

**UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ**

**GABRIEL ZELIN LAURINDO  
YGOR DE ASSAFRÃO DOS SANTOS**

**ANÁLISE DE CASO PARA USO DE TARIFA CONVENCIONAL, TARIFA BRANCA  
E INSTALAÇÃO DE SISTEMA FOTOVOLTAÍCO ON-GRID: CÁLCULO DE  
ECONOMIA E PAYBACK**

**CURITIBA  
2022**

**GABRIEL ZELIN LAURINDO  
YGOR DE ASSAFRÃO DOS SANTOS**

**ANÁLISE DE CASO PARA USO DE TARIFA CONVENCIONAL, TARIFA BRANCA  
E INSTALAÇÃO DE SISTEMA FOTOVOLTAÍCO ON-GRID: CÁLCULO DE  
ECONOMIA E PAYBACK**

**CASE ANALYSIS FOR THE USE OF CONVENTIONAL RATE, WHITE RATE AND ON-  
GRID PHOTOVOLTAIC SYSTEM INSTALLATION: SAVINGS AND PAYBACK  
CALCULATION**

Trabalho de conclusão de curso de graduação apresentado como requisito para obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica do Curso de Engenharia Elétrica da Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR).

Orientador: Professora Nastasha Salame da Silva

**CURITIBA**

**2022**



[4.0 Internacional](https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

Esta licença permite compartilhamento, remixe, adaptação e criação a partir do trabalho, mesmo para fins comerciais, desde que sejam atribuídos créditos ao(s) autor(es). Conteúdos elaborados por terceiros, citados e referenciados nesta obra não são cobertos pela licença.

**GABRIEL ZELIN LAURINDO  
YGOR DE ASSAFRÃO DOS SANTOS**

**ANÁLISE DE CASO PARA USO DE TARIFA CONVENCIONAL, TARIFA BRANCA  
E INSTALAÇÃO DE SISTEMA FOTOVOLTAÍCO ON-GRID: CÁLCULO DE  
ECONOMIA E PAYBACK**

Trabalho de conclusão de curso de graduação apresentado como requisito para obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica do Curso de Engenharia Elétrica da Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR).

Orientador(a): Prof. Nastasha Salame da Silva

Data de aprovação: 08/novembro/2021

---

Nastasha Salame da Silva, Dra.  
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

---

Annemarlen Gehrke Castagna, Me.  
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

---

Andrea Lucia Costa, Dra.  
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

**CURITIBA  
2022**

## **AGRADECIMENTOS**

É com muita gratidão e um profundo respeito que dedicamos esse TCC a todos que nos apoiaram na busca pelo conhecimento e no desenvolvimento do mesmo e em especial a nossa orientadora Nastasha, que nos auxiliou com todo o seu conhecimento e dedicação.

A nossas famílias, amigos e Deus, que nos deram todo o suporte e apoio emocional para que pudéssemos encarar este desafio.

A todos os professores que nos ensinaram durante a graduação e que nos fizeram crescer como futuros engenheiros.

A Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR), por nos fornecer toda a estrutura e capacidade para o nosso desenvolvimento pessoal e profissional.

## RESUMO

A alta demanda por energia elétrica é um fator presente no cenário atual a nível mundial e o aumento dos custos da energia levam a procura de outros meios de geração de energia e até mesmo a diminuição do consumo por parte das unidades consumidoras. A partir disso, a ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) criou a modalidade tarifária chamada Tarifa Branca, que visa custos mais baixos de energia em horários em que o consumo total pelo sistema é menor e custos mais caros em horários que seja maior. Contudo, visto que existem inúmeras opções tais como a geração distribuída e o Mercado Livre de Energia, é válido realizar análises para entender se o perfil daquela unidade consumidora se encaixa com a Tarifa Branca ou se seria mais vantajoso criar uma unidade geradora de energia, mantendo-se no perfil tarifário convencional. O presente trabalho tem como finalidade realizar um estudo de caso de uma empresa de segurança de Curitiba e avaliar os custos fazendo um comparativo mantendo a unidade consumidora com o perfil tarifário convencional, utilizando a Tarifa Branca e a criação de um sistema fotovoltaico para atender a demanda de energia desta empresa, além de realizar um cálculo de economia e *payback* caso a empresa esteja instalada em uma cidade de cada região brasileira: Manaus, Fortaleza, Cuiabá, Rio de Janeiro e Curitiba.

**Palavras-chave:** tarifa, branca, geração, distribuída, *payback*, consumo, energia.

## ABSTRACT

The high demand for electricity is a factor present in the current scenario worldwide and the increase in energy costs lead to the search for other ways of energy generation and even the reduction of consumption by consumer units. Based on this, ANEEL (National Agency for Electrical Energy) created the tariff modality called White Tariff, which aims at lower energy costs at times when total consumption by the system is lower and more expensive costs at times that are higher. However, since there are numerous options such as distributed generation and the Free Energy Market, it is valid to carry out analyzes to understand if the profile of that consumer unit fits with the White Tariff or if it would be more advantageous to create an energy generating unit, maintaining in the conventional tariff profile. The present work aims to carry out a case study of a security company located in Curitiba and evaluate the costs by making a comparison keeping the consumer unit with the conventional tariff profile, using the White Tariff and implementing a photovoltaic system to meet the demand of energy of this company, in addition to performing a calculation of savings and payback considering if this company is installed in other cities in each Brazilian region: Manaus, Fortaleza, Cuiabá, Rio de Janeiro and Curitiba.

**Keywords:** tariff, white, generation, distributed, payback, consumption, energy.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Esquema de um sistema de geração centralizada e de geração distribuída .....	17
Figura 2: Matriz Energética Brasileira em 2020 .....	18
Figura 3: Oferta de Energia no mundo e no Brasil .....	19
Figura 4: Sistema <i>off-grid</i> .....	21
Figura 5: Sistema <i>on-grid</i> .....	22
Figura 6: Radiação solar global anual típica .....	23
Figura 7: Esquemático do aerogerador que produz energia eólica .....	24
Figura 8: Velocidade do vento para geração de energia eólica no território brasileiro .....	25
Figura 9: Esquemático de uma central hidrelétrica de fio d'agua .....	26
Figura 10: Esquemático de uma central hidrelétrica de acumulação .....	27
Figura 11: Esquemático de uma central hidrelétrica de armazenamento.....	28
Figura 12: Esquemático de uma central de geração de energia através de biomassa .....	29
Figura 13: Perfil de consumo mensal da empresa de segurança eletrônica.....	40
Figura 14: Perfil de consumo diário médio para cada mês do ano da empresa de segurança eletrônica .....	41
Figura 15: Imagem da área a ser instalada o sistema fotovoltaico.....	54

## LISTA DE QUADROS

Quadro 1: Companhias de energia de cada cidade do estudo .....	43
Quadro 2: Características do módulo fotovoltaico escolhido para o estudo.....	49



## LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Tarifa convencional e branca da COPEL.....	32
Tabela 2: Histórico de consumo da empresa.....	39
Tabela 3: Latitudes e longitudes das cidades.....	42
Tabela 4: Incidência Solar Diária Média das cidades.....	42
Tabela 5: Valor da Tarifa da AME para a cidade de Manaus em Agosto/2022.....	44
Tabela 6: Valor da Tarifa da CE para a cidade de Fortaleza em Agosto/2022.....	45
Tabela 7: Valor da Tarifa da EMT para a cidade de Cuiabá em Agosto/2022.....	46
Tabela 8: Valor da Tarifa da Light para a cidade do Rio de Janeiro em Agosto/2022.....	47
Tabela 9: Valor da Tarifa da Copel para a cidade de Curitiba em Agosto/2022.....	48
Tabela 10: Valores para o Número de Horas de Sol Pleno (HSP) para as cidades do estudo.....	50
Tabela 11: Consumo por horas nos dias úteis.....	51
Tabela 12: Cálculo de Potência de Pico Total para o sistema fotovoltaico para cada cidade cenário.....	53
Tabela 13: Quantidade de módulos fotovoltaicos por cidade.....	54
Tabela 14: Área necessária para instalação dos módulos.....	55
Tabela 15: Ângulo de instalação dos módulos fotovoltaicos.....	56
Tabela 16: Cálculo da potência dos inversores.....	57
Tabela 17: Inversores comerciais utilizados no estudo.....	57
Tabela 18: Custos para construção do sistema fotovoltaico para cada cidade.....	58
Tabela 19: Energia gerada pelo sistema fotovoltaico projetado para cada cidade.....	59
Tabela 20: Consumo mensal da empresa considerando Tarifa Convencional.....	59
Tabela 21: Valor da fatura mensal considerando Tarifa Convencional para 2022 em cada cidade.....	60
Tabela 22: Últimos reajustes das concessionárias.....	61
Tabela 23: Valor da fatura mensal considerando Tarifa Convencional para 2023 a 2026 em cada cidade.....	61
Tabela 24: Valor da fatura mensal considerando Tarifa Convencional para 2027 a 2031 em cada cidade.....	62
Tabela 25: Consumo mensal da empresa considerando Tarifa Branca.....	62

Tabela 26: Valor da fatura mensal considerando Tarifa Branca para 2022 em cada cidade .....	64
Tabela 27: Valor da fatura mensal considerando Tarifa Branca para 2023 a 2026 em cada cidade .....	65
Tabela 28: Valor da fatura mensal considerando Tarifa Branca para 2027 a 2031 em cada cidade .....	65
Tabela 29: Detalhamento dos cálculos para a cidade de Manaus .....	67
Tabela 30: <i>Payback</i> para a cidade de Manaus.....	68
Tabela 31: Detalhamento dos cálculos para a cidade de Fortaleza .....	68
Tabela 32: <i>Payback</i> para a cidade de Fortaleza.....	69
Tabela 33: Detalhamento dos cálculos para a cidade de Cuiabá.....	70
Tabela 34: <i>Payback</i> para a cidade de Cuiabá .....	70
Tabela 35: Detalhamento dos cálculos para a cidade do Rio de Janeiro.....	71
Tabela 36: <i>Payback</i> para a cidade do Rio de Janeiro .....	71
Tabela 37: Detalhamento dos cálculos para a cidade de Curitiba.....	72
Tabela 38: <i>Payback</i> para a cidade de Curitiba .....	73
Tabela 39: Comparativo de <i>payback</i> .....	73

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ACR	Ambiente de Contratação Regulada
ACL	Ambiente de Contratação Livre
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
AP	Autoprodutores
CA	Corrente Alternada
Canual	Consumo Anual
CC	Corrente Contínua
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CDNU	Consumo Dia Não-Útil
CDU	Consumo Dia Útil
CDUfp	Consumo Dia Útil Fora Ponta
CDUhp	Consumo Dia Útil Hora Ponta
CDUi	Consumo Dia Útil Intermediário
COFINS	Contribuição para Financiamento da Seguridade Social
COPEL	Companhia Paranaense de Energia
CRESESB	Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica de S. Brito
Dgc	Diferença da Energia Gerada com o Consumido
E	Consumo Diário Médio da Empresa Anual
Ec	Economia
Eg	Energia Gerada Anual Estimada
EMT	Energisa MT
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FDI	Fator de Dimensionamento de Inversores
GD	Geração Distribuída
HSP	Número de Horas de Sol Pleno
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
kWh	Kilowatt hora
MAE	Mercado Atacadista de Energia
MME	Ministério de Minas e Energia
PFV	Potência de Pico dos Painéis Fotovoltaicos
Pinv	Potência do inversor
PIS	Programa de Integração Social

PLD	Preço de Liquidação das Diferenças
Pm	Potência do Módulo
QDNU	Quantidade de Dias Não-Úteis
QDU	Quantidade de Dias Úteis
Qtm	Quantidade de Módulos
RESEB	Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico
SCDE	Sistema de Coleta de Dados de Energia
SIN	Sistema Interligado Nacional
TCC	Trabalho de Conclusão de Curso
TD	Taxa de Desempenho
TE	Tarifa de Energia
TEfp	Tarifa da Energia da Concessionária no Horário Fora Ponta
TEhp	Tarifa da Energia da Concessionária no Horário de Ponta
TEi	Tarifa da Energia da Concessionária no Horário Intermediário
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
TUSDfp	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição da Concessionária no Horário Fora Ponta
TUSDhp	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição da Concessionária no Horário de Ponta
TUSDi	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição da Concessionária no Horário Intermediário
TUST	Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão
UTFPR	Universidade Tecnológica Federal do Paraná)
Vc	Valor de Crédito
Vc5anos	Valor de Crédito após 5 anos
Vfatura	Valor da Fatura de Energia
VFQdnu	Valor da Fatura considerando apenas os Dias Não-Úteis
VFQdu	Valor da Fatura considerando apenas os Dias Úteis
Vinvestido	Valor do Sistema Fotovoltaico
Vft	Valor da Fatura
Wp	Watt-pico

## SUMÁRIO

<b>1 INTRODUÇÃO</b>	14
1.1 Tema	14
1.1.1 Delimitação do tema	15
1.2 Problema e Premissas	15
1.3 Objetivos	15
1.3.1 Objetivo Geral	16
1.3.2 Objetivos Específicos	16
1.4 Justificativa	16
1.5 Procedimentos Metodológicos	17
1.6 Estrutura do Trabalho	17
<b>2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA</b>	18
2.1 Geração Distribuída	18
2.1.1 Fontes Renováveis	21
2.1.2 Formas de Geração Distribuída	22
2.1.2.1 Sistemas de Geração Fotovoltaica	22
2.1.2.2 Sistemas de Geração Eólicos	25
2.1.2.3 Sistemas de Geração Hidráulicas	28
2.1.2.4 Sistemas de Geração Térmicas	31
2.2 Sistema Tarifário Brasileiro	32
2.2.1 Tarifa Branca	33
2.3 Comercialização de Energia	34
2.3.1 História Prévia	34
2.3.2 CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica	35
2.3.2.1 Principais Agentes da CCEE	37
2.3.2.2 Ambientes de Comercialização	39
2.3.2.3 Comercialização de Energia Elétrica	39
<b>3 DESENVOLVIMENTO</b>	41
3.1 Levantamento de Perfil de Consumo	41
3.2 Definição do nível de incidência solar	43
3.3 Levantamento das tarifas de energia	45
<b>4 RESULTADOS E DISCUSSÕES</b>	51
4.1 Situação estudada	51
4.2 Método de determinação de parâmetros	51

4.2.1	Potencial Energético e Horas Solar .....	52
4.2.2	Perfil de Consumo Energético Hora a Hora .....	53
4.3	Cálculo de demanda de energia .....	54
4.4	Espaço físico e área de sombreamento .....	56
4.5	Disposição de modelo fotovoltaico .....	58
4.6	Cálculo de investimento do sistema fotovoltaico .....	59
4.7	Cálculo tarifa convencional .....	61
4.8	Cálculo tarifa branca .....	64
4.9	Cálculo de <i>payback</i> .....	67
4.9.1	Manaus .....	69
4.9.2	Fortaleza .....	70
4.9.3	Cuiabá.....	71
4.9.4	Rio de Janeiro .....	72
4.9.5	Curitiba .....	74
4.10	Comparativo .....	75
<b>5</b>	<b>CONCLUSÕES .....</b>	<b>77</b>
	<b>REFERÊNCIAS.....</b>	<b>79</b>

# 1 INTRODUÇÃO

## 1.1 Tema

O aumento da demanda de energia elétrica em diversas áreas e o aumento de consumo devido a ampliação do setor industrial e do uso residencial reflete diretamente na sobrecarga no Sistema Interligado Nacional (SIN). Quanto maior a demanda por energia, maior é a necessidade de achar alternativas para supri-la, procurando também soluções que permitam equilibrar o preço da energia e seus derivados e o fator da sustentabilidade, questão muito defendida por organizações, governos e entidades ao redor do mundo nos dias atuais (DOS SANTOS, 2021).

Os custos com energia são definidos e repassados aos consumidores a partir de uma série de fatores, tais como o nível dos reservatórios e a previsão de chuvas para os meses seguintes, visto que a matriz energética brasileira depende majoritariamente das usinas hidrelétricas (cerca de 76,9%) conforme a (REVISTA BRASILEIRA DE ENERGIA, 2020), além de custos com o acionamento de usinas térmicas, que são geralmente mais caras, ou até mesmo a importação de energia de países vizinhos. Estes custos podem ser repassados tanto no valor da energia e a aplicação das bandeiras tarifárias, que encarecem o valor da energia conforme os fatores listados acima, quanto nos encargos do sistema e uso do sistema de distribuição.

Outro fator a ser levado em conta é que o uso de fontes renováveis e a geração distribuída colaboram para a diversificação dos tipos de geração de energia, desafogando principalmente os reservatórios de água, essenciais para a produção de energia no Brasil. O incentivo do uso dessas alternativas favorece um cenário mais estável no fornecimento de energia nacional, ajudando a evitar cenários extremos como um eventual rodízio de energia ou até mesmo o encarecimento exarcebado no preço final das contas de energia e permitindo um desenvolvimento mais sustentável (DOS SANTOS, 2021).

Além disso, a tarifa branca aprovada em 2016, segue sendo uma alternativa para controlar a carga no SIN, principalmente em horários que demandem muito consumo de energia por parte de todas as unidades consumidoras ligadas ao sistema. Sendo assim, a diferenciação do preço pago pela energia conforme o horário de uso visa também dar um fôlego ao sistema e, ao mesmo tempo, dar um desconto no valor

final da energia paga pelo consumidor conforme o ajuste na sua curva de consumo diário (ANEEL, 2021).

### 1.1.1 Delimitação do tema

O uso da tarifa branca ou da geração distribuída em grande escala pode significar aos consumidores finais uma economia ao longo prazo, além de permitir que o SIN garanta a geração de energia a todas as unidades consumidoras conectadas a ela, refletindo também na economia do país, visto que o barateamento do preço da energia impacta diretamente na inflação, além de evitar um rodízio de energia que afetaria diretamente esse setor. Logo, realizar a análise de caso da empresa de segurança visa encontrar um método para verificar como a tarifa branca e a geração distribuída fotovoltaica impactam no valor gasto pelo cliente e simular caso essa empresa esteja localizada nas cidades escolhidas do Rio de Janeiro-RJ, Fortaleza-CE, Cuiabá-MS e Manaus-AM, além da sua sede em Curitiba-PR.

