através de um diodo ( $I_D$ ), em função da tensão é dada pela Eq. (3) (ZILLES, 2012).

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

Onde:

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

V: Tensão aplicada aos terminais do diodo [V];

e: carga do elétron [C];

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

k: constante de Boltzmann [J/K];

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

Para módulos cujo arranjo é composto somente por células conectadas em série, acrescenta-se um termo que representa o número de células conectadas ( $N_S$ ). Ao substituir as Eq.(2) e (3) na Eq. (1) obtém-se a Eq. (4), que representa a corrente do módulo fotovoltaico para  $N_S$  células conectadas em série.

$$I = I_{ph} - I_0 \cdot \left[ e^{\left( \frac{e \cdot V}{N_S \cdot m \cdot k \cdot T_c} \right)} - 1 \right] - \frac{V + I \cdot R_S}{R_P} \quad (4)$$

Os valores de corrente e tensão podem ser representados graficamente em uma curva característica (I-V) do módulo. Quando a tensão é nula, tem-se o valor de corrente de curto-circuito ( $I_{SC}$ ). Analogamente, quando a corrente é nula, tem-se o valor da tensão de circuito aberto ( $V_{OC}$ ) (ABINEE, 2012).

A curva característica é gerada sob as condições padrão de teste (STC) mencionadas anteriormente. A partir dela são obtidos os principais parâmetros que determinam a qualidade e desempenho do módulo, como por exemplo,  $I_{SC}$ ,  $V_{OC}$ ,  $V_{mp}$ ,  $I_{mp}$  e  $P_{mp}$  (ZILLES, 2012).

- a) Corrente de curto-circuito,  $I_{SC}$ : medida do fluxo de portadores de corrente quando os terminais da célula estão no mesmo nível de tensão, ou seja, em curto-circuito.
- b) Tensão de circuito aberto,  $V_{OC}$ : tensão formada entre os terminais da célula quando não há carga conectada. Para células de silício monocristalino, esse valor fica na faixa de 0,5 V – 0,7 V, enquanto as de silício amorfo ficam em torno de 0,6 V – 0,9V.
- c) Ponto de máxima potência.  $P_{mp}$ : ponto da curva ( $V_{mp}$ ,  $I_{mp}$ ) onde ocorre a máxima transferência de potência da célula para a carga, e se localiza no “joelho” da curva I – V.

Na Figura 15, tem-se uma típica curva característica I-V de uma célula fotovoltaica, onde pode-se observar os parâmetros descritos acima. Na Figura 16 é apresentado o comportamento da potência em função da tensão.

**Figura 15** - Curva característica I-V de uma célula fotovoltaica

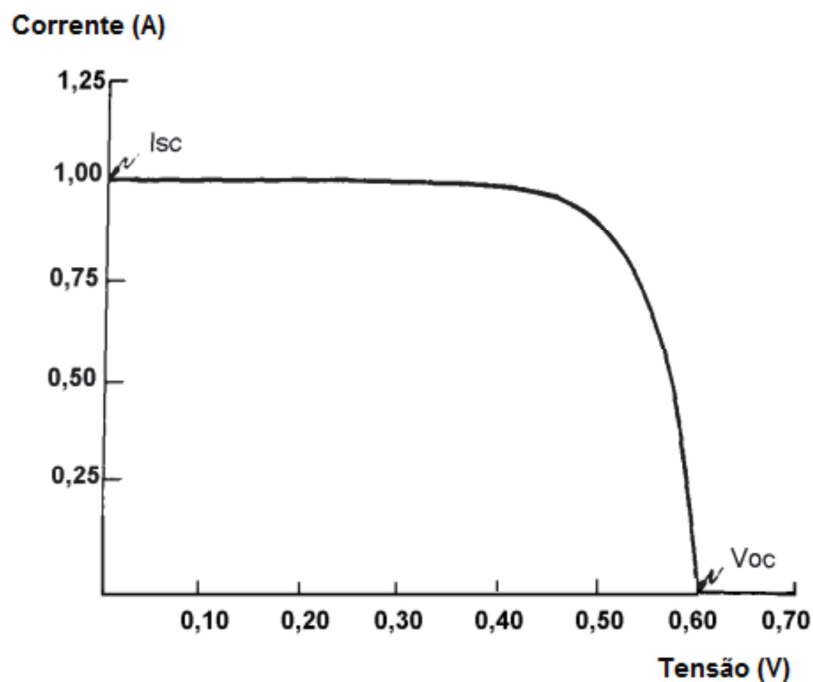
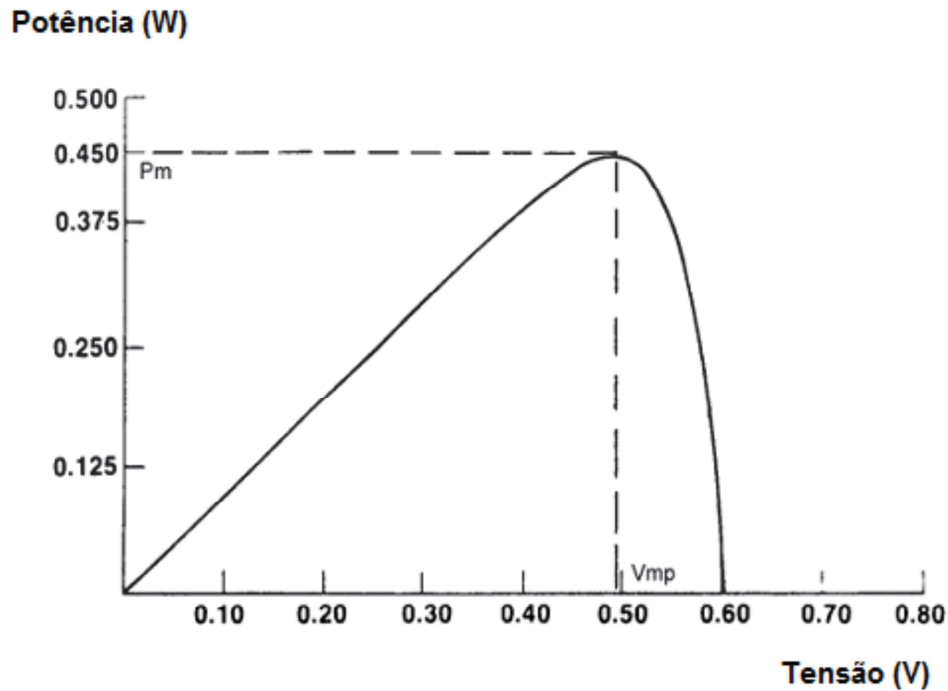




Figura 16 - Curva da potência em função da tensão para uma célula



Fonte: CRESESB, 2006

A máxima transferência de potência acontece para uma combinação exclusiva de valores de corrente e tensão. A curva da potência é obtida fazendo-se a multiplicação ponto a ponto dos valores da curva I-V. Esse ponto está localizado no “joelho” da curvatura e possui valores típicos, chamados de  $I_{mp}$  e  $V_{mp}$ , como pode ser visto na Figura 17.

É possível estimar esses valores tendo como base  $I_{SC}$  e  $V_{OC}$ , conforme as Eqs. (5) e (6) (GOETZBERGER; HOFFMANN, 2005).

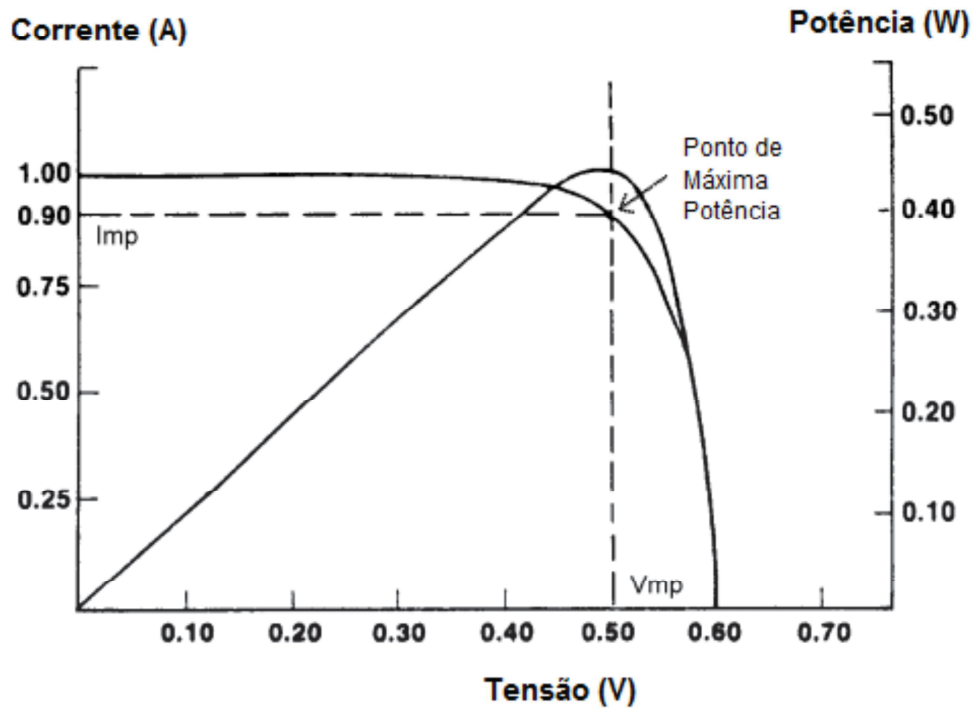
$$V_{mp} \approx (0,75 - 0,9) \cdot V_{OC} \quad (5)$$

$$I_{mp} \approx (0,85 - 0,95) \cdot I_{SC} \quad (6)$$

O fator de forma FF (do inglês fill factor) é uma grandeza que representa quanto à curva característica se aproxima do ideal, ou seja, do retângulo formado com vértices em  $I_{SC}$  e  $V_{OC}$ . O FF depende muito das características de construção da célula (dopagem, tipo de semicondutor, conexão, etc.) e quanto melhor a qualidade das células do módulo mais próxima a forma retangular será sua curva I – V. Esse fator é dado pela Eq. (7).

$$FF = \frac{I_{mp} \cdot V_{mp}}{I_{SC} \cdot V_{OC}} \quad (7)$$

Figura 17 - Determinação do ponto de máxima potência em uma célula



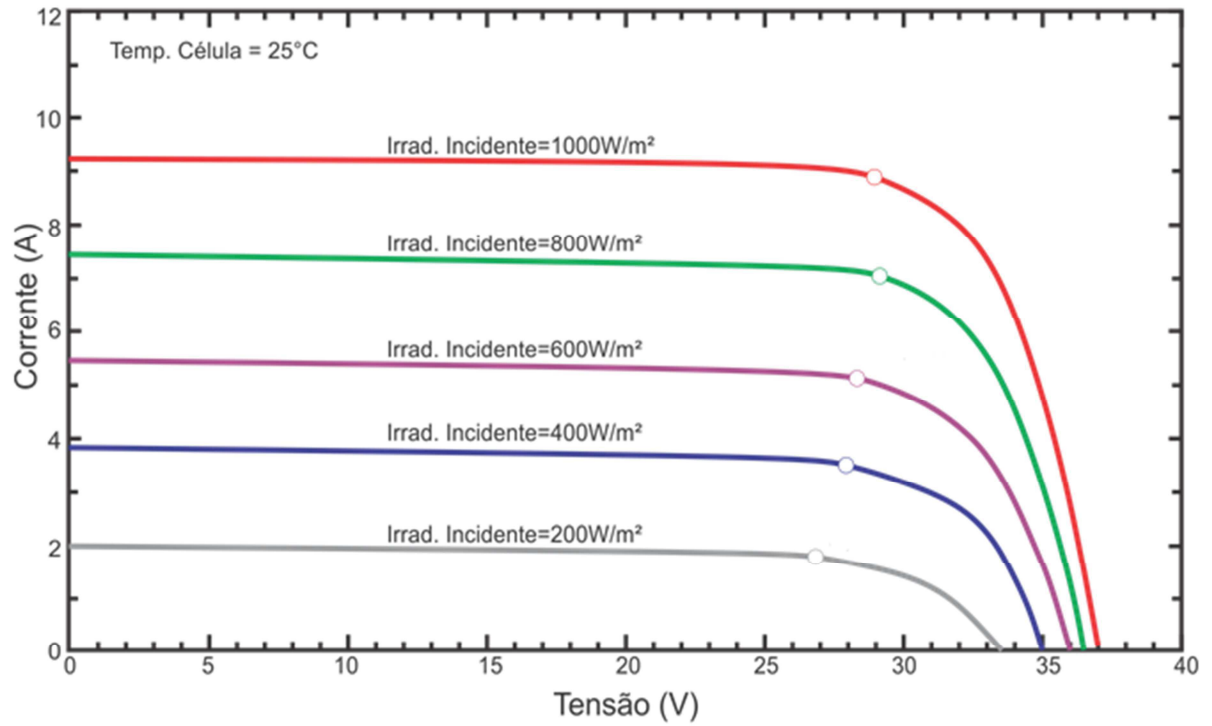
Fonte: CRESESB, 2006

### 2.3.2 Fatores que influenciam o desempenho dos módulos

Quando expostos à luz solar, os módulos fotovoltaicos geram energia elétrica em corrente contínua. O desempenho desses depende da temperatura de operação da célula fotovoltaica e do nível de irradiação solar a que os módulos estão sujeitos. Na Figura 18 e na Figura 19 são apresentadas as curvas características I-V do módulo fotovoltaico policristalino da Kyocera, modelo KS45T, em função dessas variáveis.

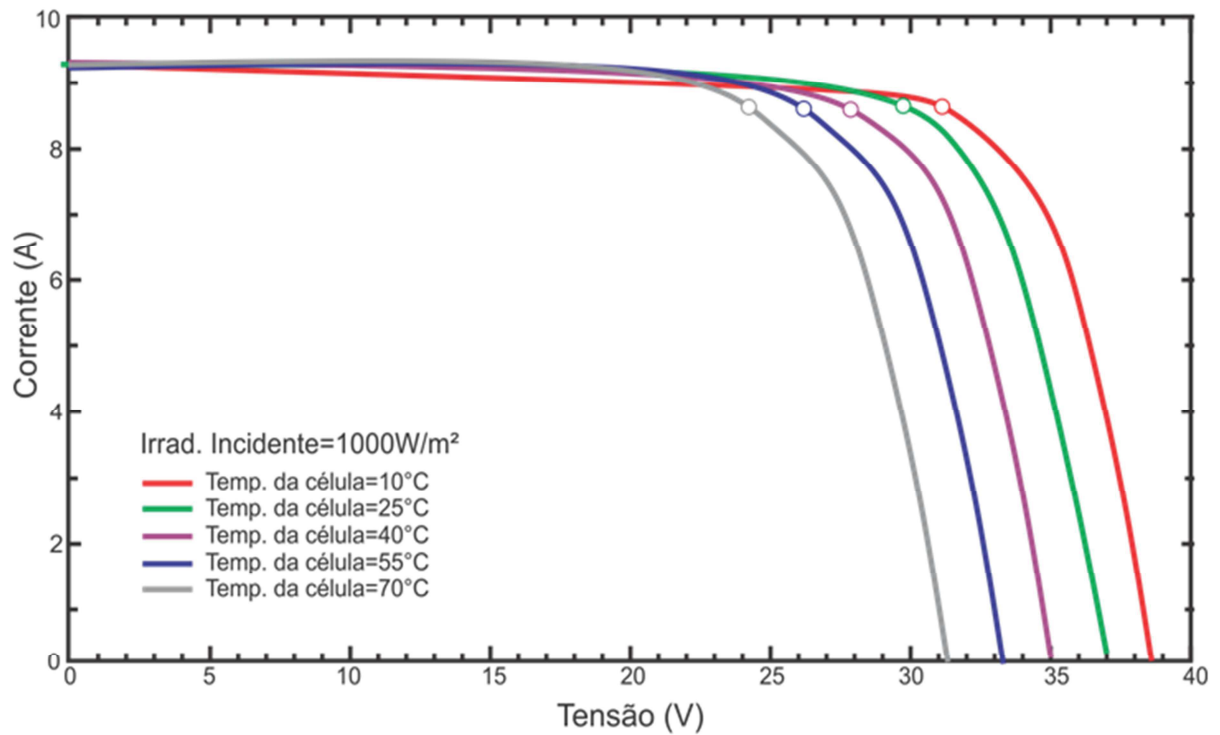
Nota-se na Figura 18 que a tensão varia menos que a corrente em função da irradiação. Isto ocorre pois um fóton (com energia suficiente) energiza um elétron. Com maior irradiação, maior a quantidade de fótons, e maior a corrente elétrica gerada.

