



CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA



Universidade Federal  
de Campina Grande

LUIZ FERNANDO DE MELO SILVA



Centro de Engenharia  
Elétrica e Informática

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO  
ROTEIRO PARA IMPLANTAÇÃO DE SISTEMAS DE ENERGIA SOLAR E ESTUDO DE  
CASO



Departamento de  
Engenharia Elétrica



Campina Grande  
2018



LUIZ FERNANDO DE MELO SILVA

ROTEIRO PARA IMPLANTAÇÃO DE SISTEMAS DE ENERGIA SOLAR E ESTUDO DE CASO

*Trabalho de Conclusão de Curso submetido à  
Coordenação do Curso de Engenharia Elétrica  
da Universidade Federal de Campina Grande  
como parte dos requisitos necessários para a  
obtenção do grau de Bacharel em Ciências no  
Domínio da Engenharia Elétrica.*

Área de Concentração: Geração de Energia

Orientador:

Professor Célio Anésio da Silva, D. Sc.

Campina Grande  
2018

LUIZ FERNANDO DE MELO SILVA

ROTEIRO PARA IMPLANTAÇÃO DE SISTEMAS DE ENERGIA SOLAR E ESTUDO DE CASO

*Trabalho de Conclusão de Curso submetido à  
Coordenação do Curso de Engenharia Elétrica  
da Universidade Federal de Campina Grande  
como parte dos requisitos necessários para a  
obtenção do grau de Bacharel em Ciências no  
Domínio da Engenharia Elétrica.*

Área de Concentração: Geração de Energia

Aprovado em 09/08/2018

---

**Professor Ronimack Trajano de Souza, D. Sc.**  
Universidade Federal de Campina Grande  
Avaliador, UFCG

---

**Professor Célio Anésio da Silva, D. Sc.**  
Universidade Federal de Campina Grande  
Orientador, UFCG

Dedico este trabalho a minha família, por todo o apoio e compreensão incondicional.

## AGRADECIMENTOS

Agradeço, primeiramente, aos meus pais e demais familiares por todo suporte nesta etapa e pelo apoio incondicional em todos os momentos.

Agradeço a todos os professores que acompanharam minha jornada enquanto universitário e foram fundamentais no meu processo acadêmico e de formação profissional. Em especial, agradeço ao professor Doutor Célio Anésio da Silva pela orientação e por se mostrar sempre prestativo quando procurado.

Por fim, agradeço todos os amigos e amigas que estiveram comigo nessa jornada e que, com certeza, são parte importante da vitória conquistada.

*“A missão é árdua,  
O caminho é duro,  
A oposição é grande,  
Mas só os valentes  
Conseguem chegar!”*  
Sid Aguiar.

## RESUMO

O presente relatório diz respeito ao trabalho de conclusão de curso de Engenharia Elétrica na Universidade Federal de Campina Grande e é motivado pela crescente utilização de geração distribuída nos modelos de minigeração e microgeração, o que impulsiona estudos de temas relacionados à eficiência e investimentos aplicados aos sistemas de geração de energia solar fotovoltaica, bem como a análise de desenvolvimento de projetos da área. As análises desenvolvidas neste documento fazem referência ao custo de equipamentos, avaliação de retorno financeiro, eficiência, metodologia, impactos à rede, especificações de equipamentos e dimensionamento destes sistemas. O desenvolvimento é alicerçado pelo contraponto entre o alto valor de investimento e retorno financeiro previstos pelo projeto com a finalidade de informar e esclarecer sobre um tema com extenso potencial de exploração para os profissionais do ramo. Por fim, o estudo de caso é responsável por avaliar os argumentos estabelecidos no desenvolvimento, além da demonstração da metodologia utilizada para o dimensionamento de projetos deste segmento.

**Palavras-chave:** Energia solar, geração distribuída, investimento, eficiência, retorno financeiro, sistemas fotovoltaicos, metodologia, especificações técnicas, estudo de caso.



## ABSTRACT

This report refers to the thesis of completion of the Electrical Engineering course at the Federal University of Campina Grande and is motivated by the increasing use of distributed generation in the mini-generation and microgeneration models, which propels studies of topics related to energy efficiency and investments applied to solar energy generation systems, as well as the analysis of the development of projects in the area. The analyses developed in this document refer to the cost, financial evaluation of implementation, efficiency, methodology, impacts to the network, equipment specifications and sizing of these systems. The development is based on the counterpoint between the high value of investment and the financial return foreseen by the project, with the purpose of informing about a topic with an extensive exploration potential for professionals in the field. Finally, the case study is responsible for supporting the arguments established in the development, in addition to demonstrating the methodology used for projects in this segment.

**Keywords:** Solar energy, distributed generation, investment, efficiency, financial feedback, photovoltaic systems, methodology, technical specifications, case study.

## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1: Tipos de radiação solar. ....	18
Figura 2: Painéis solares térmicos instalados. ....	21
Figura 3: Painéis solares de filme fino. ....	22
Figura 4: Painéis solares à base de silício. ....	24
Figura 5: Inversores de corrente e equipamentos de proteção instalados em sistema. ....	26
Figura 6: Sistema na configuração com <i>grid-tie</i> central. ....	28
Figura 7: Sistema na configuração com <i>grid-tie</i> modular. ....	28
Figura 8: Sistema na configuração com <i>grid-tie</i> e MPPT modular. ....	29
Figura 9: Sistema com <i>grid-tie</i> e MPPT individual por placa. ....	29
Figura 10: Sistema com microinversores individuais por placa. ....	30
Figura 11: Controlador de carga em atuação no sistema. ....	31
Figura 12: Estrutura de fixação de sistemas fotovoltaicos em telhas cerâmicas. ....	32
Figura 13: Sistema fotovoltaico instalado em telhas cerâmicas. ....	32
Figura 14: Fixação de estruturas em triângulo em telhas de fibrocimento. ....	33
Figura 15: Sistema fotovoltaico fixado em telhado de fibrocimento. ....	33
Figura 16: Sistema fotovoltaico fixado em laje. ....	34
Figura 17: Estrutura de fixação de sistemas fotovoltaicos direta no solo. ....	34
Figura 18: Cabo solar e especificações técnicas. ....	35
Figura 19: Características técnicas do cabo solar. ....	36
Figura 20: <i>String box</i> de um sistema fotovoltaico. ....	37
Figura 21: Projeção de microgeração segundo a ANEEL. ....	40
Figura 22: Configuração básica de um sistema <i>off-grid</i> . ....	41
Figura 23: Configuração básica de um sistema <i>on-grid</i> . ....	44
Figura 24: Sistema híbrido conectado a rede e com baterias de <i>backup</i> . ....	45
Figura 25: Exemplo de sombreamento pelo <i>software</i> SketchUp™. ....	53
Figura 26: Desvio azimutal por bússola. ....	55
Figura 27: Desvio azimutal na central de laboratórios pelo <i>software</i> Google Earth™. ....	56
Figura 28: Desvio azimutal por bússola calibrada por GPS e por sensor magnético. ....	56
Figura 29: Radiação média determinada pelo <i>software</i> Radasol®. ....	57
Figura 30: Dimensionamento dos cabos pela NBR 5410 com destaque para as seções de 4, 6 e 10 mm <sup>2</sup> e suas capacidades de condução de corrente. ....	61
Figura 31: Especificações técnicas de cabo solar da empresa General Cable™ com destaque para as seções nominais de 4, 6 e 10 mm <sup>2</sup> e suas capacidades de condução de corrente. ....	61
Figura 32: Especificações técnicas de cabos solares com enfoque em condutores de 4, 6 e 10 mm <sup>2</sup> de seção nominal. ....	62
Figura 33: Telhado da residência com sistema de aquecimento de água por energia solar. ....	66
Figura 34: Latitude, longitude e elevação do local. ....	67
Figura 35: Dados de potencial solar da área com destaque para a pior média de potencial solar. ....	67
Figura 36: Média de irradiação solar pelo programa Radasol® com inclinação e azimute nulos. ....	68
Figura 37: Melhora da média de irradiação solar pela escolha da inclinação e desvio azimutal obtidos pelo programa Radasol®. ....	69
Figura 38: Consumo da residência entre Julho de 2017 e Junho de 2018. ....	69
Figura 39: Escolha do dispositivo de proteção contra surto por meio de ferramenta <i>online</i> da Schneider Electric™. ....	73
Figura 40: Custos de kits de geração da empresa Sices Solar®. ....	75
Figura 41: Relação entre VPL e custo inicial de investimento obtida pelo <i>software</i> MATLAB™. ....	79
Figura 42: Relação entre TIR e custo inicial de investimento obtida pelo <i>software</i> MATLAB™. ....	80
Figura 43: Relação entre o parâmetro de atratividade criado e o custo de investimento inicial obtida pelo <i>software</i> MATLAB™. ....	80

## LISTA DE QUADROS

Quadro 1: Comparação de eficiência e área necessária para gerar 1 kWh entre os materiais construtivos citados.....	25
Quadro 2: Bandeiras tarifárias da Energisa®, em Campina Grande, no período entre Agosto de 2016 e Janeiro de 2018.....	48
Quadro 3: Comparação entre as capacidades de condução de corrente para cabos de 4, 6 e 10 mm <sup>2</sup> de seção nominal na NBR 5410, para cabos comuns, e em catálogos de fabricantes, para cabos solares. ....	63
Quadro 4: Consumo de potência no período de 12 meses e média.....	70
Quadro 5: Especificações técnicas do modelo de painel Dymond CS6K300MS.....	71
Quadro 6: Especificações técnicas do inversor Fronius 2.5-1.....	71
Quadro 7: Quadro de custos dos equipamentos do sistema.....	74
Quadro 8: Valor de $CFj$ para o período de 10 anos de garantia do sistema. ....	78
Quadro 9: Comparação entre parâmetros de atratividade e viabilidade econômica para o sistema fotovoltaico mediante variação do custo inicial. ....	79
Quadro 10: Comparação entre investimentos de baixo risco com avaliação de viabilidade financeira pelo método do VPL. ....	81

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
COFINS	Contribuição para Financiamento de Seguridade Social
DR	Disjuntor Residual
DPS	Dispositivo de Proteção Contra Surtos
INMETRO	Instituto Nacional de Metrologia Qualidade e Tecnologia
INPE	Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais
MME	Ministério de Minas e Energia
MOSFET	<i>Metal Oxide Semiconductor Field Effect Transistor</i>
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracker</i>
NASA	<i>National Aeronautics Space Administration</i>
NBR	Norma Brasileira
PIS	Programa de Integração Social
PWM	<i>Pulse Width Modulation</i>
QGBT	Quadro Geral de Baixa Tensão
TIR	Taxa Interna de Retorno
VPL	Valor Presente Líquido

# SUMÁRIO

## SUMÁRIO

Agradecimentos .....	v
Resumo .....	vii
Abstract .....	viii
Lista de Ilustrações .....	ix
Lista de quadros.....	x
Lista de Abreviaturas e Siglas .....	xi
Sumário .....	xii
1 Introdução.....	14
1.1 Objetivo .....	14
1.2 Motivação .....	14
1.3 Seções .....	15
2 Fundamentação Teórica.....	16
2.1 Energia solar .....	16
2.1.1 Radiação solar .....	17
2.2 Geração distribuída .....	19
2.3 Painéis solares térmicos .....	20
2.4 Painéis fotovoltaicos .....	21
2.4.1 Painéis solares de filme fino ( <i>thin film</i> ).....	22
2.4.2 Painéis solares à base de Silício.....	23
2.4.3 Eficiência dos materiais .....	25
2.5 Inversor de corrente .....	26
2.5.1 <i>Grid-tie</i> central .....	27
2.5.2 <i>Grid-tie</i> modular .....	28
2.5.3 <i>Grid-tie</i> com MPPT modular ( <i>Maximum Power Point Tracker</i> ).....	29
2.5.4 <i>Grid-tie</i> com MPPT individual por placa .....	29
2.5.5 Microinversores individuais por placa.....	30
2.6 Controladores de carga .....	30
2.7 Estruturas de fixação.....	31
2.7.1 Fixação em telhado de cerâmica .....	31
2.7.2 Fixação em telhado de fibrocimento.....	32
2.7.3 Fixação em Lajes .....	33
2.7.4 Fixação direta no solo.....	34
2.8 Cabos solares .....	35
2.9 Dispositivos de proteção contra surto (DPS) .....	36
2.10 Sistemas fotovoltaicos .....	38
2.10.1 Sistemas isolados ( <i>off-grid</i> ).....	40

2.10.2	Sistemas conectados à rede ( <i>on-grid</i> ).....	43
2.10.3	Sistemas com bateria de <i>backup</i> .....	44
2.11	Tarifação de energia elétrica no Brasil.....	45
2.11.1	Bandeiras Tarifárias .....	46
2.11.2	Tributos .....	47
2.12	Sistema de compensação.....	50
3	Etapas de projeto de um sistema fotovoltaico .....	51
3.1	Critério de dimensionamento do sistema .....	51
3.1.1	Critério da área disponível.....	51
3.1.2	Critério por demanda de potência.....	52
3.2	Dimensionamento .....	52
3.2.1	Dimensionamento de sistemas conectados à rede .....	58
3.2.2	Dimensionamento de sistemas com bateria .....	64
4	Estudo de caso .....	66
4.1	Níveis de irradiação solar.....	66
4.2	Dimensionamento do sistema .....	69
4.2.1	Módulos fotovoltaicos .....	70
4.2.2	Inversor fotovoltaico.....	71
4.2.3	Cabos solares do sistema .....	72
4.2.4	Proteção ( <i>string box</i> ) .....	72
4.3	Análise financeira .....	73
4.3.1	Análise de investimento.....	73
4.3.2	Análise de retorno financeiro.....	75
4.3.3	Análise de atratividade .....	78
	Conclusão .....	82
	Referências .....	83
	ANEXO A – Especificações do módulo fotovoltaico CS6K300MS do fabricante Canadian™ .....	84
	ANEXO B – Especificações do inversor Fronius 2.5-1 .....	87
	ANEXO C – Catálogo dos cabos Prosolar do fabricante Condispar® .....	89

# 1 INTRODUÇÃO

Este trabalho de conclusão de curso se enquadra na linha de estudo de desenvolvimento de projetos de energia solar fotovoltaica, com análise dos componentes individuais e do sistema de maneira geral com relação aos aspectos de eficiência, custo, retorno financeiro e metodologia de projeto, além do estudo de caso de uma residência.

## 1.1 OBJETIVO

Ao término desta leitura, espera-se que sejam compreendidos os aspectos teóricos básicos que englobam a geração distribuída, mais especificamente:

- A energia solar fotovoltaica;
- Enumeração de prós e contras da utilização de cada componente, cada modelo de sistema e suas capacidades de geração;
- Diminuição do esforço pela procura dos componentes adequados para cada magnitude de geração bem como a busca de soluções de entraves burocráticos e enquadramento necessário às normas em vigor;
- Exposição das etapas de dimensionamento dos sistemas;
- Análise de viabilidade financeira de um sistema.

## 1.2 MOTIVAÇÃO

Ao examinar a disseminação da utilização de geração distribuída no Brasil, nota-se a necessidade latente de explanações cada vez mais aprofundadas sobre o tema. As explanações contidas neste trabalho apresentam pontos e contrapontos, devidamente argumentados, relacionados à geração solar via sistemas fotovoltaicos, com o destaque necessário às comodidades e retorno oferecidos pela instalação dos mesmos e, de

maneira análoga, a análise dos pontos negativos representados pelo alto investimento para a geração solar fotovoltaica.

### 1.3 SEÇÕES

O desenvolvimento (Capítulo 2) deste documento se inicia pela revisão bibliográfica dos conteúdos fundamentais ao entendimento do projeto como, por exemplo, a conceituação de processos fotovoltaicos de conversão de energia, informações gerais sobre custo, eficiência, fixação, proteção e configuração ideal dos componentes do sistema. Já no Capítulo 3, apresenta-se a etapa de dimensionamento e metodologia para elaboração de um projeto de energia solar fotovoltaica. Para isto, são expostas equações e trechos de normas técnicas que avalizam a escolha ideal dentre os critérios de dimensionamento do sistema, além da etapa de homologação junto à concessionária de energia elétrica. Em seguida, no Capítulo 4, se dá início à etapa de estudo de caso, responsável pela demonstração dos conceitos apresentados na seção de desenvolvimento. A etapa seguinte, apresentada no Capítulo 5, é a etapa de discussão dos resultados obtidos na seção anterior. Por fim, no Capítulo 6, o trabalho é finalizado com a etapa de conclusão.



## 2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Antes de adentrar no âmbito da geração de energia solar, se faz necessário resumir conceitos fundamentais ao entendimento do tema. Nesta seção, encontra-se o conteúdo básico para compreensão do funcionamento dos sistemas elétricos que fazem aproveitamento da energia solar.

### 2.1 ENERGIA SOLAR

Na física, o conceito de energia está ligado à capacidade dos corpos de produzir ações em diversas formas de manifestação como movimento, eletricidade e calor, por exemplo. Ainda, segundo o princípio de Lavoisier, a energia não surge sem explicação e não pode ser destruída e, sim, transformada em outro tipo de energia.

O termo energia solar refere-se, de modo geral, à energia proveniente da luz do sol. O mesmo termo, dentro do contexto da engenharia elétrica, refere-se à transformação da energia proveniente da luz do sol em energia elétrica. Para isso, além da radiação solar, é necessário utilizar outros recursos para que esta transformação seja viável. Placas fotovoltaicas, inversores solares e cabos são os componentes centrais para construção dos módulos fotovoltaicos, responsáveis por completar o ciclo de transformação de energia. A função destes módulos é a transformação direta da energia radiante em energia elétrica, que pode ser utilizada em tempo real (sistemas *on-grid*) ou armazenada em acumuladores (sistemas *off-grid*).

O sol é a fonte primária de toda a energia usada na Terra, excetuando-se a energia nuclear. Fontes como a energia hidráulica, da biomassa, eólica, de combustíveis fósseis e dos oceanos são formas indiretas de energia solar. O uso da radiação solar também é usado para aproveitamento direto da energia térmica e exemplos bastante comuns são os sistemas de aquecimento de água.

Dentre os processos de aproveitamento da energia solar, os mais usados são o aquecimento de água e a geração fotovoltaica de energia elétrica. No Brasil, o primeiro é mais encontrado nas regiões Sul e Sudeste, devido às características climáticas, e o segundo, nas regiões Norte e Nordeste por apresentar alto índice de irradiação solar.

### 2.1.1 RADIAÇÃO SOLAR

No âmbito da geração de energia solar fotovoltaica, o nível de radiação solar tem relação direta com o nível de geração: quanto maior a radiação incidente, maior será a geração de energia elétrica.

É importante salientar que, a irradiação instantânea é medida em  $W/m^2$ , mas esta grandeza sofre muita variação diante de obstáculos (como as nuvens) e, por isso, a medição é realizada na forma de energia por dia. Esta, por sua vez, é obtida a partir da integração das radiações instantâneas ao longo do período de 24 horas para que se obtenha a irradiação diária por metro quadrado.

Durante dias claros de verão, é possível que a radiação global atinja, em superfícies planas, a magnitude de até  $1000 W/m^2$ , enquanto em regiões propícias à reflexão (lugares com muita neve e gelo, por exemplo) até 40% da radiação é refletida. Tais dados de radiação são fundamentais e o projetista pode encontrá-los em Atlas Solares (Europa) ou em levantamentos realizados pelo Instituto Nacional e Pesquisas Espaciais (Brasil). Além destes, o Atlas Solarimétrico é uma compilação de dados obtidos por satélites da NASA (Agência Espacial Norte Americana) e se mostra bastante completo, preciso e confiável. Este está disponível *online*, em inglês, e a versão escrita em português pode ser encontrada no *site* do INPE (ESTEVEZ e MONTEIRO, 2016).

Estudos apontam que 25% dos raios provenientes do sol atingem a superfície da terra de maneira direta (radiação direta), sem que haja reflexão (radiação refletida) ou difusão (radiação difusa) dos raios. Estes são os três tipos de radiação solar e seu estudo é fundamental para o entendimento da eficiência do processo de geração de energia solar fotovoltaica e estão representadas na Figura 1. A soma destes tipos de radiação leva a radiação global (ou total), utilizada como parâmetro em projetos de energia solar fotovoltaica e estimada em  $1,5 \cdot 10^{18}$  kWh anuais para toda a superfície terrestre (GÓMEZ, 2013).

### 2.1.1.1 RADIAÇÃO SOLAR DIRETA

É a parcela de radiação que não sofre nenhum desvio ou interferência da atmosfera e incide diretamente sobre a superfície da terra. Em dias com poucas nuvens, esta é a maior fonte de radiação para sistemas fotovoltaicos, em contrapartida, em dias em que o sol está totalmente encoberto por nuvens, pode ser completamente nula.

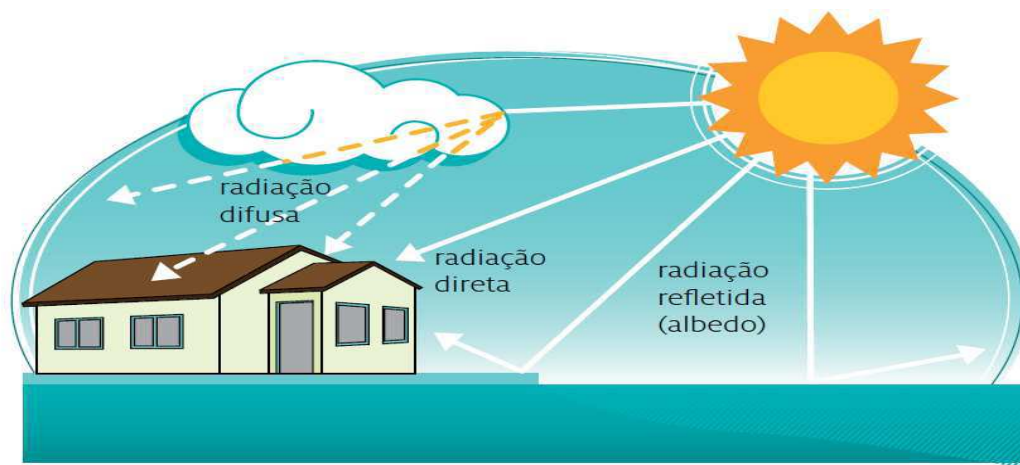
### 2.1.1.2 RADIAÇÃO SOLAR DIFUSA

É a soma de todas as radiações de menor intensidade provenientes de várias direções após ter sofrido dispersão por moléculas e partículas presentes na atmosfera. Este tipo de radiação é o responsável pela geração de energia solar fotovoltaica em dias em que o sol é encoberto por nuvens e se soma à energia solar direta em dias parcialmente nublados. Em regiões de Santa Catarina constatou-se que a participação da radiação difusa é maior do que a da radiação direta e em regiões da Alemanha a radiação difusa atinge 1,52 kWh/m<sup>2</sup>.dia, enquanto a direta atinge 1,08 kWh/m<sup>2</sup>.dia (ESTEVEES e MONTEIRO, 2016).