## 1.2 Problema e Premissas

O chamado horário de ponta compreende o período do dia composta por 3 horas consecutivas, exceto para sábados, domingos e feriados nacionais (ANEEL, 2021). Este período é definido pela distribuidora e aprovada pela ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) como o período em que ocorre a maior demanda por energia no território nacional e é o que apresenta maior custo para as empresas na fatura de energia, sendo este custo diferente conforme a distribuidora que atende a unidade consumidora (ANEEL 2021).

O uso da tarifa branca deve ser estudado conforme perfil de consumo de cada consumidor, visto que cada empresa ou residência possui sua curva de consumo própria. Dependendo do consumo e do horário, a tarifa branca acaba saindo mais cara ao consumidor. Por isso, deve ser feita uma análise prévia, aliada ou não a geração distribuída, sendo possível extrair o melhor de cada um com a finalidade de buscar uma grande economia final.

## 1.3 Objetivos



### 1.3.1 Objetivo Geral

Realizar um estudo de viabilidade do uso da geração distribuída e da tarifa branca para consumidores de baixa e média tensão.

### 1.3.2 Objetivos Específicos

- Revisar normas sobre tarifação no âmbito nacional;
- Fazer um levantamento sobre geração distribuída e tarifa branca no Brasil;
- Distinguir os diferentes perfis tarifários existentes;
- Realizar o levantamento de dados de consumo da empresa do estudo de caso;
- Avaliar a viabilidade da geração distribuída e o perfil tarifário branco na empresa escolhida;
- Apresentar o potencial de economia final;
- Realizar o cálculo de *payback*.

## 1.4 Justificativa

Os impactos severos que a crise hídrica de 2001 e de 2021 no custo da energia paga pelo consumidor exige estudos que permitam alternativas e soluções para que o Brasil passe por situações futuras parecidas com menos preocupação e menor inflacionamento nas faturas de energia. O uso de sistemas de geração distribuída, aliada com uma melhor distribuição do consumo durante o dia em relação a curva de consumo do SIN, permitem o acionamento menor de usinas mais caras e de importação de energia que encarecem o preço final.

Logo, o estudo permite uma análise mais profunda de como proceder no gerenciamento de perfil de consumo, com a finalidade de trazer uma redução de custos ao consumidor a longo prazo e permitir uma maior folga para o Sistema Interligado Nacional.

## 1.5 Procedimentos Metodológicos

Buscando alcançar os objetivos propostos com a execução deste trabalho, foram realizadas uma pesquisa e revisão bibliográfica, utilizando-se livros, artigos, teses, monografias, dissertações e normas, e partindo de um levantamento sobre a geração distribuída e o uso da tarifa branca no Brasil.

Também foram compilados e analisados os dados da empresa estudada neste trabalho a fim de extrair informações e propor a combinação que represente a melhor economia final possível.

Após os resultados finais, foram propostas alterações de consumo e/ou adaptações necessárias para apresentação de um resultado melhor.

## 1.6 Estrutura do Trabalho

O trabalho está dividido em 5 capítulos:

- Capítulo 1– Introdução – Apresenta o tema proposto, os problemas, premissas e objetivos relacionados ao tema, a justificativa para elaboração deste trabalho e as metodologias adotadas na realização;
- Capítulo 2 – Fundamentação Teórica – Estudo bibliográfico a respeito do Sistema Interligado Nacional (SIN), Sistema Tarifário, Geração Distribuída e implementação física.
- Capítulo 3– Metodologia Aplicada – Aborda a coleta de dados e a metodologia aplicada para análise dos dados fornecidos pelas unidades consumidoras a partir de estudos de caso;
- Capítulo 4 – Análises de Resultados – Interpretação dos dados com base no estudo bibliográfico e levantamento de cenários com a finalidade de verificar os cenários para o uso da Geração Distribuída e da Tarifa Branca;
- Capítulo 5 – Conclusões e indicações de trabalhos futuros.

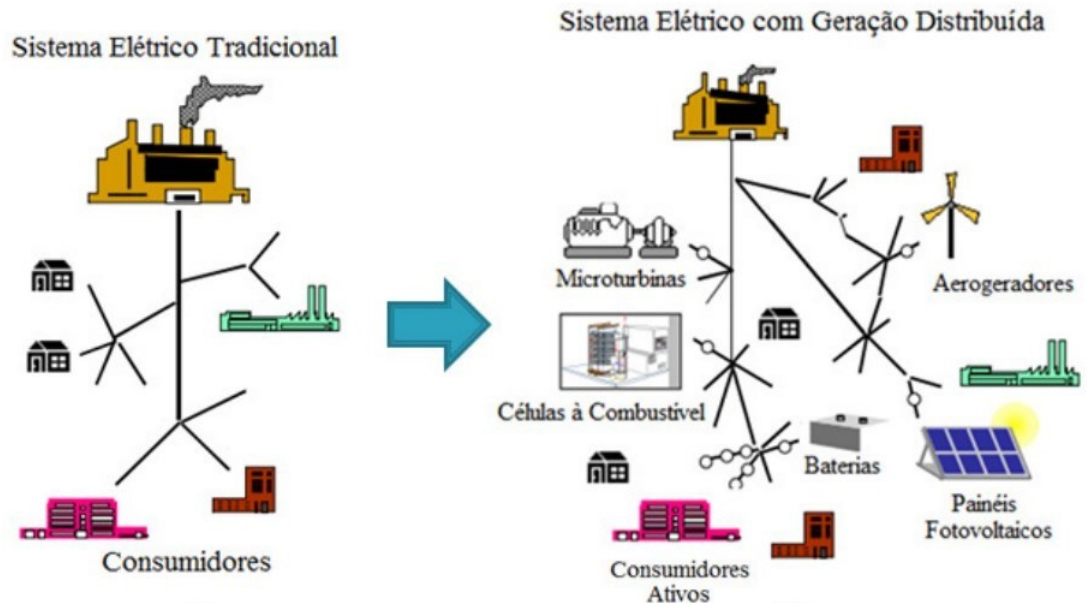
## 2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

### 2.1 Geração Distribuída

Ao analisar o sistema elétrico brasileiro, é notório identificar que ele se formou e se organizou a partir de grandes centrais de geração de energia e que, a partir delas, grandes linhas de transmissão e distribuição foram construídas para permitir que a energia elétrica chegasse ao cliente final, conhecido como geração centralizada. Contudo, a partir do momento em que a capacidade do sistema de fornecer energia é atingida, são necessárias mais fontes de geração de energia, a fim de abastecer o sistema e permitir atender os consumidores finais. Sendo assim, criar usinas de energia de grande porte não deve ser a única solução para o problema do abastecimento, visto os altos custos envolvidos para sua construção e, posteriormente, o das linhas de transmissão que conectam quem gera a quem consome. Uma das alternativas existentes é conhecida como geração distribuída (GD) (SILVA, 2018 – IFBA).

A geração distribuída entrou em vigor por meio da Resolução Normativa nº 482 de 2012, e é definida pela ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) como a produção de energia pelo consumidor a partir de fontes consideradas renováveis ou cogeração qualificada e que, excedendo o consumo do mesmo, o restante pode ser fornecido a rede interligada nacional, proporcionando um crédito ao consumidor. Basicamente, a geração distribuída consiste em pequenas centrais de geração de energia que estão muito próximas aos centros de consumo e permitem reduzir os custos de produção, além de apresentar novas tecnologias e a diversificação da matriz energética nacional. A figura 01 mostra um esquema de um sistema de geração distribuída e sua comparação com os sistemas de geração centralizada (SILVA, 2018 – IFBA).

Figura 1: Esquema de um sistema de geração centralizada e de geração distribuída



Fonte: Trevisan, 2021

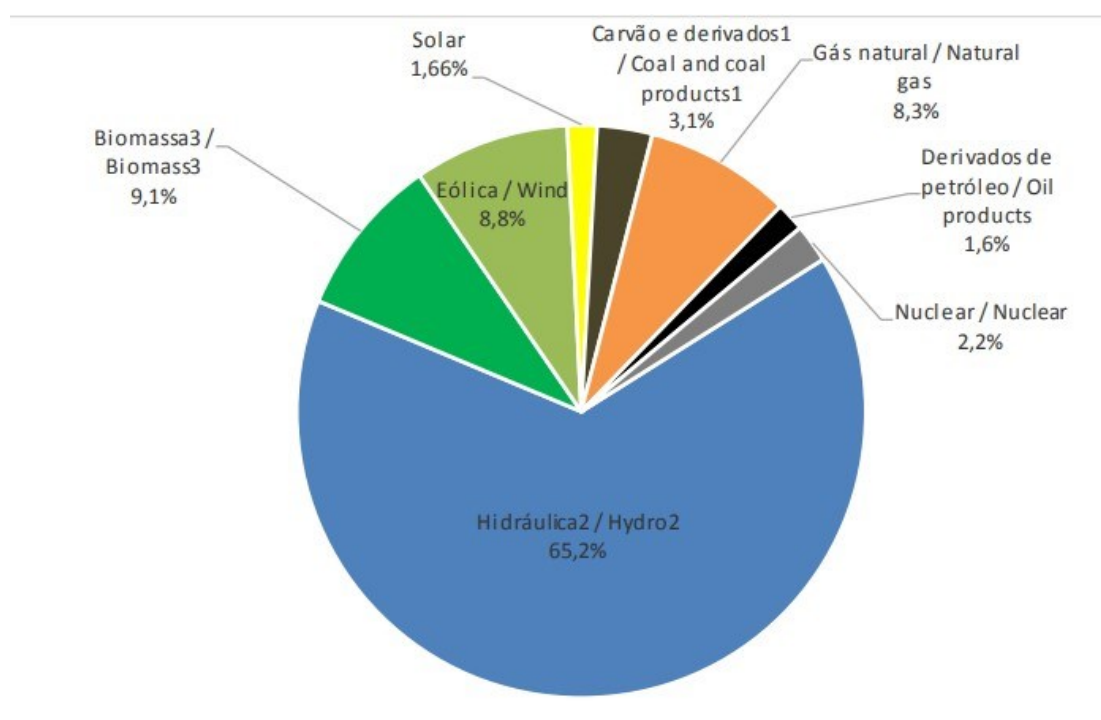
No Brasil, existem dois conceitos de geração distribuída: a microgeração, que são aquelas unidades consumidoras que possuem uma potência instalada que chegam até 75 kW e, a minigeração, para unidades que apresentam de 75 kW até 5 MW de potência instalada, sendo 3 MW se forem provenientes de fontes hídricas. Logo, a micro e a minigeração distribuída representaram no total no ano de 2020 cerca de 5.269 GWh com uma potência instalada de 4.768 MW (BEN, 2021).

O uso da energia como fonte de desenvolvimento é notório na história recente e, principalmente, com os avanços tecnológicos após a Revolução Industrial, a qual acirrou a competitividade no setor econômico e aumentou a qualidade de vida das pessoas. Com isso, muitas pesquisas são dedicadas à adequação e melhora nos processos de conversão de energia, com a finalidade de suprir as demandas, permitindo uma mescla nas fontes energéticas disponíveis (SILVA, 2017).

Nos últimos anos, houve um grande progresso no desenvolvimento de tecnologias referentes a Geração Distribuída (GD), fruto do aumento do interesse dos países no uso de energia provenientes de fontes limpas e renováveis e da diminuição do uso de combustíveis fósseis - que são altamente poluentes - contribuindo com a diminuição dos problemas referentes ao efeito estufa e proporcionando uma maior diversificação na matriz energética (SILVA, 2018 – IFBA).

Quando se fala em GD, pode-se analisar as vantagens que esse tipo de geração traz se comparado a geração centralizada. Uma delas, é sua independência em relação as tarifas, visto que a geração centralizada sofre influência direta do cenário hídrico por meio das bandeiras tarifárias no mercado cativo ou na variação do preço da energia pelo PLD (Preço de Liquidação das Diferenças), considerando o mercado livre de energia no cenário brasileiro. Uma das razões do uso da geração distribuída é justamente colaborar para que a matriz energética brasileira deixe de ser tão dependente das usinas hidrelétricas (65,2% do consumo total), conforme é possível verificar no gráfico da figura 2 a seguir (EPE, 2021).

Figura 2: Matriz Energética Brasileira em 2020



Notas / Notes:

1. Inclui gás de coqueria / Includes coke oven gas

2. Inclui importação de eletricidade / Includes electricity imports

3. Inclui lenha, bagaço de cana, lixívia e outras recuperações / Includes firewood, sugarcane bagasse, black-liquor and other primary sources

Fonte: EPE, 2021.

Além disso, o uso de GD permite ganhar uma certa independência energética, visto que não é necessário depender da disponibilidade de fornecimento das distribuidoras, desde que seja possível gerar e armazenar tal energia.

A produção de energia a partir de geração distribuída se deve muito a pequenas centrais geradoras, que geram energia majoritariamente a partir de fontes renováveis. Portanto, para compreender as formas de GD, é necessário entender o que são essas fontes de energia.

### 2.1.1 Fontes Renováveis

A matriz energética pode ser dividida em duas: energias provenientes de fontes não renováveis e de fontes renováveis, dependendo de sua disponibilidade na natureza e seus efeitos prejudiciais ao meio ambiente.

Em muitos países, o uso de fontes não renováveis é mais comum devido a uma maior disponibilidade e por apresentar uma tecnologia mais barata. Contudo, são mais prejudiciais ao meio ambiente por se basearem em combustíveis fósseis tais como o gás natural, o petróleo e o carvão. Em virtude disso, quando se discute sobre sustentabilidade, cada vez mais as energias renováveis tendem a ganhar espaço, sendo amplamente discutidos em congressos internacionais e como uma das prioridades do mundo atual, já que agride menos a natureza. A partir disso, cresce a diversificação da matriz energética mundial, como é observado na figura 3 (SILVA, 2017).

Figura 3: Oferta de Energia no mundo e no Brasil

Fonte	Brasil		OECD		Mundo	
	1973	2013	1973	2013	1973	2013
Petróleo e Derivados	45,6	39,3	52,6	35,8	46,1	29,3
Gás Natural	0,4	12,8	18,9	26,6	16,0	21,6
Carvão Mineral	3,1	5,6	22,6	18,8	24,6	30,9
Urânio	0,0	1,3	1,3	9,4	0,9	4,8
Hidráulica e Eletricidade	6,1	12,5	2,1	2,3	1,8	2,3
Biomassa/Eólica/Outras	44,8	28,6	2,5	7,1	10,6	11,1
<b>TOTAL (%)</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>

Fonte: Silva, 2017

Por isso, a preocupação com o abastecimento e a redução da quantidade dos recursos fósseis para geração de energia, além da percepção de seus efeitos negativos ao meio ambiente, motivam o investimento em pesquisa e desenvolvimento de alternativas que sejam menos prejudiciais a natureza e ao mesmo tempo, mais abundantes (BOZIO, 2018).

Logo, para considerar que uma energia seja renovável, é necessário entender que ao extrair o recurso para geração de energia, o mesmo deve ser repostado ao meio ambiente em um pequeno período de tempo. Dentre as energias renováveis, se destacam a hidráulica, a eólica, a biomassa e a solar.

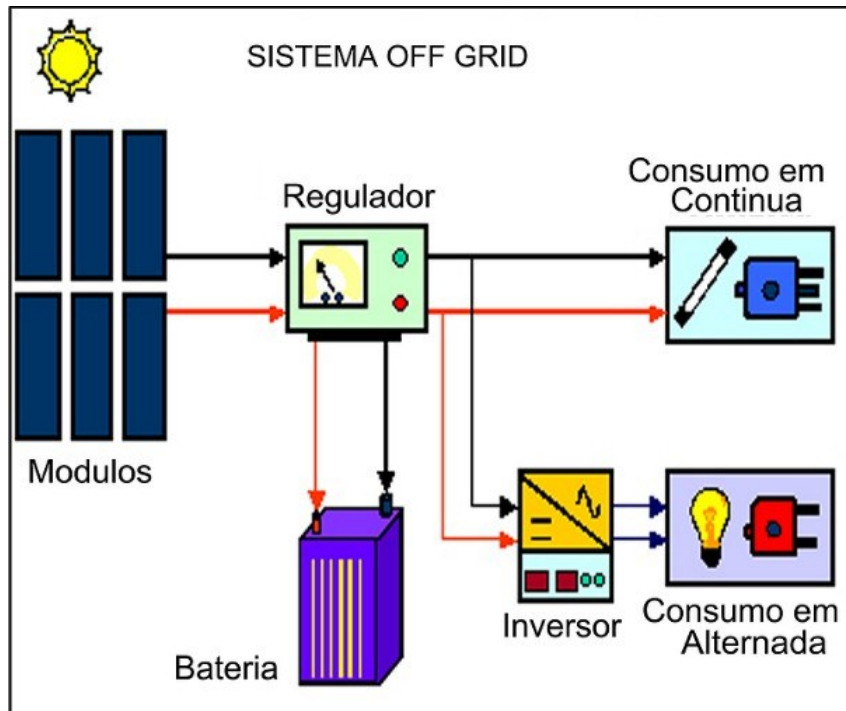
## 2.1.2 Formas de Geração Distribuída

Neste subitem, são tratados os principais tipos de tecnologia para geração distribuída existentes, suas diferenças e como elas fornecem energia ao consumidor.

### 2.1.2.1 Sistemas de Geração Fotovoltaica

Os sistemas de geração distribuída fotovoltaica podem ser de dois tipos: *off-grid* e *on-grid*.

Os sistemas *off-grid* são aqueles que não estão conectados ao SIN (Sistema Interligado Nacional), ou seja, estão completamente isolados e são autônomos. Estes sistemas apresentam como característica uma bateria que permite armazenar a energia produzida para ser consumida posteriormente. Na figura 4, encontra-se um esquemático desse tipo de sistema (PEREIRA, 2019).