**Figura 18** - Curva característica I-V para diferentes valores de irradiação solar



Fonte: KYOCERA, 2016

**Figura 19** - Curva característica I-V para diferentes temperaturas da célula



Fonte: KYOCERA, 2016

A partir da Figura 19 percebe-se que a tensão é mais influenciada pela temperatura que a corrente. Com o aumento da intensidade da luz que incide no módulo, a temperatura nas células também aumenta e em consequência disso a eficiência decresce. Com o aumento da temperatura, a tensão de circuito aberto cai e a corrente de curto circuito aumenta. A queda de tensão é maior que o incremento de corrente, portanto o aumento da temperatura reduz significativamente a potência dos módulos.

Nas folhas de dados dos fabricantes são apresentados os coeficientes de temperatura dos módulos. Esse dado é de extrema importância, principalmente para o cálculo de sistemas conectados à rede, pois esses, geralmente, utilizam grandes quantidades de módulos associados em série, e as tensões são altas. Com a variação da temperatura a diferença de tensão pode não ser suficiente para o trabalho de um inversor on-grid durante os dias mais quentes, além disso pode alcançar valores capazes de danificar um inversor subdimensionado em um dia muito frio.

A Tabela 1 apresenta os coeficientes de temperatura de corrente de curto circuito, tensão de circuito aberto e máxima potência do módulo, respectivamente. Esses valores podem ser usados caso o fabricante não forneça os dados de temperatura da célula.

**Tabela 1** - Coeficientes de temperatura de módulos fotovoltaicos

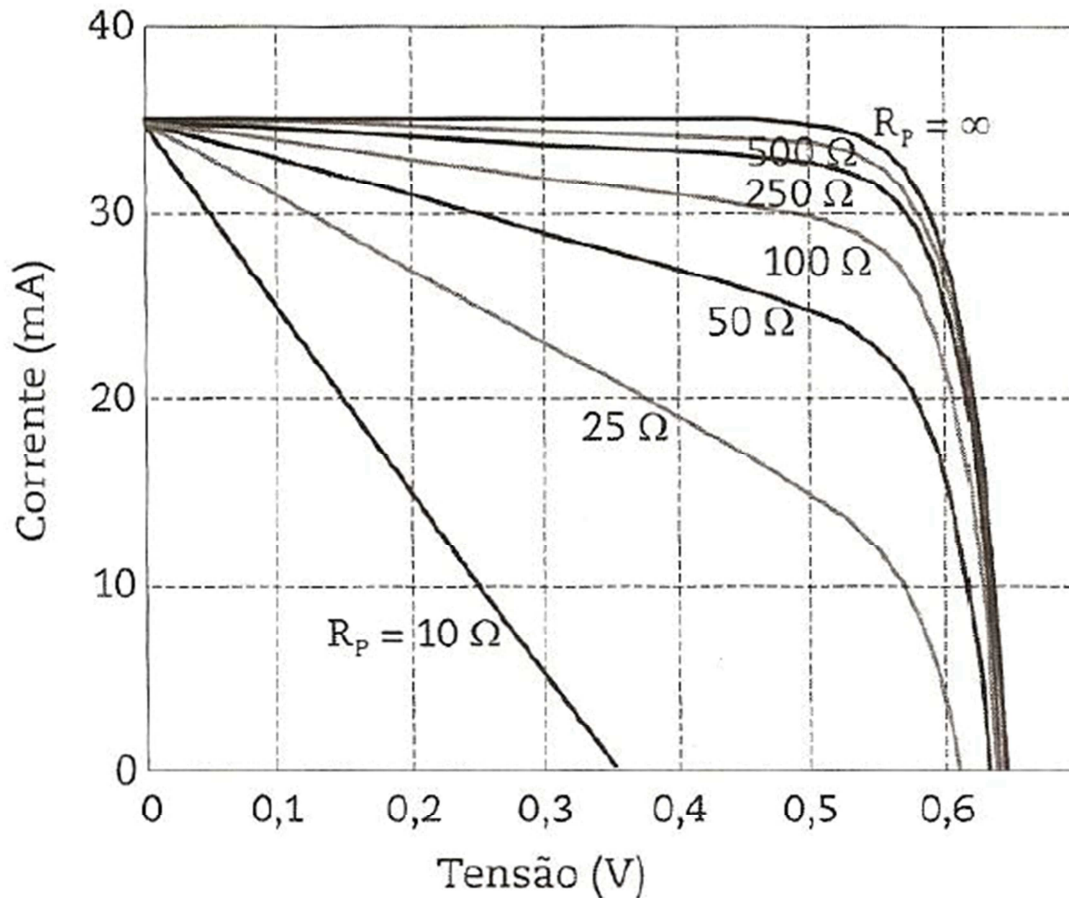
<b>Coeficiente</b>	<b>Silício Cristalizado</b>	<b>Película Fina</b>
$\alpha_{SC}$	$15 \times 10^{-6}$ A por $\text{cm}^2$ de célula	$1,3 \times 10^{-5}$ A por $\text{cm}^2$ de célula
$\beta_{Voc}$	$-2,3 \times 10^{-3}$ V por célula	$-2,8 \times 10^{-3}$ V por célula
$\gamma_{mp}$	-0,5 % por célula	-0,5 % por célula

Fonte: O Autor, 2017

Além da temperatura e da irradiância, dois fatores intrínsecos ao módulo influenciam as suas características elétricas, que são a resistência série ( $R_S$ ) e a resistência paralelo ( $R_P$ ). A resistência paralelo é originada de imperfeições na junção p-n devido a problemas na fabricação. Idealmente, quanto maior o valor de  $R_P$  maior será a parcela da corrente fotogerada que é transferida para a carga. Para valores baixos, há circulação de corrente interna, reduzindo assim a corrente na junção e a tensão das células (ZILLES, 2012).

A Figura 20 apresenta o comportamento da curva I – V com  $1 \text{ cm}^2$  para diferentes valores de  $R_P$  e irradiação e temperatura constantes. Através da curva verifica-se que uma resistência paralelo igual a  $500 \Omega$  mantém a relação corrente – tensão em bons níveis. Para valores menores as perdas já são consideráveis.

**Figura 20** - Efeito da variação da resistência paralelo nas características elétricas de uma célula fotovoltaica

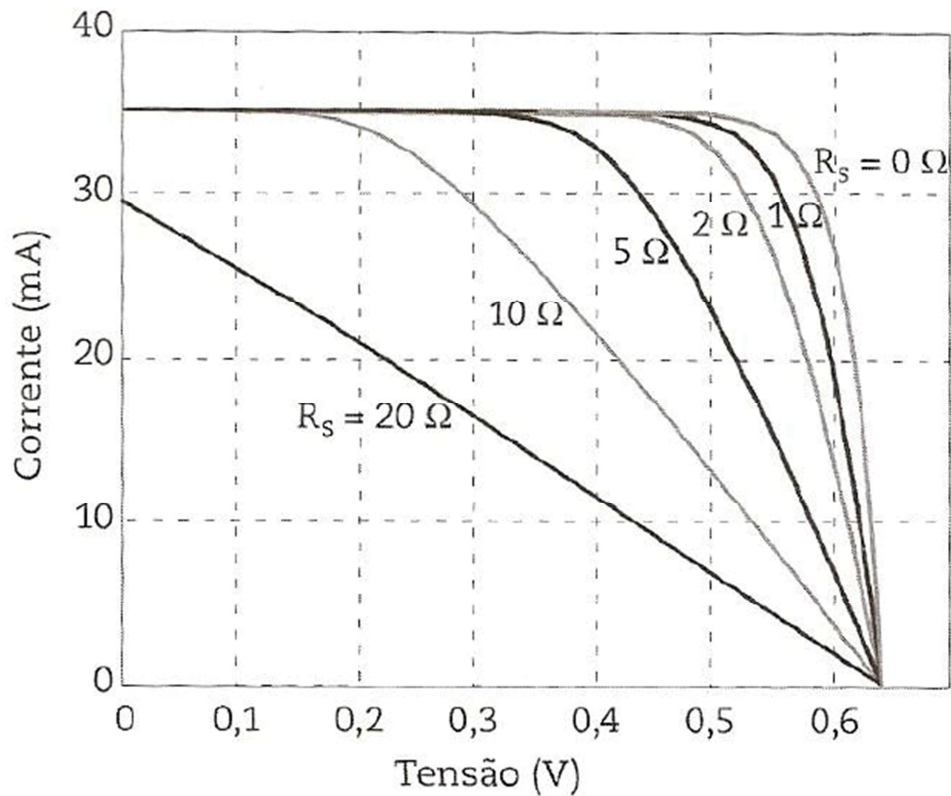


Fonte: ZILLES, 2012

A resistência série é oriunda da própria resistência do semicondutor dopado, da resistência de contato entre o silício e os contatos metálicos, da resistência dos cabos e dos contatos metálicos. Quanto menor o valor de  $R_s$  menor a queda de tensão interna do gerador que limita a corrente fotogerada. O aumento da área dos contatos metálicos diminui o valor da resistência série, mas ao mesmo tempo diminui a quantidade de luz que incide na célula (ZILLES, 2012).

A Figura 21 apresenta o comportamento da curva característica para diferentes valores de  $R_s$  e irradiância e temperatura constantes. Através da curva verifica-se que uma resistência série igual a 1  $\Omega$  mantém a relação corrente – tensão em bons níveis. Para valores maiores as perdas já são significativas.

**Figura 21** - Efeito da variação da resistência série nas características elétricas de uma célula fotovoltaica



Fonte: ZILLES, 2012.

A eficiência de conversão de energia, definida como a razão entre a máxima potência gerada e a potência incidente, pode ser calculada pela Eq. (8). A potência incidente depende exclusivamente do espectro de luz incidente no plano da célula.

$$\eta = \frac{P_{\text{gerada}}}{P_{\text{incidente}}} = \frac{(I_{\text{mp}} \cdot V_{\text{mp}})}{H_{\text{t},\beta} \cdot A} \quad (8)$$

Onde:

A: área útil do módulo [m<sup>2</sup>];

H<sub>t,β</sub>: irradiância no plano gerador [W/m<sup>2</sup>].

### 2.3.3 Modelo matemático do gerador fotovoltaico

A curva I-V representa o comportamento dos módulos fotovoltaicos sob a influência da temperatura e da radiação incidente. Como consequência, a potência gerada, em corrente contínua, que é entregue ao inversor depende desses dois fatores. Para forçar os inversores a

operar sempre na condição de potência máxima ( $P_{mp}$ ), ou seja, tensão e corrente iguais a  $V_{mp}$  e  $I_{mp}$ , respectivamente, esses equipamentos possuem uma função que persegue a condição ideal independente das condições ambientais.

Dessa forma, o modelo matemático do gerador fotovoltaico considera a função de seguimento do ponto de máxima potência, chamada MPPT. Os parâmetros utilizados no cálculo são o coeficiente de temperatura de máxima potência do módulo ( $\gamma_{mp}$ ) e a taxa de eficiência de seguimento do ponto de máxima potência do inversor ( $\eta_{mppt}$ ). A Eq. (9) relaciona a variação da potência no ponto de máxima potência com a temperatura, considerando as perdas do inversor.

$$P_{mp} = P_{nFV} \cdot \frac{H_{t,\beta}}{H_{ref}} [1 - \gamma_{mp}(T_c - T_{c,ref})] \cdot \eta_{mppt} \quad (9)$$

Onde:

$P_{mp}$ : máxima potência fornecida pelo gerador fotovoltaico [W];

$P_{nFV}$ : potência nominal do gerador fotovoltaico [W];

$H_{t,\beta}$ : irradiância no plano gerador [ $W/m^2$ ];

$H_{ref}$ : 1000  $W/m^2$ ;

$T_c$ : temperatura de operação das células [ $^{\circ}C$ ];

$T_{c,ref}$ : 25 $^{\circ}C$ .

A Eq. (10) apresenta o cálculo da potência fotovoltaica na saída do gerador:

$$P_{FV} = P_{mp} \cdot \eta_{mppt} \quad (10)$$

A temperatura das células pode ser encontrada através da Eq. (11):

$$T_c = T_{amb} + H_{t,\beta} \cdot \left( \frac{TNOC - 20}{800} \right) \cdot 0,9 \quad (11)$$

Onde:

$T_{amb}$ : temperatura ambiente [ $^{\circ}C$ ];

TNOC: temperatura nominal de operação das células [ $^{\circ}C$ ].

### 2.3.4 Diodos de Proteção

Em algumas situações os módulos podem receber sombras que causam o aquecimento do material semicondutor. Isso acontece quando, ao invés de gerar, o módulo recebe corrente. Esses locais são chamados de pontos-quentes (*hot-spots*), e danificam o módulo permanentemente. Um exemplo disso se dá quando uma folha cai sobre o módulo, de forma a cobrir uma célula, esta estará inversamente polarizada e passará a agir como uma carga, convertendo eletricidade em calor.

Para evitar a formação dos *hot-spots*, a corrente deve ser desviada das células através de um diodo de derivação - também chamado de diodo de by-pass - conectado de maneira inversamente polarizada em relação a um conjunto de células.

Outro diodo utilizado para proteção é o diodo de bloqueio. Esses são utilizados nas fileiras de módulos em série para evitar que um módulo sombreado transforme a fileira inteira em uma carga. Em alguns sistemas autorregulados, os diodos são utilizados para evitar que a bateria se descarregue sobre o painel fotovoltaico. Nos sistemas que utilizam controladores não é necessário, sendo até desencorajado o seu uso, pois o diodo provoca uma queda de tensão, que em sistemas menores pode ser significativa. De acordo com a norma IEC 6036-7-712, os diodos de bloqueio não são necessários se forem utilizados módulos do mesmo tipo, com proteção Classe II e certificados para funcionar com 50% da corrente nominal de curto-circuito, quando polarizados inversamente (ZILLES, 2012).

### 2.3.5 Arranjo de módulos

Os módulos fotovoltaicos podem ser associados em série e/ou em paralelo, para se obter os níveis de corrente e tensão desejados.