### 2.1.1.3 RADIAÇÃO SOLAR REFLETIDA

Também conhecida como albedo, é a parcela de radiação incidente que não alcança a superfície desejada e volta para o espaço. Logo, esta parcela não favorece a geração de energia solar fotovoltaica.

Figura 1: Tipos de radiação solar.



Fonte: Site da empresa Eletrosun®.

## 2.2 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Desde 17 de abril de 2012, quando entrou em vigor a Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012, o consumidor brasileiro pode gerar sua própria energia elétrica a partir de fontes renováveis ou cogeração qualificada e, inclusive, fornecer o excedente para a rede de distribuição de sua localidade. Trata-se da micro e da minigeração distribuídas de energia elétrica, inovações que podem aliar economia financeira, consciência socioambiental e autossustentabilidade. Outra inovação da norma diz respeito à possibilidade de instalação de geração distribuída em condomínios (empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras). Nessa configuração, a energia gerada pode ser repartida entre os condôminos em porcentagens definidas pelos próprios consumidores (ANEEL, 2015).

Segundo os regulamentos da ANEEL, a microgeração e a minigeração distribuída compreendem a produção de energia elétrica através de pequenas centrais geradoras que utilizam fontes renováveis de energia, tais como a solar e a eólica, ligadas à rede de distribuição através de instalações de unidades consumidoras. São consideradas usinas de microgeração as centrais geradoras de energia elétrica cuja potência instalada não excede 75 kW. Já as usinas de minigeração são as centrais geradoras cuja potência instalada está situada no intervalo entre 75 kW e 5 MW (COSOL, 2017).

Todavia, a geração distribuída também causa impactos negativos às redes de baixa tensão. A geração centralizada por distribuidoras de energia faz com que os sistemas de distribuição sejam mais confiáveis e previsíveis, uma vez que a potência que flui pelas redes de distribuição é prevista com base na potência das subestações. Com isto, o fluxo de potência recebido tem a característica fundamental de ser proveniente de níveis de tensão mais altos para níveis mais baixos e isto fundamenta o princípio da unidirecionalidade destes sistemas.

Ao inserir geração distribuída, quebra-se o ciclo de unidirecionalidade do fluxo de potência gerada e recebida. Se várias unidades gerarem excedentes, estes são injetados na rede e, com isto, se inicia um processo bidirecional no qual a rede receberá potência gerada das unidades consumidoras, ao passo que continuam fornecendo energia elétrica. Isto gera consequências técnicas nos sistemas de distribuição, além de consequências econômicas decorrentes de novos planejamentos e controle dos sistemas

de distribuição. Sem tais planejamentos, a inserção de geração distribuída pode gerar instabilidade na rede.

Além disso, como a geração fotovoltaica é intermitente, a tensão local sofre com variações ao longo do dia, proporcionais aos níveis de geração e, conseqüentemente, ao nível de irradiação solar. Isto provoca desgaste em equipamentos já que tais variações interferem nos sistemas de distribuição, uma vez que se torna necessária a atuação dos reguladores de tensão. Portanto, com a inserção de geração distribuída fotovoltaica em nível elevado, os sistemas de distribuição ficam vulneráveis quanto às variações de tensão e isto provoca aumento no número de atuações de mudança de *tape* dos reguladores de tensão, o que reduz consideravelmente a vida útil do equipamento.

É importante ressaltar que poucas unidades geradoras de pequeno porte não são suficientes para que a geração afete consideravelmente o sistema elétrico como um todo. Porém, caso a soma das gerações de cada unidade se torne elevada, a regulação de tensão é primordial para evitar os impactos à rede que podem causar perturbações como, em casos críticos, perda de sincronismo de máquinas do setor industrial.

Ainda em referência às distribuidoras de energia, o religamento automático após a ocorrência de faltas transitórias é afetado quando há inserção de geração distribuída no sistema. Durante o religamento, a tensão nominal precisa ser restaurada sem que haja perda de sincronismo no sistema, mais especificamente entre as conexões de sistemas de geração distribuída, próximos uns aos outros e distantes dos grandes centros de geração. A possível perda de sincronismo pode prejudicar os níveis de estabilidade de tensão, bem como causar danos a equipamentos do sistema de distribuição de energia.

### 2.3 PAINÉIS SOLARES TÉRMICOS

Os painéis destinados para aquecimento de água não devem ser confundidos com painéis fotovoltaicos, pois, nestes, o processo de conversão de energia não ocorre. Estes painéis destinam-se apenas para reutilização da energia térmica armazenada nas placas solares para aquecimento de água, que, por sua vez, pode ser utilizada para fins de higiene em residências ou em processos industriais de aquecimento. O custo destes sistemas é bem mais baixo em comparação aos sistemas fotovoltaicos devido à tecnologia mais simples e utilização destinada exclusivamente para aquecimento de água.

A Figura 2 apresenta um conjunto de painéis solares térmicos instalados em uma residência com a finalidade de aquecimento de água dos chuveiros elétricos da instalação.

## 2.4 PAINÉIS FOTOVOLTAICOS

O efeito fotovoltaico é o fenômeno por meio do qual é criada tensão ou corrente elétrica após incidência de luz sobre um determinado material. O físico francês Alexandre Edmond Becquerel observou pela primeira vez o efeito fotovoltaico, quando realizava algumas experiências com eletrodos. Alexandre Edmond criou a energia solar no ano de 1839 (PORTALSOLAR).

Figura 2: Painéis solares térmicos instalados.



Fonte: Autor.

Em 1875, Werner Von Siemens apresentou à Academia de Ciências de Berlim um artigo sobre o efeito fotovoltaico em semicondutores e, em 1923, Albert Einstein recebeu o Prêmio Nobel de Física por conta de suas explicações sobre o princípio fotovoltaico (OCHIENG, 2010).

Um painel solar é formado por um conjunto de células fotovoltaicas. Os mais utilizados são, normalmente, compostos por semicondutores à base de Silício (monocristalino e policristalino) e possuem a capacidade de absorver calor. A colisão de fótons, provenientes dos raios solares, com os átomos dos materiais gera movimento de elétrons (corrente elétrica), o que completa o ciclo de conversão de energia.

Contudo, existem outros materiais utilizados para a fabricação de células e módulos fotovoltaicos, estas tecnologias, denominadas filme fino, utilizam Telureto de Cádmio (CdTe), Cobre, Índio e Gálio seleneto (CIS/CIGS) e células fotovoltaicas orgânicas (OPV).

As células utilizadas em painéis comerciais têm eficiência que varia entre 10 e 25%, porém, cientistas dos Estados Unidos desenvolveram uma célula com eficiência de 44,5%. Tal feito foi conseguido por meio de lentes para concentração dos raios solares em minúsculas células. Caso a tecnologia chegue ao mercado, espera-se que estes painéis ocupem menos da metade do espaço que as tecnologias utilizadas atualmente ocupam (AMBIENTENERGIA, 2017).

#### 2.4.1 PAINÉIS SOLARES DE FILME FINO (*THIN FILM*)

A tecnologia desses painéis consiste no empilhamento de uma ou várias camadas finas de material fotovoltaico sobre um substrato. Estas células também são conhecidas como células fotovoltaicas de película fina.

Dentre as vantagens dos painéis de filme fino, podem ser citadas: facilidade de produção em massa, custo mais baixo, estética homogênea, flexibilidade e menos impactos sofridos com sombreamento e dilatação em altas temperaturas.

Em contrapartida, dentre as desvantagens estão: ocupação de mais espaços para geração de mesma potência se comparados aos painéis de Silício cristalino por conta da eficiência reduzida, garantia mais curta em consequência da degradação mais rápida.

A Figura 3 apresenta um painel de filme fino e demonstra sua flexibilidade.

Figura 3: Painéis solares de filme fino.



Fonte: Site da empresa Sustainia™.

#### 2.4.1.1 TELURETO DE CADMIO (CdTe)

Na categoria dos filmes finos, as células de Telureto de Cádmio são as únicas nas quais a eficiência se equipara, em raros casos, às células de Silício cristalino. Além disso, sua relação custo/benefício pode superar as células mais empregadas em sistemas fotovoltaicos. No entanto, o Cádmio presente na composição das células é considerado um material tóxico.

#### 2.4.1.2 COBRE, ÍNDIO E GÁLIO SELENETO (CIS/CIGS)

Com índices de eficiência que se assemelham aos índices das células de Telureto de Cádmio, as células CIGS apresentam a vantagem de não possuírem grandes quantidades de Cádmio em sua composição. Estudos direcionados à eficiência desta tecnologia apontam bastante potencial de crescimento.

#### 2.4.1.3 CÉLULAS FOTOVOLTAICAS ORGÂNICAS (OPV)

Esta tecnologia utiliza células compostas por polímeros orgânicos condutores para absorver irradiação solar e, após isto, produzir energia elétrica. Estas possuem custo baixo, porém, sua eficiência também é baixa em comparação a das demais tecnologias.

### 2.4.2 PAINÉIS SOLARES À BASE DE SILÍCIO

Estas tecnologias representam 80% do total de painéis utilizados em sistemas fotovoltaicos no mundo. As variantes de Silício dos painéis se diferem pela pureza do material. Em relação direta, quanto maior o nível de pureza, maior é sua eficiência e, também, o custo destas células.

O conceito de pureza faz referência a materiais que não contém misturas com outros materiais, logo, apresenta constantes físicas bem definidas. A maioria dos materiais que compõem a matéria são aglomerados de duas ou mais substâncias, ou seja, a maioria das substâncias presentes nas reações químicas não possuem 100% de pureza e são consideradas substâncias impuras.

A Figura 4 apresenta as classes de células à base de Silício e a diferença entre seus aspectos.



Figura 4: Painéis solares à base de silício.



Fonte: Site da empresa Damia Solar®.

#### 2.4.2.1 SILÍCIO AMORFO (A-SI)

Apesar de ter o Silício em sua composição, esta tecnologia se encaixa na categoria dos filmes finos por conta de sua espessura e flexibilidade. Além disso, apresenta eficiência reduzida se comparada às demais e, por este motivo, é normalmente empregada em geração de pequeno porte.

Com os esforços constantes em desenvolvimento de tecnologias voltadas à geração de energia solar, já é possível vislumbrar o aumento da eficiência deste material, o que pode possibilitar sua aplicação com mais segurança em sistemas fotovoltaicos de geração elevada. Uma das técnicas utilizadas para o aumento da eficiência consiste na sobreposição de várias camadas de células de silício amorfo, porém, esta técnica implica em alto custo e pode tornar inviável o uso destas células.

#### 2.4.2.2 SILÍCIO MONOCRISTALINO (MONO-SI)

Conhecida por ser a mais antiga das tecnologias e, também, a mais eficiente, as células de Silício monocristalino são compostas por Silício com elevado nível de pureza e são muito fáceis de identificar, pois possuem coloração uniforme e corte, geralmente, arredondado.

Existe, ainda, a tecnologia das células de Silício *cuasi-mono*, pouco difundidas pelo Brasil e também denominadas *casi-mono*. Estas se assemelham bastante às células de Silício monocristalino, porém, utilizam um controle cuidadoso da orientação do cristal. Podem ser consideradas como resultado da fusão das duas tecnologias de Silício cristalino e possuem desempenho bastante satisfatório.

Dentre as vantagens do Silício monocristalino em painéis fotovoltaicos, podem ser citadas: eficiência mais alta dentre todas as tecnologias, ocupação de espaços menores em relação aos demais, maior vida útil e garantia, melhor funcionamento em

relação aos painéis de Silício policristalino para situações com menor incidência de radiação solar.

Entretanto, esta tecnologia possui desvantagens como o grande desperdício de Silício no processo de fabricação e custo elevado em relação às demais.

#### 2.4.2.3 SILÍCIO POLICRISTALINO (POLY-SI)

A principal diferença entre as tecnologias à base de Silício cristalino é o método utilizado na fundição dos cristais. No policristalino, os cristais de silício são fundidos em um bloco, o que preserva a formação de múltiplos cristais. Quando este bloco é cortado e fatiado, é possível observar esta formação múltipla de cristais. Uma vez fundido, eles são serrados em blocos quadrados e, em seguida, fatiados em células assim como no monocristalino, mas sua produção é um pouco mais fácil. Este é semelhante ao de um único cristal (monocristalino) tanto no desempenho como na degradação, exceto que as células são ligeiramente menos eficientes.

Podem ser listadas entre as vantagens dos painéis à base de Silício policristalino: menor desperdício de Silício no processo de fabricação, custo mais baixo do que os painéis de Silício monocristalino e maior garantia e vida útil se comparados aos painéis de filme fino.

Já entre as desvantagens, estão: menor eficiência em relação aos painéis de Silício monocristalino e, conseqüentemente, ocupação de mais espaço para gerar a mesma potência.

#### 2.4.3 EFICIÊNCIA DOS MATERIAIS

No Quadro 1 está a comparação das tecnologias citadas em termos de eficiência e área utilizada para geração de 1 kWh. Apesar dos estudos em desenvolvimento, foram considerados apenas os valores de tecnologias inseridas no mercado.

Quadro 1: Comparação de eficiência e área necessária para gerar 1 kWh entre os materiais construtivos citados.

Material das células	Eficiência (%)	Área estimada necessária para gerar 1 kWh (m <sup>2</sup> )
Silício monocristalino	Entre 15 e 22	Entre 7 e 9
Silício policristalino	Entre 14 e 20	Entre 8 e 11
Silício Amorfo	Entre 6 e 9	Entre 16 e 20

Telureto de Cádmio	Entre 9 e 16	Entre 10 e 14
CIS/CIGS	Entre 10 e 12	Entre 11 e 13
Células orgânicas	Entre 7 e 11	Entre 14 e 19

Fonte: Autor.

## 2.5 INVERSOR DE CORRENTE

Também conhecidos como inversores solares, têm como principal função nos sistemas fotovoltaicos a conversão de corrente contínua, fornecida pelos módulos fotovoltaicos, em corrente alternada, injetada na rede elétrica residencial e, possivelmente, na rede de distribuição. Além disso, o inversor é responsável por fornecer níveis de tensão alternada e frequência compatíveis com as grandezas fornecidas pela concessionária de energia. Ainda, quanto às funções secundárias, este equipamento atua na etapa de medição da energia gerada pelo sistema.

Na Figura 5 está apresentado um conjunto de três inversores de corrente com seus respectivos disjuntores de proteção, cabos energizados e de proteção elétrica, além do sistema de controle de carga e monitoramento.

Figura 5: Inversores de corrente e equipamentos de proteção instalados em sistema.



Fonte: Site da empresa NeoSolar®.

São projetados para operar somente quando há presença de sinal da rede elétrica de distribuição da concessionária. Em caso de interrupção no fornecimento de tensão na rede alimentadora, o inversor é automaticamente desconectado. Este processo de

desconexão é denominado ilhamento. Deste modo, a integridade do equipamento e do sistema de forma geral é protegida.

Quanto à proteção dos inversores, os principais dispositivos são os disjuntores termomagnéticos, disjuntores residuais (DR), dispositivos de proteção contra surto (DPS), além do sistema de aterramento. Ainda, é de fundamental importância que a tecnologia utilizada no inversor disponha de métodos eficazes para detectar o ilhamento. Para os inversores *grid-tie*, utilizados em sistemas conectados à rede da distribuidora de energia, os dispositivos de controle de condução mais utilizados são os dispositivos semicondutores IGBT (*Insulated gate bipolar transistor*) e MOSFET (*Metal oxide semiconductor field effect transistor*) em modulação por largura de pulso (PWM), que possibilita controles sobre forma de onda e tensão de saída do inversor.

Quanto às especificações técnicas, os inversores de mercado têm garantia que varia entre 5 e 10 anos e eficiência em torno de 95%. Além disso, são projetados com faixa de operação de 10%, para mais ou para menos, da tensão nominal de saída e podem gerar até 10% a mais do que a potência nominal de saída sem que haja danos ao equipamento. Dentre outras especificações, estão: o fator de potência bastante próximo ao valor unitário (aproximadamente 0,99), projetados para uma faixa de temperatura que varia entre -25 °C e 60 °C com resfriamento por dissipador, proteção interna contra sobretensão, proteção integrada contra curto-circuito CA e proteção térmica interna.

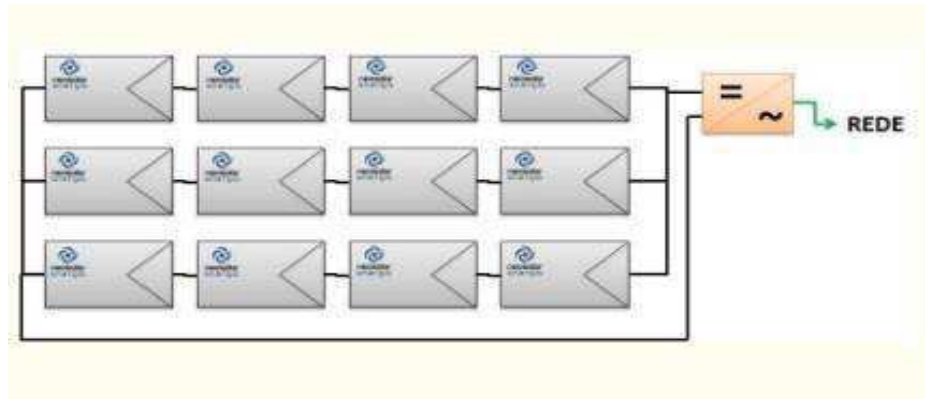
Os inversores *grid-tie* podem ser instalados nas configurações central, modular, com utilização de módulos MPPT (*Maximum Power Point Tracker*), com MPPT individual para cada painel e com microinversores instalados junto a cada painel do sistema.

### 2.5.1 GRID-TIE CENTRAL

Conforme apresentado na Figura 6, nesta configuração, a entrada do inversor é conectada a arranjos em série e paralelo entre os painéis fotovoltaicos. Além disso, a configuração tem um único rastreador de ponto de potência máxima (MPPT) intrínseco ao inversor. Esta tecnologia rastreia o ponto do sistema que possui maior geração de potência e a entrega em sua saída. Vale lembrar que os arranjos em série aumentam a tensão total do sistema e os arranjos em paralelos servem para adequar a tensão total do sistema de geração à tensão máxima de entrada suportada pelo inversor. Esta é a

configuração mais utilizada dentre todas em decorrência do menor custo e da eficiência aceitável.

Figura 6: Sistema na configuração com *grid-tie* central.

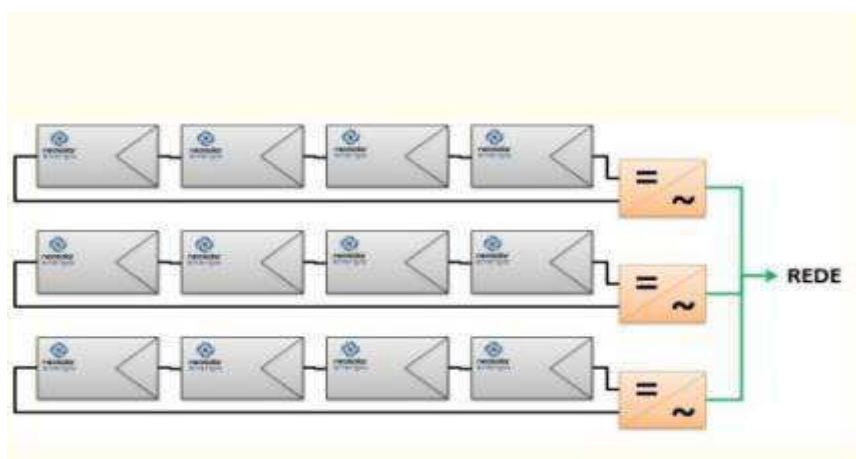


Fonte: Site da empresa NeoSolar®.

### 2.5.2 GRID-TIE MODULAR

Na configuração ilustrada pela Figura 7, cada fila de painéis é conectada a um inversor e cada inversor possui seu rastreador de máxima potência. Esta configuração permite maior flexibilidade na escolha dos níveis de geração, além de maior controle. Em contrapartida, inversores são equipamentos de custo elevado, logo, esta configuração implica em maior investimento.

Figura 7: Sistema na configuração com *grid-tie* modular.

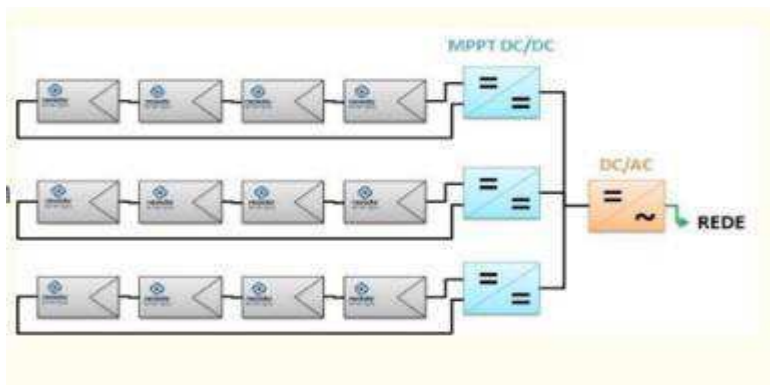


Fonte: Site da empresa NeoSolar®.

### 2.5.3 GRID-TIE COM MPPT MODULAR (MAXIMUM POWER POINT TRACKER)

Para a configuração apresentada na Figura 8, cada fila de módulos fotovoltaicos é instalada junto a rastreadores de ponto de potência máxima. Com isto, o rendimento destas filas e do sistema é otimizado. Entretanto, o uso dos rastreadores em módulo aumenta o custo da instalação.

Figura 8: Sistema na configuração com *grid-tie* e MPPT modular.

