

UNIVERSIDADE FEDERAL DE UBERLÂNDIA

LUIZ HENRIQUE DE OLIVEIRA

**DIMENSIONAMENTO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO
RESIDENCIAL CONECTADO À REDE DE ENERGIA ELÉTRICA**

Uberlândia - MG

2018

LUIZ HENRIQUE DE OLIVEIRA

**DIMENSIONAMENTO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO
RESIDENCIAL CONECTADO À REDE DE ENERGIA ELÉTRICA**

Monografia, apresentada ao Curso de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Uberlândia, como requisito parcial para a obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. José Roberto Camacho

Uberlândia - MG

2018

LUIZ HENRIQUE DE OLIVEIRA

**DIMENSIONAMENTO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO
RESIDENCIAL CONECTADO À REDE DE ENERGIA ELÉTRICA**

Monografia, apresentada ao Curso de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Uberlândia, como requisito parcial para a obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Uberlândia, 05 de Dezembro de 2018.

BANCA EXAMINADORA

Prof. José Roberto Camacho (PhD) (Orientador)
Universidade Federal de Uberlândia

Prof. Adélio José de Moraes (Dr)
Universidade Federal de Uberlândia

Prof. Isaque Nogueira Gondim (Dr)
Universidade Federal de Uberlândia

Dedico este trabalho a todos aos meus familiares, amigos e colegas de graduação que estiveram sempre ao meu lado durante estes últimos anos e, em especial, aos professores que contribuíram para a minha formação profissional.

AGRADECIMENTOS

Agradeço de forma especial aos meus pais, amigos e amigas pelos ensinamentos e por estarem ao meu lado em cada conquista da vida.

Agradeço, também, a todos os colegas de trabalho da empresa júnior que participei e dos demais empresários juniores que tive a oportunidade de conhecer, pois contribuíram muito para a minha formação enquanto profissional.

Por último, mas não menos importante, agradeço ao meu orientador Prof. José Roberto Camacho pelo apoio em meu projeto de conclusão de curso e a todos os professores da graduação que tive a oportunidade de ser aluno.

RESUMO

Sendo a micro geração distribuída uma das tendências no cenário atual do país, o trabalho em questão tem como objetivo dimensionar um sistema fotovoltaico residencial conectado à rede de energia elétrica. Para tal, foram analisados os parâmetros necessários para a instalação desse tipo de sistema, além da análise do local e entendimento do perfil de consumo dos moradores. Por fim, para analisar a viabilidade do projeto foi realizado o orçamento da compra dos equipamentos e os cálculos do retorno de investimento e da rentabilidade do sistema.

Palavras-chave: Sistema fotovoltaico residencial conectado à rede; Painéis fotovoltaicos; Geração de energia solar.

ABSTRACT

Since microgeneration is one of the trends in the current scenario of the country, the project in question aims to dimension a residential photovoltaic system connected to the electric power grid. For that, the required parameters for the installation of this type of system were analyzed, besides the analysis of the location and understanding of the consumption profile of the residents. Finally, to analyze the feasibility of the project, the budget for the purchase of equipment, the calculation of the return of investment and the profitability of the system were carried out.

Key-words: Residential grid-connected photovoltaic power system; Photovoltaic array; Solar energy generation.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Oferta interna brasileira de energia elétrica por fonte em 2017	13
Figura 2 – Variação do consumo setorial de eletricidade de 2016 para 2017	14
Figura 3 – Espectro da radiação solar incluindo um detalhamento da faixa visível ao ser humano	16
Figura 4 – Órbita da Terra e a declinação solar em diferentes períodos do ano	17
Figura 5 – Ilustração dos ângulos θ_z , α e γ_s , representando a posição do Sol em relação ao plano horizontal	18
Figura 6 – Ilustração da orientação de uma superfície inclinada em relação ao mesmo plano: ângulos β , γ , γ_s e θ	19
Figura 7 – Estrutura de bandas de energia em condutores, semicondutores e isolantes	20
Figura 8 – Efeito fotovoltaico na junção P-N	21
Figura 9 – Painel solar construído a partir de células monocristalinas	22
Figura 10 – Esquema de um lingote de silício monocristalino produzido pelo processo de Czochralski	22
Figura 11 – Imagem comparando uma célula policristalina (esquerda) com uma célula monocristalina (direita)	23
Figura 12 – Película fina e flexível para geração de energia solar	24
Figura 13 – Curva característica I-V de um módulo fotovoltaico sobre efeito e ausência da luz	25
Figura 14 – Curva I-V para distintos valores de temperatura com a uma radiação solar constante de 1000 W/m^2	25
Figura 15 – Curva I-V para distintos valores de radiação solar a uma temperatura constante de 25°C	26
Figura 16 – Processo hierarquizado de agrupamento célula, módulo e painel fotovoltaico	27
Figura 17 – Uso de diodo bypass para proteção de células contra sombreamento ..	28
Figura 18 – Representação do diodo de bloqueio	28
Figura 19 – Caixa de conexão (esquerda) e diagrama de ligações (direita) de um módulo fotovoltaico	29

Figura 20 – Gráfico hipotético do perfil de consumo de uma instalação com sistema solar on-grid	30
Figura 21 – Fotografia do local onde será instalado o sistema fotovoltaico	33
Figura 22 – Imagem via satélite indicando o local da residência do projeto (adaptado)	34
Figura 23 – Curva de carga estimada diária para os dias da semana	37
Figura 24 – Curva de carga estimada diária para os finais de semana	37
Figura 25 – Gráfico do histórico de consumo mensal de energia elétrica dos moradores	38
Figura 26 – Especificações elétricas do módulo MAXPOWER CS6U-330P	40
Figura 27 – Esquema de um sistema fotovoltaico conectado à rede (adaptado)	43
Figura 28 – Especificações técnicas do inversor Fronius Primo 4.0-1)	44
Figura 29 – Esquema do sistema fotovoltaico a ser instalado	47

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Média mensal do total diário da irradiação no local de interesse	31
Tabela 2 – Levantamento de carga e consumo da residência	35
Tabela 3 – Perdas consideradas no sistema fotovoltaico	46
Tabela 4 – Eficiência da geração de energia do sistema fotovoltaico	48
Tabela 5 – Custos totais do projeto de sistema fotovoltaico	49
Tabela 6 – Desempenho do sistema fotovoltaico	50
Tabela 7 – Retorno de investimento do sistema fotovoltaico considerando financiamento bancário	52

LISTA DE SIGLAS E ABREVIações

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CCST	Centro de Ciência do Sistema Terrestre
CEMIG	Companhia Energética de Minas Gerais
CRESESB	Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de S. Brito
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
INPE	Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	13
1.1 Motivação	14
1.2 Justificativa	15
1.3 Objetivos	15
2. REFERENCIAL TEÓRICO	15
2.1 Radiação	15
2.2 Geometria Solar	16
2.3 Efeito Fotovoltaico	19
2.4 Células Fotovoltaicas	21
2.4.1 Silício Monocristalino	21
2.4.2 Silício Policristalino	23
2.4.3 Película Fina	23
2.5 Curvas Características dos Módulos Fotovoltaicos	25
2.6 Componentes de um Sistema Fotovoltaico	26
2.6.1 Módulos	26
2.6.2 Inversores	28
2.6.3 Caixas de Junção e Dispositivos de Proteção	29
2.6.4 Medidores	30
3. DIMENSIONAMENTO DO PROJETO	31
3.1 Potencial Energético	31
3.2 Espaço Físico e Análise de Sombreamento	32
3.3 Carga Instalada	34
3.4 Perfil de Consumo Energético	36
3.5 Cálculo da Demanda de Energia	38
3.6 Escolha e Disposição do Módulo Fotovoltaico.....	39
3.7 Escolha do Inversor	43
3.8 Projeto Elétrico	45
3.9 Análise de Perdas	45
4. RESULTADOS	46
4.1 Orçamento	48
4.2 Cálculo do Retorno de Investimento para Pagamento à Vista do Sistema	49

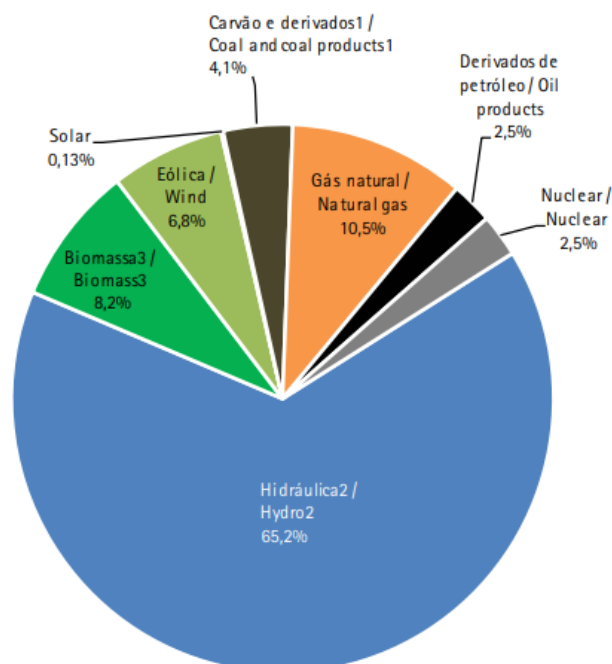
4.3 Cálculo do Retorno de Investimento para Pagamento Financiado do Sistema	51
5. VIABILIDADE DO PROJETO	52
6. CONSIDERAÇÕES FINAIS	53
REFERÊNCIAS	54
ANEXO A – Catálogo Painel Fotovoltaico Canadian Solar	59
ANEXO B – Catálogo Inversor Fronius Primo	61

1. INTRODUÇÃO

A geração de energia elétrica no Brasil é predominantemente provida a partir de usinas hidrelétricas e transmitida por uma extensa rede de transmissão que cobre quase todo o país. Porém, a dependência desse tipo de geração fica à mercê da afluência hídrica, que segue um padrão temporal sazonal que varia durante o ano, sobretudo nos meses úmidos. Para isso, faz-se necessário a construção de reservatórios de grande capacidade de acumulação, a fim de atender a demanda de consumo do país. Tal dependência, torna esse sistema de geração elétrica vulnerável a situações de escassez de energia ou, em contrapartida, implica no desperdício de energia elétrica quando há um acúmulo nos reservatórios, momento em que as comportas hidráulicas devem ser acionadas (GADELHA; CERQUEIRA, 2014).

Analisando a matriz energética nacional é possível notar a grande participação das fontes de energia renováveis no país correspondendo a 80,4%, resultado da soma dos montantes referentes à produção nacional mais as importações, essencialmente de origem renovável. O grande destaque dessas fontes de energia é a hidráulica, que responde por 65,2% da oferta interna (EPE, 2018).

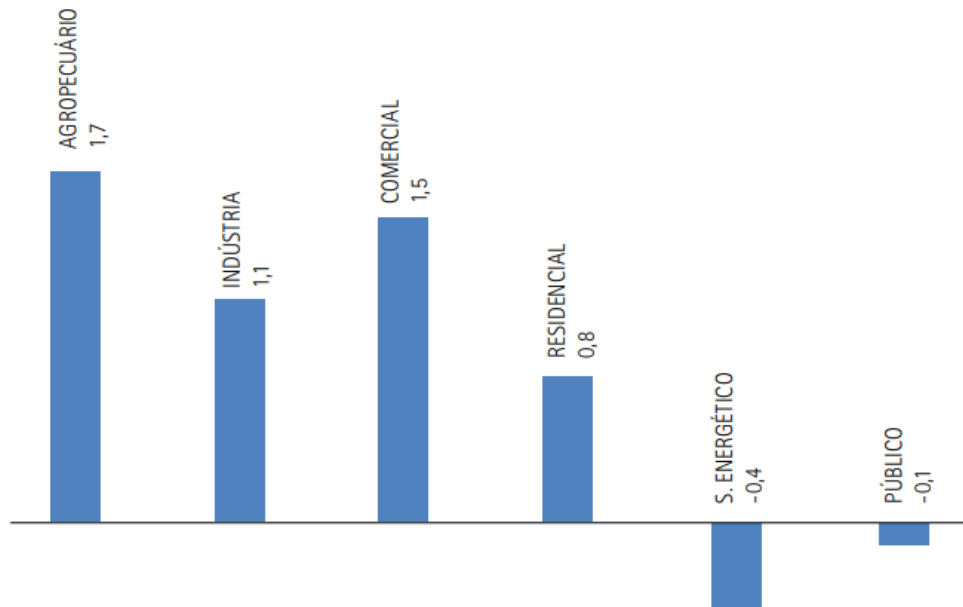
Figura 1 – Oferta interna brasileira de energia elétrica por fonte em 2017.



Fonte: EPE (2018)

Ainda analisando os dados da EPE, Empresa de Pesquisa Energética, referentes ao ano de 2017 tem-se o perfil de consumo de energia nacional categorizado por setores, conforme a figura 2.

Figura 2 – Variação do consumo setorial de eletricidade de 2016 para 2017.



Fonte: EPE (2018)

Com esses dados é fácil compreender a ascensão ou recessão do consumo de energia nos segmentos do mercado. Com um foco especial no setor residencial, percebemos um aumento de 25% do ano de 2016 para o de 2017, ocupando a quarta posição de crescimento no comparativo com outros setores. Isso se deve ao fato do barateamento e acessibilidade dessa tecnologia com o passar dos anos e da conscientização da população em relação a geração de energia através de fontes limpas.

1.1 Motivação

O cenário nacional atual da demanda de energia e o aumento do preço na sua geração contribuíram para um crescimento na procura de formas alternativas e mais baratas de se gerar energia. Além disso, a popularização dos painéis fotovoltaicos e a resolução normativa nº 482/2012 da ANEEL (BRASIL, 2012) garantem a acessibilidade e a regulamentação, respectivamente, desta tecnologia.

1.2 Justificativa

A escolha do sistema fotovoltaico como alternativa para a geração de energia se deve ao fato de que esse sistema demonstra ser uma opção rentável e que se popularizou nas últimas décadas. Outro fator importante é o potencial solar da cidade em que o sistema será instalado, na cidade de Araxá em Minas Gerais. Ribeiro (2018), publicou uma matéria no Jornal Estado de Minas mostrando o grande potencial energético do estado, em que a capacidade para geração de energia solar é o dobro do potencial da Alemanha.

1.3 Objetivos

O principal objetivo deste trabalho é dimensionar um sistema fotovoltaico residencial como alternativa à geração de energia e, também, que seja capaz de suprir as necessidades energéticas dos moradores em alguns horários do dia. Pretende-se também que o projeto seja rentável do ponto de vista energético e econômico.

2. REFERENCIAL TEÓRICO

Uma vez que o presente trabalho tem como foco dimensionar um sistema que utiliza o recurso solar como geração de energia, neste tópico serão tratados assuntos que embasam as teorias que sustentam esta tecnologia, como recurso solar, características dos painéis, especificações dos componentes e outras informações relevantes para o sistema fotovoltaico.

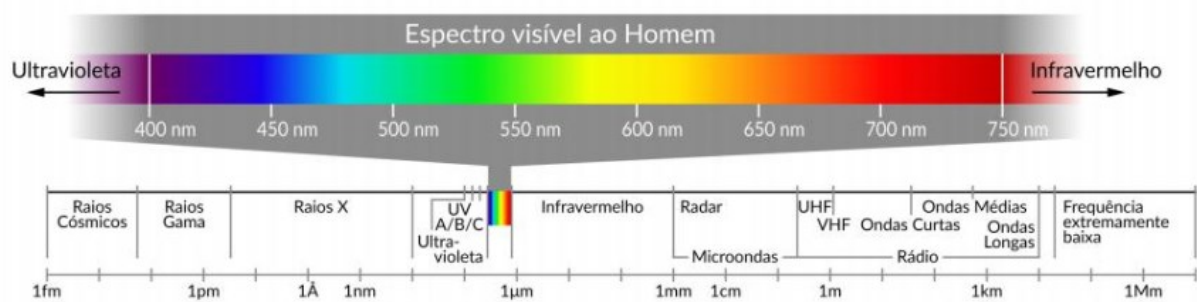
2.1 Radiação

O Sol é a estrela mais próxima da Terra, sendo a principal fonte de energia do planeta. A fonte de energia solar está relacionada ao processo de fusão que envolve quatro átomos de hidrogênio se “transformando” em átomos de hélio, sendo essa uma fusão termonuclear. A energia adquirida nesse processo advém da diferença de massa dos átomos, sendo a do hidrogênio maior que a do hélio, e nesse processo são emitidos fótons altamente energéticos de forma que a transferência de energia da

parte interna até a superfície é feita a partir de radiação eletromagnética (YAMASOE; CORRÊA, 2016).

