



UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA  
FACULDADE DE TECNOLOGIA  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

**ANÁLISE DE VIABILIDADE TÉCNICO-  
ECONÔMICA DA INSTALAÇÃO DE SISTEMA  
FOTOVOLTAICO PARA O SETOR CHÁCARA SANTA  
LUZIA, NA ESTRUTURAL**

Mikael Cristopher Souza de Barros

Orientador  
Prof. Dr. Rafael Amaral Shayani

Brasília, Novembro de 2021

**UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA  
FACULDADE DE TECNOLOGIA  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**

**ANÁLISE DE VIABILIDADE TÉCNICO-ECONÔMICA DA  
INSTALAÇÃO DE SISTEMA FOTOVOLTAICO PARA O  
SETOR CHÁCARA SANTA LUZIA, NA ESTRUTURAL**

Mikael Cristopher Souza de Barros

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO SUBMETIDO AO DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA DA FACULDADE DE TECNOLOGIA DA UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA, COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE ENGENHEIRO ELETRICISTA.

Prof. Dr. Rafael Amaral Shayani (Orientador)

Universidade de Brasília

Prof. Dr. Fernando Cardoso Melo

Universidade de Brasília

Prof. Dr. Gerson Henrique Pfitscher

Universidade de Brasília

Brasília, 08 de novembro de 2021

Dedico este trabalho à Rebeka e à  
Mikaellen, que sempre trouxeram luz nos  
meus momentos mais escuros, me  
fazendo querer ser uma pessoa melhor  
sempre.

# AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus, por sempre me dar forças para seguir em frente.

À minha família, que sempre acreditou em mim e pelo amor incondicional que eu senti todos os dias da minha vida, em especial a minha mãe, Leidiana de Araújo Souza, que é uma grande amiga e parceira dessa vida, que nunca me deixou faltar nada e sempre me apoiou e meu pai, Dilson, que sempre acreditou no meu potencial.

Às minhas irmãs, por todo o amor que eu sempre senti vindo delas. A mais velha, Mikaellen, por sempre ter sido minha base e por toda a admiração que sempre teve por mim, e por mais que eu nunca tenha me achado merecedor, sempre me fez achar que eu era importante, e de fato, hoje sei que sou. E, também à Rebeka, por ser meu tudo, só de ela sorrir já tenho combustível suficiente para viver mais 10 vidas, por me escutar reclamando sempre e por me entender até quando eu não me entendo.

Aos meus amigos da época da escola e amigos da vida, por me manterem a minha sanidade durante o curso, sou muito grato à Brenda, Letícia e Lorena por me acompanharem e participarem dessa jornada.

Ao Professor Rafael Shayani, pela dedicação ao me orientar e auxiliar na realização deste trabalho.

Aos meus amigos do Gama, que me ajudaram bastante no começo do curso e aos amigos da elétrica, em especial o João Pedro, pela parceria durante o curso.

E por fim, grato a pessoas que escutaram minhas reclamações, suportaram as minhas divagações e também me ajudaram muito, eu sou muito sortudo por tê-los na minha vida, obrigado Samuel, Daniel e Danilo.

*“Se você estiver em uma sala com 100 pessoas, e 99 delas não acreditam em você, mas precisa só de uma que acredita para mudar toda a sua vida”.*

**Lady Gaga**

# RESUMO

A participação da energia solar fotovoltaica (FV) na matriz elétrica brasileira ainda é pequena, apenas 1% do total. É de relevância ambiental, social e econômica para o Brasil que fontes limpas e renováveis tenham maior participação na matriz. Durante a pandemia, houve uma redução significativa de emprego entre brasileiros que possuem baixa escolaridade, dificultando o acesso dessas pessoas a bens, como por exemplo, a energia elétrica. Sendo assim, este trabalho tem como objetivo o estudo da aplicação de energia fotovoltaica para diminuir o preço pago na conta de energia elétrica por habitantes da Chácara Santa Luzia, uma região de grande vulnerabilidade social no Distrito Federal, através da compensação de energia elétrica. Contudo, um dos maiores obstáculos em relação à energia FV para o desenvolvimento de grandes sistemas é que demanda a ocupação de grandes áreas. Em vista disto, foi dimensionado um sistema FV para ser instalado em uma pista de caminhada para ser utilizado como cobertura da pista, além da geração de energia, trazendo um caráter inovador e chamando atenção para sistemas fotovoltaicos no DF. Portanto, é estudada a viabilidade econômica da instalação de um sistema fotovoltaico, porém, a região não apresenta dados oficiais no que se refere na demanda de energia elétrica das unidades consumidoras. Deste modo foram estimados alguns casos tendo o consumo médio do DF como base. Para o estudo, foi levado em conta que os habitantes da região têm direito a subsídio na conta de energia elétrica pela Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002 e, com isso, foi analisado se é economicamente viável utilizar o dinheiro do subsídio para a construção da usina fotovoltaica planejada.

Palavras-chave: energia solar fotovoltaica, análise econômica, vulnerabilidade social.

# ABSTRACT

The contribution of solar photovoltaic energy (PV) to the Brazilian electric matrix is still small, only 1% of the total. It is of social, economic and environmental relevance to Brazil that clean and renewable sources keep growing their contribution to the matrix. During the pandemic, there was a significant reduction in employment among Brazilians with low education, making it difficult for these people to access goods such as electricity. Therefore, this work aims to study the application of photovoltaic energy to reduce the price paid in the electricity Bill by inhabitants of Chácara Santa Luzia, a region of great social vulnerability in the Federal District, through electricity compensation. However, one of the biggest obstacles in relation to PV for the development of large systems is that it requires the occupation of large areas. Thereat, a PV system was scaled to be installed on a walking track, to be used as a track cover, in addition to generating energy, bringing an innovative character and drawing attention to photovoltaic systems. So, the economic study of installing a PV system is done. However, the region does not have official data on the electricity demand of consumer units, thus some cases were estimated having the average consumption of the DF as a base. For the study of suggested cases, it was taken into account that the inhabitants of the region are entitled to a subsidy on the electricity bill by the Law No. 10.438, of April 26, 2002 and, this way, it was analyzed whether it is economically viable to use the subsidy money for the construction of the planned photovoltaic plant.

Key words: Photovoltaic Solar Energy, Economic Analysis, Social Vulnerability

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1: Matriz elétrica Mundial (EPE).....	2
Figura 1.2: Matriz elétrica brasileira em 2020 (EPE).....	4
Figura 2.1: Luz solar no seu percurso através da atmosfera (modificado) (FREITAS). .....	9
Figura 2.2: Irradiação Global Horizontal no mundo (modificado) (SOLARGIS).....	9
Figura 2.3: Total diário da irradiação global horizontal no Brasil (modificado) (SOUZA, 2017).....	11
Figura 2.4: Circuito equivalente de uma célula fotovoltaica. ....	13
Figura 2.5: Curvas IxV e PxV características da célula fotovoltaica (CRESESB, 2014). ....	14
Figura 2.6: Curvas I-V de duas células fotovoltaicas de silício cristalino quando conectadas (a) em série e (b) em paralelo (CRESESB, 2014).....	16
Figura 2.7: Efeito causado pela temperatura da célula fotovoltaica na curva I-V para irradiância de 1000 W/m <sup>2</sup> (CRESESB, 2014). ....	17
Figura 2.8: Inversores fotovoltaicos (Boreal Solar).....	18
Figura 2.9: Diagrama de sistemas fotovoltaicos em função da carga utilizada (FREITAS, 2008).....	19
Figura 2.10: Sistema conectado à rede.....	20
Figura 2.11: Exemplo de sistema híbrido. ....	20
Figura 2.12: Participação de cada fonte na geração distribuída em 2019 (EPE, 2020). ....	22
Figura 3.1: Mapa do SCIA com foco na região da Chácara Santa Luzia (modificado). .....	26
Figura 3.2: Imagem da Chácara Santa Luzia (Correio Braziliense, 2018). ....	27
Figura 3.3: Mapa do SCIA com região da Orla Santa Luzia em destaque. ....	28
Figura 3.4: Esquemático da metodologia de análise técnica.....	29
Figura 3.5: Dados de insolação solar média ao longo do ano (CRESESB, 2021). ...	31
Figura 3.6: Local escolhido para o estudo.....	37
Figura 3.7: Esquemático da metodologia usada para cálculos de viabilidade econômica. ....	38
Figura 4.1: Módulo fotovoltaico selecionado. ....	47



Figura 4.2: Proposta da Via EPVL com os módulos fotovoltaicos instalados na pista de caminhada.....	52
Figura 4.3: Composição do custo total da instalação de um sistema FV (IDEAL, 2019). .....	54
Figura 4.4: Gráfico: Sensibilidade do VPL e do Payback Descontado ao Investimento do Caso 1.....	58
Figura 4.5: Gráfico: Sensibilidade da TIR ao Investimento Inicial Normalizado do Caso 1.....	59
Figura 4.6: Gráfico: Sensibilidade do VPL à TMA do Caso 1.....	60
Figura 4.7: Gráfico: Sensibilidade do VPL e do Payback Descontado ao Investimento Inicial Normalizado do Caso 2.....	61
Figura 4.8: Gráfico: Sensibilidade da TIR ao Investimento Inicial Normalizado do Caso 2.....	62
Figura 4.9: Gráfico: Sensibilidade do VPL à TMA do Caso 2.....	63
Figura 4.10: Gráfico: Sensibilidade do VPL e do Payback Descontado ao Investimento Inicial Normalizado do Caso 3.....	64
Figura 4.11: Gráfico: Sensibilidade da TIR ao Investimento Inicial Normalizado do Caso 3.....	65
Figura 4.12: Gráfico: Sensibilidade do VPL à TMA do Caso 3.....	66

## LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1: Descontos concedidos para os consumidores enquadrados na Subclasse Residencial Baixa Renda.....	24
Tabela 3.1: Coeficientes de perdas e eficiência .....	32
Tabela 3.2: Modelo de diagrama de fluxo de caixa utilizado neste trabalho. ....	40
Tabela 4.1: Potência total do sistema para cada caso estimado.....	46
Tabela 4.2: Especificações técnicas a condições padrão de teste (STC) do módulo fotovoltaico utilizado no dimensionamento .....	48
Tabela 4.3: Especificações técnicas do inversor escolhido para o dimensionamento. ....	49
Tabela 4.4: Resumo dos dados resultantes do dimensionamento. ....	50
Tabela 4.5: Geração esperada para os três casos.....	51
Tabela 4.6: Custo Total dos Projetos .....	55
Tabela 4.7: Dados necessários para o cálculo dos indicadores de viabilidade econômica.....	55
Tabela 4.8: Dados principais obtidos no diagrama de fluxo de caixa do caso 1. ....	56
Tabela 4.9: Dados principais obtidos no diagrama de fluxo de caixa do caso 2. ....	56
Tabela 4.10: Dados principais obtidos no diagrama de fluxo de caixa do caso 3. ....	56
Tabela 4.11: Resultado dos indicadores de viabilidade financeira para o caso 1 de usina fotovoltaica (1,44 MWp). ....	57
Tabela 4.12: Resultado dos indicadores de viabilidade financeira para o caso 2 de usina fotovoltaica (2,60 MWp). ....	61
Tabela 4.13: Resultado dos indicadores de viabilidade financeira para o caso 3 de usina fotovoltaica (3,76 MWp). ....	64
Tabela 4.14: Economia Anual Obtida ao Desconsiderar o Subsídio Fornecido pelo Governo Federal, para todas as unidades consumidoras. ....	67

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
BPC	Benefício de Prestação Continuada da Assistência Social
CA	Corrente Alternada
CAPEX	<i>Capital Expenditure</i>
CC	Corrente Contínua
CDE	Conta de Desenvolvimento Energético
CEB	Companhia Energética de Brasília
Codeplan	Companhia de Planejamento do Distrito Federal
Codhab	Companhia de Desenvolvimento Habitacional do Distrito Federal
CRESESB	Centro de Referência para Energias Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito
DF	Distrito Federal
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
EPTG	Estrada Parque Taguatinga
EPVL	Estrada Parque Vale
EVA	Etileno Acetato de Vinila
FDI	Fator de dimensionamento do inversor
FGV	Fundação Getulio Vargas
FV	Fotovoltaico
GD	Geração Distribuída
HSP	Horas de Sol Pleno
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
IDEAL	Instituto para o Desenvolvimento de Energias Alternativas na América Latina
IEA	<i>International Energy Agency</i>
IGBT	<i>Insulated Gate Bipolar Transistor</i>
INMETRO	Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia
kWh	Quilowatt-hora
LCOE	<i>Levelized Cost of Energy</i>
MOSFET	<i>Metal Oxide Semiconductor Field Effect Transistor</i>

MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i>
NOCT	<i>Nominal Operating Cell Temperature</i>
O&M	Operação e Manutenção
OPEX	<i>Operational Expenditure</i>
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
REN	Resolução Normativa
ROI	<i>Return over Investment</i>
SCIA	Setor Complementar de Indústria e Abastecimento
STC	<i>Standard Test Conditions</i>
TIR	Taxa Interna de Retorno
TLP	Taxa de Longo Prazo
TMA	Taxa mínima de atratividade
TSEE	Tarifa Social de Energia Elétrica
V	Volt
VPL	Valor Presente Líquido
W	Watt
Wp	Watt-pico

