

**UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ**

**CÂMPUS CURITIBA**

**CURSO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**

**ELIAS EDUARDO KESSLER XAVIER DOS SANTOS**

**FERNANDO EUGENIO HAGEMEYER PAESE**

**COMPARAÇÃO DE VIABILIDADE ECONÔMICA ENTRE INSTALAÇÕES  
ON-GRID E OFF-GRID RESIDENCIAIS**

**TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO**

**CURITIBA**

**2019**

**ELIAS EDUARDO KESSLER XAVIER DOS SANTOS**

**FERNANDO EUGENIO HAGEMEYER PAESE**

**COMPARAÇÃO DE VIABILIDADE ECONÔMICA ENTRE INSTALAÇÕES  
ON-GRID E OFF-GRID RESIDENCIAIS**

Trabalho de conclusão do curso de Graduação em Engenharia Elétrica apresentado à disciplina de Trabalho de conclusão de curso 2, do Departamento Acadêmico de Eletrotécnica (DAELT) da Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR) como requisito para obtenção do título de Engenheiro Eletricista.

Orientador: Prof. Dr. Jorge Assade Leludak

**CURITIBA**

**2019**

**ELIAS EDUARDO KESSLER XAVIER DOS SANTOS  
FERNANDO EUGENIO HAGEMEYER PAESE**

## **Comparação de Viabilidade Econômica entre Instalações ON-GRID e OFF-GRID Residenciais**

Este Trabalho de Conclusão de Curso de Graduação foi julgado e aprovado como requisito parcial para a obtenção do Título de Engenheiro Eletricista, do curso de Engenharia Elétrica do Departamento Acadêmico de Eletrotécnica (DAELT) da Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR).

Curitiba, 22 de Novembro de 2019.

---

Prof. Emerson Rigoni, Dr.  
Coordenador de Curso  
Engenharia Elétrica

---

Profa. Annemarlen Gehrke Castagna, Mestre  
Responsável pelos Trabalhos de Conclusão de Curso  
de Engenharia Elétrica do DAELT

### **ORIENTAÇÃO**

---

Jorge Assade Leludak, Dr.  
Universidade Tecnológica Federal do Paraná  
Orientador

### **BANCA EXAMINADORA**

---

Jorge Assade Leludak, Dr.  
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

---

Camila de Oliveira Silveira, Eng.  
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

---

Nicole Polityto Cremasco, Eng  
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

---

Renata Lautert Yang, Eng  
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

A folha de aprovação assinada encontra-se na Coordenação do Curso de Engenharia Elétrica

## RESUMO

PAESE, Fernando E. H. SANTOS, Elias K.X. **COMPARAÇÃO DE VIABILIDADE ECONÔMICA ENTRE INSTALAÇÕES ON-GRID E OFF-GRID RESIDENCIAIS**. 2019. 78 f. Trabalho de Conclusão de Curso. (Graduação em Engenharia Elétrica). Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Curitiba, 2019.

Atualmente, formas de geração de energias renováveis tem estado em evidência ao redor do mundo, pois ajudam a preservar o meio ambiente e ao mesmo tempo conseguem satisfazer as necessidades da sociedade. Uma das formas de energia renovável utilizada para geração de energia elétrica é a Energia Solar Fotovoltaica. No Brasil, após a publicação pela Agência Nacional de Energia Elétrica da Resolução Normativa 482 de 2012, os consumidores adquiriram o direito de produzir sua própria energia elétrica. Este trabalho apresenta um estudo de viabilidade econômica entre dois tipos de instalação fotovoltaica para uma microgeração residencial para o município de Curitiba, o sistema solar fotovoltaico conectado à rede e o sistema solar fotovoltaico isolado. O texto apresenta conceitos básicos referentes à produção de energia solar fotovoltaica. O funcionamento e as partes componentes dos painéis solares fotovoltaicos são explicados. As principais tecnologias presentes no mercado e suas características são citadas na sequência. Também são consideradas as normas e a regulamentação relacionadas à instalação de painéis fotovoltaicos à rede elétrica. Após a análise teórica, é feito o projeto de ambos os sistemas fotovoltaicos, considerando o consumo de energia elétrica pela residência escolhida e a capacidade de geração no local. Por fim, é realizado o estudo de viabilidade econômica para ambos os projetos e o comparativo entre ambos.

**Palavras-chave:** Sistema fotovoltaico conectado à rede. Sistema fotovoltaico conectado Isolado. Energia solar fotovoltaica. Microgeração. Viabilidade Econômica.

## ABSTRACT

PAESE, Fernando E. H. SANTOS, Elias K.X. **ECONOMIC FEASIBILITY COMPARISON BETWEEN RESIDENTIAL ON-GRID AND OFF-GRID INSTALLATIONS**. 2019. 78 f. Trabalho de Conclusão de Curso. (Graduação em Engenharia Elétrica). Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Curitiba, 2019.

Nowadays, forms of renewable energy generation have been in evidence around the world as they help to preserve the environment while meeting the needs of society. One of the forms of renewable energy used for electricity generation is Photovoltaic Solar Energy. In Brazil, following the publication by the National Electric Energy Agency of Normative Resolution 482 of 2012, consumers acquired the right to produce their own electric energy. This paper presents an economic feasibility study between two types of photovoltaic installation for a residential microgeneration for the city of Curitiba, the grid connected photovoltaic solar system and the isolated photovoltaic solar system. The text presents basic concepts regarding the photovoltaic solar energy production. The operation and component parts of photovoltaic solar panels are explained. The main technologies present in the market and their characteristics are mentioned below. Also considered are the rules and regulations related to the installation of photovoltaic panels to the power grid. After the theoretical analysis, both photovoltaic systems are designed, considering the electricity consumption by the chosen residence and the generation capacity on site. Finally, the economic feasibility study is carried out for both projects and the comparative between them.

**Keywords:** Photovoltaic system connected to the grid. Isolated Photovoltaic system. Photovoltaic solar energy. Microgeneration. Economic viability.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Residência para qual será feito o projeto.....	17
Figura 2 - Componentes da radiação solar. ....	19
Figura 3 - Vista da célula, módulo e painel fotovoltaico. ....	23
Figura 4 - Estrutura básica de uma célula fotovoltaica de silício destacando: (1) região tipo n; (2) região tipo p; (3) zona de carga espacial, onde se formou a junção pn e o campo elétrico; (4) geração de par elétron-lacuna; (5) filme antirreflexo; (6) contatos.....	23
Figura 5 - Características de eficiência das tecnologias de materiais de células e módulos fotovoltaicos. ....	26
Figura 6 - Representação de um Sistema Isolado. ....	27
Figura 7 - Representação de um Sistema conectado à rede. ....	28
Figura 8 - Tarifa de Energia da Residência escolhida.....	41
Figura 9 - Consumo mensal de energia na residência escolhida. ....	43
Figura 10 - Irradiação do plano Inclinado na Latitude no Local da Residência. ....	43
Figura 11 - Gerador Solar 2,25kWp - Telha Cerâmica - WEG .....	48
Figura 12 - Painel Solar Mono-perc 350W .....	50
Figura 13 - Inversor de frequência Kasatec. ....	52
Figura 14 - Controlador de Carga 60A 12V/24V PWM SUN21 - CCS-P6024 ..	54
Figura 15 - Controlador de Carga 20A 12V/24V PWM Sun21 - CCS-P202 .....	55
Figura 16 - Tarifa atualizada 2019 Copel .....	58

## LISTA DE ABREVIATURAS, SIGLAS E SÍMBOLOS

ABENS - Associação Brasileira de Energia Solar

ABNT - Associação Brasileira de Normas Técnicas

ABRADEE - Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica

AT - Alta Tensão

BCB – Banco Central do Brasil

BEN - Balanço Energético Nacional

BRIC - Brasil, Rússia, Índia e China

BT - Baixa Tensão

CC - Corrente Contínua

CA - Corrente Alternada

CDB - Certificados de Depósito Bancário

CEF - Caixa Econômica Federal

CET - Custo Efetivo Total

COFINS – Contribuição para Financiamento da Seguridade Social

COPEL – Companhia Paranaense de Energia

DEA - Diretoria de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais

EPE – Empresa de Pesquisa Energética

EPIA – European Photovoltaic Industry Association

FAPESP – Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo

FIRJAN – Federação das Indústrias do Rio de Janeiro

GD - Geração Distribuída

IBGE – Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística

ICMS – Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços

IPCA – Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo

IPI – Imposto sobre Produtos Industrializados

IR – Imposto de Renda

LCI – Letras de Crédito Imobiliário

MME - Ministério de Minas e Energia

MT - Media Tensão

NBR - Norma Brasileira

PBDA – Portal Brasileiro de Dados Abertos

PIS – Programa Integração Social

PRI – Período de Retorno do Investimento

PRID – Período de Retorno de Investimento Descontado

SEE - Superintendência de Estudos Econômicos e Energéticos

SELIC – Sistema Especial de Liquidação de Custódia

SFVCR - Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede elétrica

TIR - Taxa Interna de Retorno

TR – Taxa Referencial

UC - Unidade Consumidora

VLRA - Valve Regulated Lead Acid

VPL - Valor Presente Líquido

Wp – Watt-Pico



## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Média Anual com Valores Ajustados de um consumidor residencial no Paraná.....	42
Tabela 2 - Média Anual/Mensal de irradiação solar no local da residência.....	44
Tabela 3 - Média Mensal de irradiação solar no local da residência com angulação Latitude +10°.....	44
Tabela 4 - Vida útil estimada para componentes do SFVCR.....	45
Tabela 5 - Vida útil estimada para componentes do SFVI.....	45
Tabela 6 - Especificações Kit Sola conectado à rede WEG.....	48
Tabela 7 - Resumo para dimensionamento do SFVCR.....	49
Tabela 8 - Especificações técnicas do painel solar 305W Monocristalino Canadian Solar.....	50
Tabela 9 - Especificação inversor de frequência Kasatec 3000W.....	52
Tabela 10 - Especificações controlador de carga SUN21 – CCS-P6024.....	54
Tabela 11 - Especificações controlador de carga SUN21 – CCS-P2024.....	55
Tabela 12 - Resumo do dimensionamento do SFVI.....	55
Tabela 13 - Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA.....	59
Tabela 14 - Gastos estimados com custo de disponibilidade ao longo de 25 anos. .....	60
Tabela 15 Comparativo de economia x Custo de disponibilidade.....	61
Tabela 16 - Resumo de investimentos para o SFVCR.....	62
Tabela 17 - Custo com perda de eficiência dos módulos.....	63
Tabela 18 - Resumo de investimento para o SFVI.....	64
Tabela 19 - Cálculo de Payback Simples para o SFVCR.....	65
Tabela 20 - Cálculo de Payback Simples para o SFVI.....	67
Tabela 21 - Cálculo de Indicadores VPL e TIR para o SFVCR.....	68
Tabela 22 - Cálculo de Indicadores VPL e TIR para o SFVI.....	69

## SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	12
1.1 TEMA	14
1.1.1 Delimitação do Tema	14
1.2 PROBLEMA E PREMISSAS	14
1.3 OBJETIVOS	14
1.3.1 Objetivo Geral	14
1.3.2 Objetivos Específicos	15
1.4 JUSTIFICATIVA	15
1.5 PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS	16
2. REFERENCIAL TEÓRICO	18
2.1 ENERGIA SOLAR	18
2.1.2 A Radiação Solar	18
2.1.3 Irradiância e Radiação Solar	19
2.1.4 Atlas energéticos de Irradiação Solar do Paraná	20
2.1.4.1 Atlas de Energia Solar do Estado do Paraná	21
2.1.4.2 Atlas Solarimétrico do Estado do Paraná	21
2.2 ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA	22
2.2.1 Paineis fotovoltaicos	22
2.3 TIPOS DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	26
2.3.1 Sistemas Fotovoltaicos Isolados (SFVI)	26
2.3.2 Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica (SFVCR)	28
2.4 INFRAESTRUTURA E EQUIPAMENTOS PARA INSTALAÇÃO	28
Nesta seção, serão abordadas as normas, bem como a descrição dos equipamentos e dispositivos que compõem o SFVCR e o SFVI.	28
2.4.1 Normativas e regulamentações para Sistemas de geração distribuída	29

2.4.1.1 Resolução Normativa N°482/2012 da ANEEL	29
2.4.1.2 NTC 905200 da COPEL	31
2.4.2 Sistema Inversor ou Conversor CC-CA para Sistemas Interligados a rede	32
2.4.3 Controladores de carga	33
2.4.4 Baterias	33
2.5 - ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA E FINANCEIRA	35
2.5.1 Payback	36
2.5.2 Valor presente líquido (VPL)	36
2.5.3 Taxa interna de retorno (TIR)	37
2.5.4 Taxa mínima de atratividade (TMA)	37
3 DIMENSIONAMENTO E PREMISSAS PARA COMPARAÇÃO ENTRE SISTEMAS	39
3.1 TIPO DE LIGAÇÃO	39
3.2 ORIENTAÇÃO DOS MÓDULOS	40
3.3 DESCRIÇÃO DO CONSUMO BASE	41
3.4 PRODUTIVIDADE NO LOCAL	43
4 DIMENSIONAMENTO DOS SISTEMAS	47
4.1 SISTEMA SOLAR CONECTADO À REDE	47
4.2 PROJETO DO SFVCR	47
4.1 SISTEMA FOTOVOLTAICO ISOLADO	49
4.1.2 Módulos Solares Fotovoltaicos	49
4.1.3 Dimensionamento do Inversor:	51
4.1.2 Dimensionamento das baterias	53
4.1.2.1 Capacidade da Bateria	53
4.1.3 Dimensionamento do controlador de Carga	54
4.3 CUSTOS DE MANUTENÇÃO E OPERAÇÃO	56
4.3.1 Custo de manutenção e operação para o SFVCR	56

4.4.5 Custos de manutenção e operação para o SFVI	57
5 COMPARAÇÃO DE VIABILIDADE ECONÔMICA	58
5.1 TARIFA DE ENERGIA	58
5.2 CUSTO DE DISPONIBILIDADE	59
5.4 INVESTIMENTOS SFVCR	61
5.5 INVESTIMENTOS NO SFVI	62
6 COMPARAÇÃO DE VIABILIDADE ENTRE SISTEMAS	65
6.1 PAYBACK SIMPLES	65
6.1.1 Payback Simples para o SFVCR	65
6.1.3 Payback simples para o SFVI	66
6.1.4 Valor Presente Líquido e Taxa Interna de Retorno	67
7 CONCLUSÃO	71
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	

## 1 INTRODUÇÃO

Ao longo dos últimos anos, é possível observar o crescente número de iniciativas que buscam tornar a matriz elétrica mundial mais limpa e sustentável, dado que fontes não renováveis de energia representam a maior parte da produção de energia elétrica no mundo, e a elas estão associadas as emissões de gases causadores do efeito estufa que causam o aquecimento global. Dentre estas iniciativas, uma das mais promissoras é a energia solar fotovoltaica (TIEPOLO, 2015).

A geração de energia fotovoltaica ocorre através da conversão de radiação solar em eletricidade. Esta forma de geração de energia ocorre por meio de células fotovoltaicas, que ao receberem radiação tem seus elétrons excitados, gerando uma diferença de potencial. Esse fenômeno é conhecido como efeito fotovoltaico (IMHOFF, 2007).

Podemos dividir os diferentes tipos de sistemas fotovoltaicos em dois grandes grupos, os Sistemas Autônomos ou Isolados (*off grid* ou SFVI) e os Sistemas Conectados à Rede elétrica (*on grid* ou SFVCR). Os Sistemas autônomos se caracterizam por não serem conectados à rede elétrica, sendo frequentemente aplicados em localidades sem rede de distribuição elétrica. Esses sistemas contam com baterias para armazenamento de energia (VILLALVA & GAZOLI, 2012).