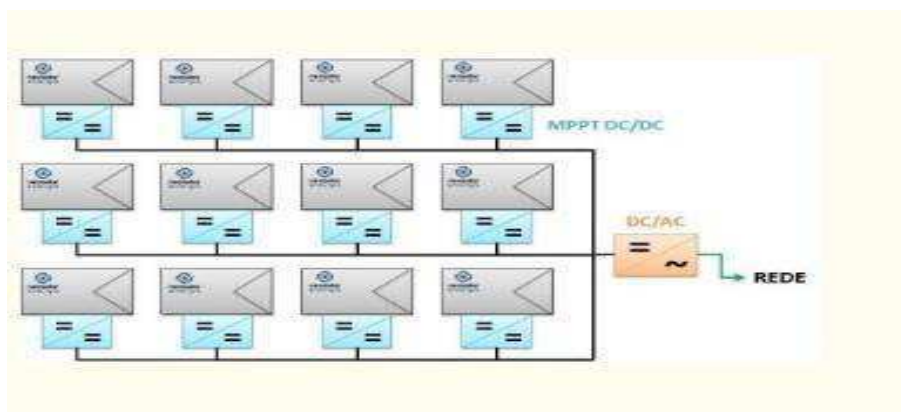


Fonte: Site da empresa NeoSolar®.

### 2.5.4 GRID-TIE COM MPPT INDIVIDUAL POR PLACA

Na configuração apresentada pela Figura 9, cada painel solar tem um otimizador conjugado. Isto aumenta bastante os níveis de eficiência individual das placas e do sistema de modo geral. Contudo, de maneira análoga ao caso dos rastreadores modulares, o custo elevado do sistema pode inviabilizá-lo.

Figura 9: Sistema com *grid-tie* e MPPT individual por placa.

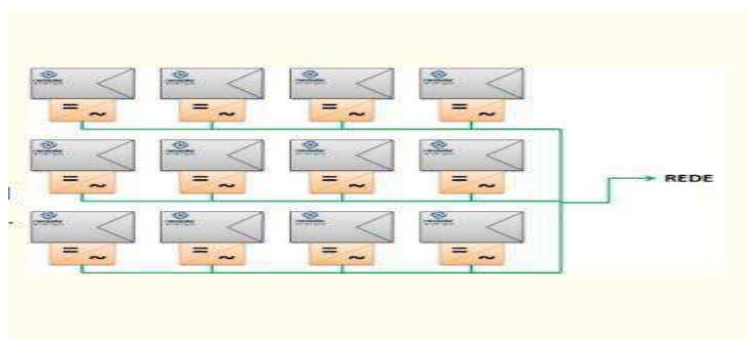


Fonte: Site da empresa NeoSolar®.

### 2.5.5 MICROINVERSORES INDIVIDUAIS POR PLACA

Conforme ilustrado pela Figura 10, esta configuração possui inversores (e seus respectivos rastreadores intrínsecos) acoplados aos painéis. Isto confere às placas maior rendimento e um sistema mais seguro e confiável. Além disso, todo o sistema gera grandezas alternadas, o que dispensa o uso de controladores de carga. Ainda, o monitoramento se torna individualizado e, conseqüentemente, mais preciso. Todavia, esta configuração apresenta o maior custo dentre todas apresentadas.

Figura 10: Sistema com microinversores individuais por placa.



Fonte: Site da empresa NeoSolar®.

## 2.6 CONTROLADORES DE CARGA

O controlador (ou regulador) de carga é empregado em sistemas *off-grid* e é o responsável por preservar a vida útil dos bancos de baterias, que são componentes dispendiosos nestes sistemas solares.

A função do regulador de carga é proteger as baterias de sobrecargas, ou descarregamento profundo. Desta forma, se garante que toda a energia produzida pelos painéis fotovoltaicos, é armazenada com maior eficácia nas baterias (PORTAL-ENERGIA, 2015).

Na Figura 11 está apresentado um controlador de carga instalado em conjunto com uma bateria e equipamentos de monitoramento.

Figura 11: Controlador de carga em atuação no sistema.



Fonte: Site da empresa Mppt Solar®.

## 2.7 ESTRUTURAS DE FIXAÇÃO

As estruturas de fixação dos sistemas fotovoltaicos são fundamentais para prover segurança e posicionamento correto à instalação dos painéis. Cada telhado e seus materiais têm sua peculiaridade, logo, a fixação dos painéis deve ser estudada para que seja efetuada de modo a aumentar o rendimento da instalação (inclinação e ângulo azimutal próximos ao ideal) e promover a resistência mecânica requerida para evitar danos aos equipamentos de custo elevado, especialmente em casos de ventos fortes e tempestades.

A maioria das estruturas empregadas possuem materiais resistentes à exposição a altas temperaturas e presença de água, como o aço inoxidável. A praticidade dos destes tipos de estrutura conferem universalidade quanto à instalação em telhados de cerâmica, fibrocimento e fixação direta no solo ou em concreto.

### 2.7.1 FIXAÇÃO EM TELHADO DE CERÂMICA

Em telhados cerâmicos, os suportes de alumínio são fixados nas estruturas de madeira sob as telhas (caibros). Para este modelo de telhado, são utilizadas estruturas de fixação com suportes e trilhos feitos em aço inoxidável. No momento da instalação, é necessário atentar para a existência de espaços entre as telhas e possíveis danos causados às mesmas, pois estes espaços podem provocar gotejamento de água na edificação. As Figuras 12 e 13 demonstram os detalhes da instalação das estruturas em telhados de cerâmica.



Figura 12: Estrutura de fixação de sistemas fotovoltaicos em telhas cerâmicas.



Fonte: Guia residencial de energia solar fotovoltaica da empresa Astra Solar®.

Figura 13: Sistema fotovoltaico instalado em telhas cerâmicas.



Fonte: Guia residencial de energia solar fotovoltaica da empresa Astra Solar®.

## 2.7.2 FIXAÇÃO EM TELHADO DE FIBROCIMENTO

Para este tipo de telhado, as estruturas de fixação são bastante semelhantes às utilizadas nos telhados cerâmicos. Porém, neste caso, as telhas de fibrocimento são muito mais frágeis e os parafusos de fixação são colocados diretamente nas telhas, conforme ilustrado pela Figura 14. Para estes telhados, são utilizadas estruturas em triângulo, pois estas fornecem praticidade ao instalador quanto à escolha do direcionamento e da inclinação dos painéis. Tais estruturas em triângulo, bem como os painéis do sistema, estão apresentados na Figura 15. É importante atentar, neste caso, à fixação dos parafusos nas telhas de fibrocimento, pois os furos realizados precisam ser vedados para prevenir a infiltração de água na edificação.

Figura 14: Fixação de estruturas em triângulo em telhas de fibrocimento.



Fonte: Guia residencial de energia solar fotovoltaica da empresa Astra Solar®.

Figura 15: Sistema fotovoltaico fixado em telhado de fibrocimento



Fonte: Guia residencial de energia solar fotovoltaica da empresa Astra Solar®.

### 2.7.3 FIXAÇÃO EM LAJES

Assim como nos telhados de fibrocimento, a fixação em lajes também é feita por intermédio de estruturas de aço em forma de triângulo. Neste caso, a fixação pode ser feita por meio de cimentação direta na laje ou em blocos de cimento construídos especificamente para a instalação das estruturas. Sobre os triângulos metálicos fixados são instalados os trilhos de alumínio ou aço inoxidável que permitem a fixação dos painéis da instalação, conforme apresentado na Figura 16.

Figura 16: Sistema fotovoltaico fixado em laje.



Fonte: Guia residencial de energia solar fotovoltaica da empresa Astra Solar®.

#### 2.7.4 FIXAÇÃO DIRETA NO SOLO

Estas estruturas são pouco utilizadas em edifícios urbanos devido à ocupação de espaços úteis. Para estes, são mais utilizados os modelos de fixação em telhado, cobertura de estacionamentos e janelas. Estas estruturas apresentam robustez elevada e alto nível de resistência mecânica, entretanto, deve-se atentar à fixação das estacas de sustentação, alicerces da estrutura, e para a presença de vegetação próxima aos painéis que possam causar sombreamento e danos às placas.

Na figura 17 apresenta-se o esquema correto de fixação das estruturas diretamente no solo. Vale destacar a distância segura entre os painéis e estruturas ou vegetação que podem ser danosos aos equipamentos.

Figura 17: Estrutura de fixação de sistemas fotovoltaicos direta no solo.



Fonte: Guia residencial de energia solar fotovoltaica da empresa Astra Solar®.

## 2.8 CABOS SOLARES

Quanto aos condutores, existem modelos específicos para aplicações de geração de energia solar. Estes são projetados para resistir às condições ambientais adversas, além de conferirem garantia de eficiência maior do que cabos comumente utilizados em instalações elétricas prediais, que possuem isolamento de PVC e não contém estanho. Os cabos fotovoltaicos são constituídos por um condutor de cobre estanhado flexível, isolamento de elastômero termofixo (polímero cuja rigidez não se altera com a temperatura) e uma camada de cobertura também constituída por elastômero termofixo. Nas Figuras 18 e 19 estão ilustrados o cabo solar e suas características e especificações técnicas. Obviamente, os cabos específicos para instalações de geração de energia solar têm custo mais elevados que os cabos comuns de instalações elétricas de baixa tensão.

Após a instalação de todos os pontos de conexão, a etapa de posicionamento dos eletrodutos e cabos de força do sistema. Apesar de serem projetados para suportar condições ambientais adversas, é conveniente utilizar eletrodutos. Estes são fixados ao ar livre e, além de não terem grande influência estética, funcionam como proteção adicional aos cabos do circuito.

Figura 18: Cabo solar e especificações técnicas.



Fonte: Catálogo General Cable™.

Figura 19: Características técnicas do cabo solar.



Fonte: Catálogo General Cable™.

## 2.9 DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO CONTRA SURTO (DPS)

Os surtos elétricos são, normalmente, causados por descargas atmosféricas, manobras de rede e liga/desliga de grandes máquinas. Já os dispositivos de proteção contra surtos (DPS) são equipamentos desenvolvidos com o objetivo de detectar sobretensões transitórias na rede elétrica e desviar as correntes de surto.

Os principais danos causados pelos surtos elétricos são a degradação de componentes, a diminuição de vida útil de equipamentos eletroeletrônicos e até mesmo a perda de equipamentos. Todavia, existem situações difíceis de prever, como as descargas atmosféricas. No caso específico de equipamentos dos sistemas fotovoltaicos, a não proteção contra surtos pode gerar prejuízos bastante significativos, graças ao elevado custo dos equipamentos utilizados nestes sistemas.

No mercado, existem três classes de DPS. São elas:

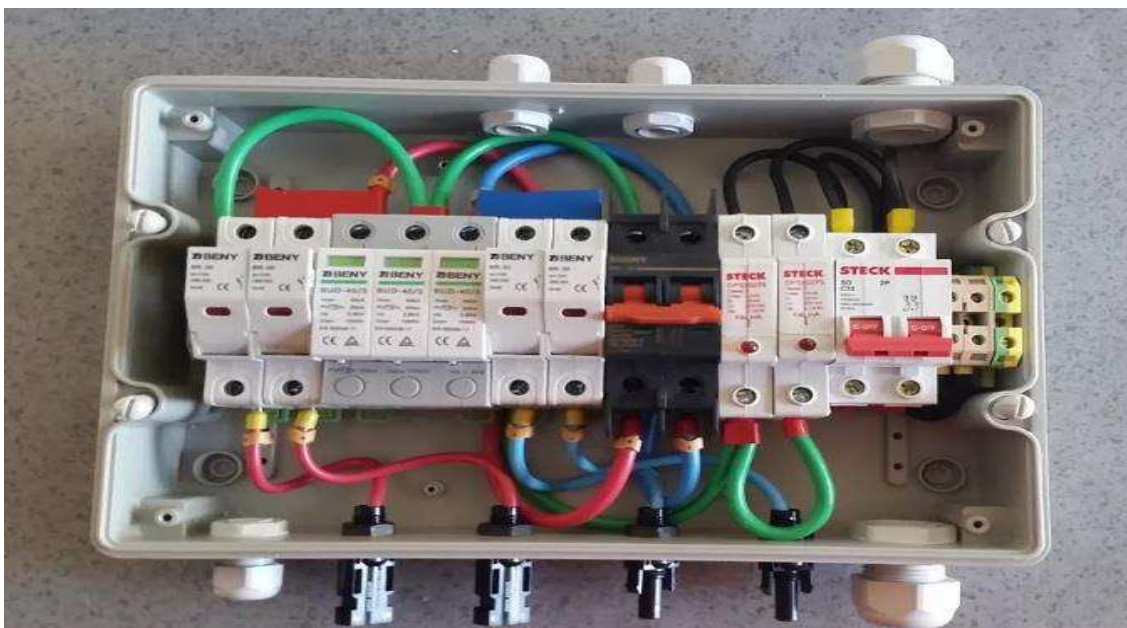
- Classe I – Dispositivos com capacidade de corrente suficiente para drenar correntes parciais de um raio. É a proteção primária, utilizada em ambientes expostos a descargas atmosféricas diretas, como áreas urbanas

periféricas ou áreas rurais. Instalados nos quadros primários (QGBT) de distribuição.

- Classe II – Dispositivos com capacidade para drenar correntes induzidas que penetram nas edificações, ou seja, os efeitos indiretos de uma descarga atmosférica. Utilizados em áreas urbanas e instalados nos quadros secundários de distribuição.
- Classe III – Dispositivos destinados à proteção fina de equipamentos, instalados próximos aos equipamentos. São utilizados para proteção de equipamentos ligados à rede elétrica, à linha de dados e linhas telefônicas.

Os dispositivos de proteção do sistema fotovoltaico são instalados na *string box*. Na Figura 20 está ilustrada uma *string box* na qual estão contidas, da esquerda para a direita, duas caixas porta-fusíveis (primeiro e segundo elementos), DPS do lado CC (terceiro elemento), mais duas caixas porta-fusíveis (quarto e quinto elementos), disjuntor termomagnético bipolar de corrente contínua (sexto elemento), dois DPS do lado CA (sétimo e oitavo elementos) e disjuntor termomagnético bipolar de corrente alternada (nono elemento). Em alguns casos, são instaladas, também, chaves seccionadoras de corrente contínua em conjunto com os demais equipamentos de proteção.

Figura 20: *String box* de um sistema fotovoltaico.



Fonte: Site de compras Mercado Livre®.

## 2.10 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

A energia solar fotovoltaica é tida como fonte de energia com altíssimo potencial para o futuro. Benefícios como fonte contínua e inesgotável, sustentabilidade devido aos níveis de poluição baixíssimos ou nulos, não ocupação de espaços úteis da unidade consumidora, facilidade para adição de módulos de geração, necessidade de manutenção com pouca frequência e potencial de retorno alto em poucos anos (*payback*) tornam essa modalidade de geração bastante atrativa aos consumidores.

Porém, o maior emprego da geração de energia solar fotovoltaica esbarra em um grande obstáculo: o custo elevado de investimento. O custo de implantação depende, principalmente, do tamanho e complexidade da instalação. Para efeito de comparação, uma casa média com quatro moradores necessita de um sistema de geração de aproximadamente 3,3 kWp, que implica em um investimento de cerca de R\$ 24.000 com retorno anual estimado em R\$ 4.000.

Fabricantes de placas oferecem garantia por um prazo que pode variar de 10 até 15 anos. Neste caso, o tempo médio de retorno financeiro para repor o investimento do exemplo seria de, aproximadamente, seis anos. Logo, restariam, no mínimo, mais quatro anos de consumo sem gastos após o período de *payback*.

Outros componentes de menor custo, se comparados às placas, são os cabos, as estruturas de fixação e dispositivos de proteção (Dispositivos de Proteção contra Surtos, disjuntores e sistema de aterramento).

Além das placas, o inversor solar também é um equipamento de custo elevado (representa cerca de vinte e cinco por cento do investimento total). Este tem garantia oferecida pelos fabricantes de cinco até dez anos. Logo, ao analisar o investimento do exemplo, tem-se:

- i. Investimento inicial de R\$ 24.000;
- ii. Economia de R\$ 4.000 por ano nos quatro primeiros anos;
- iii. Investimento de R\$ 2.000 no quinto ano (R\$ 6.000 do inversor menos R\$ 4.000 de economia prevista);
- iv. Economia de R\$ 4.000 por ano nos últimos cinco anos de garantia das placas;

O resultado ao final do ciclo de 10 anos de garantia das placas oferece economia em faturas de energia estimada em R\$ 40.000, que representa o retorno do investimento (conjunto de placas, estrutura de fixação, cabos, dois inversores, dispositivos de proteção, projeto e instalação) e mais R\$ 10.000 em economia.

Conforme citado, os valores utilizados e obtidos são apenas estimados. Valores precisos só podem ser obtidos a partir de análise detalhada, pois o custo de projetos dessa natureza pode variar bastante.

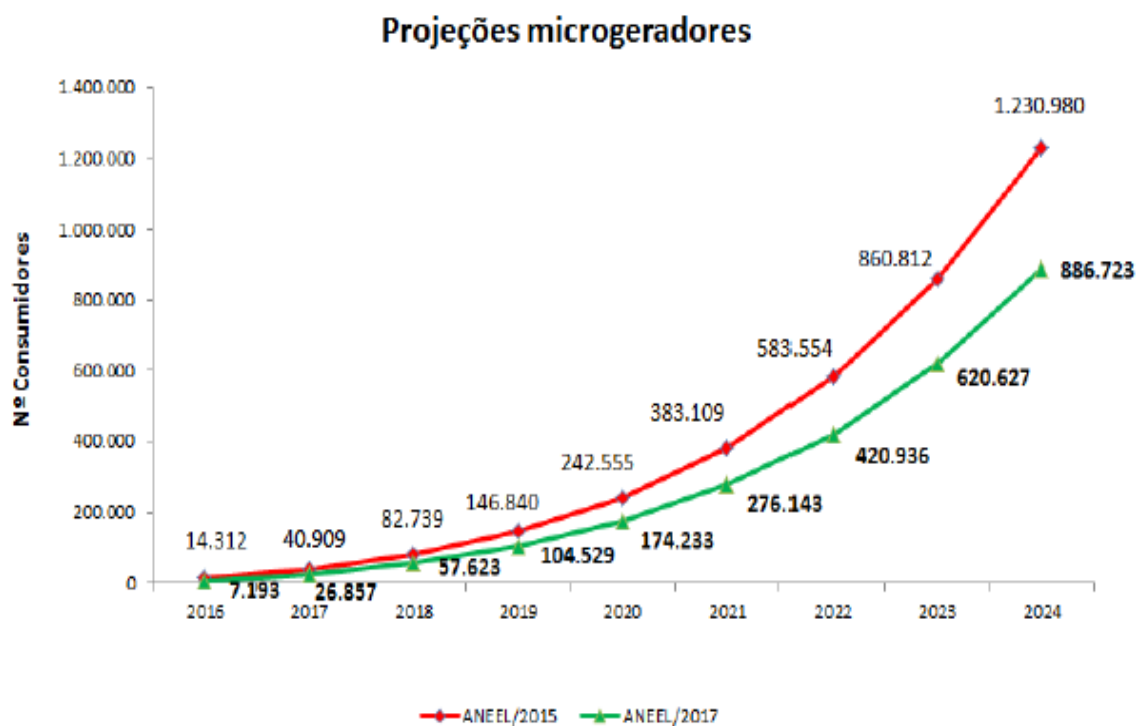
Por conta do alto investimento, o BNDES (Banco Nacional do Desenvolvimento) passou a traçar estratégias de incentivo à nova tecnologia. Em um breve histórico de atividades do banco, pode ser citado o triênio de 2016 a 2018 como época de grande incentivo ao desenvolvimento da tecnologia. Nestes anos, foram anunciados o aumento da participação no financiamento de projetos para pessoas jurídicas de 70% para 80% do total do projeto (outubro de 2016), empréstimo de R\$ 529,039 milhões para construção do Complexo Solar Pirapora, em Minas Gerais, com cinco usinas com 30 MW de potência instalada cada (maio de 2017) e abertura de oportunidade para pessoas físicas se beneficiarem do financiamento de até 80% do custo total do projeto (junho de 2018).

Como resultado, segundo dados da ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), o número de consumidores de micro e minigeração distribuída ao final de 2016 já se mostrava 4,4 vezes superior ao registrado no final do ano de 2015. Além disso, vale salientar que 99% desta geração são provenientes da energia solar fotovoltaica. Em termos de potência instalada, os sistemas fotovoltaicos correspondem a 70% desta geração e, deste total, 79,5% são destinados a unidades consumidoras residenciais e mais 15% para o setor comercial. Dentre os estados brasileiros, os dois líderes são o estado de Minas Gerais, seguido pelo estado de São Paulo.

Em 2015, as projeções feitas pela ANEEL para novas instalações de sistemas fotovoltaicos entre os anos de 2017 e 2024 foram revisadas. No novo estudo, foi adotada uma perspectiva mais conservadora que a anterior, que previa, para o ano de 2024, um total de 1.230.980 sistemas fotovoltaicos instalados. Na nova projeção, houve redução de cerca de 30% deste total, o que resulta em 886.723 sistemas previstos. A Figura 21 apresenta, em gráfico, as perspectivas adotadas pela ANEEL.



Figura 21: Projeção de microgeração segundo a ANEEL.



Fonte: ANEEL.

A justificativa dada para a redução da projeção de sistemas instalados, segundo a ANEEL, se dá pelo menor crescimento projetado para os setores residenciais e comerciais para os anos em questão. Além disso, prevê-se a adoção de bandeira amarela para todo o período, enquanto no ano de 2015 foi adotada bandeira vermelha. A tarifação e adoção de bandeiras serão discutidas com mais detalhes mais adiante. Em suma, a diminuição das projeções pode ser justificada pela crise financeira que assola o país nos últimos anos, pelo perfil conservador dos consumidores e as linhas de financiamento ainda pouco acessíveis.

Os sistemas fotovoltaicos são subdivididos em sistemas isolados, sistemas conectados à rede, sistemas com bateria e sistemas híbridos (com baterias de *backup*).