Na conexão em série, o terminal positivo de um dispositivo fotovoltaico é conectado ao terminal negativo do outro dispositivo, e assim por diante. Para dispositivos idênticos e submetidos à mesma irradiância, quando a ligação é em série, as tensões são somadas e a corrente elétrica não é afetada, ou seja:

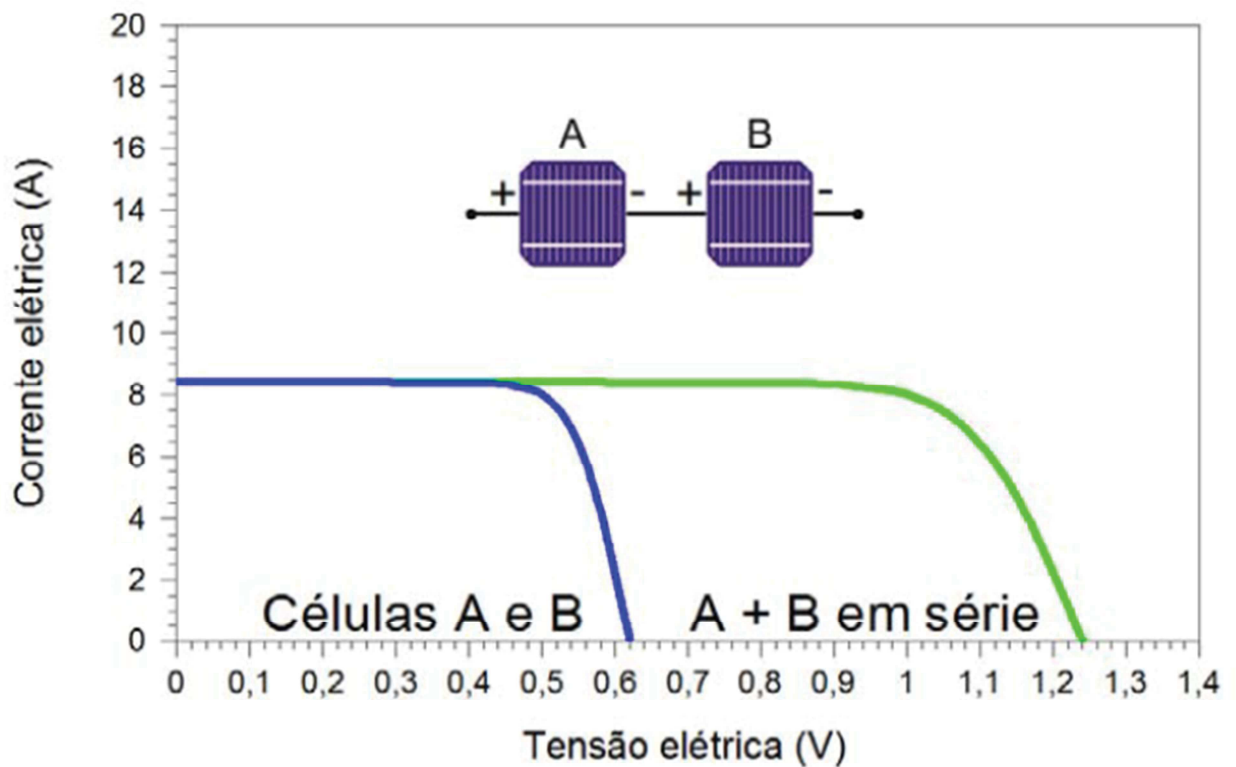
$$V = V_1 + V_2 + \dots + V_n \quad (12)$$

$$I = I_1 = I_2 = \dots = I_n \quad (13)$$



A Figura 22 ilustra o resultado da associação em série por meio da característica I-V. Para dispositivos idênticos e submetidos às mesmas condições de irradiância e temperatura, as correntes elétricas individuais são iguais. No caso de se associarem os dispositivos em série com diferentes correntes  $I_{SC}$ , a corrente elétrica resultante será limitada pela menor entre elas. Associar módulos com características distintas não é recomendado, pois pode causar superaquecimento.

**Figura 22** - Curva I-V de duas células associadas em série



Fonte: CEPEL-CRESESB, 2014

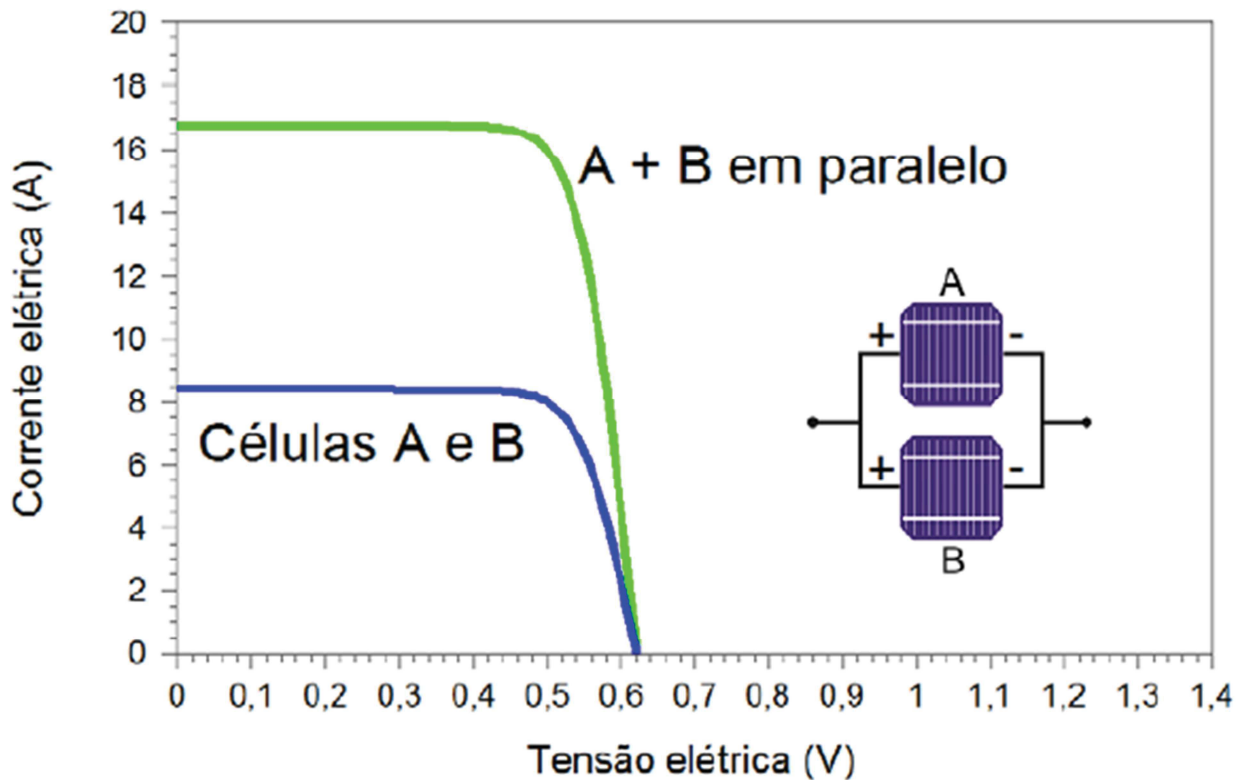
Na associação em paralelo, os terminais positivos dos dispositivos são interligados entre si, assim como os terminais negativos. As correntes elétricas são somadas e a tensão não se altera.

$$V = V_1 = V_2 = \dots = V_n \quad (14)$$

$$I = I_1 + I_2 + \dots + I_n \quad (15)$$

A Figura 23 ilustra o resultado da soma das correntes elétricas em células ideais conectadas em paralelo.

**Figura 23** - Curva I-V de duas células associadas em paralelo



Fonte: CEPEL-CRESESB, 2014

## 2.4 INVERSOR DE FREQUÊNCIA

Um inversor é um dispositivo eletrônico que fornece energia elétrica em corrente alternada (CA) a partir de uma fonte de energia elétrica em corrente contínua (CC). Através de dispositivos semicondutores que chaveiam a entrada CC, o inversor produz uma saída CA de frequência determinada.

No caso de sistemas fotovoltaicos conectados a rede elétrica, os inversores são conhecidos como *grid-tie*, cujo diferencial é o maior controle sobre a tensão, fase e frequência.

De acordo com o modo de operação, os inversores *grid-tie* podem ser classificados em dois tipos: controlados/chaveados pela rede e autocontrolados.

### **2.4.1 Inversores controlados pela rede**

Esses inversores são constituídos basicamente de uma ponte de tiristores. O inversor controlado pela rede utiliza a frequência e tensão da rede para chavear os tiristores. Se houver queda de energia na rede, o inversor desliga-se automaticamente, ou seja, esse tipo de inversor não funciona de modo autônomo. Durante o seu funcionamento são gerados pulsos de corrente de onda quadrada, por isso este tipo de inversor também é chamado de inversor de onda quadrada.

As diferenças da forma de onda senoidal da rede elétrica provocam grandes distorções harmônicas na tensão de saída, além do elevado consumo de potência reativa. Devido a isso são utilizados filtros e dispositivos para limitar os harmônicos. Para isolar a rede, é utilizado um transformador principal.

Essa tecnologia ainda é aplicada em equipamentos utilizados em sistemas de grande potência. Para os sistemas menores, com potências até 5 kW, existem poucos fabricantes desse tipo de inversor.

### **2.4.2 Inversores autorregulados**

Nesse tipo de inversor são utilizados dispositivos semicondutores que podem ser ligados e desligados, em um circuito em ponte. De acordo com o nível de tensão e desempenho do sistema, os componentes eletrônicos utilizados são o MOSFET, transistor bipolar, GTO e IGBT.

Através da modulação por largura de pulso (PWM) estes componentes eletrônicos conseguem reproduzir de forma muito satisfatória uma onda senoidal. Os componentes são chaveados em frequências em torno de 10-100 kHz, assim são formados pulsos com duração e espaçamento semelhantes aos de uma onda senoidal. Com o uso de um filtro passa-baixa, um sinal elétrico compatível com a rede é obtido. Devido à alta frequência de chaveamento, estes dispositivos criam interferências em alta frequência, exigindo medidas de compatibilidade eletromagnética (EMC), através do uso de circuitos de proteção e blindagem.

Os inversores auto-chaveados são adequados, a princípio, para sistemas fotovoltaicos autônomos. Se forem conectados à rede, a frequência da potência injetada deve ser sincronizada com a da rede, gerando os pulsos de chaveamento de acordo com essa frequência.

### 2.4.3 Eficiência dos Inversores na conversão de potência

Schmidt, Jantsch e Schmid (1992) propuseram um modelo para calcular a potência de saída dos inversores. Eles constataram que a eficiência de conversão é uma função dependente do autoconsumo e do carregamento. Com base nos efeitos físicos, representados pelos parâmetros  $k_0$ ,  $k_1$  e  $k_2$  foi proposta a Eq. (16).

$$\eta_{inv} = \frac{P_{saída}}{P_{entrada}} = \frac{P_{saída}}{p_{saída} + k_0 + k_1 \cdot p_{saída} + k_2 \cdot p_{saída}^2} \quad (16)$$

$$p_{saída} = \frac{P_{saída}}{P_{nINV}}$$

O parâmetro  $k_0$  representa o autoconsumo do dispositivo. O parâmetros  $k_1$  refere-se às perdas que variam linearmente com a potência de saída, como as quedas de tensão em diodos e dispositivos de chaveamento e  $k_2$  leva em conta, principalmente, as perdas ôhmicas. A potência de saída do sistema fotovoltaico normalizada com relação à potência nominal do inversor é representada por  $p_{saída}$ .

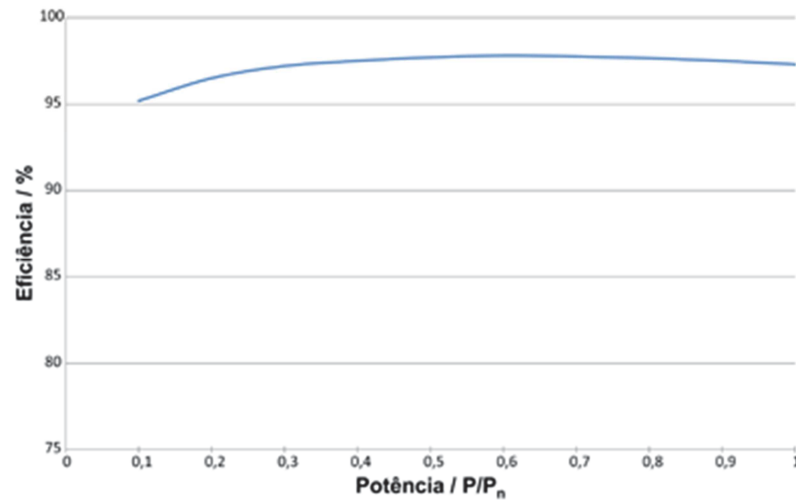
Para determinar os valores dos parâmetros  $k_0$ ,  $k_1$  e  $k_2$ , utilizam-se as Eqs. (17), (18) e (19) (ZILLES, 2012).

$$k_0 = \frac{1}{9 \cdot \eta_{inv100}} - \frac{1}{4 \cdot \eta_{inv50}} + \frac{5}{36 \cdot \eta_{inv10}} \quad (17)$$

$$k_1 = -\frac{4}{3 \cdot \eta_{inv100}} + \frac{33}{12 \cdot \eta_{inv50}} + \frac{5}{12 \cdot \eta_{inv10}} - 1 \quad (18)$$

$$k_2 = \frac{20}{9 \cdot \eta_{inv100}} - \frac{5}{2 \cdot \eta_{inv50}} + \frac{5}{18 \cdot \eta_{inv10}} \quad (19)$$

Onde  $\eta_{inv100}$ ,  $\eta_{inv50}$  e  $\eta_{inv10}$  representam, respectivamente, os valores instantâneos de eficiência do inversor a 100%, 50% e 10% da potência nominal. Esses valores são obtidos a partir da curva de eficiência do inversor, fornecida pelo fabricante, como mostrado na Figura 24.

**Figura 24** - Curva de eficiência em função da potência de Saída do inversor

Fonte: WEG, 2016

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

$$p_{\text{perdas}} = p_{\text{FV}} - p_{\text{saída}} = (k_0 + k_1 \cdot p_{\text{saída}} + k_2 \cdot p_{\text{saída}}^2) \quad (20)$$

$$p_{\text{FV}} = \frac{p_{\text{saída}}}{\eta_{\text{inv}}} = p_{\text{saída}} + (k_0 + k_1 \cdot p_{\text{saída}} + k_2 \cdot p_{\text{saída}}^2) \quad (21)$$

Onde  $p_{\text{FV}}$  é a potência fotovoltaica normalizada em função da potência nominal do inversor ( $P_{\text{nINV}}$ ) e  $p_{\text{saída}}$  é a potência de saída do sistema fotovoltaico normalizada em função da potência nominal do inversor ( $P_{\text{nINV}}$ ).

Os valores especificados nos catálogos dos fabricantes são os valores máximos que podem ser obtidos. A eficiência de muitos inversores tende a ser mais baixa quando estão operando abaixo da sua potência nominal.

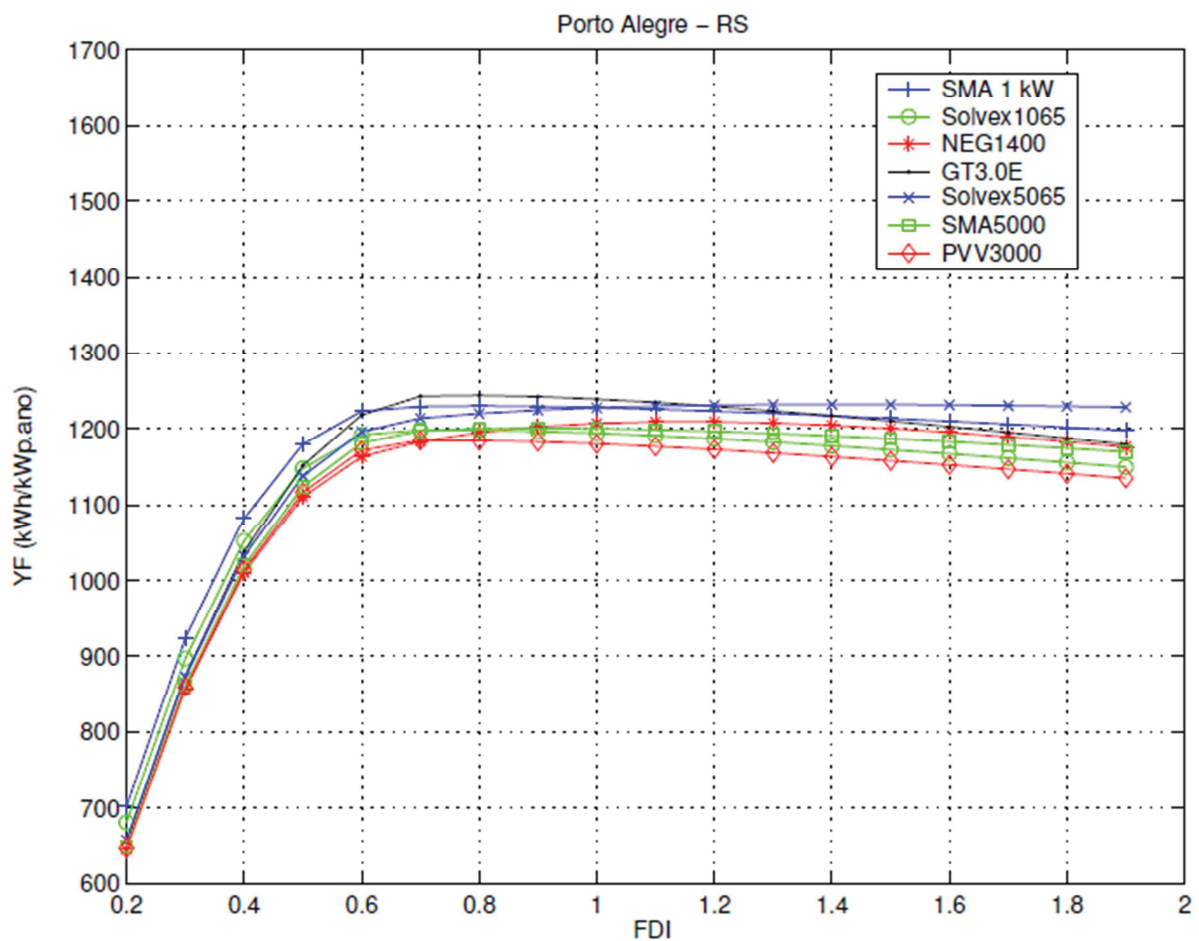
#### 2.4.4 Fator de dimensionamento do inversor

A razão entre a potência nominal do inversor ( $P_{\text{nINV}}$ ) e a potência nominal ou de pico do gerador fotovoltaico ( $P_{\text{nFV}}$ ) é definida como fator de dimensionamento do inversor (FDI).