Diferentemente dos sistemas autônomos, os SFVCR tem por característica principal estarem interligados à rede pública de distribuição de energia elétrica. Além disso, não contam com armazenamento de energia como os sistemas autônomos, utilizando energia fornecida pela concessionária de energia elétrica nos momentos em que o sistema fotovoltaico não está gerando energia (TONIN, 2017).

No Brasil, existem aplicações que visam atender sistemas remotos viabilizados através de programas federais como o Programa Luz para Todos, que tem o objetivo de disponibilizar acesso à energia elétrica para famílias residentes em áreas rurais, de forma gratuita (PAC, 2019).

Desde 17 de abril de 2012, quando entrou em vigor a Resolução Normativa ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) nº 482/2012, o consumidor brasileiro pôde começar a gerar sua própria energia elétrica a partir de fontes renováveis ou cogeração qualificada, podendo inclusive fornecer o excedente para a rede de distribuição de sua localidade (ANEEL, 2012). Trata-se da micro e da mini geração distribuídas de energia elétrica (centrais geradoras com potência instalada menor ou igual a 75 kW e entre 75 kW e 5MW, respectivamente, utilizando cogeração qualificada conforme regulamentação da ANEEL ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras) (ANEEL, 2012), inovações que podem aliar economia financeira, consciência socioambiental e auto sustentabilidade.

No que diz respeito ao Plano Nacional de Energia 2050 (PNE 2050), está previsto um maior aproveitamento do recurso solar na matriz elétrica brasileira (EPE, 2018), o que torna necessário comparativos de viabilidade para melhor tomada de decisão quanto ao melhor tipo de instalação.

## 1.1 TEMA

### 1.1.1 Delimitação do Tema

Para micro geração de energia fotovoltaica residencial, realizar o estudo da viabilidade econômica entre um SFVCR e um SFVI para implantação em uma residência localizada em Curitiba, determinando qual projeto é mais viável a partir de indicadores econômicos.

## 1.2 PROBLEMA E PREMISSAS

Com a possibilidade de armazenamento e comercialização descentralizada de energia, uma das dificuldades encontradas quanto à decisão na implantação de um sistema fotovoltaico é quanto ao tipo de sistema a ser utilizado. Portanto, este trabalho se propõe a comparar os sistemas fotovoltaicos *on-grid* e *off-grid* com baterias, auxiliando na tomada de decisão entre as duas modalidades.

Como determinar o tipo de instalação mais viável economicamente?

## 1.3 OBJETIVOS

### 1.3.1 Objetivo Geral

Para sistemas de microgeração de energia fotovoltaica residencial, comparar economicamente os sistemas *on-grid* e *off-grid* com baterias.

### 1.3.2 Objetivos Específicos

- Apresentar referencial bibliográfico de energia solar, energia fotovoltaica, painéis fotovoltaicos, inversores de frequência, reguladores de carga, baterias e tipos de instalações.
- Estimar radiação solar, potencial energético e o consumo médio residencial e definir tipo de residência e ambiente para desenvolver os projetos e comparação, a partir de uma residência real escolhida pela equipe.
- Verificar regulamentação da COPEL (Companhia Paranaense de Energia) e ANEEL para a conexão do sistema de microgeração a rede elétrica de distribuição;
- Desenvolver projetos de sistemas fotovoltaicos residenciais ligados à rede e isolados com armazenamento (*on grid* e *off grid*).
- Desenvolver lista e especificação de equipamentos necessários para o projeto.
- Fazer orçamentos e consultas para estimar os custos dos projetos, estimar o *payback* e investimento inicial de cada uma das modalidades de instalação.
- Fazer estudo de viabilidade econômica e compará-los, apresentando vantagens e desvantagens de cada tipo de instalação, apresentando a alternativa mais viável economicamente, demonstrando as circunstâncias de instalação que podem viabilizar os tipos de instalação.

### 1.4 JUSTIFICATIVA

A irradiação solar é uma forma de energia limpa e renovável que está disponível em todo o planeta Terra, com intensidade variando entre regiões. Dentre estas regiões, o Brasil possui uma condição altamente favorável para gerar energia elétrica a partir da luz solar, pois apresenta valores elevados de irradiação solar em todo seu território, até mesmo em estados pertencentes à região Sul (TIEPOLO, 2015).



De acordo com Pereira et al. (2006), os valores de irradiação solar global incidente em qualquer região do território brasileiro (1.500-2.500 Wh/m<sup>2</sup>) são superiores aos dos principais países da Europa, como Alemanha (900-1250 Wh/m<sup>2</sup>), Espanha (1200-1850 Wh/m<sup>2</sup>) e França (900-1650 Wh/m<sup>2</sup>), locais onde projetos de aproveitamentos solares são muito utilizados.

O cenário mundial de produção de energia através dos módulos solares fotovoltaicos está estimado em 500 GW em 2018, tendo aumentando em 100 GW pelo segundo ano consecutivo (IEA PVPS, 2018).

Portanto, a partir da importância ecológica e do potencial de crescimento da energia fotovoltaica no Brasil apresentados acima, se buscará, por meio do estudo de viabilidade econômica, evidenciar qual o melhor custo-benefício entre os sistemas *on grid* e *off grid* com baterias para o micro consumidor urbano, com o objetivo de auxiliar o consumidor durante a tomada de decisão a respeito de qual sistema é o mais viável.

## 1.5 PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS

Para determinação do melhor sistema de geração de energia fotovoltaica, serão consideradas as tarifas de energia conforme cenários determinados ao longo de 25 anos de operação de ambos os sistemas (*on grid* e *off grid* com baterias), levando em consideração fatores como: vida útil dos inversores, das baterias, do regulador de carga, vida útil do sistema, perda de eficiência dos módulos, irradiação e produtividade na cidade de Curitiba, custos de manutenção prevista, taxa de desempenho (*performance ratio*) e investimento necessário.

Portanto, será utilizada uma residência real, de aproximadamente 134,21m<sup>2</sup> (Google Earth), localizada em Curitiba, com um telhado de duas águas de estrutura feita em madeira e telhas do tipo Eternit e um segundo telhado reto de 50m<sup>2</sup>, também com telhas de Eternit, conforme a figura 1. Considerando como base para ambos os projetos o consumo de energia ao longo de um ano pela residência, medida em Quilowatt-hora (kWh – é uma medida da energia elétrica consumida por um aparelho durante um determinado período de funcionamento) e feita uma análise estimando a relação custo-benefício entre os sistemas, a fim

de demonstrar qual a melhor opção para o consumidor urbano.

Figura 1 - Residência para qual será feito o projeto.



Fonte: Adaptado de Google Earth, 2019.

## 2. REFERENCIAL TEÓRICO

### 2.1 ENERGIA SOLAR

O Sol é responsável pela origem de praticamente todas as outras fontes de energia, pois é a partir da energia do Sol que ocorre a evaporação da água, induzindo a circulação de ar na atmosfera, possibilitando a energia eólica. Além disso, combustíveis fósseis como petróleo, carvão e gás natural são gerados a partir dos resíduos de animais e plantas que, de alguma forma, obtiveram a energia necessária ao seu desenvolvimento através da radiação solar (PINHO e GALDINO, 2014).

O Sol é um enorme reator de fusão, pois em seu centro o processo de fusão transforma núcleos de hidrogênio em núcleos de hélio. Nesse processo, parte da massa é transformada em energia, que é fornecida na forma de radiação, constituindo a base de toda a vida na Terra (Portal Energia, 2004).

Anualmente,  $1,5 \times 10^{18}$  kWh de energia é fornecida pelo Sol para a atmosfera terrestre, gerando um enorme potencial de utilização em outras formas de energia, como a térmica e a elétrica, por meio de sistemas de captação e conversão (PINHO e GALDINO, 2014).

#### 2.1.2 A Radiação Solar

Devido à grande distância existente entre o Sol e a Terra, apenas uma mínima parte (aproximadamente duas partes por milhão) da radiação solar emitida atinge a superfície da Terra (Portal Energia, 2004). Além disso, fatores como a latitude, a estação do ano e as condições atmosféricas como nebulosidade e umidade relativa do ar também devem ser levados em consideração. Ainda assim, a irradiação solar que chega à superfície da Terra anualmente ainda é o bastante para atender milhares de vezes o consumo anual de energia do mundo (ANEEL, 2008).

A luz solar que atinge a superfície terrestre, é composta por uma fração direta e por uma fração difusa. A radiação direta vem segundo a direção do Sol, produzindo sombras bem definidas em qualquer objeto. Por outro lado, a radiação difusa não possui direção específica, uma vez que é gerada quando a radiação solar atravessa nuvens ou outros objetos que possam a dividir em duas ou mais componentes de menor intensidade. (Portal Energia, 2004). Além destas, existe uma terceira fração, chamada de Albedo, que é a reflexão da radiação ao encontrar uma superfície inclinada com relação à horizontal, como o solo, a vegetação, água, obstáculos, terrenos rochosos etc (PINHO e GALDINO, 2014). A Figura 2 apresenta a divisão das componentes da radiação solar.

Figura 2 - Componentes da radiação solar.



Fonte: Viana, 2010.

### 2.1.3 Irradiância e Radiação Solar

A irradiância, expressa em  $W/m^2$  (Potência por Área) é uma medida para a distribuição da radiação solar por metro quadrado, enquanto a irradiação solar considera também o tempo de exposição ( $Wh/m^2$ ), expressando energia por área. Essas medidas são úteis para avaliar a disponibilidade de recursos solares

dos sistemas fotovoltaicos em uma localização específica (VILLALVA, et al., 2012).

A partir da norma ABNT NBR 10899:2013 intitulada Terminologia sobre Energia Solar Fotovoltaica (ABNT, 2013), são apresentados abaixo os termos mais relevantes para diferenciar os tipos de irradiância solar:

- Irradiância solar (G) - Taxa na qual a radiação solar incide em uma superfície, por unidade de área, normalmente medida em watt por metro quadrado (W/m<sup>2</sup>).
- Irradiância direta (GDIR) - Irradiância solar incidente em uma superfície, sem ter sido espalhada pela atmosfera, podendo ser horizontal ou normal.
- Irradiância difusa (GDIF) - Potência radiante do céu, recebida em uma unidade de área em uma superfície horizontal, excluída a irradiância direta.
- Irradiância global (GHOR) - Potência radiante solar, recebida em uma unidade de área em uma superfície horizontal, que é igual à irradiância direta mais a irradiância difusa.
- Albedo (GALB) - Índice relativo à fração da energia radiante solar, recebida em uma unidade de área, devido à refletância dos arredores e do solo onde está instalado um dispositivo.
- Irradiância total (GTOT) - Potência radiante solar total com as componentes direta, difusa e de albedo, recebida em uma unidade de área em uma superfície com inclinação qualquer.

#### 2.1.4 Atlas energéticos de Irradiação Solar do Paraná

Atlas energéticos tem como objetivo disponibilizar uma ferramenta de consulta e análise, facilitando a pesquisa e desenvolvimento de projetos

relacionados à geração de energia elétrica fotovoltaica no Estado do Paraná (TIEPOLO et al., 2017).

#### 2.1.4.1 Atlas de Energia Solar do Estado do Paraná

Sob a coordenação da Universidade Tecnológica Federal do Paraná - Campus Curitiba, por meio do Grupo de Pesquisa em Energia Solar e Sistemas Fotovoltaicos e do Laboratório de Energia Solar (UTFPR/LABENS), o Atlas de energia solar do Estado do Paraná tem como objetivo disseminar a geração de energia elétrica fotovoltaica no estado disponibilizando uma ferramenta de consulta e análise do potencial de irradiação solar (TIEPOLO et al., 2017).

O Atlas também possui uma ferramenta Interativa Web que permite consultar e fazer análise do potencial de irradiação solar e geração de energia elétrica fotovoltaica para qualquer localização do estado do Paraná.

Neste trabalho, esta ferramenta permitirá obter dados e informações mais precisas sobre o potencial de radiação solar durante o ano afim de estimar a capacidade que precisa ser instalada na residência (TIEPOLO et al., 2017).

#### 2.1.4.2 Atlas Solarimétrico do Estado do Paraná

Para elaboração da ferramenta Mapa Solar, a Copel e o Simepar utilizaram dados de radiação solar registrados em estações meteorológicas entre os anos de 2006 e 2016. As medições foram feitas em 100 estações em diferentes pontos do Estado: 43 do Simepar, 33 do Instituto Agrônomo do Paraná e 24 do Instituto Nacional de Meteorologia (BARBIERI et al., 2016).

Os métodos de medição utilizam distâncias e ponderações, que posteriormente são utilizadas em conjunto com os dados observados nas estações, resultando no valor estimado para um determinado ponto geográfico (BARBIERI et al., 2016).

O Mapa Solar é uma ferramenta web que a partir de dados da fatura de energia como o Consumo Medido e a Classe de Consumo, faz o cálculo da potência necessária estimada do sistema fotovoltaico a ser instalado (BARBIERI et al., 2016).

## 2.2 ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

Uma das possíveis formas de conversão da energia solar é obtida através do efeito fotovoltaico, que ocorre em dispositivos conhecidos como células fotovoltaicas. Estas células são componentes que convertem diretamente a radiação solar em eletricidade (PINHO e GALDINO, 2014). A proporção entre a radiação solar incidente sobre a superfície da célula e a energia elétrica em que essa radiação é convertida caracteriza a eficiência de conversão das células fotovoltaicas (GREEN et al., 2000).

Em 1839 o físico francês Edmond Becquerel percebeu que ao submeter uma célula eletroquímica à radiação, era observada uma diferença de potencial entre seus terminais (tensão), que ao serem conectados por um fio condutor resultaram em uma corrente elétrica contínua circulando pelo condutor. E somente 117 anos após a descoberta que as primeiras células fotovoltaicas foram fabricadas no laboratório Bell, nos Estados Unidos (PINHO e GALDINO, 2014).

### 2.2.1 Painel fotovoltaico

O principal componente de um sistema fotovoltaico é o painel fotovoltaico, constituído por um ou mais módulos (Viana, 2010). A figura 3 apresenta a diferença entre módulo, painel e célula fotovoltaica.

Figura 3 - Vista da célula, módulo e painel fotovoltaico.



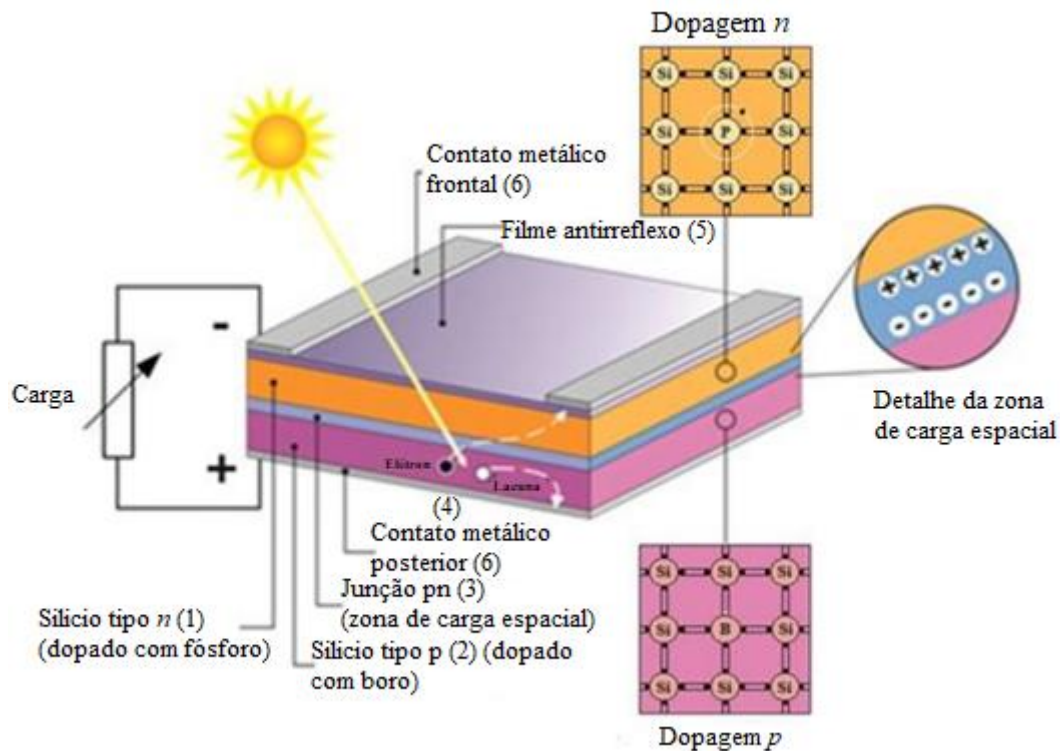
Fonte (Urbanetz, 2010).