Figura 4: Sistema *off-grid*

Fonte: Boso, 2015

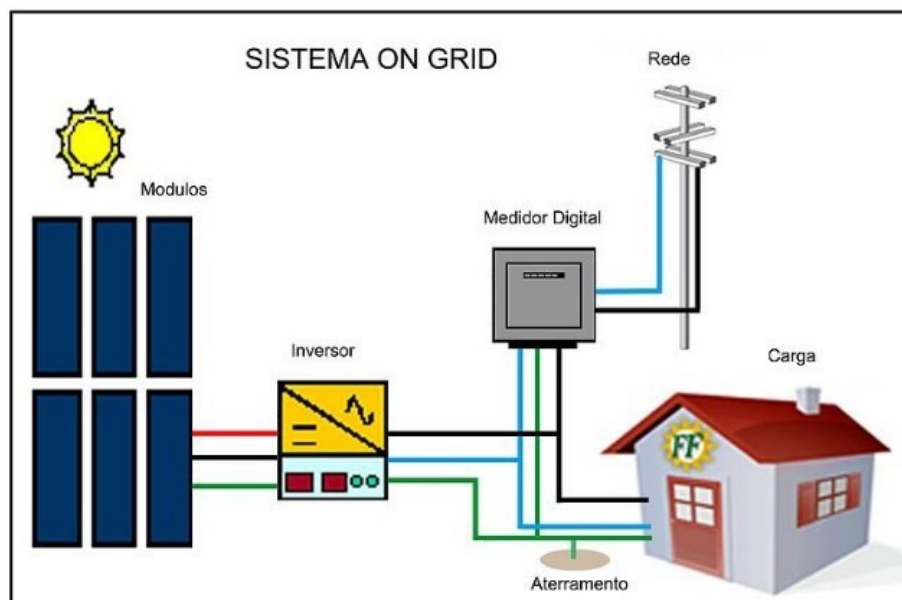
Neste tipo de sistema, o regulador de carga serve para controlar a energia enviada a bateria, a fim de não prejudicar sua vida útil. Já a bateria armazena a energia em excesso proveniente das placas fotovoltaicas e o inversor converte a corrente contínua (CC) em corrente alternada (CA) (BOSO, 2015).

Já os sistemas *on-grid*, ilustrado na figura 5, são conectados à rede elétrica. A grande diferença desse tipo de sistema comparado ao *off-grid* é que não há necessidade do uso de bateria e o inversor, além de converter a corrente, também tem o papel de sincronizar o sistema com a rede, permitindo que o consumidor possa injetar na rede sua energia excedente e/ou consumir, caso o seu sistema não gere a energia suficiente para o seu consumo. Ao fornecer energia ao sistema nacional, o gerador recebe créditos em sua conta de luz e ainda, paga apenas as taxas obrigatórias regulamentadas pela ANEEL. Dentre essas taxas obrigatórias, não cobre o custo do cabo tanto para transmissão quanto para distribuição e é um custo pago pelos outros consumidores, sendo que isso pode mudar em futuro próximo. Este sistema de compensação é regulamentado pela Resolução Normativa 482/2012,



conforme já mencionada anteriormente e pela Seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST (PEREIRA, 2019).

Figura 5: Sistema *on-grid*



Fonte: Boso, 2015.

Em relação ao potencial energético, o cenário brasileiro é propício para o desenvolvimento de projetos voltados a utilização de energias fotovoltaica. O Brasil é um dos países que apresenta melhores condições tanto climáticas quanto geográficas, o que permite estudos e melhor aproveitamento desses recursos (SILVA, 2017). A região do território brasileiro que recebe maior irradiação se encontra na região norte do estado da Bahia, que recebe cerca de 2350 kWh/m<sup>2</sup>, considerando a superfície horizontal (COSTA, 2018). Já a região com menor incidência de irradiação se encontra na região norte de Santa Catarina, com cerca de 1500 kWh/m<sup>2</sup>, o que representa uma média diária que varia de 4,1 a 6,5 kWh/m<sup>2</sup> de irradiação global. Se comparado a países líderes em produção de energia solar, é notório que há um grande potencial para investimento no setor, já que a Alemanha apresenta de 2,5 a 3,5 kWh/m<sup>2</sup> e a Espanha de 3,28 e 5,3 kWh/m<sup>2</sup>. Estes dados foram extraídos do projeto SOLAR GIS e podem ser observados na figura 6 (COSTA, 2018).

Figura 6: Radiação solar global anual típica



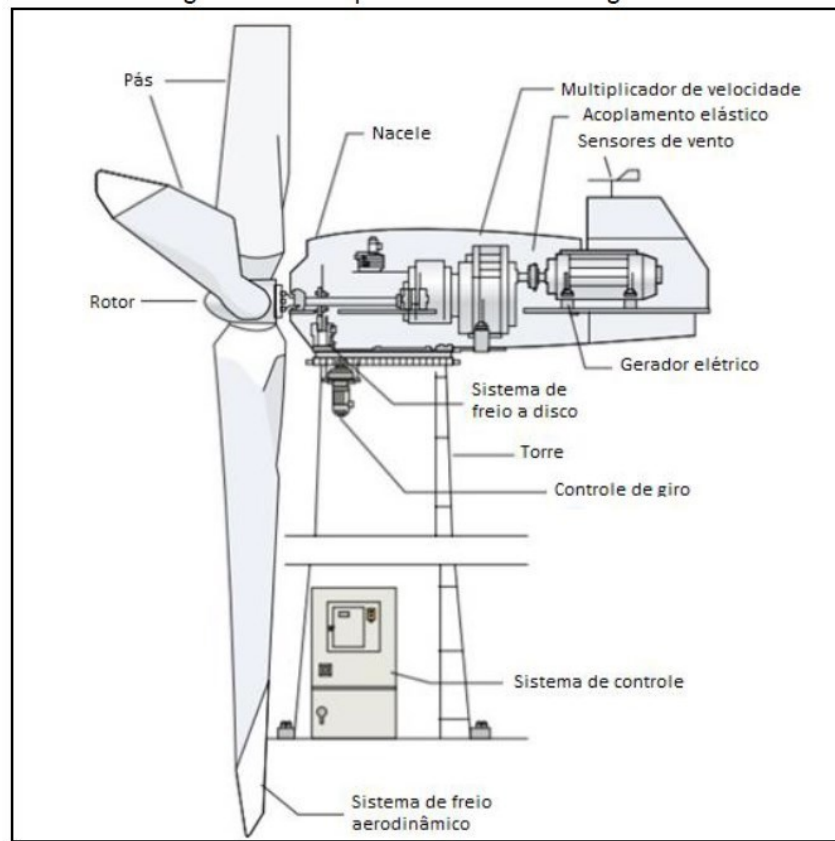
Fonte: Carlos, 2018

No ano de 2020, a geração distribuída fotovoltaica chegou a atingir a marca de 4.764 GWh de geração, totalizando uma potência instalada de 4.635 MW (REVISTA BRASILEIRA DE ENERGIA, 2018).

#### 2.1.2.2 Sistemas de Geração Eólicos

Os sistemas de geração eólicos utilizam o vento como matéria-prima para geração de energia elétrica. Esses sistemas utilizam aerogeradores que são compostos pelos equipamentos representados na figura 7.

Figura 7: Esquemático do aerogerador que produz energia eólica



Fonte: Canal, 2018.

Basicamente, a torre tem por finalidade dar a sustentação do aerogerador e servir como suporte da nacele. Já o rotor é composto pelas pás e pela estrutura que une elas, sendo que essa componente do gerador tem como finalidade transmitir a energia mecânica do vento para a caixa de transmissão. As pás normalmente são compostas de materiais leves tais como a fibra de vidro e o carbono para otimizar o máximo possível a captação da energia proveniente do vento (CANAL, 2018).

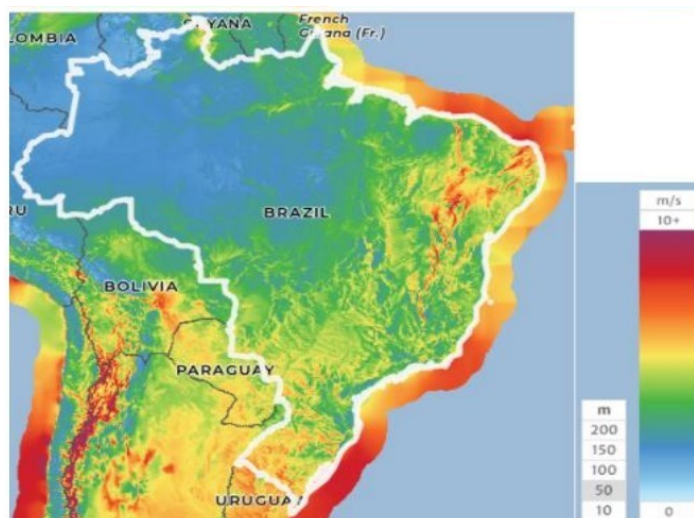
A nacele é a parte do gerador em que se encontra a caixa de transmissão e o gerador elétrico. Ele deve ser grande, pois é ali que ocorrem a maioria das manutenções preventivas e/ou corretivas e se encontra os equipamentos mais importantes do aerogerador (CANAL, 2018).

A caixa de transmissão é a etapa em que ocorre a multiplicação da velocidade, visto que não é possível ligar diretamente o rotor ao gerador devido a velocidade baixa. Isso não permitiria que o gerador funcionasse adequadamente. Logo, essa

caixa é composta por várias engrenagens que permitem aumentar essa velocidade de rotação. Por fim, acoplado a caixa de transmissão está o gerador, que converte a energia de rotação em energia elétrica. Existe ainda sensores, que permitem diagnosticar a direção do vento e sua velocidade, possibilitando girar a nacela e garantir assim uma melhor eficiência no aproveitamento da energia mecânica (CANAL, 2018).

Para que um determinado local seja propício para produzir energia eólica, é necessário que o vento esteja com uma velocidade mínima de cerca de  $7 \text{ m.s}^{-1}$  e a uma altura de cerca de 50 metros, apresentando uma densidade de aproximadamente  $500 \text{ W.m}^{-2}$ . A figura 8 apresenta o potencial eólico do território brasileiro (SIEWERT, 2021).

Figura 8: Velocidade do vento para geração de energia eólica no território brasileiro



Fonte: Siewert, 2021.

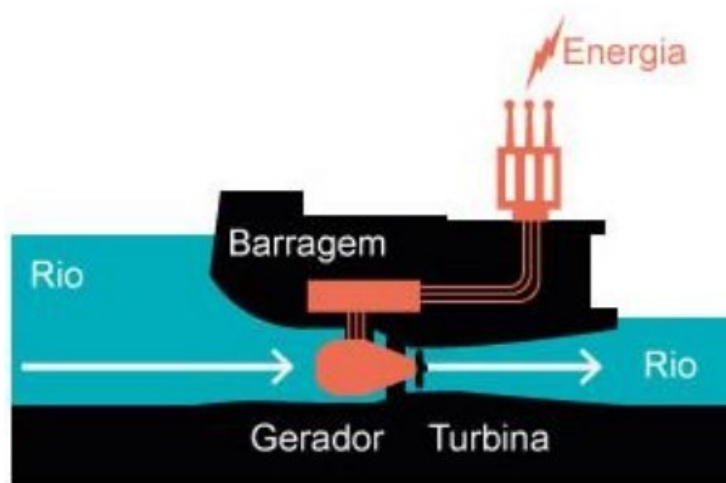
No ano de 2020, a produção de energia por fontes eólicas chegou a mais de 57 GWh, um aumento de 1,9% se comparado ao ano anterior (BEM, 2021).

### 2.1.2.3 Sistemas de Geração Hidráulicas

Nos sistemas de geração distribuída hidráulicos, pode-se destacar as chamadas Micro e Mini Centrais Hidrelétricas, que são caracterizadas por apresentarem capacidade instalada de até 3 MW. Dentre elas, podem se classificar em três tipos: centrais fio d'água, centrais de acumulação e as chamadas centrais de armazenamento (ROSA, 2019).

As centrais fio d'água (figura 9) são aquelas caracterizadas pelo uso do curso e vazão natural de um rio ou afluente e por não apresentarem capacidade de armazenar a água para produzir a energia. Sendo assim, o montante de energia gerado é considerado inconstante, visto que depende diretamente da vazão do rio, que varia conforme o período de chuvas e de estiagem (VELASQUE, 2019).

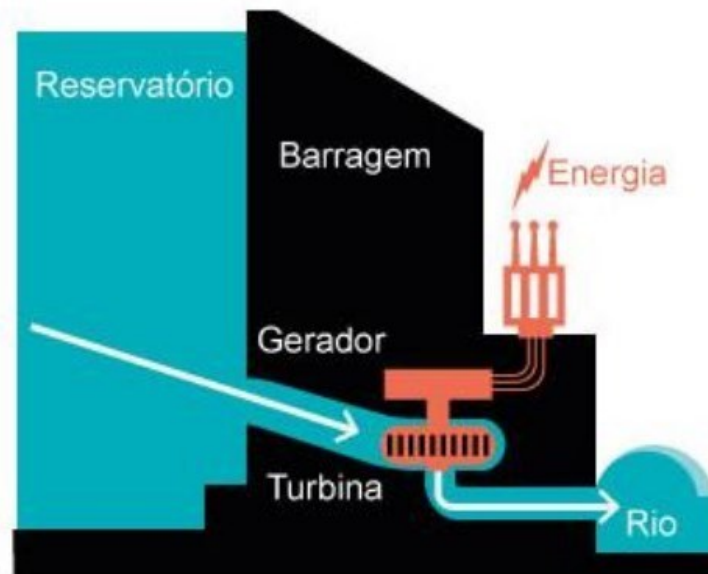
Figura 9: Esquemático de uma central hidrelétrica de fio d'água



Fonte: Bergqvist, 2018.

Já as centrais de acumulação (figura 10) são aquelas em que a vazão mínima do rio ou afluente não é capaz de atender a demanda máxima por energia das cargas, ou seja, é necessário que haja um reservatório para que o montante final de energia seja produzido (VELASQUE, 2019)

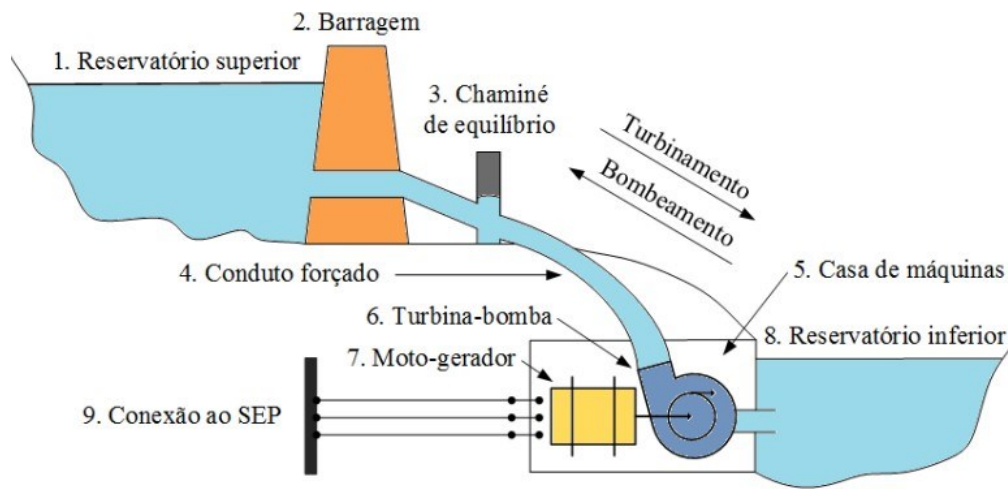
Figura 10: Esquemático de uma central hidrelétrica de acumulação



Fonte: Bergqvist, 2018.

Por fim, as centrais de armazenamento também chamadas de usinas reversíveis (figura 11), são aquelas que apresentam dois reservatórios (o superior e o inferior). A água é bombeada do reservatório inferior para o superior, armazenando a energia. Quando há a necessidade de produzir a energia, a água do reservatório superior é liberada, gerando energia ao passar pela casa de máquinas (COSTA, 2018)

Figura 11: Esquemático de uma central hidrelétrica de armazenamento



Fonte: Costa, 2018

Essas centrais hidrelétricas constituem basicamente da tomada d'água, barragem e casa de máquinas:

- Tomada d'água: Pertence ao sistema de adução e tem como objetivo captar a água do curso do rio ou do reservatório e conduzi-la até a turbina;
- Barragem: Sua finalidade é represar e armazenar a água a fim de garantir a energia potencial que será transformada em energia elétrica posteriormente;
- Casa de máquinas: É onde se encontra a turbina e o gerador e ocorre a conversão da energia cinética proveniente da água para energia elétrica, através da movimentação da turbina e a sua conexão ao gerador de energia.

Conforme Velasque (2019), ao considerar a construção de uma Micro ou Mini Central Hidrelétrica, deve-se considerar os seguintes parâmetros:

- Altura do fluxo de água para geração de energia;
- Potência que pode ser gerada;
- Dimensões da barragem (se necessário);
- Comprimento de tubulações;

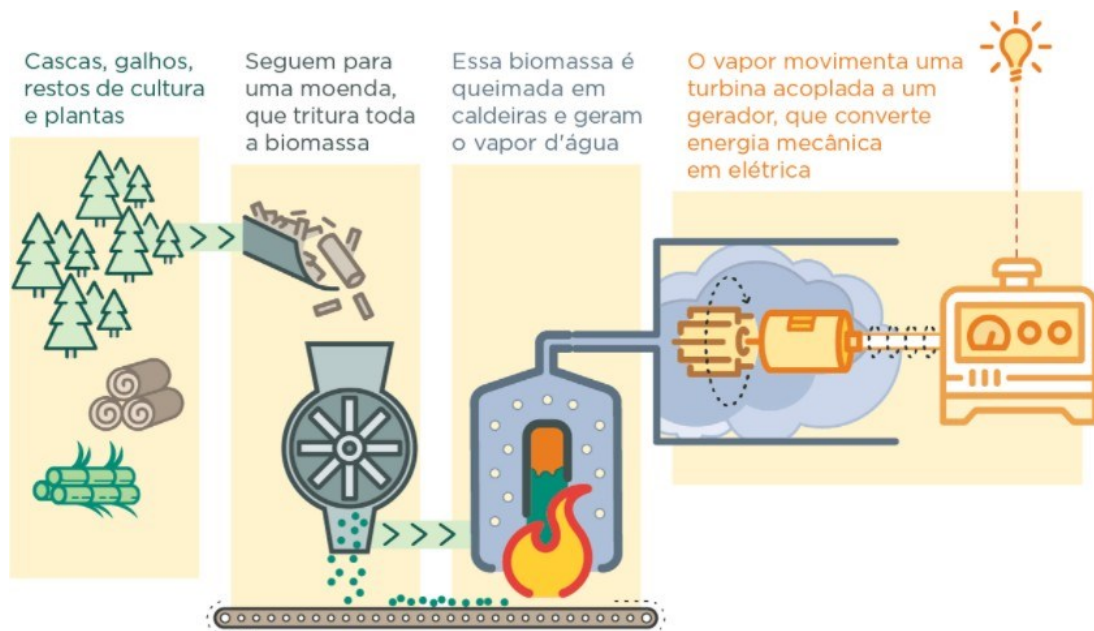
- Linha de alimentação;
- Vazão mínima.