#### 2.10.1 SISTEMAS ISOLADOS (*OFF-GRID*)

Estes são utilizados, geralmente, onde não há fornecimento de energia por conexão à rede elétrica (locais afastados das linhas de transmissão, por exemplo). Em comparação aos sistemas conectados à rede, o maior diferencial é o sistema de armazenamento. Normalmente uma bateria ou conjuntos de baterias. Atrelado ao

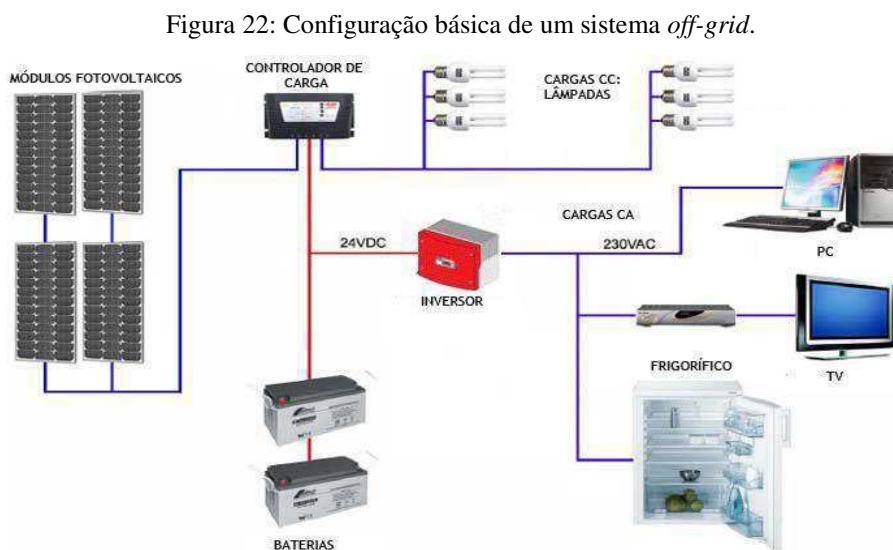
sistema de armazenamento se faz necessária a instalação de um elemento controlador de carga, com o intuito de evitar sobrecargas nas baterias.

Como as baterias fornecem em sua saída corrente contínua (CC), não é necessário converter toda a energia gerada em CC para CA por intermédio do inversor solar. Isto se explica pelo fato de que muitas cargas conectadas em residências são de natureza contínua (lâmpadas e bombas d'água, por exemplo) e o processo de conversão de energia gera perdas de energia.

Vale salientar que os sistemas com uso de baterias não são tão seguros e confiáveis quanto os sistemas conectados à rede. Ainda, para sistemas com necessidade de alta geração de energia, os sistemas com bateria se tornam muito caros, o que compromete sua relação custo-benefício. Por tais motivos, os sistemas conectados a rede são muito mais empregados em detrimento aos sistemas com baterias.

Para armazenamento em sistemas fotovoltaicos, os tipos mais utilizados de baterias são as baterias estacionárias comuns, baterias estacionárias OPzS e baterias VRLA, subdividas em AGM e baterias de gel. Vale destacar que as baterias usualmente empregadas em carros devem ser evitadas. Estas baterias são projetadas para fornecer um valor alto de corrente em um curto período de tempo (partida do automóvel) e, por isso, descargas profundas podem reduzir sua vida útil.

Na Figura 22 está ilustrado o diagrama de ligação dos componentes dos sistemas fotovoltaicos isolados.



Fonte: Site da empresa EIMA®.

### 2.10.1.1 BATERIAS ESTACIONÁRIAS COMUNS

Conhecidas como baterias de descarga profunda ou de ciclo profundo (*deep cycle*), estas baterias conseguem suportar maiores níveis de descarga graças ao seu design com placas mais grossas. Estas baterias são indicadas para sistemas de baixo nível de geração e possuem vida útil consideravelmente pequena (em torno de cinco anos) e, por estes motivos, são normalmente mais baratas que as demais baterias utilizadas neste segmento.

### 2.10.1.2 BATERIAS ESTACIONÁRIAS OPZS

Estas baterias são ventiladas com eletrólito líquido (ácido sulfúrico diluído) e, devido à tecnologia de placas tubulares, oferecem uma expectativa para elevado número de ciclos de descarga (é importante evitar descargas totais, pois estas reduzem bastante a vida útil das baterias). Estes tipos são ideais para aplicações de carga elevada.

Outro fator importante a ser considerado é o posicionamento destas baterias. Devido ao sistema de ventilação, estas liberam gases explosivos, logo, devem ser postas em locais com alta ventilação e distante de quaisquer equipamentos passíveis de centelhamento. Além disso, estas baterias necessitam de reposição de água frequente e negligenciar este fator implica em alto risco de acidentes.

Devido às características citadas e à vida útil superior aos dez anos de uso, estas baterias possuem custo elevado se comparadas às baterias estacionárias comuns. Por este motivo, são empregadas com mais frequência em aplicações com geração de energia alternativa.

### 2.10.1.3 BATERIAS VRLA (*VALVE-REGULATED LEAD-ACID*)

Possuem dois tipos principais que se diferem pelo material do confinamento de seu eletrólito interno. São eles: confinamento por absorção em manta de microfibras de vidro (Tecnologia AGM) ou por meio de gelificação (Tecnologia Gel). As baterias de chumbo ácidas reguladas por válvula são caracterizadas pela recombinação interna dos gases, isto é, a bateria não permite que haja trocas com o meio em nenhum dos sentidos (de fora para dentro ou de dentro para fora da bateria). Estes motivos, somados às características físicas deste tipo de bateria, conferem a vantagem da não necessidade de manutenção interna.

#### 2.10.1.3.1 VRLA AGM

Estas baterias são resistentes a temperaturas extremas e oferecem expectativa elevada quanto ao número de ciclos de descargas. Possuem, ainda, alta resistência mecânica e seu carregamento é realizado com facilidade. Outras vantagens são a não liberação gás e seu bom desempenho. Por estes motivos, além da expectativa de vida superior a dez anos de uso, possuem custo considerado elevado.

#### 2.10.1.3.2 VRLA GEL

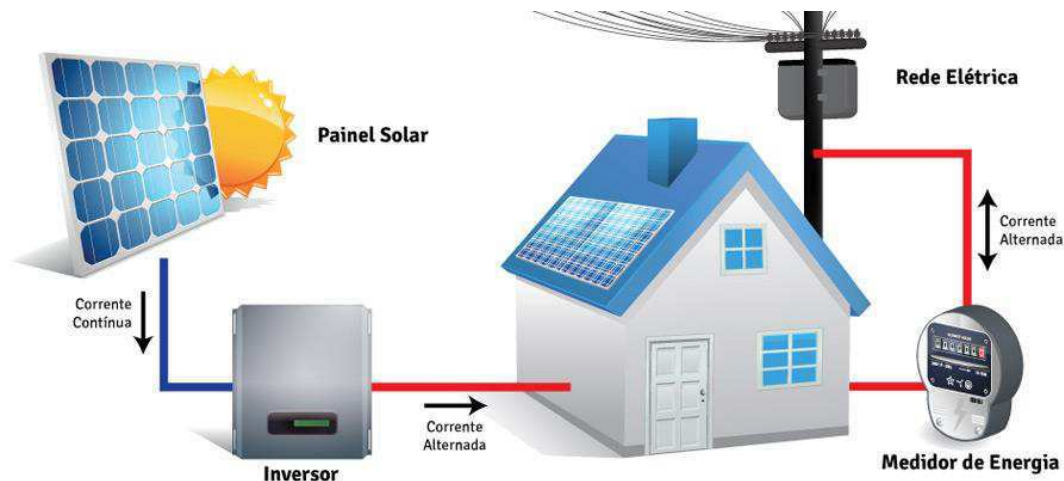
Seus eletrólitos são confinados em gel conferem a esta bateria grande resistência mecânica e altos níveis de estabilidade. Devido à selagem do gel, podem ser instaladas em ambientes fechados, pois não liberam nenhum tipo de gás. Sua vida útil excede os dez anos e se custo é considerado alto. Por estes motivos, geralmente são utilizadas em sistemas fotovoltaicos embarcados, nos quais se necessita de estabilidade e boa resistência.

### 2.10.2 SISTEMAS CONECTADOS À REDE (*ON-GRID*)

Estes são os sistemas fotovoltaicos mais empregados. De modo geral, seu funcionamento é simples: os raios provenientes do sol atingem a superfície das placas e estas, por sua vez, geram corrente contínua proporcional ao nível de radiação. A partir daí, inversores solares recebem a energia proveniente das placas e fornecem, em sua saída, corrente alternada com tensão e frequência compatíveis com a rede da concessionária de energia. A potência gerada é, então, injetada na unidade consumidora e fica disponível para uso. Vale lembrar que a energia não utilizada pela unidade consumidora é devolvida à rede da concessionária e se transforma em créditos de consumo de energia válidos por cinco anos (sistema de compensação). Tal energia devolvida à concessionária é mensurada por medidores bidirecionais, que devem ser instalados em toda e qualquer unidade de geração distribuída. Quando a geração solar fotovoltaica é inferior à demanda, a diferença de energia é suprida automaticamente pela energia elétrica da distribuidora. Na Figura 23 está apresentado o esquema de ligação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede.

Ainda, os sistemas *on-grid* dispensam o uso de controladores de carga e de baterias, isto os torna mais atrativos financeiramente, pois acelera o tempo de retorno do investimento.

Figura 23: Configuração básica de um sistema *on-grid*.



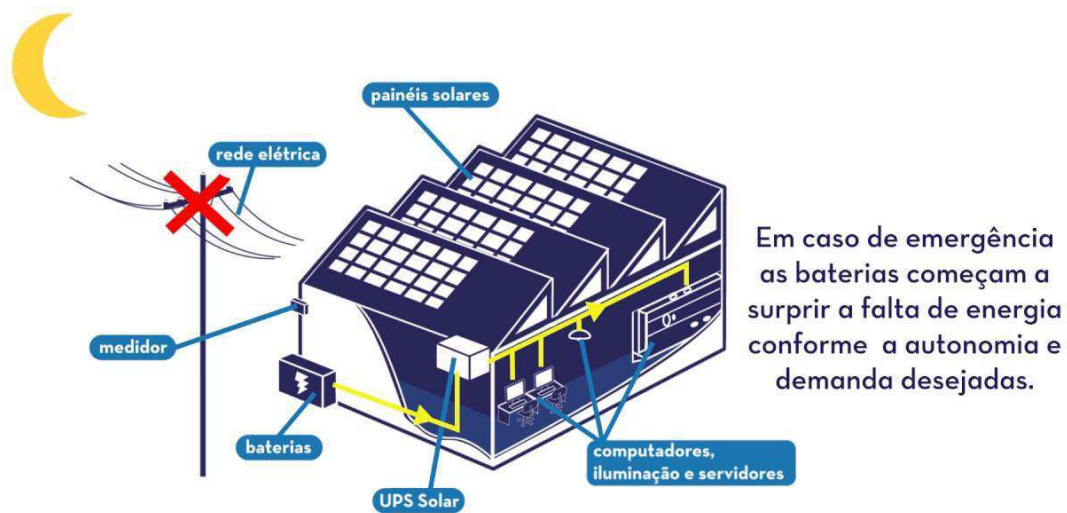
Fonte: Site da empresa Fonte Solar®.

### 2.10.3 SISTEMAS COM BATERIA DE *BACKUP*

Estes sistemas, também conhecidos como sistemas híbridos, representam a união de sistemas conectados à rede (*on-grid*) e sistemas isolados (*off-grid*). Neste caso, a geração e o consumo simultâneos, mas se espera que não haja devolução de energia à concessionária, uma vez que esta é armazenada nas baterias de *backup*. Em tese, isto aumenta o rendimento do sistema fotovoltaico, pois melhora a relação entre energia gerada e consumo. Na prática, porém, os sistemas são minimamente empregados no Brasil graças ao sistema de compensação (*net metering*) utilizado. Não faz sentido investir em baterias se é possível devolver o excedente de geração à distribuidora. De maneira vulgar, pode-se dizer que a rede elétrica da concessionária de energia funciona como uma grande bateria de *backup*, uma vez que tal excedente se transforma em créditos de consumo.

Na Figura 24 está apresentada a topologia básica para sistemas com baterias de *backup*.

Figura 24: Sistema híbrido conectado a rede e com baterias de *backup*.



Fonte: Site da empresa Solstício®.

## 2.11 TARIFICAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL

Para entender os conceitos específicos relativos à tributação tarifária do setor elétrico no Brasil, é necessário que se tenha noções abrangentes sobre conceitos usuais.

O Ministério de Minas e Energia os define como (MME, 2011):

- Fatura de energia elétrica: nota fiscal que apresenta a quantia total que deve ser paga pela prestação do serviço público de energia elétrica, referente a um período especificado, discriminando as parcelas correspondentes;
- Horário de ponta: período de três horas consecutivas, exceto sábados, domingos e feriados nacionais, definido pela concessionária, em função das características de seu sistema elétrico. Em algumas modalidades tarifárias, nesse horário a demanda e o consumo de energia elétrica têm preços mais elevados;
- Período seco: período compreendido pelos meses de maio a novembro. É, geralmente, um período com poucas chuvas. Em algumas modalidades, as tarifas deste período apresentam valores mais elevados;
- Tarifa: preço da unidade de energia elétrica (R\$/MWh) e/ou da demanda de potência ativa (R\$/kW);

- Tarifa binômia: conjunto de tarifas de fornecimento, constituído por preços aplicáveis ao consumo de energia elétrica ativa (kWh) e à demanda faturável (kW). Esta modalidade é aplicada aos consumidores do Grupo A;
- Tarifa monômia: tarifa de fornecimento de energia elétrica, constituída por preços aplicáveis unicamente ao consumo de energia elétrica ativa (kWh). Esta tarifa é aplicada aos consumidores do Grupo B.

Além disso, os consumidores brasileiros são divididos em dois grupos (A e B), com base em sua demanda e nos níveis de tensão em que são atendidos.

O grupo B se refere aos consumidores de baixa tensão (abaixo de 2.300 V), geralmente lojas, residências, escritórios, entre outras. Devido à variação de consumo dentro do grupo, este se divide em quatro subgrupos (B1, B2, B3 e B4), em conformidade com a atividade do consumidor. O subgrupo B1 se refere às residências urbanas, o B2 se refere às unidades de residência rural, o B3 se refere às demais classes consumidoras em geral e o B4 diz respeito à iluminação pública.

Já o grupo A, para consumidores de alta tensão (acima de 2.300 V), são consumidores de maior porte como indústrias, shoppings e alguns edifícios comerciais. Este grupo é dividido em seis subgrupos (A1, A2, A3, A3a, A4 e AS). Tal subdivisão se dá de acordo com o nível de tensão em que são atendidos. O subgrupo A1 se refere à consumidores com nível de tensão de atendimento em 230 kV ou mais, o A2 entre 88 e 138 kV, o A3 para exatos 69 kV, o A3a entre 33 e 44 kV, subgrupo A4 com tensão entre 2,3 e 25 kV e, por fim, o subgrupo AS para sistemas subterrâneos.

#### 2.11.1 BANDEIRAS TARIFÁRIAS

Desde o ano de 2015, as contas de energia passaram a trazer uma novidade: o Sistema de Bandeiras Tarifárias, que apresenta as seguintes modalidades: verde, amarela e vermelha. Estas indicam se haverá ou não acréscimo no valor da energia a ser repassada ao consumidor final, em função das condições de geração de eletricidade (baixa geração de energia hidrelétrica e aumento de demanda em horários de pico, por exemplo). Cada modalidade apresenta as seguintes características:

- Bandeira verde: condições favoráveis de geração de energia. A tarifa não sofre nenhum acréscimo;

- Bandeira amarela: condições de geração menos favoráveis. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,010 para cada quilowatt-hora (kWh) consumido;
- Bandeira vermelha - Patamar 1: condições mais custosas de geração. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,030 para cada quilowatt-hora kWh consumido.
- Bandeira vermelha - Patamar 2: condições ainda mais custosas de geração. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,050 para cada quilowatt-hora kWh consumido.

Todos os consumidores cativos das distribuidoras serão faturados pelo Sistema de Bandeiras Tarifárias, com exceção daqueles localizados em sistemas isolados e dos consumidores do estado de Roraima, pois este não se encontra incluído no Sistema Interligado Nacional (ANEEL, 2017).

Diante do exposto, é importante pontuar as diferenças entre as tarifas e as bandeiras tarifárias. Ao estudar uma fatura de energia, percebe-se que as tarifas representam a maior parte do montante cobrado e se referem a custos de geração, transmissão e distribuição de energia. Já as bandeiras tarifárias refletem as variações situacionais do setor de geração de energia. Estas provocam acréscimo ou decréscimo de cobrança, a depender de quais usinas de geração estão sendo utilizadas.

A Quadro 2 apresenta as bandeiras tarifárias aplicadas no período de 18 meses, entre agosto de 2016 e janeiro de 2018, na cidade de Campina Grande. Os dados estão disponíveis no *site* da Energisa® e estão diretamente relacionados aos níveis de água das bacias hidrelétricas utilizadas para abastecer o estado e, também, faz referência à entrada das usinas termelétricas no cenário de abastecimento de energia elétrica da região.

### 2.11.2 TRIBUTOS

No Brasil, os tributos estão embutidos nos preços dos bens e serviços. Isto significa que nas faturas de energia, os consumidores pagam tributos federais, estaduais e municipais, que posteriormente são repassados aos cofres públicos pelas distribuidoras de energia. A ANEEL publica, por meio de resolução, o valor da tarifa de energia elétrica, sem os tributos, por classe de consumo (residencial, comercial e industrial, etc.). Com base nesses valores, as distribuidoras de energia incluem os tributos (PIS,



COFINS, ICMS e CIP) e emitem a fatura de energia que chegam aos consumidores (MME, 2017).

Quadro 2: Bandeiras tarifárias da Energisa®, em Campina Grande, no período entre Agosto de 2016 e Janeiro de 2018.

Ano	Mês	Bandeira
2018	Janeiro	Verde
2017	Dezembro	Vermelha Patamar 1
2017	Novembro	Vermelha Patamar 2
2017	Outubro	Vermelha Patamar 2
2017	Setembro	Amarela
2017	Agosto	Vermelha Patamar 1
2017	Julho	Amarela
2017	Junho	Verde
2017	Maiο	Vermelha Patamar 1
2017	Abril	Vermelha Patamar 1
2017	Março	Amarela
2017	Fevereiro	Amarela
2017	Janeiro	Verde
2016	Dezembro	Verde
2016	Novembro	Amarela
2016	Outubro	Verde
2016	Setembro	Verde
2016	Agosto	Verde

Fonte: Autor

De modo a facilitar a construção de novos sistemas fotovoltaicos, o governo do Brasil se propõe a incentivar as energias limpas e renováveis para a matriz energética do país. Para isso, se utilizam políticas de incentivo para que mais consumidores possam investir em energia solar e ter sistemas fotovoltaicos em suas residências ou empresas.

#### 2.11.2.1 PROGRAMA DE INTEGRAÇÃO SOCIAL (PIS)

Por meio da Lei Complementar nº 7/1970, foi criado o Programa de Integração Social (PIS). O programa consiste em uma contribuição tributária de caráter social, que

tem como objetivo financiar o pagamento do seguro-desemprego, abono e participação na receita dos órgãos e entidades, tanto para os trabalhadores de empresas públicas, como privadas. O programa buscava a integração do empregado do setor privado com o desenvolvimento da empresa. O pagamento do PIS é de responsabilidade da Caixa Econômica Federal. O consumidor estará isento do pagamento deste tributo se conseguir compensar a energia gerada. Esta compensação se dará se a unidade consumidora gerar cinco vezes mais do que consumiu em horário de pico, pois, neste horário, o custo da energia elétrica fornecida pode chegar até cinco vezes o valor fora do horário de pico (CAIXA, 2018).

#### 2.11.2.2 CONTRIBUIÇÃO PARA O FINANCIAMENTO DA SEGURIDADE SOCIAL (COFINS)

A COFINS é uma contribuição social que tem como objetivo financiar a Seguridade Social, em suas áreas fundamentais, incluindo entre elas a Previdência Social, a Assistência Social e a Saúde Pública. Trata-se de uma alíquota aplicada sobre o valor bruto de faturamento das empresas, que deve ser recolhido aos cofres públicos. Assim como no PIS, a isenção para unidades consumidoras que possuem sistemas fotovoltaicos se dá a partir da geração de cinco vezes a energia consumida em horário de pico.

#### 2.11.2.3 IMPOSTO SOBRE CIRCULAÇÃO DE MERCADORIAS E SERVIÇOS (ICMS)

Para oferecer mais possibilidades de se investir em energia solar, o Estado oferece vantagens aos usuários dessa modalidade de energia. Um dos principais impostos que são cobrados dos contribuintes em todas as operações de venda, compra e prestação de serviços que realizam é o ICMS. Este é estadual, e por isso, sua alíquota é decidida pelas receitas de cada estado.

Entretanto, o CONFAZ (Conselho Nacional de Política Fazendária) anulou, em 2015, a portaria que obrigava a tributação da energia solar que era injetada à rede pública pelos sistemas fotovoltaicos das unidades consumidoras. Desta forma, é facultativo a cada estado decidir se será ou não cobrado ICMS pela energia gerada e injetada na rede da distribuidora.

#### 2.11.2.4 CONTRIBUIÇÃO DE ILUMINAÇÃO PÚBLICA (CIP)

No Distrito Federal, a CIP está regulamentada pelo Decreto nº 37.878, de 2016, e o seu valor, cobrado mensalmente pela concessionária local, é calculado com base na média do consumo de cada endereço. Quando a conta de energia é paga pelo usuário, a quantia referente à CIP é transferida para a organização responsável pela manutenção da iluminação pública de cada cidade. Além disso, quanto maior o consumo, maior a taxa da contribuição. Deste modo, qualquer forma de economia na fatura de energia implica em diminuição deste tributo (MODULOENERGIA).

### 2.12 SISTEMA DE COMPENSAÇÃO

Também denominado *net metering*, é o sistema no qual a energia ativa injetada por unidade consumidora com microgeração distribuída ou minigeração distribuída é cedida, por meio de empréstimo gratuito, à distribuidora local e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa dessa mesma unidade consumidora ou de outra unidade consumidora de mesma titularidade da unidade consumidora onde os critérios foram gerados, desde que possua o mesmo Cadastro de Pessoa Física - CPF ou Cadastro de Pessoa Jurídica - CNPJ junto ao Ministério da Fazenda (ANEEL, 2012).

Em outros países, no entanto, existe o FIT (*Feed In Traffic*). Neste programa, a energia excedente gerada é vendida para a distribuidora. O propósito do programa é que o consumidor seja mais recompensado pela geração via fontes renováveis e pague menos quando a recompra seja necessária. Este programa impulsionou de forma gritante o crescimento de sistemas fotovoltaicos nesses países. Todavia, tais incentivos se tornam cada vez menores e a geração excedente não é mais tão vantajosa.