A Célula Fotovoltaica é compreendida como um dispositivo semicondutor que produz corrente elétrica, quando exposta à radiação eletromagnética emitida pelo Sol. Quando a radiação solar incide sobre uma célula fotovoltaica, esta radiação pode ser refletida, absorvida ou passar pelo meio completamente, sendo que somente a luz absorvida pelo elemento gera a energia elétrica. A energia da luz absorvida pela célula fotovoltaica é transferida a seus átomos e elétrons. Com a energia adquirida, estes elétrons desprendem-se dos átomos componentes do material semicondutor, fenômeno conhecido como efeito fotoelétrico. Os elétrons ejetados do material semicondutor se direcionam da banda de valência para serem coletados na banda de condução, resultando no surgimento da tensão elétrica, efeito conhecido como Efeito fotovoltaico (GHENSEV, 2006). Na Figura 4 é possível observar a composição detalhada de uma célula fotovoltaica de Silício:

Figura 4 - Estrutura básica de uma célula fotovoltaica de silício destacando: (1) região tipo n; (2) região tipo p; (3) zona de carga espacial, onde se formou a



junção pn e o campo elétrico; (4) geração de par elétron-lacuna; (5) filme antirreflexo; (6) contatos



Fonte: (PINHO e GALDINO, 2014).

Ao longo de várias décadas, muitas tecnologias foram descobertas e aperfeiçoadas, fazendo com que a eficiência das células fotovoltaicas aumentasse gradativamente, tanto em laboratório quanto comercialmente (TIEPOLO, 2015). Dentre os diversos semicondutores utilizados para a fabricação de células solares fotovoltaicas, algumas tecnologias destacam-se por ordem decrescente de maturidade e utilização, entre as quais:

Tecnologia de silício cristalino - c-Si (células de primeira geração), que representa mais de 85% do mercado, por ser considerada uma tecnologia consolidada e confiável, e por possuir a melhor eficiência comercialmente disponível (PINHO e GALDINO, 2014), essas células podem ser divididas da seguinte forma:

- Silício monocristalino - m-Si;
- Silício policristalino - p-Si.

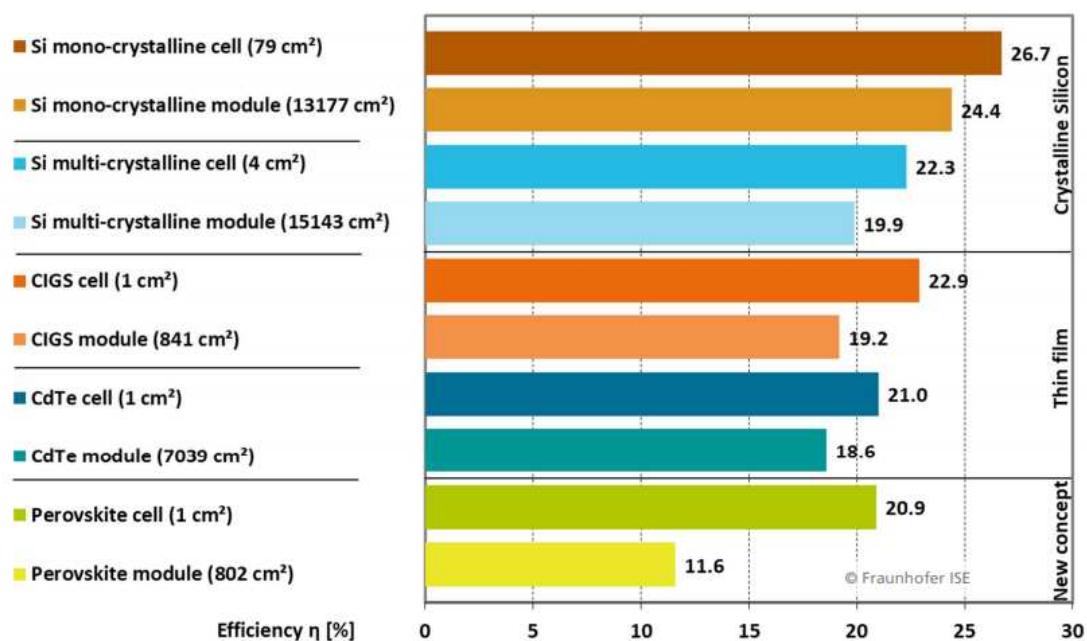
Tecnologia de filmes finos (células de segunda geração), esta tecnologia apresenta uma menor eficiência do que a primeira e a projeção é de que em 2020 essa tecnologia chegue à 10% do mercado mundial (Viebahn et al., 2015). Existem dificuldades associadas à disponibilidade dos materiais, vida útil, rendimento de células e, no caso do cádmio, sua toxicidade, que retardam sua utilização em maior escala (PINHO e GALDINO, 2014), essas células podem ser divididas da seguinte forma:

- Silício amorfo hidrogenado - a-Si;
- Telureto de cádmio - CdTe;
- Disseleneto de cobre e índio - CIS ou CuInSe<sub>2</sub>;
- Disseleneto de cobre, índio e gálio - CIGS ou Cu(InGa)Se<sub>2</sub>;
- Arsenieto de gálio – GaAs;
- Microamorfo ou microcristalino ( $\mu\text{cSi/a-Si}$ ).

A terceira geração, ainda em fase de Pesquisa e Desenvolvimento, testes e produção em escala, é dividida em três cadeias produtivas: célula fotovoltaica multijunção e célula fotovoltaica para concentração (CPV- Concentrated Photovoltaics), células sensibilizadas por corantes e células orgânicas ou poliméricas. A tecnologia CPV, por exemplo, demonstrou ter um potencial para produção de módulos com altas eficiências, embora seu custo ainda não seja competitivo com as tecnologias que atualmente dominam o mercado (PINHO e GALDINO, 2014).

Entre os materiais mais adequados para a conversão da radiação solar em energia elétrica das tecnologias citadas anteriormente destaca-se o silício e suas variações, como pode ser observado na Figura 5 em que as células e módulos fabricados com o silício mono e policristalino possuem os maiores índices de eficiência. Além disso, o silício apresenta uma disponibilidade quase ilimitada, sendo o segundo elemento químico mais frequentemente utilizado na Terra, ficando atrás apenas do Oxigênio (Portal Energia, 2004).

Figura 5 - Características de eficiência das tecnologias de materiais de células e módulos fotovoltaicos.



## 2.3 TIPOS DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Segundo a norma ABNT NBR 11704, os sistemas fotovoltaicos podem ser divididos quanto à interligação com o sistema público de fornecimento de energia elétrica (isolados ou conectados à rede elétrica), e quanto à configuração (puros ou híbridos). Os sistemas isolados não são conectados ao sistema público de fornecimento de energia, e os sistemas conectados à rede são conectados ao sistema público de fornecimento de energia. No quesito configuração, os sistemas puros são os que têm apenas o sistema fotovoltaico como gerador de energia. Já os sistemas híbridos, além do sistema fotovoltaico, também utilizam algum outro tipo de gerador de energia elétrica (ABNT,2008).

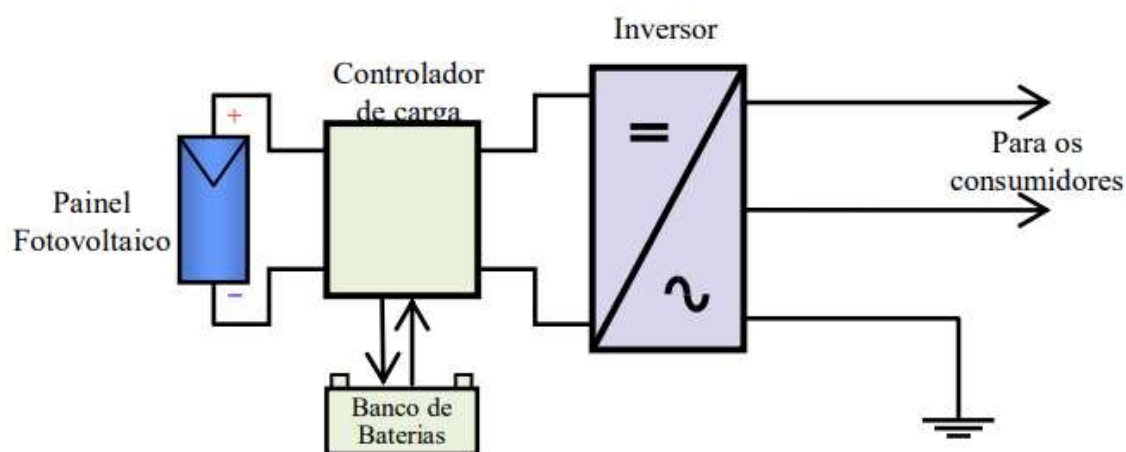
### 2.3.1 Sistemas Fotovoltaicos Isolados (SFVI)

Os sistemas autônomos precisam armazenar energia para compensar as diferenças existentes no tempo entre a produção de energia e o seu consumo.

As baterias recarregáveis são utilizadas como acumuladores de energia. Em geral, a utilização de baterias obriga que se torne indispensável a utilização de um regulador de carga adequado que faça a gestão do processo de carga, de forma a proteger e garantir uma elevada confiabilidade e um maior tempo de vida útil das baterias. O controlador de carga é um aparelho eletrônico destinado a controlar e monitorar a carga e/ou a descarga do banco de baterias e o inversor é o aparelho que converte a tensão contínua (CC), proveniente do painel fotovoltaico ou do banco de baterias, em tensão alternada (CA) com características adequadas para alimentação de aparelhos elétricos e eletrônicos (Viana, 2010). A energia armazenada pode ser fornecida tanto em corrente contínua quanto em corrente alternada com a utilização de um inversor (Portal Energia, 2004).

Os sistemas fotovoltaicos isolados são geralmente instalados em localidades afastadas dos grandes centros, que não possuem o serviço público de distribuição de energia elétrica. O banco de baterias armazena a energia gerada durante as horas de sol para que seja utilizada nos períodos nos quais não há radiação solar. A Figura 6 apresenta o diagrama com os componentes básicos deste tipo de sistema, para fornecimento em corrente alternada (CA) (VIANA, 2010).

Figura 6 - Representação de um Sistema Isolado.

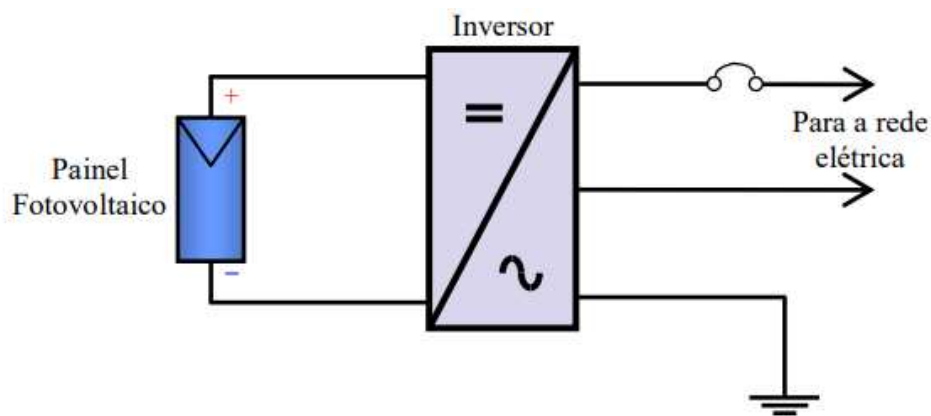


Fonte: Viana (2010).

### 2.3.2 Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica (SFVCR)

Sistemas ligados à rede (*on grid*) são aqueles que são conectados à rede elétrica de distribuidoras de energia. O painel fotovoltaico gera energia elétrica em corrente contínua e, após convertê-la para corrente alternada, é injetada na rede de energia elétrica. A conversão da energia também é feita utilizando inversores de frequência, que realizam a interface entre o painel e a rede elétrica. (PEREIRA & OLIVEIRA, 2011). A Figura 7 apresenta o diagrama e os componentes básicos de um sistema conectado à rede:

Figura 7 - Representação de um Sistema conectado à rede.



Fonte: Viana (2010)

O SFVCR apresenta como principais vantagens em relação ao SFVI a sua elevada capacidade de produção e o não requerimento de um conjunto de baterias (pois utiliza toda a energia que os módulos fornecem), que apresentam uma vida útil reduzida e um custo de manutenção e reposição alto (TONIN, 2017).

## 2.4 INFRAESTRUTURA E EQUIPAMENTOS PARA INSTALAÇÃO

Nesta seção, serão abordadas as normas, bem como a descrição dos equipamentos e dispositivos que compõem o SFVCR e o SFVI.

#### 2.4.1 Normativas e regulamentações para Sistemas de geração distribuída

O art. 14 do decreto No 5.163 de 30 de julho de 2004, que regula a comercialização de energia elétrica no Brasil, define geração distribuída como à produção de energia elétrica proveniente de empreendimentos de agentes concessionários, permissionários ou autorizados, [...], conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador (BRASIL, 2004).

No Brasil, a ANEEL já registrou conexões de geração distribuída de sistemas de geração solar fotovoltaica, geração hidrelétrica, geração eólica, geração híbrida solar/eólica e geração termoelétrica através de biogás e biomassa.

Para conectar sistemas de geração fotovoltaicos à rede de distribuição, resoluções e normas foram redigidas para regular e estabelecer as condições do funcionamento da geração distribuída. A Resolução Normativa no 482/2012 da ANEEL regulariza e estabelece condições para a geração distribuída no Brasil, enquanto que normas de concessionárias regem a conexão de sistemas de GD nos estados. No Paraná, a Norma Técnica Copel NTC 905200 apresenta os requisitos necessários para a conexão de um sistema de GD na rede de distribuição da Copel.

##### 2.4.1.1 Resolução Normativa N°482/2012 da ANEEL

A Resolução Normativa No 482/2012 da ANEEL, atualizada pela Resolução Normativa ANEEL No 687/2015, regulamenta a conexão de sistemas de geração distribuída à rede de distribuição de energia elétrica e estabelece o sistema de compensação de energia elétrica. Dois tipos de geração distribuída são definidos: A microgeração distribuída e a minigeração distribuída. Ambos são sistemas de geração que estão conectados à rede de distribuição através de unidades consumidoras (UC). Microgeração distribuída é uma unidade geradora de energia elétrica com potência instalada menor ou igual a 75kW que

utiliza cogeração qualificada ou fontes renováveis na geração de energia (ANEEL, 2018).

A definição de minigeração distribuída é similar à definição de microgeração distribuída, alterando-se somente a faixa de potência da unidade geradora, a qual é de potência instalada superior que 75kW e menor ou igual à 3 MW, no caso de fontes hídricas, e potência instalada superior a 75kW e menor ou igual a 5MW para cogeração qualificada e demais fontes de energia renovável (ANEEL, 2018).