#### 2.1.2.4 Sistemas de Geração Térmicas

Os sistemas de geração térmica utilizam-se do uso do calor como fonte para produzir energia elétrica. Quando se fala em geração distribuída, é possível citar o uso de combustíveis como o gás natural ou até mesmo a biomassa como matérias-primas (MARTINS, 2019).

A biomassa é definida como a matéria orgânica proveniente de animais e/ou vegetais. Além disso, muitos processos industriais utilizam a madeira como matéria-prima e os seus resíduos, ao invés de serem descartados, são utilizados na produção de energia através da sua queima (NEDEL, 2018). A figura 12 demonstra um esquemático de como gerar energia a partir do uso da biomassa.

Figura 12: Esquemático de uma central de geração de energia através de biomassa



Fonte: Crop Life Brasil, 2022.



Uma central de energia movida a biomassa é constituída de um forno, onde ocorre a queima da matéria orgânica e que, ao esquentar tubulações contendo água, provoca a geração de vapor de água, sendo que este permite a rotação da turbina que está interligada ao gerador e a geração de energia elétrica (NEDEL, 2018).

## 2.2 Sistema Tarifário Brasileiro

O sistema tarifário brasileiro é composto por dois grupos: o grupo A e o grupo B. O grupo A estão os consumidores que são atendidos com uma tensão acima de 2,3 kV e geralmente abrange indústrias de médio e grande porte, supermercados, hospitais, entre outros. Já os consumidores do grupo B são aqueles atendidos em baixa tensão (menor do que 2,3 kV) e representa as residências, empresas de pequeno porte e comércios (ANEEL, 2021).

Para o grupo A, existem dois tipos de tarifas, sendo ambas tarifas binômias, já que nesse grupo as unidades consumidoras devem pagar, além da energia e o uso do sistema, a demanda, que representa a potência ativa consumida. Segue abaixo uma pequena definição dessas tarifas e sua diferença (ANEEL, 2021):

- Tarifa Horo sazonal Azul: Nesse perfil tarifário, o consumo e a demanda recebem tarifas diferentes e são cobrados conforme a hora de utilização no dia;
- Tarifa Horo sazonal Verde: No perfil tarifário verde, o consumo também recebe tarifas diferentes dependendo da hora de utilização, contudo a tarifa da demanda é sempre a mesma independentemente da hora do dia.

Já para as unidades consumidoras pertencentes ao grupo B, também existem dois tipos de tarifas, porém ambas são tarifas monômias, visto que não há a necessidade de pagar a demanda:

- Tarifa Convencional: Não há diferença no valor pago pela energia ou uso do sistema, independentemente do horário;
- Tarifa Branca: Há variações no valor pago conforme o horário de consumo.

### 2.2.1 Tarifa Branca

A tarifa branca é uma modalidade tarifária que entrou em vigor em 2014 destinada aos consumidores de baixa tensão, ou seja, consumidores do grupo B e que pertençam ao subgrupo B1, B2 ou B3, excluindo-se consumidores de baixa renda e a iluminação pública. Isso inclui residências, áreas rurais, indústrias de pequeno porte, comércio, entre outros. Essa tarifa se diferencia da tarifa convencional, pois não apresenta um valor único (ANEEL, 2021).

A composição da tarifa branca se baseia nos dias úteis, fins de semana e feriado, além de horários pré-determinados para definição do valor pago pelo consumidor. Para os dias úteis, o valor cobrado varia conforme o horário de consumo, sendo que no horário de ponta o valor é mais caro. Para o horário intermediário, o valor cobrado é ligeiramente menor, enquanto no horário fora ponta o valor é o mais baixo do perfil tarifário branco. Já para os finais de semanas e feriado, o valor da tarifa considerada é a fora de ponta, independentemente do horário que a unidade consumidora está consumindo energia (NASCIMENTO, 2020).

O horário ponta é definido como o período de 3 horas consecutivas do dia em que ocorre a maior demanda por energia e é definido pelas distribuidoras locais. Já o horário intermediário compreende a hora anterior e posterior do horário ponta, enquanto o horário fora ponta compreende as demais horas do dia (NASCIMENTO, 2020).

Cada distribuidora define sua própria tarifa. Na sequência, a tabela 1 exemplifica os custos referentes a tarifa normal e a tarifa branca considerando o subgrupo B1 (residencial) e os valores com e sem os impostos ICMS (Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços), PIS (Programa de Integração Social) e COFINS (Contribuição para Financiamento da Seguridade Social), lembrando que o PIS e COFINS podem variar mês a mês (COPEL, 2021).

Tabela 1: Tarifa convencional e branca da COPEL

		TE (R\$/kWh)	TUSD (R\$/kWh)	
Convencional	Sem imposto	0,25894	0,31080	
	Com imposto	0,33090	0,39717	
		FORA DE PONTA		
Branca	Sem imposto	0,24720	0,23605	
	Com imposto	0,31590	0,30165	
			INTERMEDIÁRIO	
	Sem imposto	0,24720	0,42633	
	Com imposto	0,31590	0,54481	
			PONTA	
	Sem imposto	0,38808	0,61661	
	Com imposto	0,49593	0,78797	

Fonte: Adaptado de Copel, 2021.

Sendo que:

- TE: Tarifa de Energia;
- TUSD: Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição;
- ICMS: 29%, COFINS: 4,49% e PIS: 0,98% e mês de referência Agosto/2021.

## 2.3 Comercialização de Energia

### 2.3.1 História Prévia

Com as evoluções dos modelos de distribuição e transmissão de energia durante o século XX, a partir da década de 1990, os monopólios das empresas de energia se abriram para que outras empresas tivessem a possibilidade de escolher livremente o fornecimento da eletricidade, focando em aspectos financeiros, eficientes e benéficos ao consumidor final (KIRSCHEN, 2004).

A partir dessa situação, foi desenhado um novo modelo para o setor elétrico, determinado pelo governo juntamente com a Eletrobrás, dando início ao projeto RE-SEB (Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico) (TOLMASQUIM, 2011). O principal ponto dessa reestruturação é a livre comercialização de energia elétrica dentro da unidade do SIN (Sistema Interligado Nacional), tornando possível a competição entre

os agentes no segmento de geração e comercialização e diminuindo o monopólio dessas companhias para outras empresas que quisessem comercializar sua energia.

Após o início da regulamentação do sistema elétrico em 1996, em 2001, em meio a uma das maiores crises de Racionamento brasileiras, iniciou-se uma reforma que tinha como objetivo modificar a estrutura institucional do setor elétrico brasileiro. Em 2003, o MME (Ministério de Minas e Energia) propõe a “Proposta de Modelo Institucional do Setor Elétrico”, um dos marcos mais importantes do setor trazendo como aprimoramento (TOLMASQUIM, 2011):

1. Modificação no modelo de comercialização, com a criação do Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e do Ambiente de Contratação Livre (ACL);
2. Modificações institucionais, com a criação da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE);
3. Planejamento setorial a partir da contratação regulada por meio de leilões e com a criação da Empresa de Pesquisa Energética (EPE);
4. Retomada dos programas de universalização;
5. Segurança jurídica e estabilidade regulatória.

Com esse modelo de 2003, vigente até os dias de hoje, a comercialização de energia se torna um agente essencial na integração da geração, transmissão e distribuição ao favorecer o consumidor final (TOLMASQUIM, 2011).

### 2.3.2 CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

O governo brasileiro estabeleceu em 2004 um novo marco regulatório para o setor elétrico, visando garantir estabilidade, transparência e tranquilidade para o mercado de energia no país, pré-requisitos para a viabilização de investimentos, indispensáveis ao desenvolvimento econômico e social.

A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) foi autorizada pela Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004 e instituída pelo Decreto 5.177 de 12 de agosto de 2004, como pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, sob regulação e fiscalização da ANEEL. A operação e organização da CCEE foram regulamentadas pela Resolução ANEEL nº 109/2004, que instituiu a convenção de comercialização de energia elétrica (CCEE, 2009). Fruto dessa regulamentação, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) começou a operar em 10 de novembro de 2004, sucedendo ao Mercado Atacadista de Energia (MAE).

Associação civil integrada pelos agentes das categorias de geração, de distribuição e de comercialização, a instituição desempenha papel estratégico para viabilizar as operações de compra e venda de energia elétrica, registrando e administrando contratos firmados entre geradores, comercializadores, distribuidores e consumidores livres. A CCEE tem por finalidade viabilizar a comercialização de energia elétrica no sistema interligado nacional nos ambientes de contratação regulada e contratação livre, além de efetuar a contabilização e a liquidação financeira das operações realizadas no mercado de curto prazo (CCEE, 2009).

Segundo CCEE (2009), seu Estatuto Social tem as seguintes responsabilidades:

- “a) implantação e divulgação das regras de comercialização e dos procedimentos de comercialização;
- b) administração do Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e Ambiente de Contratação Livre (ACL);
- c) medição e registro da energia verificada através do sistema de coleta de dados de energia (SCDE), responsável pela coleta automática dos valores produzidos e consumidos no sistema elétrico interligado;
- d) registro dos contratos firmados entre os agentes da CCEE;
- e) realização de leilões de compra e venda de energia elétrica;
- f) apuração das infrações e cálculo de penalidades por variações de contratação de energia;

g) apuração do preço de liquidação das diferenças (PLD), utilizado para liquidação da energia comercializada no curto prazo;

h) contabilização e liquidação das transações realizadas no mercado de curto prazo;

i) monitoramento das condutas e ações empreendidas pelos agentes da CCEE.” (ANEEL, 2009)

### 2.3.2.1 Principais Agentes da CCEE

Na CCEE, existe quatro agentes que são responsáveis pelo processo do sistema energético brasileiro. São eles:

#### 1. Geração:

São agentes de geração:

- a) “Os concessionários de serviço público de geração - pessoas jurídicas ou consórcio de empresas que são titulares de serviço público federal concedido pela ANEEL mediante licitação, na modalidade concorrência, autorizados a explorar e prestar serviços públicos de energia elétrica conforme previsto pela Lei nº 8.987/95;
- b) os produtores independentes de energia elétrica - agentes individuais ou agrupados em consórcio, que recebem concessão, permissão ou autorização da ANEEL para produzir energia elétrica destinada para a comercialização por sua conta e risco; e
- c) os autoprodutores (AP) - agentes também com concessão, permissão ou autorização para produzir energia elétrica destinada exclusivamente para seu uso podendo comercializar eventual excedente de energia uma vez autorizado pela ANEEL.” (ANEEL, 2009)

#### 2. Transmissão:

São classificados como agentes de transmissão os agentes responsáveis por administrar as redes de transmissão que podem ser utilizadas por qualquer um dos

demais agentes, uma vez que consistem em linhas de uso aberto, com a condição de que paguem pelo seu uso, tanto do sistema de transmissão (TUST – Tarifa pelo uso do sistema de transmissão) quanto de distribuição (TUSD – Tarifa pelo uso do sistema de distribuição).

### 3. Distribuição:

São definidos pelo Decreto nº 5.163/2004 como aqueles que são titulares de concessão, permissão ou autorização de serviços e instalações de distribuição para fornecer energia elétrica a consumidor final exclusivamente de forma regulada.

### 4. Comercialização:

De acordo com a Resolução Normativa da ANEEL nº 109/2004, classificam-se como agentes de comercialização os titulares de autorização, concessão ou permissão para fins de realização de operações de compra e venda de energia elétrica na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE.

“Eles se dividem em:

a) comercializadores - compram e vendem energia através de contratos bilaterais ou através de leilões;

b) importadores e exportadores - detêm autorização da ANEEL para realizar o comércio internacional de compra e venda de energia;

c) consumidores livres - são os agentes que possuem uma demanda mínima de 3.000kW, em qualquer nível de tensão, ligados ao sistema após a data de 07 de julho de 1995 e podem escolher seu fornecedor de energia elétrica através de livre negociação a ser firmada com os agentes geradores ou com os comercializadores.

d) consumidor especial – àqueles que demandarem potência entre 500kW e 3MW, em qualquer tensão, desde que a energia adquirida seja proveniente de pequenas centrais hidrelétricas, empreendimentos com potência instalada igual ou superior a 1.000kW ou empreendimento cuja fonte primária de geração seja a biomassa, energia eólica ou solar, de potência injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição menor ou igual a 30.000kW.” (ANEEL, 2004)

Vale evidenciar que, segundo o Art. 15º da Lei 9.074/1995, os consumidores livres podem voltar a serem consumidores cativos desde que informem à concessionária sobre sua decisão com um prazo mínimo de cinco anos, prazo este que poderá ser reduzido em caso de acordo entre ambos. Esta situação também é prevista para o caso dos consumidores especiais, porém devem informar à sua concessionária com um prazo de cento e oitenta dias em relação à data de início do fornecimento conforme parágrafo 1 do Art. 5º da Resolução Normativa da ANEEL nº 247/2006.

### 2.3.2.2 Ambientes de Comercialização

#### 1. Ambiente de Contratação Regulada – ACR

“Segmento do mercado no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica entre agentes vendedores e agentes de distribuição, precedidas de licitação, ressalvados os casos previstos em lei, conforme regras e procedimentos de comercialização específicos”. (ANEEL - Decreto nº 5.163 de 30 de julho de 2004.)

#### 2. Ambiente de Contratação Livre (ACL)

“Segmento do mercado no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica, objeto de contratos bilaterais livremente negociados, conforme regras e procedimentos de comercialização específicos.” (ANEEL - Decreto nº 5.163 de 30 de julho de 2004.)

### 2.3.2.3 Comercialização de Energia Elétrica

Os agentes comercializadores de energia elétrica são empresas que não possuem sistemas elétricos e que, sob autorização, atuam exclusivamente no mercado de compra e venda de energia elétrica para concessionários, autorizados ou consumidores que tenham livre opção de escolha do fornecedor (consumidores livres).



As relações comerciais entre os agentes participantes da CCEE são regidas predominantemente por contratos de compra e venda de energia, e todos os contratos celebrados entre os agentes no âmbito do sistema interligado nacional devem ser registrados na CCEE. Esse registro inclui apenas as partes envolvidas, os montantes de energia e o período de vigência; os preços de energia dos contratos não são registrados na CCEE, sendo utilizados especificamente pelas partes envolvidas em suas liquidações bilaterais.

A CCEE contabiliza as diferenças entre o que foi produzido ou consumido e o que foi contratado. As diferenças positivas ou negativas são liquidadas no mercado de curto prazo e valorado ao PLD (Prego de Liquidação das Diferenças), determinado semanalmente para cada patamar de carga e para cada submercado, tendo como base o custo marginal de operação do sistema, este limitado por um preço mínimo e por um preço máximo (CCEE, 2009).

Logo, quando se discute os modos de pagar por energia mais barata, já existem opções tal como o ACL. Contudo, isso se destina a unidades consumidoras do grupo A e que apresentam cobrança de demanda. A autoprodução de energia pode ser uma alternativa para consumidores que apresentam consumo mais baixos e que estão no grupo B, por exemplo.

### 3 DESENVOLVIMENTO

#### 3.1 Levantamento de Perfil de Consumo

Para o desenvolvimento deste trabalho, foram utilizados como base os dados de consumo de equipamentos de uma empresa de segurança eletrônica, com sede na cidade de Curitiba-PR, que foram extraídos a partir de uma Pesquisa de Posse de Hábitos já realizada por outra equipe de alunos da UTFPR (Universidade Tecnológica Federal do Paraná). (DE CASTRO, 2021). Na tabela 2 é possível conferir estes dados.

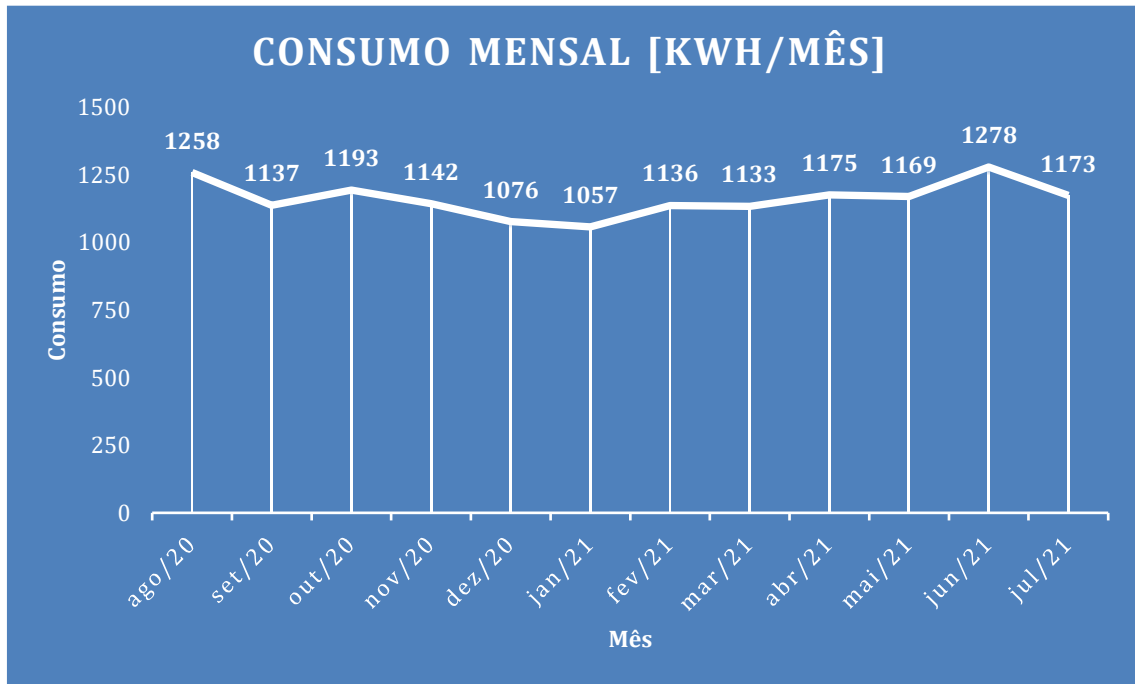
Tabela 2: Histórico de consumo da empresa

Mês/Ano	Consumo [kWh]	Média [kWh/dia]	Dias de Faturamento
ago/20	1258	40,58	31
set/20	1137	37,90	30
out/20	1193	38,48	31
nov/20	1142	38,07	30
dez/20	1076	33,63	32
jan/21	1057	34,10	31
fev/21	1136	40,57	28
mar/21	1133	37,77	30
abr/21	1175	39,17	30
mai/21	1169	40,31	29
jun/21	1278	42,60	30
jul/21	1173	37,84	31
Média		38,42	

Fonte: De Castro, 2021.