A temperatura na superfície do Sol é na ordem de 5778 K (5505° C) e sua energia irradiada se estende por uma ampla faixa do espectro eletromagnético (figura 3). Um total de 81% da energia que chega à Terra se encontra em uma faixa de comprimentos de onda que vai do visível ao infravermelho e essa energia serve de alimento a todos os processos térmicos, químicos e dinâmicos, naturais ou artificiais, utilizados em conhecimentos teóricos ou em tecnologias produzidas pela sociedade. Por exemplo, o ciclo hidrológico, a fotossíntese, aquecimento solar, geração de eletricidade e entre outros (PEREIRA et al., 2017).

Figura 3 – Espectro da radiação solar incluindo um detalhamento da faixa visível ao ser humano.

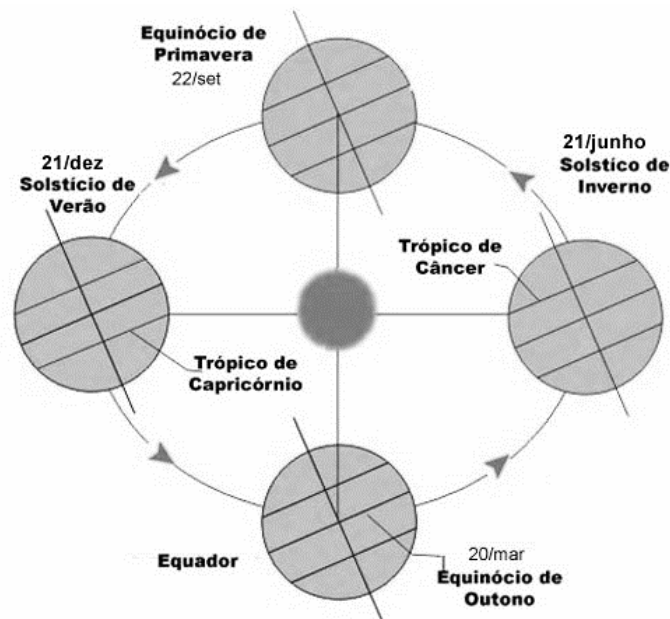


Fonte: Pereira et al. (2017)

2.2 Geometria Solar

Como é de conhecimento geral, a Terra descreve uma trajetória elíptica em torno do Sol com uma pequena excentricidade (ϵ) de aproximadamente 0,017. Além disso, seu eixo possui uma inclinação em torno de $23,45^\circ$, que, juntamente com o movimento de translação, origina as estações do ano. A Declinação Solar (δ), distância angular do Equador ao paralelo do astro, varia em torno de $+23,45^\circ$ no período do solstício de inverno no hemisfério Sul e $-23,45^\circ$ no solstício de verão, também no hemisfério Sul (figura 4). Já nos períodos de equinócio de primavera e outono o valor da declinação solar permanece igual a 0, pois os raios solares se alinham com o plano do Equador (PINHO; GALDINO, 2014).

Figura 4 – Órbita da Terra e a declinação solar em diferentes períodos do ano.



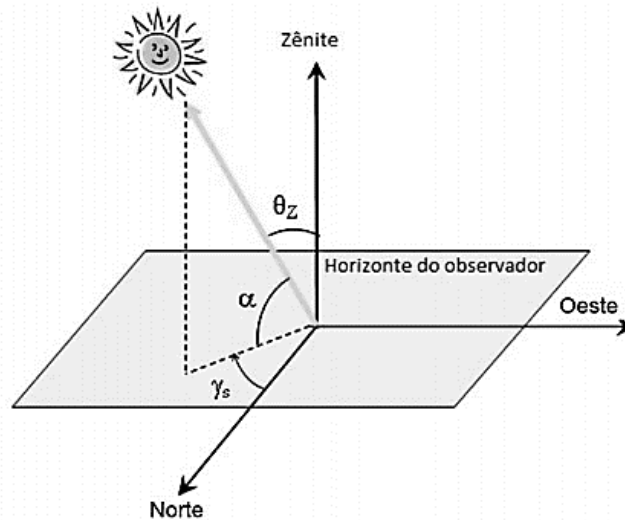
Fonte: Apolo11 (2013)

A declinação solar (δ) ainda pode ser calculada a partir de qualquer dia do ano (n) (MESSENGER; VENTRE, 2010), conforme a equação (2.1).

$$\delta = 23,45 \cdot \text{sen} \left[\frac{360(n-80)}{365} \right] [^\circ] \quad (2.1)$$

Quando se deseja descobrir a posição exata do Sol é necessário especificar 3 coordenadas. Assumindo-se a distância do Sol à Terra como constante, então a posição do astro pode ser especificada a partir de dois valores de ângulos: elevação solar (α) e azimutal (γ_s), representados na figura 5. O primeiro, é definido a partir do ângulo entre os raios solares e as suas projeções no plano do horizonte. Já o segundo, pode ser descrito como o desvio angular do Sol em relação ao Sul, medindo a posição angular do astro de Leste a Oeste a partir do Sul (MESSENGER; VENTRE, 2010). Esse desvio, por convenção, é tomado a partir do Norte (0°) geográfico e é considerado positivo quando a projeção se encontrar à direita do Sul (a Leste) e negativo caso à esquerda (a Oeste) (PINHO; GALDINO, 2014).

Figura 5 – Ilustração dos ângulos θ_z , α e γ_s , representando a posição do Sol em relação ao plano horizontal.



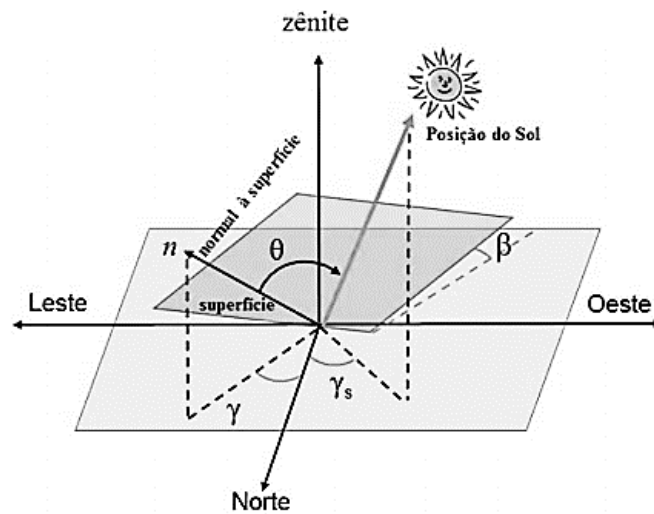
Fonte: Pinho; Galdino (2014)

Ainda sobre ângulos da geometria solar, Pinho e Galdino (2014) descrevem o ângulo zenital (θ_z) como o ângulo formado entre os raios solares e a vertical local, denominada Zênite. A inclinação da superfície de captação (β) pode ser compreendida como o ângulo entre o plano da superfície em questão e o plano horizontal. O ângulo azimutal da superfície (γ) é estimado a partir da projeção da normal à superfície no plano horizontal e a direção Norte-Sul. Por fim, o ângulo de incidência (θ) é o formado entre os raios solares e a normal à superfície de captação. Os ângulos citados podem ser observados na figura 6.

Outro ângulo útil, apesar de redundante, é o horário do Sol ou hora angular (ω) que é a diferença entre o horário do meio-dia e a hora desejada em termos de rotação de 360° em 24 horas, calculado a partir da equação (2.2). T é a hora do dia expressa seguindo o meio-dia solar em relógio de 24 horas. Por exemplo, para $T = 0$ ou 24 (meia-noite), $\omega = \pm 180^\circ$ (MESSENGER; VENTRE, 2010).

$$\omega = \frac{12-T}{24} \cdot 360 = 15(12 - T) [^\circ] \quad (2.2)$$

Figura 6 – Ilustração da orientação de uma superfície inclinada em relação ao mesmo plano: ângulos β , γ , γ_s e θ .



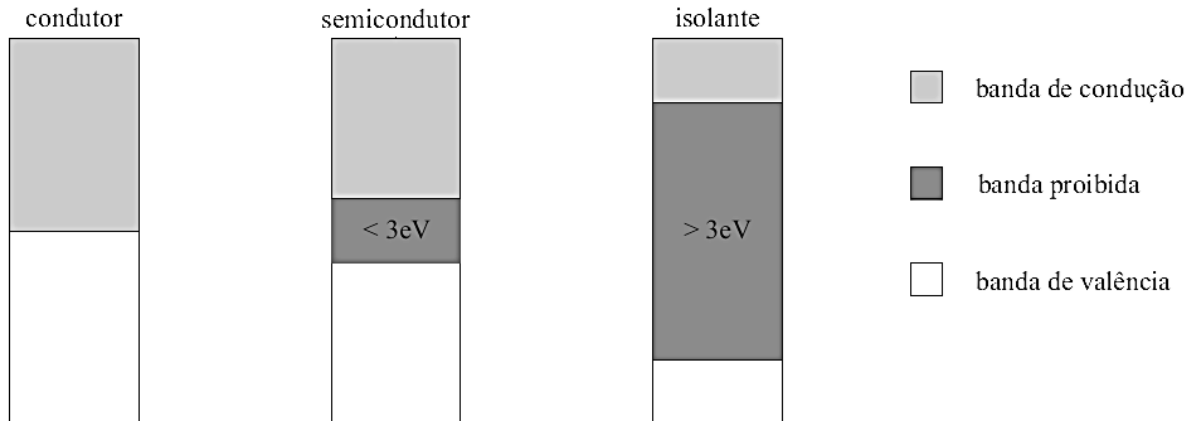
Fonte: Pinho; Galdino (2014)

2.3 Efeito Fotovoltaico

O efeito fotovoltaico foi descoberto pelo cientista francês Alexandre-Edmond Becquerel no ano de 1839 quando iluminou uma solução ácida e observou que surgia uma diferença de potencial nos eletrodos imersos. Alguns anos posteriores, em 1876 W. G. Adams e R. E. Day também observaram um efeito similar ao de Becquerel em um dispositivo fabricado com selênio em estado sólido. No ano de 1883, os primeiros dispositivos que podem ser considerados células fotovoltaicas foram fabricadas em selênio e desenvolvidas por C. E. Frits e somente após mais de 110 anos da descoberta de Becquerel foram fabricadas, nos Estados Unidos, as primeiras células fotovoltaicas baseadas nos avanços tecnológicos de dispositivos semicondutores (PINHO; GALDINO, 2014).

Na natureza existem materiais classificados como semicondutores que se caracterizam por terem uma banda de valência totalmente preenchida por elétrons e uma outra de condução “vazia”, em temperatura do zero absoluto (0 K) (figura 7). Em outras palavras, esse material semicondutor se comporta como um isolante a 0 K. Diferente desses materiais considerados isolantes, existem os semicondutores que possuem uma separação entre as duas bandas de energia, conhecida como banda proibida (E_g) e que pode atingir até 3 eV (elétron-volt) (PINHO; GALDINO, 2014).

Figura 7 – Estrutura de bandas de energia em condutores, semicondutores e isolantes.



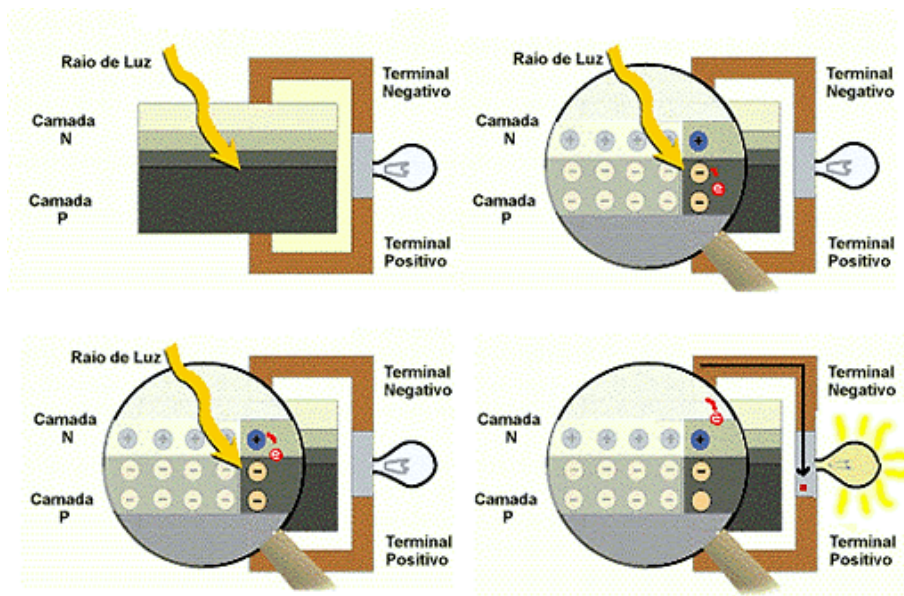
Fonte: Pinho; Galdino (2014)

As bandas são formadas por um conjunto de valores discretos de energia bastante próximos e que na maioria das vezes são consideradas como contínuas. O silício (Si) e o germânio (Ge), por exemplo, possuem valores de E_g de 1,12 eV e 0,66 eV, respectivamente. Por essas bandas de energia existirem, uma característica dos semicondutores é o seu aumento de condutividade com a temperatura, resultado da excitação térmica dos elétrons na banda de valência para a de condução (PINHO; GALDINO, 2014).

A dissipação da energia em excesso como calor no material é resultante da absorção de fótons com energia superior ao E_g . Os elétrons e lacunas foto gerados se movimentam dentro do material e aumentam a sua condutividade elétrica, denominado efeito fotocondutivo (PINHO; GALDINO, 2014).

Para o efeito fotovoltaico acontecer nas células solares, as mesmas precisam ser compostas com dois diferentes tipos de outros semicondutores – um tipo-p e outro tipo-n – que juntos criam a junção P-N. A partir dessa ligação é formado um campo elétrico na junção já que os elétrons livres do lado negativo (N) começam a se mover para preencher as lacunas do lado positivo (P). Com isso, o campo faz com que as partículas carregadas negativamente e positivamente se movam em direções opostas (HANANIA; STENHOUSE; DONEV, 2015). Esse conceito pode ser observado na figura 8.

Figura 8 – Efeito fotovoltaico na junção P-N.



Fonte: CRESESB (2008)

2.4 Células Fotovoltaicas

Células fotovoltaicas podem ser fabricadas em diferentes tipos de materiais e formas. Independentemente de suas peculiaridades, todas possuem a mesma tarefa que é a de converter energia solar em elétrica. O material de fabricação mais usual dessas células é o silício (Si), que possui propriedades semicondutoras. Atualmente, há 3 tipos de células fotovoltaicas dominantes no mercado mundial: silício monocristalino, silício policristalino e película fina (AFEWORK et al., 2018).

2.4.1 Silício Monocristalino

O silício monocristalino é um dos materiais semicondutores mais disponíveis para a fabricação de células fotovoltaicas (figura 9). Sua eficiência gira em torno de 14 a 18% e o método mais comum de fabricação das células monocristalinas é, primeiramente, extrair o cristal do dióxido de silício que depois é derretido em um caldeirão, onde também é purificado. O resultado desse processo é um sólido lingote cilíndrico (Processo de Czochralski) monocristalino (figura 10), que, então, é cortado em finas fatias com o auxílio de um diamante de 200 a 400 μm . Essas fatias são polidas e possuem um formato retangular a fim de maximizar o número de células que estarão presentes nos painéis (PATEL, 2006).