As distribuidoras de cada estado são responsabilizadas na resolução por elaborar e revisar normas técnicas. Estas normas técnicas devem adequar a conexão dos sistemas de micro e minigeração à rede de distribuição, assim como definir as responsabilidades dos utilitários desta modalidade de geração e das próprias distribuidoras, obedecendo aos prazos e condições delineadas na resolução (ANEEL, 2018).

O sistema de compensação de energia elétrica permite que toda energia consumida de rede de distribuição possa ser compensada através do excedente de energia. Toda energia gerada pelos sistemas de micro e minigeração que não é consumida pela unidade consumidora é injetada na rede de distribuição. Créditos então são gerados tendo como base o excedente de energia, o qual é equivalente à “diferença positiva entre a energia injetada e a energia consumida” (ou seja, caso a unidade consumidora tenha consumido mais energia do que tenha injetado, não haver excedente de energia). Estes créditos têm validade de até 60 meses depois da data em que foram gerados e podem ser utilizados para abater faturas dos meses seguintes. No entanto, os créditos não podem ser utilizados para abater o custo de disponibilidade de energia, fazendo com que o valor mínimo da fatura seja sempre equivalente a este custo. O custo de disponibilidade de energia é cobrado toda vez em que a unidade consumidora consome, da rede de distribuição, um valor de energia abaixo de um mínimo estabelecido pela Resolução Normativa N° 414 da ANEEL (ANEEL, 2018).

#### 2.4.1.2 NTC 905200 da COPEL

No Paraná, a norma que rege a conexão de micro e minigeração distribuída à rede de distribuição é a “NTC 905200: acesso de micro e minigeração distribuída ao sistema Copel” (COPEL, 2018). A norma aborda as disposições gerais do sistema de micro ou minigeração conectado à rede de distribuição da Copel, os requisitos técnicos do projeto, os arranjos de conexão do sistema com a rede e a especificação de equipamentos de proteção de acordo com o nível de tensão no qual o projeto deve se encontrar na rede: Baixa Tensão (BT), Média Tensão (MT) ou Alta Tensão (AT) (COPEL, 2018).

Nas disposições gerais, a NTC 905200 apresenta condições para a conexão e operação dos sistemas de micro ou minigeração distribuída na rede de distribuição da Copel. Dentre as condições estão esclarecimentos acerca da potência instalada, da injeção de energia na rede de distribuição e procedimentos de acesso, os quais apresentam documentos e processos necessários para a liberação e execução do projeto (COPEL, 2018).

Ao abordar os requisitos técnicos, a norma determina em quais níveis de tensão o sistema de micro ou minigeração deverá ser conectado à rede de distribuição de acordo com a potência instalada do sistema. A norma também descreve nesta seção os equipamentos de proteção e medição necessários para a conexão do sistema de geração de acordo com o tipo do gerador (síncrono ou assíncrono), com o número de fases e com o nível de tensão em que o sistema de geração será conectado (COPEL, 2018).

A NTC 905200 apresenta os “Esquemas unifilares típicos” e os “desenhos esquemáticos” de cada tipo de micro e minigeração citados na seção de requisitos técnicos. Os esquemas unifilares típicos são representações dos circuitos de cada tipo de sistema de geração citado na norma (com exceção da micro e mini geração em AT, nos quais o arranjo físico deverá ser proposto no projeto). Estas representações contêm a disposição dos elementos necessários para o funcionamento do sistema de geração e para a conexão deste sistema com a rede de distribuição. Os desenhos esquemáticos apresentam a conexão entre a caixa de medição e o poste da Copel para diferentes casos de medição



e sistemas com ou sem o uso de inversores. Todos os desenhos esquemáticos se aplicam somente a unidades consumidoras de BT (COPEL, 2018).

Por fim, a norma apresenta a especificação de equipamentos de proteção. São apresentados os requerimentos necessários para a conexão de equipamentos de proteção exigidos pela norma. Estes equipamentos estão de acordo com nível de tensão em que o sistema de geração se encontra (COPEL, 2018).

#### 2.4.2 Sistema Inversor ou Conversor CC-CA para Sistemas Interligados a rede

O Inversor ou conversor CC-CA é um equipamento projetado para detectar a presença da rede (da concessionária) e fazer o tratamento da energia provinda do painel fotovoltaico convertendo a tensão contínua em tensão alternada, interligando a mesma à rede com o mesmo padrão de tensão, conteúdo de harmônicos, frequência e de fases. Caso a rede elétrica seja desenergizada pela concessionária ou o inversor seja desconectado da rede, este se desliga imediatamente cessando o fornecimento de energia e garantindo segurança para manutenção tanto na rede, quanto na instalação (VIANA, 2010).

Módulos fotovoltaicos geram energia em corrente contínua. Este sinal é tratado (frequência, conteúdo de harmônicos, forma de onda, etc.) para atender as demandas necessárias para satisfazer as condições impostas pela rede elétrica pública e possibilitar assim a interconexão à rede. Os inversores comumente utilizados podem ser de dois tipos:

(i) Comutados pela própria rede elétrica, onde o sinal da rede é utilizado para sincronizar o inversor com a rede, ou

(ii) Auto-comutados, onde um circuito eletrônico no inversor controla e sincroniza o sinal do inversor ao sinal da rede.

Em SFVCR independente do porte do sistema, além de inversores unitários dimensionados para atender à potência instalada total, pode-se usar

vários inversores idênticos e de menor potência conectados em paralelo (RUTHER, 2004).

#### 2.4.3 Controladores de carga

Também chamado de regulador de carga, este componente é, geralmente, utilizado em sistemas *off grid*, ou seja, que empregam o uso de baterias para o armazenamento de energia. Os controladores de carga têm como principal função proteger os acumuladores, isto é, as baterias de sobrecargas do sistema. Além disso, se bem regulados, asseguram que o sistema opere em sua máxima eficiência (PEREIRA e OLIVEIRA, 2011).

Controladores de carga, se ajustados corretamente, irão garantir o bom desempenho do sistema de baterias sob várias condições (carga, descarga e variações de temperatura) (MESSENGER e VENTRE, 2010).

O princípio de funcionamento da proteção da bateria através dos controladores de carga, consiste em impedir que ela sofra sobrecarga de tensão e prevenir que ela seja completamente descarregada. Ambas as situações acarretam desgaste e, conseqüentemente, diminuição da vida útil da bateria, por isso devem ser controladas (PINHO e GALDINO, 2014).

#### 2.4.4 Baterias

Em um SFVI é necessário o uso de dispositivos de armazenamento de energia para suprir a demanda energética em períodos nos quais a geração é nula ou insuficiente devido ao baixo nível de irradiância solar como a noite, em dias chuvosos ou nublados. As baterias armazenam parte da energia gerada pelos módulos durante o dia para atender a demanda em outros momentos (PINHO e GALDINO, 2014).

Existem outros equipamentos capazes de realizar a função de armazenamento da energia como: Supercapacitores, Indutores com supercondutores, volantes de inércia e etc. Porém, a bateria ainda é utilizada em

maior escala, devido à sua eficiência de funcionamento. A mesma é definida como: (PINHO e GALDINO, 2019).

(...) um conjunto de células ou vasos eletroquímicos, conectados em série e/ou paralelo, capazes de armazenar energia elétrica na forma de energia química por meio de um processo eletroquímico de oxidação e redução que ocorre em seu interior (PINHO e GALDINO, 2014, p.164).

São vários os tipos de baterias existentes, distinguindo-se devido às células empregadas, as quais influenciam diretamente na eficiência de armazenamento. Considerando o fato de que nem todos os modelos são economicamente viáveis mesmo com baterias com tecnologias modernas como Níquel-cádmio (NiCd), Níquel-hidreto metálico (NiMH), íon de Lítio (Li-ion), as baterias de chumbo-ácido ainda são o tipo mais utilizado, porque embora as tecnologias recentes tenham vantagens como maior eficiência, maior vida útil e profundidade de descarga, geralmente não são economicamente viáveis para a maior parte dos projetos (PINHO e GALDINO, 2014).

A bateria para aplicações fotovoltaicas deve apresentar como principais características: capacidade de ciclagem, alta eficiência energética, longa vida útil, pouca manutenção e baixo custo (COPETTI e MACAGNAN, 2007).

De acordo com a utilização da bateria, esta necessita de alterações construtivas de modo a adequar-se para as características de ótimo desempenho na atividade desejada. (PINHO e GALDINO, 2014) Entre as baterias recarregáveis, pode-se classificar a bateria de chumbo ácido em:

- Baterias abertas com liga de baixo-Antimônio nas placas positivas: Possuem placas positivas feitas de uma liga de Chumbo com baixo antimônio (cerca de 1 a 3%) além de uma camada de Selênio. Essas baterias tem uma maior vida cíclica devido ao uso do Antimônio (PINHO e GALDINO, 2014).
- Baterias sem manutenção: uma liga de Chumbo-cálcio nas placas positivas minimiza a taxa de gaseificação a ponto de não ser necessário preencher o eletrólito regularmente com água (PINHO e GALDINO, 2014).

- Baterias Seladas: Não necessitam de nenhum tipo de manutenção, utilizam de um ciclo interno de Oxigênio para eliminar a perda de água sob condições normais de operação. Sua utilização pode ser vantajosa mesmo com um custo mais elevado, pois tem uma maior capacidade útil e conseguem trabalhar com maiores valores e profundidade de descarga (PINHO e GALDINO, 2014).
- Baterias estacionárias com placas tubulares: A configuração dos eletrodos positivos constituídos por placas tubulares e envolvidos por tubos permeáveis através dos quais o eletrólito circula, tem a função de manter a matéria ativa confinada, o que permite um aumento da vida cíclica dessas baterias. Esse tipo de bateria pode apresentar uma vida cíclica superior a 1500 ciclos. Além de terem baixa manutenção, podem ser usadas em qualquer posição. Não liberam gases e não tem problemas de vazamentos ou estratificação, embora tenham um custo mais elevado (PINHO e GALDINO, 2014).

Existe também uma diferença significativa com relação à manutenção da bateria. As baterias normais necessitam repor regularmente a água perdida por gaseificação do seu eletrólito, enquanto que as baterias sem manutenção utilizam tecnologias (baterias seladas – Selad Lead Acid; baterias VLRA – Valve Regulated Lead Acid e baterias com permeabilidade seletiva, por exemplo) que eliminam essa necessidade, dando maior autonomia aos módulos de armazenamento dos sistemas fotovoltaicos isolados, razão pela qual a sua utilização hoje é tão difundida no Brasil (PINHO e GALDINO, 2014).

## 2.5 - ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA E FINANCEIRA

O custo é um dos pontos mais importantes para analisar ao determinar a viabilidade econômica de um projeto. Para escolher dentre as opções disponíveis onde é seguro se investir depende somente da análise dos recursos: entrada e de saída. Se houve lucro trata-se então de viabilidade (BEZERRA, 1995).

Analisar investimentos é buscar por meio de técnicas avançadas, usando a Estatística e a Matemática Financeira para encontrar soluções eficientes para tomada de decisão financeira. Para tal, é necessário dominar o conceito e a aplicação de diversos indicadores para modelar uma estrutura que forneça os dados otimizados (BEZERRA, 1995).

É necessário dominar o conceito e a aplicabilidade dos vários indicadores existentes na análise econômica e financeira, como a TIR (*Taxa Interna de Retorno*), VPL (*Valor Presente Líquido*) e o *Payback* (*Período de Retorno*). Todos esses parâmetros têm origem de conceitos básicos como Capital de Giro, Margem de Lucro, Demonstração de Resultados e Exercícios, até agregados como taxa de juros e câmbio.

### 2.5.1 Payback

O número de anos necessários para recuperar o investimento inicial é chamado de período de recuperação de investimento (*Payback*). Se o período *Payback* encontrado representa um período aceitável para a empresa, o projeto será selecionado. O método *Payback* simples consiste em mostrar quanto tempo um investimento leva para ser ressarcido (RABUSKE, 2018).

### 2.5.2 Valor presente líquido (VPL)

O Valor Presente Líquido ou VPL é a soma algébrica dos valores descontados do fluxo de caixa associado a ele. É a diferença do valor das receitas menos o valor dos custos, olhando numa perspectiva presente, ou seja, analisando os dois no momento do investimento.

$$VPL = \sum_{j=0}^n R_j(1+i)^{-j} - \sum_{j=0}^n C_j(1+i)^{-j} \quad (1)$$

Onde:

$R_j$  = valor atual das receitas;

$C_j$  = valor atual dos custos;

$i$  = taxa de juros;

$j$  = período em que as receitas ou custos ocorrem;

$n$  = número de períodos ou duração do projeto;

Um projeto que apresente o VPL maior que zero, um valor positivo é considerado economicamente viável e na comparação entre vários cenários é considerado melhor aquele que apresenta o maior VPL. Para determinar o VPL é necessário definir uma taxa de descontos ( $i$ ) (SILVA e FONTES, 2005).

### 2.5.3 Taxa interna de retorno (TIR)

A Taxa Interna de Retorno (TIR) de um investimento é uma taxa de desconto que iguala o valor presente dos fluxos de caixa futuros ao investimento inicial. Em outras palavras, a TIR é a taxa de desconto que faz com que o valor presente líquido VPL de uma oportunidade de investimento iguale-se a zero (GROPPELLI e NIKBAKHT, 2010). O método da taxa interna de retorno é aquele que nos permite descobrir a remuneração do investimento em termos percentuais. Segundo Rabuske (2008), encontrar a TIR de um investimento é o mesmo que encontrar sua potência máxima, o percentual adequado de remuneração que o investimento oferece (RABUSKE, 2018).

### 2.5.4 Taxa mínima de atratividade (TMA)

A taxa que identificamos como TMA representa o mínimo que um investidor se propõe a ganhar quando faz um investimento, ou o máximo que um tomador de dinheiro se propõe a pagar ao fazer um financiamento. Ainda, segundo Rabuske (2008), a TMA é formada, basicamente, a partir de três componentes: o custo de oportunidade, o risco do negócio e a liquidez do negócio. O custo de oportunidade representa a remuneração que teríamos pelo capital, a exemplo a remuneração da caderneta de poupança. O risco do negócio, uma vez que o ganho deve remunerar o risco inerente à nova ação. A

liquidez que pode ser descrita como a facilidade, a velocidade de mudar de posição no mercado para assumir outra (RABUSKE, 2018).

### 3 DIMENSIONAMENTO E PREMISSAS PARA COMPARAÇÃO ENTRE SISTEMAS

Para a comparação dos sistemas serão desenvolvidos dois projetos para a mesma residência, um projeto SFVCR e um SFVI, para ambos o *Payback* será calculado considerando que a tarifa de energia terá acréscimos de acordo com a taxa do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA).

A taxa IPCA existe com o propósito de medir a inflação de um conjunto de produtos e serviços comercializados no varejo (incluindo concessionárias de serviços públicos), tendo como população-objetivo famílias com renda de 1 a 40 salários mínimos, independente da origem da fonte (IBGE, 2019).

Analisando todos os fatores envolvidos no estudo de projetos solares fotovoltaicos, entre eles a radiação solar ao nível do arranjo fotovoltaico na região, o custo global do sistema e o valor da tarifa de energia na concessionária local projetado para o período de vida útil do sistema, é possível avaliar através de indicadores econômicos como o *Payback*, o Valor Presente Líquido (VPL) e a Taxa Interna de Retorno (TIR), qual dos dois sistemas é o mais viável para a residência escolhida.

#### 3.1 TIPO DE LIGAÇÃO

Segundo a Resolução Normativa da ANEEL nº 414/2010, unidades consumidoras conectadas em baixa tensão deverão pagar o custo de disponibilidade de energia equivalente em reais a 30kWh para ligação monofásica, 50kWh para bifásico ou 100kWh para ligação trifásica, mesmo que a energia injetada na rede pelo consumidor seja maior que o consumo naquele mês.