O valor FDI, por exemplo, de 0,8 indica que a capacidade do inversor equivale a 80% da potência nominal ou de pico do gerador fotovoltaico (ZILLES, 2012).

$$FDI = \frac{P_{nINV}}{P_{nFV}} \quad (22)$$

**Figura 25** - Produtividade de SFCR ( $Y_F$ ) em função do fator de dimensionamento do inversor (FDI) para sete diferentes modelos de inversores em Porto Alegre.



Fonte: MACÊDO, 2004.

Para determinar o FDI ideal, geralmente, se utiliza a curva de sensibilidade da produtividade ( $Y_F$ ) em função do fator de dimensionamento do inversor (FDI), como mostrado na Figura 25. A produtividade de um sistema fotovoltaico conectado à rede ( $Y_F$ ) é a energia produzida por ele em um ano pela potência nominal do gerador.

A partir do gráfico percebe-se que para a maioria dos inversores analisados em Porto Alegre, o FDI ideal está entre 0,7 e 0,8, ou seja, a potência nominal do inversor menor que a potência nominal dos módulos fotovoltaicos apresenta melhor rendimento do sistema.

Todavia, segundo constata MACÊDO (2006), a influência da capacidade relativa entre o inversor e o gerador fotovoltaico (FDI) na produtividade de energia em sistema fotovoltaicos conectados à rede (SFCR) não diferem significativamente, indicando que o cuidado com a escolha de bons equipamentos torna-se mais relevante em termos energéticos do que a própria relação FDI.

## 2.5 TIPOS DE SISTEMA FOTOVOLTAICO

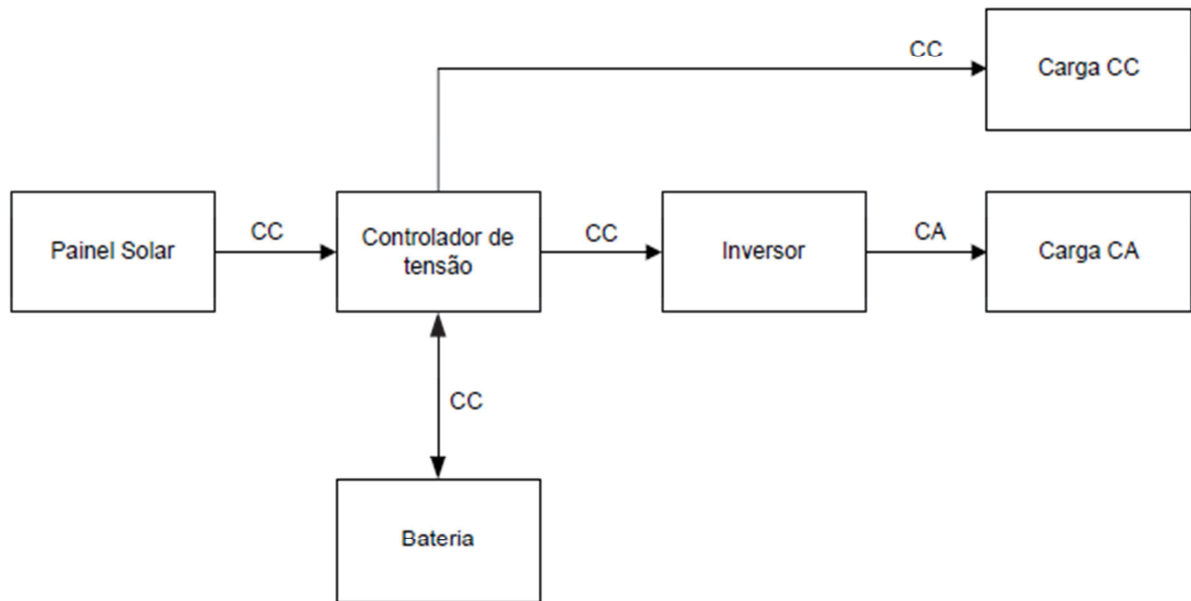
Um sistema fotovoltaico pode ser classificado em três categorias:

- a) Sistema isolado (ou autônomo);
- b) Sistema híbrido;
- c) Sistema conectado à rede de distribuição.

Os sistemas isolados, ou autônomos, são aqueles que produzem eletricidade independentemente de outras fontes de energia. Estes podem alimentar cargas de corrente contínua e/ou de corrente alternada, dependendo da aplicação desejada. Neste tipo de operação, pode ser necessário o uso de baterias, e os elementos que irão compor o sistema podem variar de acordo com as necessidades exigidas. Na Figura 26 é apresentado um diagrama que representa a operação de um sistema isolado alimentando cargas CC e CA.

Os sistemas híbridos são os sistemas isolados operando em conjunto com outros geradores, como os eólicos, a diesel, a gás, a gasolina, etc. Em algumas situações, essa união pode ser mais vantajosa e econômica do que um sistema fotovoltaico operando de forma autônoma, já que acarreta na redução da potência instalada de painéis solares, diminuindo assim, os custos totais.

**Figura 26** - Diagrama representativo de um sistema fotovoltaico isolado alimentando cargas CC e CA



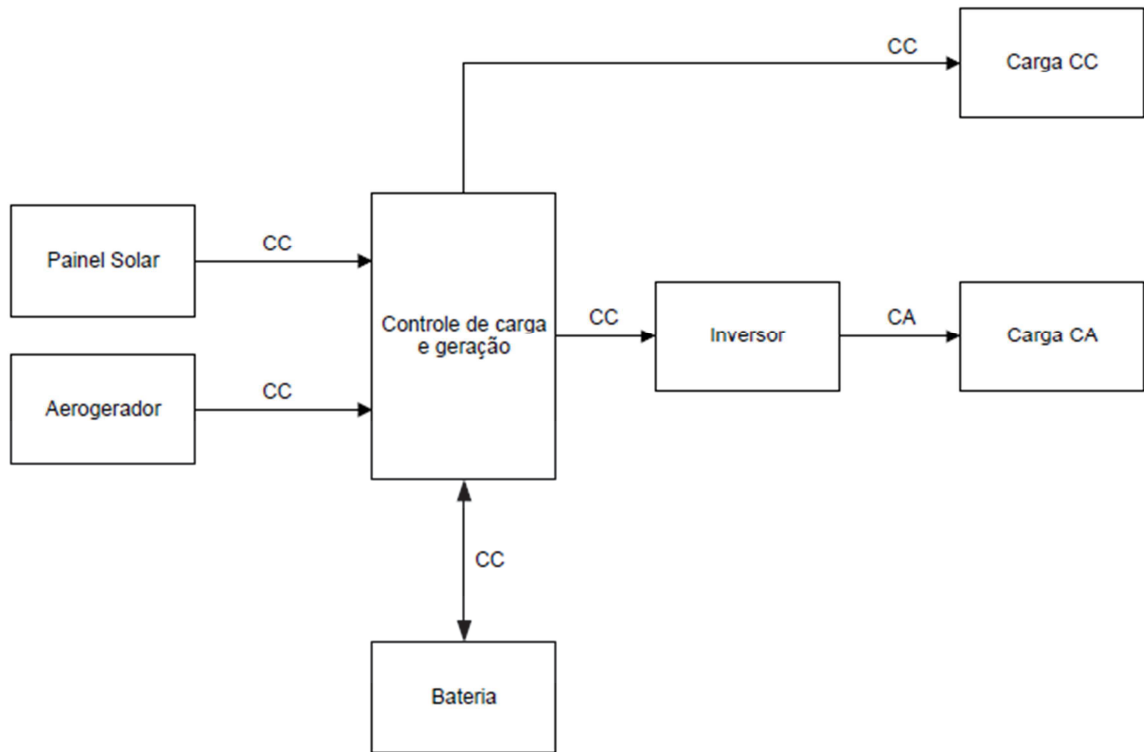
Fonte: O Autor, 2017

Na Figura 27 ilustra-se a operação de um sistema híbrido, em que a energia solar atua em conjunto com a energia eólica. O outro modo de operação de um sistema fotovoltaico é o interligado à rede elétrica de distribuição. Neste caso, os painéis fotovoltaicos atuam como uma fonte de energia complementar ao sistema elétrico que estão conectados. Toda energia em excesso, gerada durante o dia, é entregue à rede e, durante a noite ou em períodos nublados, a energia necessária para alimentar as cargas é retirada da mesma. Desta forma, nota-se que o sistema não necessita de um componente para armazenamento de energia.

Na Figura 28 tem-se a representação da operação de um sistema interligado à rede elétrica, ou seja, um sistema de micro ou minigeração distribuída. Esse sistema se torna bastante atrativo, pois não há necessidade de armazenamento de energia, reduzindo significativamente o investimento. Detalhes e normas desse sistema são abordados no próximo capítulo.

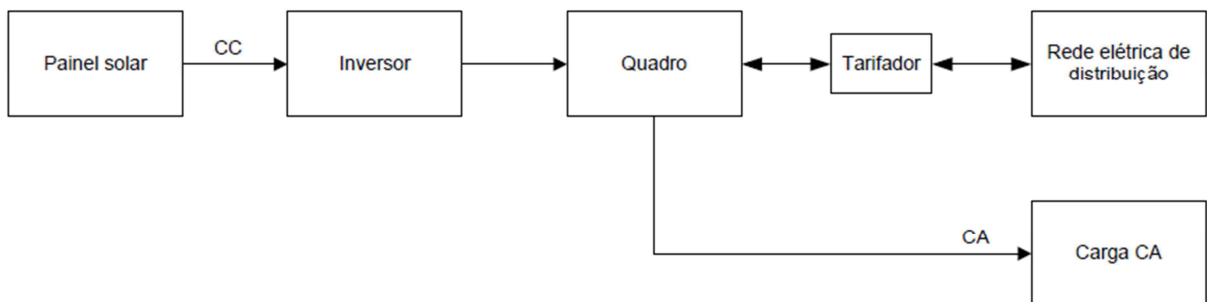


**Figura 27** - Diagrama representativo de um sistema fotovoltaico híbrido



Fonte: O Autor, 2017

**Figura 28** - Diagrama representativo de um sistema fotovoltaico interligado à rede elétrica de distribuição



Fonte: O Autor, 2017

## 2.6 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

A geração distribuída (GD) é a geração e armazenamento de energia elétrica em pequena escala, mais próximo ao centro de carga, com opção de interagir, ou seja, comprar ou vender com a rede, e, em alguns casos, considerando a máxima eficiência energética (OLADE, 2011).

Denomina-se GD como um tipo de geração elétrica que se diferencia da realizada pela geração centralizada por ocorrer em locais em que não seria instalada uma usina geradora convencional, contribuindo assim para aumentar a distribuição geográfica da geração de energia elétrica em determinada região (COGEN, 2013).

Os conceitos de geração distribuída apresentados acima trazem em comum a proximidade com a região de consumo, possibilidade de conexão em diversos pontos da rede elétrica (alta, média e baixa tensão), a potência reduzida e o emprego de diversas fontes de energia.

O incentivo inicial à GD surgiu nos EUA com as mudanças na legislação, iniciadas pelo Public Utilities Regulatory Policies Act (PURPA) em 1978 e ampliadas em 1992 pelo Energy Policy Act, com a desregulamentação da geração de energia. A difusão da geração distribuída foi facilitada pelo progresso tecnológico mundial no campo da computação, resultando em controle e processamento de dados mais rápido e mais barato, e no campo das telecomunicações, oferecendo maior rapidez e menor custo na transmissão de maior volume de informação (INEE, 2001).

No Brasil, identificam-se diversos fatores que contribuem de forma positiva para o incremento da geração distribuída. O primeiro deles é o interesse por parte dos consumidores de reduzir o custo do suprimento de energia elétrica, bem como de torna-lo mais confiável, tendo em vista que as concessionárias de energia constantemente aumentam os valores de seus serviços sem que ocorra melhora na eficiência do fornecimento.

Outro fator é a necessidade de uma nova reestruturação institucional do setor elétrico, de forma que as concessões e permissões do serviço de energia sejam revistas, reavaliando-se o papel do Estado e da iniciativa privada de acordo com os interesses da sociedade e do meio ambiente. Registra-se que foram políticas públicas de incentivo ao mercado de energia solar que deram destaque ao Brasil nesse setor.

No mesmo sentido o progressivo crescimento e aperfeiçoamento de tecnologias para exploração de energia a partir de fontes renováveis e o baixo valor econômico da venda dessa energia em eventuais leilões, também é fator relevante.

Outro aspecto é a conscientização acerca dos problemas ambientais por meio da promoção de soluções que reduzem as agressões ao meio ambiente na geração de energia. Um exemplo é a melhor utilização de combustíveis fósseis ou da biomassa e a diminuição do uso e da construção de grandes redes de distribuição.

Por fim, o último fator, é o avanço da tecnologia eletrônica e consequente redução dos custos de sistema de controle, processamento e transmissão de dados que viabilizam a operação de sistemas elétricos cada mais complexos (INEE, 2001).

Esse cenário, portanto, torna o investimento na geração distribuída cada vez mais atrativo e inúmeras vantagens para o setor elétrico são obtidas com esse método de geração de energia. A seguir são listadas as principais delas:

- a) A GD é economicamente atraente na medida em que reduz os custos, adia investimentos em subestações de transformação e em capacidade adicional para transmissão, além de reduzir perdas nas linhas de transmissão e distribuição, perdas reativas de potência e estabilidade na tensão elétrica. (OLADE, 2011) ;
- b) a diversidade de investimentos privados gerados pela GD, tende a ampliar o número de agentes geradores e participantes do setor elétrico, distribuídos regionalmente (COGEN, 2013);
- c) atendimento mais rápido ao crescimento da demanda (ou à demanda reprimida) por ter um tempo de implantação inferior ao de acréscimos à geração centralizada e reforços das respectivas redes de transmissão e distribuição;
- d) diminuição da dependência do parque gerador despachado centralizadamente, mantendo reservas próximas aos centros de carga (COGEN, 2013);
- e) agilização no atendimento ao crescimento da demanda, inserindo menor prazo e menor complexidade no licenciamento e na liberação para implantação dos projetos (COGEN, 2013);
- f) aumento da estabilidade do sistema elétrico, pela existência de reservas de geração distribuída (INEE, 2001);
- g) redução das perdas na transmissão e dos respectivos custos, e adiamento no investimento para reforçar o sistema de transmissão (INEE, 2001);
- h) o uso de unidades de menor capacidade propicia o equilíbrio na busca de melhores taxas variáveis de crescimento de demanda, contribuindo na redução de risco associados a erros de planejamento e oscilações de preços ao sistema elétrico. (OLADE, 2011);
- i) contribuição para a abertura do mercado energético, com a criação de regulamentação jurídica própria, que podem representar uma grande oportunidade comercial.