## 3 ETAPAS DE PROJETO DE UM SISTEMA

### FOTOVOLTAICO

#### 3.1 CRITÉRIO DE DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA

Primeiramente, para a elaboração do projeto, é necessário definir o critério de dimensionamento dos sistemas fotovoltaicos. Esta etapa é importante, pois a implantação de um sistema de geração maior do que a necessária pode implicar em desperdício. De acordo com o perfil e a intenção do cliente, é necessário estudar a necessidade e definir se o sistema será previsto para suprir todo o consumo do cliente ou simplesmente abater parte do consumo e, conseqüentemente, reduzir o valor da fatura de energia. A partir da característica de geração definida, os critérios que podem ser utilizados são, basicamente, pela área disponível para colocação das placas, para os casos em que se deseja gerar e abater parte da potência consumida da rede, e pela previsão de potência demandada, para os casos em que se deseja gerar valores bem próximos ao valor total da potência consumida.

##### 3.1.1 CRITÉRIO DA ÁREA DISPONÍVEL

Pela utilização desse critério, o contratante não visa gerar toda a energia que consome e, sim, empregar um sistema que seja compatível com a área disponível em sua residência ou prédio comercial para que, desta forma, se tenha abatimento na fatura de energia.

Entretanto, conforme se é sabido, o sistema de compensação brasileiro não permite que a energia gerada excedente seja vendida, portanto, ao utilizar este critério, é necessário estar atento para que o sistema fotovoltaico compatível com a área disponível não gere muita energia excedente. Neste caso, haveria desperdício de energia, visto que os créditos em consumo se acumulariam mês a mês até que expirassem.

### 3.1.2 CRITÉRIO POR DEMANDA DE POTÊNCIA

Também conhecido como perfil da carga, este critério é o mais utilizado em projetos de sistemas fotovoltaicos. Por este critério, pode-se estudar a carga e prever o consumo ou, de modo mais simples e eficiente, estudar as faturas de energia. Caso não se opte pelo estudo das faturas, pode-se prever e estimar o consumo do contratante pela potência dos aparelhos, estimar dias de uso por mês, utilização média em horas por dia, obter o consumo médio mensal em kWh e, finalmente, obter o consumo previsto em kWh. Já para o caso em que se escolhe o uso das faturas de energia, o consumo médio pode ser obtido pela média dentro de um período, preferencialmente, 12 meses.

De posse do consumo previsto, calcula-se a geração fotovoltaica necessária. O número de painéis a ser utilizado é determinado pela divisão do valor de geração fotovoltaica pela potência gerada por um módulo (disponível no *datasheet* do equipamento).

É importante frisar que, desta forma, o cliente também pode escolher suprir toda a potência de demanda ou somente abater uma parcela de consumo. Caso seja escolhida uma geração capaz de suprir toda a demanda de potência, é necessário atentar para a variação de irradiação solar no período de um ano. Este fator é imprescindível para a escolha da quantidade de módulos, pois a escolha pela média de consumo resulta em menos módulos projetados, porém, pode ser insuficiente em meses com menores níveis de irradiação solar. Isto não representa, de fato, um problema, uma vez que, nos meses com maiores níveis de irradiação solar, a potência gerada resultará em excedentes que poderão ser usados como crédito para os meses de menor irradiação.

Por outro lado, se a determinação da quantidade de módulos se der pela análise da demanda de energia no mês mais quente e, geralmente, de maior consumo, serão projetados mais módulos para gerar a potência demandada. Isto acarreta geração excedente em todos os outros meses do ano e, conseqüentemente, desperdício de geração e de investimento.

## 3.2 DIMENSIONAMENTO

Após a definição de qual critério de dimensionamento adotar, se faz necessário estimar o consumo do contratante. Tal estimativa pode ser de consumos diário (KWh/dia), mensal (KWh/mês) ou anual (KWh/ano). Geralmente, nas faturas de cada

mês está, também, o valor de consumo no período dos últimos seis meses. É importante salientar que, nesta etapa, cabe ao projetista analisar a fidelidade dos dados relacionados à instalação no que diz respeito a novas cargas instaladas e variações de consumo que não estão relacionadas a razões sazonais, por exemplo, o aumento do consumo por conta do aumento do uso de condicionadores de ar em meses mais quentes do ano.

O passo seguinte é, com base no critério de dimensionamento, definir o percentual de consumo que o contratante deseja suprir com a instalação do sistema fotovoltaico, bem como a área que será coberta pelos painéis instalados.

Outro fator importante ao utilizar o critério é atentar para chaminés, antenas, sacadas e outras estruturas que podem gerar sombra ou penumbra. Estas diminuem a intensidade da radiação solar incidente sobre a placa e, conseqüentemente, reduzem a eficiência do processo de geração de energia elétrica. Para melhores resultados, é imprescindível que o projetista analise o local da unidade consumidora, seja por inspeção ou pela utilização de *softwares*. O SketchUp Pro, por exemplo, é um dos *softwares* que podem ser utilizados para análises dessa natureza. Este utiliza um *plugin* com dados atuais do *software* GOOGLE EARTH PRO® e projeta todo o cenário de maneira bastante fiel, o que confere ao projetista segurança quanto ao posicionamento ideal das placas. Na Figura 25 está apresentado um exemplo de projeto do *software* SketchUp Pro com posicionamento das placas e todas as sombras produzidas pela edificação.

Figura 25: Exemplo de sombreamento pelo *software* SketchUp™.



Fonte: *site* da Skelion™.

Após as considerações, é importante que se tenha uma estimativa esperada de geração. De modo geral, pode-se estimar que a cada 10 m<sup>2</sup> pode ser gerado, aproximadamente, 1 kWp. Vale salientar que cada tipo de placa no mercado tem parâmetros que podem ser distintos entre si e isso, obviamente, implica em diferenças nos resultados dos estudos com cada tecnologia.

Em sequência, se faz necessário dimensionar o telhado ou local de instalação dos painéis (estacionamento e janelas, por exemplo). Neste momento, é importante que o projetista preveja uma distância entre 6 e 10 milímetros entre os módulos, pois os mesmos sofrem dilatação durante períodos mais quentes do ano.

De posse dos dados, é necessário, então, mensurar a quantidade de exposição à radiação solar (irradiação) do local de instalação. Outra etapa importante é definir o melhor ângulo de inclinação dos painéis, pois esta definição interfere diretamente na quantidade de irradiação solar dos painéis e, conseqüentemente, no nível de geração do sistema. Estes parâmetros variam de região para região e são, normalmente, obtidos por Atlas Solarimétricos ou *softwares* como o Radasol®, desde que se tenha posse da latitude e da longitude do local. A irradiação solar é medida em kWh/m<sup>2</sup> enquanto a inclinação dos painéis é medida em graus.

Para a utilização do Radasol 2®, é necessário entender o conceito de desvio azimutal, além de conhecer a inclinação do telhado no qual será instalado o sistema fotovoltaico. O desvio azimutal pode ser definido como a diferença, em graus, entre determinada posição geográfica e o norte. Instrumentos de medição, como as bússolas, podem ser utilizados para medi-lo, porém, as bússolas geralmente apontam para o norte magnético. O norte geográfico é o objetivo, pois se sabe que o sol nasce no leste, está no norte ao meio dia e, por fim, se põe a oeste. Deste modo, posicionar as placas apontadas para o norte geográfico garante o melhor cenário, em termos de irradiação solar, em todo o ciclo.

Quanto à diferença entre norte magnético e norte geográfico, a declinação magnética varia em função de cada local na superfície terrestre. Logo, não existe um único valor numérico para esta diferença. Experimentos realizados na cidade de Alagoa Grande (PB) estimam a diferença entre norte geográfico (estimado pelo posicionamento do sol) e norte magnético (encontrado por meio de bússolas) em 20°. Vale salientar que o valor encontrado é uma aproximação, pois as bússolas sofrem interferência magnética de estruturas próximas capazes de gerar campo magnético, como as torres de telefonia.

Na Figura 26 apresenta-se a diferença estimada entre os nortes geográfico e magnético por meio dos experimentos realizados.

Figura 26: Desvio azimutal por bússola.



Fonte: Repositório institucional da Universidade Estadual da Paraíba.

Além do auxílio das bússolas, a ferramenta GOOGLE EARTH PRO® permite encontrar o desvio azimutal aproximado, desde que sejam conhecidas latitude e longitude do local desejado. Como exemplo, foi utilizado o bloco da central de laboratórios do Departamento de Engenharia Elétrica (DEE) da Universidade Federal de Campina Grande (UFCG). O desvio azimutal encontrado pelo *software* corresponde a aproximadamente  $357^\circ$ , conforme o que está ilustrado pela Figura 27.

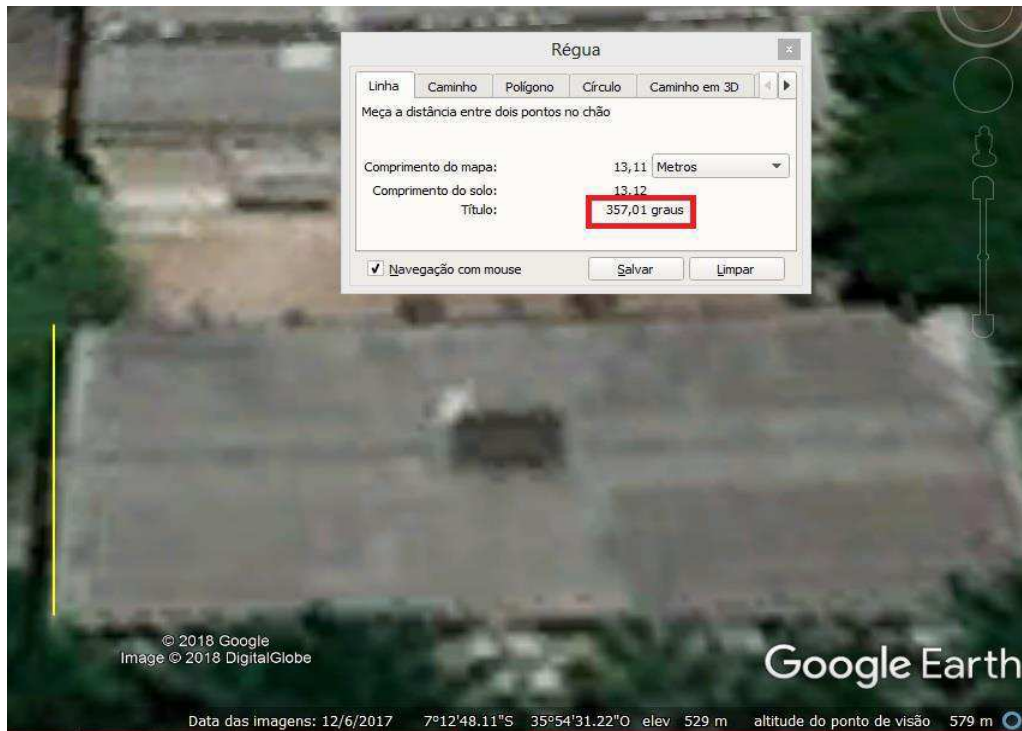
Em contrapartida, este método produz resultados incertos devido à imprecisão do manuseio do *software*. Por este motivo, foram testadas alternativas para determinar o desvio azimutal na mesma edificação. Na Figura 28 apresentam-se os desvios azimutais obtidos por uso de bússolas digitais (aplicativos eletrônicos para celular) que apontam, respectivamente, para o norte geográfico (calibração via GPS) e para o norte magnético (medição por sensor magnético do aparelho).

É importante notar a diferença obtida no uso das bússolas. Enquanto a bússola calibrada por GPS apresenta desvio azimutal de aproximadamente  $358^\circ$  para o oeste, a bússola que utiliza sensor magnético apresenta desvio de aproximadamente  $15^\circ$  para o leste. Isto se deve justamente à diferença experimentalmente estimada em  $20^\circ$  entre o



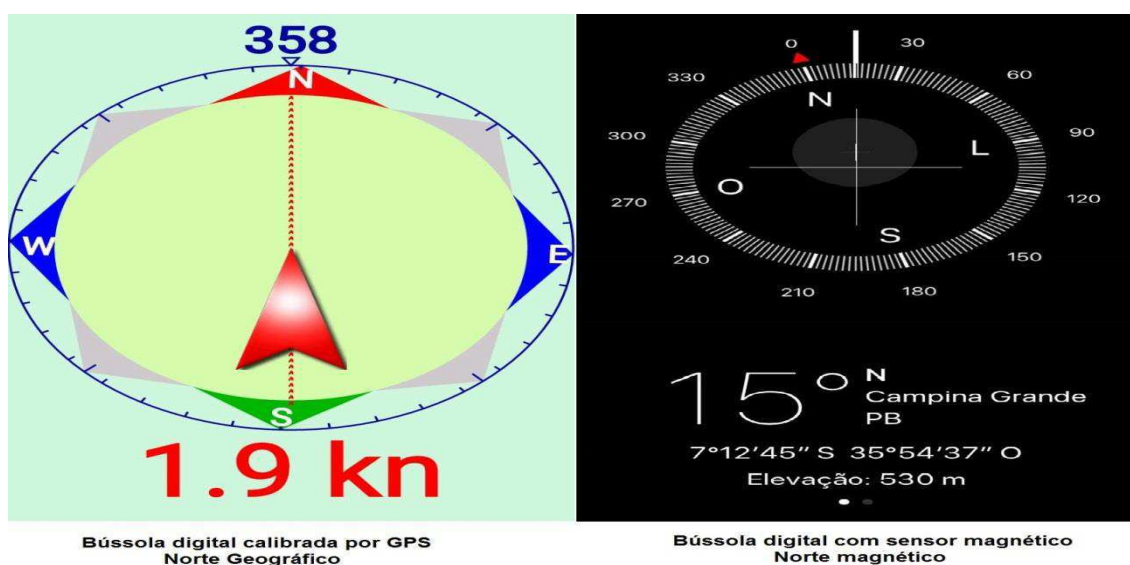
norte geográfico e o norte magnético. Caso se subtraia  $20^\circ$  do resultado encontrado pela bússola magnética, tem-se desvio azimutal de aproximadamente  $355^\circ$  para oeste, valor bem próximo ao encontrado pelo uso do *software* GOOGLE EARTH PRO® e pela bússola digital com calibração por GPS.

Figura 27: Desvio azimutal na central de laboratórios pelo *software* Google Earth™.



Fonte: Adaptado do *software* Google Earth™.

Figura 28: Desvio azimutal por bússola calibrada por GPS e por sensor magnético.

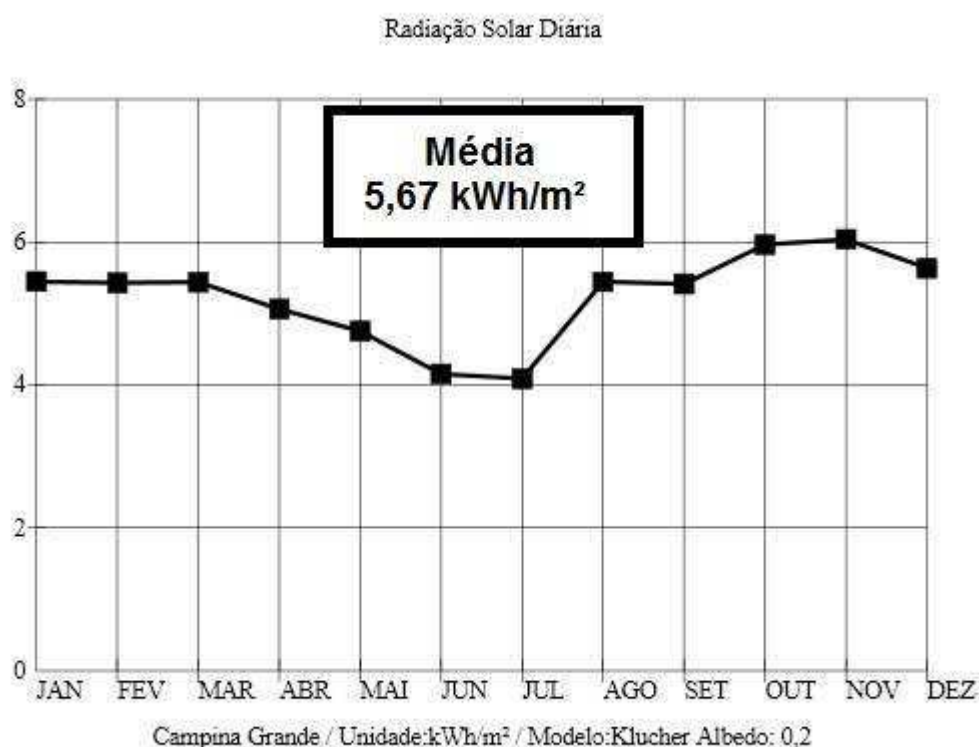


Fonte: Aplicativos gratuitos de bússola.

Após encontrar o desvio azimutal, a inclinação do telhado do bloco foi estimada em  $10^\circ$ . De posse da latitude, da longitude e dos dados obtidos, o software Radiasol® foi utilizado para estimar os níveis de irradiação solar do local em todos os meses no período de um ano. Os resultados obtidos estão ilustrados pelo gráfico da Figura 29.

Em sequência, determina-se a potência fotovoltaica a ser instalada, conforme os estudos de caso mostrados adiante. Isto é feito por meio do estudo da irradiação total no local, medida em  $\text{Wh}/\text{m}^2.\text{dia}$ , e da potência de pico fornecida por um módulo, medida em  $\text{Wp}$ .

Figura 29: Radiação média determinada pelo *software* Radiasol®.



Fonte: Adaptado do *software* Radiasol®.

Com base nos dados obtidos, o próximo passo é o dimensionamento dos componentes do sistema. O projetista deve considerar minuciosamente cada parte do sistema, tais como os painéis fotovoltaicos, equipamentos de proteção, inversor, dispositivos de manobra, medição e aterramento, além das estruturas para fixação dos módulos. Existem ainda, os equipamentos que não são considerados obrigatórios, como equipamentos de monitoramento constante do sistema instalado.

Para a escolha dos equipamentos, é necessário certificar-se que os mesmos sejam homologados por órgãos certificadores como o Programa Brasileiro de

Etiquetagem (coordenado pelo INMETRO – Instituto de Metrologia, Qualidade e Tecnologia), por exemplo. Tal programa fornece as informações sobre o desempenho dos produtos e considera, para tanto, parâmetros como eficiência energética, interferência, entre outros.

### 3.2.1 DIMENSIONAMENTO DE SISTEMAS CONECTADOS À REDE

A etapa de dimensionamento do sistema envolve os dimensionamentos individuais da potência instalada do painel fotovoltaico, dimensionamento da área do painel (estimada) e o dimensionamento do diâmetro dos condutores. Ainda, é necessário dimensionar a quantidade de módulos por fila de módulos e o número máximo de arranjos (grupo de módulos conectados em paralelo para que se obtenha tensão compatível com o inversor solar pretendido). As demais etapas, como obtenção da melhor inclinação dos módulos e cálculo do ângulo azimutal, são realizadas de maneira análoga ao dimensionamento de sistemas isolados.

#### 3.2.1.1 DIMENSIONAMENTO DOS PAINÉIS

O cálculo da potência instalada dos painéis é regido pela Equação 1.

$$P_{total} = \frac{E_g \cdot G_{CNTP}}{H_{Tot} \cdot PR} \quad (1)$$

(ESTEVEES e MONTEIRO, 2016)

Na qual,

$P_{total}$  – Potência instalada (Wp);

$E_g$  – Energia a ser gerada (Wh);

$G_{CNTP}$  – Irradiância solar a condições normais de temperatura (1000 W/m<sup>2</sup>);

$G_{Tot}$  – Irradiância total em período de tempo para a área considerada (Wh/m<sup>2</sup>);

$PR$  – Taxa de desempenho ou *performance ratio* (usualmente 80%).

O valor de energia a ser gerada é conhecido, a irradiância solar a condições normais de temperatura é constante, a irradiância total em um período de tempo (diária ou mensal) para a área considerada é determinada via *software* ou em sites gratuitos e a taxa de desempenho é, geralmente, 0,8. Logo, a potência instalada dos painéis pode ser facilmente calculada pela Equação 1.

### 3.2.1.2 DIMENSIONAMENTO DA ÁREA DO PAINEL

O cálculo da estimativa da área do painel fotovoltaico é regido pela Equação 2.

$$A_{\text{painel}} = \left( \frac{P_{\text{total}}}{e_m} \right) \cdot 100 \quad (2)$$

(ESTEVEES e MONTEIRO, 2016)

Na qual,

$A_{\text{painel}}$  – Área do painel fotovoltaico (m<sup>2</sup>);

$e_m$  - Eficiência dos módulos fotovoltaicos utilizados (%).

Com a potência instalada dos painéis determinada pela Equação 1 e a eficiência dos módulos fornecida pelo fabricante, é possível determinar a área dos painéis. Porém, a área de um painel é normalmente estimada em dois metros quadrados (1m x 2m) e a quantidade de painéis é encontrada da divisão da energia gerada total necessária pela geração média de um painel. De posse da quantidade de painéis e, conseqüentemente, da área total do sistema, é possível analisar o espaço disponível e a possibilidade de instalação dos módulos no local da unidade consumidora.

### 3.2.1.3 DIMENSIONAMENTO DOS CONDUTORES

O dimensionamento dos condutores do sistema é realizado de acordo com normas técnicas específicas, em complemento à norma técnica ABNT NBR 5410 atualizada (Instalações elétricas de baixa tensão). Os critérios convencionais de seção mínima, capacidade de condução de corrente e queda de tensão presentes na norma devem ser levados em consideração, em acréscimo aos catálogos de fabricantes dos cabos em questão. Nestes catálogos, estão presentes as especificações técnicas fundamentais ao dimensionamento correto e seguro dos condutores do sistema fotovoltaico. Por isso, é necessário estar atento ao critério e às especificações que dizem respeito à queda de tensão, pois em sistemas fotovoltaicos instalados com relativa distância à edificação (estacionamentos e estruturas fixadas ao solo, por exemplo), a queda de tensão pode provocar aumento da corrente nos condutores e, conseqüentemente, gerar aquecimento, o que danifica os cabos e acarreta risco de curto-circuito. É importante lembrar que, após a determinação da seção dos cabos por cada método, o resultado com maior seção transversal deve ser utilizado.

Quanto às normas técnicas brasileiras e internacionais que se referem aos sistemas fotovoltaicos, as mais importantes são:

- ABNT NBR 16612 - Cabos de potência para sistemas fotovoltaicos, não halogenados, isolados, com cobertura, para tensão de até 1,8 kV C.C. entre condutores - Requisitos de desempenho;
- ABNT NBR NM 280 - Condutores de cabos isolados (IEC 60228, MOD);
- EN 50618 - *Electric cables for photovoltaic systems*;
- TÜV 2 PFG 1169 – *Requirements for cables for use in photovoltaic systems*.