Levando essa informação em consideração, é necessário projetar o sistema conectado à rede para que ele não fique mais caro que o necessário, tendo em vista que a energia injetada na rede se transforma em créditos de



energia que não podem ser convertidos em dinheiro e que precisam ser descontados dentro de um prazo de 60 (sessenta) meses, conforme a Resolução Normativa da ANEEL nº 687/2015.

### 3.2 ORIENTAÇÃO DOS MÓDULOS

O desempenho de um sistema solar é medido pela produtividade. A produtividade também é denominada rendimento energético e representa a energia (kWh) fornecida por sistemas fotovoltaicos para cada kWp de potência instalada.

O sistema conectado à rede foi projetado com os dados coletados no atlas considerando orientação para o norte geográfico, este é o cenário mais favorável uma vez que maximiza a quantidade de radiação solar captada pelos módulos solares ao longo do ano. Dessa forma, será necessário instalar os painéis no telhado reto de Eternit de 50m<sup>2</sup>, já que o telhado de duas águas não está voltado para o Norte geográfico. Para a inclinação dos módulos, foi considerada a inclinação da cidade de Curitiba 25°, formando junto com o norte geográfico a condição mais ideal para a máxima produtividade ao longo dos anos.

A taxa de desempenho adotada foi a mesma utilizada na elaboração do Atlas Fotovoltaico do Estado do Paraná que é igual a 0,75 (ou 75%), que é a taxa média encontrada em sistemas fotovoltaicos instalados na Europa, notadamente na Alemanha, e que é utilizada na elaboração de Mapas Fotovoltaicos de países europeus.

Para o projeto do SFVI foi considerado a Latitude e um acréscimo de 10° na sua inclinação com objetivo de otimizar a radiação solar durante o inverno.

### 3.3 DESCRIÇÃO DO CONSUMO BASE

Para estimar a demanda requerida para dimensionar os projetos, foi solicitada uma cópia da fatura de energia da residência escolhida como objeto de estudo, afim de identificar dados relacionados à modalidade tarifária e ao consumo de energia. A fatura está apresentada na Figura 8:

Figura 8 - Tarifa de Energia da Residência escolhida.

**COPEL** Copel Distribuição S.A.  
Rua José Ulrico Biazello, 158  
81200-240 Curitiba - PR  
CNPJ 04.388.898/0001-05  
IE 99.233.073-99 IM 423.982-4

www.copel.com  
0800 51 00 116

Unidade Consumidora

**Vencimento**  
10/10/2019

**Valor a Pagar**  
R\$ 228,44

Responsável pela manutenção da Iluminação Pública: Município 156

**Reaviso de Vencimento**

**Informações Técnicas**  
No. Medidor: 0234512239 - MONOFÁSICO Mes Referência: 09/2019

Letura Anterior	Letura Atual	Medido	Constante de Multiplicação	Total Faturado	Consumo Médio/Dia	Data Apresentação
12/08/2019 26288	12/09/2019 26533	31 dias 245 kWh	1,00	245 kWh	7,90 kWh	12/09/2019

Proxima Lettura Prevista: 14/10/2019

**Indicadores de Qualidade** AS [1.6.97.4]

ENERGIA ELETRICA CONSUMO: 0,617610

Tensão Contratada: 127 volts

Limite faixa adequada de Tensão: 117 - 133 / 117 - 133 volts

**Historico de Consumo e Pagamento** Media 3 meses: 248 kWh

MES	06/19	07/19	08/19	09/19	10/19	11/19	12/19	01/20	02/20	03/20	04/20	05/20	06/20
CONS	245	236	268	229	224	218	255	194	226	255	233	254	
PAGO	03/20	03/20	03/20	07/20	05/20	04/20	03/20	12/22	18/01	11/12	05/11	10/10	

**NOTA FISCAL CONTA DE ENERGIA ELÉTRICA 09. 90656678 Serie B**  
Emitida em 10/09/2019

Produto Descrição	Un.	Consumo	Valor Unitario	Valor Total	Base de Calculo	Aliq. ICMS
01 ENERGIA ELETRICA CONSUMO	kWh	245	0,794326	194,61	194,61	29,00%
02 ENERGIA CONS. B VERMELHA	kWh			15,04	15,04	29,00%
03 CONT ILUMIN PUBLICA MUNICIPI				18,79		

Base de Calculo do ICMS: 209,65 | Valor ICMS: 60,79 | Valor Total da Nota Fiscal: 228,44

Reservado ao Fisco

0290.752C.BCB4.6D05.47EB.FE26.2F4B.A6A0

INCLUSO NA FATURA PIS R\$ 2,30 E COFINS R\$ 10,06, CONFORME RES. ANEEL 7.10/2006. A PARTIR DE 01/09/2019 - PIS/PASEP 1,06% e COFINS 4,86%. A qualquer tempo pode ser aplicada o cancelamento de valores não relacionados a prestação do serviço de energia elétrica, como convênios e doações. DENUNCIE O FURTO DE ENERGIA ELÉTRICA, COMO CONVÊNIO E DOAÇÕES. Através do telefone 0800 51 00 116.

Fonte: Autoria Própria.

Como é possível identificar na figura 8, a residência escolhida pertence ao grupo “Residencial-B1” e conta com um sistema de ligação monofásico, ou seja, o custo de disponibilidade para o consumidor é o equivalente a 30kWh, sendo este o valor a ser descontado durante o projeto do sistema fotovoltaico conectado à rede.

A partir da conta de energia foi possível gerar a tabela 1 que relaciona o mês com o consumo total de energia em kWh, além disso estão destacados os meses de menor e maior consumo, bem como a média mensal.

Tabela 1 - Média Anual com Valores Ajustados de um consumidor residencial no Paraná.

<b>Mês</b>	<b>Consumo (kWh/Mês)</b>
Setembro/18	254
Outubro/18	233
Novembro/18	255
Dezembro/18	226
Janeiro/19	194
Fevereiro/19	255
Março/19	216
Abril/19	224
Maio/19	229
Junho/19	266
Julho/19	236
Agosto/19	245
<b>Menor Consumo:</b>	194
<b>Maior Consumo:</b>	266
<b>Média Anual de consumo:</b>	236,08

Fonte: Autoria Própria.

A Figura 9 apresenta a forma com que o consumo se comporta ao longo do ano. É possível observar que existem meses de maior e outros de menor consumo de energia, que está diretamente relacionado com as diferentes estações do ano.

Figura 9 - Consumo mensal de energia na residência escolhida.

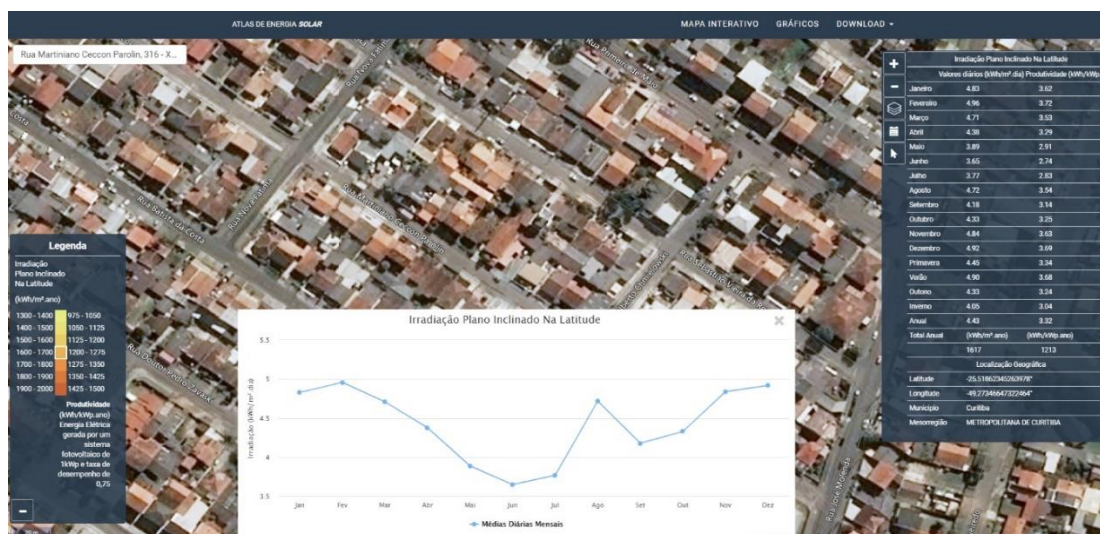


Fonte: Autoria Própria.

### 3.4 PRODUTIVIDADE NO LOCAL

Para estimar a irradiação média no local escolhido, foi utilizado o Atlas de Energia Solar do estado do Paraná, como pode ser verificado na Figura 10, as tabelas 2 e 3 apresentam os dados de irradiação no plano inclinado e com a inclinação de  $+10^\circ$ , calculada através do software "Radiasol".

Figura 10 - Irradiação do plano Inclinado na Latitude no Local da Residência.



Fonte: Atlas de Energia Solar do Paraná.

Tabela 2 - Média Anual/Mensal de irradiação solar no local da residência.

<b>Irradiação Global no Plano Inclinado na Latitude</b>	
<b>Valores diários (kWh/m<sup>2</sup>.dia)</b>	
Janeiro	4,83
Fevereiro	4,96
Março	4.71
Abril	4.38
Mai	3.89
Junho	3.65
Julho	3.77
Agosto	4.72
Setembro	4.18
Outubro	4.33
Novembro	4.84
Dezembro	4.92
Primavera	4.45
Verão	4.90
Outono	4.33
Inverno	4.05
Anual	4.43
Total Anual	1.617 (kWh/m <sup>2</sup> .ano)
<b>Localização Geográfica</b>	
Latitude	-25.518628620866778°
Longitude	-49.27345223313524°
Área do telhado	51,1m <sup>2</sup>
Município	Curitiba

Fonte: Autoria Própria.

Tabela 3 - Média Mensal de irradiação solar no local da residência com angulação latitude +10°.

<b>Radiação Solar (kWh/m<sup>2</sup>)</b>	
Jan	5,776
Fev	5,656
Mar	5,084
Abr	4,498
Mai	3,912
Jun	3,664
Jul	3,788
Ago	4,824
Set	4,36
Out	4,78

<b>Nov</b>	5,668
<b>Dez</b>	5,982
<b>Localização Geográfica</b>	
<b>Latitude</b>	-25.518628620866778°
<b>Longitude</b>	-49.27345223313524°
<b>Área do telhado</b>	51,1m <sup>2</sup>
<b>Município</b>	Curitiba

Fonte: Radiasol

### 3.5 VIDA ÚTIL E PERDAS

Serão considerados painéis fotovoltaicos que possuem vida útil estimada de 25 anos, conforme indicado pela maioria dos fabricantes do mercado. Conforme a especificação dos fabricantes, os demais componentes possuem as seguintes vidas úteis, conforme as tabelas 4 e 5:

SFVCR:

Tabela 4 - Vida útil estimada para componentes do SFVCR

<b>Componente</b>	<b>Vida útil (anos)</b>
<b>Painéis</b>	25
<b>Inversor de frequência</b>	10

Fonte: Autoria Própria.

SFVI:

Tabela 5 - Vida útil estimada para componentes do SFVI.

<b>Componente</b>	<b>Vida útil (anos)</b>
<b>Painéis</b>	25
<b>Banco de Baterias</b>	5
<b>Controlador de Carga</b>	10
<b>Inversor de Frequência</b>	10

Fonte: Autoria Própria.

Desse modo, o custo total de um sistema fotovoltaico isolado durante 25 anos leva em consideração o valor inicial dos equipamentos e suas substituições ao final da vida útil: 1 x custo do painel solar, 5 x custo do banco de baterias, 2 x custo do controlador de carga e 2 x custo do inversor de frequência, enquanto o sistema fotovoltaico conectado à rede leva em consideração: 1 x custo do painel solar, 2 x custo do inversor de frequência (SHAVANI et. al., 2006).

As perdas nos sistemas fotovoltaicos são geradas por diversos motivos, sendo possível destacar entre elas: orientação e inclinação inadequadas dos módulos; perdas por sombreamento e sombreamento parcial; acúmulo de sujeira; temperatura; *mismatch* (utilização de módulos com características incompatíveis); degradação do módulo e célula rachada/quebrada (SILVA et. al., 2018).

Para a casa escolhida não foram identificadas possíveis perdas por sombreamento, além disso, não serão consideradas perdas por temperatura, mismatch e acúmulo de sujeira, dado que está sendo considerada uma instalação feita corretamente e uma manutenção recorrente para evitar o acúmulo de sujeira nos painéis. Será considerado um decréscimo de eficiência de 0,65% ao ano na geração de energia (EPE, 2012) a ser descontado de forma monetária da economia gerada pelo sistema ao longo dos anos.

## 4 DIMENSIONAMENTO DOS SISTEMAS

### 4.1 SISTEMA SOLAR CONECTADO À REDE

A energia gerada pelo sistema conectado à rede deve ser igual à média de consumo de energia elétrica menos a energia relativa ao custo de disponibilidade citado anteriormente, isso se deve ao fato de que se o sistema gerar a média de consumo mensal, o consumidor conseguirá compensar os meses de menor geração com os créditos obtidos nos meses de maior geração, tornando essa a melhor opção de cálculo para este tipo de projeto (PINHO e GALDINO, 2014):

*Energia Gerada SFVC = Média Consumo mensal – Energia custo de disponibilidade.*

$$\text{Energia gerada por dia} = \frac{206,08 \text{ kWh}}{30 \text{ dias}} = 6,87 \text{ kWh/dia}$$

$$\frac{\text{Irradiação média}}{\text{dia}} = 4,43 \text{ kWh/m}^2 \cdot \text{dia}$$

$$\text{Potência instalada: } \frac{6,87}{4,43 \times PR} \text{ kWp} = 2,0678 \text{ Kw}$$

Portanto, para uma performance ratio de 75%, conclui-se que para o SFVCR será necessária uma potência instalada de 2,0678kWp para atender a demanda média mensal da residência escolhida.

### 4.2 PROJETO DO SFVCR

Obtido o valor de 2,0678 kWp de potência instalada foi possível determinar qual kit a ser escolhido, apresentado na figura 10. Nesse caso, foi optado por um Kit de 6 módulos de 375W e 1 inversor de 2000W, a Tabela 6 apresenta o detalhamento do sistema escolhido:



Figura 11 - Gerador Solar 2,25kWp - Telha Cerâmica - WEG



Tabela 6 - Especificações Kit Sola conectado à rede WEG.

Componente	Descrição	Quantidade
<b>Módulo</b>	Módulo Monocristalino PERC 375 Wp	6
<b>Inversor</b>	Inversor SIW300H 2kW	1
<b>Conector</b>	Conector MC4 6 mm <sup>2</sup>	3
<b>Cabo</b>	Cabo Solar CC 6mm PT	50
<b>Cabo</b>	Cabo Solar CC 6mm VM	50
<b>Monitoramento</b>	Incluso	1
<b>Estrutura</b>	Telhado Cerâmico 3 módulos em retrato - Gancho	2

Fonte: NeoSolar.

Tabela 7 - Resumo para dimensionamento do SFVCR.

<b>Resumo para dimensionamento do SFVCR</b>		
Média mensal do Consumo da casa (kWh)	236,08	
Local da instalação	Curitiba	
Produtividade Local (kWh/m <sup>2</sup> .dia)	3,05	
Tipo de Ligação / Consumo mínimo pago	Monofásico	30kW
Capacidade do sistema (kWp)	2,0678	
Inversor (W)	2000	
Valor (R\$)	10.828,00	

Fonte: Autoria Própria.