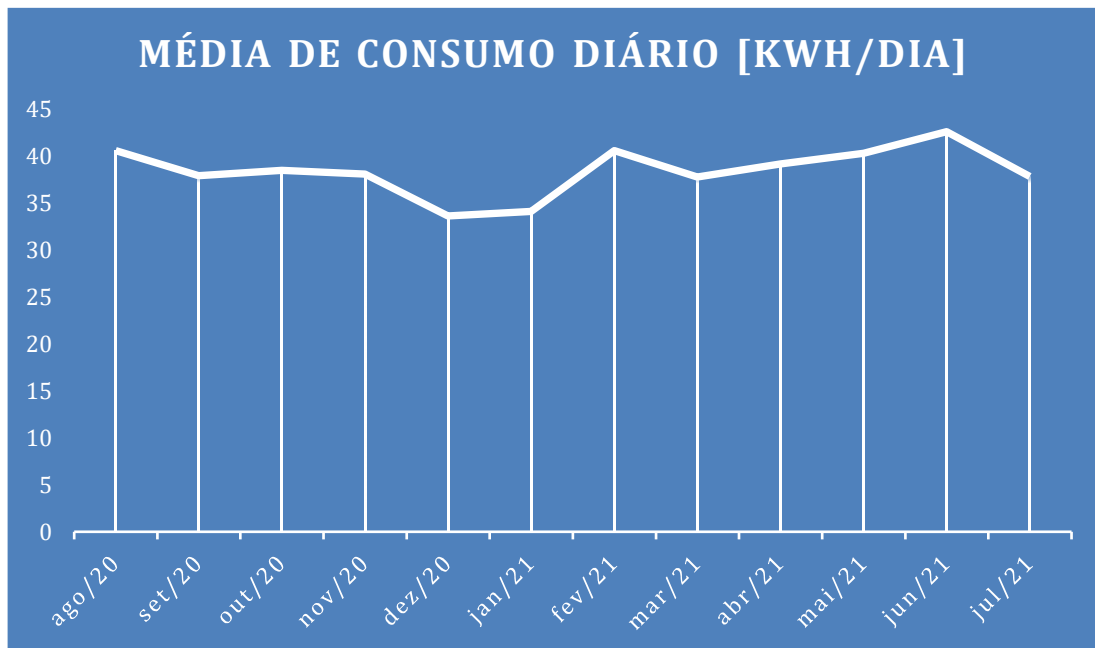
Para melhor entendimento, é possível visualizar na figura 13 o perfil de consumo mensal da empresa em questão. Na figura 14, pode-se ver o perfil de consumo diário médio para cada mês do ano.

Figura 13: Perfil de consumo mensal da empresa de segurança eletrônica



Fonte: Autoria Própria, 2022.

Figura 14: Perfil de consumo diário médio para cada mês do ano da empresa de segurança eletrônica



Fonte: Autoria Própria, 2022.

### 3.2 Definição do nível de incidência solar

Como este trabalho visa explorar um estudo de viabilidade e de economia em diferentes regiões do Brasil, foram necessárias o levantamento da incidência solar em cinco cidades brasileiras, sendo cada cidade de uma região diferente do território brasileiro. As cidades escolhidas foram Curitiba-PR, Rio de Janeiro-RJ, Fortaleza-CE, Cuiabá-MS e Manaus-AM.

Para isso, primeiramente foram levantados os dados de latitudes e longitudes das cidades conforme tabela 3.

Tabela 3: Latitudes e longitudes das cidades

Região	Cidade	Latitude (°)	Longitude (°)
Norte	Manaus	-3,05288	-59,9939
Nordeste	Fortaleza	-3,747409	-38,57798
Centro-Oeste	Cuiabá	-15,60779	-56,09949
Sudeste	Rio de Janeiro	-22,92552	-43,18780
Sul	Curitiba	-25,44800	-49,26577

Fonte: Autoria Própria, 2022.

A partir dos dados de latitudes e longitudes das cidades, é possível extrair os dados de incidência solar a partir do site do CRESESB (Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica de S. Brito). Na tabela 4 encontra-se os dados de incidência solar diária para todos os meses do ano e sua média anual para cada cidade, sendo que estes dados foram tirados no mês de agosto de 2022.

Tabela 4: Incidência Solar Diária Média das cidades

Cidade	Incidência Solar Diária Média (kWh/m <sup>2</sup> .dia)												Média
	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	Dez	
Manaus	3,97	4,11	4,13	3,94	3,96	4,48	4,49	5,03	5,06	4,89	4,71	4,23	<b>4,42</b>
Fortaleza	5,75	5,77	5,57	4,86	5,19	5,23	5,45	5,89	6,05	6,30	6,34	5,94	<b>5,69</b>
Cuiabá	5,46	5,33	5,17	4,91	4,41	4,36	4,52	5,40	5,13	5,31	5,56	5,71	<b>5,11</b>
Rio de Janeiro	6,04	6,22	5,06	4,36	3,59	3,35	3,34	4,20	4,43	5,11	5,14	5,93	<b>4,73</b>
Curitiba	5,32	5,16	4,54	3,78	3,05	2,76	2,89	3,86	3,83	4,36	5,23	5,56	<b>4,19</b>

Fonte: Autoria Própria, 2022, baseado em CRESESB.

### 3.3 Levantamento das tarifas de energia

As respectivas companhias de energia que atendem cada cidade podem ser vistas no quadro 1.

Quadro 1: Companhias de energia de cada cidade do estudo

<b>Cidade</b>	<b>Companhia de Energia</b>
Manaus	AME
Fortaleza	Enel CE
Cuiabá	Energisa MT (EMT)
Rio de Janeiro	Light
Curitiba	Companhia Paranaense de Energia (Copel)

Fonte: Aatoria Própria, 2022.

Para os posteriores cálculos de economia e viabilidade, foram necessários o levantamento das tarifas de energia cobradas em cada cidade em que o estudo foi realizado. Nas tabelas 5, 6, 7, 8 e 9, é possível verificar as tarifas cobradas pelo TE (Tarifa de Energia) e pela TUSD (Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição) já considerando os impostos incidentes (COFINS e PIS), sendo que estes foram referenciados com os valores de setembro de 2022 (AME, ENEL-CE, ENERGISA-MT, LIGHT E COPEL, 2022).

Tabela 5: Valor da Tarifa da AME para a cidade de Manaus em Agosto/2022

		TE (R\$/kWh)	TUSD (R\$/kWh)
Convencional	Sem imposto	0,16010	0,16157
	Com imposto	0,18892	0,19065
Branca	FORA DE PONTA		
	Sem imposto	0,15113	0,12773
	Com imposto	0,17833	0,15072
	INTERMEDIÁRIO		
	Sem imposto	0,15113	0,23357
	Com imposto	0,17833	0,27561
	PONTA		
	Sem imposto	0,25879	0,33940
	Com imposto	0,30537	0,40049

Fonte: Adaptado de AME, 2022.

Para a Zona Franca de Manaus, os estabelecimentos ficam isentos da cobrança de PIS e COFINS com a finalidade de incentivar a indústria nacional conforme a Lei n.º 10.996/2004, art. 2º; Lei n.º 11.196/2005, art. 65, § 8º, Decreto n.º 5.310/2004; Lei n.º 11.945/2009, art. 24. O ICMS é de 18%.

Tabela 6: Valor da Tarifa da CE para a cidade de Fortaleza em Agosto/2022

		TE (R\$/kWh)	TUSD (R\$/kWh)
Convencional	Sem imposto	0,29561	0,41373
	Com imposto	0,37616	0,52647
Branca	FORA DE PONTA		
	Sem imposto	0,28129	0,30456
	Com imposto	0,35794	0,38755
	INTERMEDIÁRIO		
	Sem imposto	0,28129	0,69274
	Com imposto	0,35794	0,88151
	PONTA		
	Sem imposto	0,45312	1,08092
Com imposto	0,57660	1,37547	

Fonte: Adaptado de CE, 2022.

Para a cidade de Fortaleza, tem-se como os impostos essenciais no cálculo da tarifa, o ICMS de 18% no último reajuste de 2022, e valor de PIS e COFINS de 1,65% e 7,60%, respectivamente (ENEL-CE, 2022).



Tabela 7: Valor da Tarifa da EMT para a cidade de Cuiabá em Agosto/2022

		TE (R\$/kWh)	TUSD (R\$/kWh)
Convencional	Sem imposto	0,81361	
	Com imposto	1,02718	
Branca	FORA DE PONTA		
	Sem imposto	0,25574	0,39783
	Com imposto	0,32287	0,50226
	INTERMEDIÁRIO		
	Sem imposto	0,25574	0,85838
	Com imposto	0,32287	1,08370
	PONTA		
	Sem imposto	0,40948	1,31893
Com imposto	0,51697	1,66515	

Fonte: Adaptado de EMT, 2022.

Para a cidade de Cuiabá, tem-se como os impostos essenciais no cálculo da tarifa, o ICMS de 17% no último reajuste de 2022, e valor de PIS e COFINS de 1,65% e 7,60%, respectivamente (ENERGISA-MT, 2022).

Tabela 8: Valor da Tarifa da Light para a cidade do Rio de Janeiro em Agosto/2022

TE (R\$/kWh) + TUSD (R\$/kWh)		
Convencional	Sem imposto	0,80220
	Com imposto	0,84495
Branca		FORA DE PONTA
	Sem imposto	0,72047
	Com imposto	0,75887
		INTERMEDIÁRIO
	Sem imposto	0,96259
	Com imposto	1,01389
	PONTA	
	Sem imposto	1,40332
	Com imposto	1,47811

Fonte: Adaptado de Light, 2022.

Para a cidade de Rio de Janeiro, tem-se como os impostos essenciais no cálculo da tarifa, o ICMS de 18% no último reajuste de 2022, e valor de PIS e COFINS de 1,65% e 7,60%, respectivamente (LIGHT, 2022).

Tabela 9: Valor da Tarifa da Copel para a cidade de Curitiba em Agosto/2022

		TE (R\$/kWh)	TUSD (R\$/kWh)
Convencional	Sem imposto	0,25894	0,31080
	Com imposto	0,33090	0,39717
Branca	FORA DE PONTA		
	Sem imposto	0,24720	0,23605
	Com imposto	0,31590	0,30165
	INTERMEDIÁRIO		
	Sem imposto	0,24720	0,42633
	Com imposto	0,31590	0,54481
	PONTA		
	Sem imposto	0,38808	0,61661
Com imposto	0,49593	0,78797	

Fonte: Adaptado de Copel, 2022.

Para a cidade de Curitiba, tem-se como os impostos essenciais no cálculo da tarifa, o ICMS de 18% no último reajuste de 2022, e valor de PIS e CONFIS de 0,98% e 4,49%, respectivamente (COPEL, 2022).

Portanto, foram averiguados todos os dados dos impostos presentes nas tarifas de energia elétrica para cada uma das cidades de estudo caso. Esses valores serão de extrema importância para entendimento e cálculo dos *payback* e das cidades com maior retorno ao utilizar o sistema fotovoltaico.

## 4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

### 4.1 Situação estudada

Através dos dados da empresa, verificou-se o sistema fotovoltaico que encaixasse melhor em cada cidade do estudo. Para conseguir realizar esse dimensionamento, era necessário definir um módulo fotovoltaico para o uso no estudo. A partir disso, foram realizadas diversas pesquisas entre fornecedores e devido ao melhor custo-benefício, foi utilizado o módulo apresentado no quadro 2, com suas respectivas características físicas e elétricas.

Quadro 2: Características do módulo fotovoltaico escolhido para o estudo

FOLHA DE DADOS	
GERAL	
MARCA	Longi
TIPO	Mono
QUANTIDADE	20
CARACTERÍSTICAS DE FUNCIONA	
EFICIÊNCIA	
Pmax [W]	
Vmp [V]	
Imp [A]	
Voc [V]	
Isc [A]	
DEGRAD. LINEA	
TIPO DE	

Fonte: Adaptado de Longi, 2022.

### 4.2 Método de determinação de parâmetros

Nessa parte são tratados as variáveis necessárias para dimensionar dimensionado o projeto fotovoltaico para a empresa do estudo, conforme a localidade da empresa.

#### 4.2.1 Potencial Energético e Horas Solar

O potencial energético do local onde será instalado o sistema fotovoltaico foi mensurado a partir do Atlas de Energia Solar, disponibilizado em meios de internet, e com seu cálculo atribuído a Latitude e Longitude do ponto analisado.

Conforme mostra a tabela 4, observa-se que em Fortaleza tem-se a maior protencial de energia solar e em Curitiba tem-se a menor produção de energia solar. Para estimar o dimensionamento solar das regiões, é necessário trabalhar com algumas grandezas, como o Número de Horas de Sol Pleno (HSP). A definição do HSP é definida como sendo uma grandeza em que o parâmetro do número de horas em que a irradiância solar deve permanecer igual a ou maior a 1 kW/m<sup>2</sup>, de modo que a energia acumulada ao longo do dia seja equivalente à disponibilizada pelo Sol naquele determinado local, conforme equação (1). (PINHO; GALDINO, 2014).

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

Considerando a Irradiância Média de XX na localidade de Curitiba, tem-se como o número de Horas Sol da cidade no valor de YY, conforme equação (2):

$$HSP = XX/1 = YY \text{ [h]} \quad (2)$$

Utilizando a equação (2) e as informações da tabela 4, tem-se os seguintes valores de HSP para as cidades estudadas, apresentados na tabela 10.

Tabela 10: Valores para o Número de Horas de Sol Pleno (HSP) para as cidades do estudo

Cidade	Incidência Solar Média (kWh/m <sup>2</sup> )	HSP (h)
Manaus	4,42	4,42
Fortaleza	5,69	5,69
Cuiabá	5,11	5,11
Rio de Janeiro	4,73	4,73
Curitiba	4,19	4,19

Fonte: Autoria Própria, 2022.

#### 4.2.2 Perfil de Consumo Energético Hora a Hora

É necessário como um dos principais fatores na definição da fatura, determinar o horário e a carga utilizada conforme as horas do dia. Para conseguir ter uma visão fiel das tarifas aplicadas à realidade de utilização na empresa do estudo, é apresentado o consumo por hora nos dias úteis (DE CASTRO, 2021). A tabela 11 apresenta estes dados.

Tabela 11: Consumo por horas nos dias úteis

Posto Tarifário	Intervalo de Horário (h)	Consumo (kWh)
Fora de Ponta	00:00 à 00:59	0,179
	01:00 às 01:59	0,179
	02:00 às 02:59	0,179
	03:00 às 03:59	0,179
	04:00 às 04:59	0,179
	05:00 às 05:59	0,179
	06:00 às 06:59	0,179
	07:00 às 07:59	0,179
	08:00 às 08:59	2,975
	09:00 às 09:59	2,975
	10:00 às 10:59	3,175
	11:00 às 11:59	2,975
	12:00 às 12:59	3,645
	13:00 às 13:59	2,975
	14:00 às 14:59	3,175
	15:00 às 15:59	2,975
16:00 às 16:59	2,975	
Intermediário	17:00 às 17:59	2,975
Ponta	18:00 às 18:59	1,904
	19:00 às 19:59	0,179
	20:00 às 20:59	0,179
Intermediário	21:00 às 21:59	0,179
Fora de Ponta	22:00 às 22:59	0,179
	23:00 às 23:59	0,179

Fonte: De Castro, 2021.

Para o horário das 18h às 21h, tem-se o horário de Pico para todas as cidades estudadas. Já para horário entre as 17h e 18h e 21h e 22h, tem-se o horário Intermediário. E no horário das 22h às 17h, tem-se o horário fora de Ponta.

Para os dias não úteis, a cobrança tanto para tarifa convencional quanto para a tarifa branca é a mesma, ou seja, é utilizado a tarifa Fora de Ponta para cobrança (ANEEL, 2022). Sendo assim, não é necessário distinguir o consumo por hora. Para os períodos de final de semana, não existem atividades de trabalho realizadas na empresa. Portanto, os únicos equipamentos que permanecem em funcionamento são aqueles que necessitam estar ligados 24 horas por dia. O valor de consumo para os finais de semana é de 15,57 kWh (sábado e domingo).

Destaca-se que os valores de consumo diário apresentam ligeira divergência se calculados para um mês inteiro em relação aos valores apresentados na tabela 2. Isso se deve aos dados serem obtidos através de medições diárias e não de uma média do mês.

Para os cálculos de dimensionamento do sistema fotovoltaico, foram utilizados os dados de consumo da fatura da COPEL apresentado na tabela 2. Já para os cálculos de tarifa convencional e tarifa branca, os dados utilizados foram os apresentados na tabela 13 e utilizado o consumo de 15,57 kWh para os finais de semana.

#### 4.3 Cálculo de demanda de energia

Para dimensionar a unidade geradora fotovoltaica, como primeira etapa calcula-se a média de consumo diário anual, a qual vai definir a potência dos painéis que serão conectados à rede de energia elétrica. Esse valor é encontrado a partir dos valores explicitados na tabela 2, em que traz as informações medidas pela COPEL, explicitadas pelas faturas. Logo, o valor médio anual diário é de 38,19 kWh/dia.

A partir da equação (3), calcula-se a Potência de Pico dos Painéis Fotovoltaicos (PFV), em KWp (quilo Watt-pico):

$$PFV = (E/TD) / (HSP) [kWp] \quad (3)$$

Pela equação 3 tem-se E (kWh/dia), sendo o Consumo Diário Médio da Empresa Anual, TD (adimensional) a taxa de desempenho e HSP (h), a média diária anual das horas de sol pleno incidentes no painel fotovoltaico.

A taxa de desempenho é medida usando a razão entre o desempenho real do sistema e o desempenho máximo teórico possível. Para o módulo escolhido, conforme *datasheet* do fabricante, as perdas representam cerca de 16%, ou seja, o TD é de 84%.

Considerando os valores já apresentados, é possível calcular o PFV total para cada cidade. A tabela 12 demonstra os resultados obtidos.