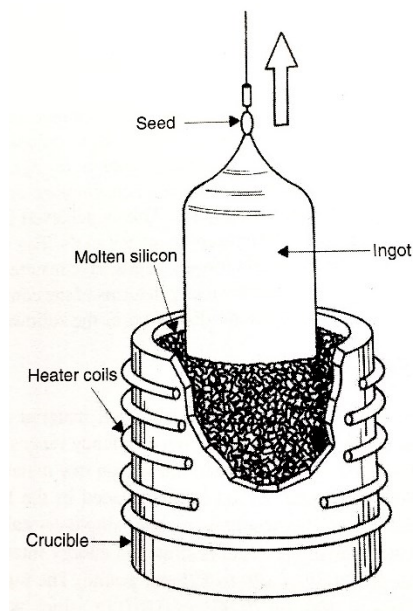
Vale ressaltar, que para a célula monocristalina ser utilizada para fins de geração de energia é necessário acrescentar às fatias uma dopagem ao material, criando uma junção P-N. Células monocristalinas são altamente eficientes, porém o custo de fabricação é alto tornando as policristalinas e de película fina melhores opções para o consumidor (AFEWORK et al., 2018).

Figura 9 – Painel solar construído a partir de células monocristalinas.



Fonte: Afework et al. (2018)

Figura 10 – Esquema de um lingote de silício monocristalino produzido pelo processo de Czochralski.

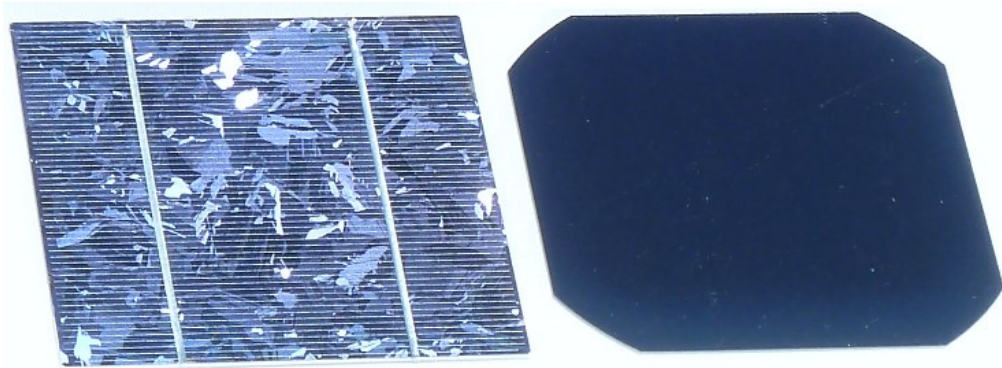


Fonte: Patel (2006)

2.4.2 Silício Policristalino

O processo de fabricação das células de silício policristalinas é relativamente mais barato em comparação com o das monocristalinas. A eficiência dessas células é menor, porém o baixo custo por watt de energia acaba compensando (PATEL, 2006). Elas são feitas com pequenos grãos de cristais que são moldados em um formato cúbico de lingote de silício fundido. Sendo assim, são fatiadas e montadas com método similar ao das de silício monocristalino, porém com menos rigorosidade no processo (AFEWORK et al., 2018). A figura 11 mostra a comparação entre os dois tipos de materiais.

Figura 11 – Imagem comparando uma célula policristalina (esquerda) com uma célula monocristalina (direita).



Fonte: Afework et al. (2018)

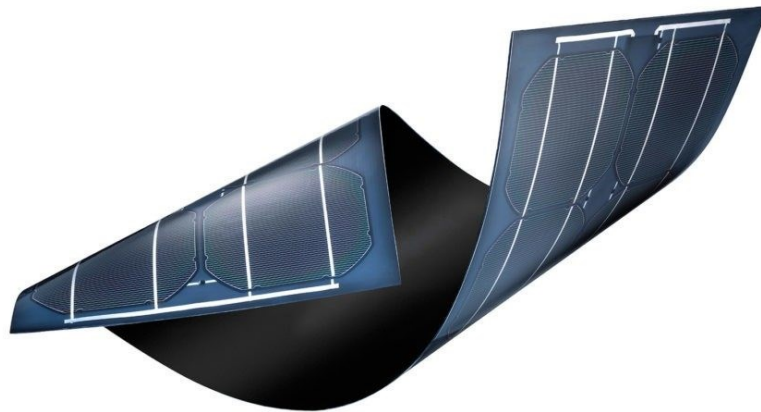
2.4.3 Película Fina

As células de película fina são mais uma das várias opções no mercado (figura 12). Alguns exemplos de materiais dessas películas são: o seleneto de cobre e índio-gálio (CuInSe_2), o telureto de cádmio (CdTe) e o arsenieto de gálio (GaAs), com tipicamente alguns micrômetros de espessura que são diretamente depositados em uma placa de vidro, plástico ou aço inoxidável. Tal tecnologia utiliza menos material por metro quadrado da área da célula, e, portanto, possui baixo custo por watt de energia gerada (PATEL, 2006).

Outro tipo de material de película fina para células fotovoltaicas é o silício amorfo (a-Si), que também é produzido depositando pequenas camadas de silício em um substrato de vidro. Como resultado se obtém uma célula bem fina e flexível que usa

menos de 1% de silício em sua composição. Contudo, sua eficiência é afetada já que os átomos de silício são muito menos ordenados do que em suas formas cristalinas, deixando "ligações pendentes" que se combinam com outros elementos, tornando-os eletricamente inativos. Outro fator crucial é que nos primeiros meses de uso deste painel as células sofrem uma queda de 20% em sua eficiência até que sua operação se estabilize (AFEWORK et al., 2018).

Figura 12 – Película fina e flexível para geração de energia solar.



Fonte: Solar (2015)

2.5 Curvas Características dos Módulos Fotovoltaicos

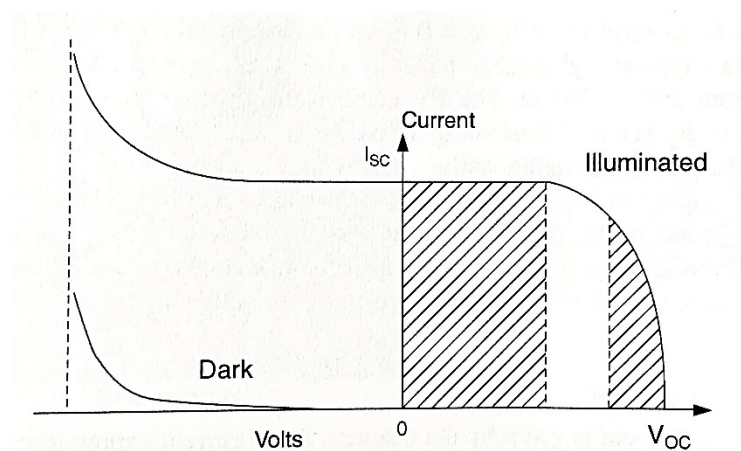
O comportamento elétrico dos módulos fotovoltaicos é geralmente representado pela curva de corrente (I) pela tensão (V). A figura 13 mostra a curva característica $I \times V$ de uma célula fotovoltaico sob condições de iluminação e escuridão. Observando, tem-se I_{sc} como sendo a corrente de curto-circuito (do inglês *short-circuit*), tensão igual a zero. Já na parte inferior direita é possível observar a tensão de circuito aberto V_{oc} (do inglês *open-circuit*), que é a tensão medida na saída dos terminais abertos, corrente igual a zero (PATEL, 2006).

Outros parâmetros como potência máxima (P_m), tensão de potência máxima (V_{mp}) e corrente de potência máxima (I_{mp}) também são importantes de serem mencionadas, já que usualmente os módulos fotovoltaicos são comercializados com os seus valores de potência de pico. As condições padrão para se obter as curvas características dos módulos é definir a radiação a 1000 W/m^2 e a temperatura de 25°C na célula.

Importante ressaltar que a eficiência das células dos painéis diminui com o aumento da temperatura (CRESESB, 2008).

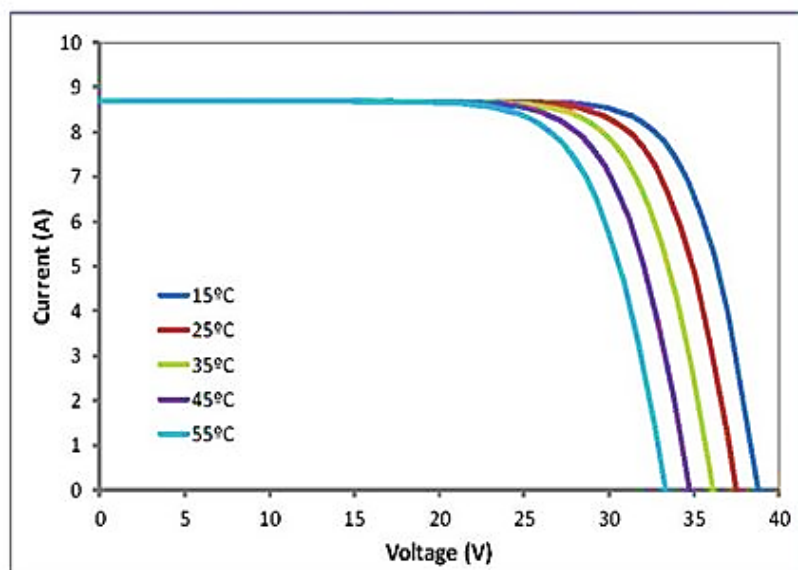
Tal comportamento pode ser observado na figura 14, em que a tensão gerada nos terminais do painel diminui à medida que a temperatura aumenta. Além disso, na figura 15 é possível analisar a interferência da radiação sobre o desempenho da corrente nas células fotovoltaicas, em que uma radiação maior implica em um valor de corrente também maior. O valor da tensão praticamente não varia.

Figura 13 – Curva característica I-V de um módulo fotovoltaico sobre efeito e ausência da luz.



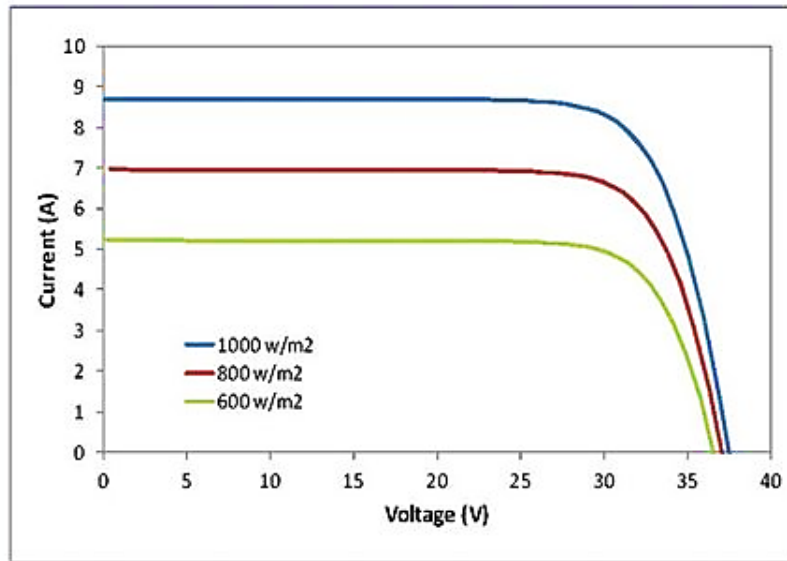
Fonte: Patel (2006)

Figura 14 – Curva I-V para distintos valores de temperatura com a uma radiação solar constante de 1000 W/m^2 .



Fonte: Brasil (2016)

Figura 15 – Curva I-V para distintos valores de radiação solar a uma temperatura constante de 25°C.



Fonte: Brasil (2016)

2.6 Componentes de um Sistema Fotovoltaico

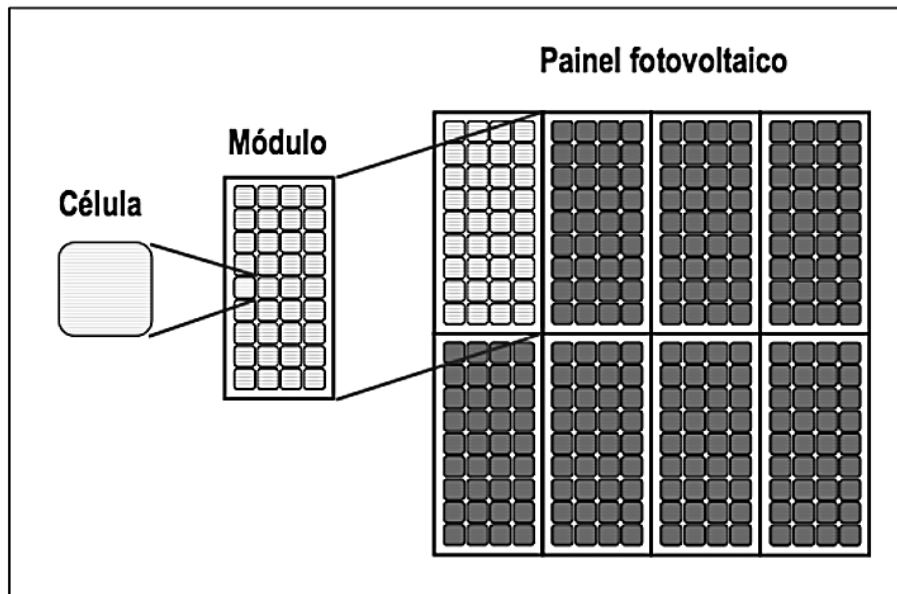
O projeto completo de um sistema fotovoltaico consiste em vários itens que incluem os painéis solares, estrutura metálica para fixação dos módulos, conversor CC-CA, diodos *bypass* e de bloqueio, fusíveis e disjuntores, cabeamento elétrico, proteções contra sobretensões e descargas atmosféricas e, por fim, caixas de conexão (RÜTHER, 2004). Nos próximos tópicos serão descritos com mais detalhes os componentes básicos de sistema um sistema solar.

2.6.1 Módulos

Módulos solares apresentam em média 20 V (Volts) de tensão em circuito aberto nos seus terminais. Para que se atinja valores maiores os módulos são montados em arranjos, conectados em série, paralelo ou ambos. O número de módulos conectados em série irá determinar a tensão de operação do sistema em corrente contínua (CC), enquanto que a ligação em paralelo dos painéis ou as então conhecidas *strings* (conjunto de módulos ligados em série) irá determinar a corrente do sistema solar (RÜTHER, 2004). Na figura 16, tem-se a representação esquemática do processo hierarquizado do sistema solar, em que um painel solar é constituído de vários módulos conectados por ligações série-paralelo, e um módulo pelo agrupamento de

várias células fotovoltaicas, também por meio de ligações série-paralelo de modo a aumentar a potência do módulo (PATEL, 2006).

Figura 16 – Processo hierarquizado de agrupamento célula, módulo e painel fotovoltaico.

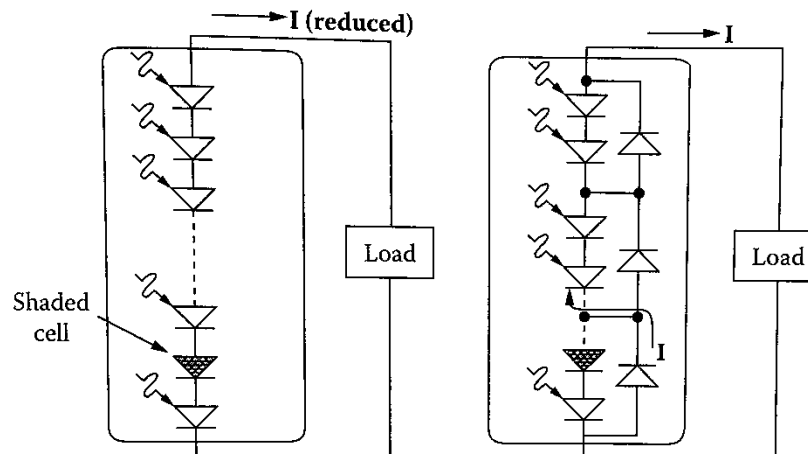


Fonte: Carneiro (2010)

Uma observação importante sobre a ligação em série das células fotovoltaicas está relacionada ao sombreamento de células individuais. Como elas estão conectadas em série, caso ocorra o sombreamento de alguma a potência do módulo cairá drasticamente. Esse fenômeno pode acarretar no aquecimento da célula e provocar uma falha prematura. Para proteger o sistema contra essas falhas, existem os diodos *bypass*, conforme figura 17. Caso a corrente gerada não consiga percorrer o circuito pela célula fotovoltaica, há um caminho alternativo pelo diodo *bypass* (MESSENGER; VENTRE, 2010).