A TÜV Rheinland Group®, um dos maiores grupos mundiais de certificação, inspeção, treinamento e gerenciamento de projetos, por meio da sua subsidiária TUV Rheinland do Brasil, atua nos serviços de Ensaio Fotovoltaico e Certificação de Painéis Térmicos. A empresa possui mais de 20 GW inspecionados em plantas fotovoltaicas e desenvolve serviços que atestam a qualidade e a eficiência dos equipamentos importados ou fabricados no Brasil. Os ensaios em módulos, inversores e baterias são realizados em laboratórios da empresa localizados em seis países: China, Taiwan, Japão, Índia, Estados Unidos e Alemanha. Os testes são feitos conforme a portaria 004/2011 do INMETRO e aceitos pelo Instituto de metrologia brasileiro (TUV, 2017).

As Figuras 31 e 32 apresentam dados de catálogos de fabricantes de cabos (General Cable® e Condu spar®, respectivamente) utilizados em instalações de geração fotovoltaica.

A Quadro correta da norma ABNT NBR 5410:2004 Versão Corrigida:2008 deve ser escolhida com base no material dos condutores e da isolação cabos, além das temperaturas ambiente e no condutor e do método de referência adequando. No caso dos cabos solares, o condutor é composto por cobre estanhado e a isolação em elastômero termofixo se encaixa na categoria da isolação de EPR (borracha etilenopropeno).

Em comparação entre os catálogos de fabricantes apresentados e a norma brasileira, é possível perceber a proximidade dos valores de capacidade de condução de corrente elétrica (ampacidade) com relação ao método de instalação de condutores isolados ou cabos unipolares em eletroduto aparente de seção circular sobre parede ou espaçado desta menos de 0,3 vezes o diâmetro do eletroduto (categoria B1).

Na Figura 30 estão ilustrados os valores de capacidade de condução de corrente fornecidos pela norma brasileira para estas especificações.

Figura 30: Dimensionamento dos cabos pela NBR 5410 com destaque para as seções de 4, 6 e 10 mm<sup>2</sup> e suas capacidades de condução de corrente.

**Tabela 37 — Capacidades de condução de corrente, em ampères, para os métodos de referência A1, A2, B1, B2, C e D**

**Condutores: cobre e alumínio**  
**Isolação: EPR ou XLPE**  
**Temperatura no condutor: 90°C**  
**Temperaturas de referência do ambiente: 30°C (ar), 20°C (solo)**

Seções nominais mm <sup>2</sup>	Métodos de referência indicados na tabela 33											
	A1		A2		B1		B2		C		D	
	Número de condutores carregados											
	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)
Cobre												
0,5	10	9	10	9	12	10	11	10	12	11	14	12
0,75	12	11	12	11	15	13	15	13	16	14	18	15
1	15	13	14	13	18	16	17	15	19	17	21	17
1,5	19	17	18,5	16,5	23	20	22	19,5	24	22	26	22
2,5	26	23	25	22	31	28	30	26	33	30	34	29
4	35	31	33	30	42	37	40	35	45	40	44	37
6	45	40	42	38	54	48	51	44	58	52	56	46
10	61	54	57	51	75	66	69	60	80	71	73	61

Fonte: ABNT NBR 5410.


Figura 31: Especificações técnicas de cabo solar da empresa General Cable™ com destaque para as seções nominais de 4, 6 e 10 mm<sup>2</sup> e suas capacidades de condução de corrente.

## CARACTERÍSTICAS FÍSICAS E ELÉTRICAS:

Seção Nominal mm <sup>2</sup>	Cor da Cobertura	Diâmetro Externo Nominal mm	Peso Aproximado kg/km	Raio Mín. de Curvatura mm	Resistência Elétrica C.C. Máx. do Condutor a 20 °C Ω/km	Ampacidade (I) A	Queda de Tensão (%) em C.C. V/A/km
1,5	■ ■ ■ ■ ■	5,4	35	22	13,7	25	38,17
2,5	■ ■ ■ ■ ■	5,9	45	24	8,21	34	22,87
4	■ ■ ■ ■ ■	6,6	60	26	5,09	45	14,18
6	■ ■ ■ ■ ■	7,4	80	30	3,39	57	9,445
10	■ ■ ■ ■ ■	8,8	120	35	1,95	79	5,433
16	■ ■ ■ ■ ■	10,1	180	40	1,24	105	3,455
25	■ ■ ■ ■ ■	12,5	300	50	0,795	140	2,215
35	■ ■ ■ ■ ■	14,0	395	56	0,565	174	1,574
50	■ ■ ■ ■ ■	16,3	555	65	0,393	219	1,095


Fonte: Catálogo General Cable™.

Figura 32: Especificações técnicas de cabos solares com enfoque em condutores de 4, 6 e 10 mm<sup>2</sup> de seção nominal.



APLICAÇÕES ESPECIAIS

**PROSOLAR® FV**



**Dimensões Nominais**

Seção (mm <sup>2</sup> )	Condutor		Isolação		Cobertura		Raio mínimo de curvatura (mm)
	Diâmetro (mm)	Diâmetro (mm)	Espessura (mm)	Espessura (mm)	Diâmetro (mm)	Peso Nominal (kg/km)	
4	2,47	0,7	0,9	5,8	59,3	29	
6	3,02	0,7	1,0	6,5	78,6	33	
10	3,99	0,7	1,0	7,5	122	38	

**Parâmetros Elétricos**

Seção (mm <sup>2</sup> )	Resistência em CC (Ω/km)			Capacidades de Corrente (A)		
	20° C	90° C	120° C	Ao ar livre	Em dutos	Dutos enterrados
4	5,09	6,49	7,09	50	42	44
6	3,39	4,32	4,72	65	54	56
10	1,95	2,49	2,72	90	75	73

**Fatores de Correção da Capacidade de Corrente**

Temperatura (°C)	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60
Ar	1,15	1,12	1,08	1,04	1,00	0,96	0,91	0,87	0,82	0,76	0,71
Solo	1,07	1,04	1,00	0,96	0,93	0,89	0,85	0,8	0,76	0,71	0,65

Considerações:  
 Capacidades de corrente para temperatura máxima no condutor de 90°C  
 Temperatura do ar 30°C e do solo 20°C

Fonte: Catálogo Conduspar®.

A comparação entre os valores de capacidade de condução de corrente elétrica dos cabos solares nos catálogos aqui apresentados e os valores apontados pela norma para cabos comuns de instalações elétricas de baixa tensão estão apresentados no Quadro 3.

Quadro 3: Comparação entre as capacidades de condução de corrente para cabos de 4, 6 e 10 mm<sup>2</sup> de seção nominal na NBR 5410, para cabos comuns, e em catálogos de fabricantes, para cabos solares.

Seção nominal (mm <sup>2</sup> )	Capacidade de condução de corrente (A)		
	NBR 5410	Conduspar®	General Cable®
4	42	42	45
6	54	54	57
10	75	75	79

Fonte: Autor.

#### 3.2.1.4 DIMENSIONAMENTO DO NÚMERO MÁXIMO DE MÓDULOS POR FILA

Conforme citado, os módulos fotovoltaicos são, usualmente, conectados em série formando uma fila de módulos (*string*) e, após isso, conectados em paralelo formando um arranjo de módulos (*array*). Como cada módulo fornece um determinado valor de tensão, por isso, é necessário atentar para os limites de tensão do inversor solar. Como a tensão limite do inversor não pode ser superada, as filas de módulos são conectadas em paralelo. A instalação das filas em paralelo garante que o fluxo de potência gerada necessária seja atingido sem que haja acréscimo de tensão.

Isto posto, é possível calcular, pela Equação 4, o número máximo de módulos por *string*, desde que sejam sabidas a tensão máxima da entrada do inversor e a tensão de circuito aberto do módulo.

$$n_{maxmod} = \frac{V_{In}}{V_{CA}} \quad (4)$$

(ESTEVEES e MONTEIRO, 2016)

Na qual,

$n_{maxmod}$  – número máximo de módulos por *string*;

$V_{In}$  – Tensão máxima na entrada DC do inversor (disponível no *datasheet*);

$V_{CA}$  – Tensão de circuito aberto do módulo (disponível no *datasheet*).

#### 3.2.1.5 DIMENSIONAMENTO DO NÚMERO MÁXIMO DE ARRANJOS



A conexão em paralelo de módulos fotovoltaicos pode causar, em meses com maior incidência de irradiação solar, acréscimo de corrente. Por este motivo, é necessário projetar arranjos de módulos de modo a garantir que a corrente máxima de entrada do inversor não seja ultrapassada. A Equação 5 permite o cálculo do número máximo de arranjos de módulos desde que se conheçam a corrente máxima de entrada do inversor e a corrente de curto circuito do módulo.

$$n_{maxarranj} \leq \frac{I_{max}}{I_{CC}} \quad (5)$$

(ESTEVEES e MONTEIRO, 2016)

Na qual,

$n_{maxarranj}$  – Número máximo de arranjos;

$I_{max}$  – Corrente máxima na entrada DC do inversor (disponível no *datasheet*);

$I_{CC}$  – Corrente de curto circuito do módulo (disponível no *datasheet*).

### 3.2.2 DIMENSIONAMENTO DE SISTEMAS COM BATERIA

Outra alternativa para sistemas de geração de energia solar é o uso de baterias para armazenamento da energia gerada. Em geral, o dimensionamento dos componentes do sistema com bateria segue os mesmos princípios do dimensionamento de sistemas conectados a rede, porém, adiciona-se a etapa de dimensionamento da própria bateria. Já existem esforços dos fabricantes de inversores solares para que sejam produzidos e distribuídos inversores e baterias em conjunto, para que a etapa de dimensionamento das baterias se torne dispensável.

Para o dimensionamento das baterias, aconselha-se estimar o consumo do contratante no caso em que todas as cargas estão em uso concomitantemente em uma situação na qual não haja geração de energia solar na instalação. Isto simularia o caso no qual as baterias seriam responsáveis por fornecer toda a energia demandada da unidade consumidora.

Na prática, porém, é bastante improvável que todas as cargas da unidade consumidora estejam ligadas ao mesmo tempo. Por isso, se faz necessário o uso do bom senso do projetista para estimar um valor de consumo plausível baseado no estudo da instalação. Uma forma de fazê-lo é considerar a época de inverno (menor incidência de irradiação solar) e estimar a carga total da unidade consumidora entre as dezoito horas e oito horas do dia seguinte. Desta forma, obtém-se uma boa referência de cálculo para

uma situação de pouca geração e consumo considerável. Vale lembrar que, caso a energia armazenada pelas baterias não seja suficiente para suprir o consumo da instalação, a concessionária poderá prover o fornecimento da energia necessária.

A Equação 6 pode ser utilizada para o dimensionamento de baterias. Para este cálculo, é interessante considerar o número de dias de autonomia da bateria e, também, que a vida útil do equipamento pode ser estendida caso a bateria não seja totalmente descarregada. É plausível que se considere para o cálculo valores entre 30% e 70% da carga total da bateria. Desta forma, tem-se maior garantia de que a bateria não chegará à descarga total, o que reduziria a vida útil do equipamento. A escolha dos valores dentro do intervalo citado é livre ao projetista. O valor de 40% é o mais utilizado.

$$C_{Tot} = \frac{W \cdot N_{Aut}}{U_N \cdot (1 - B)} \quad (6)$$

(ESTEVEES e MONTEIRO, 2016)

Na qual,

$C_{Tot}$  – Capacidade de armazenamento da bateria (Wh);

$W$  – Potência contínua da bateria (W);

$N_{Aut}$  – Dias de autonomia da bateria;

$U_N$  – Tensão do sistema/bateria (padrão: 12 V);

$B$  – Carga mínima da bateria (entre 30% e 70%).

O parâmetro  $N_{Aut}$  citado pode variar bastante entre regiões por estar diretamente ligado ao potencial de geração e, conseqüentemente, à quantidade de irradiação solar do local de instalação. No Brasil, é possível considera-lo unitário enquanto na Alemanha, por exemplo, o parâmetro gira em torno de 5,5 no inverno.

Os principais dados a considerar para a escolha da bateria são: sua potência contínua, sua capacidade de armazenamento e sua tensão. A escolha correta é de fundamental importância, pois o subdimensionamento acarreta ineficiência do sistema, enquanto o superdimensionamento acarreta custos elevados e desnecessários.

## 4 ESTUDO DE CASO

O edifício possui, desde sua construção, um sistema de aquecimento de água por energia solar, conforme apresentado na Figura 34. Todavia, este estudo de caso tem o intuito de estimar o retorno financeiro e o custo de investimento para a um sistema de geração fotovoltaica capaz de suprir a demanda de consumo da instalação. Após as etapas de dimensionamento, a análise financeira dos investimentos será realizada no estudo de viabilidade econômica.

Figura 33: Telhado da residência com sistema de aquecimento de água por energia solar.



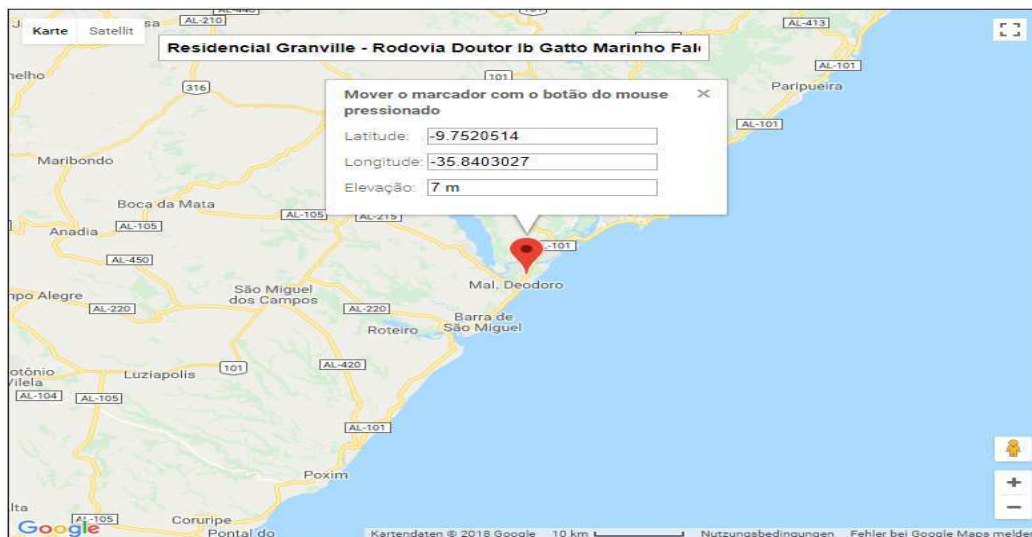
Fonte: Autor.

### 4.1 NÍVEIS DE IRRADIAÇÃO SOLAR

A primeira etapa para o dimensionamento de sistemas fotovoltaicos se inicia com a obtenção de dados de consumo de energia, bem como os dados de latitude e longitude do local, a fim de estimar a potência de geração do sistema de acordo com os níveis médios de irradiação solar aos quais a residência se encontra exposta no período de um ano.

De posse do endereço fornecido, ferramentas *online* permitem a identificação dos dados de latitude e longitude do local, conforme exposto na Figura 34.

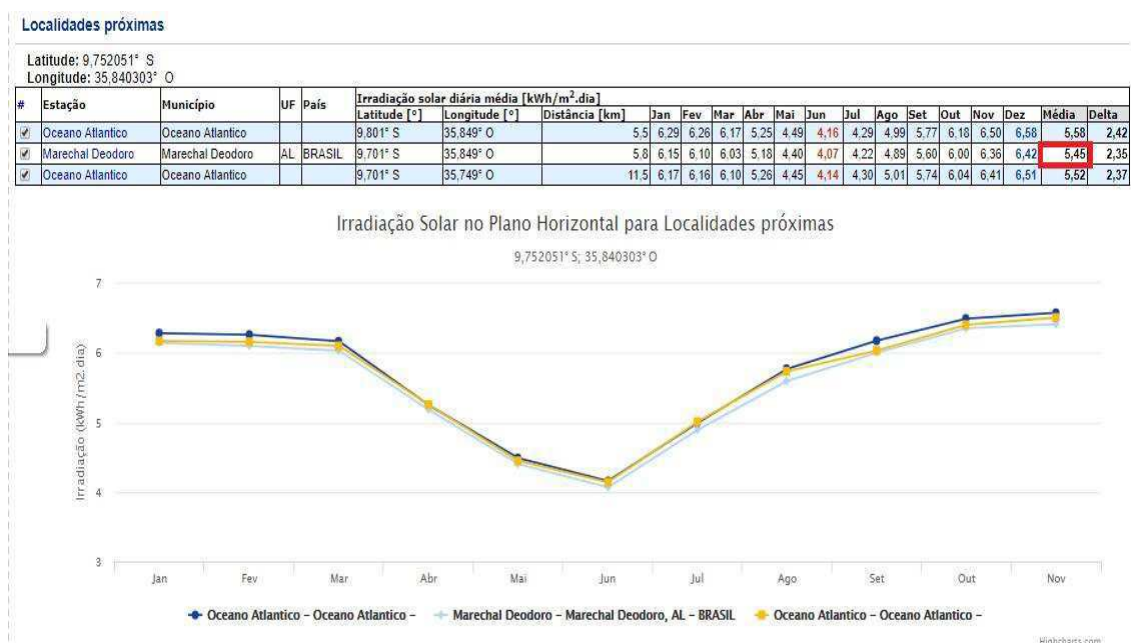
Figura 34: Latitude, longitude e elevação do local.



Fonte: <http://www.mapcoordinates.net/pt>.

Após isto, em consulta ao *site* do Centro de Referência para Energia Solar e Eólica, encontra-se os dados de potencial solar pela ferramenta *SunData* versão 3.0 (CRESESB, 2018). Os dados obtidos estão apresentados na Figura 35.

Figura 35: Dados de potencial solar da área com destaque para a pior média de potencial solar.



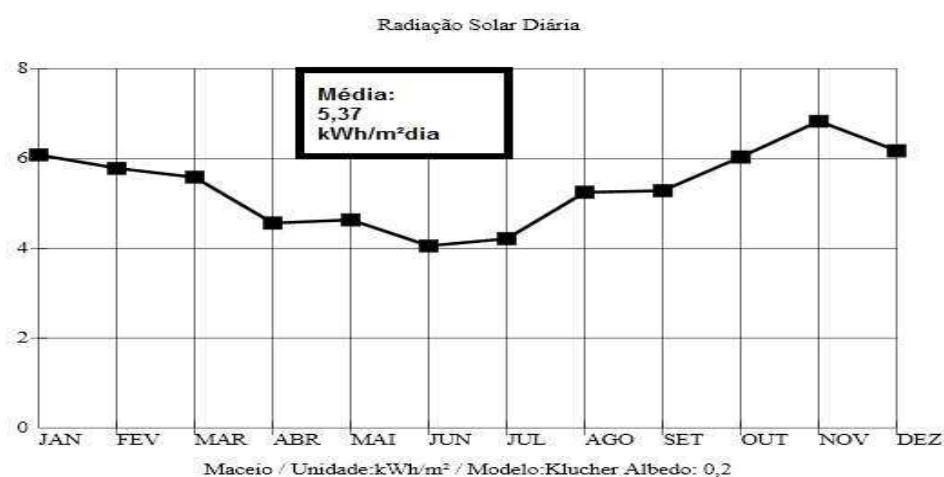
Fonte: Adaptado de [#sundata](http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata).

A ferramenta fornece os níveis de irradiação solar diária média para todos os meses do ano. É possível perceber diferenças significativas entre as médias do mês de junho (mês com menor índice de irradiação solar) e do mês de dezembro (mês com maior nível de irradiação solar).

As médias encontradas na parte superior direita da imagem indicam a quantidade de potência (em Watts) que incide em uma área de um metro quadrado no local pesquisado no período de um dia (kW/m<sup>2</sup>dia).

Dentre as médias encontradas, assume-se o caso mais pessimista para fins de dimensionamento. A média referida é de 5,45 kW/m<sup>2</sup>dia. Para fins de comparação, utilizou-se o programa Radiasol® para estimar a média de irradiação solar diária mensal para o mesmo local. O resultado encontra-se exposto na Figura 36. Na Figura 36, os índices se referem às estimativas de irradiação solar média para todos os meses do ano, bem como a média referida às estimativas.

Figura 36: Média de irradiação solar pelo programa Radiasol® com inclinação e azimute nulos.



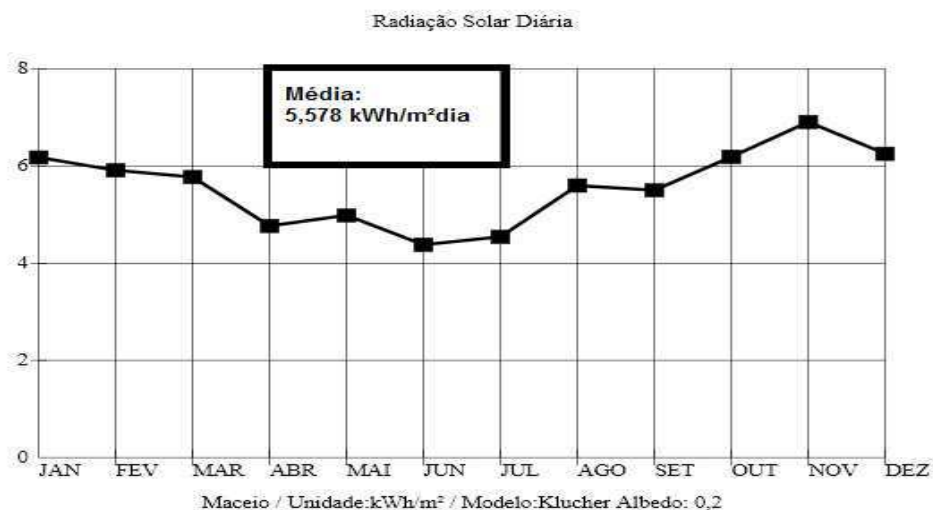
Fonte: Autor.

De posse dos dados obtidos, uma etapa de extrema importância é determinar a inclinação e desvio azimutal dos módulos a fim de maximizar o desempenho do sistema a ser instalado. Pelo *software* Radiasol®, é possível alterar as variáveis citadas e analisar seu impacto às médias de irradiação solar obtidas, porém, em alguns casos, os detalhes construtivos dos telhados das casas não permitem utilizar a inclinação e o desvio azimutal preferidos.