# SUMÁRIO

<b>1. Introdução</b> .....	<b>1</b>
1.1.1 Motivação .....	4
1.1.2 Objetivo Geral .....	5
1.1.3 Objetivos Específicos .....	5
<b>2. Revisão Bibliográfica</b> .....	<b>7</b>
2.1 Panorama mundial.....	7
2.2 Panorama Nacional .....	7
2.3 Recurso Solar .....	8
2.4 Energia Solar Fotovoltaica.....	11
2.4.1 Módulo Solar fotovoltaico .....	12
2.4.2 Circuito Equivalente .....	13
2.5 Inversor.....	17
2.6 Sistemas de geração fotovoltaicos .....	18
2.6.1 Sistemas Isolados ou autônomos.....	18
2.6.2 Sistemas conectados à rede .....	19
2.6.3 Sistemas híbridos .....	20
2.7 Geração distribuída .....	21
2.8 Modelo Tarifário Brasileiro .....	22
<b>3. Métodos e Materiais</b> .....	<b>25</b>
3.1 Local Escolhido .....	25
3.2 Dimensionamento do Sistema Fotovoltaico.....	28
3.2.2 Inclinação e Orientação.....	30
3.2.3 Perdas .....	31
3.2.4 Dimensionamento do Arranjo Fotovoltaico.....	33
3.2.5 Dimensionamento do inversor.....	34

3.2.6 Avaliação do Espaço Físico da Instalação .....	36
3.3 Análise Financeira .....	38
3.3.1 Fluxo de Caixa .....	39
3.3.2. Taxa Mínima de Atratividade (TMA) .....	41
3.3.3 Valor Presente Líquido (VPL) .....	41
3.3.4 Taxa Interna de Retorno (TIR) .....	42
3.3.5 Tempo de Retorno ou <i>Payback</i> .....	42
3.3.6 Retorno Sobre Investimento .....	42
3.3.7 Custo Nivelado de Energia (LCOE).....	43
3.4 Análise de Sensibilidade.....	44
3.5 Ferramentas Utilizadas.....	44
3.5.1 Microsoft Office Excel™ .....	44
3.5.2 Google Earth™ .....	44
3.5.3 Lucid Chart™ .....	45
<b>4. Resultados e Discussões .....</b>	<b>46</b>
4.1 Análise Técnica .....	46
4.1.1 Módulo fotovoltaico selecionado .....	46
4.1.2 Escolha do Inversor.....	48
4.1.3 Capacidade de Geração do sistema proposto .....	50
4.2 Análise Financeira .....	52
4.2.1 Taxa de Desconto .....	52
4.2.2 Tarifa de energia elétrica.....	53
4.2.3 Estimativas de Custo do Investimento .....	53
4.2.4 Resultado da Análise de Viabilidade Financeira .....	55
4.2.6 Economia Obtida em Subsídio .....	66
4.3 Benefícios sociais.....	67
<b>5. Conclusão .....</b>	<b>69</b>

<b>6. Referências .....</b>	<b>71</b>
<b>Apêndice.....</b>	<b>76</b>
Fluxos de Caixa dos Casos de Usinas Solares Fotovoltaicas Estudadas .....	77
<b>Anexo.....</b>	<b>82</b>
Tarifas da CEB para Abril de 2021 .....	83

# 1. INTRODUÇÃO

Através do tempo, a humanidade vem descobrindo diversas formas de desenvolver-se econômica e tecnologicamente. Contudo, os impactos ambientais causados foram deixados de lado por muito tempo. No final do século XVIII, quando se iniciou a revolução industrial, a concentração de  $CO_2$  na atmosfera começou a aumentar, pois havia uma demanda da utilização de grandes quantidades de carvão mineral como fonte de energia.

Com o progressivo aumento na concentração dos gases de efeito estufa na atmosfera, a humanidade está cada vez mais alerta dos perigos da utilização de combustíveis fósseis como fonte primária de energia. A emissão desses tipos de gases é a principal causa de mudanças climáticas. De acordo com o Instituto de Pesquisa Ambiental da Amazônia (IPAM), o Dióxido de Carbono ( $CO_2$ ) é considerado o maior contribuinte do aquecimento global, devido à quantidade com que é emitido (IPAM, 2010, p. 8). E sua origem vem, principalmente, da queima de combustíveis fósseis como o gás natural, carvão mineral e o petróleo.

Desta forma, diversos países reconhecem a necessidade da mudança substancial do comportamento das sociedades, identificando que atualmente a base econômica e produtiva mundial depende de atividades que emitem gases de efeito estufa. Isto é, nota-se que é importante o esforço de todos os países a fim de tratar a questão das mudanças climáticas globais, estabilizando a emissão de gases de efeito estufa, para que previna que a interferência humana seja mais danosa ao clima do planeta. A Figura 1.1 mostra a matriz elétrica do mundo em 2020.



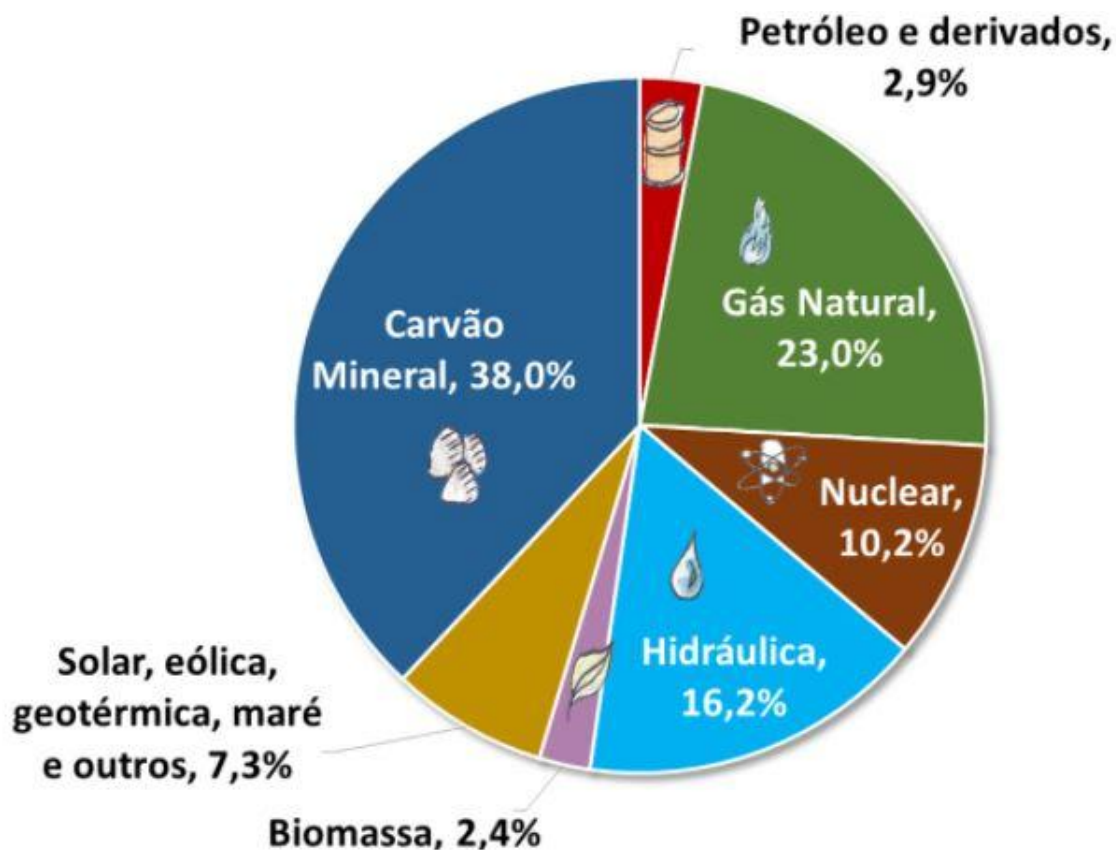


Figura 1.1: Matriz elétrica Mundial (EPE, 2020).

Deste modo, há um esforço dos países em busca de uma matriz de energias renováveis, que são provenientes de recursos naturais. Esses recursos são aqueles que detêm a capacidade de renovação através de um processo de crescimento ou reabastecimento natural. Sendo assim, as fontes de energia renováveis se mostram cada vez mais atrativas, obtendo destaque nas políticas públicas no setor energético, com o objetivo de diminuir a dependência dos derivados de petróleo.

O Brasil é um país que possui diversos recursos naturais que podem ser utilizados para a geração de energia elétrica. De acordo com a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), a matriz elétrica brasileira é baseada em fontes renováveis de energia, ao contrário da matriz elétrica mundial. O que é muito vantajoso para o país, pois além de, usualmente, terem menores custos de operação, as usinas de geração a partir de fontes renováveis, em geral, emitem menos gases estufa.

A maior parte da energia elétrica gerada no Brasil é proveniente de usinas hidrelétricas. Com o tempo, essa alternativa vem se tornando menos atrativa, devido às mudanças climáticas recentes resultadas do processo de aquecimento global no

planeta, que vêm provocando fenômenos naturais extremos, como o aumento na frequência de ciclos de redução da precipitação pluviométrica, o que pode ser um risco crescente para sistemas de produção de energia elétrica que têm como base a hidroeletricidade (INEEP, 2021).

Desta forma, com uma menor participação da energia elétrica advinda de usinas hidroelétricas na matriz elétrica nacional, há a possibilidade de ser um fator de redução de risco no sistema no médio prazo, diante do panorama de aquecimento global.

Através disso, tornou-se interessante buscar a expansão da geração de energia por meio de outras fontes, como a energia solar gerada por módulos fotovoltaicos, que vêm se tornando cada vez mais conhecidas no Brasil. O que do ponto de vista ambiental é excelente, assim como do ponto de vista do desenvolvimento regional, porque essa fonte ajuda a descentralizar a produção de energia no país.

A geração de energia elétrica através de tecnologias alternativas vem apresentando uma diminuição no custo de geração, principalmente as energias solar e eólica de larga escala (Lazard, 2019). Essa informação foi atestada através da análise do Custo Nivelado de Energia (LCOE), que é o custo médio de geração de eletricidade através de uma fonte de energia. Nesse relatório também foi constatado que em alguns cenários, os custos da energia alternativa estavam no custo marginal da geração convencional ou até mesmo abaixo.

Na geração de eletricidade através de módulos fotovoltaicos, a radiação solar interage com um material semicondutor, convertendo raios solares em energia elétrica. Essa tecnologia vem avançando cada vez mais, permitindo que haja um grande aumento em sua capacidade de fornecimento de energia elétrica mundialmente. Isso possibilita que a energia fotovoltaica seja uma opção limpa, renovável e com uma manutenção mínima.

A energia solar fotovoltaica vem sendo utilizada cada vez mais em países asiáticos, como Japão e China, que tem a maior capacidade instalada mundial e também em países da Europa (Fraunhofer, 2021, p.15). No Brasil, a aprovação da Resolução Normativa (REN) 482 pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) em 2012, que instituiu o sistema de compensação de energia elétrica, está possibilitando um crescimento de energia solar fotovoltaica no país.

A Resolução Normativa 687/2015 da ANEEL, introduziu melhorias em relação à REN 482/2012, aumentando as oportunidades para o mercado de energia fotovoltaica no país. Isso porque dentre as melhorias está o aumento do tempo da validade do crédito em energia para cinco anos, que serão consumidos em momentos em que o sistema não produz energia suficiente para atender a demanda do local, como à noite, por exemplo. Entretanto, a energia solar representa apenas 1% da energia total produzida no país, em 2020, como pode ser visto na Figura 1.2

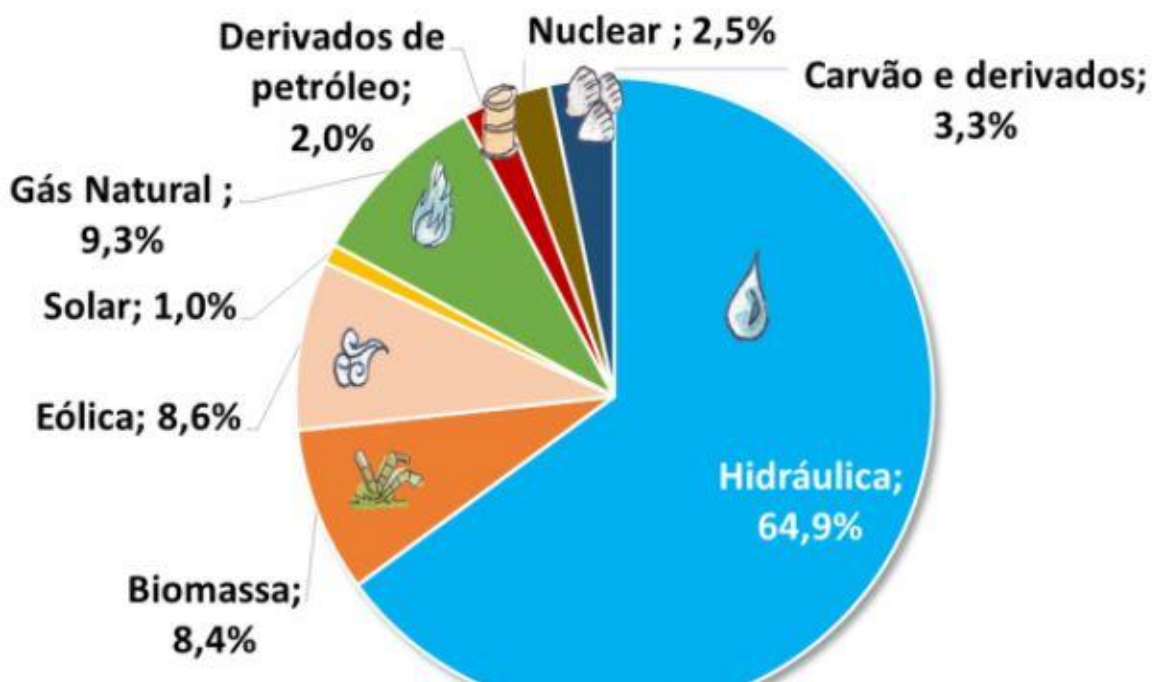


Figura 1.2: Matriz elétrica brasileira em 2020 (EPE).