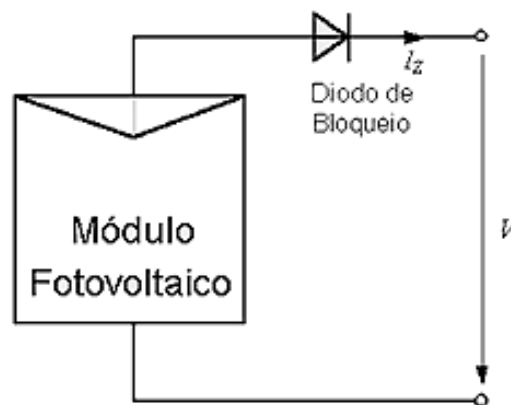
Outro problema relacionado ao sombreamento das células é quando surge uma corrente negativa percorrendo por elas, em que ao invés de gerar corrente o módulo passa a receber. Isso pode causar queda na eficiência das células e, no pior dos casos, a desconexão do arranjo ocasionando perda total do fluxo de energia. Essa peculiaridade é resolvida com um diodo de bloqueio (figura 18), que impede que correntes reversas circulem pelas células (CRESESB, 2008).

Figura 17 – Uso de diodo *bypass* para proteção de células contra sombreamento.



Fonte: Messenger; Ventre (2010).

Figura 18 – Representação do diodo de bloqueio.



Fonte: CRESESB (2008)

2.6.2 Inversores

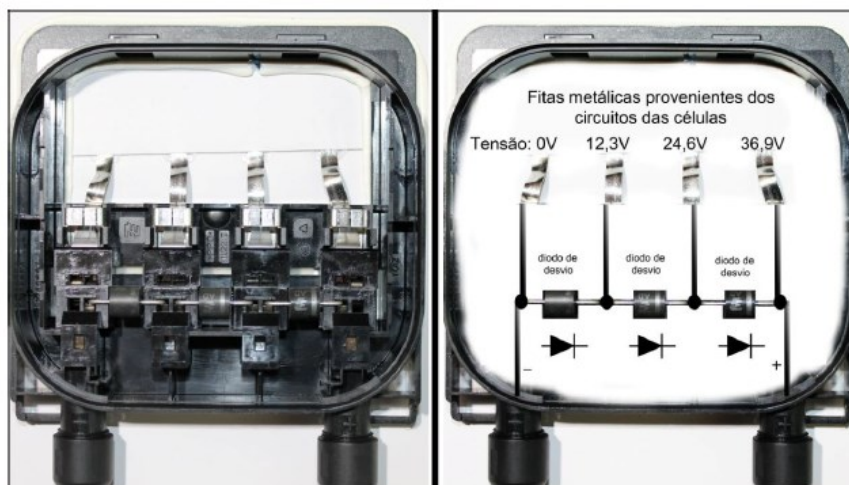
A energia gerada pelos módulos solares é em corrente contínua, sendo assim para que o sistema seja conectado à rede de distribuição de energia é necessário o uso de um inversor, ou conversor CC-CA. Com esse equipamento é possível garantir que a energia gerada siga os requisitos para a conexão com a rede pública, como frequência, conteúdo de harmônicos, forma de onda e etc. Os dois tipos de inversores mais comuns são os comutados pela própria rede, em que a sincronização do inversor é feita pelo sinal da rede, e os auto comutados, em que se faz necessário um circuito eletrônico no inversor para controlar o seu sinal com o da rede (RÜTHER, 2004).

Eficiência é um ponto importante que deve ser analisado em um inversor, já que um diferencial de 1% em sua eficiência acarreta em até 10% a mais de energia que pode ser gerada (RÜTHER, 2004). Em geral, os inversores de onda quadrada são opções mais baratas e relativamente eficientes, pecando apenas em alguns quesitos como distorção harmônica, acima de 40% (MESSENGER; VENTRE, 2010).

2.6.3 Caixas de Junção e Dispositivos de Proteção

Os módulos fotovoltaicos possuem uma caixa de conexões em sua parte posterior onde estão presentes os diodos *bypass* e, também, os conectores para as conexões entre os módulos. Muito além de apenas conectar os módulos, essas caixas de conexões servem principalmente para proteção do sistema contra as correntes reversas, causadas por sombreamento, por exemplo (PINHO; GALDINO, 2014). Na figura 19 é possível observar o interior de uma caixa de junção.

Figura 19 – Caixa de conexão (esquerda) e diagrama de ligações (direita) de um módulo fotovoltaico.



Fonte: Pinho; Galdino (2014)

Os conectores utilizados para ligarem os módulos solares entre si é conhecido como MC4, possuem proteção UV, contra chuva e umidade (TOTAL, 2017). Outros dispositivos de proteção, tais como chaves seccionadoras, fusíveis, disjuntores e proteção contra surtos (DPSs) também fazem parte da topologia do sistema de energia fotovoltaica e estão presentes na caixa de junção, que são quadros elétricos com o propósito de armazenar e proteger as conexões dos módulos fotovoltaicos e os outros dispositivos de proteção (CENTRAL, 2016). As caixas de junção devem ter no

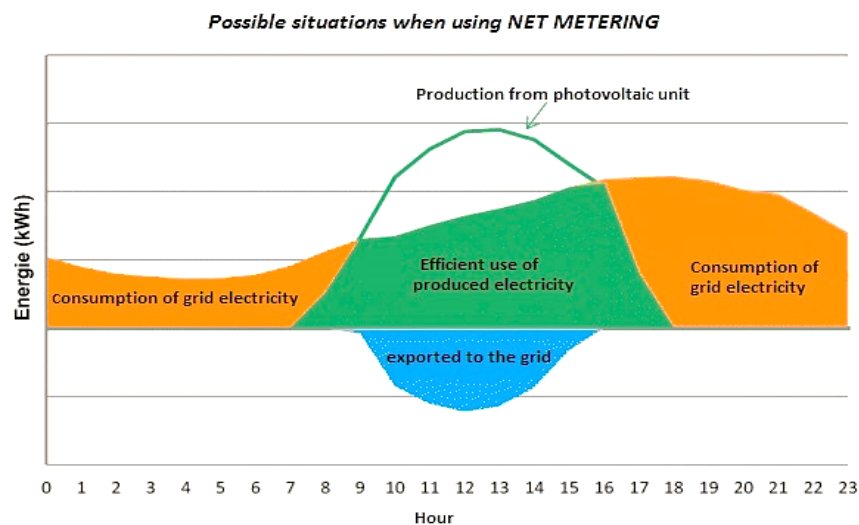
mínimo um grau de proteção IP65 (grau de proteção provido por invólucros presente na norma técnica NBR IEC 60529 de 04/2017), sendo que o grau IP67 é o mais recomendado.

2.6.4 Medidores

Nas instalações solares *on-grid*, sistemas de microgeração conectados à rede pública de energia elétrica, a interface com a companhia de energia deve ser feita por meio de um medidor bidirecional. Quando o sistema fotovoltaico gera mais energia que a instalação precisa e injeta esse excedente na rede, o medidor contabiliza esse valor e beneficia o consumidor. Quando o contrário acontece, instalação consumidora consumindo mais energia do que a gerada, o medidor funciona contabilizando de modo a cobrar o proprietário pelo uso da eletricidade da companhia (RÜTHER, 2004).

O método mais utilizado para negociar eletricidade a partir de fontes renováveis é o *Net Metering* que funciona como um incentivo de créditos ao proprietário da instalação. Caso ele produza a mesma quantidade de energia que consome, não paga nada (exceto as taxas fixas cobradas pela companhia, como conexão, distribuição, etc.). Já se a produção excede o seu consumo, essas “sobras” são transferidas para o próximo mês como forma de crédito (GROUP, 2017). A figura 20 exemplifica uma situação possível do uso de *Net Metering*.

Figura 20 – Gráfico hipotético do perfil de consumo de uma instalação com sistema solar *on-grid*.



Fonte: Group (2017)

3. DIMENSIONAMENTO DO PROJETO

Neste tópico serão tratados os requisitos básicos a serem considerados no dimensionamento de um sistema solar conectado à rede elétrica, tais como potencial energético, carga e demanda energética da residência, escolha dos equipamentos e afins, usando como referência o Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos.

3.1 Potencial Energético

O potencial energético do local onde será instalado o sistema solar foi consultado a partir das coordenadas do endereço da residência, obtidos através do serviço de mapas (MAPS, 2018) e com a ajuda do *software* SunData, disponível no sítio do CRESESB. De acordo com CRESESB (2018), os dados do *software* foram atualizados a partir da segunda edição publicada do Atlas Brasileiro de Energia Solar, produzido pelo Centro de Ciência do Sistema Terrestre (CCST) do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE). A tabela 1 apresenta a média de irradiação solar, em kWh/m².dia, no local durante o ano a partir de diferentes ângulos de inclinação.

Tabela 1 – Média mensal do total diário da irradiação no local de interesse.

Mês	Irradiação solar diária média [kWh/m ² .dia]			
	Plano Horizontal (0° N)	Ângulo Igual a Latitude (20° N)	Maior Média Anual (21° N)	Maior Mínimo Mensal (14°N)
Janeiro	5,50	5,02	4,98	5,20
Fevereiro	5,91	5,63	5,61	5,77
Março	4,92	5,01	5,00	5,03
Abril	4,88	5,42	5,43	5,31
Mai	4,47	5,39	5,42	5,16
Junho	4,24	5,35	5,39	5,07
Julho	4,48	5,56	5,60	5,29
Agosto	5,51	6,43	6,46	6,22
Setembro	5,46	5,75	5,76	5,72
Outubro	5,64	5,49	5,47	5,58
Novembro	5,35	4,94	4,90	5,10
Dezembro	5,67	5,09	5,06	5,31
Média Anual [kWh/m ² .dia]	5,17	5,42	5,42	5,40
Delta	1,67	1,49	1,56	1,19

Fonte: CRESESB (2018)

Comparando-se a irradiação solar média da cidade de Araxá (tabela 1) com outras regiões com grande potencial energético de geração fotovoltaica, chega-se à conclusão de que a cidade possui grande capacidade de produção. Como já citado neste trabalho, Araxá está entre as seis microrregiões de Minas Gerais com maior potencial de geração de energia fotovoltaica (RIBEIRO, 2018). Além disso, de acordo com Solar (2016) o Nordeste, região que apresenta a maior disponibilidade energética solar, possui 5,9 kWh/m².dia de irradiação média. A região sudeste segue com 5,6 kWh/m².dia e a sul, que apesar da grande variação de clima regional, possui 5,0 kWh/m².dia de irradiação média, valor acima do registrado em países como a Alemanha.

Para as estimativas de produção de energia fotovoltaica, é usual ignorar alguns efeitos da irradiância instantânea e trabalhar com as totalidades convertidas em intervalos de horário. O número de Horas de Sol Pleno (HSP) é uma grandeza que reflete o número de horas em que a irradiância solar deve permanecer igual a 1 kW/m², de modo que a energia acumulada ao longo do dia seja equivalente à disponibilizada pelo Sol naquele determinado local (PINHO; GALDINO, 2014). A partir da equação (3.1) é possível encontrar o valor de HSP.

$$HSP = \frac{\text{Irradiância do Local [kWh/m}^2]}{1 \text{ [kW/m}^2]} [h] \quad (3.1)$$

Considerando uma irradiância média anual de 5,42 kWh/m² na região de Araxá, a partir da equação 3.1, têm-se que o número de horas em sol pleno na cidade é igual a 5,42 horas, ou seja, aproximadamente igual a 5 horas e 25 minutos de energia acumulada, conforme indica a equação (3.2).

$$HSP = \frac{5,42}{1} = 5,42 [h] \quad (3.2)$$

3.2 Espaço Físico e Análise de Sombreamento

A escolha do local onde os painéis fotovoltaicos serão instalados é um fator determinante para o desempenho do sistema. Uma grande dificuldade, em alguns casos, é a integração dos painéis com os elementos arquitetônicos da construção. Em instalações urbanas do tipo *rooftop* (de telhado) o projetista tem flexibilidade no

posicionamento dos módulos, ficando a mercê da inclinação e orientação do telhado. Casos assim, podem ser contornados inserindo estruturas metálicas de apoio para os painéis (PINHO; GALDINO, 2014).

O telhado da residência onde serão instalados os painéis fotovoltaicos do projeto deste trabalho será construído justamente para este propósito: o de acoplar o sistema fotovoltaico à arquitetura do telhado. Futuramente a residência passará por reformas para atender as necessidades de instalação dos painéis, com isso será possível construir um telhado com a inclinação ideal para a acoplagem dos módulos fotovoltaicos. Uma observação que deve ser incluída no novo projeto é a de que o telhado deve estar preparado para suportar o peso dos painéis, já que cada um pesa 22,4 kg. Sendo assim, o conjunto total do sistema terá um peso considerável.

A orientação do telhado já estará voltada ao norte, que de acordo com Rütther (2004) a orientação ideal é a de uma superfície voltada para o equador (norte geográfico para instalações no hemisfério sul) e a inclinação dos painéis deve ser próxima à da latitude do local para garantir a máxima incidência solar.

O novo telhado, portanto, terá sua orientação voltada para o norte geográfico e uma inclinação de 20° (graus), latitude aproximada da cidade de Araxá. Na figura 21 é possível observar a construção atual da residência e onde será construído o novo telhado do cômodo que acoplará os painéis fotovoltaicos.

Figura 21 – Fotografia do local onde será instalado o sistema fotovoltaico.



Fonte: Próprio Autor

A partir da vivência dos moradores e experiências compartilhadas, chegou-se à conclusão que não há riscos de sombreamento dos painéis no local que serão instalados. Primeiramente, eles serão incluídos no próprio projeto arquitetônico do novo telhado, eliminando a possibilidade de sombreamento de um painel para o outro. Em segundo, não há árvores ou edificações muito grandes próximas ao local que possam comprometer o funcionamento dos painéis. A partir da figura 22 é possível observar a residência por meio de imagens via satélite.

Figura 22 – Imagem via satélite indicando o local da residência do projeto (adaptado).



Fonte: Maps (2018)

3.3 Carga Instalada

Para melhor entender o hábito de consumo de energia dos moradores da residência e, assim, comparar os resultados teóricos com os mensurados foi realizada uma visita ao local e coletado dados dos equipamentos instalados. Outras informações como tempo de uso dos aparelhos, iluminação e, também, previsão de possíveis novas cargas a serem instaladas foram levadas em consideração no levantamento dos dados, conforme tabela 2.

Vale ressaltar que o motor e o aquecedor da piscina são cargas que foram recentemente instaladas no local. Sendo assim, o consumo total apresentado será uma projeção para os próximos meses em que essas cargas estarão em uso e será

de suma importância adicioná-las no dimensionamento do sistema fotovoltaico, já que serão grandes consumidoras de energia.

Tabela 2 – Levantamento de carga e consumo da residência.