#### 4.1 SISTEMA FOTOVOLTAICO ISOLADO

Tendo em vista que neste cenário a casa será desconectada da concessionária, a energia gerada pelo sistema Isolado deve atender ao pior caso, isto é, suprir o mês de menor irradiação disponível para que não falte energia durante o mês de menor geração, que neste caso é o mês de maior consumo, como pode ser identificado nas Tabelas 1 e 3 em que o mês de maior consumo é junho e que nesse mês a irradiação é de 3,664 kWh/m<sup>2</sup>.dia.

$$\text{Energia Gerada SFVI} = \text{Maior consumo mensal anual}$$

$$\text{Energia gerada SFVI} = 266 \text{ Kwh/mês}$$

$$\text{Energia gerada por dia} = \frac{266 \text{ Kwh}}{30 \text{ dias}} = 8,87 \text{ Kwh/dia}$$

$$\frac{\text{Irradiação no mês de menor irradiação}}{\text{m}^2.\text{dia}} = 3,664 \text{ KWh/m}^2.\text{dia}$$

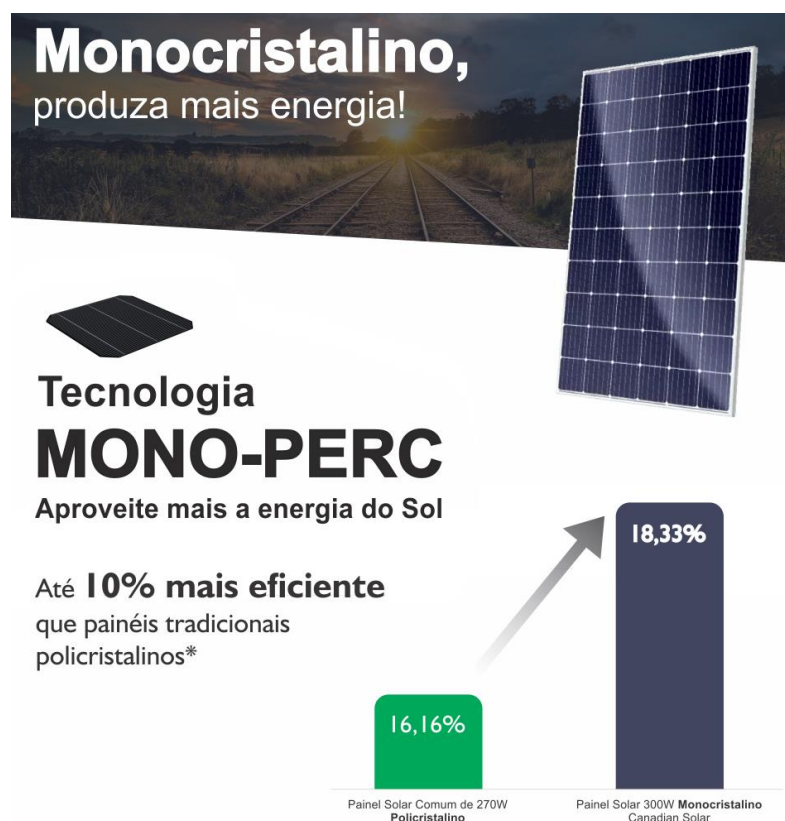
$$\text{Potência instalada: } \frac{8,87}{3,664 * 0,75} * 1,1 = 3,550 \text{ Kwp}$$

##### 4.1.2 Módulos Solares Fotovoltaicos

Para o SFVI, foi optado por orçar os componentes separadamente devido ao fato de que não foram encontrados kits completos que atendessem às especificações solicitadas pela residência.

Para os painéis, foram escolhidos os módulos de 305W monocristalinos da Canadian Solar, conforme a Figura 12, as especificações estão descritas na Tabela 8.

Figura 12 - Painel Solar Mono-perc 350W



Fonte: Site Minha Casa Solar

### Painel Solar 305W Monocrystalino Canadian Solar - CS6K-305M

Tabela 8 - Especificações técnicas do painel solar 305W Monocrystalino Canadian Solar.

<b>Potência máxima (Pmax)</b>	<b>350Wp</b>
<b>Número de células</b>	60
<b>Tolerância</b>	0% a +5%
<b>Tensão em circuito aberto (Voc)</b>	39,9V
<b>Tensão de Pico (Vmpp)</b>	32,7V
<b>Corrente de curto-circuito (Isc)</b>	9,91A
<b>Corrente de Pico (Impp)</b>	9,33A
<b>Voltagem máxima do sistema</b>	1000V
<b>Tipo de célula</b>	Monocrystalino PERC
<b>Dimensões painel</b>	1650 x 992 x 35 (mm)
<b>Moldura</b>	Alumínio
<b>Peso</b>	18,2Kg

Fonte: Fabricante Canadian.

*Preço - R\$ 640,00 (cada)*

*3550/305 = 12 módulos*

*12 x R\$ 640,00 = R\$ 7.680,00*

#### 4.1.3 Dimensionamento do Inversor:

A escolha do inversor se dá a partir da potência em kWp calculada para o projeto, o inversor precisa ser pelo menos 20% menor potência e no máximo 20% maior potência, ou seja, operando entre 2576W e 3864W.

- Geladeira 200W
- Fogão 100W
- 3 TV's 300W (100W cada)
- Forno 600W
- Microondas 1300W
- Iluminação 120W
- Tomadas 600W

Total:3220W

**Inversor/Carregador Solar 3000W 24V/220V Onda modificada  
Kasatec:**

Figura 13 - Inversor de frequência Kasatec.



Fonte: kasatec.com.br

Tabela 9 - Especificação inversor de frequência Kasatec 3000W

<b>Tensão CA de saída nominal:</b>	<b>115/120 ou 220/240Vca +/-10% RMS</b>
<b>Tensão de entrada CC (faixa):</b>	24 Vcc
<b>Potência de saída máxima</b>	3000 Watts
<b>Potência de surto (pico):</b>	6000 Watts
<b>Frequência de saída:</b>	60 Hz
<b>Forma de onda na saída:</b>	Onda modificada
<b>Eficiência máxima:</b>	Maior que 85%
<b>Dimensões: (C x L x A):</b>	20cm x 33cm x 48cm
<b>Proteções:</b>	alarme de baixa tensão na bateria, desligamento automático por baixa ou alta tensão, por sobrecarga ou superaquecimento

Fonte: Fabricante Kasatec

Preço – R\$1718,00

#### 4.1.2 Dimensionamento das baterias

A disponibilidade mensal garantida é o mínimo de energia que o SFVI é capaz de fornecer, em qualquer mês, à unidade consumidora (ANEEL, 2004).

O mês de projeto é o que apresenta a menor relação diária de energia entre o arranjo e a carga. É utilizado o mês com a menor irradiação ou o mês com a maior carga (IEEE STD. 1526, 2003).

Para o dimensionamento das baterias serão consideradas baterias estacionárias de ciclo profundo e com 80% de descarga diária, sendo assim a energia nominal mínima das baterias será:

$$E_{\text{bateria}} = \frac{3,550}{0,8} = 4437,5 \text{WhE} = (8,87 * 1000) / \text{descarga diária}$$

##### 4.1.2.1 Capacidade da Bateria

Para este exemplo de cálculo serão usadas baterias de 24V e sua capacidade deverá ser:

$$C = 4437,5 / 24V = 184,89A.h$$

##### 4.1.2.2 Banco de baterias

Serão necessárias 10 baterias do tipo estacionária com 220Ah de capacidade, a bateria Estacionária Moura Clean modelo 12MF220 tem capacidade de 220Ah, dimensões de 517x272x246 (mm) e peso de 57,8Kg. Atende as necessidades do projeto e seu valor de mercado é aproximadamente R\$ 1.087,17 então o custo total do Banco de Baterias será de R\$ 10877,00 para 12 horas de autonomia do sistema.

#### 4.1.3 Dimensionamento do controlador de Carga

O controlador de carga é definido pela tensão de trabalho do sistema e pela maior corrente exigida. A capacidade do controlador deve superar a corrente dos painéis ou as de consumo, naquele em que for maior o valor.

$$C = 4437,5/24V = 184,89A$$

Serão utilizados três controladores de carga, dois deles com 60A de corrente nominal e um com 20A de corrente nominal. A capacidade de corrente de carga do sistema será de 184,89A.

Figura 14 - Controlador de Carga 60A 12V/24V PWM SUN21 - CCS-P6024



Fonte: Manual SUN21 CCS-P6024

Tabela 10 - Especificações controlador de carga SUN21 – CCS-P6024

<b>Tensão nominal</b>	<b>12V/24V (reconhecimento automático)</b>
<b>Corrente solar máxima</b>	60A
<b>Corrente máxima das cargas</b>	60A
<b>Consumo próprio</b>	≤10mA (12V); ≤18mA (24V)
<b>Bitola máxima do cabo elétrico</b>	8 mm <sup>2</sup>
<b>Tensão máxima do banco de baterias</b>	24V
<b>Faixa de temperatura ambiente</b>	-25°C +55°C
<b>Aterramento</b>	Negativo
<b>Umidade</b>	≤95% NC
<b>Grau de proteção</b>	IP30
<b>Dimensões</b>	164 x 103,5 x 47 mm
<b>Peso</b>	0,39Kg
<b>Garantia</b>	01 ano

Fonte: Fabricante SUN 21

Preço: R\$398,97 x3 = R\$ 1196,91

Figura 15 - Controlador de Carga 20A 12V/24V PWM Sun21 - CCS-P202



Fonte: Manual SUN21 – CCD-P2024

Tabela 11 - Especificações controlador de carga SUN21 – CCS-P2024

<b>Tensão nominal</b>	<b>12V/24V (reconhecimento automático)</b>
Corrente solar máxima	20A
Corrente máxima das cargas	20A
Consumo próprio	≤10mA (12V);≤18mA (24V)
Bitola máxima do cabo elétrico	8 mm <sup>2</sup>
Tensão máxima do banco de baterias	35V
Faixa de temperatura ambiente	-25°C +55°C
Aterramento	Negativo
Umidade	≤95% NC
Grau de proteção	IP30
Dimensões	130 x 75 x 38 mm
Peso	0,160Kg
Garantia	01 ano

Fonte: Fabricante SUN21

Preço: R\$ 147,87

Tabela 12 - Resumo do dimensionamento do SFVI

*Resumo para dimensionamento dos SFVI*

<i>Maior consumo mensal (kWh)</i>	266
<i>Local da instalação</i>	Curitiba



<i>Minima Produtividade Local diária (KWh/m<sup>2</sup>.dia)</i>	2,76
<i>Capacidade do sistema (Kwp)</i>	3,550
<i>Inversor</i>	3000w
<i>Controlador de Carga</i>	3X 60A + 20A
<i>Baterias</i>	8x 220Ah

Fonte: Autoria própria.

### 4.3 CUSTOS DE MANUTENÇÃO E OPERAÇÃO

Os custos de manutenção e operação são os custos gerados entre a entrega da instalação ao consumidor e a vida útil final dos módulos solares durante 25 anos que é o tempo utilizado neste trabalho para determinar e comparar a viabilidade de sistemas SFVI e SFVCR.

A estimativa de manutenção, considera limpezas da superfície dos módulos solares uma vez ao ano, para remover galhos, dejetos de aves ou objetos que possam cair e obstruir a radiação solar, devido ao sombreamento sobre o módulo

Sendo uma manutenção de baixa complexidade, podendo ser realizada pelos próprios moradores da residência, não há necessidade de mão de obra profissional para tal serviço, o custo de manutenção é estimado em 1% do investimento inicial realizado (ENERGONBRASIL, 2018).

#### 4.3.1 Custo de manutenção e operação para o SFVCR

Os custos de manutenção e operação do SFVCR incluem as trocas de inversores de frequência e a manutenção do sistema (limpeza e reparos).

O preço médio encontrado para inversores similares ao inversor do Kit escolhido é de R\$ 2,800. Como serão feitas duas trocas ao longo da vida útil do sistema, serão considerados R\$ 5,600 para os custos de operação do SFVCR,

mais um adicional de 1% do investimento inicial de R\$ 10.828 ao ano, conforme mencionado anteriormente, totalizando um custo de R\$ 108,28 ao ano durante 25 anos.

#### 4.4.5 Custos de manutenção e operação para o SFVI

Os custos de manutenção e operação do SFVI incluem as trocas de inversores de frequência, controladores de carga, baterias e manutenção do sistema (limpeza e reparos).

O inversor de frequência tem custo de R\$1718,00 e precisa ser substituído a cada 10 anos, assim como o controlador de carga que tem a mesma vida útil e um custo de R\$398,00 para o modelo de 60A e R\$147,00 o modelo de 20A.

O banco de baterias tem vida útil baixa em relação ao sistema, devem ser substituídas todas as baterias a cada 5 anos, logo serão 5 substituições ao longo dos 25 anos que é a vida útil do sistema neste trabalho.

## 5 COMPARAÇÃO DE VIABILIDADE ECONÔMICA

### 5.1 TARIFA DE ENERGIA

Para fins de comparação, a tarifa de energia elétrica deve ter seu custo de geração nivelado com o valor da tarifa final, ou seja, daqui a 25 anos. Considerando os valores de PIS/COFINS e ICMS (estadual), baseando-se pela taxa IPCA temos uma estimativa da evolução desses custos e impostos ao longo dos anos. Todos esses valores são especificados pela concessionária de energia.

Na tarifa de energia além dos custos com impostos também temos os encargos pela iluminação pública, que no nosso estudo de caso foi desconsiderada para ambos lados devido ao fato de que a cobrança da mesma é feita independente da geração fotovoltaica, logo não deve ter influência no estudo de viabilidade e comparação.

Para especificar o valor cobrado do consumidor a COPEL utiliza a seguinte conta:

*Tarifa com impostos = Valor da tarifa publicada pela ANEEL (sem impostos)  $1 - (ICMS + PIS + CONFINS)$  (6)*

A Figura 16 mostra os valores atuais de tarifas cobradas para o subgrupo B1 – Residencial pela COPEL:

Figura 16 - Tarifa atualizada 2019 Copel

CONVENCIONAL	Resolução ANEEL Nº 2.559, de 18 de junho de 2019	
Tarifa em R\$/kWh	Resolução ANEEL	com Impostos: ICMS e PIS/COFINS
B1 - Residencial	0,51761	0,79878
Vigência em 24/06/2019		

Fonte – Copel

Os reajustes do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA) foram utilizadas como base para estimar os valores das tarifas de energia elétrica nos próximos 25 anos. É importante lembrar que quanto maior for o aumento da tarifa de energia elétrica, mais rápido será o retorno do investimento. Na tabela 13 estão todos os reajustes do IPCA ao longo dos últimos 23 anos:

*Tabela 13 - Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA*

Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo - IPCA	
Ano	Valor
Dezembro 1995	22,41%
Dezembro 1996	9,56%
Dezembro 1997	5,22%
Dezembro 1998	1,65%
Dezembro 1999	8,94%
Dezembro 2000	5,97%
Dezembro 2001	7,67%
Dezembro 2002	12,53%
Dezembro 2003	9,3%
Dezembro 2004	7,6%
Dezembro 2005	5,69%
Dezembro 2006	3,14%
Dezembro 2007	4,46%
Dezembro 2008	5,9%
Dezembro 2009	4,31%
Dezembro 2010	5,91%
Dezembro 2011	6,5%
Dezembro 2012	5,84%
Dezembro 2013	5,91%
Dezembro 2014	6,41%
Dezembro 2015	10,67%
Dezembro 2016	6,29%
Dezembro 2017	2,95%
Dezembro 2018	3,75%
Média	7,02%

Fonte: "IBGE - Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo"

## 5.2 CUSTO DE DISPONIBILIDADE

Como é possível observar na Figura 15, o valor líquido por kWh pago na residência escolhida é de R\$ 0,794326. Para estimar o preço futuro do kWh, bem como o custo anual de disponibilidade, foi utilizada a Tabela 14, que considera um aumento de 7,02% ao ano, que conforme a Tabela 13 corresponde à média

do IPCA nos últimos 23 anos. Para fazer o cálculo, foi multiplicado o valor da tarifa pelo custo de disponibilidade e em seguida o valor foi multiplicado novamente por doze, para obter o custo anual com a taxa mínima cobrada pela COPEL.