Tabela 12: Cálculo de Potência de Pico Total para o sistema fotovoltaico para cada cidade cenário

Cidade	E (kWh/dia)	TD	HPS (h)	PFV Total (kWp)
Manaus	38,19	0,84	4,42	10,28603749
Fortaleza	38,19	0,84	5,69	7,990208386
Cuiabá	38,19	0,84	5,11	8,897120492
Rio de Janeiro	38,19	0,84	4,73	9,611899728
Curitiba	38,19	0,84	4,19	10,85066485

Fonte: Autoria Própria, 2022.

Com os cálculos obtidos na tabela 12, é possível extrair a quantidade de módulos utilizados para cidade cenário, sabendo que a potência de pico do módulo escolhido é de 545 Wp. A tabela 13 apresenta essas quantidades:



Tabela 13: Quantidade de módulos fotovoltaicos por cidade

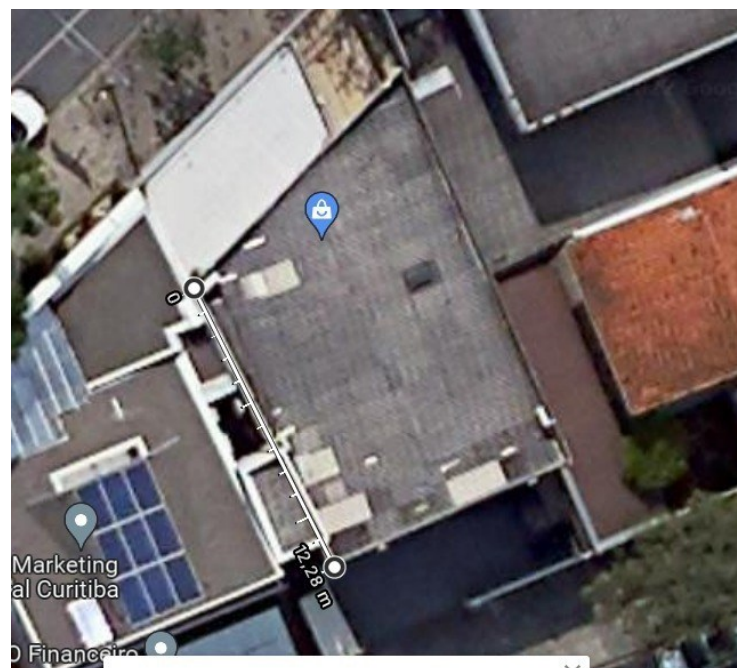
Cidade	Quantidade de Módulos
Manaus	19
Fortaleza	15
Cuiabá	16
Rio de Janeiro	18
Curitiba	20

Fonte: Autoria Própria, 2022.

#### 4.4 Espaço físico e área de sombreamento

Por questões de privacidade e proteção de dados, o endereço da empresa não pode ser divulgado. A figura 15 mostra uma estrutura similar a da empresa estudada, localizada em Curitiba. Essa estrutura apresenta uma laje de área total de 130,1 metros quadrados sendo considerada igual para todas as cidades.

Figura 15: Imagem da área a ser instalada o sistema fotovoltaico



Fonte: Google Maps, 2022.

Para cada cidade, foram calculadas a área total de módulos necessários e verificado se o espaço para instalação era suficiente. A tabela 14 apresenta os resultados obtidos.

Tabela 14: Área necessária para instalação dos módulos

Cidade	Área Total ( $m^2$ )
Manaus	47,39
Fortaleza	36,81
Cuiabá	40,99
Rio de Janeiro	44,29
Curitiba	49,99

Fonte: Autoria Própria, 2022.

Analisando a tabela 14 e comparando com a área de 130,1 metros da laje, é possível verificar que o espaço destinado a instalação dos módulos é suficiente para todas as situações.

Para a situação da empresa usada como base do estudo, não existem áreas de sombreamento que prejudiquem a produção de energia tais como edificações e árvores. Para as demais localidades, também não foram considerados fatores que prejudicassem a produção de energia.

Para o estudo em questão, foram considerados um sistema fotovoltaico fixo, ou seja, não há mudança de angulação dos módulos após instalação. Logo, como a estrutura da empresa se trata de uma laje, é possível instalar os painéis em uma angulação correta. Segundo Pinho (2014), o ângulo que proporciona os melhores resultados em produção de energia é aquele igual a da latitude da cidade onde o sistema será instalado. Sendo assim, a tabela 15 apresenta os ângulos de instalação para as cidades do estudo.

Tabela 15: Ângulo de instalação dos módulos fotovoltaicos

Cidade	Ângulo (°)
Manaus	3,05
Fortaleza	3,75
Cuiabá	15,61
Rio de Janeiro	22,93
Curitiba	25,45

Fonte: Google Maps, 2022.

#### 4.5 Disposição de modelo fotovoltaico

O Fator de Dimensionamento de Inversores (FDI) é composta como a razão entre a potência nominal CA do inversor e a potência total de pico dos módulos fotovoltaicos (PFV). Essa razão é mostrada pela equação (4):

$$FDI = \frac{P_{inv} (W)}{PFV (Wp)} \quad (4)$$

Em que:

- FDI = Fator de Dimensionamento de Inversores (adimensional);
- $P_{inv}$  = Potência do inversor (Watts);
- PFV = Potência Total de Pico dos Módulos Fotovoltaicos (Watt-pico).

Os valores de FDI devem ficar entre 0,75 e 0,85, conforme orientações de fabricantes, sendo que o limite máximo é de 1,05 (PINHO, 2014). Para as cidades do estudo, foi considerado o FDI de 0,80, por se tratar do valor médio. As potências para os inversores encontrados para cada cidade estão apresentadas na tabela 16.

Tabela 16: Cálculo da potência dos inversores

Cidade	P <sub>inv</sub> (W)
Manaus	8228,8
Fortaleza	6392,2
Cuiabá	7117,7
Rio de Janeiro	7689,5
Curitiba	8680,5

Fonte: Aatoria Própria, 2022.

Devido as opções disponíveis no mercado, os inversores utilizados neste estudo foram os apresentados na tabela 17, sendo considerado inversores comercialmente vendidos com a potência mais próxima possível das potências calculadas apresentadas na tabela 16 e considerando sempre inversores com potência maior que o valor calculado. Para isso, foram utilizados os inversores da Linha MS da GoodWe devido apresentar melhor custo-benefício dentre as pesquisas realizadas entre os fornecedores.

Tabela 17: Inversores comerciais utilizados no estudo

Cidade	P <sub>inv</sub> (kW)
Manaus	8,5
Fortaleza	7
Cuiabá	8,5
Rio de Janeiro	8,5
Curitiba	10

Fonte: Aatoria Própria, 2022.

#### 4.6 Cálculo de investimento do sistema fotovoltaico

A tabela 18 apresenta os custos dos sistemas fotovoltaicos a partir de pesquisas realizadas com fornecedores e revendedores. Além dos módulos e dos inversores, foram considerados os dispositivos de segurança tais como as *strings box*, para garantir proteção aos sistemas CA e CC, além de uma estimativa de gasto com cabeamento e demais materiais tais como conduítes, canaletas e estruturas para os módulos fotovoltaicos. Também foi considerado um valor para a contratação de uma equipe para executar o serviço de instalação. Não foram considerados possíveis

adequações estruturais, nem adequações elétricas por parte da empresa. Estes custos foram especificados como “Materiais Adicionais + Serviço de Instalação” e são valores muito próximos independente da cidade de instalação. Portanto, foram considerados o mesmo custo para todas as cidades.

Tabela 18: Custos para construção do sistema fotovoltaico para cada cidade

Cidades	Quantidade de Placas	Valor do conjunto de placas	Potência do Inversor	Valor do Inversor	Materiais Adicionais + Serviço de Instalação	Investimento Total
Manaus	19	R\$ 18.475,60	8,5 kW	R\$ 10.660,00	R\$ 16.648,64	R\$ 45.784,24
Fortaleza	15	R\$ 14.586,00	7 kW	R\$ 9.263,13	R\$ 16.648,64	R\$ 40.497,77
Cuiabá	16	R\$ 15.558,40	8,5 kW	R\$ 10.660,00	R\$ 16.648,64	R\$ 42.867,04
Rio de Janeiro	18	R\$ 17.503,20	8,5 kW	R\$ 10.660,00	R\$ 16.648,64	R\$ 44.811,84
Curitiba	20	R\$ 19.448,00	10 kW	R\$ 11.992,97	R\$ 16.648,64	R\$ 48.089,61

Fonte: Autoria Própria, 2022.

Também foram feitos o levantamento da quantidade de energia gerada anual estimada a partir do levantamento da quantidade de módulos solares e dos inversores para cada cidade. Este cálculo foi determinado utilizando a equação (5). A tabela 19 apresenta esses dados.

$$Eg = Qtm * Pm * HSP * (1 - Perdas) * 365 \text{ dias} \quad (5)$$

Sendo:

- Eg: Energia gerada anual estimada (kWp);
- Qtm: Quantidade de módulos;
- Pm: Potência do módulo (545 Wp);

- HSP: Média Diária Anual das Horas de Sol Pleno (h);
- Perdas: Todas as perdas atreladas ao sistema tais como temperatura, inversor, sujeira e cabos. Para todos os casos, foram considerados uma perda total de 16%.

Tabela 19: Energia gerada pelo sistema fotovoltaico projetado para cada cidade

Cidade	Quantidade de módulos	Potência Total (kWp)	HSP (h)	Perdas (%)	Eg (kWp)
Manaus	19	10,36	4,42	16,00	14032,81
Fortaleza	15	8,18	5,69	16,00	14261,73
Cuiabá	16	8,72	5,11	16,00	13661,85
Rio de Janeiro	18	9,81	4,73	16,00	14226,64
Curitiba	20	10,90	4,19	16,00	14002,73

Fonte: Autoria Própria, 2022.

#### 4.7 Cálculo tarifa convencional

Para os cálculos, foram considerados como padrão o mês contendo 23 dias úteis e 8 dias não-úteis, totalizando 31 dias no mês e excluindo possíveis feriados. Os valores de consumo utilizados nos cálculos são provenientes da análise realizada hora a hora e não do histórico de consumo da fatura. A tabela 20 apresenta esses valores:

Tabela 20: Consumo mensal da empresa considerando Tarifa Convencional

CÁLCULO TARIFA CONVENCION L	
Consumo Dia Útil (kWh)	35,051
Consumo Dia Não-Útil (kWh)	7,785
Quantidade de Dias Úteis	23
Quantidade de Dias Não-Úteis	8

Fonte: Autoria Própria, 2022.

Não foram consideradas o uso de bandeiras tarifárias e cobranças tal como a contribuição para iluminação pública ou eventuais doações a instituições. Foram apenas considerados os impostos (PIS, COFINS e ICMS) para os fins de cálculo.

Com os parâmetros listados e as tarifas já determinadas tanto para a Tarifa de Energia (TE) quanto para a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), foi possível calcular o valor cobrado para cada cidade considerando o perfil de tarifa convencional utilizando a equação 6:

$$Vft = (((CDU + CDNU) * TE) + ((CDU + CDNU) * TUSD)) * (QDU + QDNU) \quad (6)$$

Sendo que:

- Vft: Valor da Fatura (R\$);
- CDU: Consumo Dia Útil (kWh);
- CDNU: Consumo Dia Não-Útil (kWh);
- TE: Tarifa da Energia da concessionária (R\$/kWh);
- TUSD: Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição da concessionária (R\$/kWh);
- QDU: Quantidade de Dias Úteis;
- QDNU: Quantidade de Dias Não-Úteis.

Os resultados dos cálculos acima podem ser vistos na tabela 21.

Tabela 21: Valor da fatura mensal considerando Tarifa Convencional para 2022 em cada cidade

CÁLCUL TARIFA CONVENCIONAL	
Cidade	Valor Mensal da Fatura de Energia 2022 (R\$)
Manaus	R\$ 504,04
Fortaleza	R\$ 1.198,62
Cuiabá	R\$ 1.364,01
Rio de Janeiro	R\$ 1.122,02
Curitiba	R\$ 966,82

Fonte: Aatoria Própria, 2022.

Aqui deve-se pontuar que Manaus tem a menor taxa de TE e TUSD, com grande diferença para as outras capitais analisadas. Com isso, o valor mensal da Fatura de Energia é bem menor nessa cidade.

Para os posteriores cálculos de *payback*, também foram calculados os valores da fatura para 2023 até 2031, considerando um reajuste nas tarifas das concessionárias ano após ano, sendo utilizados como base os últimos reajustes de cada concessionária. A tabela 22 apresenta os valores dos reajustes e as tabelas 23 e 24 os valores mensais das faturas de energias estimados para estes anos.

Tabela 22: Últimos reajustes das concessionárias

AUM NTO DE TARIFA	
Cidade	Valor em Percentual (%)
Manaus	5,31
Fortaleza	20,36
Cuiabá	24,26
Rio de Janeiro	16,86
Curitiba	1,5

Fonte: Adaptado de AME, ENEL, ENERGISA-MT, Light e COPEL, 2022.

Vale destacar que, pela dificuldade de obtenção dos reajustes referentes aos últimos anos de algumas concessionárias, decidiu-se optar pelo uso do último reajuste e não pelo histórico de reajuste dos últimos anos para a realização dos cálculos.

Tabela 23: Valor da fatura mensal considerando Tarifa Convencional para 2023 a 2026 em cada cidade

Cidade	Valor da Fatura de Energia (R\$)			
	2023	2024	2025	2026
Manaus	R\$ 530,80	R\$ 558,99	R\$ 588,67	R\$ 619,93
Fortaleza	R\$ 1.442,66	R\$ 1.736,39	R\$ 2.089,92	R\$ 2.515,43
Cuiabá	R\$ 1.694,92	R\$ 2.106,10	R\$ 2.617,05	R\$ 3.251,94
Rio de Janeiro	R\$ 1.311,20	R\$ 1.532,26	R\$ 1.790,60	R\$ 2.092,50
Curitiba	R\$ 981,32	R\$ 996,04	R\$ 1.010,98	R\$ 1.026,14

Fonte: Autoria Própria, 2022.



Tabela 24: Valor da fatura mensal considerando Tarifa Convencional para 2027 a 2031 em cada cidade

Cidade	Valor da Fatura de Energia (R\$)				
	2027	2028	2029	2030	2031
Manaus	R\$ 652,85	R\$ 687,51	R\$ 724,02	R\$ 762,47	R\$ 802,95
Fortaleza	R\$ 3.027,57	R\$ 3.643,98	R\$ 4.385,89	R\$ 5.278,86	R\$ 6.353,64
Cuiabá	R\$ 4.040,86	R\$ 5.021,17	R\$ 6.239,31	R\$ 7.752,97	R\$ 9.633,84
Rio de Janeiro	R\$ 2.445,29	R\$ 2.857,57	R\$ 3.339,36	R\$ 3.902,37	R\$ 4.560,31
Curitiba	R\$ 1.380,62	R\$ 1.613,39	R\$ 1.885,41	R\$ 2.203,29	R\$ 2.574,76

Fonte: Autoria Própria, 2022.

#### 4.8 Cálculo tarifa branca

Os cálculos utilizando a tarifa branca seguiram os mesmos parâmetros adotados para os cálculos com a tarifa convencional, exceto pelo fato de considerar os diferentes valores da TE e TUSD dependendo do horário de consumo da empresa estudada. No cálculo da Tarifa Branca é necessário analisar o consumo em dias úteis nos horários de Ponta, Intermediário e Fora de Ponta, além dos dias não úteis. A tabela 25 apresenta os dados utilizados nos cálculos e extraídos da tabela de consumo da empresa.

Tabela 25: Consumo mensal da empresa considerando Tarifa Branca

CÁLCULO TARIFA BRANCA	
Consumo Dia Útil Fora Ponta (kWh)	29,635
Consumo Dia Útil Intermediário (kWh)	3,154
Consumo Dia Útil Hora Ponta (kWh)	2,262
Consumo Dia Não-Útil (kWh)	7,785
Quantidade de Dias Úteis	23
Quantidade de Dias Não-Úteis	8

Fonte: Autoria Própria, 2022.

Como o objeto de estudo é uma empresa que funciona no horário comercial e apenas em dias úteis tem a presença de colaboradores, tem-se que o maior consumo será nos horários Fora de Ponta.

As equações (7), (8) e (9) descrevem como foram realizados estes cálculos:

$$\begin{aligned}
 VFQdu = & (((CDUfp * TEfp) + (CDUfp * TUSDfp)) \\
 & + ((CDUi * TEi) + (CDUi * TUSDi)) \\
 & + ((CDUhp * TEhp) + (CDUhp * TUSDhp))) * QDU
 \end{aligned} \tag{7}$$

$$VFQdnu = ((CDNU * TEfp) + (CDNU * TUSDfp)) * QDNU \tag{8}$$

$$Vft = VfQdu + VfQdnu \tag{9}$$

Sendo que:

- Vft: Valor da Fatura Total (R\$);
- VFQdu: Valor da Fatura considerando apenas os Dias Úteis (R\$);
- VFQdnu: Valor da Fatura considerando apenas os Dias Não-Úteis (R\$);
- CDUfp: Consumo Dia Útil Fora Ponta (kWh);
- CDUi: Consumo Dia Útil Intermediário (kWh);
- CDUhp: Consumo Dia Útil Hora Ponta (kWh);
- CDNU: Consumo Dia Não-Útil (kWh);
- TEfp: Tarifa da Energia da concessionária no horário fora ponta (R\$/kWh);
- TEi: Tarifa da Energia da concessionária no horário intermediário (R\$/kWh);
- TEhp: Tarifa da Energia da concessionária no horário de ponta (R\$/kWh);
- TUSDfp: Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição da concessionária no horário fora ponta (R\$/kWh);
- TUSDi: Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição da concessionária no horário intermediário (R\$/kWh);

- TUSDhp: Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição da concessionária no horário de ponta (R\$/kWh);
- QDU: Quantidade de Dias Úteis;
- QDNU: Quantidade de Dias Não-Úteis.

Os resultados dos cálculos da fatura com as equações (7), (8) e (9) são mostrados na tabela 26.

Tabela 26: Valor da fatura mensal considerando Tarifa Branca para 2022 em cada cidade

CÁLCULO TARIFA BRANCA	
Cidade	Valor Mensal da Fatura de Energia 2022 (R\$)
Manaus	R\$ 314,43
Fortaleza	R\$ 746,03
Cuiabá	R\$ 829,37
Rio de Janeiro	R\$ 714,96
Curitiba	R\$ 588,62

Fonte: Autoria Própria, 2022.