Equipamento	Qtd	Potência Ativa Nominal [W]	Fator de Potência	Potência Nominal [VA]	Potência Total [kVA]	Tempo de Uso (dia) [h]	Energia Consumida (dia) [kWh]	Energia Consumida (mês) [kWh]
Geladeira 1	1	150	0,85	127,5	0,1275	10	1,5	45
Geladeira 2	1	120	0,85	102	0,102	10	1,2	36
Batedeira	1	300	0,92	276	0,276	0,5	0,15	4,5
Microondas	1	1000	0,92	920	0,92	0,2	0,2	6
Cafeteira	1	800	1	800	0,8	0,1	0,08	2,4
Ventilador	1	85	0,92	78,2	0,0782	6	0,51	15,3
Liquidificador	1	550	0,92	506	0,506	0,1	0,055	1,65
TV 1	1	120	0,92	110,4	0,1104	5	0,6	18
TV 2	1	115	0,92	105,8	0,1058	3	0,345	10,35
Video-game	1	135	0,92	124,2	0,1242	1	0,135	4,05
Ferro Elétrico	1	1200	1	1200	1,2	0,05	0,06	1,8
Lavadora de Roupas	1	150	0,85	127,5	0,1275	1	0,15	4,5
Chuveiro 1	1	5400	1	5400	5,4	0,25	1,35	40,5
Chuveiro 2	1	5400	1	5400	5,4	0,5	2,7	81
Lâmpada LED (sala/cozinha)	3	20	0,8	16	0,048	12	0,24	7,2
Lâmpada LED (interna)	5	20	0,8	16	0,08	6	0,12	3,6
Lâmpada LED (externa)	1	30	0,8	24	0,024	12	0,36	10,8
Lâmpada LED (externa)	1	100	0,8	80	0,08	8	0,8	24
Motor Piscina Aquecedor	1	368	0,72	264,96	0,26496	4	1,472	44,16
Piscina	1	800	1	800	0,8	4	3,2	96
Total Energia Consumida (dia) [kWh]								15,227
Total Energia Consumida (mês) [kWh]								456,81

Fonte: Próprio Autor

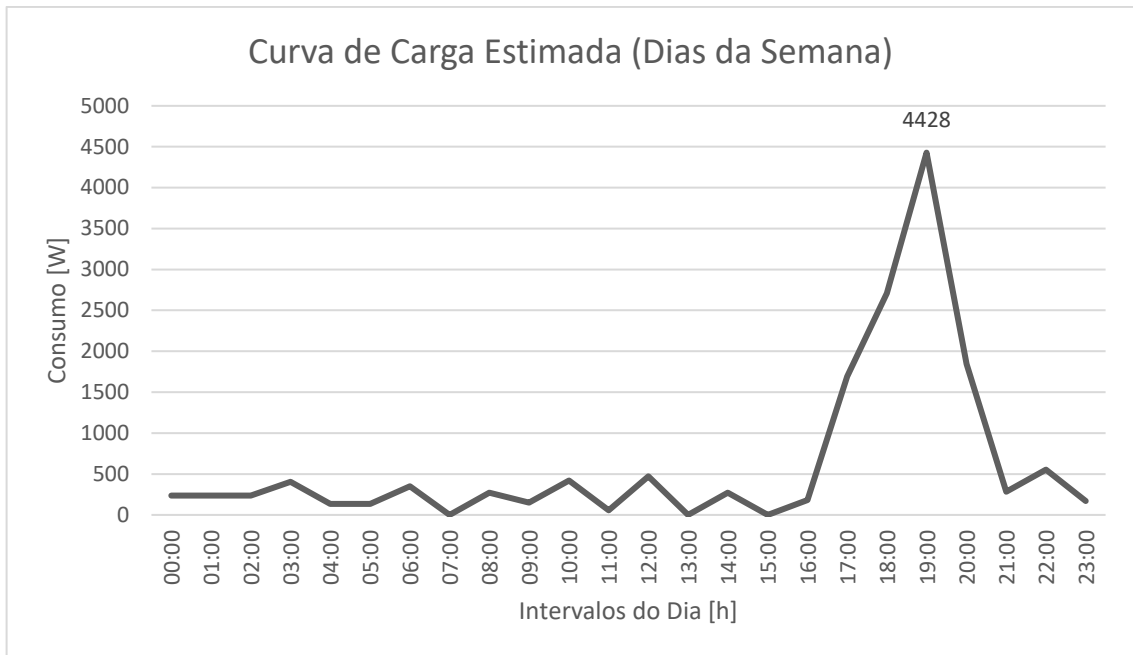
3.4 Perfil de Consumo Energético

Para plotar o perfil de consumo energético, foi realizada uma estimativa média diária dos prováveis horários que cada equipamento estaria funcionando, levando em consideração a rotina dos moradores. Para isso, os valores da coluna “Energia Consumida (dia)” da tabela 2 foi dividido pela quantidade de horas da coluna “Tempo de Uso (dia)” e distribuídos pelos horários mais prováveis de uso durante as 24 horas do dia.

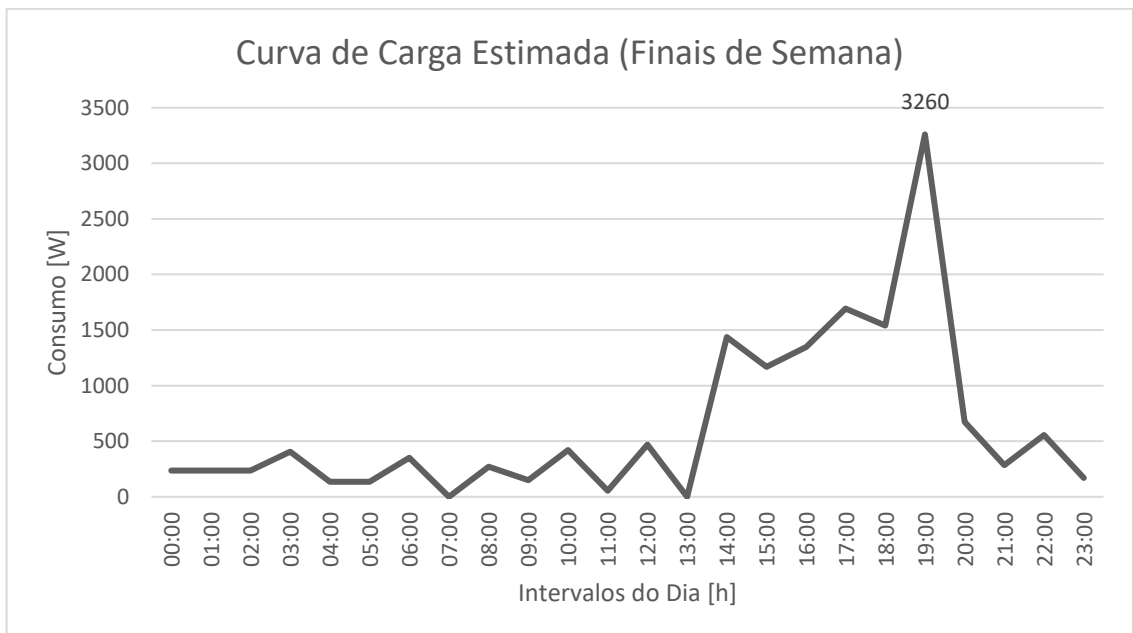
Para trazer um resultado mais aproximado e fiel ao hábito de consumo de energia dos moradores, foram traçadas duas curvas de estimativa de carga: uma para os dias da semana (figura 23) e outra para o final de semana (figura 24). A única diferença entre ambas é o uso da piscina nos finais de semana, que acontece no período das 14:00 às 18:00. Já nos dias da semana, o seu uso acontece no período do fim da tarde das 17:00 às 21:00.

Como o motor da bomba e o aquecedor da piscina são uma das cargas listadas com maior consumo relevante, é importante realizar essa diferenciação entre as curvas de carga dos dias da semana e dos finais de semana. Outro ponto a se observar é o pico do consumo de energia que fica concentrado nos horários do final da tarde e início da noite, já que os moradores quase não se encontram em casa durante o dia.

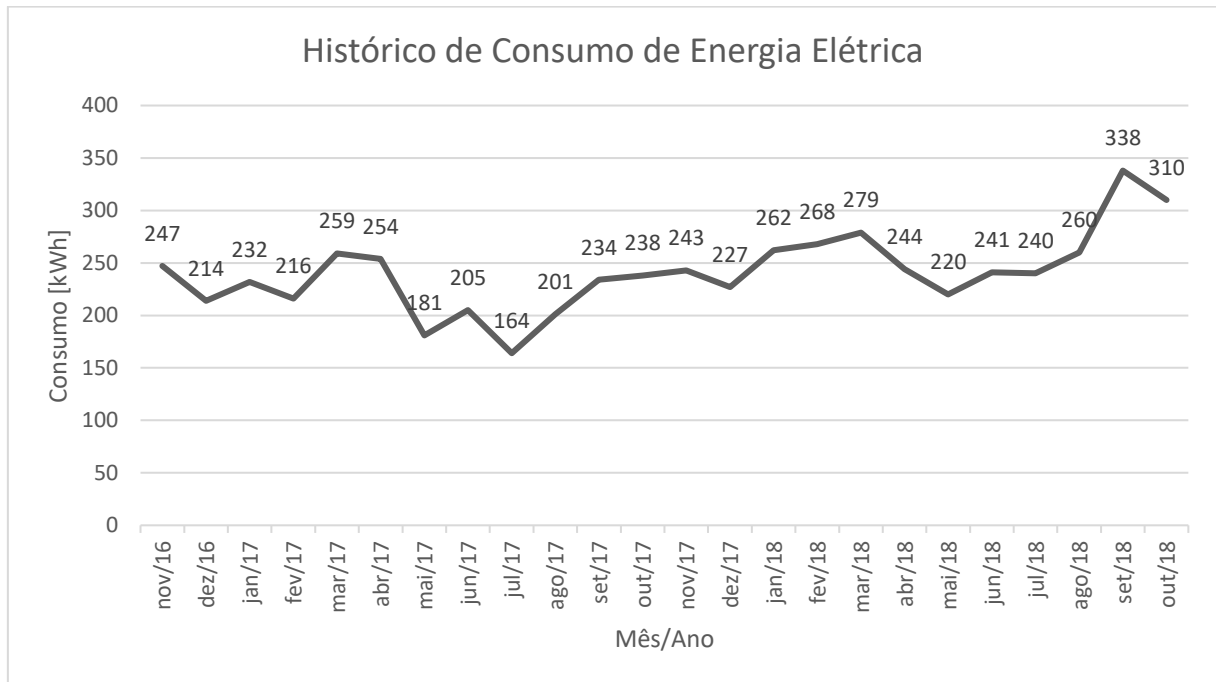
Por fim, para obter a curva do histórico de consumo mensal de energia elétrica dos moradores foram consultadas contas de energia passadas da companhia de energia elétrica que atende a região, a CEMIG. O resultado pode ser observado na figura 25 onde é possível analisar um aumento no consumo nos últimos meses contabilizados. Vale ressaltar que esse valor tende a aumentar nos próximos meses já que novas cargas (motor e aquecedor da piscina) foram instaladas recentemente e que já se encontram em operação.

Figura 23 – Curva de carga estimada diária para os dias da semana.

Fonte: Próprio Autor

Figura 24 – Curva de carga estimada diária para os finais de semana.

Fonte: Próprio Autor

Figura 25 – Gráfico do histórico de consumo mensal de energia elétrica dos moradores.

Fonte: Próprio Autor

3.5 Cálculo da Demanda de Energia

Para dimensionar a unidade geradora fotovoltaica, primeiramente, deve-se apurar o consumo diário anual (kWh/dia) para assim compor a potência dos painéis que serão conectados à rede de energia elétrica. Esse valor pode ser obtido através de uma análise das faturas mensais passadas ou a partir do levantamento das cargas instaladas (PINHO; GALDINO, 2014). Para o sistema deste projeto será considerado o consumo médio diário que foi estimado, de aproximadamente 15,3 kWh/dia (tabela 2), e não o do histórico de consumo, pois nesse as novas cargas ainda não estavam inclusas. A partir da equação (3.3) é possível calcular a potência de pico dos painéis fotovoltaicos (P_{FV}), em kWp (quilo Watt-pico).

$$P_{FV} = \frac{E/TD}{HPS_{MA}} [kWp] \quad (3.3)$$

Pela equação 3.3 tem-se E (kWh/dia) como sendo o consumo diário médio anual da edificação, TD (adimensional) a taxa de desempenho e HPS_{MA} (h) a média diária

anual das horas de sol pleno incidentes no painel fotovoltaico. Destaque especial para o valor da taxa de desempenho, do inglês *performance ratio*, pois essa variável interfere diretamente no desempenho do sistema fotovoltaico, sendo definida pela relação entre o desempenho real do sistema sobre o desempenho máximo teórico. Além disso, esta taxa leva em consideração a potência real do sistema sob as mais diversas condições de operação e perdas energéticas. Um estudo de 527 sistemas fotovoltaicos conectados à rede, maioria instalados na Alemanha, apresentou um TD médio entre 70 e 75% nos anos entre 2001 e 2005 (sistemas com potência menor que 10 kWp) (PINHO; GALDINO, 2014).

Com base no conceito teórico apresentado, é possível calcular a potência dos painéis que serão instalados no sistema do projeto em questão. O valor de horas de sol pleno adotado será de 5,42 horas (tabela 1) e a taxa de desempenho será uma estimativa de 75%, pois de acordo com Pinho e Galdino (2014) para sistemas fotovoltaicos residenciais conectados à rede instalados no Brasil, quando bem ventilados e não sombreados, possuem uma TD entre 70 e 80%.

$$P_{FV} = \frac{15,3/0,75}{5,42} = 3,76 [kWp] \quad (3.4)$$

Comparando-se o valor de potência dos painéis fotovoltaicos obtido pela equação (3.4) com a máxima potência estimada na curva de carga, aproximadamente 4,43 kWp (figura 22), tem-se que P_{FV} corresponde a aproximadamente 84,9% do valor de potência máxima.

3.6 Escolha e Disposição do Módulo Fotovoltaico

Os módulos fotovoltaicos escolhidos que irão compor os arranjos dos painéis deste projeto foram os da marca Canadian Solar, modelo MAXPOWER CS6U-330P com potência nominal de 330 Wp cada e fabricados em silício policristalino. As especificações mais importantes a serem abordadas neste tópico estão disponíveis na figura 26, porém, informações mais detalhadas podem ser consultadas no Anexo A.

Figura 26 – Especificações elétricas do módulo MAXPOWER CS6U-330P.

ELECTRICAL DATA STC*				MECHANICAL DATA	
CS6U	325P	330P	335P	Specification	Data
Nominal Max. Power (Pmax)	325 W	330 W	335 W	Cell Type	Poly-crystalline, 6 inch
Opt. Operating Voltage (Vmp)	37.0 V	37.2 V	37.4 V	Cell Arrangement	72 (6 × 12)
Opt. Operating Current (Imp)	8.78 A	8.88 A	8.96 A	Dimensions	1960 × 992 × 35 mm (77.2 × 39.1 × 1.38 in)
Open Circuit Voltage (Voc)	45.5 V	45.6 V	45.8 V	Weight	22.4 kg (49.4 lbs)
Short Circuit Current (Isc)	9.34 A	9.45 A	9.54 A	Front Cover	3.2 mm tempered glass
Module Efficiency	16.72%	16.97%	17.23%	Frame Material	Anodized aluminium alloy
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C			J-Box	IP68, 3 bypass diodes
Max. System Voltage	1000 V (IEC/UL) or 1500 V (IEC/UL)			Cable	4.0 mm ² (IEC), 12 AWG (UL), 1160 mm (45.7 in)
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 1703) or CLASS C (IEC 61730)			Connector	T4 series
Max. Series Fuse Rating	15 A			Per Pallet	30 pieces
Application Classification	Class A			Per Container (40' HQ)	720 pieces
Power Tolerance	0 ~ + 5 W				

* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

Fonte: Solar (2018)

Dados importantes a serem comentados: eficiência do módulo de 16,97%, potência máxima nominal de 330 W e tensão de circuito aberto igual a 45,6 V (em corrente contínua). A seguir, será calculada a área do módulo de acordo com suas dimensões de 1960x992x35 mm, conforme equação (3.5).

$$Área_{módulo} = l \cdot a = 1,96 \cdot 0,992 \cong 1,95 [m^2] \quad (3.5)$$

Tem-se, então, que cada módulo ocupa uma área de aproximadamente 1,95 m². Para descobrir a área total do arranjo, será necessário calcular quantos módulos serão necessários para gerar a potência total do sistema fotovoltaico já calculada na seção 3.5. Para isso, dividir-se-á o valor P_{FV}, equação (3.4), pelo valor da potência de pico do módulo escolhido para o projeto, conforme equação (3.6).

$$n_{módulos} = \frac{P_{FV}}{P_{módulo}} = \frac{3,76}{0,33} \cong 12 \text{ módulos} \quad (3.6)$$

Sendo assim, multiplicando-se a área de um módulo pela quantidade necessária no sistema, os painéis ocuparão uma área de 23,4 m². O próximo passo, é definir as ligações dos módulos e painéis: série, paralelo ou ambos. Para isso, é importante que o valor de tensão de saída e a corrente gerada nos módulos não ultrapasse os valores máximos permitidos na entrada do inversor.