No entanto, o sistema também apresenta alguns pontos que geram bastante discussão no setor elétricos, a seguir são citadas as principais:

- a) A concessionária a qual vai se conectar um produtor independente pode ser apenas transportadora e não compradora da energia que lhe é entregue por aquele produtor para um cliente remoto;
- b) maior complexidade no planejamento e na operação do sistema elétrico;
- c) maior complexidade nos procedimentos e na realização de manutenções, inclusive nas medidas de segurança a serem tomadas e na coordenação das atividades;
- d) possível diminuição do fator de utilização das instalações das concessionárias de distribuição, o que pode aumentar o preço médio de fornecimento das mesmas;
- e) remuneração de investimentos de concessionárias, decorrentes ou afetados pela interconexão (INEE, 2001).

### **2.6.1 ANEEL**

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), autarquia em regime especial vinculada ao Ministério de Minas e Energia, foi criada para regular o setor elétrico brasileiro, por meio da Lei nº 9.427/1996 e do Decreto nº 2.335/1997.

No que tange a distribuição de energia elétrica, a ANEEL elaborou os Procedimentos de Distribuição (PRODIST), com a participação dos agentes de distribuição e de outras entidades e associações do setor elétrico nacional. O PRODIST é dividido em 10 módulos que normatizam e padronizam as atividades técnicas relacionadas ao funcionamento e desempenho dos sistemas elétricos.

O Módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição, a partir da quarta revisão, inclui as diretrizes para acesso ao sistema de micro e minigeração distribuída. Essa revisão ocorreu após a publicação da Resolução Normativa nº 482 em de 17 de Abril de 2012.

A Resolução Normativa nº 482 estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica e o sistema de compensação de energia elétrica, visando reduzir as barreiras regulatórias existentes para conexão de geração de pequeno porte na rede de distribuição. Essa resolução sofreu atualizações em seu texto a partir da resolução normativa nº 687, de 24 de Novembro de 2015, e, a partir de então, a geração distribuída é classificada da seguinte forma:

- a) Microgeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência 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;
- b) Minigeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 3 MW para fontes hídricas ou menor ou igual a 5 MW para cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou para as demais fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras.

O sistema de compensação de energia elétrica (net metering), segundo a resolução, é definido como o sistema no qual a energia ativa gerada por unidade consumidora com microgeração e minigeração distribuída compensa o consumo de energia elétrica ativa. O consumo a ser faturado, referente à energia elétrica ativa, é a diferença entre a energia consumida e a injetada.

Neste caso, o excedente que não tenha sido compensado no ciclo de faturamento corrente pode abater o consumo de meses subsequentes. Esse excedente, não compensado na própria unidade residencial consumidora pode compensar o consumo de outras unidades consumidoras, cujo titular seja o mesmo da unidade com sistema de compensação, se estas forem atendidas pela mesma distribuidora. Os créditos, isto é, o excedente não compensado, expirarão 60 meses após a data de faturamento.

Além disso, a resolução cita que os custos de eventuais melhorias ou reforços no sistema de distribuição em função exclusivamente da conexão de microgeração distribuída, como por exemplo a adequação do medidor de energia, não devem fazer parte do cálculo da participação financeira do consumidor, sendo integralmente arcados pela distribuidora. Essa medida ajuda a incentivar os pequenos consumidores a se tornarem também pequenos geradores, uma vez que os custos de implementação do sistema é reduzido.

### **2.6.2 RGE Sul: Acesso de microgeração à rede de distribuição**

A RGE Sul é uma empresa do Grupo CPFL Energia, maior grupo privado do setor elétrico brasileiro. A empresa é responsável pela distribuição de energia elétrica para cerca de quatro milhões de gaúchos em 118 municípios das regiões Metropolitana e Centro-Oeste do

Rio Grande do Sul. A energia distribuída representa 30,4% do total consumido no estado, em áreas urbanas e rurais.

Através da Norma Técnica NTD 014.001 a RGE Sul fornecer as diretrizes básicas para interligação entre a rede de distribuição da RGE Sul e sistemas de Microgeração e minigeração distribuída com paralelismo permanente, visando os aspectos de proteção, operação e segurança, de forma a atender as Resoluções Normativas nº 482/12 e 687/15 da ANEEL.

As seções posteriores apresentam os requisitos do projeto determinados pela RGE Sul. Essas exigências estão de acordo com as definições feitas pela ANEEL através dos Módulos 3 e 8 do PRODIST. A Tabela 2 apresenta um resumo desses requisitos definidos pela ANEEL.

**Tabela 2** - Requisitos mínimos em função da potência instalada

EQUIPAMENTO	Potência Instalada		
	Menor ou igual a 75 kW	Maior que 75 kW e menor ou igual a 500 kW	Maior que 500 kW e menor ou igual a 5 MW
Elemento de desconexão	Sim	Sim	Sim
Elemento de interrupção	Sim	Sim	Sim
Transformador de acoplamento	Não	Sim	Sim
Proteção de sub e sobretensão	Sim	Sim	Sim
Proteção de sub e sobrefrequência	Sim	Sim	Sim
Proteção contra desequilíbrio de corrente	Não	Não	Sim
Proteção contra desbalanço de tensão	Não	Não	Sim
Sobrecorrente direcional	Não	Sim	Sim
Sobrecorrente com restrição de tensão	Não	Não	Sim
Relé de sincronismo	Sim	Sim	Sim
Anti-ilhamento	Sim	Sim	Sim
Medição	Medição Bidirecional	Medidor 4 Quadrantes	Medidor 4 Quadrantes

Fonte: O Autor, 2017.

### 2.6.2.1 Requisitos de Medição

Para unidades consumidoras atendidas a dois, três ou quatro condutores, com demanda igual ou inferior a 38 kVA em 220/127 V e 66 kVA em 380/220V a medição de energia elétrica é feita de forma direta, através de dois medidores.

Os condutores destinados a ligação dos medidores devem ter seção mínima de 10 mm<sup>2</sup> e máxima de 35 mm<sup>2</sup>. O comprimento mínimo deve ser de 30 cm e extremidades isoladas.

A RGE Sul será responsável pela substituição do medidor convencional pelo medidor bidirecional ou a instalação do segundo medidor para registro dos valores de energia injetada no sistema de distribuição.

### **2.6.2.2 Requisitos de Proteção**

Para acessantes com potência de geração menor ou igual a 75 kW conectados a rede de baixa tensão da RGE Sul, o esquema unifilar da Figura 29 apresenta o mínimo de proteção exigido para conexões de pequenos geradores com uso de inversores.

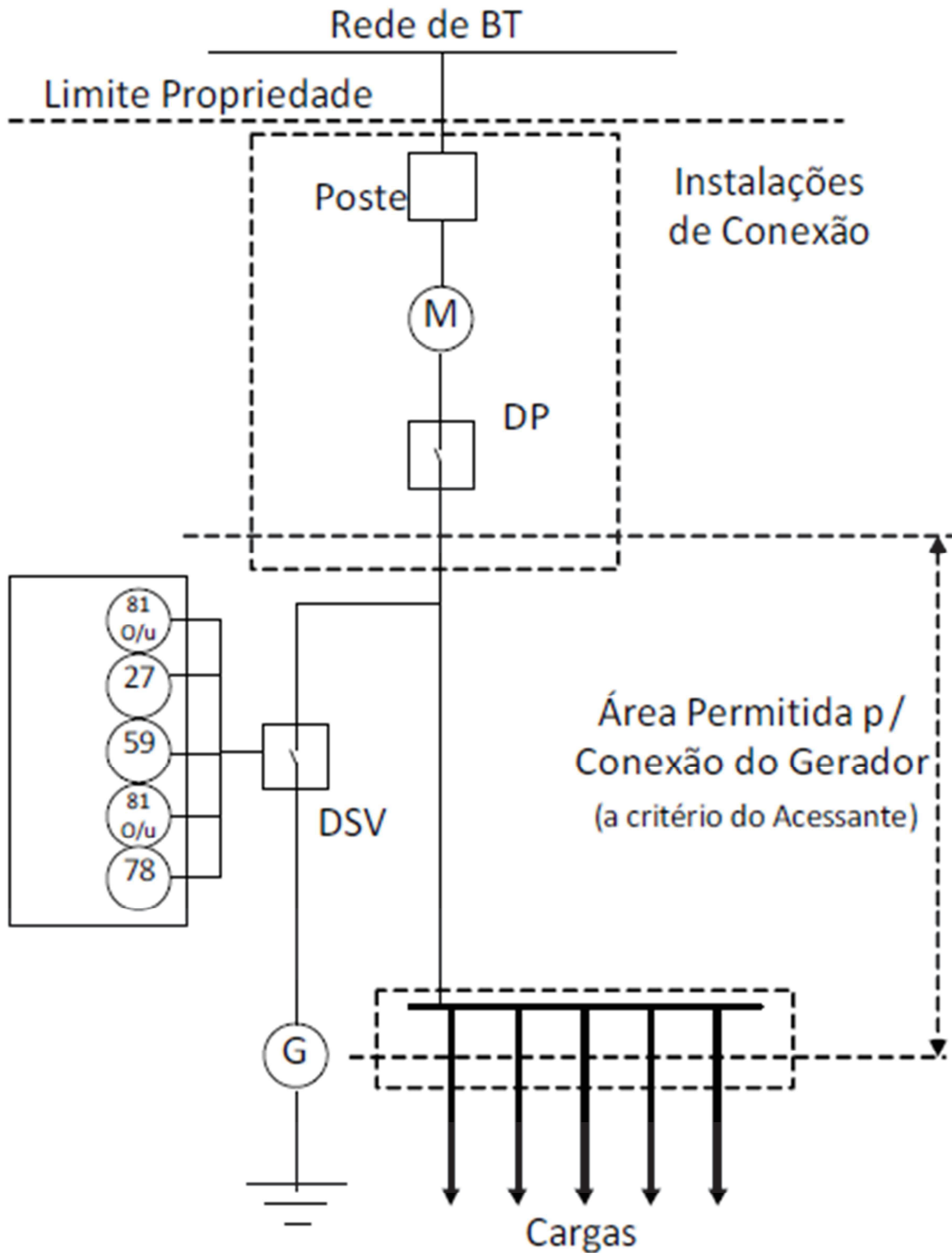
Entre os dispositivos de proteção estão o DP (Dispositivo de proteção) instalado a jusante do medidor (considerando a rede externa como fonte) e o DSV (Dispositivo de seccionamento visível) instalado a jusante do gerador.

Para o caso de sistemas que se conectam à rede por meio de inversores, o acessante deve apresentar certificados atestando que o equipamento foi ensaiado e aprovado conforme normas técnicas brasileiras ou normas internacionais, ou o número de registro da concessão do Inmetro. Além disso, o inversor deve incorporar as funções de proteção, conforme Tabela 2, representadas pelo número de acordo com norma ABNT.

Os limites e referências da onda de tensão observada no ponto de conexão entre a distribuidora e o acessante são definidos, conforme estabelece a ANEEL, a seguir:

- a) Sobretensão (59) e Subtensão (27): para um acessante cuja tensão nominal é igual a 380/220 V, os valores devem estar compreendidos entre 201 V e 231 V;
- b) Sobre frequência e Sub frequência (81 O/U): os valores de frequência para condições normais de operação devem estar entre 59,9 Hz e 60,1 Hz.
- c) Check de Sincronismo (25);
- d) Anti-ilhamento (78): a função anti-ilhamento deve possuir ajustes de elemento ativo de frequência e tensão.

**Figura 29** - Requisitos mínimos de proteção para conexão de geradores com o emprego de inversores



Fonte: RGE Sul, 2016.



### 2.6.2.3 Requisitos de Qualidade

O Módulo 8 do PRODIST define os conceitos e critérios para avaliação da qualidade da energia elétrica (QEE). A seguir são apresentados os cinco fatores e seus respectivos limites de referência, os quais não devem sofrer qualquer prejuízo em decorrência da instalação do sistema de microgeração, conforme estabelece o Módulo 3 do PRODIST:

- a) Tensão em regime permanente: a tensão contratada no ponto de conexão da unidade consumidora atendida em baixa tensão, também denominada tensão de referência (TR), tem os limites de leitura (TA) estabelecidos na Tabela 3.

**Tabela 3** - Limites de tensões de fase para pontos de conexão em tensão nominal igual ou inferior a 1kV (380/220).

<b>Tensão de Atendimento</b>	<b>Faixa de Variação da Tensão de Leitura (Volt)</b>
Adequada	$202 \leq TL \leq 231$
Precária	$191 \leq TL < 202$ ou $231 < TL \leq 233$
Crítica	$TL < 191$ ou $TL > 233$

Fonte: O Autor, 2017

- b) Fator de potência: o FP de deslocamento de referência, indutivo ou capacitivo, tem como limite mínimo permitido o valor de 0,92, indutivo ou capacitivo, para as unidades consumidoras ou conexão entre distribuidoras conectadas em níveis de tensão iguais ou inferiores a 230 kV.
- c) Distorção harmônica: as distorções harmônicas são fenômenos associados com deformações nas formas de onda das tensões e correntes em relação à onda senoidal da frequência fundamental de 60 Hz. A distorção harmônica é expressa por um conjunto de valores limites de referência, aplicados atualmente somente para a onda de tensão, tanto para seu conteúdo total, isto é, considerando a resultante da superposição de todas as ordens harmônicas, como para cada ordem harmônica individualmente, somados até a 25ª ordem, no mínimo. A taxa de distorção harmônica total para tensões nominais inferiores a  $V_n = 1$  kV, não devem ser maior que 10%. A Tabela 4 apresenta os valores limites de distorção harmônica individual.

**Tabela 4** - Níveis de referência para distorções harmônicas individuais de tensão (em porcentagem da tensão fundamental) para  $V_n \leq 1 \text{ kV}$ .

<b>Categoria das harmônicas</b>	<b>Ordem harmônica</b>	<b>Distorção Harmônica Individual de Tensão (%)</b>
Ímpares não múltiplas de 3	5	7,5
	7	6,5
	11	4,5
	13	4,0
	17	2,5
	19	2,0
	23	2,0
	25	2,0
	> 25	1,5
Ímpares múltiplas de 3	3	6,5
	9	2,0
	15	1,0
	21	1,0
	> 21	1,0
Pares	2	2,5
	4	1,5
	6	1,0
	8	1,0
	10	1,0
	12	1,0
	> 12	1,0

**Fonte:** O Autor, 2017

- d) Desequilíbrio de tensão: o desequilíbrio de tensão é o fenômeno caracterizado por qualquer diferença verificada nas amplitudes entre as três tensões de fase de um determinado sistema trifásico, e/ou na defasagem elétrica de  $120^\circ$  entre as tensões de fase do mesmo sistema. Não se aplica a conexões monofásicas.
- e) Flutuação de tensão: a flutuação de tensão é um fenômeno caracterizado pela variação aleatória, repetitiva ou esporádica do valor eficaz ou de pico da tensão instantânea. Para obtenção dos limites associados à flutuação de tensão, o PRODIST utiliza os procedimentos estabelecidos no documento IEEE Recommended Practice — Adoption of IEC 61000-4-15:2010.
- f) Variação de frequência: O sistema de distribuição e as instalações de geração conectadas ao mesmo devem operar dentro dos limites de frequência situados entre 59,9 Hz e 60,1 Hz, em condições normais de operação. As instalações de geração conectadas ao sistema de distribuição devem garantir um tempo de retorno para a faixa de operação inferior a 30 segundos na ocorrência de distúrbios. Caso seja

necessário o corte de geração ou de carga para permitir a recuperação do equilíbrio carga-geração durante os distúrbios no sistema de distribuição, a frequência não deverá exceder os limites para condições extremas, sendo estes de 56,5 Hz e de 66 Hz. A frequência pode permanecer em valores acima de 62 Hz por no máximo 30 segundos, acima de 63,5 Hz ou abaixo de 58,5 Hz por no máximo 10 segundos e abaixo de 57,5 Hz por no máximo 0,5 segundos;

- g) Variação de tensão de curta duração: variações de tensão de curta duração são desvios significativos na amplitude do valor eficaz da tensão durante um intervalo de tempo inferior a três minutos. Esses fenômenos de não possuem padrões de desempenho especificados pelo PRODIST. No entanto, as distribuidoras devem acompanhar e disponibilizar, através de bases anuais, o desempenho das suas barras de distribuição.