Os sistemas de geração de energia fotovoltaica podem ser divididos em duas categorias: os sistemas conectados à rede e os sistemas autônomos. O foco deste estudo é em sistemas conectados à rede como alternativa para a energização de uma região na Cidade Estrutural. E, além disso, também observar a possibilidade da instalação dos módulos fotovoltaicos numa pista para caminhada.

### 1.1.1 Motivação

De acordo com o IBGE, o desemprego vem aumentando durante a pandemia, passando de 11,9 milhões de brasileiros desempregados, em março de 2020, para 14,3 em março de 2021 (G1, 2021).

Com isso, a população com alta vulnerabilidade social e baixa escolaridade foi muito afetada, como mostra um levantamento da Fundação Getúlio Vargas (FGV), relatando que a redução do emprego foi maior entre brasileiros que possuem poucos anos de estudo ou não concluíram o ensino médio (FGV, 2021).

Com o estímulo à procura de formas alternativas e mais baratas para a geração de energia no Brasil, houve uma popularização maior de projetos de instalações fotovoltaicas, motivando a determinação de uma forma de trazer benefícios econômicos, sociais e ambientais.

Além disso, segundo a Agência Internacional de Energia (IEA), as medidas para conter o COVID-19 levaram a uma queda significativa no consumo de energia, incluindo eletricidade, gás e petróleo. Como resultados disto, as projeções indicam a redução de 8% na emissão de  $CO_2$ , e apesar do motivo desta redução não ser devido à transição energética, isto mostra que a possibilidade de uma transição de energia sustentável no período pós-pandemia é benéfica para a sociedade.

### 1.1.2 Objetivo Geral

O objetivo deste trabalho é produzir uma forma de investimento que gere benefício social e também energia limpa através de um estudo de viabilidade técnica e econômica da geração de energia elétrica para a região de vulnerabilidade social, Chácara Santa Luzia, no SCIA, por meio de geração distribuída de energia solar fotovoltaica conectada à rede. Observando a possibilidade de utilizar o subsídio para pessoas de baixa renda, destinado às pessoas da região, como investimento inicial para a instalação do sistema planejado. Além disso, o sistema é planejado para ser instalado em uma pista de caminhada na EPVL que liga duas rodovias muito movimentadas no DF, a Via Estrutural e a EPTG, possibilitando gerar interesse pela tecnologia fotovoltaica, chamando atenção de pessoas que passam na região, no que se refere a módulos solares e também estimular a utilização da pista de caminhada no local de instalação.

### 1.1.3 Objetivos Específicos

- Determinar geração anual do sistema;

- Determinar a viabilidade econômica das propostas de usinas levantadas, utilizando os indicadores TIR, VPL, *Payback* descontado, ROI e LCOE;
- Analisar a viabilidade do projeto sem o subsídio para a subclasse “B1 baixa renda”, podendo reduzir o preço pago na conta de luz dos habitantes da região do estudo.
- Analisar se ao evitar pagar subsídio da conta de energia elétrica para os habitantes da região é possível utilizar esse dinheiro para a construção da usina fotovoltaica.

## 2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

### 2.1 Panorama mundial

A instalação de sistemas de geração de energia fotovoltaica vem crescendo significativamente nos últimos anos. A capacidade instalada mundialmente, em 2020 é de 707,49 GW, um aumento de 21,8% em relação ao ano anterior (IRENA, 2021). China, Estados Unidos, Índia e Japão são os países que apresentam maior proeminência no aumento da capacidade instalada, sendo que em 2019, mais de 50% foi instalada nesses territórios. Chegando ao fim de 2019, a geração de energia fotovoltaica contribui em torno de 3% da geração de energia elétrica mundial. (IEA, 2019, p. 4)

Esse crescimento vem sendo principalmente influenciado pelo mercado composto por países da Ásia, que detém em torno de 84% da produção de módulos fotovoltaicos (FRAUNHOFER, 2020, p. 5), o que justifica o fato de países asiáticos como China e Japão terem destaque em termos de capacidade instalada de sistemas de geração fotovoltaica.

A aceleração da implantação de sistemas FV é crucial para diminuir o carbono que é emitido na atmosfera, considerando que estão surgindo, por exemplo, meios de transporte elétricos, que podem exigir no futuro um consumo maior de energia elétrica. A adição de geração de eletricidade renovável é fundamental para que haja a redução de emissões de  $CO_2$  em setores que tradicionalmente dependem do consumo de combustíveis fósseis (IEA, 2020).

De acordo com o IEA, em torno de 720 Mt de emissões de  $CO_2$  foram evitadas, baseando-se na capacidade total instalada até o fim de 2019 (snapshot IEA) Nos próximos anos, a energia fotovoltaica tem o potencial de ser uma das principais fontes de geração de energia em diversos países.

### 2.2 Panorama Nacional

No Brasil, um país com a fonte de energia elétrica predominantemente advinda de meios renováveis de energia, a geração fotovoltaica apresentou um

aumento de 92,2 % de 2018 para 2019 na participação da matriz elétrica da nação. Entretanto, a sua participação é pequena, tendo a fonte hidráulica, a maior participação na matriz elétrica do país (BEN, 2020 p. 36).

De acordo com o Plano Decenal de Expansão de energia-PDE 2030 é estimado que a capacidade instalada de geração solar chegue em 2030, a 8% da potência total gerada no Brasil (EPE, 2021).

A participação da energia solar fotovoltaica no país vem crescendo nos últimos anos, porém ainda é pequena, comparado ao potencial que o Brasil tem na produção de energia, em relação aos níveis de irradiação solar, que são superiores aos de países com aproveitamento de energia solar em larga escala como os da Europa, por exemplo.

## 2.3 Recurso Solar

O sol é responsável pela manutenção da vida na Terra e sua irradiância constitui-se numa fonte energética inesgotável, tendo um ótimo potencial para ser utilizado por meio de sistemas de captação e conversão em outra forma de energia. (CRESESB, 2014, p. 67)

A densidade média anual do fluxo energético proveniente da radiação solar que chega à atmosfera terrestre é de  $1367 \text{ W/m}^2$ . Ao considerar o valor da irradiância do sol que incide sobre a área projetada da Terra, pode ser concluído que a potência total disponibilizada pelo sol ao planeta, no topo da atmosfera, é de aproximadamente 174 mil TW. Desse valor, cerca de 90 mil TW chegam efetivamente na Terra, o restante é absorvido ou refletido diretamente pela atmosfera (CRESESB, 2014, p. 76). Isso pode ser observado na Figura 2.1, a seguir.



Figura 2.1: Luz solar no seu percurso através da atmosfera (modificado) (FREITAS, 2008).

Os projetos de sistemas fotovoltaicos exigem uma irradiação de no mínimo 3 a 4 kWh/m<sup>2</sup>.dia (CRESESB, 2014, p. 81). A figura 2.2 mostra a distribuição média anual da irradiação solar diária mundial.

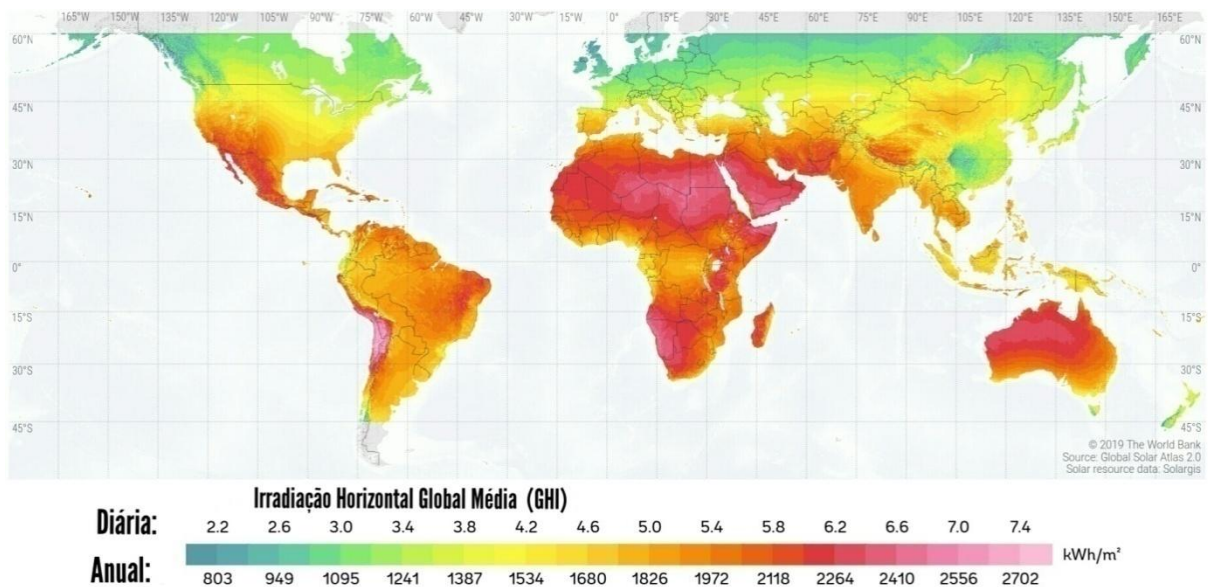


Figura 2.2: Irradiação Global Horizontal no mundo (modificado) (SOLARGIS).

Ao observar a Figura 2.2, nota-se que a maior parte das áreas entre os trópicos tem potencial para a instalação de sistemas fotovoltaicos. Além disso, pode-se notar que países mais próximos às zonas tropicais, como o Brasil, têm um



potencial maior quando comparado com países da Europa, onde a conversão fotovoltaica tem uma capacidade instalada significativa.

O Brasil possui um grande potencial para o aproveitamento da energia solar fotovoltaica, isto pode ser visto na Figura 2.3. Segundo o Atlas Brasileiro de Energia Solar, diariamente incide em torno de 5 kWh/m<sup>2</sup> por dia no país. Inclusive, há regiões, como o estado da Bahia, em que o valor de irradiação média diária chega a 6,4 kWh/m<sup>2</sup>.dia.

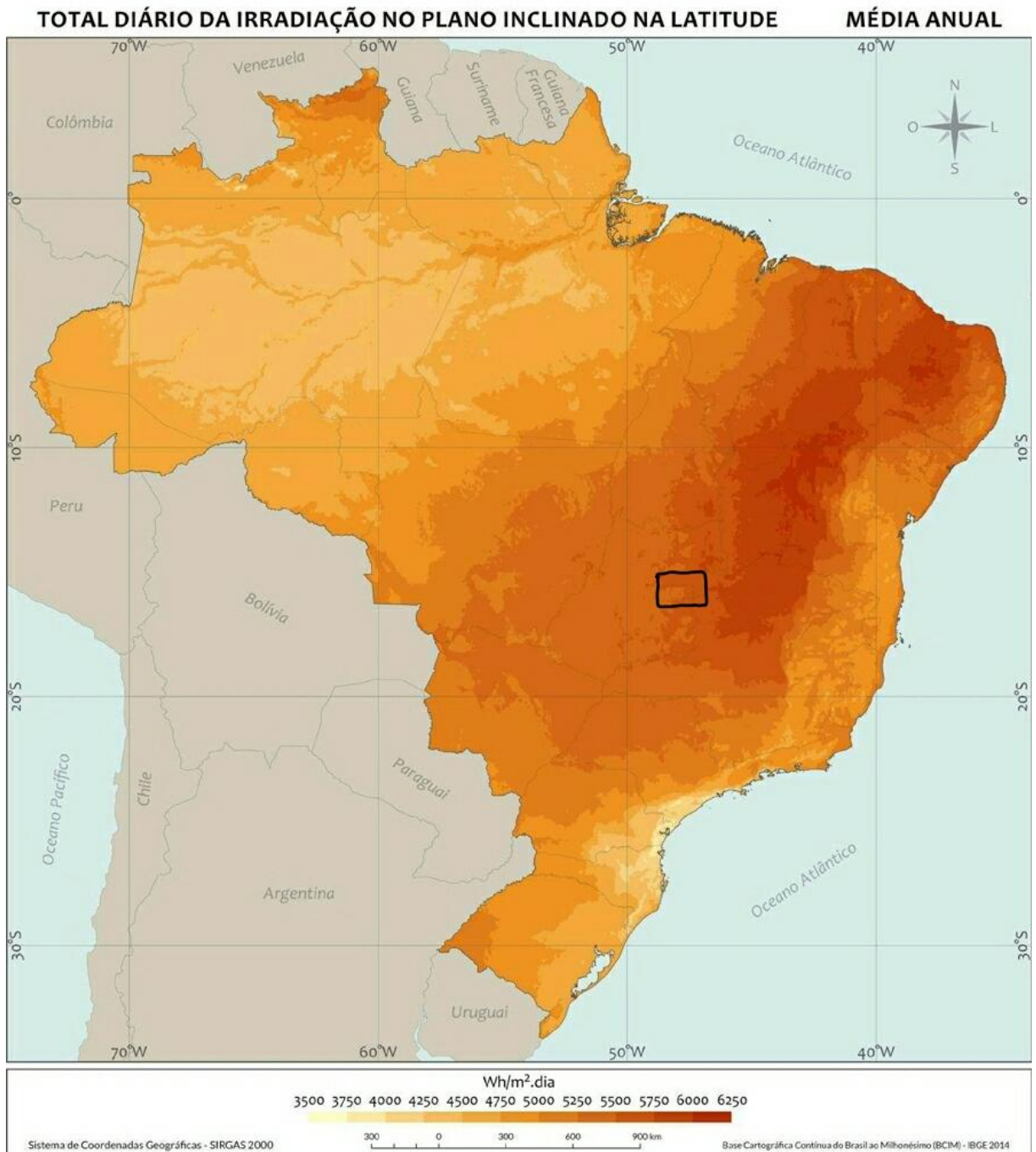


Figura 2.3: Total diário da irradiação global horizontal no Brasil (modificado) (SOUZA, 2017).