A tensão de entrada do inversor pode ser calculada a partir do número de módulos ligados em série. A máxima tensão do sistema ocorre quando o painel está em circuito

aberto (V_{OC}), fenômeno que pode acontecer na estação de inverno, que devido à baixa irradiância o sistema pode se desconectar da rede deixando os módulos em circuito aberto, e, como resultado, a tensão se eleva. Sendo assim, o cálculo do número máximo de módulos em série deve levar em conta a tensão de circuito aberto e a tensão de entrada máxima permitida no inversor ($V_{i_{máx}}$), conforme equação (3.7) (PINHO; GALDINO, 2014).

$$n^{\circ} \text{módulos}_{série} \cdot V_{OC} < V_{i_{máx}} \text{ [V]} \quad (3.7)$$

Para o projeto, os painéis serão compostos de 6 módulos fotovoltaicos ligados em série. Pelo catálogo do fabricante do módulo, verifica-se que V_{OC} é igual a 45,6 V e pelo do inversor, anexo B, tem-se $V_{i_{máx}}$ igual a 1000 V. A equação (3.8) representa a relação dos valores de tensão.

$$6 \cdot 45,6 < 1000 \text{ [V]} \quad (3.8)$$

$$273,6 < 1000 \text{ [V]} \quad (3.9)$$

Pelo valor obtido na equação (3.9), tem-se que a relação foi respeitada, porém, segundo Pinho e Galdino (2014) o número de módulos conectados em série também deve atender à faixa de tensão de rastreamento do ponto de máxima potência (MPPT), do inglês *maximum power point tracking*, do inversor. Esse critério deve ser atendido, pois no verão do Brasil as temperaturas dos módulos podem chegar até a 70°C, abaixando o valor da tensão CC gerada pelo sistema. Sendo assim, é importante avaliar se os módulos conectados em série conseguem atender à tensão mínima de MPPT do inversor ($V_{i_{MPPTmin}}$). O contrário também é analisado, já que em períodos frios os módulos atingem sua máxima eficiência e a tensão gerada pelo sistema não deve ultrapassar a máxima de operação do MPPT do inversor ($V_{i_{MPPTmáx}}$).

Tal condição pode ser estabelecida a partir da equação (3.10), em que $V_{mpTmáx}$ é a tensão de potência máxima de um módulo na maior temperatura de operação e V_{mpTmin} , menor temperatura de operação.

$$\frac{V_{i_{MPPTmin}}}{V_{mpTmáx}} < n^{\circ} \text{módulos}_{série} < \frac{V_{i_{MPPTmáx}}}{V_{mpTmin}} \quad (3.10)$$

Considerando 6 módulos fotovoltaicos ligados em série e substituindo os valores da equação (3.10) pelas especificações técnicas do módulo (anexo A) e do inversor (anexo B), tem-se pela equação (3.11) que:

$$\frac{210}{38} < 6 < \frac{800}{48} \quad (3.11)$$

$$5,53 < 6 < 16,67 \quad (3.12)$$

Sendo assim, após todas essas análises de critérios é possível realizar a ligação em série de 6 módulos fotovoltaicos, equação (3.12). O próximo passo é analisar o critério de ligação em paralelo dos módulos já conectados em série. Para garantir que o valor de corrente máxima na entrada do inversor ($I_{i\text{máx}}$) não seja ultrapassado a equação (3.13) deve ser atendida. Sendo I_{SC} a corrente de curto circuito do módulo nas condições de teste padrão (STC), tem-se que:

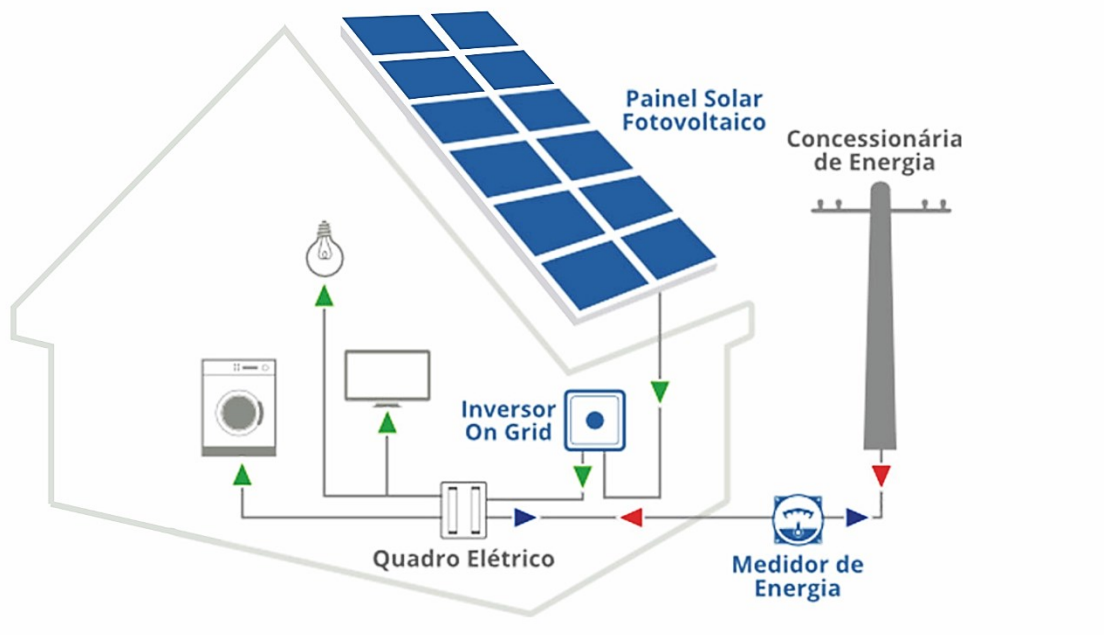
$$n^{\circ} \text{módulos}_{\text{série}}_{\text{paralelo}} = \frac{I_{i\text{máx}}}{I_{SC}} \quad (3.13)$$

Substituindo-se os valores da equação (3.13) pelos valores de corrente do módulo e do inversor especificados, tem-se que:

$$n^{\circ} \text{módulos}_{\text{série}}_{\text{paralelo}} = \frac{18}{9,45} = 1,9 \quad (3.14)$$

O número máximo de ligações em paralelo dos módulos em série, portanto, será igual a 2, equação (3.14). A figura 27 exemplifica a ligação dos módulos fotovoltaicos, com duas fileiras em paralelas e em cada uma há 6 módulos conectados em série. É possível, também, observar o fluxo da corrente gerada pelos painéis, que pode tanto alimentar a residência quanto injetar o excesso na rede pública.

Figura 27 – Esquema de um sistema fotovoltaico conectado à rede (adaptado).



Fonte: Energy (2018)

3.7 Escolha do Inversor

A escolha do inversor deve ser estimada a partir da potência do sistema fotovoltaico, além de considerar outros fatores ambientais, econômicos e de desempenho (PINHO; GALDINO, 2014). O inversor escolhido para este projeto foi o da marca Fronius modelo Primo 4.0-1 (anexo B). A figura 28 apresenta as especificações técnicas do equipamento, com um grau de eficiência de 98,1%.

O dimensionamento do inversor foi feito tomando como base a potência de pico do sistema fotovoltaico, de 3,76 kWp. E, portanto, foi escolhido um com capacidade de entregar 4000 W de potência nominal.

Figura 28 – Especificações técnicas do inversor Fronius Primo 4.0-1.**DADOS DE ENTRADA**

Quantidade de MPP Tracker	2,0
Corrente máx. de entrada ($I_{cc\ máx}$)	12 / 12 A
Corrente máx. de curto-circuito do campo do módulo	18 / 18 A
Faixa de tensão de entrada CC ($U_{cc\ mín} - U_{cc\ máx}$)	80 - 1000 V
Alimentação de tensão inicial ($U_{cc\ inicial}$)	80,0 V
Tensão nominal de entrada ($U_{cc,r}$)	710,0 V
Faixa de tensão MPP ($U_{mpp\ mín} - U_{mpp\ máx}$)	210 - 800 V
Faixa de tensão MPP utilizável	80 - 800 V
Quantidade de conexões CC	2 + 2
Potência máxima do gerador fotovoltaico ($P_{cc\ máx}$)	6,0 kWpeak

DADOS DE SAÍDA

Potência nominal CA ($P_{ca,r}$)	4000,0 W
Potência máx. de saída ($P_{ca\ máx}$)	4000,0 VA
Potência máxima de saída ($I_{ca\ nom}$)	17,4 A
Acoplamento à rede ($U_{ca,r}$)	1~ NPE 220/230 V
Faixa de tensão CA ($U_{mín} - U_{máx}$)	180 - 270 V
Frequência (f_r)	50 / 60 Hz
Faixa de frequência ($f_{mín} - f_{máx}$)	45 - 65 Hz
Fator de distorção	< 5 %
Fator de potência ($\cos \varphi_{ca,r}$)	0,85 - 1 ind./cap.

Grau de eficiência máx. (FV - rede de energia)	98,1 %
Europ. Grau de eficiência (η_{EU})	97,0 %
η a 5 % $P_{ac,r}$ ³⁾	80,8 / 82,5 / 82,5 %
η a 10 % $P_{ac,r}$ ³⁾	86,6 / 93,9 / 92,2 %
η a 20 % $P_{ac,r}$ ³⁾	92,2 / 96,7 / 95,6 %
η a 25 % $P_{ac,r}$ ³⁾	93,2 / 97,2 / 96,1 %
η a 30 % $P_{ac,r}$ ³⁾	94,0 / 97,2 / 96,8 %
η a 50 % $P_{ac,r}$ ³⁾	95,2 / 97,8 / 97,4 %
η a 75 % $P_{ac,r}$ ³⁾	95,8 / 97,9 / 97,8 %
η a 100 % $P_{ac,r}$ ³⁾	95,9 / 98,0 / 97,9 %
Grau de eficiência de adaptação MPP	> 99,9 %

Fonte: Fronius (2018)

3.8 Projeto Elétrico

O projeto elétrico da instalação fotovoltaica é outro aspecto que faz parte do dimensionamento do projeto, que inclui desde a escolha dos condutores até a especificação de dispositivos de proteção, como os diodos de desvio e corrente reversa, disjuntores e aterramento, por exemplo. O projeto deve respeitar a condições da Norma Técnica NBR 5410 para instalações elétricas de baixa tensão (PINHO; GALDINO, 2014).

Ainda segundo Pinho e Galdino (2014), a NBR 5410 ou o próprio fabricante dos módulos fotovoltaicos já indicam seções padronizadas dos condutores adequados na instalação, facilitando a execução do projeto. Porém, caso o projetista queira dimensionar a seção mínima do condutor poderá utilizar a equação (3.15).

$$S = \rho \cdot \frac{d \cdot I}{\Delta V} \text{ [mm}^2\text{]} \quad (3.15)$$

Sendo S a seção mínima do condutor, ρ ($\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$) a resistividade do material, d (m) a distância total do condutor, I (A) a corrente e ΔV (V) a queda de tensão tolerada no trecho, com esses parâmetros é possível dimensionar a seção exata do condutor.

Neste projeto, para fim de simplificação, será utilizada a seção mínima de condutor sugerida pelo fabricante do módulo fotovoltaico, 4 mm² (anexo A). Além disso, no quesito proteção, o modelo desse módulo já conta com 3 diodos de desvio (*bypass*) não havendo a necessidade de dimensionar o mesmo.

3.9 Análise de Perdas

Pelas especificações do catálogo do módulo utilizado neste projeto, tem-se que a temperatura média de operação é de 43°C, 18°C acima do valor estabelecido pelas condições de teste padrão (STC). O módulo ainda tem uma queda de 0,40% em sua eficiência para cada um grau de elevação na temperatura, resultando em uma perda total de 7,2%. Para baixas irradiâncias, valores entre 200 e 1000 W/m², a eficiência média do módulo é de 96%, resultando uma queda de 4% no rendimento.

A eficiência do inversor utilizado é de 98,1%, conforme especificações no catálogo, resultando em uma perda de 1,9%. Os demais parâmetros que influenciam na

eficiência do sistema são citados na tabela 3, aos referidos por Miranda (2014) que fez o uso de artigos científicos para chegar nos resultados estimados.

Tabela 3 – Perdas consideradas no sistema fotovoltaico.

Perda	Valor Considerado
Baixa Irradiância	4,00%
Temperatura Nominal de Operação	7,20%
Condutores CC	2,00%
Condutores CA	1,00%
Inversor	1,90%
Degradação da Incidência Solar Inicial	1,00%
Poeira e Resíduos Acumulados nos Módulos	2,00%
Total	19,10%

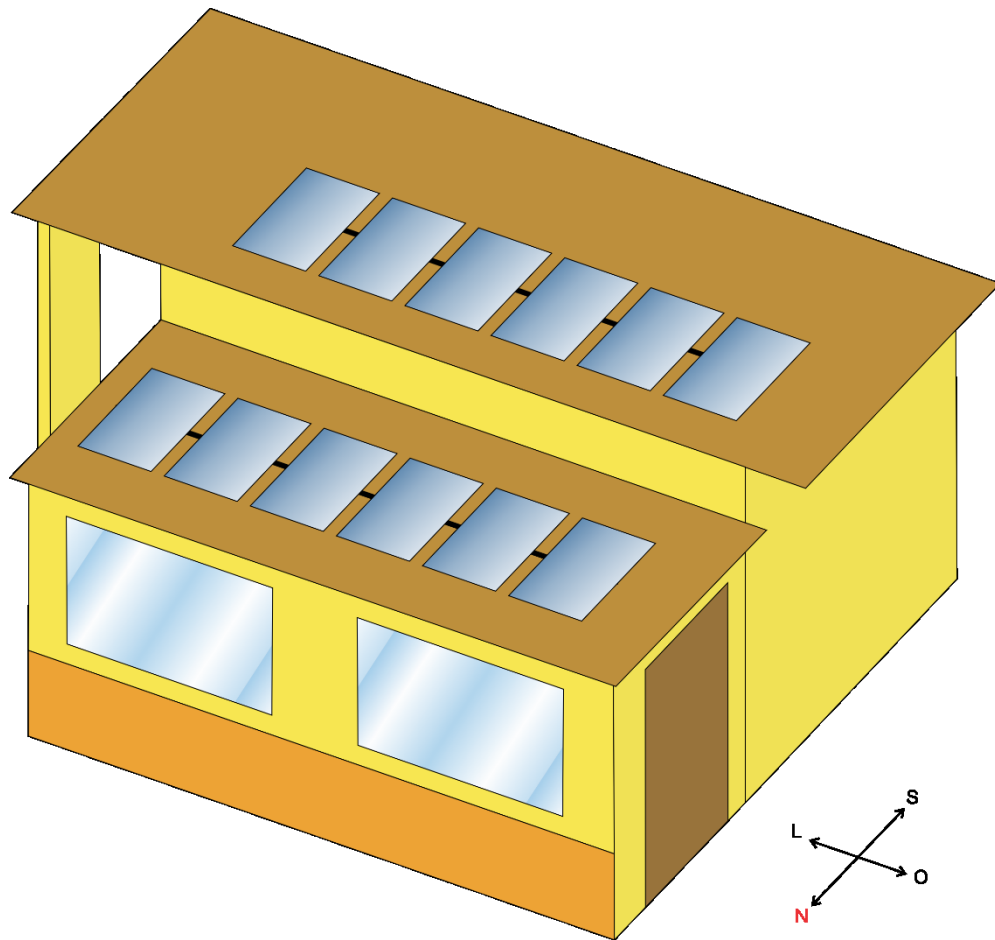
Fonte: Próprio Autor

4. RESULTADOS

Após todos os cálculos e análises necessários para o dimensionamento do sistema fotovoltaico, tem-se um projeto com potência total de 3,76 kWp capaz de suprir a demanda de energia dos moradores da residência onde este será instalado. Ao todo foram necessários 12 módulos fotovoltaicos que foram dispostos em duas fileiras em paralelo com 6 módulos ligados em série, cada.

Além disso, é importante ressaltar a área necessária para disposição dos painéis, de 23,4 m², em que a residência passará por uma reforma para receber o sistema já incluído no projeto arquitetônico do novo telhado. O esquema de como ficará a disposição dos painéis na instalação pode ser observada na figura 29.

Figura 29 – Esquema do sistema fotovoltaico a ser instalado.