### 3 ESTUDO DE CASO

#### 3.1 DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO

Como visto no capítulo anterior, o dimensionamento dos componentes do sistema de microgeração fotovoltaica é baseado em três fatores específicos: irradiância, temperatura ambiente e potência a ser atendida. Com base nessas informações busca-se a otimização dos módulos fotovoltaicos e do inversor de frequência a partir de suas características elétricas e das condições do ambiente.

##### 3.1.1 Local de instalação

O sistema fotovoltaico aqui projetado visa atender uma residência no município de São Leopoldo, cidade localizada da Região Metropolitana de Porto Alegre. Os valores aproximados de latitude e longitude são respectivamente  $-29,77^\circ$  e  $51,10^\circ$ . A Figura 30 mostra o local exato da residência, obtida através do Google Earth.

**Figura 30** - Localização da residência



Fonte: Google Earth

Pode ser observado que o local apresenta características predominantemente rurais, com pequenas edificações e área verde predominante. As perdas na captação da energia proveniente do sol nesses ambientes tendem a serem menores, uma vez que em sistemas instalados em ambiente urbano é mais provável a existência de sombreamento, inclusive sombreamento parcial, e interferência de superfícies reflexivas próximas.

### 3.1.2 Avaliação do recurso solar

Para encontrar os dados de irradiância e temperatura para o local da instalação foi utilizado o programa de computador RADIASOL2. O programa desenvolvido no Laboratório de Energia Solar da UFRGS (LABSOL) incorpora dados de irradiação e de temperatura em base mensal obtidos no Atlas Solarimétrico e do programa SWERA (*Solar and Wind Energy Resources Assessment*). O usuário define o ângulo de inclinação, ângulo de orientação azimutal e o coeficiente de reflexão (albedo) para que o programa sintetize dados horários de irradiação. A melhor orientação é voltada para a linha do equador e a inclinação dos painéis de maior produção é aquela onde a luz incide o mais perpendicular possível ao plano dos módulos fotovoltaicos, o que equivale aproximadamente ao valor da latitude do local.

Na Tabela 5 são apresentados os dados de irradiação obtidos para uma inclinação da superfície de captação  $\beta = 30^\circ$  e ângulo Azimutal da superfície  $\gamma = 0^\circ$ . O albedo adotado foi igual a 20, o menor valor possível aceito pelo programa.

**Tabela 5** - Média mensal e anual dos índices de irradiação para a cidade de São Leopoldo

Mês	Irr. Global (kWh/m <sup>2</sup> /dia)	Irr. Direta (kWh/m <sup>2</sup> /dia)	Irr. Difusa (kWh/m <sup>2</sup> /dia)	Irr. Plano Inclinado (kWh/m <sup>2</sup> /dia)
Janeiro	5,77	2,49	2,86	5,42
Fevereiro	5,54	2,92	2,52	5,51
Março	4,68	2,7	2,41	5,16
Abril	3,91	2,61	2,18	4,83
Mai	2,97	2,26	1,73	4,03
Junho	2,46	2,10	1,51	3,54
Julho	2,83	2,38	1,58	4,00
Agosto	3,29	2,46	1,72	4,22
Setembro	4,11	2,35	2,36	4,76
Outubro	5,21	2,83	2,54	5,44
Novembro	5,92	2,92	2,67	5,66
Dezembro	6,35	3,03	2,64	5,75
<b>Média Anual</b>	<b>4,42</b>	<b>2,59</b>	<b>2,23</b>	<b>4,86</b>

A Tabela 6 apresenta os valores de temperatura média do local obtidos através do RADIASOL2.

**Tabela 6** - Temperatura média mensal para a cidade de São Leopoldo

<b>Mês</b>	<b>Temperatura (°C)</b>
Janeiro	22,9
Fevereiro	22,5
Março	21,4
Abril	17,9
Maio	15,5
Junho	13,6
Julho	12,7
Agosto	13,9
Setembro	15,0
Outubro	17,2
Novembro	19,5
Dezembro	21,3

Fonte: O Autor, 2017

### 3.1.3 Levantamento do consumo de energia elétrica

Para estimar o consumo mensal da residência obteve-se o histórico dos últimos treze meses na fatura de energia elétrica da distribuidora (ANEXO A). A Tabela 7 apresenta esses dados entre junho de 2016 e junho de 2017.

**Tabela 7** - Histórico do consumo de energia elétrica da residência

<b>Mês</b>	<b>Consumo (kWh)</b>
Junho/16	192
Julho/16	204
Agosto/16	203
Setembro/16	146
Outubro/16	147
Novembro/16	129
Dezembro/16	151
Janeiro/17	287
Fevereiro/17	206
Março/17	208
Abril/17	191
Maio/17	151
Junho/17	192
<b>Média</b>	<b>185</b>

Fonte: O Autor, 2017

A partir dos dados obtidos, o consumo médio diário equivale a 6,16 kWh. Essas informações serão necessárias para calcular a energia gerada pelos módulos fotovoltaicos.

### 3.1.4 Dimensionamento dos módulos fotovoltaicos

Para dimensionar o gerador fotovoltaico primeiramente verificou-se os modelos comercializados atualmente. Os critérios estabelecidos na escolha do módulo foram potência, eficiência e preço, onde o maior custo benefício foi obtido pelo modelo fabricado pela Yingli Solar. Certificados e garantia também são fatores decisivos na escolha. Os painéis fotovoltaicos da Yingli possuem o selo do INMETRO e PROCEL, além de certificados para as principais normas europeias e americanas. A garantia apresentada pelo fabricante é de 10 anos para defeitos de fabricação e 25 anos de produção mínima de energia.

A Tabela 8 apresenta alguns modelos disponíveis no mercado brasileiro e as principais informações comerciais.

**Tabela 8** - Modelos de módulos fotovoltaicos comercializados no Brasil

Fabricante	Modelo	Potência (Wp)	Eficiência (%)	Tecnologia	Preço (R\$)
Kyocera	KD250GH-4FB2	250	15,10	Si-Poli	510,57
SunEdison	F330ByC	330	16,90	Si-Mono	709,59
Canadian Solar	CS6U-320P	320	16,46	Si-Poli	664,95
Canadian Solar	CS6K-270P	270	16,50	Si-Poli	557,07
Yingli Solar	YL275D-30b	275	16,90	Si-Mono	565,44

Fonte: O Autor, 2017

A Tabela 9 apresenta as características elétricas do módulo escolhido. Os valores são obtidos nas condições padrões de teste (PTC). A Tabela 10 apresenta as características térmicas do módulo, conforme informado pelo fabricante. A eficiência mínima de 80% é garantida durante 25%, com decaimento linear, segundo informações do *datasheet* (ANEXO B).

**Tabela 9** - Características elétricas do módulo YL275D-30b da Yingli Solar

$P_{mp}$ (Wp)	$V_{mp}$ (V)	$I_{mp}$ (A)	$V_{oc}$ (V)	$I_{sc}$ (A)	$\eta$ (%)
275	31,2	8,82	38,9	9,34	16,9

Fonte: O Autor, 2017

**Tabela 10** - Características térmicas do módulo YL275D-30b da Yingli Solar

NOTC	$\gamma_{mp}$	$\beta_{Voc}$	$\alpha_{Isc}$
46,00 °C	-0,42 %/°C	-0,32 %/°C	0,05 %/°C

Fonte: O Autor, 2017

Para dimensionar a quantidade de módulos a serem utilizados considera-se a energia que se deseja gerar, a irradiância média no plano inclinado e a eficiência dos módulos, conforme. A Eq. (8) foi manipulada para se obter a Eq. (23) a qual determina a área mínima dos módulos para produzir a energia determinada, nesse caso, o consumo médio verificado.

$$A = \frac{E_{gerada}}{\eta \cdot I_{pi}} \quad (23)$$

$$A = \frac{6,16 \text{ kWh}}{0,169 \cdot 4,86 \text{ kWh/m}^2} = 7,5 \text{ m}^2$$

O módulo YL275D-30b possui sessenta células de silício monocristalino as quais tem altura e largura de 156 mm. A Eq. (24) determina a área total do módulo.

$$A_{mod} = N_{cel} \cdot A_{cel} \quad (24)$$

$$A_{mod} = 60 \cdot 0,156^2 = 1,46 \text{ m}^2$$

A Eq. (25) estabelece a quantidade necessária de módulos de acordo com área mínima determinada na Eq (23).

$$N_{mod} = \frac{A}{A_{mod}} \quad (25)$$

$$N_{mod} = \frac{7,5}{1,46} = 5,14$$

$$N_{mod} = 6 \text{ módulos}$$

Para determinar o arranjo dos módulos é necessário conhecer os valores de corrente e tensão de operação do inversor.



### 3.1.5 Escolha do inversor

A Tabela 11 apresenta alguns modelos comercializados no mercado brasileiro. Para determinar o inversor utilizou-se os critérios de potência nominal, certificação conforme normas técnicas, funções de proteção incorporadas e preço.

**Tabela 11** – Alguns modelos de inversores grid-tie disponíveis no Brasil

<b>Fabricante</b>	<b>Modelo</b>	<b>Proteção incorporada</b>	<b>Potência (W)</b>	<b>Preço (R\$)</b>
SMA	Sunny Boy SB 1600TL-10	Sim	1.600	6.614,40
Fronius	GALVO 1.5-1	Sim	1.500	7.574,40
PHB	1500-SS	Sim	1.500	5.989,30
Solar Energy	SE-TL1.5K	Sim	1.500	4.249,90
EcoSolys	ecoS-2000	Sim	2.000	3.328,47

Fonte: O Autor, 2017

O inversor escolhido para o projeto é o ecoS-2000 fabricado pela EcoSolys cujo registro no INMENTRO é 005575/2016. O equipamento também atende as normas brasileiras ABNT NBR 16149, 16150 e ABNT NBR IEC 62116. A Tabela 12 apresenta os parâmetros elétricos do inversor (ANEXO C).

**Tabela 12** - Parâmetros elétricos Inversor EcoSolys ecoS-2000

<b>Potência nominal CC</b>	2000 W
<b>Tensão CC de partida</b>	45 V
<b>Tensão CC máxima</b>	340 V
<b>Corrente CC máxima</b>	10 A
<b>Faixa de operação</b>	125 – 320 V
<b>Potência nominal CA</b>	2000 W
<b>Tensão nominal de saída</b>	220 V
<b>Corrente nominal de saída</b>	9 A
<b>Eficiência</b>	95 %
<b>Proteção interna</b>	Anti-ilhamento, Sobre/sub tensão, Sobre/sub corrente, Sobre/sub frequência, Proteção contra sobrecarga.

Fonte: O Autor, 2017

Com os dados de tensão e corrente de entrada máximos do inversor é possível estabelecer a associação dos módulos para atingir tais requisitos. Definiu-se uma ligação série para os seis módulos.

$$V_{OC_{total}} = 6 \cdot V_{OC} = 6 \cdot 38,9 = 233,4 \text{ V}$$

$$I_{SC_{total}} = I_{SC} = 9,34 \text{ A}$$

Outro fator que deve ser verificado é a influência da temperatura nas características elétricas dos módulos. Como visto, o aumento da temperatura influencia a tensão de forma significativa, no entanto os valores devem se manter dentro da faixa de operação do inversor. Foi considerada a condição extrema de operação onde o módulo fotovoltaico atinge 85°C, equivalente à temperatura máxima de operação segundo o fabricante.

$$V_{OC_T}(T) = V_{OC} \cdot [1 + \beta_{VOC} \cdot (T - 25)] \quad (26)$$

$$V_{OC_T}(85) = 38,9[1 - 0,0032 \cdot (85 - 25)] = 31,43 \text{ V}$$

$$V_{OC_{Ttotal}}(85) = 6 \cdot V_{OC_T} = 6 \cdot 31,43 = 188,59 \text{ V}$$

Mesmo em condições extremas de temperatura o conjunto de módulos permanece dentro da faixa de operação do inversor, atingindo a tensão de 188,59 V.

### 3.1.6 Simulação de Produtividade do Sistema

Uma estimativa da energia elétrica produzida pelo sistema fotovoltaico pode ser obtida através das informações fornecidas pelo RADIASOL2. O programa gera dados de hora em hora pelo período de um ano. Os dados utilizados para calcular a produção de energia elétrica são: irradiância no plano do gerador e a temperatura ambiente. A Tabela 13 apresenta um exemplo dos dados extraídos do RADIASOL2.

É possível estimar a energia gerada pelo sistema a partir das Eqs. (9), (10) e (11) que fornecem os valores, respectivamente, de máxima potência fornecida pelo gerador fotovoltaico, potência fotovoltaica na saída do gerador e da temperatura das células. Os dados de irradiância inclinada e temperatura são informados pelo RADIASOL2. Os parâmetros do inversor e dos módulos fotovoltaicos são informados pelos fabricantes. A Tabela 14 apresenta os resultados obtidos.

Tabela 13 - Valores de irradiância extraídos do programa RADIASOL2

Dia	Hora	Irradiância Global (W/m <sup>2</sup> )	Irradiância Direta (W/m <sup>2</sup> )	Irradiância Difusa (W/m <sup>2</sup> )	Irradiância Inclinada (W/m <sup>2</sup> )
1	0	0	0	0	0
1	1	0	0	0	0
1	2	0	0	0	0
1	3	0	0	0	0
1	4	0	0	0	0
1	5	34	0	24	24
1	6	148	19	86	106
1	7	293	84	159	247
1	8	414	135	245	385
1	9	579	268	275	551
1	10	631	316	289	614
1	11	706	349	348	706
1	12	759	418	326	753
1	13	669	329	320	658
1	14	587	270	284	562
1	15	462	186	232	423
1	16	289	83	158	244
1	17	155	20	89	111
1	18	39	0	24	24
1	19	0	0	0	0
1	20	0	0	0	0
1	21	0	0	0	0
1	22	0	0	0	0
1	23	0	0	0	0

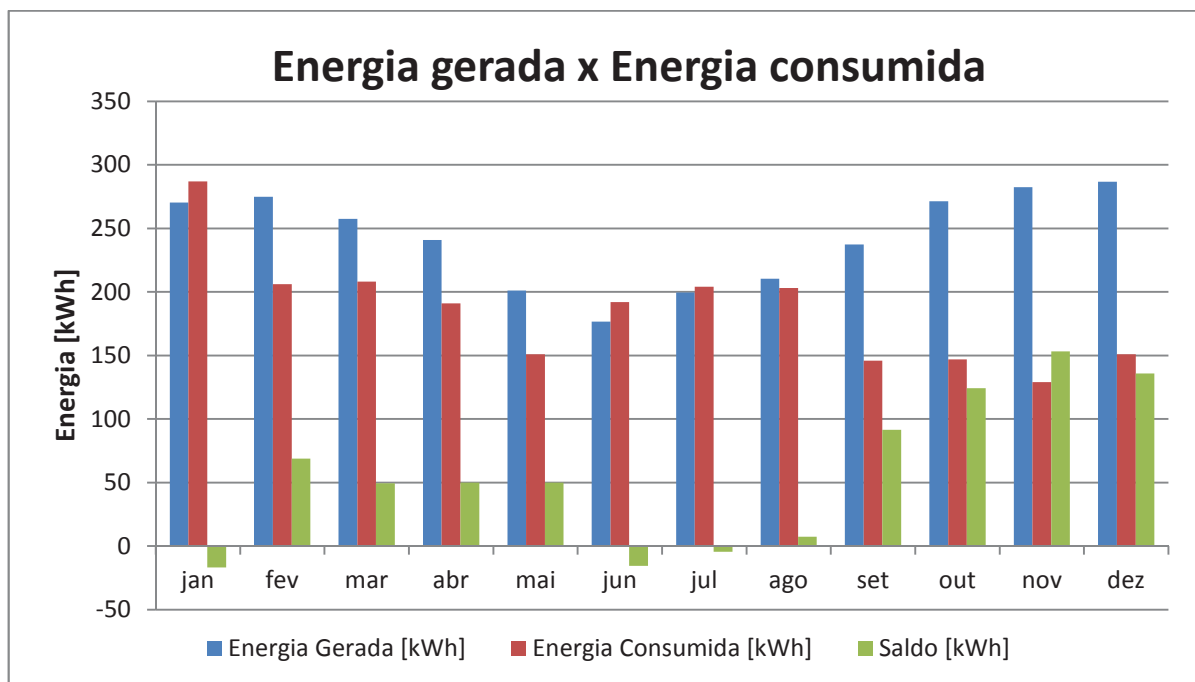
Fonte: O Autor, 2017

Ao comparar os dados da Tabela 7 e da Tabela 14, verifica-se que é gerado em média cerca de 30% a mais de energia do que é consumido. A Figura 31 apresenta essa comparação mensalmente. É possível observar que nos mês de janeiro, apesar do alto índice de radiação, o consumo foi maior que o gerado, provavelmente pelo uso de equipamentos de ar-condicionado durante o calor excessivo. Nos meses de junho e julho o consumo também se mostrou maior que a geração, porém nesse caso os baixos índices de radiação durante o inverno são decisivos e tornam o sistema fotovoltaico menos eficiente. Nos demais meses a geração superou o consumo.