O local escolhido para o estudo está destacado no mapa da Figura 2.3, que é na região do Distrito Federal.

## 2.4 Energia Solar Fotovoltaica

O efeito fotovoltaico é um fenômeno físico que possibilita a conversão da energia contida na luz em energia elétrica. Esse fenômeno foi observado pela primeira vez pelo físico francês Alexandre Edmond Becquerel, em 1839. Esse efeito ocorre em materiais semicondutores, que são materiais que se comportam como isolantes à 0 Kelvin, entretanto, com o aumento de temperatura, começam a conduzir eletricidade, agindo como um condutor (ZILLES, 2012, p. 16).

Na indústria de dispositivos de conversão fotovoltaica, os materiais semicondutores mais utilizados são: silício (Si) monocristalino, policristalino e amorfo; arseneto de gálio (GaAs); disseleneto de cobre e índio (CuInGaSe<sub>2</sub>); e telureto de cádmio (CdTe).

Esses materiais, que são utilizados na fabricação de dispositivos de conversão fotovoltaica são escolhidos através de alguns fatores, como custo de fabricação e impactos ambientais causados na deposição do material (ZILLES, 2012, p. 16).

### 2.4.1 Módulo Solar fotovoltaico

O módulo fotovoltaico é uma unidade básica formada de células fotovoltaicas, interligadas eletricamente e encapsuladas, com o objetivo de gerar energia elétrica (CRESESB, 2014).

A célula fotovoltaica é constituída por um material semicondutor, e nele são adicionadas substâncias, chamadas de dopantes, de modo a criar um meio adequado para o efeito fotovoltaico.

Para haver corrente elétrica é necessário que exista um campo elétrico, uma diferença de potencial entre duas zonas da célula, por isso um módulo fotovoltaico constituído por cristais de silício puro não produziria energia elétrica.

Através de um processo conhecido como dopagem, são introduzidas impurezas em uma rede cristalina de um semicondutor com o objetivo de modificar suas propriedades elétricas, se torna possível criar duas camadas na célula, a camada tipo p e a camada tipo n, que têm, respectivamente, um excesso de cargas positivas e cargas negativas, isso tendo como referência o silício puro.

O boro é o dopante comumente utilizado para criar a região do tipo p, pelo fato do boro ter três elétrons na camada de valência e quando adicionados ao silício criam lacunas, que conduzem corrente e por causa da ausência de um elétron cria

uma carga positiva. Para a região n, geralmente, é utilizado o fósforo. O fósforo possui cinco elétrons na camada de valência. Ocorrem ligações covalentes entre quatro elétrons e um deles fica livre, que ganha movimento e gera corrente elétrica.

Ao unir as camadas n e p dos semicondutores impuros, é formada uma região de transição conhecida como junção p-n, onde é criado um campo elétrico que separa os portadores de carga que a atingem.

Se uma junção pn receber fótons com energia maior que a lacuna, acontecerá então a geração de pares elétron-lacuna. Caso aconteça na região onde o campo elétrico é diferente de zero, as cargas serão aceleradas, desta forma, gerando uma corrente através da junção, este deslocamento de cargas dá origem a uma diferença de potencial chamado de Efeito Fotovoltaico. Ao conectar os terminais da célula de silício por um fio, haverá uma circulação de elétrons.

## 2.4.2 Circuito Equivalente

Um módulo fotovoltaico pode ser idealmente representado por um diodo em paralelo com uma fonte de corrente proporcional à irradiância incidente no módulo. Entretanto, para analisar o comportamento de uma célula real, são necessários mais elementos que modelem uma célula fotovoltaica. A Figura 2.4 Ilustra o modelo mais completo:

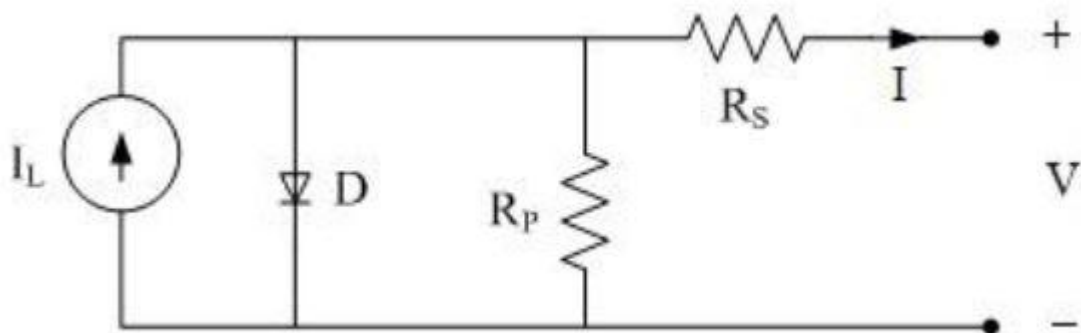


Figura 2.4: Circuito equivalente de uma célula fotovoltaica (DC module: diode equivalent circuit models, 2021).

No modelo da Figura 2.4 há a consideração das perdas existentes na célula real, representadas pelas resistências  $R_s$ , e  $R_p$ . A resistência série ( $R_s$ ) tem origem no próprio material semicondutor, nos contatos metálicos. Com base nesse modelo pode-se calcular a corrente  $I$  através da seguinte expressão:

$$I = I_L - I_0 \left[ \exp \left( \frac{q(V+IR_s)}{nkT} \right) - 1 \right] - \frac{V+IR_s}{R_p} \quad (2.1)$$

Onde:

- $I_L$ : corrente fotogerada [A];
- $I_0$ : corrente de saturação reversa do diodo [A];
- $q$ : carga do elétron;
- $V$ : tensão na célula fotovoltaica [V];
- $R_s$ : resistência em série [ $\Omega$ ];
- $R_p$ : resistência em paralelo [ $\Omega$ ];
- $n$ : fator de idealidade do diodo;
- $k$ : constante de Boltzmann =  $1,38 \cdot 10^{-23}$  J/K;
- $T$ : temperatura [K].

As curvas da corrente  $I$  e da potência  $P$  de uma célula em função da tensão  $V$ , conhecidas, respectivamente, como curvas  $I \times V$  e  $P \times V$ , em uma célula desse modelo são mostradas na Figura 2.5

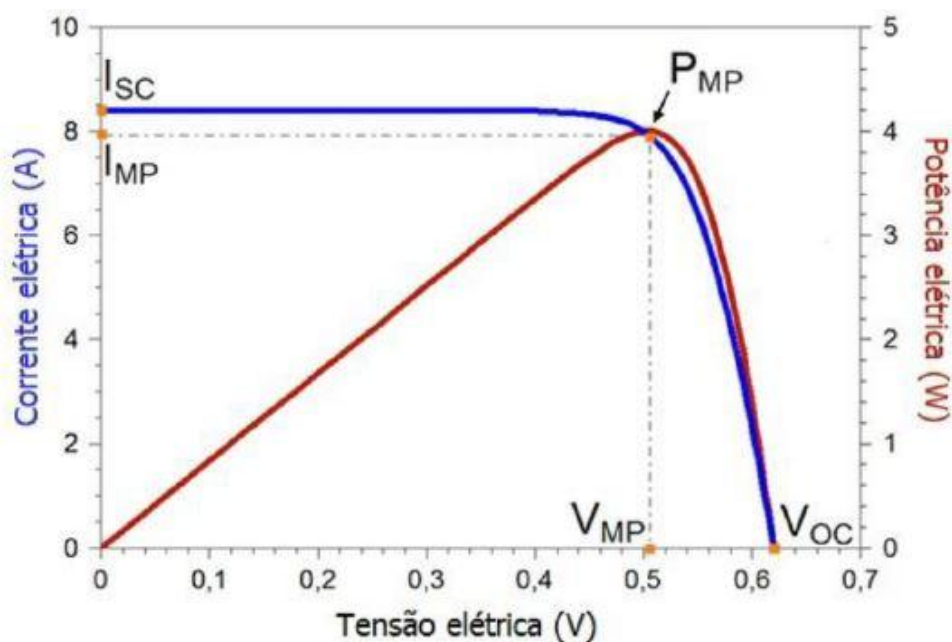


Figura 2.5: Curvas  $I \times V$  e  $P \times V$  características da célula fotovoltaica (CRESESB, 2014).

A Figura 2.5 ilustra cinco parâmetros elétricos que caracterizam uma célula fotovoltaica:

- *Tensão de circuito aberto ( $V_{OC}$ )*: é a máxima tensão que uma célula fotovoltaica consegue gerar entre seus terminais, quando não há corrente elétrica circulando.
- *Corrente de curto-circuito ( $I_{SC}$ )*: é a máxima corrente que se pode obter de uma célula fotovoltaica, quando a tensão entre seus terminais é zero.
- *Ponto de máxima potência ( $P_{MP}$ )*: é o valor na qual o módulo fornece a potência máxima e onde o módulo deve operar, para obter a máxima geração possível;
- *Tensão de máxima potência ( $V_{MP}$ )*: tensão de operação quando o módulo se encontra em seu ponto de máxima potência.
- *Corrente de máxima potência ( $I_{MP}$ )*: é a corrente para a qual a potência de saída é máxima.

Outro parâmetro de uma célula fotovoltaica, que não pode ser obtido pelas curvas  $I \times V$   $P \times V$  é a eficiência. A eficiência de uma célula fotovoltaica ( $\eta$ ) mede o quanto efetiva é a conversão de potência solar em potência elétrica (CRESESB, 2014). Ela pode ser calculada como:

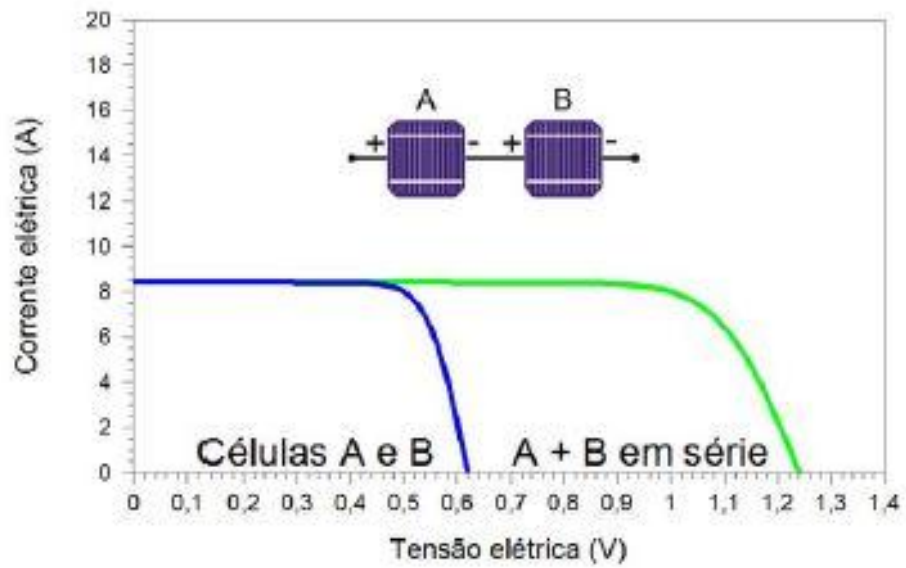
$$\eta = \frac{P_{MP}}{A \cdot G} \cdot 100\% \quad (2.2)$$

Em que,  $A$  ( $M^2$ ) é a área da célula e  $G$  ( $W/m^2$ ) é a irradiância solar incidente. A unidade da potência da célula é o  $W_p$  (watt-pico), que é associada às condições-padrão de ensaio (STC).