Fonte: Próprio Autor

A energia que será produzida por cada módulo depende de fatores como a área e eficiência de cada um, além da incidência solar média do local. Módulos fotovoltaicos têm em média uma eficiência entre 6% e 20%. Para se chegar no valor da capacidade de geração de energia, basta multiplicar esses valores, conforme equação (4.1) (MESSENGER; VENTRE, 2010).

$$E_M = A \cdot \eta \cdot E_S \quad (4.1)$$

Sendo, A (m^2) igual a área de cada módulo, η (adimensional) a eficiência do módulo e E_s ($kWh/m^2.dia$) a insolação do local, conforme valores previamente calculados e consultados em catálogo de especificações, tem-se que a energia diária produzida por cada módulo é aproximadamente:

$$E_M = 1,95 \cdot 0,1697 \cdot 5,42 \cong 1,79 \text{ kWh/dia} \quad (4.2)$$

Com o resultado da equação (4.2) e o valor de potência nominal de cada módulo é possível estimar a produção anual do sistema e a potência total instalada, respectivamente. Para a geração anual, multiplica-se E_M por 365 (quantidade de dias no ano) e pela quantidade de módulos. Para estimar a capacidade do sistema, basta multiplicar a potência de cada módulo por 12 (quantidade de módulos instalados). Por fim, a partir do percentual de perdas do sistema calculado (tabela 3) é possível obter resultados de geração de energia mais próximos da realidade, conforme tabela 4.

Tabela 4 – Eficiência da geração de energia do sistema fotovoltaico.

	Sem Perdas	Com Perdas
Energia Produzida por Um Módulo (kWh/dia)	1,79	1,45
Potência Instalada (kW)	3,96	3,20
Geração Anual (kWh)	7.834,07	6.337,76

Fonte: Próprio Autor

A capacidade de geração anual de energia do sistema fotovoltaico é, portanto, igual a 6.337,76 kWh, considerando-se as perdas.

4.1 Orçamento

O orçamento total do projeto foi realizado considerando todos os equipamentos necessários para o sistema, além de acessórios e mão de obra para instalação. Os preços dos dispositivos foram consultados em sites de revenda autorizada, a fim de ser uma opção viável de compra para o interessado no projeto.

Para a instalação dos módulos, é necessário contratar uma empresa especializada nesse tipo de serviço para a montagem dos painéis. A instalação correta garante uma eficiência maior do sistema solar. O preço médio da mão de obra desse serviço foi obtido em Habitissimo (2018), empresa que disponibiliza orçamentos *online* para consulta. O custo total do projeto está descrito na tabela 5.

Tabela 5 – Custos totais do projeto de sistema fotovoltaico.

Itens	Qtd	Valor Unitário (R\$)	Valor Total (R\$)
Inversor Fronius Primo 4.0-1 (4.000W)	1	9590,00	9590,00
Módulo Fotovoltaico Canadian Solar CS6U (330W)	12	739,00	8868,00
Par de Cabo 4 mm ² (1 metro)	20	8,50	170,00
Par de Conectores MC4	12	19,90	238,80
Estrutura Metálica para Fixação dos Painéis	12	201,25	2415,00
Mão de Obra	-	3200,00	3200,00
		Total	R\$ 24.481,80

Fonte: Próprio Autor

4.2 Cálculo do Retorno de Investimento para Pagamento à Vista do Sistema

O custo para aquisição de um sistema fotovoltaico, além do investimento inicial, também inclui custos operacionais, de manutenção e reposição. Nesta seção, o cálculo do retorno de investimento será realizado considerando o pagamento à vista do sistema. Além disso, será considerada uma vida útil de 25 anos dos módulos fotovoltaicos, que segundo Energia (2015) é a expectativa média que os fabricantes garantem, sendo 90% da potência até o 12º ano e 80% em 25 anos.

O retorno de investimento foi calculado a partir da projeção do preço da energia aliado à capacidade média anual de geração do sistema. O valor inicial é o de 6.337,76 kWh produzidos anualmente (tabela 4), sendo que a cada ano foi considerado uma depreciação de 1,25% ao ano, já que em média os módulos têm uma eficiência de 80% no final dos primeiros 25 anos.

Para obter o valor da economia, foi multiplicado a energia gerada no ano pela projeção do preço do kWh, que, atualmente, em Minas Gerais sai a aproximadamente R\$ 0,76. O primeiro fluxo de caixa é obtido subtraindo-se o valor do investimento inicial pela economia do primeiro ano. Os seguintes são calculados a partir da economia do ano e do fluxo de caixa passado.

Para a projeção do preço da energia, foi atribuída uma inflação energética de 10% ao ano, dado obtido a partir de uma estimativa após análise dos cenários dos últimos anos. Segundo Globo (2017), foi realizada uma previsão de que o valor da energia subiria em 7,17% no ano de 2017 e, analisando uma matéria deste ano de 2018,

Estado (2018) mostra que os consumidores pagaram, em média, 25,7% a mais na conta de luz no mês de junho, comparação realizada com junho do ano passado. Sendo assim, o preço do kWh só tende a crescer e a enfrentar momentos pontuais de grande oscilação de valores.

Alguns componentes do sistema fotovoltaico não possuem a mesma durabilidade que os módulos solares. O inversor, por exemplo, tem uma vida útil de cerca de 10 anos, podendo chegar a 15 ou mais, dependendo das condições do ambiente e da ocorrência de descargas atmosféricas (ENERGIA, 2015). Sendo assim, no 10º ano será considerada a troca do inversor, que para os fins matemáticos foi considerado o mesmo preço orçado anteriormente (tabela 5). Os cálculos da economia do sistema foram realizados usando como referência Colaferro (2017), tabela 6.

Tabela 6 – Desempenho do sistema fotovoltaico.

Ano	Geração (kW/h)	Projeção do Preço do kWh (R\$)	Economia (R\$)	Fluxo de Caixa (R\$)
1º	6.337,76	0,76	4.816,70	-19.665,10
2º	6.258,54	0,84	5.232,14	-14.432,96
3º	6.180,31	0,92	5.683,41	-8.749,55
4º	6.103,05	1,01	6.173,60	-2.575,95
5º	6.026,77	1,11	6.706,08	4.130,13
6º	5.951,43	1,22	7.284,48	11.414,61
7º	5.877,04	1,35	7.912,76	19.327,37
8º	5.803,57	1,48	8.595,24	27.922,61
9º	5.731,03	1,63	9.336,58	37.259,19
10º	5.659,39	1,79	10.141,86	37.811,05
11º	5.588,65	1,97	11.016,59	48.827,64
12º	5.518,79	2,17	11.966,78	60.794,42
13º	5.449,81	2,39	12.998,91	73.793,33
14º	5.381,68	2,62	14.120,07	87.913,39
15º	5.314,41	2,89	15.337,92	103.251,31
16º	5.247,98	3,17	16.660,82	119.912,13
17º	5.182,38	3,49	18.097,81	138.009,94
18º	5.117,60	3,84	19.658,75	157.668,69
19º	5.053,63	4,23	21.354,32	179.023,01
20º	4.990,46	4,65	23.196,13	202.219,13
21º	4.928,08	5,11	25.196,79	227.415,92
22º	4.866,48	5,62	27.370,01	254.785,94
23º	4.805,65	6,19	29.730,68	284.516,62
24º	4.745,58	6,81	32.294,95	316.811,57
25º	4.686,26	7,49	35.080,39	351.891,96

Fonte: Próprio Autor

O tempo de retorno do investimento, em inglês *payback*, no dimensionamento de um sistema solar indica o tempo necessário para que as economias geradas cubram todos os gastos iniciais da instalação, e assim dar lucro para ao proprietário. Em suma, este cálculo é feito pelo levantamento do custo total do investimento e dividindo-se pela economia proporcionada mensalmente, conforme equação (4.3) (SOLAR, 2017).

$$Payback = \frac{Investimento}{Energia Gerada \cdot Valor da Tarifa} [meses] \quad (4.3)$$

Adequando a equação (4.3) para este projeto, tem-se um investimento inicial de R\$ 24481,80 e uma energia gerada de 528,15 kWh, valor obtido a partir da geração média com perdas anual (tabela 4) dividindo-se por 12 (quantidades de meses no ano). A tarifa considerada foi a de R\$ 0,76/kWh.

$$Payback = \frac{24481,80}{528,15 \cdot 0,76} \cong 60 [meses] \quad (4.4)$$

Portanto, conforme equação (4.4) o *payback* deste projeto se dará em aproximadamente 60 meses, o equivalente a 5 anos.

4.3 Cálculo do Retorno de Investimento para Pagamento Financiados do Sistema

Como para a maioria da população brasileira o investimento à vista em um sistema fotovoltaico pode ser um fator que impossibilite a sua aquisição, uma das alternativas é o financiamento ou empréstimo bancário. Esta seção tem por objetivo apresentar o tempo do retorno de investimento considerando um financiamento em banco privado.

Vários bancos privados brasileiros oferecem soluções de crédito para pessoas físicas e jurídicas. Após comparar várias dessas linhas de crédito, chegou-se à conclusão que a do Banco Santander é a que melhor atende às necessidades. De acordo com Gómez (2018), a taxa do banco para empréstimos referentes à aquisição de sistemas fotovoltaicos é de 0,99% ao mês para parcelamentos em até 36 vezes. Sendo assim, para este projeto será considerado um financiamento do valor total do orçamento, aproximadamente R\$ 24.482,00, parcelado em 24 vezes, resultando em

um montante final de R\$ 27.625,95. Na tabela 7 foi descontado nos dois primeiros anos os valores referentes ao empréstimo.

Tabela 7 – Retorno de investimento do sistema fotovoltaico considerando financiamento bancário.

Ano	Geração (kW/h)	Projeção do Preço do kWh (R\$)	Economia (R\$)	Pagamento do Empréstimo (R\$)	Fluxo de Caixa (R\$)
1º	6.337,76	0,76	4.816,70	-13.812,98	-33.478,08
2º	6.258,54	0,84	5.232,14	-13.812,98	-42.058,91
3º	6.180,31	0,92	5.683,41		-36.375,50
4º	6.103,05	1,01	6.173,60		-30.201,90
5º	6.026,77	1,11	6.706,08		-23.495,82
6º	5.951,43	1,22	7.284,48		-16.211,34
7º	5.877,04	1,35	7.912,76		-8.298,58
8º	5.803,57	1,48	8.595,24		296,66
9º	5.731,03	1,63	9.336,58		9.633,24
10º	5.659,39	1,79	10.141,86		10.185,10

Fonte: Próprio Autor

Nota-se pela tabela 7 que o retorno do investimento inicial se dá a partir do oitavo ano de operação do sistema, quando o fluxo de caixa começa a apresentar valor positivo. Quando comparado com o *payback* do pagamento do sistema fotovoltaico à vista, tem-se um adicional de mais 3 anos no tempo de retorno do investimento.

5. VIABILIDADE DO PROJETO

Tendo em vista o retorno de investimento como um indicador importante no momento de aquisição de um sistema fotovoltaico, outro fator interessante a ser analisado é, também, a rentabilidade do projeto.

Para se calcular a taxa de retorno anual, basta verificar a proporção entre a economia obtida no primeiro ano e o investimento inicial do sistema (SOLAR, 2017), conforme equação (5.1).

$$Rentabilidade = \frac{Economia\ Anual}{Investimento} \quad (5.1)$$

Sendo assim, considerando-se a economia gerada no primeiro ano, pela equação (5.2) tem-se:

$$\text{Rentabilidade} = \frac{4816,70}{24481,80} = 19,67\% \quad (5.2)$$

Comparando-se a rentabilidade de 19,67% do sistema fotovoltaico com os melhores investimentos de 2018 apontados por Economias (2018), como, por exemplo, Ibovespa (14,43%), tesouro IPCA + 2045 (12,78%) e dólar (12,32%), chega-se à conclusão que o projeto apresenta grande viabilidade de execução.

6. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Com o objetivo inicial de dimensionar um sistema fotovoltaico residencial como alternativa à geração de energia e, também, que fosse capaz de suprir as necessidades energéticas dos moradores em alguns horários do dia, foi proposto neste trabalho todo o detalhamento desse projeto de engenharia. Diante dos cálculos de dimensionamento, investimento e taxa de retorno do sistema, chegou-se à conclusão que a execução do projeto é viável devida à sua rentabilidade.

Com um investimento inicial de R\$ 24.481,80 para aquisição dos módulos fotovoltaicos e acessórios do sistema, incluso mão de obra, a potência total instalada será de 3,96 kWh distribuídas em 12 módulos. A capacidade de geração anual, no primeiro ano, será de 6337,76 kWh (considerando as perdas) resultando em uma economia inicial de R\$ 4816,70.

Considerando o pagamento à vista do sistema, o retorno de investimento é igual a 5 anos, dentro dos padrões esperados para um sistema solar residencial. Em contrapartida, quando considerando um financiamento bancário para aquisição do sistema solar, o retorno de investimento aumenta para aproximadamente 8 anos. Vale ressaltar que independentemente da escolha da forma de pagamento, o proprietário terá em mãos um sistema com vida útil de no mínimo 25 anos, capaz de gerar uma grande economia nas faturas de energia por muitos anos. Cabe a ele decidir qual a melhor alternativa que se adequa ao seu poder de compra.

O investimento num sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica, portanto, torna-se uma opção muito viável devido ao cenário energético atual do país. Além disso, a microgeração distribuída teve grande crescimento nos últimos anos, sendo um cenário favorável para esse tipo de sistema.

REFERÊNCIAS

AFEWORK, Bethel et al. **Types of photovoltaic cells**. 2018. Disponível em: <https://energyeducation.ca/encyclopedia/Types_of_photovoltaic_cells>. Acesso em: 4 ago. 2018.

APOLO11. **Sol atinge o trópico de Câncer e é inverno no hemisfério Sul**. 2013. Disponível em: <https://www.apolo11.com/spacenews.php?posic=dat_20110621-092133.inc>. Acesso em: 23 set. 2018.

BRASIL. ANEEL. **Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012**. Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica. 2. ed. Brasília: Aneel, 25 mar. 2014. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em: 3 ago. 2018.

BRASIL, Solar. **Módulos Fotovoltaicos: Características Elétricas**. 2016. Disponível em: <<http://www.solarbrasil.com.br/blog-da-energia-solar/135-modulos-fotovoltaicos-caracteristicas-eletricas>>. Acesso em: 24 out. 2018.

CARNEIRO, Joaquim. **Módulos Fotovoltaicos Características e Associações**. 2010. 18 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Civil, Universidade do Minho, Braga, 2010. Disponível em: <http://repositorio.ul.pt/bitstream/10451/31733/1/ulfc124090_tm_Rui_Ovelha.pdf>. Acesso em: 1 nov. 2018.

CENTRAL, Sol. **Caixas De Junção**. 2016. Disponível em: <<http://www.solcentral.com.br/caixas-de-juncao/>>. Acesso em: 10 out. 2018.

COLAFERRO, José Renato Q.. **Retorno do Investimento em Energia Solar: 5 Variáveis Essenciais Que Você Deve Saber**. 2017. Disponível em: <<https://blog.bluesol.com.br/retorno-do-investimento-em-energia-solar/>>. Acesso em: 10 nov. 2018.

CRESESB (Brasil). **Energia Solar Fotovoltaica**. 2008. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=com_content&lang=pt&cid=321>.

Acesso em: 21 out. 2018.

CRESESB (Brasil). **Potencial Solar: SunData**. 2018. Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata&>>.

Acesso em: 25 out. 2018.

ECONOMIAS, Minhas. **Melhores investimentos 2018**. 2018. Disponível em: <<http://minhaseconomias.com.br/blog/investimentos/melhores-investimentos-2018>>.

Acesso em: 10 nov. 2018.

ENERGIA, Solar Volt. **Kit de energia solar: qual a vida útil dos equipamentos**. 2015.

Disponível em: <<https://www.solarvoltenergia.com.br/blog/kit-de-energia-solar-vida-util/>>.

Acesso em: 9 nov. 2018.

ENERGY, Solar. **Como funciona a Energia Solar**. 2018. Disponível em:

<<http://solarenergy.com.br/atendimento/cuiaba-mt/>>.

Acesso em: 2 nov. 2018.

EPE (Brasil). Ministério de Minas e Energia. **Balanco energético nacional: Relatório final**. 2018. Disponível em: <<http://epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2018>>.

Acesso em: 01 jun. 2018.

ESTADO, Correio do. **Conta de energia deve subir 25,7% em um ano, aponta pesquisa**. 2018. Disponível em:

<<https://www.correiodoestado.com.br/brasilmundo/conta-de-energia-deve-subir-257-em-um-ano-aponta-pesquisa/329442/>>.

Acesso em: 7 nov. 2018.

FRONIUS. **Fronius Primo**. 2018. Disponível em: <<https://www.fronius.com/pt-br/brasil/energia-solar/produtos/residencial/inversor/fronius-primo/fronius-primo-4-0-1>>.