**Tabela 14** - Estimativa de geração mensal do sistema fotovoltaico

Mês	Energia Gerada (kWh)
Janeiro	270,32
Fevereiro	274,81
Março	257,35
Abril	240,90
Mai	201,00
Junho	176,56
Julho	199,50
Agosto	210,47
Setembro	237,41
Outubro	271,32
Novembro	282,29
Dezembro	286,78
<b>Total</b>	<b>2908,71</b>
<b>Média</b>	<b>242,39</b>

Fonte: O Autor, 2017

**Figura 31** - Comparação entre energia gerada e consumida em um ano

Fonte: O Autor, 2017

Conforme estabelece a Resolução Normativa N° 482, o saldo (excesso de energia gerada) não é reembolsado ao consumidor. São gerados créditos que podem ser abatidos nos meses seguintes. Os créditos tem validade de 60 meses, por exemplo, a energia gerada em julho de 2017 que não foi utilizada, poderá ser consumida até julho de 2022.

Visto isso, como a média de produção é em torno de 30% maior que a média de consumo, considera-se que a residência será autossuficiente, sem grandes variações na carga.

### 3.2 VIABILIDADE ECONÔMICA

Para determinar a viabilidade econômica do projeto é calculado tempo de retorno do investimento, onde são comparados os valores de investidos e a economia gerada ao longo do tempo. Como resultado verifica-se se o projeto apresenta lucro ao investidor e em quanto tempo esse lucro é obtido.

No projeto proposto são considerados os custos do inversor e dos módulos em comparação com a economia na fatura de energia elétrica junto à distribuidora. Também é estimado um custo de instalação do sistema como disjuntores, caixa de distribuição, cabos, entre outros. A Tabela 15 apresenta esses valores.

**Tabela 15** - Custos do projeto

<b>Descrição</b>	<b>Valor (R\$)</b>
Inversor EcoSolys ecoS-2000	3.328,47
6 módulos fotovoltaicos Yingli Solar YL275D-30b	3.392,64
Custo estimado de instalação	1.000,00
<b>TOTAL</b>	<b>7.721,11</b>

**Fonte:** O Autor, 2017

De acordo com a relação de geração e consumo do sistema fotovoltaico, constatou-se que a energia solar gerada irá suprir 100% do consumo da residência. Dessa forma, o custo mensal de energia da residência será referente à tarifa de disponibilidade cobrada pela distribuidora de acordo com o tipo de conexão. A Tabela 16 apresenta o valor da tarifa de disponibilidade em kWh/mês e R\$/mês, considerando a tarifa de energia atual igual a R\$ 0,466536/kWh.

**Tabela 16** - Valor de consumo mínimo em função do padrão de conexão

<b>Tipo de conexão</b>	<b>Tarifa de disponibilidade (kWh/mês)</b>	<b>Custo mensal mínimo (R\$/mês)</b>
Monofásico	30	14,00
Bifásico	50	23,33
Trifásico	100	46,65

**Fonte:** O Autor, 2017

Para determinar a economia mensal considera-se aqui o consumo médio da residência que é de 185 kWh/mês. A Eq. (27) é utilizada para determinar o custo médio mensal antes da instalação do sistema de geração ( $C_{\text{atual}}$ ), considerando o ICMS que incide sobre tarifa, atualmente igual 30%. O cálculo do consumo futuro ( $C_{\text{futuro}}$ ) para uma residência com tipo de conexão bifásico cuja geração atende 100% da carga é mostrado na Eq. (28).

$$C_{\text{atual}} = \text{consumo} \cdot \text{tarifa} + \text{ICMS} \quad (27)$$

$$C_{\text{atual}} = (185 \cdot 0,466536) * \frac{100}{70} = \text{R\$ } 123,29$$

$$C_{\text{futuro}} = \text{Custo mensal mínimo} + \text{ICMS} \quad (28)$$

$$C_{\text{futuro}} = 23,33 * \frac{100}{70} = \text{R\$ } 33,33$$

A partir das estimativas de custo mensal atual e futuro é possível calcular a economia do sistema. Para esse cenário, a economia mensal média seria de R\$ 89,97, em um ano seria economizado R\$ 1.079,70. Por sua vez, o tempo de retorno do investimento é estimado aqui através do método de *payback* descontado, onde leva-se em consideração uma taxa de juros para trazer o fluxo de caixa ao longo do tempo para o valor presente (VP). A taxa utilizada é a SELIC, que atualmente equivale a 10,25% ao ano. A Eq. (29) apresenta o método de cálculo do valor presente (VP).

$$VP = \frac{VF}{(1 + i)^n} \quad (29)$$

Onde:

VF = valor futuro;

VP = valor presente;

n = número anos;

i = taxa SELIC.

A Tabela 17 apresenta o saldo do investimento através do fluxo de caixa e do valor presente equivalente da economia anual na fatura de energia elétrica. Fatores como a variação da tarifa de energia, a variação na taxa de juros, a variação no consumo de energia e

manutenção nos equipamentos do sistema de geração não foram considerados e podem impactar no cálculo de *payback*.

**Tabela 17** - Cálculo de *payback* do investimento

<b>Ano</b>	<b>Fluxo de caixa (R\$)</b>	<b>Valor Presente (R\$)</b>	<b>Saldo (R\$)</b>
0	-6.550,34	-6550,30	-6.550,30
1	1.079,70	979,32	-5.571,00
2	1.079,70	888,27	-4682,70
3	1.079,70	805,69	-3877,10
4	1.079,70	730,78	-3146,30
5	1.079,70	662,84	-2483,40
6	1.079,70	601,22	-1882,20
7	1.079,70	545,32	-1336,90
8	1.079,70	494,62	-842,270
9	1.079,70	448,64	-393,63
10	1.079,70	406,93	13,29

**Fonte:** O Autor, 2017

Contata-se que o retorno financeiro seria obtido somente no décimo ano. Essa estimativa não considerou algumas variáveis que podem influenciar diretamente o cálculo, por exemplo, a variação da tarifa de energia, variação da taxa SELIC e eventuais custos de manutenção do sistema.

A vida útil de um sistema fotovoltaico conectado à rede é estimado entre trinta e quarenta anos. O modelo de painel fotovoltaico escolhido no projeto tem garantia de vinte e cinco anos para produção de pelo menos 80% da potência nominal e o inversor tem garantia de três anos sendo o tempo de vida útil estimado em 10 anos, podendo chegar a 15 ou mais, dependendo das condições do ambiente.

## 4 CONCLUSÃO

A cada ano a geração distribuída de energia fotovoltaica tem ganhado mais espaço no Brasil. No ano de 2012, através da Resolução Normativa N° 482, a ANEEL estabeleceu o marco inicial dos sistemas conectados à rede elétrica. De quatro projetos existentes em 2012, hoje são 10 mil projetos de micro e minigeração distribuída em todo o país. A ANEEL estimou que até 2024 deverão ser ao menos 1,2 milhão de unidades totalizando 4,5 gigawatts de potência instalada.

Esse trabalho se propôs a desenvolver o projeto básico de um sistema de microgeração distribuída para uma residência localizada em São Leopoldo, região metropolitana de Porto Alegre. O estudo baseou-se numa revisão teórica a respeito da conversão de energia solar em elétrica e dos equipamentos utilizados nesse processo. Outro aspecto importante objeto desse estudo foram as normas brasileiras vigentes que determinam os pré-requisitos de projeto exigidos pela RGE Sul, para permitir o acesso de pequenos geradores às redes de distribuição.

Para dimensionar os equipamentos de forma a atender 100% do consumo médio da casa, analisou-se a capacidade local de geração de energia a partir do sol através de dados de irradiância e temperatura obtidos no software RADIASOL2, desenvolvido no Laboratório de Energia Solar da UFRGS. Com base nos dados obtidos nesse software, estima-se que o sistema projetado gere cerca de 2.908 kWh anualmente, sendo que o consumo registrado nos últimos doze meses foi igual a 2.215 kWh. O excesso é convertido em créditos de energia e o consumidor tem até sessenta meses para usá-los.

Por fim, foi realizado o estudo de viabilidade econômica para implementação do projeto. O investimento necessário para implementar o projeto foi cerca de R\$7.720,00 e o retorno do investimento ocorre aproximadamente em 10 anos.

Entre os fatores que podem melhorar o cenário de retorno do capital investido estão o aumento da eficiência dos módulos fotovoltaicos e dos inversores de frequência bem como a diminuição dos custos desses equipamentos no mercado nacional. Dessa forma, a criação de políticas fiscais de incentivo ao mercado da energia solar certamente teria impacto positivo no desenvolvimento do setor.

Apesar de o investimento financeiro apresentar um tempo de retorno que pode ser considerado alto, a contribuição para o meio ambiente e consequentemente à sociedade faz com que sistemas fotovoltaicos sejam muito atraentes, uma vez que torna possível a geração da energia elétrica que se consome, sem produção ou consumo de resíduos ou gases poluentes geradores do efeito estufa e do aquecimento global.



## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABINEE - ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DA INDÚSTRIA ELÉTRICA E ELETRÔNICA. **Proposta para Inserção da Energia Solar Fotovoltaica na Matriz Energética Brasileira.** São Paulo, 2012. Acesso em: [www.abinee.org.br/informac/arquivos/profotov.pdf](http://www.abinee.org.br/informac/arquivos/profotov.pdf) . Acesso em: 21 fev. 2017.

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Banco de informações da geração.** Brasília, DF. 2016. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>. Acesso em: 20 out. 2016.

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST: módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição.** Brasília, 2017. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/modulo-8>. Acesso em: 23 mar. 2017.

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST: módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica.** Brasília, 2017. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/modulo-8>. Acesso em: 23 mar. 2017.

CEPEL-CRESESB. Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos.** Rio de Janeiro, 50 p. 2014.

COGEN. **Geração Distribuída – Novo Ciclo de Desenvolvimento.** 2013. Disponível em: [http://www.cogen.com.br/workshop/2013/Geracao\\_Distribuida\\_Calabro\\_22052013.pdf](http://www.cogen.com.br/workshop/2013/Geracao_Distribuida_Calabro_22052013.pdf). Acesso em 10 out. 2016.

COGEN. **Inserção da Energia Solar no Brasil.** São Paulo, 2012. 77 p. Disponível em: [http://www.cogen.com.br/Solar/Biblioteca\\_Virtual/Relatorio\\_Final\\_GT\\_COGEN\\_SOLAR.pdf](http://www.cogen.com.br/Solar/Biblioteca_Virtual/Relatorio_Final_GT_COGEN_SOLAR.pdf) . Acesso em 06 jan. 2017.

COMERC. **Energia solar no Brasil e no mundo.** Disponível em: <http://www.panoramacomerc.com.br/?p=2517> Acesso em: 25. out. 2016.

CRESESB, 2006. **Energia solar Princípios e aplicações**. Rio de Janeiro, 50 p. BRASIL. Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito (CRESESB). Disponível em: < [www.cresesb.cepel.br/download/tutorial/tutorial\\_solar\\_2006.pdf](http://www.cresesb.cepel.br/download/tutorial/tutorial_solar_2006.pdf)>. Acesso em: 19 set. 2016.

CUNHA, J. L. P. A. **Eletrificação de edificações rurais isoladas utilizando energia solar fotovoltaica**. 2006. 49 f. Monografia (Pós Graduação Lato Sensu em Fontes Alternativas de Energia) - Universidade Federal de Lavras, Lavras, 2006.

EMPRESA DE PLANEJAMENTO ENERGÉTICO (EPE). **Balço Energético Brasileiro 2016. Brasília, 2016**. Disponível em: <[https://ben.epe.gov.br/downloads/Relatorio\\_Final\\_BEN\\_2016.pdf](https://ben.epe.gov.br/downloads/Relatorio_Final_BEN_2016.pdf)>. Acesso em: 05 jan. 2017.

EPIA - European Photovoltaic Industry Association. **Global market outlook for photovoltaics 2017-2020**. 2017. 60 p. Disponível em: <<http://solarpowereurope.org/>>. Acesso em 15 out. 2016.

FRAUNHOFER INSTITUTE FOR SOLAR ENERGY SYSTEMS. **World Record Solar Cell with 44.7% Efficiency. Freiburg, 2013**. Disponível em: <<https://www.ise.fraunhofer.de/en/press-media/press-releases/2013/world-record-solar-cell-with-44-7-efficiency.html>>. Acesso em: 12 out. 2016.

GHENSEV, A. **Materiais e processos de fabricação de células fotovoltaicas**. 2006. 154 f. Monografia (Pós Graduação Lato Sensu em Fontes Alternativas de Energia) - Universidade Federal de Lavras, Lavras, 2006.

HAMILTON, C. J. **O Sol**. Disponível em: <<https://www.if.ufrgs.br/ast/solar/portug/sun.htm>>. Acesso em: 04 mai. 2017.

INEE. INSTITUTO NACIONAL DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA. **Notas sobre geração Distribuída**. Disponível em: <[http://www.inee.org.br/down\\_loads/forum/Notas%20sobre%20GD.pdf](http://www.inee.org.br/down_loads/forum/Notas%20sobre%20GD.pdf)>. Acesso em: 12 out. 2016.

INPE – INSTITUTO NACIONAL DE PESQUISAS ESPACIAIS. **Vantagens da Fusão.**

2007. São José dos Campos, 2007. Disponível em:

<[http://www.plasma.inpe.br/LAP\\_Portal/LAP\\_Site/Text/Advantages\\_of\\_Fusion.htm](http://www.plasma.inpe.br/LAP_Portal/LAP_Site/Text/Advantages_of_Fusion.htm)> Acesso em: 15 de ago. 2016.

INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE – IPCC. **Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation.** 2012. Chicago, USA.

KYOCERA. **Módulos Solares.** Disponível em: < <http://www.kyocerasolar.com.br/modulos-solares.html>> Acesso em: 05 dez. 2016.

MACÊDO, Wilson Negrão. **Análise do Fator de Dimensionamento do Inversor aplicado a Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede.** 2004, p. 88.

MOEHLECKE, A.; ZANESCO, I. **Mercado, física e processamento de células solares.** Metalurgia e Materiais, v. 61, n. 557, 2005. p. 394-397.

OLADE - ORGANIZACIÓN LATINOAMERICANA DE ENERGÍA. **Curso de la Generación Distribuida.** SABA System. 2011. Disponível em:

<<http://www.olade.org/elearning>> Acesso em 15 out. 2016.

PATEL, M. R. **Wind and solar power systems.** Boca Raton: CRC Press LLC, 1999.

PER - PORTAL DAS ENERGIAS RENOVÁVEIS. 2009. **Publicações.** Disponível em:

<[http://www.energiasrenovaveis.com/Area.asp?ID\\_area=8](http://www.energiasrenovaveis.com/Area.asp?ID_area=8)> Acesso em: 20 mai. 2017.

PRIEB, C. W. M. **Desenvolvimento de um Sistema de Ensaio de Módulos Fotovoltaicos.**

2002. 54f. Dissertação (Mestrado em Engenharia) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2002.

RGE Sul. **NTD 014.001: Conexão de Minigeração e Microgeração Distribuída.** São Leopoldo, 2016.