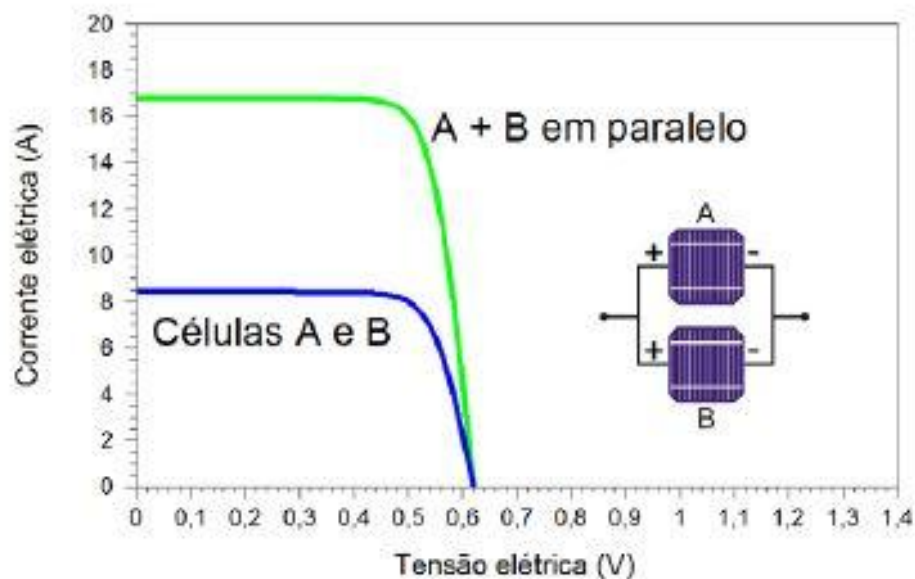
Os dispositivos fotovoltaicos podem ser associados em série e/ou paralelo, de forma a obter corrente e tensão desejadas. Ao ser conectado na associação em série, o terminal positivo de um dispositivo é conectado ao terminal negativo de outro dispositivo, e assim, por diante. Quando a ligação é em série, e os dispositivos são submetidos à mesma irradiância solar, as tensões são somadas e a corrente elétrica é a mesma.

Na associação em paralelo, para dispositivos idênticos, os terminais positivos são interligados entre si, assim como os terminais negativos. As correntes elétricas são somadas, e a tensão permanece sem alteração.

A Figura 2.6, a seguir, mostra o comportamento das curvas  $I-V$  de duas células fotovoltaicas de silício cristalino para essas conexões.



(a)



(b)

Figura 2.6: Curvas I-V de duas células fotovoltaicas de silício cristalino quando conectadas (a) em série e (b) em paralelo (CRESESB, 2014).

O aumento da irradiância incidente e/ou da temperatura ambiente produz um aumento da temperatura da célula, que como consequência, reduz sua eficiência (CRESESB, 2014). Isso, porque a tensão da célula diminui de forma significativa com o aumento da temperatura, enquanto que sua corrente sofre uma elevação muito pequena, quase desprezível, que não compensa a perda causada pela diminuição da tensão. A Figura 2.7 a seguir, mostra esse efeito.

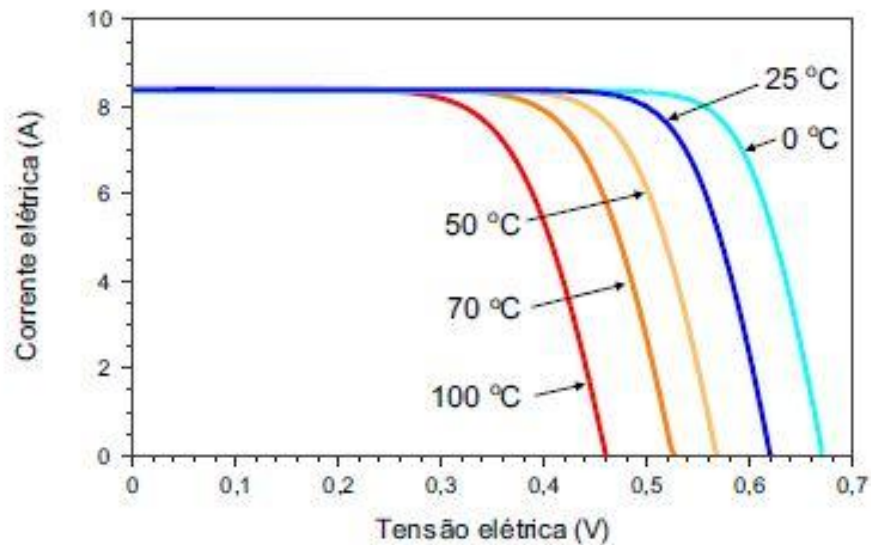


Figura 2.7: Efeito causado pela temperatura da célula fotovoltaica na curva I-V para irradiação de  $1000 \text{ W/m}^2$  (CRESESB, 2014).

## 2.5 Inversor

Os módulos fotovoltaicos produzem energia em corrente contínua, porém, a energia utilizada pela maioria dos equipamentos e injetada na rede elétrica é em corrente alternada. Por esse motivo, é necessário o uso de um equipamento eletrônico conhecido como inversor, para que haja a conversão em corrente alternada com as características (frequência, conteúdo harmônico, forma de onda) necessárias para satisfazer as condições impostas pela rede elétrica pública e possibilitar a conexão à rede.

A conversão de CC em CA pelos inversores fotovoltaicos é através de dispositivos eletrônicos de chaveamento, como MOSFETs e IGBTs. Quando se trata de inversores é importante considerar a eficiência e a qualidade da energia gerada pelo mesmo. A Figura 2.8 mostra inversores fotovoltaicos de uma usina de geração FV em série.





Figura 2.8: Inversores fotovoltaicos (Boreal Solar, 2021).

## 2.6 Sistemas de geração fotovoltaicos

Os sistemas fotovoltaicos têm diversos tamanhos e várias utilizações, como por exemplo, a alimentação de bombas d'água, abastecimento de cargas domésticas em lugares sem rede e na produção descentralizada, onde a energia é gerada próxima do local de consumo. Os sistemas de geração fotovoltaicos são classificados em sistemas isolados, sistemas conectados à rede e sistemas híbridos. Estes modos serão apresentados nas subseções seguintes.

### 2.6.1 Sistemas Isolados ou autônomos

Esse tipo de sistema, que também é conhecido por *off-grid*, é desconectado de uma rede elétrica de transmissão, portanto há a necessidade de baterias para assegurar a alimentação nos períodos em que a radiação solar não está disponível. Entretanto, alguns sistemas isolados não necessitam de baterias para armazenamento, por exemplo, na irrigação, onde toda a água bombeada é consumida ou colocada em um reservatório. Um exemplo de sistema isolado pode ser visto esquematizado na Figura 2.9.

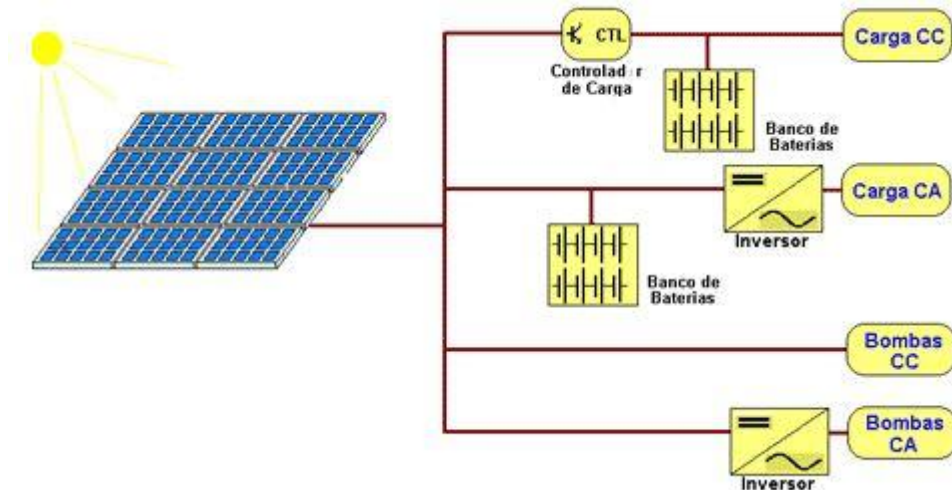


Figura 2.9: Diagrama de sistemas fotovoltaicos em função da carga utilizada (FREITAS, 2008).

A principal vantagem do sistema autônomo é a possibilidade da utilização em regiões remotas, por ser independente da rede de distribuição de energia, entretanto, necessita de baterias e controladores de carga, tornando o sistema mais caro e requer trocas em intervalos mais rápidos que a vida útil dos inversores.

## 2.6.2 Sistemas conectados à rede

Também conhecidos como sistemas on grid, são sistemas ligados a uma rede elétrica de distribuição, como se encontra esquematizado na Figura 2.10. Nesses sistemas, é necessário um inversor para converter a energia CC gerada no painel em energia CA, utilizada pela rede elétrica. Esses sistemas podem ser utilizados como usinas de grande porte, possuindo a mesma estrutura de uma usina de pequeno porte, exceto pelo fato de que elas fornecem energia em alta tensão e por isso precisam de um transformador para se adequar a energia gerada à rede elétrica.

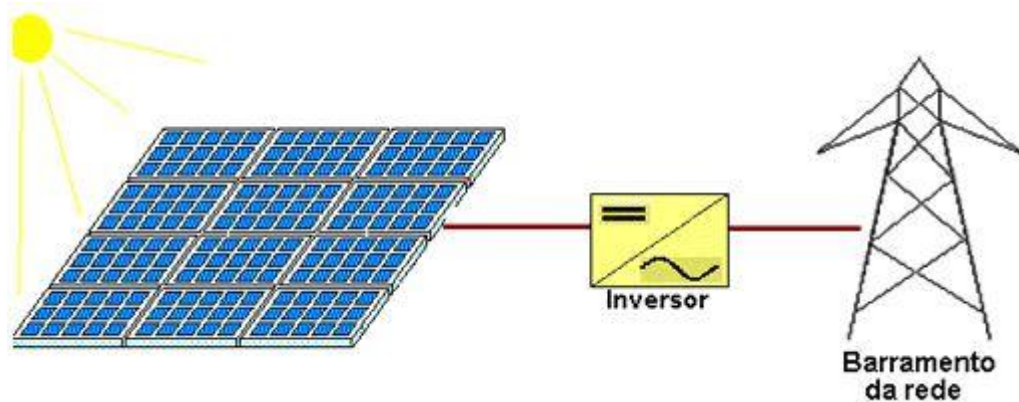


Figura 2.10: Sistema conectado à rede (FREITAS, 2008).

Esses sistemas, geralmente, são utilizados para geração residencial e comercial. Essa aplicação possibilita o consumidor adquirir créditos de energia e é usualmente classificada como Geração Distribuída (ver mais sobre em 2.7).

### 2.6.3 Sistemas híbridos

São sistemas fotovoltaicos utilizados para alimentar as cargas combinado com outros sistemas que utilizam energias renováveis, como por exemplo, gerador a gás, eólico ou diesel. Como os sistemas híbridos são usados na ausência da rede elétrica convencional, é necessário um sistema de gestão e controle para aperfeiçoar a geração combinada das diferentes fontes de energia. Na Figura 2.11 É mostrado o esquema de um sistema híbrido.



Figura 2.11: Exemplo de sistema híbrido (FREITAS, 2008).

## 2.7 Geração distribuída

Com a geração distribuída, o consumidor brasileiro pode gerar sua própria energia elétrica a partir de fontes renováveis ou cogeração qualificada e inclusive fornecer o excedente para a rede de distribuição de sua localidade.

O sistema de geração distribuída proporciona o aumento da utilização de fontes renováveis, desta forma, reduzindo a emissão de poluentes, além de diversos benefícios indiretos, como a diversificação da matriz energética, o baixo impacto ambiental e a geração de empregos.

Em 17 de abril de 2012, entrou em vigor a Resolução Normativa da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) nº 482/2012 e o brasileiro pôde gerar sua própria energia elétrica a partir de fontes renováveis ou cogeração qualificada e também fornecer o excedente para a rede de distribuição de sua região.

Além disso, foram apresentadas as seguintes definições:

- Microgeração distribuída: Sistemas de geração de energia renovável ou cogeração qualificada conectados à rede com potência até 75 kW;
- Minigeração Distribuída: Sistemas de geração de energia renovável ou cogeração qualificada conectados à rede com potência superior a 75 kW e inferior ou igual a 5 MW.

Em 2015, com o objetivo de aumentar o público alvo, reduzir os custos e tempo para a conexão da microgeração e minigeração e tornar o sistema de compensação de energia elétrica compatível com as condições gerais de fornecimento, a ANEEL publicou a Resolução Normativa nº 687/2015, revisando a Resolução Normativa nº 482/2012. De acordo com as novas regras, quando a quantidade gerada num determinado mês for superior à energia consumida naquele período, o consumidor fica com créditos que podem ser utilizados para diminuir a fatura dos meses seguintes. O prazo de validade é de 60 meses e pode ser utilizado para abater o consumo de unidades consumidoras do mesmo titular que forem situadas em outro local, desde que esteja na área de atendimento da mesma distribuidora.

Além disso, é importante ressaltar que, para as unidades consumidoras conectadas em baixa tensão, deverá ser feito um pagamento devido ao custo de

disponibilidade, o valor em reais obedecendo ao padrão de distribuição, 30 kWh (monofásico), 50 kWh (bifásico) ou 100 kWh (trifásico).

Dessa forma, nota-se que a geração distribuída no Brasil é baseada na compensação de energia, no qual o consumidor-gerador, depois de descontado o seu próprio consumo, recebe créditos na sua conta pelo saldo positivo de energia gerada e inserida na rede, ou seja, um sistema de compensação de energia.