Para o caso de telhados em fibrocimento, como o instalado na residência em questão, as estruturas de fixação em triângulo permitem a escolha do melhor ângulo

azimutal e inclinação do telhado por parte do projetista. Pela utilização do *software*, ao utilizar o ângulo de inclinação de  $5^\circ$  e o desvio azimutal para o norte de  $-5^\circ$  ( $5^\circ$  para Oeste em relação ao Norte ou  $355^\circ$  na bússola), percebeu-se aumento da média de 5,37 para 5,578 kWh/m<sup>2</sup>dia, conforme apresentado na Figura 37.

Figura 37: Melhora da média de irradiação solar pela escolha da inclinação e desvio azimutal obtidos pelo programa Radiasol®.



Fonte: Autor.

## 4.2 DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA

A partir de então, estima-se a potência fotovoltaica do sistema para atender a residência. A potência do sistema depende do critério utilizado para o dimensionamento do mesmo. Neste caso, pretende-se, com a geração, suprir toda a demanda de potência consumida na residência.

Os dados de consumo no período de um ano da residência estão apresentados na Figura 38.

Figura 38: Consumo da residência entre Julho de 2017 e Junho de 2018.

Classe/Subclasse	Ligação	Número Medidor	Posto	Código
RESIDENCIAL	TRIFASICA	E3247990	S 1 00369	1.1.1.3
HISTÓRICO kWh		DESCRIÇÃO DA CONTA		
Mês/ano consumo		CONSUMO	386 kWh a R\$	0,851240 =
JUN/18	319	GONTRIB. DE ILUMINAÇÃO PÚBLICA(COSIP)		19,29
MAI/18	409	ADICIONAL BANDEIRA VERMELHA -		6,57
ABR/18	496	RECOP =		
MAR/18	386			
FEV/18	411			
JAN/18	468			
DEZ/17	413			
NOV/17	354			
OUT/17	295			
SET/17	337			
AGO/17	337			
JUL/17	452			

Fonte: Autor.

Pelos dados de consumo, percebe-se a tendência de aumento do consumo em meses mais quentes do ano, em especial nos meses de novembro, dezembro e janeiro. Isto se dá pelo aumento do uso de aparelhos de ar-condicionado. É importante lembrar que não há aumento no consumo nos meses mais frios, pois a residência possui sistema de aquecimento de água, logo, o uso de chuveiros elétricos é dispensável. O consumo elevado em outros meses do ano é consequência da visita de parentes e, conseqüentemente, aumento do uso de energia elétrica no local.

#### 4.2.1 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

No Quadro 4 estão apresentados os dados de consumo nos meses citados, além da média calculada para o período de 12 meses.

Quadro 4: Consumo de potência no período de 12 meses e média.

Mês	07/17	08/17	09/17	10/17	11/17	12/17	01/18	02/18	03/18	04/18	05/18	06/18	Méd.
Cons. (kWh)	452	337	322	295	354	413	468	411	386	496	409	319	388,5

Fonte: Autor.

Para o cálculo da potência fotovoltaico do sistema a ser instalado, foram utilizados os valores de consumo e irradiação média, aplicados à Equação 1. A potência fotovoltaica obtida foi de 2,902 kWp.

A partir de então, se dá início à etapa de escolha dos equipamentos que serão utilizados. Primeiramente, a escolha das placas e seus valores nominais. O modelo escolhido para este estudo foi o *Dymond CS6K300MS* do fabricante Canadian Solar™. O *datasheet* da linha de placas deste modelo encontra-se no Anexo A deste documento.

As especificações técnicas mais importantes do modelo escolhido estão apresentadas no Quadro 5. Vale destacar que o fabricante possui classificação classe A e selo do INMETRO.

Então, ao dividir a potência de geração calculada pela potência nominal das placas, determina-se a quantidade de painéis fotovoltaicos do sistema. A quantidade encontrada foi 9,67 e arredondada para 10 painéis. Como a área aproximada de uma placa deste modelo é de 1,7 m<sup>2</sup>, ao adicionar estruturas de fixação e distâncias de segurança, é prudente estimar que a área total de ocupação dos painéis será de 20 m<sup>2</sup>.

Quadro 5: Especificações técnicas do modelo de painel Dymond CS6K300MS.

Potência máxima nominal	Tensão em potência máxima	Corrente em potência máxima	Tensão de circuito aberto	Corrente de curto circuito	Eficiência	Temperatura de operação	Tolerância
300 W	32,5 V	9,24 A	39,7 V	9,83 A	18,33%	-40° ~ 85° C	0~5 W

Fonte: Adaptada do catálogo do fabricante Canadian Solar™.

#### 4.2.2 INVERSOR FOTOVOLTAICO

Com estes dados é possível determinar, também, as especificações do inversor solar necessário e suficiente para o sistema. Para esta escolha, além das especificações técnicas, é necessário primar por três qualidades fundamentais: eficiência, confiabilidade e custo.

Para a escolha dos inversores, é importante saber que a potência de geração do sistema pode ser até 30% superior à potência nominal do inversor. Em contrapartida, a tensão e a corrente de entrada do inversor não podem, em hipótese alguma, ser superadas pelas grandezas do sistema.

Desta forma, o inversor escolhido foi o modelo Fronius 2.5-1 do fabricante Fronius™. As especificações técnicas deste modelo estão resumidas no Quadro 6 e o *datasheet* do inversor encontra-se no Anexo B deste documento.

Quadro 6: Especificações técnicas do inversor Fronius 2.5-1.

Potência nominal de saída	Tensão máxima na entrada	Corrente máxima na entrada	Corrente máxima de curto circuito	Frequência nominal	Distorção harmônica	Faixa de tensão do MPPT	Corrente máxima de saída
2500 W	550 V DC	16,6 A	24,8 A	50 – 60 Hz	< 4%	165 – 440 V DC	12.1 A

Fonte: Autor.

Agora, para dimensionar a quantidade máxima de módulos em série por *string*, divide-se a tensão máxima do inversor (550 V) pela tensão de circuito aberto do módulo (39,7 V). O resultado obtido é 13,85 módulos em série por *string*. Já para a quantidade mínima de módulos em série por *string* é obtida pela divisão da tensão mínima do



MPPT (165 V) pela tensão de circuito aberto do módulo (39,7). A quantidade obtida foi de 4,15 módulos por string, no mínimo. O cálculo da quantidade máxima de *strings* por entrada do inversor, por sua vez, é dado pela divisão entre corrente máxima do inversor (16,6 A) e corrente de curto circuito dos módulos (9,38 A). O resultado obtido foi 1,68.

Com base nos cálculos, definiu-se que o sistema do estudo deveria ser configurado com uma *string* de 10 módulos em série.

#### 4.2.3 CABOS SOLARES DO SISTEMA

A próxima etapa, o dimensionamento dos cabos, se dá pela análise da corrente de saída do inversor. Por meio da análise de catálogos, o cabo solar do fabricante Condu spar® de 4 mm<sup>2</sup> de seção foi escolhido. Este cabo tem capacidade de condução mínima de corrente de 42 A. Estes cabos serão utilizados na ligação do sistema fotovoltaico que fica exposta ao sol, pois sua isolação possui propriedades que conferem a estes maior resistência a altas temperaturas e outros fatores ambientais. Os cabos são fornecidos nas cores vermelha e preta para as ligações. É boa prática instalá-los, respectivamente, nos terminais positivo e negativo das placas. O catálogo do fabricante Condu spar® está apresentado no Anexo C deste documento.

Ainda, se faz necessário que sejam acoplados conectores do tipo MC4 aos cabos solares. Para o sistema em questão, seriam necessários 10 pares de conectores MC4, cada par formado por um conector tipo macho e um conector tipo fêmea.

#### 4.2.4 PROTEÇÃO (*STRING BOX*)

Os equipamentos de proteção do sistema, que compõem a *string box* do mesmo, são fusíveis, disjuntores, dispositivos de proteção contra surtos, entre outros equipamentos adicionais.

Para o dimensionamento do disjuntor termomagnético do lado CA, utiliza-se a corrente máxima de saída do inversor solar. A corrente nominal do disjuntor deve ser determinada de modo que seja igual ou imediatamente superior ao valor da corrente de saída do inversor. Neste caso, o disjuntor determinado deve ser superior a 12,1 A. Logo, o disjuntor escolhido deve ter corrente nominal de 16 A. Quanto ao disjuntor do lado CC, determina-se a utilização de um disjuntor bipolar de 440 V e 16 A, devido as especificações dos módulos e dos dados de entrada do inversor.

Quanto à seleção dos dispositivos de proteção contra surto do lado CA, a escolha pode ser feita por meio de ferramenta *online* no *site* da empresa Schneider Electric™. As especificações de um DPS possível para o sistema estão apresentadas na Figura 40 e correspondem a um DPS classe II com tensão de operação até 230 V, corrente máxima de descarga de 20 kA e nível de curto circuito de 6 kA.

Figura 39: Escolha do dispositivo de proteção contra surto por meio de ferramenta *online* da Schneider Electric™.

Escolha recomendada		Escolha alternativa	
DPS			
4 x EZ9L33120		EASY9 T2 1P 20KA 230V	
Classe:		II	
Máx. corrente de descarga:		I <sub>max</sub> =20 kA	
Número de polos:		1P	
Indicação remota:		-	
Desconector associado			
Nível de curto-circuito I <sub>sc</sub> :		6kA	
Disjuntor:		Ez9 C 16	
Fusível:		-	

Fonte: [http://surgeprotection.schneider-electric.com/web/BR/index.html?\\_ga=2.233002270.1037096508.1533288063-500621867.1533186773](http://surgeprotection.schneider-electric.com/web/BR/index.html?_ga=2.233002270.1037096508.1533288063-500621867.1533186773).

Já para os dispositivos do lado CC do sistema, devido ao alto custo de implementação do sistema, é prudente optar por instalar o dispositivo da classe II que garante maior proteção, o DPS com três varistores para sistemas de até 1000 V DC, corrente máxima de descarga de 40 kA e corrente nominal de descarga de 20 kA.

## 4.3 ANÁLISE FINANCEIRA

### 4.3.1 ANÁLISE DE INVESTIMENTO

De posse dos valores obtidos na etapa de dimensionamento, o passo seguinte consiste na avaliação do investimento para compra e instalação do sistema. Um fator importante que deve ser considerado nesta etapa é que a compra de equipamentos de

maneira individual é, geralmente, muito mais dispendiosa do que a compra de *kits* completos de geração.

O Quadro 7 apresenta o custo de mercado para os equipamentos citados com venda em separado, com exceção do *string box*. Vale destacar que no custo individual aproximado das placas não estão incluídos os custos por importação.

Quadro 7: Quadro de custos dos equipamentos do sistema.

Componente	Quantidade	Custo individual	Custo total
Placas Canadian 300 W	10	R\$ 720,00	R\$ 7200,00
Inversor Fronius 2500 W	1	R\$ 5000,00	R\$ 5000,00
<i>String box</i>	1	R\$ 350,00	R\$ 350,00
TOTAL	-	-	R\$ 12550,00

Fonte: Autor.

A compra de kits de geração pode ser financeiramente mais atrativa do que a compra de equipamentos individuais, além de poupar o tempo utilizado na busca pelo menor preço para os produtos. Na Figura 41 estão apresentados os preços de *kits* descritos pela potência de geração da empresa Sices Solar®. Nestes estão inclusos o conjunto de módulos para geração, inversor e *string box*, além das estruturas de fixação em telhados. Vale destacar que os equipamentos inclusos possuem selo de certificação e garantia, assim como os equipamentos listados anteriormente.

Ao analisar os custos, percebe-se que o sistema de geração de 3,3 kWp, superior ao sistema dimensionado, é mais barato que a compra individual dos componentes do sistema dimensionado. Vale destacar que, pelo sistema de compensação brasileiro, o excedente gerado pode ser utilizado por outra unidade consumidora do mesmo titular ou, ainda, ser convertido em créditos de utilização com prazo de cinco anos.

Ainda, o sistema de geração 2,64 kWp representa aproximadamente 90% da geração prevista em dimensionamento e preço consideravelmente mais baixo. Em contrapartida, o sistema de geração seria incapaz de suprir toda a demanda de consumo da instalação.

Figura 40: Custos de kits de geração da empresa Sices Solar®.



<b>Sistema 2.64kWp</b> Inv. <b>Sungrow</b> - 330W - String Box - Estruturas Sices Solar	<b>R\$ 9.999,00</b>
<b>Sistema 3.3kWp</b> Inv. <b>Sungrow</b> - 330W - String Box - Estruturas Sices Solar	<b>R\$ 11.499,00</b>
<b>Sistema 3.96kWp</b> Inv. <b>Sungrow</b> - 330W - String Box - Estruturas Sices Solar	<b>R\$ 12.999,00</b>
<b>Sistema 4.62kWp</b> Inv. <b>Sungrow</b> - 330W - String Box - Estruturas Sices Solar	<b>R\$ 16.199,00</b>
<b>Sistema 5.94kWp</b> Inv. <b>Sungrow</b> - 330W - String Box - Estruturas Sices Solar	<b>R\$ 18.299,00</b>
<b>Sistema 7.26kWp</b> Inv. <b>Sungrow</b> - 330W - String Box - Estruturas Sices Solar	<b>R\$ 22.299,00</b>
<b>Sistema 8.58kWp</b> Inv. <b>Sungrow</b> - 330W - String Box - Estruturas Sices Solar	<b>R\$ 28.299,00</b>
<b>Sistema 9.9kWp</b> Inv. <b>Sungrow</b> - 330W - String Box - Estruturas Sices Solar	<b>R\$ 30.999,00</b>




Fonte: Catálogo da empresa Sices Solar®.

#### 4.3.2 ANÁLISE DE RETORNO FINANCEIRO

Ao investir, se faz necessário projetar o retorno financeiro para definir se o investimento é, de fato, viável. Os sistemas fotovoltaicos apresentam retorno financeiro considerável, porém, devido ao seu custo elevado, ainda não são tão utilizados quanto poderiam.

Para este estudo de caso, estima-se que o valor médio das faturas dos meses analisados é bem próximo de R\$ 420,00. Para traçar um comparativo com o investimento para instalação de um sistema, é necessário, ainda, incluir estimativas de gastos com cabos, conectores e a remuneração dos profissionais que instalam os módulos.

Em uma estimativa aceitável, o custo com eletricitistas, pedreiros, projeto, equipamentos de instalação, cabos e condutores representam cerca de R\$ 5.000,00, adicionados ao custo do *kit* de geração. Diante disto, tem-se investimento inicial estimado em R\$ 16.500,00. O cálculo do Valor Presente Líquido (VPL) do investimento pode ser feito para análise de viabilidade financeira do mesmo. A Equação 7 é utilizada para este cálculo.

$$VPL = -CF_0 + \sum_{j=1}^n \left( \frac{CF_j}{(1+i)^n} \right) \quad (7)$$

Com os conceitos trazidos para o contexto de projetos de energia solar fotovoltaica, tem-se:

$VPL$  – Valor presente líquido;

$CF_0$  – Investimento para compra e instalação do sistema de geração;

$CF_j$  – Retorno financeiro mensal do sistema;

$i$  – Taxa mínima de atratividade;

$n$  – Período de garantia do sistema.

Por este método, considera-se que o investimento é rentável se, ao término do período de garantia do sistema, o resultado encontrado para VPL for maior do que zero. Em outras palavras, quanto maior o valor de VPL, mais atrativo será o investimento.

Quanto à taxa mínima de atratividade, esta tem relação direta com o nível de risco do investimento e diz respeito a quanto o investidor está disposto a pagar ao realizar um financiamento. Em outras palavras, a taxa mínima de atratividade representa numericamente quanto o investidor deseja obter em retorno por um investimento.

#### 4.3.2.1 ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA EM CINCO ANOS

Para o investimento em questão, considera-se a vida útil do sistema como cinco anos. Este prazo corresponde à garantia do inversor de corrente e que representa um valor considerável do investimento. Por meio da Equação 7, ao considerar os valores de

investimento inicial R\$ 16.500,00 e retorno financeiro anual R\$ 5.040,00 (referente à economia no pagamento da fatura de energia), é possível obter a maior taxa de atratividade para que o investimento seja viável. Este método de avaliação financeira é conhecido com Taxa Interna de Retorno (TIR) e, com os dados do presente estudo, pode ser obtido pela Equação 8.

$$0 = -16.500 + \sum_{j=1}^5 \left( \frac{5.040}{(1 + TIR)^n} \right) \quad (8)$$

O resultado encontrado é  $TIR = 16\%$ . Isto significa que, dentro do prazo de vida útil do sistema, o valor máximo para a taxa de atratividade financeira para o qual o sistema é viável corresponde a 16%. Para efeito de comparação, investimentos com taxa mínima de atratividade de até 8% são considerados investimentos conservadores. Logo, o percentual obtido representa um potencial de retorno moderado para o prazo de cinco anos admitido.

#### 4.3.2.2 ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA EM 10 ANOS

Em contrapartida, sabe-se que a garantia dos painéis fotovoltaicos do sistema é de 10 anos. Estes componentes são os equipamentos mais caros do sistema, seguidos pelo inversor que, por sua vez, tem garantia de cinco anos. Desta forma, se ao quinto ano for considerado o valor referente a compra de um segundo inversor de corrente, é possível utilizar a Equação 8 com prazo estendido para 10 anos. Será considerado, então, um investimento inicial de R\$ 16.500,00 mais R\$ 5.000,00 referentes a um novo inversor no quinto ano e, ao mesmo tempo, mais R\$ 2.000,00 referentes a possíveis manutenções no sistema. Logo, tem-se:

$$0 = -16.500 + \sum_{j=1}^{10} \left( \frac{CF_j}{(1 + TIR)^n} \right) \quad (9)$$

Os valores de  $CF_j$  estão dispostos no Quadro 8 para o período de 10 anos.

Quadro 8: Valor de  $CF_j$  para o período de 10 anos de garantia do sistema.

Ano	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
$CF_j$	5.040	5.040	5.040	5.040	-1960	5.040	5.040	5.040	5.040	5.040

Fonte: Autor.

A partir do cálculo, obtém-se  $TIR=23,32\%$ , mais de 7% superior ao valor obtido para o prazo de 5 anos.

Em termos de VPL, para os valores utilizados no último caso e uma taxa mínima de atratividade de 15%, a qual diz respeito a um investimento moderado em termos de retorno, tem-se:

$$VPL = -16.500 + \sum_{j=1}^{10} \left( \frac{CF_j}{(1 + 0,15)^n} \right) \quad (10)$$

O cálculo da Equação 10 resulta em  $VPL = 5.314,36$ . O resultado, em conjunto com os demais, serve para endossar a viabilidade econômica do sistema.

Ao analisar os cálculos, percebe-se que a variável que tem maior impacto no retorno financeiro dos sistemas de geração de energia solar fotovoltaica é o custo de investimento. O alto valor de desembolso para utilização destes sistemas representa o maior obstáculo para o aumento da utilização desta modalidade de geração.

#### 4.3.3 ANÁLISE DE ATRATIVIDADE

O risco inerente à utilização de sistemas fotovoltaicos está relacionado ao vandalismo, catástrofes naturais, furtos, entre outros problemas deste segmento. Além disso, pela área ocupada pelo sistema e pela massa do mesmo, a prática dos furtos é possível, mas improvável, especialmente em residências de regiões urbanas.

Diante do exposto, percebe-se que o retorno financeiro estimado e, consequentemente, a atratividade do investimento estão diretamente condicionados pelo alto custo de investimento inicial. Entretanto, é possível perceber que, mesmo diante do alto investimento, sistemas fotovoltaicos são economicamente viáveis e atrativos se comparados a outros investimentos de baixo risco.

Para fins de comparação, reduziu-se o custo de investimento em parcelas de R\$ 1.000,00 e considerou-se a variação de parâmetros de viabilidade econômica diante

desta mudança no investimento. Ainda, um parâmetro de atratividade foi criado para demonstrar a superioridade das taxas internas de retorno (TIR) calculadas em relação a uma taxa mínima de atratividade (TMA) fixada em 15%. Tal valor percentual é considerado, para pessoas físicas, um investimento moderado com bom nível de atratividade. A redução de custos e a variação dos parâmetros de viabilidade econômica estão apresentados no Quadro 9.

Quadro 9: Comparação entre parâmetros de atratividade e viabilidade econômica para o sistema fotovoltaico mediante variação do custo inicial.

Investimento inicial (R\$)	VPL (R\$)	TIR (%)	TIR/TMA
6.500,00	16.806,00	74,40	4,9602
7.500,00	15.657,00	63,60	4,2400
8.500,00	14.508,00	55,25	3,6833
9.500,00	13.358,00	48,58	3,2387
10.500,00	12.209,00	43,11	2,8741
11.500,00	11.060,00	38,53	2,5687
12.500,00	9.911,00	34,63	2,3083
13.500,00	8.761,80	31,25	2,0831
14.500,00	7.612,70	28,29	1,8857
15.500,00	6.643,50	25,67	1,7110
16.500,00	5.514,40	23,32	1,5548

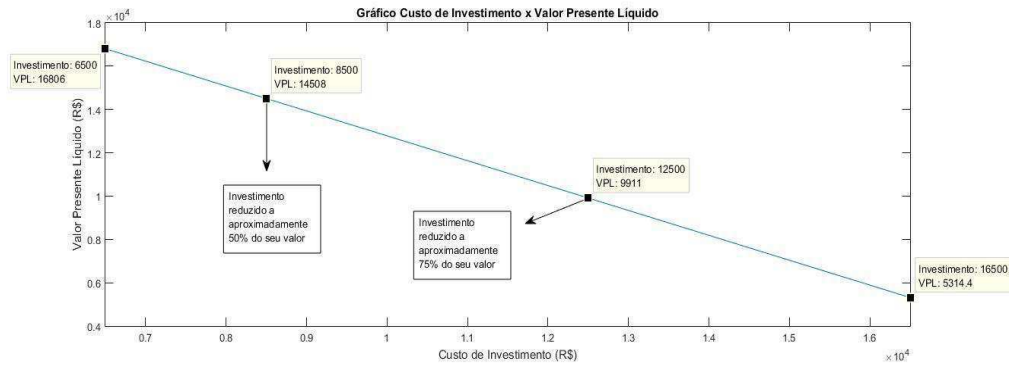
Fonte: Autor.

Pelo Quadro 9, é possível perceber o crescimento dos VPL e TIR calculados mediante a redução do investimento inicial. Além disso, é possível perceber o crescimento do parâmetro de atratividade, que explicita, para um custo inicial de R\$ 6.500,00, uma taxa interna de retorno cinco vezes maior que a taxa mínima de atratividade fixada em 15%.