Acesso em: 1 nov. 2018.

GADELHA, Sérgio Ricardo de Brito; CERQUEIRA, Renata Miyabara Gagliardi.

Consumo de eletricidade e crescimento econômico no Brasil, 1952-2010: uma

análise de causalidade. Revista Faz Ciência Unioeste, Francisco Beltrão, v. 16, n. 24, p.11-49, jul. 2014. Disponível em: <<http://e-revista.unioeste.br/index.php/fazciencia/article/view/11396>>. Acesso em: 10 maio 2018.

GLOBO, Jornal da. **Contas de luz devem subir em média 7% este ano.** 2017. Disponível em: <<http://g1.globo.com/jornal-da-globo/noticia/2017/02/contas-de-luz-devem-subir-em-media-717-este-ano.html>>. Acesso em: 7 nov. 2018.

GÓMEZ, Natalia. **Quer produzir energia solar em casa, mas falta dinheiro? Bancos financiam.** 2018. Disponível em: <<https://economia.uol.com.br/noticias/redacao/2018/09/18/bancos-financiamento-instalacao-energia-solar-residencias.htm>>. Acesso em: 08 dez. 2018.

GROUP, Swh. **Como funciona el NET METERING.** 2017. Disponível em: <<http://www.swhgroup.eu/sp-net-metering.html>>. Acesso em: 15 out. 2018.

HABITISSIMO. **Tudo sobre orçamento de painéis solares.** 2018. Disponível em: <<https://www.habitissimo.com.br/orcamentos/paineis-solares#1>>. Acesso em: 10 nov. 2018.

HANANIA, Jordan; STENHOUSE, Kailyn; DONEV, Jason. **Photovoltaic effect.** 2015. Disponível em: <https://energyeducation.ca/encyclopedia/Photovoltaic_effect>. Acesso em: 29 out. 2018.

MAPS, Google. **Google Maps.** 2018. Disponível em: <<https://www.google.com.br/maps>>. Acesso em: 5 out. 2018.

MESSENGER, Roger A.; VENTRE, Jerry. **Photovoltaic Systems Engineering.** 3. ed. New York: Crc Press, 2010.

MIRANDA, Arthur Biagio Canedo Montesano. **Análise de Viabilidade Econômica de um Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede.** 2014. 98 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2014.

Disponível em: <<http://monografias.poli.ufrj.br/monografias/monopoli10010504.pdf>>. Acesso em: 4 nov. 2018.

PATEL, Mukund R.. **Wind and Solar Power Systems: Design, Analysis, and Operation**. 2. ed. New York: Taylor & Francis, 2006.

PEREIRA, Enio Bueno et al. **Atlas Brasileiro de Energia Solar**. 2. ed. São José dos Campos: Inpe, 2017. Disponível em: <http://ftp.cptec.inpe.br/labren/publ/livros/brazil_solar_atlas_R1.pdf>. Acesso em: 02 set. 2018.

PINHO, João Tavares; GALDINO, Marco Antonio. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. Rio de Janeiro: Cepel / Cresesb, 2014. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual_de_Engenharia_FV_2014.pdf>. Acesso em: 3 set. 2018.

RIBEIRO, Luiz. **Estudo revela potencial solar em seis microrregiões de Minas Gerais**. 2018. Disponível em: <https://www.em.com.br/app/noticia/economia/2018/03/04/internas_economia,941654/abencoadas-pelo-astro-rei.shtml>. Acesso em: 10 set. 2018.

RÜTHER, Ricardo. **Edifícios Solares Fotovoltaicos: O Potencial da Geração Solar Fotovoltaica Integrada a Edificações Urbanas e Interligada à Rede Elétrica Pública no Brasil**. Florianópolis: UFSC / Labsolar, 2004.

SOLAR, Atacado. **SUN2: Película solar ultra-fina**. 2015. Disponível em: <<https://atacadosolar.com.br/artigo/sun2-pelicula-ultra-fina-que-capta-energia-solar.html>>. Acesso em: 13 set. 2018.

SOLAR, Boreal. **Potencial de energia solar: Quais as melhores regiões brasileiras para captação da luz solar**. 2016. Disponível em: <<http://borealsolar.com.br/blog/2016/10/26/potencial-de-energia-solar-quais-as-melhores-regioes-brasileiras-para-captacao-da-luz-solar/>>. Acesso em: 2 nov. 2018.

SOLAR, Canadian. **Datasheet: MAXPOWER CS6U-330P**. 2018. Disponível em: <https://www.canadiansolar.com/downloads/datasheets/en/new/2018-4-12-v5.562/Canadian_Solar-Datasheet-MaxPower_CS6U-P_v5.562_EN.pdf>. Acesso em: 02 nov. 2018.

SOLAR, Wa. **Tempo de retorno do investimento em energia solar**. 2017. Disponível em: <<http://www.wasolar.com.br/tempo-de-retorno-do-investimento-em-energia-solar>>. Acesso em: 10 nov. 2018.

TOTAL, Energia. **Como funciona o painel solar fotovoltaico e do que é feito**. 2017. Disponível em: <<https://www.energiatotal.com.br/como-funciona-o-painel-solar-fotovoltaico-e-do-que-sao-feitos>>. Acesso em: 10 out. 2018.

YAMASOE, Marcia Akemi; CORRÊA, Marcelo de Paula. **Processos radiativos na atmosfera: Fundamentos**. São Paulo: Oficina de Textos, 2016.





ANEXO A – Catálogo Painel Fotovoltaico Canadian Solar





MAXPOWER CS6U-325 | 330 | 335P

Canadian Solar’s modules use the latest innovative cell technology, increasing module power output and system reliability, ensured by 17 years of experience in module manufacturing, well-engineered module design, stringent BOM quality testing, an automated manufacturing process and 100% EL testing.

KEY FEATURES

-  Excellent module efficiency of up to: 17.23 %
-  High PTC rating of up to: 92.18 %
-  IP68 junction box for long-term weather endurance
-  Heavy snow load up to 5400 Pa, wind load up to 3600 Pa*

-  **25 years** linear power output warranty
-  **10 years** product warranty on materials and workmanship

MANAGEMENT SYSTEM CERTIFICATES*

ISO 9001:2015 / Quality management system
 ISO 14001:2015 / Standards for environmental management system
 OHSAS 18001:2007 / International standards for occupational health & safety

PRODUCT CERTIFICATES*

IEC 61215 / IEC 61730: VDE / CE / MCS / INMETRO / CEC AU / KEMCO / SII
 UL 1703 / IEC 61215 performance: CEC listed (US) / FSEC (US Florida)
 UL 1703: CSA / IEC 61701 ED2: VDE / IEC 62716: VDE
 UNI 9177 Reaction to Fire: Class 1 / IEC 60068-2-68: SGS



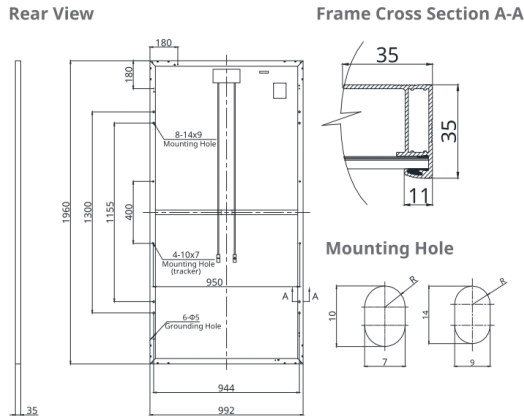
Take-e-way
 * We can provide this product with special BOM specifically certified with salt mist, ammonia and sand blowing tests. Please talk to our local technical sales representatives to get your customized solutions.

CANADIAN SOLAR INC. is committed to providing high quality solar products, solar system solutions and services to customers around the world. No. 1 module supplier for quality and performance/price ratio in IHS Module Customer Insight Survey. As a leading PV project developer and manufacturer of solar modules with over 30 GW deployed around the world since 2001.

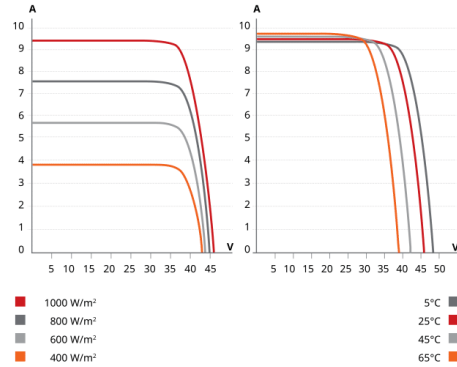
*For detail information, please refer to Installation Manual.

CANADIAN SOLAR INC.
 545 Speedvale Avenue West, Guelph, Ontario N1K 1E6, Canada, www.canadiansolar.com, support@canadiansolar.com

ENGINEERING DRAWING (mm)



CS6U-330P / I-V CURVES



ELECTRICAL DATA | STC*

CS6U	325P	330P	335P
Nominal Max. Power (Pmax)	325 W	330 W	335 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	37.0 V	37.2 V	37.4 V
Opt. Operating Current (Imp)	8.78 A	8.88 A	8.96 A
Open Circuit Voltage (Voc)	45.5 V	45.6 V	45.8 V
Short Circuit Current (Isc)	9.34 A	9.45 A	9.54 A
Module Efficiency	16.72%	16.97%	17.23%
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C		
Max. System Voltage	1000 V (IEC/UL) or 1500 V (IEC/UL)		
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 1703) or CLASS C (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/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

ELECTRICAL DATA | NMOT*

CS6U	325P	330P	335P
Nominal Max. Power (Pmax)	239 W	243 W	247 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	34.0 V	34.2 V	34.4 V
Opt. Operating Current (Imp)	7.03 A	7.10 A	7.17 A
Open Circuit Voltage (Voc)	42.4 V	42.5 V	42.6 V
Short Circuit Current (Isc)	7.54 A	7.63 A	7.70 A

* Under Nominal Module Operating Temperature (NMOT), irradiance of 800 W/m², spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Poly-crystalline, 6 inch
Cell Arrangement	72 (6 × 12)
Dimensions	1960 × 992 × 35 mm (77.2 × 39.1 × 1.38 in)
Weight	22.4 kg (49.4 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass
Frame Material	Anodized aluminium alloy
J-Box	IP68, 3 bypass diodes
Cable	4.0 mm ² (IEC), 12 AWG (UL), 1160 mm (45.7 in)
Connector	T4 series
Per Pallet	30 pieces
Per Container (40' HQ)	720 pieces

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.40 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.31 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature (NMOT)	43 ± 3 °C

PERFORMANCE AT LOW IRRADIANCE

Outstanding performance at low irradiance, with an average relative efficiency of 96.0 % for irradiances between 200 W/m² and 1000 W/m² (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.

PARTNER SECTION



CANADIAN SOLAR INC.
545 Speedvale Avenue West, Guelph, Ontario N1K 1E6, Canada, www.canadiansolar.com, support@canadiansolar.com

ANEXO B – Catálogo Inversor Fronius Primo

/ Perfect Welding / Solar Energy / Perfect Charging



FRONIUS PRIMO

The communicative inverter for optimised energy management.



SnapINverter Technology



Integrated data communication



SuperFlex Design



Dynamic Peak Manager



Smart Grid Ready



Zero feed-in

The Fronius Primo in power categories from 3.0 to 8.2 kW perfectly completes the SnapINverter generation. This single-phase, transformerless device is the ideal inverter for private households.

Its innovative SuperFlex Design provides maximum flexibility in system design, while the SnapINverter mounting system makes installation and maintenance easier than ever before. The communication package included as standard, with WLAN, energy management, several interfaces and much more besides, makes the Fronius Primo a communicative inverter for owner-occupiers.

TECHNICAL DATA FRONIUS PRIMO (3.0-1, 3.5-1, 3.6-1, 4.0-1, 4.6-1)

INPUT DATA	PRIMO 3.0-1	PRIMO 3.5-1	PRIMO 3.6-1	PRIMO 4.0-1	PRIMO 4.6-1
Number of MPP trackers			2		
Max. input current ($I_{dc\ max\ 1} / I_{dc\ max\ 2}$)			12.0 A / 12.0 A		
Max. array short circuit current (MPP ₁ /MPP ₂)			18.0 A / 18.0 A		
DC input voltage range ($U_{dc\ min} - U_{dc\ max}$)			80 - 1000 V		
Feed-in start voltage ($U_{dc\ start}$)			80 V		
Usable MPP voltage range			80 - 800 V		
Number of DC connections			2 + 2		
Max. PV generator output ($P_{dc\ max}$)	4.5 kW _{peak}	5.3 kW _{peak}	5.5 kW _{peak}	6.0 kW _{peak}	6.9 kW _{peak}

OUTPUT DATA	PRIMO 3.0-1	PRIMO 3.5-1	PRIMO 3.6-1	PRIMO 4.0-1	PRIMO 4.6-1
AC nominal output ($P_{ac,n}$)	3,000 W	3,500 W	3,680 W	4,000 W	4,600 W
Max. output power	3,000 VA	3,500 VA	3,680 VA	4,000 VA	4,600 VA
AC output current ($I_{ac\ nom}$)	13.0 A	15.2 A	16.0 A	17.4 A	20.0 A
Grid connection (voltage range)	1 - NPE 220 V / 230 V (180 V - 270 V)				
Frequency (frequency range)	50 Hz / 60 Hz (45 - 65 Hz)				
Total harmonic distortion	< 5 %				
Power factor ($\cos\ \phi_{ac,r}$)	0.85 - 1 ind. / cap.				

TECHNICAL DATA FRONIUS PRIMO (3.0-1, 3.5-1, 3.6-1, 4.0-1, 4.6-1)

GENERAL DATA	PRIMO 3.0-1	PRIMO 3.5-1	PRIMO 3.6-1	PRIMO 4.0-1	PRIMO 4.6-1
Dimensions (height x width x depth)	645 x 431 x 204 mm				
Weight	21,5 kg				
Degree of protection	IP 65				
Protection class	1				
Overvoltage category (DC / AC) ¹⁾	2 / 3				
Night time consumption	< 1 W				
Inverter design	Transformerless				
Cooling	Regulated air cooling				
Installation	Indoor and outdoor installation				
Ambient temperature range	-40 - +55 °C				
Permitted humidity	0 - 100 %				
Max. altitude	4,000 m				
DC connection technology	4x DC+ and 4x DC- screw terminals 2.5 - 16 mm ²				
AC connection technology	3-pole AC screw terminals 2.5 - 16 mm ²				
Certificates and compliance with standards	DIN V VDE 0126-1-1/A1, IEC 62109-1/2, IEC 62116, IEC 61727, AS 4777-2, AS 4777-3, G83/2, G59/3, CEI 0-21, VDE AR N 4105				

EFFICIENCY	PRIMO 3.0-1	PRIMO 3.5-1	PRIMO 3.6-1	PRIMO 4.0-1	PRIMO 4.6-1
Max. efficiency	98.0 %	98.0 %	98.0 %	98.1 %	98.1 %
European efficiency (η _{EU})	96.1 %	96.8 %	96.8 %	97.0 %	97.0 %
MPP adaptation efficiency	> 99.9 %				

PROTECTIVE DEVICES	PRIMO 3.0-1	PRIMO 3.5-1	PRIMO 3.6-1	PRIMO 4.0-1	PRIMO 4.6-1
DC insulation measurement	Yes				
Overload behaviour	Operating point shift, Power limitation				
DC disconnect	Yes				
Reverse polarity protection	Yes				

INTERFACES	PRIMO 3.0-1	PRIMO 3.5-1	PRIMO 3.6-1	PRIMO 4.0-1	PRIMO 4.6-1
WLAN / Ethernet LAN	Fronius Solarweb, Modbus TCP SunSpec, Fronius Solar API (JSON)				
6 inputs and 4 digital in/out	Interface to ripple control receiver				
USB (A socket) ²⁾	Datalogging, inverter update via USB flash drive				
2x RS422 (RJ45 socket) ²⁾	Fronius Solar Net				
Signalling output ²⁾	Energy management (potential-free relay output)				
Datalogger and Webserver	Included				
External input ²⁾	S0 Meter Interface / Input for overvoltage protection				
RS485	Modbus RTU SunSpec or meter connection				

¹⁾ According to IEC 62109-1.

²⁾ Also available in the light version.

Further information regarding the availability of the inverters in your country can be found at www.fronius.com.