Assim como os cálculos para a energia convencional, também foram realizados os cálculos considerando os reajustes para os anos de 2023 a 2031, conforme tabelas 27 e 28.

Tabela 27: Valor da fatura mensal considerando Tarifa Branca para 2023 a 2026 em cada cidade

Cidade	Valor da Fatura de Energia (R\$)			
	2023	2024	2025	2026
Manaus	R\$ 331,13	R\$ 348,71	R\$ 367,23	R\$ 386,73
Fortaleza	R\$ 897,92	R\$ 1.080,74	R\$ 1.300,78	R\$ 1.565,62
Cuiabá	R\$ 1.030,57	R\$ 1.280,59	R\$ 1.591,26	R\$ 1.977,30
Rio de Janeiro	R\$ 835,50	R\$ 976,37	R\$ 1.140,99	R\$ 1.333,36
Curitiba	R\$ 597,50	R\$ 606,41	R\$ 615,51	R\$ 624,74

Fonte: Autoria Própria, 2022.

Tabela 28: Valor da fatura mensal considerando Tarifa Branca para 2027 a 2031 em cada cidade

Cidade	Valor da Fatura de Energia (R\$)				
	2027	2028	2029	2030	2031
Manaus	R\$ 407,26	R\$ 428,89	R\$ 451,66	R\$ 475,65	R\$ 500,90
Fortaleza	R\$ 1.884,38	R\$ 2.268,04	R\$ 2.729,81	R\$ 3.285,60	R\$ 3.954,55
Cuiabá	R\$ 2.456,99	R\$ 3.053,05	R\$ 3.793,72	R\$ 4.714,08	R\$ 5.857,72
Rio de Janeiro	R\$ 1.558,16	R\$ 1.820,87	R\$ 2.127,86	R\$ 2.486,62	R\$ 2.905,87
Curitiba	R\$ 634,11	R\$ 643,62	R\$ 653,28	R\$ 663,08	R\$ 673,02

Fonte: Autoria Própria, 2022.

#### 4.9 Cálculo de *payback*

Para o cálculo de *payback*, foi considerado um aumento de 4,1% de consumo e uma degradação do sistema fotovoltaico de 2% ao ano. A equação (10) expressa a diferença do valor gerado com o consumido, visto que para o cálculo do sistema fotovoltaico foram considerados os valores apresentados no histórico da fatura de energia do cliente enquanto os valores dos custos de energia foram realizados usando os dados obtidos a partir da amostra de medição realizada na empresa de estudo de caso em diferentes horários.

$$Dgc = Eg - C_{\text{anual}} \quad (10)$$

Sendo:

- Dgc: Diferença da energia gerada com o consumido (kWp);
- Eg: Energia gerada anual estimada (kWp);
- Canual: Consumo anual (kWp).

Por se tratar de sistemas *on-grid*, foram calculados os valores em crédito equação (11) que a empresa pode receber por gerar mais energia do que consumir para cada situação, utilizando para os cálculos o valor da Tarifa Convencional Fora Ponta e os seus reajustes para os próximos anos. A equação (12) apresenta o cálculo de economia final.

$$Vc = Dgc * (TEfp + TUSDfp) \quad (11)$$

$$Ec = Vinvestido - Vfatura - Vc + Vc5anos \quad (12)$$

Sendo que:

- Vc: Valor de Crédito (R\$);
- Dgc: Diferença da energia gerada com o consumido (kWp);
- TEfp: Tarifa da Energia da concessionária no horário fora ponta (R\$/kWh);
- TUSDfp: Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição da concessionária no horário fora ponta (R\$/kWh);
- Ec: Economia (R\$)
- Vinvestido: Valor do sistema fotovoltaico (R\$);
- Vfatura: Valor da fatura de Energia (R\$)

- Vc5anos: Conforme a Resolução 482/2012 da ANEEL, os créditos apresentam validade de 5 anos. Logo, após esse prazo, os valores não utilizados foram novamente acrescidos no cálculo da economia.

Nesta seção, os cálculos foram divididos por cidade para melhor compreensão. Para cada cidade é apresentada duas tabelas contendo os valores calculados e a determinação do *payback*.

#### 4.9.1 Manaus

A tabela 29 apresenta os custos utilizando a Tarifa Convencional e a Tarifa Branca estimados e o potencial de geração de energia de 2022 até 2031 para a cidade de Manaus.

Tabela 29: Detalhamento dos cálculos para a cidade de Manaus

Ano	Consumo Mensal (kWh)	Consumo Anual (kWh)	Custo Mensal Convencional (R\$)	Custo Anual Convencional (R\$)	Custo Mensal Tarifa Branca (R\$)	Custo Anual Tarifa Branca (R\$)	Energia Gerada Anual Estimada (kWh)
2022	868,45	10421,44	R\$ 504,04	R\$ 6.048,45	R\$ 314,43	R\$ 3.773,19	14032,81
2023	904,06	10848,71	R\$ 530,80	R\$ 6.369,63	R\$ 331,13	R\$ 3.973,56	13752,15
2024	941,13	11293,51	R\$ 558,99	R\$ 6.707,85	R\$ 348,71	R\$ 4.184,52	13477,11
2025	979,71	11756,55	R\$ 588,67	R\$ 7.064,04	R\$ 367,23	R\$ 4.406,76	13207,56
2026	1019,88	12238,56	R\$ 619,93	R\$ 7.439,14	R\$ 386,73	R\$ 4.640,76	12943,41
2027	1061,70	12740,35	R\$ 652,85	R\$ 7.834,16	R\$ 407,26	R\$ 4.887,12	12684,55
2028	1105,22	13262,70	R\$ 687,51	R\$ 8.250,15	R\$ 428,89	R\$ 5.146,68	12430,85
2029	1150,54	13806,47	R\$ 724,02	R\$ 8.688,24	R\$ 451,66	R\$ 5.419,92	12182,24
2030	1197,71	14372,54	R\$ 762,47	R\$ 9.149,58	R\$ 475,65	R\$ 5.707,80	11938,59
2031	1246,82	14961,81	R\$ 802,95	R\$ 9.635,43	R\$ 500,90	R\$ 6.010,80	11699,82

Fonte: Autoria Própria, 2022.

A tabela 30 apresenta os cálculos finais demonstrando a economia ano a ano e o prazo para alcançar o *payback* considerando o uso de Tarifa Convencional e Tarifa Branca para a cidade de Manaus.

Tabela 30: Payback para a cidade de Manaus

Ano	Diferença do valor gerado com o consumido (kWh)	Tarifa Fora Ponta	Valor Crédito em Reais	Economia Convencional (R\$)	Economia Tarifa Branca (R\$)	Payback Convencional	Payback Tarifa Branca
2022	3611,37	R\$ 0,38	R\$ 1.370,77	R\$ 38.337,58	R\$ 42.011,05	5 anos e 5 meses	9 anos e 8 meses
2023	2903,44	R\$ 0,40	R\$ 1.160,58	R\$ 30.376,70	R\$ 38.037,49		
2024	2183,59	R\$ 0,42	R\$ 919,19	R\$ 21.864,08	R\$ 33.852,97		
2025	1451,02	R\$ 0,44	R\$ 643,24	R\$ 12.759,27	R\$ 29.446,21		
2026	704,85	R\$ 0,47	R\$ 329,05	R\$ 3.018,64	R\$ 24.805,45		
2027	-55,80	R\$ 0,49	-R\$ 27,43	-R\$ 4.788,09	R\$ 19.918,33		
2028	-831,85	R\$ 0,52	-R\$ 430,68	-R\$ 12.607,56	R\$ 14.771,65		
2029	-1624,23	R\$ 0,55	-R\$ 885,58	-R\$ 20.410,22	R\$ 9.351,73		
2030	-2433,94	R\$ 0,57	-R\$ 1.397,53	-R\$ 28.162,28	R\$ 3.643,93		
2031	-3261,99	R\$ 0,60	-R\$ 1.972,43	-R\$ 35.825,27	-R\$ 2.366,87		

Fonte: Aatoria Própria, 2022.

#### 4.9.2 Fortaleza

A tabela 31 apresenta os custos utilizando a Tarifa Convencional e a Tarifa Branca estimados e o potencial de geração de energia de 2022 até 2031 para a cidade de Fortaleza.

Tabela 31: Detalhamento dos cálculos para a cidade de Fortaleza

Ano	Consumo Mensal (kWh)	Consumo Anual (kWh)	Custo Mensal Convencional (R\$)	Custo Anual Convencional (R\$)	Custo Mensal Tarifa Branca (R\$)	Custo Anual Tarifa Branca (R\$)	Energia Gerada Anual Estimada (kWh)
2022	868,45	10421,44	R\$ 1.198,62	R\$ 14.383,48	R\$ 746,03	R\$ 8.952,39	14261,73
2023	904,06	10848,71	R\$ 1.442,66	R\$ 17.311,96	R\$ 897,92	R\$ 10.775,04	13976,49
2024	941,13	11293,51	R\$ 1.736,39	R\$ 20.836,68	R\$ 1.080,74	R\$ 12.968,88	13696,96
2025	979,71	11756,55	R\$ 2.089,92	R\$ 25.079,02	R\$ 1.300,78	R\$ 15.609,36	13423,03
2026	1019,88	12238,56	R\$ 2.515,43	R\$ 30.185,11	R\$ 1.565,62	R\$ 18.787,44	13154,56
2027	1061,70	12740,35	R\$ 3.027,57	R\$ 36.330,80	R\$ 1.884,38	R\$ 22.612,56	12891,47
2028	1105,22	13262,70	R\$ 3.643,98	R\$ 43.727,75	R\$ 2.268,04	R\$ 27.216,48	12633,64
2029	1150,54	13806,47	R\$ 4.385,89	R\$ 52.630,72	R\$ 2.729,81	R\$ 32.757,72	12380,97
2030	1197,71	14372,54	R\$ 5.278,86	R\$ 63.346,34	R\$ 3.285,60	R\$ 39.427,20	12133,35
2031	1246,82	14961,81	R\$ 6.353,64	R\$ 76.243,65	R\$ 3.954,55	R\$ 47.454,60	11890,68

Fonte: Aatoria Própria, 2022.

A tabela 32 apresenta os cálculos finais demonstrando a economia ano a ano e o prazo para alcançar o *payback* considerando o uso de Tarifa Convencional e Tarifa Branca para a cidade de Fortaleza.

Tabela 32: Payback para a cidade de Fortaleza

Ano	Diferença do valor gerado com o consumido (kWh)	Tarifa Fora Ponta	Valor Crédito em Reais	Economia Convencional (R\$)	Economia Tarifa Branca (R\$)	Payback Convencional	Payback Tarifa Branca
2022	3840,29	R\$ 0,90	R\$ 3.466,38	R\$ 22.992,46	R\$ 31.545,38	2 anos e 1 mês	3 anos e 6 meses
2023	3127,78	R\$ 1,09	R\$ 3.398,06	R\$ 556,23	R\$ 20.770,34		
2024	2403,45	R\$ 1,31	R\$ 3.142,77	-R\$ 28.131,41	R\$ 7.801,46		
2025	1666,48	R\$ 1,57	R\$ 2.622,76	-R\$ 64.734,61	-R\$ 7.807,90		
2026	916,00	R\$ 1,89	R\$ 1.735,15	-R\$ 111.349,19	-R\$ 26.595,34		
2027	151,13	R\$ 2,28	R\$ 344,56	-R\$ 148.024,56	-R\$ 49.207,90		
2028	-629,06	R\$ 2,74	-R\$ 1.726,21	-R\$ 190.026,10	-R\$ 76.424,38		
2029	-1425,50	R\$ 3,30	-R\$ 4.708,20	-R\$ 237.948,62	-R\$ 109.182,10		
2030	-2239,18	R\$ 3,98	-R\$ 8.901,42	-R\$ 292.393,54	-R\$ 148.609,30		
2031	-3071,13	R\$ 4,78	-R\$ 14.694,32	-R\$ 353.942,88	-R\$ 196.063,90		

Fonte: Autoria Própria, 2022.

#### 4.9.3 Cuiabá

A tabela 33 apresenta os custos utilizando a Tarifa Convencional e a Tarifa Branca estimados e o potencial de geração de energia de 2022 até 2031 para a cidade de Cuiabá.



Tabela 33: Detalhamento dos cálculos para a cidade de Cuiabá

Ano	Consumo Mensal (kWh)	Consumo Anual (kWh)	Custo Mensal Convencional (R\$)	Custo Anual Convencional (R\$)	Custo Mensal Tarifa Branca (R\$)	Custo Anual Tarifa Branca (R\$)	Energia Gerada Anual Estimada (kWh)
2022	868,45	10421,44	R\$ 1.364,01	R\$ 16.368,11	R\$ 829,37	R\$ 9.952,39	13661,85
2023	904,06	10848,71	R\$ 1.694,92	R\$ 20.339,01	R\$ 1.030,57	R\$ 12.366,84	13388,61
2024	941,13	11293,51	R\$ 2.106,10	R\$ 25.273,25	R\$ 1.280,59	R\$ 15.367,08	13120,84
2025	979,71	11756,55	R\$ 2.617,05	R\$ 31.404,54	R\$ 1.591,26	R\$ 19.095,12	12858,42
2026	1019,88	12238,56	R\$ 3.251,94	R\$ 39.023,28	R\$ 1.977,30	R\$ 23.727,60	12601,26
2027	1061,70	12740,35	R\$ 4.040,86	R\$ 48.490,33	R\$ 2.456,99	R\$ 29.483,88	12349,23
2028	1105,22	13262,70	R\$ 5.021,17	R\$ 60.254,09	R\$ 3.053,05	R\$ 36.636,60	12102,25
2029	1150,54	13806,47	R\$ 6.239,31	R\$ 74.871,73	R\$ 3.793,72	R\$ 45.524,64	11860,20
2030	1197,71	14372,54	R\$ 7.752,97	R\$ 93.035,61	R\$ 4.714,08	R\$ 56.568,96	11623,00
2031	1246,82	14961,81	R\$ 9.633,84	R\$ 115.606,05	R\$ 5.857,72	R\$ 70.292,64	11390,54

Fonte: Autoria Própria, 2022.

A tabela 34 apresenta os cálculos finais demonstrando a economia ano a ano e o prazo para alcançar o *payback* considerando o uso de Tarifa Convencional e Tarifa Branca para a cidade de Cuiabá.

Tabela 34: *Payback* para a cidade de Cuiabá

Ano	Diferença do valor gerado com o consumido (kWh)	Tarifa Fora Ponta	Valor Crédito em Reais	Economia Convencional (R\$)	Economia Tarifa Branca (R\$)	Payback Convencional	Payback Tarifa Branca
2022	3240,41	R\$ 1,03	R\$ 3.328,49	R\$ 21.965,84	R\$ 32.914,65	1 ano e 10 meses	3 anos e 4 meses
2023	2539,90	R\$ 1,28	R\$ 3.249,69	-R\$ 6.074,76	R\$ 20.547,81		
2024	1827,33	R\$ 1,59	R\$ 2.912,20	-R\$ 43.560,56	R\$ 5.180,73		
2025	1101,88	R\$ 1,99	R\$ 2.187,34	-R\$ 93.518,16	-R\$ 13.914,39		
2026	362,69	R\$ 2,47	R\$ 896,81	-R\$ 159.915,75	-R\$ 37.641,99		
2027	-391,11	R\$ 3,08	-R\$ 1.204,60	-R\$ 207.201,48	-R\$ 67.125,87		
2028	-1160,45	R\$ 3,84	-R\$ 4.451,91	-R\$ 263.003,66	-R\$ 103.762,47		
2029	-1946,27	R\$ 4,78	-R\$ 9.300,36	-R\$ 328.575,03	-R\$ 149.287,11		
2030	-2749,54	R\$ 5,95	-R\$ 16.365,72	-R\$ 405.244,91	-R\$ 205.856,07		
2031	-3571,27	R\$ 7,41	-R\$ 26.477,50	-R\$ 494.373,46	-R\$ 276.148,71		

Fonte: Autoria Própria, 2022.

#### 4.9.4 Rio de Janeiro

A tabela 35 apresenta os custos utilizando a Tarifa Convencional e a Tarifa Branca estimados e o potencial de geração de energia de 2022 até 2031 para a cidade do Rio de Janeiro.

Tabela 35: Detalhamento dos cálculos para a cidade do Rio de Janeiro

Ano	Consumo Mensal (kWh)	Consumo Anual (kWh)	Custo Mensal Convencional (R\$)	Custo Anual Convencional (R\$)	Custo Mensal Tarifa Branca (R\$)	Custo Anual Tarifa Branca (R\$)	Energia Gerada Anual Estimada (kWh)
2022	868,45	10421,44	R\$ 1.122,02	R\$ 13.464,27	R\$ 714,96	R\$ 8.579,54	14226,64
2023	904,06	10848,71	R\$ 1.311,20	R\$ 15.734,35	R\$ 835,50	R\$ 10.026,00	13942,11
2024	941,13	11293,51	R\$ 1.532,26	R\$ 18.387,16	R\$ 976,37	R\$ 11.716,44	13663,26
2025	979,71	11756,55	R\$ 1.790,60	R\$ 21.487,23	R\$ 1.140,99	R\$ 13.691,88	13390,00
2026	1019,88	12238,56	R\$ 2.092,50	R\$ 25.109,98	R\$ 1.333,36	R\$ 16.000,32	13122,20
2027	1061,70	12740,35	R\$ 2.445,29	R\$ 29.343,52	R\$ 1.558,16	R\$ 18.697,92	12859,75
2028	1105,22	13262,70	R\$ 2.857,57	R\$ 34.290,84	R\$ 1.820,87	R\$ 21.850,44	12602,56
2029	1150,54	13806,47	R\$ 3.339,36	R\$ 40.072,28	R\$ 2.127,86	R\$ 25.534,32	12350,51
2030	1197,71	14372,54	R\$ 3.902,37	R\$ 46.828,46	R\$ 2.486,62	R\$ 29.839,44	12103,50
2031	1246,82	14961,81	R\$ 4.560,31	R\$ 54.723,74	R\$ 2.905,87	R\$ 34.870,44	11861,43

Fonte: Autoria Própria, 2022.