Para fins visuais, nas Figuras 41, 42 e 43 estão apresentadas, respectivamente, as relações entre o valor presente líquido, a taxa interna de retorno e o parâmetro de atratividade criado em relação à variação do custo de investimento inicial.

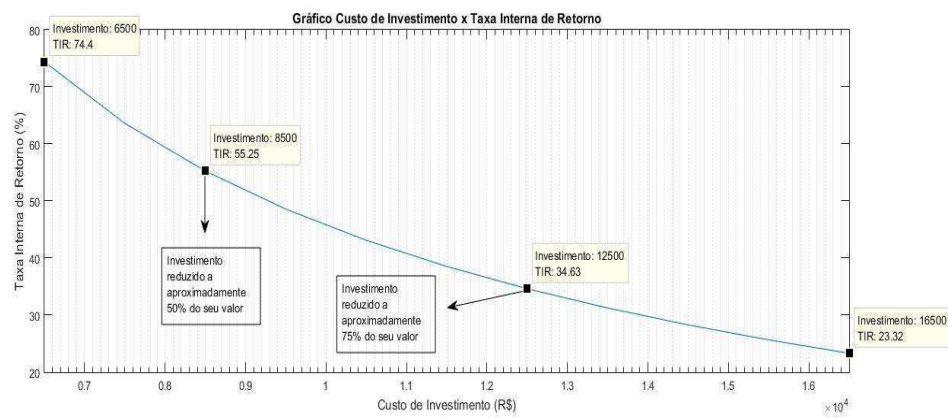
Figura 41: Relação entre VPL e custo inicial de investimento obtida pelo *software* MATLAB™.





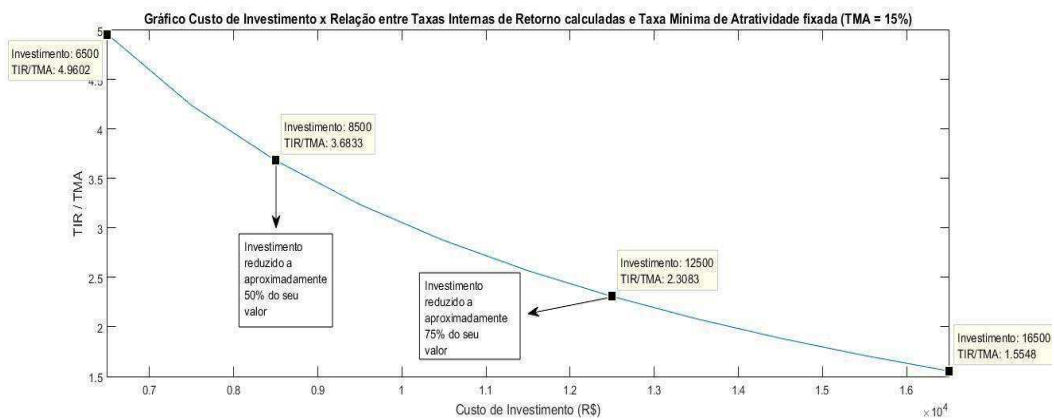
Fonte: Autor.

Figura 42: Relação entre TIR e custo inicial de investimento obtida pelo *software* MATLAB™.



Fonte: Autor.

Figura 43: Relação entre o parâmetro de atratividade criado e o custo de investimento inicial obtida pelo *software* MATLAB™.



Fonte: Autor.

Por meio do exposto, é possível perceber o crescimento em atratividade do investimento em energia solar fotovoltaica quando há redução em seu custo investimento inicial. Isto endossa os argumentos utilizados neste trabalho.

Ainda, a fim de comparar investimentos de baixo risco, foram utilizados os dados de VPL calculados para uma taxa mínima de atratividade de 15% e tais valores foram comparados a investimentos tais como poupança e tesouro direto, sob mesma taxa. Os resultados obtidos estão apresentados no Quadro 10.

Quadro 10: Comparação entre investimentos de baixo risco com avaliação de viabilidade financeira pelo método do VPL.

Fluxos de caixa	Energia solar	Poupança <sup>1</sup>	Tesouro Direto <sup>2</sup>
0	- R\$ 16.500,00	- R\$ 16.500,00	- R\$ 16.500,00
1	R\$ 5.040,00	R\$ 750,75	R\$ 1.703,80
2	R\$ 5.040,00	R\$ 750,75	R\$ 1.703,80
3	R\$ 5.040,00	R\$ 750,75	R\$ 1.703,80
4	R\$ 5.040,00	R\$ 750,75	R\$ 1.703,80
5	- R\$ 1.960,00	- R\$ 6.249,25	- R\$ 5.296,20
6	R\$ 5.040,00	R\$ 1.609,25	R\$ 2.057,69
7	R\$ 5.040,00	R\$ 1.609,25	R\$ 2.057,69
8	R\$ 5.040,00	R\$ 1.609,25	R\$ 2.057,69
9	R\$ 5.040,00	R\$ 1.609,25	R\$ 2.057,69
10	R\$ 5.040,00	R\$ 25.109,25	R\$ 13.557,94
VPL	R\$ 5.314,36	- R\$ 9.739,26	- R\$ 7.996,78

Fonte: Autor.

<sup>1</sup> Retorno anual estimado em 4,55% a.a. por meio da taxa Selic.

<sup>2</sup> Tesouro Prefixado com juros semestrais (NTN-F) com retorno de 11,27% a.a.

Pelo Quadro 10, é possível perceber uma tendência conhecida em engenharia econômica: geralmente, investimentos de baixo risco são pouco atrativos. Em contrapartida, o investimento em energia solar é uma exceção à regra. Os valores de valor presente líquido calculados ratificam a diferença de viabilidade econômica, bem como sua considerável atratividade financeira. Quanto aos investimentos em poupança e tesouro direto, estes apresentam risco baixíssimo, mas confirmam a tendência geral de investimentos de baixo risco e são inviáveis financeiramente para a taxa mínima de atratividade de 15% escolhida.

## CONCLUSÃO

Neste trabalho foram expostos conteúdos básicos e fundamentais ao entendimento de sistemas de geração de energia solar fotovoltaica. Os conceitos de temas como radiação e irradiação, bem como o funcionamento dos equipamentos utilizados para a conversão de energia foram descritos com detalhes, de modo a facilitar a compreensão e impulsionar maiores conhecimentos sobre o tema.

Além disso, o objetivo principal do trabalho foi a exploração de eficiência dos materiais, custos relativos aos mesmos e análise de viabilidade financeira, com estudo de caso realizado para endossar os argumentos expostos no embasamento teórico.

Com relação à viabilidade econômica, adotou-se uma análise baseada em métodos de engenharia econômica para comprovar o retorno financeiro dos sistemas, mesmo que estes possuam custo de aquisição elevado. Métodos como o Valor Presente Líquido e a Taxa Interna de Retorno foram fundamentais para a comprovação dos argumentos.

Os resultados obtidos da análise do estudo de caso comprovam o argumento de que os sistemas fotovoltaicos podem ser ainda mais empregados para geração de energia, desde que o custo de investimento seja diminuído, pois este, aliado ao cenário econômico do país, contribui para que estes sistemas não tenham maior aplicação.

O investimento, mesmo atrelado ao custo inicial elevado, se mostra economicamente viável e atrativo. Além disto, se comparado a outros investimentos de baixo risco, mostra-se economicamente superior nos aspectos analisados.

Por fim, destaca-se a importância do trabalho na graduação em engenharia elétrica, pois a análise de um tema referente a uma área de atuação com bastante potencial se apresenta como excelente oportunidade para segmento de carreira profissional.

## REFERÊNCIAS

COSOL. **Radiação**. Disponível em: <<https://www.cosol.com.br/radiacao/>>. Acesso em: 11/06/2018

OCHIENG, R. M. (Ed.). **Solar Collectors and Panels, Theory and Applications**. Rijeka, Croatia: Sciyo, 2010. 454 p.

ABNT. **NBR 5410 - Instalações Elétricas de Baixa Tensão**. Associação Brasileira de Normas Técnicas. [S.l.]. 2004. Versão corrigida de 2008.

ANEEL. **Introdução a Geração Distribuída**. Disponível em: <[http://www.aneel.gov.br/conteudo-educativo/-/asset\\_publisher/vE6ahPFxsWHt/content/geracao-distribuida-introducao-1/656827?inheritRedirect=false](http://www.aneel.gov.br/conteudo-educativo/-/asset_publisher/vE6ahPFxsWHt/content/geracao-distribuida-introducao-1/656827?inheritRedirect=false)>. Acesso em: 14/06/2018.

ANEEL. **Bandeiras Tarifárias**. Disponível em: <[http://www.aneel.gov.br/tarifas-consumidores/-/asset\\_publisher/e2INtBH4EC4e/content/bandeira-tarifaria/654800?inheritRedirect=false](http://www.aneel.gov.br/tarifas-consumidores/-/asset_publisher/e2INtBH4EC4e/content/bandeira-tarifaria/654800?inheritRedirect=false)>. Acesso em 18/06/2018.

ESTEVES, S. C.; MONTEIRO, L. S. **Curso básico de Energia Solar Fotovoltaica – Projeto, seleção de equipamentos, orçamento e instalação**. Porto Alegre, 2016.

GÓMEZ, K. V. **Estudio de la producción de hidrogeno mediante fotocatalisis heterogênea**. Tese de doutorado. Universitat Autònoma de Barcelona, Barcelona. 2013.

ANEEL. **Energia Solar**. Disponível em: <[http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/pdf/03-energia\\_solar\(3\).pdf](http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/pdf/03-energia_solar(3).pdf)>. Acesso em 14/07/2018.

EIMA. **Sistemas fotovoltaicos isolados ou autônomos**. Disponível em: <<http://www.eima.com.br/blog/63/sistemas-fotovoltaicos-isolados-ou-autonomos-off-grid-stand-alone->>. Acesso em 04/08/2018.

SKELION. **Sketchup**. Disponível em: <<http://skelion.com/>>. Acesso em 02/08/2018.

DAMIASOLAR. **Comparação entre os painéis de sício monocristalino e policristalino**. Disponível em: <[https://www.damiasolar.com/apresentar/blog/comparacao-painel-solar-poli-mono-cuasimono-amorfo\\_2017\\_11](https://www.damiasolar.com/apresentar/blog/comparacao-painel-solar-poli-mono-cuasimono-amorfo_2017_11)>. Acesso em 05/07/2018.

FILHO, G. C. A. **Determinação da direção norte sul geográfica**. Universidade Estadual da Paraíba. Campina Grande, 2015. Disponível em: <<http://dspace.bc.uepb.edu.br/jspui/bitstream/123456789/8663/1/PDF%20-%20Gilberto%20Campos%20de%20Ara%C3%BAjo%20Filho.pdf>>. Acesso em 07/07/2018.

SOSLTICIO. **Energia Solar**. Disponível em: <<https://www.solsticioenergia.com/>>. Acesso em 07/07/2018.

NEOLSOLAR. **Inversor grid-tie**. Disponível em: <<https://www.neosolar.com.br/aprenda/saiba-mais/inversor-grid-tie>>. Acesso em 07/07/2018.

ELETROSUN. **Energia Solar**. Disponível em: <<http://eletrosun.com.br/energia-solar/>>. Acesso em: 07/07/2018.

ANEXO A – ESPECIFICAÇÕES DO MÓDULO  
FOTOVOLTAICO CS6K300MS DO FABRICANTE  
CANADIAN™



## DYMOND CS6K-290 | 295 | 300MS-FG


Canadian Solar's Dymond CS6K-MS-FG module is a 60 cell double-glass module with Mono-PERC cells and an extended power output warranty. By replacing the traditional polymer backsheet with heat-strengthened glass, the Dymond module has a lower annual power degradation than a traditional module and better protection against the elements, making it more reliable and durable during its lifetime.

\*Transparent double-glass module can be provided upon request.

### KEY FEATURES

-  Up to IEC1500 V<sub>DC</sub> system voltage, saving on BoS cost
-  Minimizes micro-cracks and prevents snail trails
-  20 % more energy generation
-  Fire Class A certified according to IEC 61730-2 / MST 23
-  5400 Pa snow load, 2400 Pa wind load

 **30 years** power output warranty

 **10 years** product warranty on materials and workmanship

### MANAGEMENT SYSTEM CERTIFICATES\*

ISO 9001:2008 / Quality management system  
ISO 14001:2004 / Standards for environmental management system  
OHSAS 18001:2007 / International standards for occupational health & safety

### PRODUCT CERTIFICATES\*

IEC 61215 / IEC 61730: VDE  
UL 1703: CSA / IEC 61701 ED2: VDE / IEC 62716: VDE



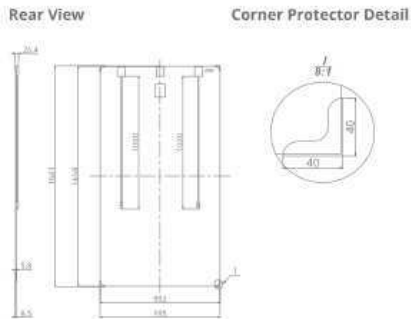
\* If you need specific product certificates, and if module installations are to deviate from our guidance specified in our installation manual, please contact your local Canadian Solar sales and technical representatives.

CANADIAN SOLAR INC. is committed to providing high quality solar products, solar system solutions and services to customers around the world. As a leading PV project developer and manufacturer of solar modules with over 25 GW deployed around the world since 2001, Canadian Solar Inc. is one of the most bankable solar companies worldwide.

### CANADIAN SOLAR INC.

545 Speedvale Avenue West, Guelph, Ontario N1K 1E6, Canada, [www.canadiansolar.com](http://www.canadiansolar.com), [support@canadiansolar.com](mailto:support@canadiansolar.com)

**ENGINEERING DRAWING (mm)**



**ELECTRICAL DATA | STC\***

CS6K-290MS/295MS/300MS-FG			
Nominal Max. Power (Pmax)	290 W	295 W	300 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	32.1 V	32.3 V	32.5 V
Opt. Operating Current (Imp)	9.05 A	9.14 A	9.24 A
Open Circuit Voltage (Voc)	39.3 V	39.5 V	39.7 V
Short Circuit Current (Isc)	9.67 A	9.75 A	9.83 A
Module Efficiency	17.72 %	18.02 %	18.33 %
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C		
Max. System Voltage	1500 V (IEC) or 1000 V (IEC/UL)		
Module Fire Performance	CLASS A (IEC 61730)		
Max. Series Fuse Rating	15 A		
Application Classification	Class A		
Power Tolerance	0 – + 5 W		

\* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m<sup>2</sup>, spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

**ELECTRICAL DATA | NMOT\***

CS6K-290MS/295MS/300MS-FG			
Nominal Max. Power (Pmax)	215 W	218 W	222 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	29.7 V	29.8 V	30.0 V
Opt. Operating Current (Imp)	7.24 A	7.32 A	7.40 A
Open Circuit Voltage (Voc)	36.8 V	37.0 V	37.2 V
Short Circuit Current (Isc)	7.80 A	7.87 A	7.93 A

\* Under Nominal Module Operating Temperature (NMOT), irradiance of 800 W/m<sup>2</sup>, spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

**PERFORMANCE AT LOW IRRADIANCE**

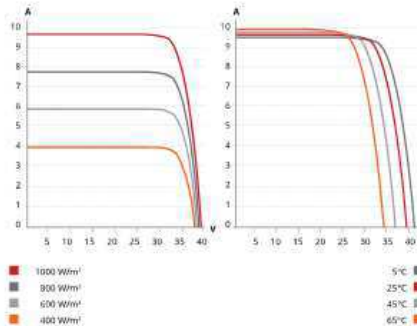
Outstanding performance at low irradiance, with an average relative efficiency of 96.5 % for irradiances between 200 W/m<sup>2</sup> and 1000 W/m<sup>2</sup> (AM 1.5, 25°C).

\* The specifications and key features contained in this datasheet may deviate slightly from our actual products due to the on-going innovation and product enhancement. Canadian Solar Inc. reserves the right to make necessary adjustment to the information described herein at any time without further notice.

**CANADIAN SOLAR INC.**

545 Speedvale Avenue West, Guelph, Ontario N1K 1E6, Canada, [www.canadiansolar.com](http://www.canadiansolar.com), [support@canadiansolar.com](mailto:support@canadiansolar.com)

**CS6K-295MS-FG / I-V CURVES**



**MECHANICAL DATA**

Specification	Data
Cell Type	Mono-crystalline, 6 inch
Cell Arrangement	60 (6 × 10)
Dimensions	1658×992×5.8 mm (65.3×39.1×0.23 in) without J-Box and corner protector
(Incl. corner protector)	1661 × 995 × 8.5 mm (65.4 × 39.2 × 0.33 in) without J-Box
Weight	23 kg (50.7 lbs)
Front / Back Glass	2.5 mm heat strengthened glass
Frame	Frameless
J-Box	Split J-Box, IP67, 3 bypass diodes
Cable	4.0 mm <sup>2</sup> (IEC), 12 AWG (UL)
Cable Length	1000 mm (39.4 in), 500 mm (19.7 in) (+) and 350 mm (13.8 in) (-) is optional for portrait installation*
Connectors	T4 series
Per Pallet	33 pieces, 825 kg
Per Container (40' HQ)	858 pieces

\* The application of this short length cable can only be used in landscape installation (clamping mounting method) systems in which the distance between modules should be less than or equal to 50 mm. In the event the distance between the PV modules to be installed is more than 50 mm, please make sure to consult our technical team for evaluation and advice.

**TEMPERATURE CHARACTERISTICS**

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.39 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.30 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.053 % / °C
Nominal Module Operating Temperature (NMOT)	42±3 °C

**PARTNER SECTION**



## ANEXO B – ESPECIFICAÇÕES DO INVERSOR

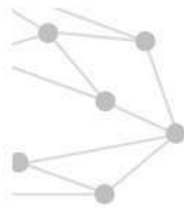
FRONIUS 2.5-1



**Fronius Galvo  
2.5-1**

Input data	
MPP voltage range	165 - 440 V DC
Max. input voltage (at 1000 W/m <sup>2</sup> / -10 °C in an open circuit)	550 V DC
Max. input current	16.6 A
Max. short circuit current of the solar modules	24.8 A
Max. feedback current <sup>4)</sup>	11 A
Output data	
Nominal output power (P <sub>nom</sub> )	2500 W
Max. output power	2500 W
Nominal grid voltage	1 ~ NPE 230 V
Min. grid voltage	180 V <sup>1)</sup>
Max. grid voltage	270 V <sup>1)</sup>
Max. output current	12.1 A
Nominal frequency	50 - 60 Hz <sup>1)</sup>
Total harmonic distortion	< 4 %
Power factor cos phi	1 0.85 - 1 ind./cap. <sup>2)</sup>
Max. permitted grid impedance Z <sub>max</sub> at PCC <sup>3)</sup>	none
Power-up current pulse <sup>6)</sup> and duration	36.0 A / 9.4 ms
Max. output fault current per period	43.0 A / 1.24 ms
General data	
Maximum efficiency	96.1 %
Europ. efficiency	95.2 %
Overnight self-consumption	0.47 W
Cooling	Controlled forced-air ventilation
Degree of protection	IP 65
Dimensions h x w x d	645 x 431 x 204 mm
Weight	16.75 kg
Permissible ambient temperature	- 25 °C - +50 °C
Permitted humidity	0 - 100 %
EMC emission class	B
Overvoltage category DC / AC	2 / 3
Protection devices	
DC insulation measurement	Warning/shutdown <sup>7)</sup> at R <sub>ISO</sub> < 600 kOhm
Response to DC overload	Operating point shift power limitation
DC disconnect	Integrated

ANEXO C – CATÁLOGO DOS CABOS PROSOLAR DO  
FABRICANTE CONDUSPAR®



APLICAÇÕES ESPECIAIS

## PROSOLAR® FV



### Aplicação

Cabos unipolares para ligações de painéis fotovoltaicos. A linha PROSOLAR FV da Conduspar possui a máxima confiabilidade para os requisitos extremos da geração fotovoltaica.

### Construção

**Condutor:** fios de cobre eletrolítico estanhado, encordoamento flexível classe 5 – conforme NBR NM 280

**Isolação:** composto poliolefinico termofixo livre de halogênios

**Cobertura:** composto poliolefinico termofixo livre de halogênios, retardante de chama, com resistência à radiação UV e intempéries

**Cores:** preta e vermelha – outras sob consulta

### Condições de Operação

Tensão de isolamento em corrente contínua: 1,8kV

Tensão de isolamento em corrente alternada: 0,6/1kV

Temperatura ambiente: - 40°C a + 90°C

### Temperaturas Máximas de Operação

Regime contínuo: 90°C ou 120°C por até 20.000 horas

Curto-circuito: 250°C

### Normas de Referência

ABNT NBR 16612 - Cabos de potência para sistemas fotovoltaicos, não halogenados, isolados, com cobertura, para tensão de até 1,8 kV C.C. entre condutores - Requisitos de desempenho

ABNT NBR NM 280 - Condutores de cabos isolados (IEC 60228, MOD)

EN 50618 - Electric cables for photovoltaic systems

TÜV 2 PFG 1169 - Requirements for cables for use in photovoltaic systems

### Acondicionamento

Em rolos de 100m ou bobinas



APLICAÇÕES ESPECIAIS

## PROSOLAR® FV



### Dimensões Nominais

Condutor		Isolação	Cobertura		Peso Nominal (kg/km)	Raio mínimo de curvatura (mm)
Seção (mm <sup>2</sup> )	Diâmetro (mm)	Espessura (mm)	Espessura (mm)	Diâmetro (mm)		
4	2,47	0,7	0,9	5,8	59,3	29
6	3,02	0,7	1,0	6,5	78,6	33
10	3,99	0,7	1,0	7,5	122	38

### Parâmetros Elétricos

Seção (mm <sup>2</sup> )	Resistência em CC (Ω/km)			Capacidades de Corrente (A)		
	20° C	90 °C	120° C	Ao ar livre	Em dutos	Dutos enterrados
4	5,09	6,49	7,09	50	42	44
6	3,39	4,32	4,72	65	54	56
10	1,95	2,49	2,72	90	75	73

### Fatores de Correção da Capacidade de Corrente

Temperatura (°C)	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60
Ar	1,15	1,12	1,08	1,04	1,00	0,96	0,91	0,87	0,82	0,76	0,71
Solo	1,07	1,04	1,00	0,96	0,93	0,89	0,85	0,8	0,76	0,71	0,65

Considerações:

Capacidades de corrente para temperatura máxima no condutor de 90°C

Temperatura do ar 30°C e do solo 20°C