Tabela 14 - Gastos estimados com custo de disponibilidade ao longo de 25 anos.

**Custo de disponibilidade de energia Monofásico (30 kWh) – 7,02%/ ano**

Ano	Preço kWh (R\$)	Preço/ano (R\$)
1	0,79	285,96
2	0,85	306,03
3	0,91	327,51
4	0,97	350,51
5	1,04	375,11
6	1,12	401,44
7	1,19	429,63
8	1,28	459,79
9	1,37	492,06
10	1,46	526,61
11	1,57	563,57
12	1,68	603,14
13	1,79	645,48
14	1,92	690,79
15	2,05	739,28
16	2,20	791,18
17	2,35	846,72
18	2,52	906,16
19	2,69	969,77
20	2,88	1037,85
21	3,09	1110,71
22	3,30	1188,68
23	3,53	1272,13
24	3,78	1361,43
25	4,05	1457,00
	<b>Total</b>	R\$ 18.138,54

Fonte: Autoria própria.

Dessa forma, é possível observar que os custos de disponibilidade compreendem R\$18.138,54 ao longo de 25 anos, sendo essa uma desvantagem

em relação ao SFVI, que por não ser conectado à rede elétrica não leva em consideração esses custos.

#### 5.4 INVESTIMENTOS SFVCR

Um dos custos a serem considerados no dimensionamento do SFVCR é o custo decorrente da perda de eficiência nos módulos, que conforme mencionado anteriormente será calculado multiplicando a economia anual do projeto por 99,35% todos os anos, ou seja:

$$\text{Custo com perda de eficiência: } 99,35\% * 206,08 \frac{kWh}{mês} * 12 \text{ meses} * TA$$

$$TA = \text{tarifa de energia do respectivo ano.}$$

Na Tabela 15 é possível identificar a economia total gerada pelo projeto e os custos com a perda de eficiência para um período de 25 anos:

Tabela 15 Comparativo de economia x Custo de disponibilidade.

**Custo com perda de eficiência dos módulos igual a 0,65%/ano**

Economia Anual		Custo com perda de eficiência	
R\$	1.971,20	R\$	12,81
R\$	2.109,58	R\$	27,42
R\$	2.257,67	R\$	44,02
R\$	2.416,16	R\$	62,82
R\$	2.585,77	R\$	84,04
R\$	2.767,29	R\$	107,92
R\$	2.961,56	R\$	134,75
R\$	3.169,46	R\$	164,81
R\$	3.391,96	R\$	198,43
R\$	3.630,07	R\$	235,95
R\$	3.884,90	R\$	277,77
R\$	4.157,62	R\$	324,29
R\$	4.449,49	R\$	375,98
R\$	4.761,84	R\$	433,33
R\$	5.096,12	R\$	496,87

R\$	5.453,87	R\$	567,20
R\$	5.836,73	R\$	644,96
R\$	6.246,47	R\$	730,84
R\$	6.684,97	R\$	825,59
R\$	7.154,26	R\$	930,05
R\$	7.656,49	R\$	1.045,11
R\$	8.193,97	R\$	1.171,74
R\$	8.769,19	R\$	1.310,99
R\$	9.384,79	R\$	1.464,03
R\$	10.043,60	R\$	1.632,08
<b>Total</b>			
R\$	125.035,02	R\$	13.303,84

Fonte: Autoria Própria.

A partir da Tabela 15, é possível concluir que o projeto do SFVCR gerará uma economia de R\$ 125.035,02 e que o custo com a perda de eficiência dos módulos será de R\$ 13.303,84.

Afim de resumir os custos envolvidos no projeto do SFVCR foi criada a tabela 16, que considera o custo do investimento inicial e os custos de manutenção, disponibilidade, operação e perdas envolvidos:

Tabela 16 - Resumo de investimentos para o SFVCR

<b>Resumo de Investimento para o SFVCR</b>		
Custo aproximado do sistema	R\$	10.828,29
Custo de reposição de inversores	R\$	5.600,00
Custo de manutenção anual	R\$	6.868,30
Perda de eficiência dos painéis	R\$	13.303,84
Custo de disponibilidade	R\$	18.138,54
<b>Total</b>	R\$	54.738,97

Fonte: Autoria Própria.

## 5.5 INVESTIMENTOS NO SFVI

Um dos custos a serem considerados no dimensionamento do SFVI é o custo decorrente da perda de eficiência nos módulos, que conforme mencionado

anteriormente será calculado multiplicando a economia anual do projeto por 99,35% todos os anos, ou seja:

$$\text{Custo com perda de eficiência: } 99,35\% * 266,7 \frac{kWh}{\text{mês}} * 12 \text{ meses} * TA$$

*TA = tarifa de energia do respectivo ano.*

Na Tabela 17 é possível identificar a economia total gerada pelo projeto e os custos com a perda de eficiência dos módulos para um período de 25 anos:

Tabela 17 - Custo com perda de eficiência dos módulos

<b>Custo com perda de eficiência dos módulos igual a 0,65%/ano</b>	
<b>Economia Anual</b>	<b>Custo com perda de eficiência</b>
R\$ 2.535,49	R\$ 16,48
R\$ 2.713,48	R\$ 35,28
R\$ 2.903,97	R\$ 56,63
R\$ 3.107,82	R\$ 80,80
R\$ 3.325,99	R\$ 108,09
R\$ 3.559,48	R\$ 138,82
R\$ 3.809,35	R\$ 173,33
R\$ 4.076,77	R\$ 211,99
R\$ 4.362,96	R\$ 255,23
R\$ 4.669,24	R\$ 303,50
R\$ 4.997,02	R\$ 357,29
R\$ 5.347,81	R\$ 417,13
R\$ 5.723,23	R\$ 483,61
R\$ 6.125,00	R\$ 557,37
R\$ 6.554,97	R\$ 639,11
R\$ 7.015,13	R\$ 729,57
R\$ 7.507,59	R\$ 829,59
R\$ 8.034,63	R\$ 940,05
R\$ 8.598,66	R\$ 1.061,93
R\$ 9.202,28	R\$ 1.196,30
R\$ 9.848,28	R\$ 1.344,29
R\$ 10.539,63	R\$ 1.507,17
R\$ 11.279,52	R\$ 1.686,29
R\$ 12.071,34	R\$ 1.883,13
R\$ 12.918,75	R\$ 2.099,30
<b>Total</b>	
<b>R\$ 160.828,41</b>	<b>R\$ 17.112,28</b>

Fonte: Autoria própria



A partir da Tabela 17, é possível concluir que o projeto do SFVI gerará uma economia de R\$ 160.828,41 e que o custo com a perda de eficiência dos módulos será de R\$ 17.112,28.

Os custos envolvidos no projeto do SFVI foram resumidos na tabela 18, que considera o custo do investimento inicial e os custos de manutenção, disponibilidade, operação e perdas envolvidos:

Tabela 18 - Resumo de investimento para o SFVI

<b>Resumo de Investimento para o SFVI</b>		
Custo aproximado do sistema	R\$	21.619,00
Custo de reposição de inversores	R\$	3.436,00
<b>Custo de reposição de Controladores de Carga</b>	R\$	2.687,62
<b>Custo reposição banco de baterias</b>	R\$	54.385,00
Custo de manutenção anual	R\$	13.713,13
Perda de eficiência dos painéis	R\$	17.163,75
<b>Total</b>	R\$	113.004,50

Fonte: Autoria Própria.

## 6 COMPARAÇÃO DE VIABILIDADE ENTRE SISTEMAS

Ambos sistemas projetados para o mesmo cenário serão comparados economicamente utilizando indicadores econômicos. Todos os métodos utilizados serão aplicados no projeto SFVI e SFVCR.

### 6.1 PAYBACK SIMPLES

O método *payback* simples consiste em mostrar quanto tempo um investimento leva para ser ressarcido, sem considerar nenhuma taxa de desconto. (RABUSKE, 2018).

No *payback* simples, do valor das economias por ano proporcionadas pela instalação do sistema, subtraímos o investimento inicial. O ano para o qual o valor deste cálculo se igualar a zero é o ano em que o sistema tem o retorno do investimento inicial e a energia elétrica gerada na fatura passa a ser lucro.

#### 6.1.1 Payback Simples para o SFVCR

Para o SFVCR, o cenário escolhido de reajuste de 7,02% ao ano na tarifa de energia tem como resultado um período de 5 anos e 11 meses para recuperação do investimento inicial como indica a Tabela 19, que fornece o fluxo de caixa livre acumulado anualmente a partir do fluxo de caixa livre.

Tabela 19 - Cálculo de Payback Simples para o SFVCR

SFVCR		
<i>Payback Simples</i>		
Ano	Fluxo de caixa livre	Fluxo Acumulado
0	R\$ - 10.828,29	R\$ -10.828,29

1	R\$	1.564,15	R\$ - 9.264,14
2	R\$	1.660,24	R\$ -7.603,90
3	R\$	1.762,11	R\$ - 5.841,79
4	R\$	1.870,11	R\$ -3.971,68
5	R\$	1.984,58	R\$ - 1.987,09
6	R\$	2.105,91	R\$ 118,82
7	R\$	2.234,50	R\$ 2.353,32
8	R\$	2.370,76	R\$ 4.724,08
9	R\$	2.515,14	R\$ 7.239,22
10	R\$	68,11	R\$ 7.307,33
11	R\$	2.830,16	R\$ 10.137,48
12	R\$	3.001,81	R\$ 13.139,29
13	R\$	3.183,61	R\$ 16.322,90
14	R\$	3.376,15	R\$ 19.699,05
15	R\$	3.580,03	R\$ 23.279,09
16	R\$	3.795,90	R\$ 27.074,99
17	R\$	4.024,43	R\$ 31.099,42
18	R\$	4.266,35	R\$ 35.365,77
19	R\$	4.522,39	R\$ 39.888,16
20	R\$	2.193,36	R\$ 42.081,52
21	R\$	5.080,09	R\$ 47.161,61
22	R\$	5.383,45	R\$ 52.545,06
23	R\$	5.704,37	R\$ 58.249,43
24	R\$	6.043,81	R\$ 64.293,24
25	R\$	6.402,81	R\$ 70.696,05

**O Payback ocorre em 5 anos e 11 meses**

Fonte: Autoria própria

### 6.1.3 Payback simples para o SFVI

Para o SFVI, o cenário escolhido de reajuste de 7,02% ao ano na tarifa de energia tem como resultado um período de 15 anos e 11 meses para recuperação do investimento inicial como indica a Tabela 20, que fornece o fluxo de caixa livre acumulado anualmente a partir do fluxo de caixa livre.

Tabela 20 - Cálculo de Payback Simples para o SFVI

<b>Payback Simples</b>		
<b>Ano</b>	<b>Fluxo de caixa livre</b>	<b>Acumulado</b>
0	-R\$ 21.619,17	-R\$ 21.619,17
1	R\$ 2.310,39	-R\$ 19.308,78
2	R\$ 2.454,89	-R\$ 16.853,88
3	R\$ 2.608,29	-R\$ 14.245,59
4	R\$ 2.771,13	-R\$ 11.474,46
5	-R\$ 7.933,02	-R\$ 19.407,47
6	R\$ 3.127,45	-R\$ 16.280,03
7	R\$ 3.322,16	-R\$ 12.957,87
8	R\$ 3.528,79	-R\$ 9.429,07
9	R\$ 3.748,07	-R\$ 5.681,00
10	-R\$ 13.019,88	-R\$ 18.700,88
11	R\$ 4.227,61	-R\$ 14.473,27
12	R\$ 4.489,53	-R\$ 9.983,74
13	R\$ 4.767,38	-R\$ 5.216,36
14	R\$ 5.062,12	-R\$ 154,25
15	-R\$ 5.502,26	-R\$ 5.656,50
16	R\$ 5.706,31	R\$ 49,81
17	R\$ 6.057,95	R\$ 6.107,76
18	R\$ 6.430,84	R\$ 12.538,59
19	R\$ 6.826,22	R\$ 19.364,82
20	-R\$ 9.755,19	R\$ 9.609,62
21	R\$ 7.689,85	R\$ 17.299,47
22	R\$ 8.160,96	R\$ 25.460,44
23	R\$ 8.660,33	R\$ 34.120,76
24	R\$ 9.189,58	R\$ 43.310,34
25	-R\$ 1.126,53	R\$ 42.183,81

**O payback ocorre em 15 anos e 11 meses**

Fonte: Autoria própria

#### 6.1.4 Valor Presente Líquido e Taxa Interna de Retorno

O Valor Presente Líquido ou VPL é a soma algébrica dos valores descontados do fluxo de caixa associado a ele. Um projeto que apresente o VPL maior que zero, um valor positivo é considerado economicamente viável e na comparação entre vários cenários é considerado melhor aquele que apresenta

o maior VPL. Para determinar o VPL, é necessário definir uma taxa de descontos, que também é conhecida como Taxa Mínima de Atratividade (TMA). (SILVA e FONTES, 2005). Por meio da função “VPL”, disponível no software Excel, é possível averiguar a viabilidade do projeto.

A Taxa Interna de Retorno (TIR) de um investimento é uma taxa de desconto que iguala o valor presente dos fluxos de caixa futuros ao investimento inicial. Em outras palavras, a TIR é a taxa de desconto que faz com que o valor presente líquido VPL de uma oportunidade de investimento iguale-se a zero (GROPPELLI e NIKBAKHT, 2010).

As Tabelas 21 e 22 mostram os indicadores econômicos VPL e TIR aplicados dos nos projetos em estudo sobre o valor do investimento inicial e a economia gerada no cenário com uma taxa de desconto aplicada de 7,02% que é o valor da TMA escolhida, dado que é a média calculada da inflação nos últimos 25 anos que foi utilizada para calcular os custos de disponibilidade e os lucros do sistema.

Tabela 21 - Cálculo de Indicadores VPL e TIR para o SFVCR.

SFVCR		
Payback Simples		
Ano	Fluxo de caixa livre	Fluxo Acumulado
0	R\$ - 10.828,29	R\$ -10.828,29
1	R\$ 1.564,15	R\$ - 9.264,14
2	R\$ 1.660,24	R\$ -7.603,90
3	R\$ 1.762,11	R\$ - 5.841,79
4	R\$ 1.870,11	R\$ -3.971,68
5	R\$ 1.984,58	R\$ - 1.987,09
6	R\$ 2.105,91	R\$ 118,82
7	R\$ 2.234,50	R\$ 2.353,32
8	R\$ 2.370,76	R\$ 4.724,08
9	R\$ 2.515,14	R\$ 7.239,22
10	R\$ 68,11	R\$ 7.307,33
11	R\$ 2.830,16	R\$ 10.137,48
12	R\$ 3.001,81	R\$ 13.139,29
13	R\$ 3.183,61	R\$ 16.322,90
14	R\$ 3.376,15	R\$ 19.699,05
15	R\$ 3.580,03	R\$ 23.279,09
16	R\$ 3.795,90	R\$ 27.074,99

<b>17</b>	R\$	4.024,43	R\$	31.099,42
<b>18</b>	R\$	4.266,35	R\$	35.365,77
<b>19</b>	R\$	4.522,39	R\$	39.888,16
<b>20</b>	R\$	2.193,36	R\$	42.081,52
<b>21</b>	R\$	5.080,09	R\$	47.161,61
<b>22</b>	R\$	5.383,45	R\$	52.545,06
<b>23</b>	R\$	5.704,37	R\$	58.249,43
<b>24</b>	R\$	6.043,81	R\$	64.293,24
<b>25</b>	R\$	6.402,81	R\$	70.696,05
<b>VPL</b>		R\$ 20.130,10		
<b>TIR</b>		19%		
<b>TMA</b>		7,02%		

Fonte: Autoria própria

Foi observado que com uma taxa de desconto de 7,02% para o cenário escolhido, o projeto do SFVCR se torna viável pois supera o investimento inicial, tornando-se positivo. Além disso, a TIR maior que o valor do desconto também mostra que anualmente o projeto é lucrativo e portanto viável.