De acordo com dados da ANEEL, em 2020 o Brasil havia ultrapassado a marca de 6,67 GW de potência instalada em micro e minigeração distribuída de energia elétrica, um avanço proporcionado em grande parte pelas Resoluções Normativas 482/2012 e 687/2015. O grande destaque na geração distribuída no Brasil é a energia solar fotovoltaica, que corresponde a 74,5% do número de usinas em operação, no ano de 2019. A Figura 2.12 ilustra esse dado.

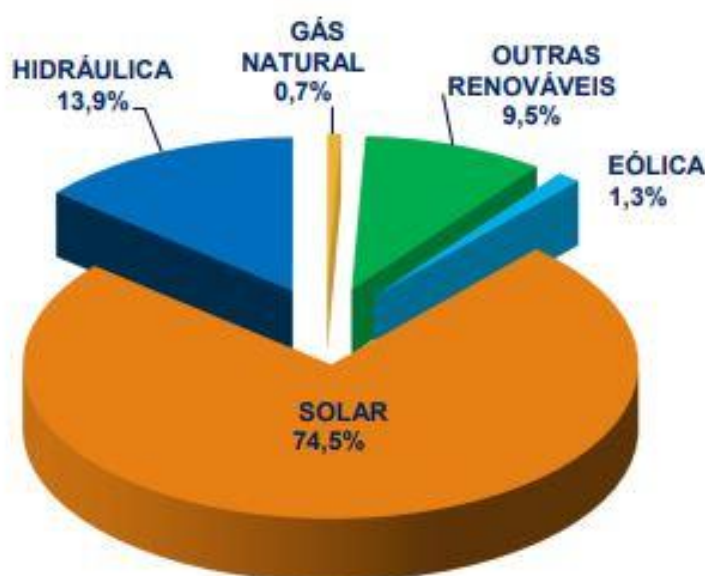


Figura 2.12: Participação de cada fonte na geração distribuída em 2019 (EPE, 2020).

A geração distribuída se mostra muito promissora, e em 2020 a Agência Nacional de Energia Elétrica divulgou que a marca de 3,2 GW de capacidade instalada foi ultrapassada.

## 2.8 Modelo Tarifário Brasileiro

Para aproximar o consumo de energia das unidades consumidoras é necessário entender que no Brasil há diferentes maneiras de considerar a tarifa a

ser aplicada na conta de luz. Além disso, é importante ter conhecimento do sistema de subsídio para pessoas de baixa renda, desta forma, podendo saber a tarifa cobrada para a região de estudo.

De acordo com a ANEEL, as modalidades tarifárias são um conjunto de tarifas aplicáveis ao consumo de energia elétrica e demanda de potências ativas. Elas são definidas de acordo com o Grupo Tarifário:

- **Grupo A:** Unidades consumidoras da Alta Tensão, que são divididos em subgrupos de acordo com a tensão de fornecimento, são eles A1, A2 e A3. As unidades consumidoras de média tensão como os subgrupos A3a e A4, e de sistemas subterrâneos que tem o subgrupo AS. E também podem se diferenciar pelo tempo de uso diário:
- **Horária Azul:** tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica e de demanda de potência, de acordo com as horas de utilização do dia. Disponibilizada para todos os subgrupos do grupo A; e
- **Horária Verde:** tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica, de acordo com as horas de utilização do dia, e de uma única tarifa de demanda de potência. Disponível para os subgrupos A3a, A4 e AS.
- **Grupo B:** Unidades consumidoras da Baixa Tensão, que são divididos em subgrupos, sendo eles classe residencial (B1), classe rural (B2), demais Classes (B3) e Iluminação Pública (B4). E também podem ser diferenciados em relação ao tempo de uso:
- **Convencional Monômnia:** tarifa única de consumo de energia elétrica, independentemente das horas de utilização do dia; e
- **Horária Branca:** tarifa diferenciada de consumo de energia elétrica, de acordo com as horas de utilização do dia. Não está disponível para o subgrupo B4 e para a subclasse Baixa Renda do subgrupo B1.

Os consumidores enquadrados na subclasse “Baixa Renda” recebem descontos concedidos pela Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, que criou a Tarifa Social de Energia Elétrica (TSEE). Outra lei e um decreto regulamentam esse benefício, que conta com a isenção do custeio da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) e do custeio do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA).

Além das isenções tarifárias recebidas, são aplicados descontos no restante da tarifa residencial, e esses descontos são regulamentados pela Resolução nº. 485/2002 da ANEEL de modo cumulativo, como pode ser visto na Tabela 2.1:

Tabela 2.1: Descontos concedidos para os consumidores enquadrados na Subclasse Residencial Baixa Renda.

Parcela de consumo mensal de energia elétrica	Desconto	Tarifa de aplicação da redução
De 0 a 30 kWh	65%	B1 subclasse baixa renda
De 31 kWh a 100 kWh	40%	
De 101 kWh a 220 kWh	10%	
A partir 221 kWh	0%	

Fonte: ANEEL

Para ter acesso ao desconto na conta de energia, é necessário que a unidade consumidora seja residencial e a família atenda a um dos seguintes critérios:

- Estar inscrita no Cadastro Único para Programas Sociais do Governo Federal, com renda familiar mensal per capita menor ou igual a meio salário mínimo nacional.
- Receber o Benefício de Prestação Continuada da Assistência Social (BPC).
- As famílias inscritas no Cadastro Único com renda mensal total de até três salários mínimos, que tenha portador de doença ou patologia cujo tratamento ou procedimento médico exija o uso continuado de aparelhos, equipamentos ou instrumentos que, para seu funcionamento, demandem consumo de energia elétrica.

Para o ano de 2019, foi custeado pela CDE em torno de R\$ 2,3 bilhões, para desconto de baixa renda no Brasil inteiro. Com essa informação, pode-se notar que há muitos consumidores enquadrados na subclasse baixa renda no país.

## 3. MÉTODOS E MATERIAIS

### 3.1 Local Escolhido

A Cidade Estrutural é uma subdivisão do Setor Complementar de Indústria e Abastecimento (SCIA), uma região administrativa do Distrito Federal. Essa subdivisão tem o nome inspirado na via que corta a região da via estrutural (DF-095).

A formação da Estrutural é originada através de invasões de catadores de lixo próximas ao primeiro aterro sanitário do Distrito Federal, que surgiu na década de 1960. A cidade se expandiu na medida em que pessoas que não possuíam condições para adquirir um imóvel ou não tinham casa própria chegavam.

Somente em 2004 a área foi regulamentada como região administrativa do Distrito Federal. Desde a regulamentação, o quadro de serviços públicos cresceu bastante, porém, é insuficiente para a quantidade de habitantes e demanda populacional.

Porém, mesmo com a região regulamentada, catadores e trabalhadores continuaram migrando para diversas áreas, inclusive localidades próximas do aterro.

Apesar da possibilidade de remoção dos indivíduos da região, as décadas seguintes foram marcadas pela expansão da ocupação irregular, o que acabou constituindo uma nova cidade, com uma necessidade urgente de trabalho, no entanto, sem planejamento e infraestrutura adequados.

A 13 km da capital do país, fica a região considerada pelo governo, a mais precária do Distrito Federal. Há em torno de 20 anos cresce uma ocupação, subdivisão da região administrativa, chamada Chácara Santa Luzia, que fica localizada entre os limites criados para separar a Cidade Estrutural e o Parque Nacional de Brasília, que pode ser observado na Figura 3.1 a seguir.





Figura 3.1: Mapa do SCIA com foco na região da Chácara Santa Luzia (modificado) (Google Earth).

Atualmente, a Chácara Santa Luzia abriga, aproximadamente, 20 mil pessoas em 3800 moradias precárias e em alta vulnerabilidade social. A maior parte da população da Chácara Santa Luzia é de pessoas que vieram de outros estados para trabalhar como catadores no “lixão da Estrutural”, que foi fechado em janeiro de 2018.

Segundo a Companhia de Desenvolvimento Habitacional do Distrito Federal (Codhab), em 2014 começou um crescimento desenfreado. E atualmente, há alguns pequenos comércios e casas de alvenaria, porém a maioria das construções é em madeira.

Em 2017, a região conseguiu a sua primeira parada de ônibus. Além disso, de acordo com um estudo recente da Companhia de Planejamento do Distrito Federal (Codeplan), a região apresenta insuficiência de dispositivos públicos como hospitais, creches e não há saneamento básico ou escolas. A Figura 3.2, a seguir, mostra a realidade da Chácara Santa Luzia.



Figura 3.2: Imagem da Chácara Santa Luzia (Correio Braziliense, 2018).

Com o objetivo de solucionar os problemas urbanos da Cidade Estrutural, em 2018 foi apresentado pelo governo do Distrito Federal um plano de realocação dos habitantes da Chácara Santa Luzia, um conjunto habitacional chamado de Orla Santa Luzia, que até o presente momento ainda não foi construído. Criado pela Codhab, o projeto consiste na construção de 13,2 km de casas lajeadas. Além das casas, haverá também postos de saúde e escolas. O projeto prevê a utilização de energia solar. A figura 3.3 mostra a previsão do projeto da Orla Santa Luzia.

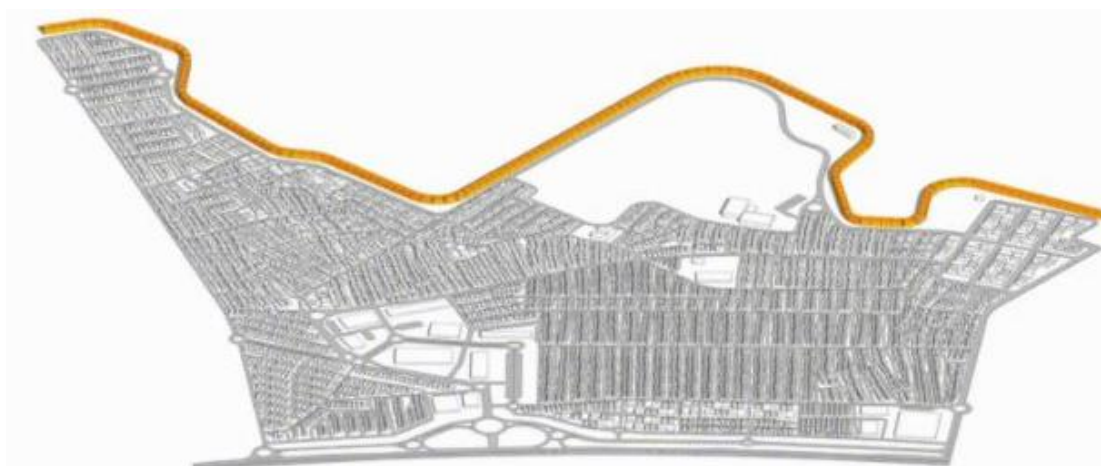


Figura 3.3: Mapa do SCIA com região do projeto da Orla Santa Luzia em destaque (Correio Braziliense, 2018).

## 3.2 Dimensionamento do Sistema Fotovoltaico

Para determinar uma proposta de usina que gere a energia consumida pela Chácara Santa Luzia, serão considerados os dados do potencial solar do local, as perdas e estimar o consumo de energia para aproximar o valor necessário de energia que precisará ser gerada. Após isso, por meio da potência total necessárias poderá ser considerada a área necessária para a instalação, e depois a escolha dos inversores e módulos solares poderá ser realizada. A Figura 3.4 mostra como seguiu esse raciocínio.

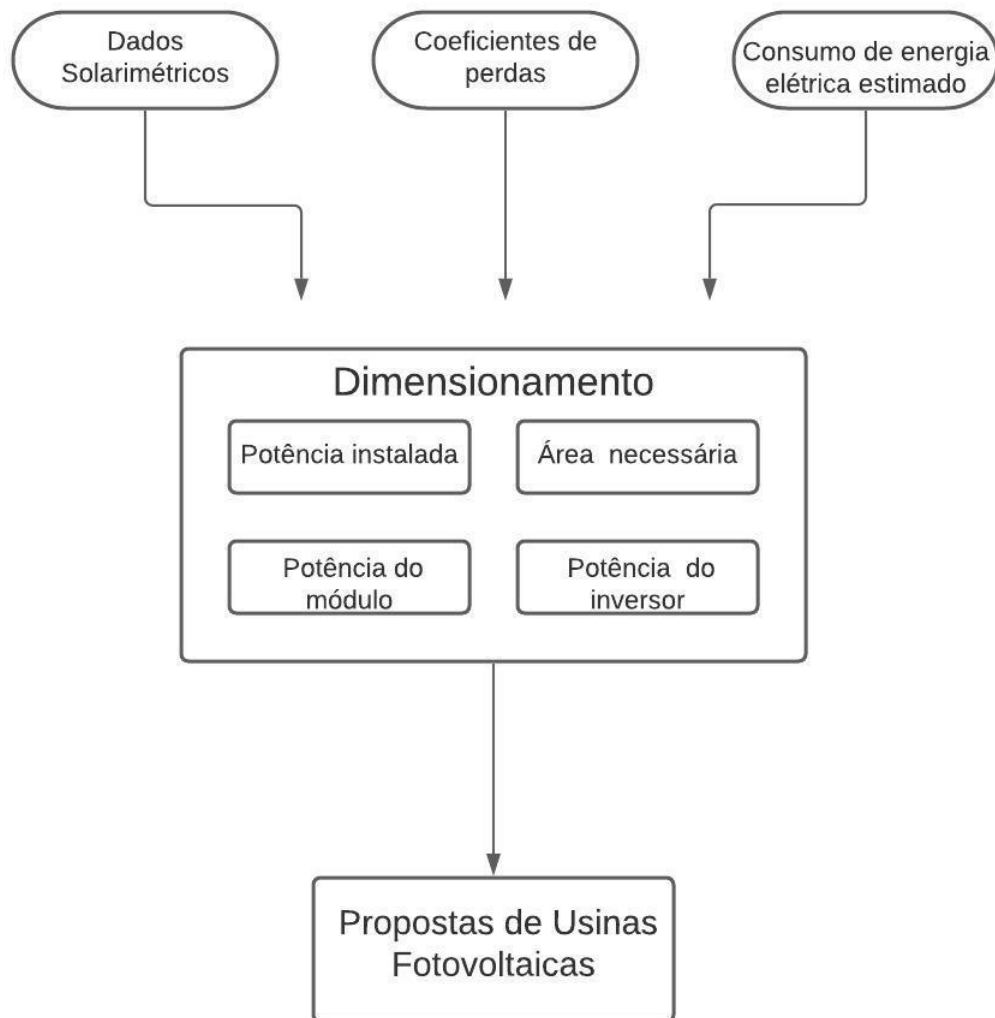


Figura 3.4: Esquemático da metodologia de análise técnica.