A tabela 36 apresenta os cálculos finais demonstrando a economia ano a ano e o prazo para alcançar o *payback* considerando o uso de Tarifa Convencional e Tarifa Branca para a cidade do Rio de Janeiro.

Tabela 36: *Payback* para a cidade do Rio de Janeiro

Ano	Diferença do valor gerado com o consumido (kWh)	Tarifa Fora Ponta	Valor Crédito em Reais	Economia Convencional (R\$)	Economia Tarifa Branca (R\$)	Payback Convencional	Payback Tarifa Branca
2022	3805,20	R\$ 0,84	R\$ 3.215,21	R\$ 28.352,25	R\$ 33.017,09	2 anos e 4 meses	3 anos e 5 meses
2023	3093,39	R\$ 0,99	R\$ 3.054,44	R\$ 8.142,89	R\$ 19.936,65		
2024	2369,75	R\$ 1,15	R\$ 2.734,42	-R\$ 16.640,05	R\$ 5.485,79		
2025	1633,45	R\$ 1,35	R\$ 2.202,60	-R\$ 46.997,95	-R\$ 10.408,69		
2026	883,63	R\$ 1,58	R\$ 1.392,41	-R\$ 84.147,63	-R\$ 27.801,42		
2027	119,41	R\$ 1,84	R\$ 219,89	-R\$ 113.711,04	-R\$ 46.719,22		
2028	-660,14	R\$ 2,15	-R\$ 1.420,57	-R\$ 146.581,31	-R\$ 67.149,09		
2029	-1455,96	R\$ 2,51	-R\$ 3.661,36	-R\$ 182.992,23	-R\$ 89.022,05		
2030	-2269,04	R\$ 2,94	-R\$ 6.668,06	-R\$ 223.152,63	-R\$ 112.193,43		
2031	-3100,38	R\$ 3,43	-R\$ 10.647,29	-R\$ 267.229,08	-R\$ 136.416,58		

Fonte: Autoria Própria, 2022.

#### 4.9.5 Curitiba

A tabela 37 apresenta os custos utilizando a Tarifa Convencional e a Tarifa Branca estimados e o potencial de geração de energia de 2022 até 2031 para a cidade de Curitiba.

Tabela 37: Detalhamento dos cálculos para a cidade de Curitiba

Ano	Consumo Mensal (kWh)	Consumo Anual (kWh)	Custo Mensal Convencional (R\$)	Custo Anual Convencional (R\$)	Custo Mensal Tarifa Branca (R\$)	Custo Anual Tarifa Branca (R\$)	Energia Gerada Anual Estimada (kWh)
2022	868,45	10421,44	R\$ 966,82	R\$ 11.601,79	R\$ 588,62	R\$ 7.063,44	14002,73
2023	904,06	10848,71	R\$ 981,32	R\$ 11.775,82	R\$ 597,50	R\$ 7.170,00	13722,67
2024	941,13	11293,51	R\$ 996,04	R\$ 11.952,45	R\$ 606,41	R\$ 7.276,92	13448,22
2025	979,71	11756,55	R\$ 1.010,98	R\$ 12.131,74	R\$ 615,51	R\$ 7.386,12	13179,26
2026	1019,88	12238,56	R\$ 1.181,43	R\$ 14.177,15	R\$ 624,74	R\$ 7.496,88	12915,67
2027	1061,70	12740,35	R\$ 1.380,62	R\$ 16.567,42	R\$ 634,11	R\$ 7.609,32	12657,36
2028	1105,22	13262,70	R\$ 1.613,39	R\$ 19.360,69	R\$ 643,62	R\$ 7.723,44	12404,21
2029	1150,54	13806,47	R\$ 1.885,41	R\$ 22.624,90	R\$ 653,28	R\$ 7.839,36	12156,13
2030	1197,71	14372,54	R\$ 2.203,29	R\$ 26.439,46	R\$ 663,08	R\$ 7.956,96	11913,00
2031	1246,82	14961,81	R\$ 2.574,76	R\$ 30.897,15	R\$ 673,02	R\$ 8.076,24	11674,74

Fonte: Autoria Própria, 2022.

A tabela 40 apresenta os cálculos finais demonstrando a economia ano a ano e o prazo para alcançar o *payback* considerando o uso de Tarifa Convencional e Tarifa Branca para a cidade de Curitiba.

Tabela 38: Payback para a cidade de Curitiba

Ano	Diferença do valor gerado com o consumido (kWh)	Tarifa Fora Ponta	Valor Crédito em Reais	Economia Convencional (R\$)	Economia Tarifa Branca (R\$)	Payback Convencional	Payback Tarifa Branca
2022	3581,29	R\$ 0,73	R\$ 2.607,43	R\$ 33.815,30	R\$ 38.418,74	3 anos e 4 meses	5 anos e 6 meses
2023	2873,96	R\$ 0,74	R\$ 2.123,83	R\$ 19.232,21	R\$ 29.124,91		
2024	2154,71	R\$ 0,75	R\$ 1.616,19	R\$ 4.330,00	R\$ 20.231,79		
2025	1422,71	R\$ 0,76	R\$ 1.083,15	-R\$ 10.902,11	R\$ 11.762,53		
2026	677,11	R\$ 0,77	R\$ 523,23	-R\$ 28.338,87	R\$ 3.742,41		
2027	-82,99	R\$ 0,78	-R\$ 65,09	-R\$ 44.841,20	-R\$ 3.801,82		
2028	-858,49	R\$ 0,80	-R\$ 683,45	-R\$ 63.518,44	-R\$ 10.841,81		
2029	-1650,34	R\$ 0,81	-R\$ 1.333,55	-R\$ 84.809,78	-R\$ 17.347,62		
2030	-2459,53	R\$ 0,82	-R\$ 2.017,22	-R\$ 109.232,02	-R\$ 23.287,35		
2031	-3287,07	R\$ 0,83	-R\$ 2.736,38	-R\$ 137.392,79	-R\$ 28.627,22		

Fonte: Autoria Própria, 2022.

#### 4.10 Comparativo

A partir dos resultados obtidos na seção 4.9, é possível identificar que em todos os casos, o *payback* para a Tarifa Branca é maior do que a Tarifa Convencional. Isso prova que, para unidades consumidoras que apresentam grande consumo no horário Fora da Ponta como é o caso da empresa em estudo, a Tarifa Branca apresenta sim uma economia no valor da fatura de energia do consumidor, independentemente de qual seja a concessionária que atenda aquele estabelecimento. A tabela 39 apresenta um comparativo entre os perfis tarifários conforme o estudo realizado.

Tabela 39: Comparativo de *payback*

Cidade	Payback Convencional	Payback Tarifa Branca	Diferença
Manaus	5 anos e 5 meses	9 anos e 8 meses	56%
Fortaleza	2 anos e 1 mês	3 anos e 6 meses	60%
Cuiabá	1 ano e 10 meses	3 anos e 4 meses	55%
Rio de Janeiro	2 anos e 4 meses	3 anos e 5 meses	68%
Curitiba	3 anos e 4 meses	5 anos e 6 meses	61%

Fonte: Autoria Própria, 2022.

Analisando a tabela 39, é possível constatar as diferenças. Quanto mais próximo de 0% o *payback* Convencional do *payback* Tarifa Branca, mais próximos são

o *payback* de Tarifa Convencional e da Tarifa Branca. Caso o valor chegue a 100%, isso representa o dobro de um em relação ao outro. Utilizando essa escala, é possível verificar que em todas as cidades o *payback* da Tarifa Branca ficou mais próximo de atingir o dobro do que ficar próximo ao *payback* Convencional. Ressalta-se que isso acontece desse caso em específico devido ao perfil de consumo do cliente. Por meio da tabela 39, é possível notar uma diferença grande no *payback* entre os perfis tarifários. Isso demonstra que, para a empresa em questão, é vantajoso aderir a tarifa branca caso o investimento para a instalação de um sistema fotovoltaico seja inviável.

Nota-se também, por meio da tabela 39, que Cuiabá, Fortaleza e Rio de Janeiro apresentaram os menores *payback*. Alguns fatores que justificam isso são principalmente por se tratar de cidades que apresentam tarifas mais elevadas do que Curitiba e Manaus, por exemplo. Além disso, são cidades que apresentaram alto reajuste no valor das tarifas no ano de 2022 e que, conseqüentemente, impactam nos resultados do estudo.

Por outro lado, Curitiba e Manaus apresentaram reajustes baixos e conseqüentemente, refletem nos resultados obtidos. Contudo, Curitiba ainda apresenta tarifas mais altas se comparadas a Manaus, o que justifica o seu *payback* ser menor, já que nessa última cidade não há cobrança de PIS e COFINS com a finalidade de incentivar a indústria local.

Outro ponto para analisar é que, mesmo em Curitiba e Manaus que apresentam Incidência Solar Diária mais baixos comparados as outras cidades, os *payback* foram maiores. A pouca variação no custo da instalação do sistema fotovoltaico atrelado as tarifas mais baixas e os reajustes menores explicam este resultado.

Vale destacar que os reajustes impactam diretamente no valor dos cálculos de economia e *payback* e estes são dados difíceis de prever por variarem conforme inúmeros fatores tais como disponibilidade de geração de energia, secas, chuvas, entre outros. Logo, os resultados obtidos no estudo são apenas estimados e podem sofrer alterações conforme a passagem dos anos. É possível verificar que os resultados entre as cidades podem apresentar grande diferença devido a este fator.

## 5 CONCLUSÕES

Considerando que o estudo deste trabalho foi realizado apenas com uma unidade consumidora em específico, verifica-se que o dimensionamento de um sistema fotovoltaico não varia muito conforme a localidade quando o assunto é custos, visto que para todas as cidades deste estudo apresentam bons níveis de índice de irradiação solar e a quantidade de equipamentos para cada caso são bem parecidos. O que mais altera os resultados entre as cidades são os custos da energia e de uso do sistema de distribuição cobrados pelas concessionárias, independentemente se for perfil tarifário convencional ou a tarifa branca, impactando diretamente no valor da economia e *payback*. Vale destacar também que é muito difícil determinar quais serão os reajustes tarifários dos próximos anos, já que isto sofre influência de diversos fatores tais como os períodos de chuvas, nível de reservatórios, economia, entre outros.

Portanto, para indicar a uma determinada pequena empresa e/ou residência qual o melhor perfil tarifário ou se a instalação de um sistema fotovoltaico é mais indicada, deve-se levar em conta algumas questões como a concessionária que atende aquele local, qual é o capital para investimento e o perfil de consumo. Para unidades consumidoras que são atendidas por concessionárias que cobram valores de tarifas mais altos, vale muito a pena o investimento em geração distribuída, já que o retorno é muito rápido. Essas tarifas mais altas cobradas pelas concessionárias podem derivar de alguns fatores tais como a dificuldade da concessionária em enviar energia a certos lugares devido a falta de acessibilidade ou de infraestrutura ou até mesmo a necessidade de comprar energia de algum país vizinho para suprir sua demanda de energia, mesmo que ainda exista o Sistema Integrado Nacional (SIN). Sendo assim, a autoprodução de energia permite garantir o abastecimento de energia daquela unidade consumidora e gerar uma economia expressiva após um longo período de tempo.

Em localidades em que as tarifas são mais baixas, é necessário investigar se ajustando apenas o perfil tarifário conforme o consumo do cliente seja o suficiente para gerar uma boa economia no final. Consumidores que consomem muita energia no horário de ponta normalmente não devem migrar para a Tarifa Branca, já que os custos desse horário são maiores. Para empresas em que o maior consumo registrado

é no horário fora de ponta como o caso do estudo em questão, utilizar a Tarifa Branca pode ser uma alternativa de economia sem a necessidade de investimento, já que a mudança de perfil tarifário é gratuito e deve apenas ser solicitado. Caso o consumo seja muito grande, também pode ser um caso em investir na instalação de um sistema fotovoltaico.

Apesar da evolução da tecnologia e o aumento de sistemas fotovoltaicos pelo Brasil, o custo para instalar um sistema desses continua alto, principalmente pela necessidade de importar os equipamentos. Utilizando o caso do estudo, verifica-se que o seu consumo não é tão grande comparado a outras empresas, o que pode indicar que o investimento por um sistema fotovoltaico não seja prioridade. Logo, a adesão a Tarifa Branca pode significar uma alternativa boa para o caso, já que apresenta resultados de forma rápida e na prática.

Vale destacar que são necessários estudos com outros perfis de consumo para chegar numa conclusão mais concreta. Recomenda-se como trabalhos futuros a análise de unidades consumidoras diferentes, análise considerando uso de bandeiras tarifárias, comparação com outros tipos de geração distribuída, uma análise de integração do uso da tarifa branca e de geração distribuída ao mesmo tempo e uma análise entre tarifa branca e o Mercado Livre de Energia, caso este venha a se abrir para consumidores e residências em um futuro próximo, já que atualmente só podem aderir consumidores que estejam no grupo A e apresentem uma demanda mínima de 500 kW.

## REFERÊNCIAS

ANEEL [Agência Nacional de Energia Elétrica]. **Tarifa Branca**, 2022. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/tarifas/tarifa-branca>. Acesso em: 14 abr. 2022.

BRASIL, ANEEL, **Resolução Normativa n 109 de 26 de outubro de 2004**.

BAJAY, Sérgio et al. **Geração distribuída e eficiência energética: Reflexões para o setor elétrico de hoje e do futuro**. Campinas: International Energy Initiative–IEI Brasil, 2018.

BOSO, Ana Cláudia Marassá Roza; GABRIEL, Camila Pires Cremasco; GABRIEL FILHO, Luís Roberto Almeida. **Análise de custos dos sistemas fotovoltaicos on-grid e off-grid no brasil**. Revista Científica ANAP Brasil, v. 8, n. 12, 2015.

BRAGA, N. B. **Gerenciamento pelo lado da demanda em áreas residenciais**. 2014. Poli/UFRJ, Rio de Janeiro. Disponível em: <http://www.monografias.poli.ufrj.br/monografias/monopoli10010777.pdf>. Acesso em 02 jun. 2022.

CANAL, Elisa. **Estudo de viabilidade de sistema de geração distribuída de energia eólica no município de Santa Vitória do Palmar, Rio Grande do Sul**. 2018.

CARDOZO, Victor Hugo Velasque. **O estudo da viabilidade técnico, econômico e ambiental de microcentrais hidrelétricas para regiões de PEF**. 2019.

CCEE; **Entenda o modelo brasileiro**. 2020. Disponível em: [https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages\\_publico/onde-atuamos/setor\\_eletrico?\\_adf.ctrl-state=11ai89rllf\\_5&\\_afLoop=535828568500499#!](https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/onde-atuamos/setor_eletrico?_adf.ctrl-state=11ai89rllf_5&_afLoop=535828568500499#!) Acesso em: 21 abr. 2022.

CEMIG; **História da eletricidade no Brasil**. 2012. Disponível em: <http://www.cemig.com.br/pt->



br/a\_cemig/Nossa\_Historia/Paginas/historia\_da\_eletricidade\_no\_brasil.aspx. Acesso em: 13 mai. 2022.

CHAGAS, M. E. **Setor Elétrico Brasileiro: O Modelo Após a Reforma de 2004**. 2008. UFSC, Florianópolis. Disponível em: <http://webcache.googleusercontent.com/search?q=cache:dftfPyvNJO8J:tcc.bu.ufsc.br/Economia293348.pdf+&cd=1&hl=pt-BR&ct=clnk&gl=br&client=safari>. Acesso em: 05 mai. 2022.

CORRÊA, Luiz Fernando Nazário; ROSA, Ariel Heerdt. **Estudo de uma micro central hidrelétrica com geração distribuída**. Engenharia Elétrica-Tubarão, 2019.

COSTA, Jonas Carvalheira. **Armazenamento e geração de energia em centrais hidrelétricas reversíveis**. 2018.

DA SILVA, Allan Calixto Severo et al. **Estudo dos efeitos da Modalidade Tarifária Branca Aplicada a Consumidores Residenciais Tipo B na Região Sudeste e a Residências com Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede**. In: VII Congresso Brasileiro de Energia Solar-CBENS 2018. 2018.

DE CASTRO, Bruno Galvão; NAKAZAWA, Camila Massumi; DOS SANTOS, Everthon Luiz de Almeida. **ANÁLISE DA INTEGRAÇÃO DA MODALIDADE TARIFÁRIA BRANCA E SEU IMPACTO ECONÔMICO PARA CONSUMIDORES COMERCIAIS DE BAIXA TENSÃO**. Orientador: Marcelo Barcik, 2019. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, 2019.

DOS SANTOS, Rodrigo Miguel; DE SÁ RODRIGUES, Marilsa; CARNIELLO, Monica Franchi. **ENERGIA E SUSTENTABILIDADE: PANORAMA DA MATRIZ ENERGÉTICA BRASILEIRA**. Scientia: Revista Científica Multidisciplinar, v. 6, n. 1, p. 13-33, 2021.

FIGUEIRÓ, I. C. **A tarifa horária para os consumidores residenciais sob o foco das redes elétricas inteligentes – REI**. 2013. Dissertação (Mestrado em Engenharia

Elétrica), Universidade Federal de Santa Maria, UFSM, Santa Maria, 2013. Disponível em:

<https://repositorio.ufsm.br/bitstream/handle/1/8527/FIGUEIRO%2C%20IURI%20CASTRO.pdf?sequence=1&isAllowed=y> Acesso em: 05 jun. 2022.

GOODWE. **Datasheet: GW8500-MS**, 2020.

LONGI. **Datasheet: LR5-72HPH 525-550M**, 2020.

MARTINS, Isac Rodrigues. **Minigeração distribuída: estudo sobre geração térmica a gás natural**. Engenharia Elétrica-Pedra Branca, 2019.

PEREIRA, Naron Xavier. **Desafios e perspectivas da energia solar fotovoltaica no Brasil: geração distribuída vs geração centralizada**. 2019.

PINHO, João Tavares et al. **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos**. Rio de Janeiro, v. 1, p. 47-499, 2014.

SIEWERDT, Flávia Kristyna de Oliveira Vieira. **Comparativo da geração distribuída de unidades consumidoras de microgeração e minigeração eólica e fotovoltaica no Brasil**. 2021. Trabalho de Conclusão de Curso. Universidade Tecnológica Federal do Paraná.

TOLMASQUIM, Mauricio Tiomno. **Fontes renováveis de energia no Brasil**. CENERGIA, COPPE-Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação em Engenharia, UFRJ-Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2003.