Tabela 22 - Cálculo de Indicadores VPL e TIR para o SFVI.

SFVI		
Payback Simples + VPL + TIR		
Ano	Fluxo de caixa livre	Fluxo Acumulado
0	-R\$ 21.619,17	-R\$ 21.619,17
1	R\$ 2.310,39	-R\$ 19.308,78
2	R\$ 2.454,89	-R\$ 16.853,88
3	R\$ 2.608,29	-R\$ 14.245,59
4	R\$ 2.771,13	-R\$ 11.474,46
5	-R\$ 7.933,02	-R\$ 19.407,47
6	R\$ 3.127,45	-R\$ 16.280,03
7	R\$ 3.322,16	-R\$ 12.957,87
8	R\$ 3.528,79	-R\$ 9.429,07
9	R\$ 3.748,07	-R\$ 5.681,00
10	-R\$ 13.019,88	-R\$ 18.700,88
11	R\$ 4.227,61	-R\$ 14.473,27
12	R\$ 4.489,53	-R\$ 9.983,74
13	R\$ 4.767,38	-R\$ 5.216,36
14	R\$ 5.062,12	-R\$ 154,25
15	-R\$ 5.502,26	-R\$ 5.656,50

16	R\$	5.706,31	R\$	49,81
17	R\$	6.057,95	R\$	6.107,76
18	R\$	6.430,84	R\$	12.538,59
19	R\$	6.826,22	R\$	19.364,82
20	-R\$	9.755,19	R\$	9.609,62
21	R\$	7.689,85	R\$	17.299,47
22	R\$	8.160,96	R\$	25.460,44
23	R\$	8.660,33	R\$	34.120,76
24	R\$	9.189,58	R\$	43.310,34
25	-R\$	1.126,53	R\$	42.183,81
VPL		R\$ 1.041,19		
TIR		7,40%		
TMA		7,02%		

Fonte: Autoria própria

Foi observado que com uma taxa de desconto de 7,02% para todos o cenário escolhido, o projeto do SFVI se torna viável pois supera o investimento inicial, tornando-se positivo. Além disso, a TIR maior que o valor do desconto também mostra que anualmente o projeto é lucrativo e portanto viável, entretanto, a porcentagem é muito menor do que quando comparada à TIR do SFVCR e por estar apenas da taxa de atratividade estimada pode ser facilmente ultrapassada em anos de inflação um pouco mais elevada ou por outros investimento

## 7 CONCLUSÃO

Sistemas elétricos fotovoltaicos estão sendo amplamente usados no território brasileiro, que possui grande potencial solar em toda sua extensão. O presente trabalho veio para atender a demanda de comparação entre os dois tipos mais proeminentes de instalação: o SFVI e SFVCR.

Um dos empecilhos no avanço da energia fotovoltaica no Brasil é o custo dos dispositivos de armazenamento de energia, que se tornam indispensáveis em sistemas híbridos e isolados, sistemas capazes de reduzir grandemente a fatura de energia junto à concessionária.

Sistemas fotovoltaicos isolados tem máximo aproveitamento quando aplicado em áreas isoladas, embora tenha-se registro de diversos projetos instalados em áreas urbanas desde residências até o uso mais comum em pequenas instalações, como por exemplo sistemas de monitoramento ou iluminação em lugares como parques, subestações, rododferrovias, estradas e etc.

Os SFVI são sistemas de geração distribuída totalmente desconectados da rede de concessionárias, sua instalação embora viável pelos indicadores financeiros, teve desvantagem em relação ao SFVCR uma vez que o custo inicial e de manutenção é cerca de 85% maior.

A pesquisa e desenvolvimento de dispositivos de armazenamento de energia poderá tornar mais acessível e aplicável este tipo de instalação que hoje tem sua maior despesa de manutenção causado pela curta vida útil das baterias com melhor custo/benefício e acesso no mercado, a reposição de baterias durante a vida útil do sistema pode ultrapassar o valor inicial investido em equipamentos da instalação.

A economia é claramente favorável para o consumidor residencial que optar por uma instalação conectada à rede. Mesmo não sendo possível zerar a fatura de energia, os meses de maior geração trazem compensação sobre os de menores radiação e olhando de uma perspectiva anual os gastos de energia com a concessionária são reduzidos em relação ao consumidor comum. Com



payback de 5 anos e 11 meses para o investimento inicial e somente duas grandes manutenções durante a vida útil do sistema, o SFVCR demonstra ser a melhor opção para o consumidor urbano residencial.

Foi possível dimensionar os sistemas fotovoltaicos através da irradiação média para o local da residência. O custo dos sistemas foi obtido com orçamento em lojas especializadas e consolidadas no mercado brasileiro, após o dimensionamento dos dispositivos e equipamentos foi feita uma vasta pesquisa de mercado para encontrar os produtos com disponibilidade e bom preço.

Os indicadores financeiros estudados Payback Simples, Valor Presente Líquido e Taxa Interna de Retorno, para o cenário proposto, mostraram resultados positivos para a implantação de um SFVCR, um incentivo para investidores que pretendem utilizar a energia renovável como fonte de energia elétrica em sua residência. Para o SFVI e SFVCR, o cenário escolhido de reajuste de 7,02% ao ano na tarifa de energia tem como resultado um período de 15 anos e 11 meses e 5 anos e 11 meses, respectivamente.

Mesmo com os custos de manutenção, disponibilidade e o investimento inicial, instalações elétricas fotovoltaicas demonstram ser uma boa opção de investimento mesmo quando comparada com outras estratégias, o custo de oportunidade é atrativo para os projetos devido aos juros baixos do mercado financeiro brasileiro.

Além de linhas de crédito especiais para instalações fotovoltaicas fornecidas pelos bancos BNDES e Caixa Econômica Federal, temos consórcios disponíveis no mercado especializados na modalidade, embora financiamentos e empréstimos bancários não sejam recomendados para instalação de sistemas fotovoltaicos, devido aos juros que tornariam o retorno do investimento mais longo.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANEEL. Atlas de energia elétrica do Brasil. Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica (Brasil), 2008.

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Relatório Aneel 2013. 2014. Disponível em: <[http://www.aneel.gov.br/relatorios/asset\\_publisher/ISjvyhzFhfft/content/relatorio-aneel-2013/656835?inheritRedirect=false](http://www.aneel.gov.br/relatorios/asset_publisher/ISjvyhzFhfft/content/relatorio-aneel-2013/656835?inheritRedirect=false)>. Acesso em: 10 de out. 2018.

ANEEL, 2012. Resolução normativa nº 482, de 17 de abril de 2012. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>> Acesso em 18 de Abril de 2019.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 11704: Sistemas fotovoltaicos – Classificação. Informação e documentação: Referências.** Rio de Janeiro, 2008.

BARBIERI, Glauca M Lopes; COSTA, Angela Beatriz; F. OLIVEIRA, Camila; JUSEVICIUS, Marco; D'ÁVILA, Vanessa Cristina. "Atlas Solarimétrico do Estado do Paraná". COPEL e Simepar, 2016.

BEZERRA DA SILVA, Mozart. Planejamento Financeiro para o Setor da Construção Civil. Texto Técnico 11 (TT/PCC/11). São Paulo: EPUSP, 1995.

COPEL. NTC 905200 Acesso de Micro e Minigeração distribuída ao Sistema da Copel, Outubro, 2018. Disponível em: <[https://www.copel.com/hpcopel/root/sitearquivos2.nsf/verdocatual/E59DF9E94B635F678325831D0047F719/\\$FILE/NTC905200\\_Rev04102018.pdf](https://www.copel.com/hpcopel/root/sitearquivos2.nsf/verdocatual/E59DF9E94B635F678325831D0047F719/$FILE/NTC905200_Rev04102018.pdf)> Acesso em 18 de Abril de 2018.

COPETTI, J.; MACAGNAN, M. Baterias em sistemas solares fotovoltaicos. Abens – Associação Brasileira de Energia Solar. Fortaleza, 11, abr. 2007.10f.

DAZCAL, R.; MELLO, A. Estudo da Implementação de um Sistema de Energia Solar Fotovoltaica em um edifício da Universidade Presbiteriana Mackenzie. Abenge – Associação Brasileira de Educação de Engenharia. Fortaleza, 2008.13f.

Energon Brasil - **Quanto custa a manutenção no sistema solar**

**fotovoltaico?** -< Disponível em: <http://energonbrasil.com.br/quanto-custa-a-manutencao-no-sistema-solar-fotovoltaico/>>- Acesso em 20/10/2019.

EPE [Empresa de Pesquisa Energética]. **“Potencial dos Recursos Energéticos no Horizonte 2050”** Disponível em: < [http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-227/topico-416/03.%20Potencial%20de%20Recursos%20Energ%C3%A9ticos%20no%20Horizonte%202050%20\(NT%20PR%2004-18\).pdf](http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-227/topico-416/03.%20Potencial%20de%20Recursos%20Energ%C3%A9ticos%20no%20Horizonte%202050%20(NT%20PR%2004-18).pdf). > Acesso em 10/04/2019.

GHENSEV, A. **Materiais e Processos de fabricação de células fotovoltaicas**. Monografia, UFLA, 2006.

GREEN, M. A. et al. **Solar cell efficiency tables: version 16**. Progress in Photovoltaics: Research and Applications, Sydney, v. 8, p. 377-384, 2000.

IBGE – INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA. **Sistema Nacional de Índices de Preços ao Consumidor – Séries Históricas: IPCA**. Disponível em <https://www.ibge.gov.br/estatisticas/economicas/precos-e-custos/9256-indice-nacional-de-precos-ao-consumidor-ampl.html?=&t=series-historicas>. Acesso em Outubro de 2019.

IEA-PVPS. “Annual Report 2018” Disponível em: <http://www.iea-pvps.org/index.php?id=6>. Acesso em 15/09/2019.

IMHOFF, J. **Desenvolvimento de Conversores Estáticos para Sistemas Fotovoltaicos Autônomos**. Dissertação de Mestrado apresentada à Escola de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria. 2007. 146 f.

MESSENGER, R.; VENTRE, J. **Photovoltaic Systems Engineering**. Boca Raton: CRC Press, 2010.

PEREIRA, F.; OLIVEIRA, M. **Curso técnico instalador de energia solar** p. Porto: Publindústria, 2011.

PEREIRA, E. B; MARTINS, F.R.; ABREU, S. L. de; RÜTHER, R. Atlas Brasileiro de Energia Solar. São José dos Campos: INPE, 2006.

PHILIPPS S. **“Photovoltaics Report”**. Fraunhofer – 2019. Disponível em: <https://www.ise.fraunhofer.de/en/publications/studies/photovoltaics-report.html>. Acesso em 20/05/2019.

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos, 2014. Disponível em: [http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual\\_de\\_Engenharia\\_FV\\_2014.pdf](http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual_de_Engenharia_FV_2014.pdf) Acesso em Abril de 2019.

PORTAL ENERGIA -: Guia Técnico Manual de Energia Fotovoltaica 2004. Disponível em: <<https://www.portal-energia.com/downloads/guia-tecnico-manual-energia-fotovoltaica.pdf>> Acesso em 21 de outubro de 2018.

PAC. “Luz para todos” Disponível em: <http://www.pac.gov.br/infraestrutura-social-e-urbana/luz-para-todos>. Acesso em 15/09/2019.

RABUSKE, Rodrigo. LAERCIO Rogério Friedrich.. Análise da Viabilidade para Implantação de Energia Fotovoltaica com Utilização para Sombreamento de Estacionamento. Disponível em: <<https://online.unisc.br/seer/index.php/cepe/article/view/9424>> Acesso em 05 de Novembro de 2019. – UNISC, 2018.

RUTHER, Ricardo. Edifícios Solares Fotovoltaicos. Santa Catarina, Editora UFSC, pg. 30 – 2004.

SHAIANY, R. A.; OLIVEIRA, M. A. G.; CAMARGO, I. M. T. “Comparação do Custo entre Energia Solar Fotovoltaica e Fontes Convencionais” - LABORATÓRIO DE FONTES ALTERNATIVAS DE ENERGIA DO DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA DA FACULDADE DE TECNOLOGIA DA UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA. 2006.

TRONCO SILVA ,Pedro Henrique; FLORIAN, Fabiana; BAPTISTINI PESTANA, Fernando Augusto. “**ESTUDO DE PERDAS EM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS**” Universidade de Araraquara , 2018.

SILVA, L. Márcio; FONTES, A. Alessandro. “Discussão sobre os critérios de avaliação econômica: Valor Presente Líquido (VPL), valor anual equivalente (VAE) e valor esperado da terra (VET)”. Pg. 932. Árvore, Viçosa, 2005.

TIEPOLO, G. M.; PEREIRA, E. B.; URBANETZ JR, J.; PEREIRA, S. V.; GONCALVES, A. R.; LIMA, F. J. L.; COSTA, R. S., ALVES, A. R. "**Atlas de Energia Solar do Estado do Paraná**". 1a Edição. Curitiba: UTFPR, 2017.

TIEPOLO, G.M. “**Estudo do potencial de geração de energia elétrica através de sistemas fotovoltaicos conectados à rede no Estado do Paraná**”. Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção e Sistemas – PPGEPS. Pontifícia Universidade Católica do Paraná - PUC-PR, Curitiba, 2015.

TONIN, Fabianna Stumpf. **Caracterização de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica, na cidade de Curitiba**. 2017. 131 f. Dissertação – Programa de Pós-Graduação em Sistemas de Energia, Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Curitiba, 2017.

URBANETZ Junior, Jair. “Sistemas fotovoltaicos conectados à rede de distribuição urbanas: Sua influência da qualidade de energia elétrica e análise dos parâmetros que possam afetar a conectividade”. 2010. 189 f. Tese (Doutorado em Engenharia Civil) – Universidade Federal Santa Catarina, Florianópolis, 2010. <[http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=com\\_content&lang=pt&cid=301](http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=com_content&lang=pt&cid=301)> Acesso em 15/09/2019.

VIANA, T. S. Potencial de geração de energia elétrica com sistemas fotovoltaicos com concentrador no Brasil. (Tese de Doutorado). Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil, UFSC, Florianópolis, 2010.

Viebahnn, Peter; Soukup, Ole; , Samadi, Sascha;; Teubler, Jens; Wiesen Klaus;Ritthoff, Michael. **Assessing the need for critical minerals to shift the German energysystem towards a high proportion of renewables**, 2015.

Disponível em: <  
[https://www.researchgate.net/publication/277027718\\_Assessing\\_the\\_need\\_for\\_critical\\_minerals\\_to\\_shift\\_the\\_German\\_energy\\_system\\_towards\\_a\\_high\\_proportion\\_of\\_renewables](https://www.researchgate.net/publication/277027718_Assessing_the_need_for_critical_minerals_to_shift_the_German_energy_system_towards_a_high_proportion_of_renewables) > . Acesso em 24/11/2019.

VILLALVA, M.; GAZOLI, J. Energia solar fotovoltaica: conceitos e aplicações. São Paulo: Erica, 2012.