Para o estudo da execução de um sistema de geração fotovoltaica conectado à rede elétrica, é necessário dimensionar o sistema de acordo com as normas da ABNT, NBR 16274 e NBR 16150, que dizem respeito a sistemas desse tipo e também a avaliação da viabilidade do sistema.

Não há registros oficiais acerca do consumo mensal de energia elétrica da Chácara Santa Luzia, por isso, é preciso que haja uma estimativa do consumo na região, para que o sistema instalado na EPVL supra as necessidades dos habitantes. Sendo assim, serão feitas estimativas do consumo da região com o propósito de estimar o consumo real.

Para isso, será levado em consideração o padrão de consumo do DF, que de acordo com a CEB, a média de consumo mensal no DF é de 220 quilowatts-hora (kWh) (G1, 2020).

Desta forma, é preciso se atentar que a região não tem uma política integrada de geração de emprego e renda, e que cerca de 20 mil habitantes vivem em 3.800 moradias precárias, e desta forma, será suposto que haja poucos eletrodomésticos nas residências e, portanto, um consumo menor.

Deste modo, a seguir serão apresentados três casos de consumo mensal por unidade consumidora, cada um com valor estimado diferente. Os casos serão considerados para o dimensionamento de sistemas de geração FV, que serão comparados e analisados para que seja escolhido o caso mais vantajoso em relação ao espaço utilizado e também financeiramente. A partir disso, possibilita-se que as pessoas da localidade paguem um valor menor na conta de energia elétrica.

Os valores selecionados para estudo foram baseados na faixa de valores regulamentados pela Lei 10.438, de 26 de abril de 2002. Essa lei regulamenta que o consumidor integrante da Subclasse Residencial Baixa Renda, assim considerado aquele que, atendido por circuito monofásico, tenha consumo mensal inferior a 80 kWh/mês ou cujo consumo situe-se entre 80 e 220 kWh/mês.

Para o estudo foram considerados valores que estivessem dentro dessa faixa de consumo. Desta forma, o estudo seguirá o planejamento de considerar três casos e escolher o que tiver maior viabilidade econômica ou até mesmo instalar um sistema menor e depois aumentar, caso os sistemas maiores sejam viáveis economicamente. Para o primeiro caso, foi estimado que o consumo médio mensal dos habitantes da Chácara Santa Luzia seria de 80 kWh, para o segundo caso foi considerado o valor de 120 kWh/mês e para a terceira hipótese foi considerado o valor de 160 kWh/mês.

Contudo, para a realização do dimensionamento do sistema fotovoltaico, além da necessidade de obter o consumo médio mensal (kWh/dia), é necessário descontar o valor de 30 kWh/mês que é referente à taxa mínima que a concessionária cobra para instalações monofásicas.

### 3.2.2 Inclinação e Orientação

Como foi visto no capítulo 2, para um dimensionamento correto de um projeto fotovoltaico é necessário considerar o potencial solar do local de instalação, além de inclinar e orientar o módulo solar na posição mais adequada. E é muito importante realizar uma instalação onde há o melhor aproveitamento da luz solar, observando se há a presença de árvores e construções que possam oferecer sombreamento para os módulos.

O índice de irradiação solar diária média mensal pode ser obtido através da base dados do software SunData, disponível no site do CRESESB (Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio Brito). Quando expresso em kWh/m<sup>2</sup>, chama-se de Horas de Sol Pleno (HSP). A partir destes dados, pode ser obtido o valor de irradiação solar diária média mensal, que é de 5,45 kWh/m<sup>2</sup>-dia com um painel inclinado em 16° N e 5,25 kWh/m<sup>2</sup> para o plano horizontal. Os valores de pico ocorrem em agosto, com 6,63 kWh/m<sup>2</sup>, e 5,90 kWh/m<sup>2</sup>, respectivamente. Estes dados podem ser conferidos na Figura 3.5.

#	Ângulo	Inclinação	Irradiação solar diária média mensal [kWh/m <sup>2</sup> .dia]												Média	Delta
			Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez		
<input checked="" type="checkbox"/>	Plano Horizontal	0° N	5,33	5,64	5,00	4,97	4,80	4,72	5,02	5,90	5,71	5,55	5,02	5,36	5,25	1,18
<input checked="" type="checkbox"/>	Ângulo igual a latitude	16° N	4,93	5,41	5,04	5,35	5,52	5,64	5,93	6,63	5,93	5,40	4,69	4,91	5,45	1,93
<input checked="" type="checkbox"/>	Maior média anual	18° N	4,87	5,36	5,03	5,37	5,59	5,73	6,02	6,69	5,93	5,36	4,64	4,84	5,45	2,05
<input checked="" type="checkbox"/>	Maior mínimo mensal	4° N	5,26	5,61	5,04	5,09	5,01	4,98	5,28	6,12	5,80	5,54	4,96	5,27	5,33	1,16

Figura 3.5: Dados de insolação solar média ao longo do ano (CRESESB, 2021).

### 3.2.3 Perdas

Para estimar a energia elétrica gerada por um sistema fotovoltaico de forma mais precisa, é necessário considerar as perdas inerentes ao sistema (ZILLES, 2012, p. 70). Neste trabalho, foram consideradas as seguintes perdas:

- Perdas por temperatura: Como foi explicado na seção 2.4, altas temperaturas prejudicam a produção do sistema de energia solar. Isto é, essas perdas estão relacionadas à queda de rendimento dos módulos por causa do aumento de temperatura nas células fotovoltaicas;
- Perdas por incompatibilidade elétrica: A incompatibilidade pode ser resultado do processo de fabricação dos módulos, ou seja, ocorre quando os módulos não apresentam características iguais. Além disso, pode ser por um arranjo elétrico inadequado, módulos em série com inclinações diferentes ou em paralelo com uma quantidade diferente de módulos;

- Perdas por acúmulo de sujeira: É necessário analisar o ambiente em que é planejada a instalação do sistema fotovoltaico, por exemplo, se há presença de poeira constante, cidades com alta poluição ou canteiros de obras próximo. Isso, porque a presença de sujeira reduz a quantidade de luz que chega às células;
- Perdas no cabeamento CC: São consideradas as perdas devido à potência dissipada na conexão entre os equipamentos do sistema do lado CC, pela resistência interna dos condutores;
- Perdas no cabeamento CA: São consideradas as perdas devido à potência dissipada na conexão entre os equipamentos do sistema do lado CA, devido à resistência interna dos condutores.

Sendo assim, é necessário considerar todas as perdas associadas ao módulo e ao cabeamento. Neste trabalho, foram considerados: 8 % de perdas por acúmulo de sujeira, pelo fato de estar próximo a uma região que não é asfaltada e, por isso, tem um índice de poeira elevado. Além disso, 1% para perdas no cabeamento CC, 1% para perdas no cabeamento CA e 1,5% para perdas por incompatibilidade.

Além disso, 8% de perdas por temperatura, porque a temperatura de operação nominal das células fotovoltaicas é de 45 °C, 20 °C acima das condições de teste padrão (STC) e também, de acordo com o fabricante, há perda na eficiência do módulo de 0,4% a cada grau aumentado de temperatura.

Não foram consideradas perdas por sombreamento, porque é uma região que não possui edificações ou árvores próximas. Para o inversor, é indicado pelo fabricante que sua eficiência é de 98,3%. Esses dados podem ser conferidos na Tabela 3.1.

Tabela 3.1: Coeficientes de perdas e eficiência

Informação	Valor Considerado
Perdas por poeira	8%
Perdas por temperatura	8%
Perdas por incompatibilidade	1,5%
Perdas no cabeamento CC	1%
Perdas no cabeamento CA	1%
Eficiência do inversor	98,3%
Total de perdas	19,68%

Através do total de perdas considerado para a região de estudo, pode ser determinada a taxa de desempenho que será apresentada a seguir.

### 3.2.4 Dimensionamento do Arranjo Fotovoltaico

Após obter os dados referentes à insolação, inclinação, orientação dos módulos, perdas e especificações do módulo fotovoltaico, é preciso utilizar equações matemáticas para o dimensionamento do sistema. As seguintes equações foram retiradas de (CRESESB, 2014).

A potência de um gerador de um sistema fotovoltaico pode ser calculada pela equação 3.1

$$P_{FV} = \frac{E}{HSP_{MA} \cdot TD} \quad (3.1)$$

Em que:

$P_{FV}$  – Potência de pico do módulo FV [Wp];

$E$  – Consumo diário médio anual da edificação ou fração deste [Wh/dia];

$HSP_{MA}$  - Média diária anual das HSP incidente no plano do módulo FV [h];

$TD$  – Taxa de desempenho.

A taxa de desempenho é definida como a relação entre o desempenho real do sistema sobre o desempenho máximo teórico possível (ZILLES, 2012). Essa taxa é um parâmetro que avalia a geração da energia elétrica, pois considera a potência real do sistema sob condições de operação e as perdas envolvidas, como sujeira e incompatibilidade entre módulos do mesmo modelo.

Com as condições de radiação solar encontradas no Brasil, para sistemas fotovoltaicos residenciais bem ventilados e sem sombreamento, uma TD entre 70 e 80% pode ser obtida (ZILLES, 2012).

Essa informação pode ser observada também para esse projeto na equação 3.2, a seguir, que considera as perdas somadas na Tabela 3.1:

$$TD = 1 - 0,196 = 0,804 \quad (3.2)$$

Para o cálculo da energia do projeto será utilizado o consumo estimado das 3800 unidades consumidoras para todos os três casos, ou seja, serão considerados sistemas grandes que atendam a todos os habitantes.



Após o cálculo da potência nominal teórica do gerador fotovoltaico, deve-se determinar a quantidade de módulos que será necessária para a instalação, a equação 3.3, retirada de (ZILLES, 2012, p. 89), a seguir, permite esse cálculo:

$$N^{\circ} \text{ de módulos } FV = \frac{P_{FV}}{P_{mp}} \quad (3.3)$$

Em que:

$P_{FV}$  – Potência nominal do gerador fotovoltaico [Wp];

$P_{mp}$  - Potência máxima do módulo [W];

Ao saber a quantidade de módulos solares, pode ser feito o cálculo da potência total do arranjo. Após calcular a quantidade de módulos teoricamente necessários, é essencial definir a forma que o gerador fotovoltaico estará configurado, ou seja, determinar o número de módulos em série necessários para fornecer a tensão adequada para o funcionamento do inversor. A equação 3.4, a seguir, mostra como se determina o número de módulos em série:

$$V_{mp} \cdot N^{\circ} \text{ de módulos em série} = \text{faixa de tensão do inversor} \quad (3.4)$$

Em que:

$V_{mp}$  - Tensão de máxima potência.

### 3.2.5 Dimensionamento do inversor

O dimensionamento de um inversor depende da potência do gerador FV, tecnologia e características elétricas do módulo escolhido para compor o gerador. A seleção de fabricantes de inversores também é importante, principalmente em relação à garantia do equipamento e assistência técnica no país.

Os inversores não vêm apresentando uma redução de custos muito atrativa, por isso o dimensionamento deve ser realizado de maneira que o inversor não seja sobrecarregado e nem trabalhe por muito tempo em potências muito abaixo da nominal. Além disto, é necessário observar se a quantidade de módulos utilizada não excede a tensão de entrada máxima do inversor, para isto, é utilizada a Equação 3.5

$$MódString = \frac{V_{inmax}}{V_{OC}} \quad (3.5)$$

Em que:

$V_{inmax}$  – Máxima tensão de entrada CC de operação do inversor (V)

$V_{OC}$  - Tensão de circuito aberto do módulo (V)

No entanto, esse cálculo não é suficiente para analisar a quantidade máxima de módulos solares a ser empregada no sistema. Os módulos podem funcionar melhor em temperaturas mais frias do que em temperaturas quentes (ZILLES, 2012, p. 77).