TAVARES, Carlos António Pereira. **Estudo comparativo de controladores Fuzzy**

**aplicados a um sistema solar fotovoltaico.** 2009. Dissertação (Mestrado) – Universidade do Estado do Rio de Janeiro – Faculdade de Engenharia.

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

UFRGS. **Download:** RADIUSOL2. Porto Alegre. Disponível em: <  
<ftp://ftp.solar.ufrgs.br/progs/Radiasol2.zip>>. Acesso em: 10 de abr. 2017.

UFRGS. **Publicações.** Disponível em:  
< <https://www.if.ufrgs.br/ast/solar/portug/sun.htm>> Acesso em: 04 mai. 2017.

WEG. **Drives.** Disponível em: <<http://old.weg.net/br/Produtos-e-Servicos/Drives/Inversor-Solar-Fotovoltaico/SIW>>. Acesso em: 11 dez. 2016

**ANEXO A – Fatura de energia elétrica da residência estudada**

**RGE Sul Distribuidora  
de Energia S.A.**

Uma empresa CPFL Energia



RGE Sul Distribuidora de Energia S.A.  
Rua Dona Laura, 320 - 10º andar, Porto Alegre/RS  
CNPJ: 02.016.440/0001-62  
Inscrição Estadual: 096/2636525

NOTA FISCAL - Modelo: "6" | Número: 40.520.810  
Reservado ao Fisco  
467D.9032.4A39.5950.9B29.A6BD.FC8B.FCF7

**FABIANO GOETZE  
R. OLIVIA UEHEL Nº 250  
B.CAMPESTRE  
93046310 - SÃO LEOPOLDO**

7701- 11- 0002- 4507470

Loja ou Rede Conveniada de Atendimento  
Rua Venâncio Aires nº1476 Bairro Centro CEP - 97010-003

**MENSAGENS**

Fim1244i - 060516

**DADOS DA UNIDADE CONSUMIDORA**

**FABIANO GOETZE**

R. OLIVIA UEHEL Nº 250  
SÃO LEOPOLDO  
CNPJ/CPF: 889.393.830-87  
Classe: Residencial  
Nº de Fases: BIFASICO

Limites Adequados: 350 a 399 / 202 a  
231 Volts  
Inscrição Estadual:  
Tarifa: BT Resid.Normal  
Tensão Nominal: 380 / 220 Volts

**DADOS DE LEITURA E FATURAMENTO**

FATURAMENTO	EMISSÃO	APRESENTAÇÃO
06/2017	17/06/2017	20/06/2017
ANTERIOR	ATUAL	PRÓXIMA
16/05/2017	16/06/2017	18/07/2017

FATOR MULTIPLICADOR: 1,0

FATOR POTÊNCIA:

MEDIDOR	ANTERIOR	ATUAL	CONSUMO
4507470	15474	15666	192 kWh

**CÓDIGO DO CLIENTE**

**5462059-7**

**VENCIMENTO**

**27/06/2017**

**TOTAL A PAGAR (R\$)**

**142,44**

**FATURAS PENDENTES DE PAGAMENTO**

Vencimento	Valor(R\$)	Vencimento	Valor(R\$)
O pagamento após a data de vencimento acarretará na incidência de atualização monetária, juros de mora, multa e provável registro no SPCPC/SERASA.			

**HISTÓRICO DE CONSUMO**

MÊS/ANO	kWh	MÊS/ANO	kWh	MÊS/ANO	kWh
Junho/2017	192	Janeiro/2017	287	Agosto/2016	203
Mai/2017	151	Dezembro/2016	151	Julho/2016	204
Abril/2017	191	Novembro/2016	129	Junho/2016	192
Março/2017	208	Outubro/2016	147		
Fevereiro/2017	206	Setembro/2016	146		

**INDICADORES DE CONTINUIDADE**

CONJUNTO:	São Leopoldo	EUSD(R\$):		42,14	
MÊS DE APURAÇÃO:	ABRIL / 2017	Metas	Realizado		
INDICADOR:		Mensal	Trim.	Anual	Mensal
DIC:		4,83	9,67	19,34	2,49
FIC:		3,23	6,47	12,95	2,00
DMIC:		2,69			2,22
DICRI:		0,00			
Realizado DICRI (Diário): 0,00					

**COMPONENTES DA TARIFA (Resolução ANEEL 166/2005)**

ENERGIA	DISTRIBUIÇÃO	TRANSMISSÃO	ENCARGOS	TRIBUTOS	TOTAL (R\$)
46,36	27,82	9,43	5,96	3,18	92,75

**DESCRIÇÃO DE FATURAMENTO**

DESCRIÇÃO	QUANTIDADE	TARIFA(sem ICMS)	VALOR(R\$)
Consumo	192	0,466536	89,57
Total dos conceitos de energia			89,57
ICMS			39,75
Ilum. Públ. - Prefeitura Municipal			9,94
PIS/PASEP (0,4200%)			0,55
COFINS (1,9900%)			2,63
<b>TOTAL DA FATURA</b>			<b>142,44</b>

Adicional Bandeira Vermelha 2,79

ICMS Base de Cálculo 132,51  
Aliquota 30 % 39,75



**CÓDIGO P/ DÉBITO AUTOMÁTICO**

**54620597**

**Nº PARA ARRECADAÇÃO**

**00054620590116062017**

**MÊS / ANO**

**JUN/2017**

**VENCIMENTO**

**27/06/2017**

**VALOR TOTAL (R\$)**

**142,44**

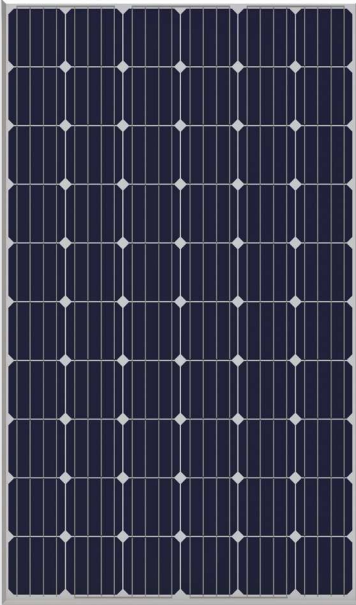
AUTENTICAÇÃO NO VERSO.

ATENÇÃO: agendamento bancário não é considerado comprovante de pagamento.  
Pagamento com cheque, quitação válida após a compensação.

VALOR DE R\$ 142,44 SERA DEBITADO  
NA SUA CONTA BANCARIA NO DIA 27/06/2017

**ANEXO B – Datasheet do módulo fotovoltaico**

# YLM 60 CELL 40mm SERIES

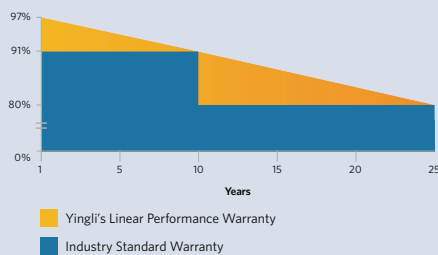


**19.9%**  
CELL EFFICIENCY

**10 YEAR**  
PRODUCT WARRANTY

**0-5W**  
POWER TOLERANCE

## 25 Years Linear Warranty



# IMPROVED POWER NEVER SETTLE FOR LESS

Choosing the best P-type monocrystalline cells, YLM series modules are making the best out of your system. Trust in the expertise of Yingli and well proven technology.

**+  $\frac{W}{m^2}$  High Power Density**  
High conversion efficiency and more power output per square meter.



### Durability

Durable PV modules, independently tested for harsh environmental conditions such as exposure to salt mist, ammonia and known PID risk factors.



### Advanced Glass

Our high-transmission glass features a unique anti-reflective coating that directs more light on the solar cells, resulting in a higher energy yield.



### PID Resistant

Tested in accordance to the standard IEC 62804, our PV modules have demonstrated resistance against PID (Potential Induced Degradation), which translates to security for your investment.

### Yingli Green Energy

Yingli Green Energy Holding Company Limited (NYSE: YGE), known as "Yingli Solar," is one of the world's leading solar panel manufacturers with the mission to provide affordable green energy for all. Deploying more than 60 million solar panels worldwide, Yingli Solar makes solar power possible for communities everywhere by using our global manufacturing and logistics expertise to address unique local challenges.



# YLM 60 CELL 40mm SERIES

## ELECTRICAL PERFORMANCE

### Electrical parameters at Standard Test Conditions (STC)

Module type	YLxxxD-30b (xxx=P <sub>max</sub> )						
	P <sub>max</sub>	W	290	285	280	275	270
Power output	P <sub>max</sub>	W	290	285	280	275	270
Power output tolerances	ΔP <sub>max</sub>	W	0 / + 5				
Module efficiency	η <sub>m</sub>	%	17.9	17.6	17.2	16.9	16.6
Voltage at P <sub>max</sub>	V <sub>mpp</sub>	V	31.9	31.7	31.4	31.2	30.9
Current at P <sub>max</sub>	I <sub>mpp</sub>	A	9.08	9.00	8.91	8.82	8.73
Open-circuit voltage	V <sub>oc</sub>	V	39.9	39.6	39.3	38.9	38.6
Short-circuit current	I <sub>sc</sub>	A	9.45	9.41	9.38	9.34	9.31

STC: 1000W/m<sup>2</sup> irradiance, 25°C cell temperature, AM1.5g spectrum according to EN 60904-3.  
Average relative efficiency reduction of 3.0% at 200W/m<sup>2</sup> according to EN 60904-1.

### Electrical parameters at Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)

Power output	YLxxxD-30b (xxx=P <sub>max</sub> )						
	P <sub>max</sub>	W	211.5	207.9	204.2	200.6	196.9
Power output	P <sub>max</sub>	W	211.5	207.9	204.2	200.6	196.9
Voltage at P <sub>max</sub>	V <sub>mpp</sub>	V	29.1	28.9	28.7	28.4	28.2
Current at P <sub>max</sub>	I <sub>mpp</sub>	A	7.26	7.20	7.13	7.06	6.98
Open-circuit voltage	V <sub>oc</sub>	V	36.8	36.6	36.3	35.9	35.6
Short-circuit current	I <sub>sc</sub>	A	7.64	7.61	7.58	7.55	7.53

NOCT: open-circuit module operation temperature at 800W/m<sup>2</sup> irradiance, 20°C ambient temperature, 1m/s wind speed.

## THERMAL CHARACTERISTICS

Nominal operating cell temperature	NOCT	°C	46 +/- 2
Temperature coefficient of P <sub>max</sub>	γ	%/°C	-0.42
Temperature coefficient of V <sub>oc</sub>	β <sub>Voc</sub>	%/°C	-0.32
Temperature coefficient of I <sub>sc</sub>	α <sub>Isc</sub>	%/°C	0.05

## OPERATING CONDITIONS

Max. system voltage	1000V <sub>DC</sub>
Max. series fuse rating	15A
Limiting reverse current	15A
Operating temperature range	-40°C to 85°C
Max. static load, front (e.g., snow)	5400Pa
Max. static load, back (e.g., wind)	2400Pa
Max. hailstone impact (diameter / velocity)	25mm / 23m/s

## CONSTRUCTION MATERIALS

Front cover (material / thickness)	low-iron tempered glass / 3.2mm
Cell (quantity / material / dimensions / number of busbars)	60 / monocrystalline silicon / 156mm x 156mm / 3 or 4
Frame (material)	anodized aluminum alloy
Junction box (protection degree)	≥ IP65
Cable (length / cross-sectional area)	1000mm / 4mm <sup>2</sup>
Plug connector (type / protection degree)	MC4 / IP68 or YT08-1 / IP67 or Amphenol H4 / IP68

• Due to continuous innovation, research and product improvement, the specifications in this product information sheet are subject to change without prior notice. The specifications may deviate slightly and are not guaranteed.

• The data do not refer to a single module and they are not part of the offer, they only serve for comparison to different module types.

## QUALIFICATIONS & CERTIFICATES

IEC 61215, IEC 61730, CE, MCS, ISO 9001:2008, ISO 14001:2004, BS OHSAS 18001:2007, PV Cycle, SA 8000



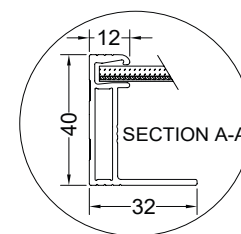
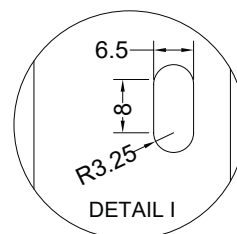
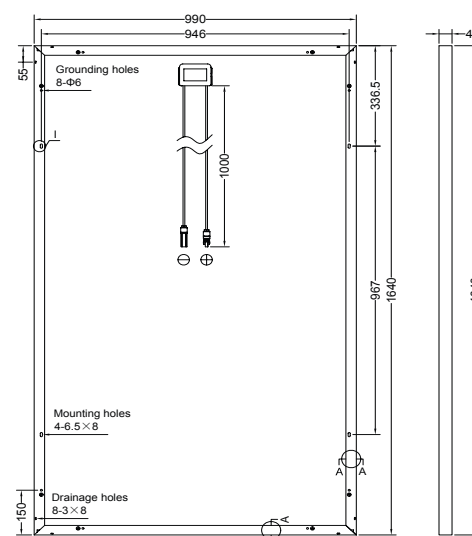
## GENERAL CHARACTERISTICS

Dimensions (L / W / H)	1640mm / 990mm / 40mm
Weight	18.5kg

## PACKAGING SPECIFICATIONS

Number of modules per pallet	26
Number of pallets per 40' container	28
Packaging box dimensions (L / W / H)	1700mm / 1160mm / 1165mm
Box weight	514kg

Unit: mm



**Warning:** Read the Installation and User Manual in its entirety before handling, installing, and operating Yingli Solar modules.

Yingli Partners:

**Yingli Green Energy Holding Co., Ltd.**

service@yingli.com

Tel: +86-312-2188055

**YINGLISOLAR.COM**



**ANEXO C – Datasheet do inversor de frequência**

# ecoSolys

## Informações Técnicas

	ecoS-1000 220V	ecoS-2000	ecoS-5000
<b>ENTRADA CC</b>			
Potência fotovoltaica nominal	1000W	2000W	5000W
Tensão CC de partida	45V	45V	90V
Máxima tensão CC	200V	340V	400V
Corrente CC máxima	10A	10A	2X10A
Faixa de operação MPPT	60V~180V	125V~320V	125V~400V
Quantidade de MPPT	1	1	2
Conector CC	Tipo MC4		
<b>SAÍDA CA</b>			
Potência nominal de saída	1000 W	2000 W	5000 W
Máxima potência CA	1100W	2200W	5500W
Tensão nominal de saída	220V	220V	220 V
Corrente nominal de saída	4,7A	9,0 A	23,0 A
Frequência nominal de saída	60Hz	60Hz	60Hz
Fator de Potência	1	1	>0,97
Eficiência	92%	95%	97%
THD	<0,5%	<0,5%	<0,5%
Faixa de operação CA	57,5~62Hz; 176~242Vca		
Fator de potência	1	1	0,95 ind. ...0,95cap.
Conexão CA	Monofásica / bifásica		
<b>DADOS GERAIS</b>			
Dimensões (l x a x p)	315x295x150 mm	315x345x150 mm	245x485x150 mm
Peso líquido	8,5Kg	10Kg	13Kg
Temperatura de operação	-20~55°C	-20~55°C	-20~55°C
Montagem	Fixação em parede, acompanha suporte		
Grau de Proteção	IP56		
Topologia	Sem transformador		
Garantia	2 anos - extensão a combinar		
Normas Brasileiras	ABNT NBR 16149, 16150 e ABNT NBR IEC 62116		
Concessão INMETRO	004042/2016	005575/2016	em processo

Proteções internas:

- Anti-ilhamento;
- Sobre/sub tensão;
- Sobre/sub corrente;
- Sobre/sub frequência;
- Proteção contra sobrecarga;
- Religamento automático fora de fase;
- Controle de potência ativa em sobrefrequência;
- Proteção contra injeção de componente CC;
- Proteção de temperatura;
- Proteção contra inversão de polaridade.