Isso acontece porque o silício é um semicondutor e perde eficiência com o calor, então o módulo aumenta sua tensão de circuito aberto quando está em temperaturas abaixo das condições de teste padrão. Por isso, é preciso analisar o sistema desejado contabilizando a influência da temperatura do local da instalação. A Equação 3.6 (ZILLES, 2012, p. 92), mostra como funciona o cálculo da tensão de circuito aberto com influência da temperatura.

$$V_{OCmax} = V_{OC} + V_{OC} * \left[ (Tempop - Tempmin) * \frac{TCV_{OC}}{100} \right] \quad (3.6)$$

Em que:

$V_{OCmax}$  – Máxima tensão de circuito aberto (V);

$Tempop$  - Temperatura de operação (NOCT) (V);

$Tempmin$  - Temperatura mínima do local de instalação (°C);

$TCV_{OC}$  - Coeficiente de temperatura de  $V_{OC}$  (%/°C).

Por meio das equações 3.5 e 3.6, pode ser calculada a quantidade máxima de módulos a serem instalados por inversor para que não exceda sua tensão de operação. E, além disso, é necessário calcular o fator de dimensionamento de inversores (FDI), que representa a relação entre a potência nominal CA do inversor e a potência de pico do gerador FV, que pode ser visto na equação 3.7.

$$FDI = \frac{P_{NCA}}{P_{FV}} \quad (3.7)$$

Em que:

$FDI$  – Fator de dimensionamento do inversor;

$P_{NCA}$  - Potência nominal em corrente alternada do inversor;

$P_{FV}$  - Potência de pico do painel fotovoltaico.

Desta forma, o FDI de um sistema mostra quanto a potência máxima de saída do inversor representa em relação à potência dos módulos. Quando o FDI fica entre zero e um significa que o inversor está “sobrecarregado” e quando ele é maior que um, ele está “subcarregado”.

### 3.2.6 Avaliação do Espaço Físico da Instalação

Como cada caso necessita de diferentes áreas para a instalação do sistema fotovoltaico e pela necessidade de espaço para abranger a quantidade de módulos fotovoltaicos previstos pelo dimensionamento, foi escolhido um local com uma área considerável para a instalação da usina de geração FV.

A área selecionada para a instalação dos módulos foi a pista de caminhada que se inicia na Estrada Parque Vale (EPVL) e termina sua extensão na Estrada Parque Taguatinga (EPTG), que fica localizada próxima à Cidade Estrutural. Por ser uma área bem ampla, possibilita a criação de novos empregos locais, e estimula a população a utilizar a pista para caminhar mesmo em horários cuja incidência de sol é mais forte, pois os módulos serviriam de cobertura para a pista. A EPVL tem um pouco mais de três quilômetros de extensão, porém a pista de caminhada continua na EPTG, que tem em torno de 11,2 km de ciclovia, que também pode ser utilizada. A Figura 3.6 a seguir mostra o local escolhido para a instalação.



Figura 3.6: Local escolhido para o estudo destacado em branco.

O sistema projetado deve ser conectado diretamente à rede de energia elétrica existente na região, isto possibilita dispensar o uso de baterias, pois o sistema é *on grid*.

### 3.3 Análise Financeira

Essa etapa do estudo tem como objetivo o cálculo dos índices financeiros determinados nas subseções a seguir para cada caso proposto na etapa de análise técnica. A matemática financeira traz alguns conceitos que podem ser utilizados para avaliar a viabilidade econômica de um projeto.

Os indicadores utilizados nesta análise serão: valor presente líquido (VPL), tempo de retorno descontado, taxa interna de retorno (TIR) e o custo nivelado de energia, que é um índice relacionado a empreendimentos de geração de energia elétrica.

Contudo, é necessário considerar a influência da taxa de desconto, a inflação energética, a depreciação dos módulos para então obter os índices financeiros mais próximos da realidade.

O fluxograma da Figura 3.7 resume esse processo.

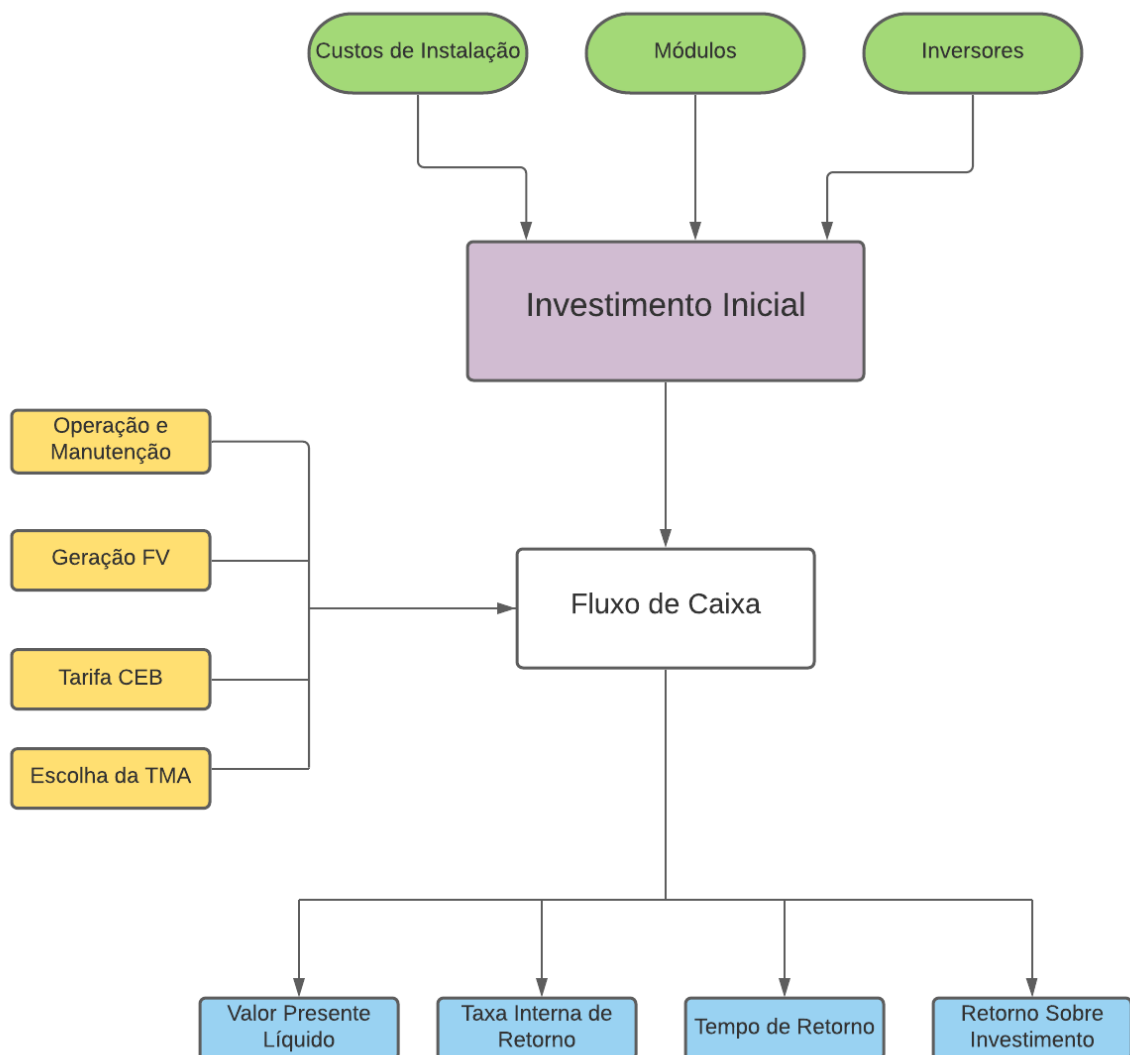


Figura 3.7: Esquemático da metodologia usada para cálculos de viabilidade econômica.

### 3.3.1 Fluxo de Caixa

O fluxo de caixa tem um papel importante no planejamento financeiro das empresas. Entende-se como fluxo de caixa, o registro e controle de uma sucessão de entradas e saídas de recursos financeiros no caixa de uma entidade em um determinado intervalo de tempo (PUCCINI, 2016, p. 18).

É uma ferramenta que auxilia na avaliação da lucratividade de um investimento, sendo utilizado para a realização de métodos de análise de viabilidade como o VPL, a TIR e o ROI.

Para sistemas fotovoltaicos, as despesas de capitais no fluxo de caixa são todos os custos associados à construção de uma usina. As despesas de capitais consideradas são: o custo do investimento inicial e a troca de inversores. Entretanto também há as despesas operacionais, que são aquelas relacionadas a todos os custos necessários para manter a usina produzindo durante todo seu ciclo de vida útil. As despesas operacionais consideradas são: custos de operação e manutenção, como por exemplo, limpeza dos módulos, pagamento de mão de obra para a operação da usina e troca de inversores.

As entradas são representadas pela economia na conta de energia elétrica ao longo do tempo, devido à energia gerada pelo sistema fotovoltaico, consumida no local ou até mesmo sob a forma de crédito de energia, de acordo com a Resolução Normativa nº 482/2012 da Aneel.

O registro de entradas e saídas considerado foi intervalo de tempo de um ano, sendo o período avaliado no fluxo de caixa de 25 anos, que é em média o tempo de vida útil dos módulos, garantido pelos fabricantes. Além disso, foram consideradas despesas como a troca dos inversores, que têm vida útil de sete anos, por isso, houve a decisão de considerar que haverá a troca de inversores três vezes durante o tempo de vida útil do projeto, os anos escolhidos foram o 6º, 13º e 19º.

Outra consideração contabilizada nas saídas foi a despesa anual com operação e manutenção, sendo considerado 1% do valor do investimento inicial, considerando que para a manutenção das placas não são utilizados muitos produtos e também da ajuda da chuva, que colabora com a diminuição de sujeira do sistema. A Tabela 3.2 mostra o modelo de diagrama de fluxo utilizado.

Tabela 3.2: Modelo de diagrama de fluxo de caixa utilizado neste trabalho.

<i>Período</i>	<i>I</i>	<i>OM</i>	<i>TI</i>	<i>R</i>	<i>FC</i>
0	$I_0$	$OM_0$	$TI_0$	$R_0$	$FC_0$
...	.	.	.	...	.
$n$	$I_n$	$OM_n$	$TI_n$	$R_n$	$FC_n$

Em que:

- $n$  é o período,  
 $0 \leq n \leq 25$ ;
- $I_0$  é o investimento inicial do projeto,  
 $I_n, n \neq 0 = 0$ ;
- $OM_n$  é a despesa com operação e manutenção da usina,  
 $OM_0 = 0$ ;  
 $OM_{n,n \neq 0} = OM_1$ ;
- $TI_{13}$  é a despesa com a troca de inversor no ano 13,  
 $TI_{n,n \neq 13} = 0$ ;  
 $TI_{13} = TI_0$ ;
- $R_n$  é a receita gerada no período  $n$ ,
- $R_n = \text{Geraçãoano1} * \text{Depreciaçãopainel} * \text{tarifaCEB}$   
 $R_0 = 0$ ;
- $FC_n$  é o fluxo de caixa no período  $n$ ,  
 $FC_n = R_n - TI_n - OM_n - I_n$ ;

O fluxo de caixa isoladamente não é suficiente para fazer uma comparação entre os diferentes casos, em termos econômicos, porém é necessário para calcular indicadores como o VPL e a TIR.

### 3.3.2. Taxa Mínima de Atratividade (TMA)

A taxa de atratividade mínima é a taxa de remuneração mínima para que qualquer projeto seja considerado viável. A definição dessa taxa leva em conta a remuneração que seria obtida em um investimento alternativo de risco parecido.

A taxa para comparação pode ser obtida em investimentos financeiros, que são de fácil acesso, como a poupança e títulos de tesouro direto. Além desses, a taxa de inflação também pode ser utilizada como taxa de atratividade mínima, assumindo que o dinheiro estaria parado ao invés de investido em algum negócio. A TMA tem grande influência sobre o resultado de análise financeira e, por isso, deve ser determinada cuidadosamente.

### 3.3.3 Valor Presente Líquido (VPL)

O valor presente líquido representa a soma algébrica entre os recebimentos e os pagamentos de um projeto de investimento em valores monetários atuais, ou seja, traz ao valor presente um valor futuro. E, dessa forma, possibilita saber o quanto um projeto gera, em termos absolutos, de lucro ou prejuízo, considerando a taxa de desconto. A taxa de desconto a ser utilizada nos cálculos é a taxa mínima de atratividade.

A equação geral para o método VPL é a Equação 3.8 que pode ser vista a seguir:

$$VPL = \sum_{j=1}^n \frac{FC_j}{(1+i)^j} - FC_0 \quad (3.8)$$

Onde:

$FC_j$ : Valores de entrada ou saída do caixa em cada período de tempo;

$FC_0$ : Valor do investimento inicial;

$j$ : Períodos de tempo;

$i$ : Taxa de desconto, no caso, a taxa mínima de atratividade.

Como o resultado do VPL é um indicador se o projeto é viável ou não, a regra para tomada de decisão sobre o VPL é:

Se o  $VPL > 0$ : O projeto é viável economicamente;



Se o VPL < 0: O projeto é inviável economicamente.

### 3.3.4 Taxa Interna de Retorno (TIR)

A taxa interna de retorno é a taxa de desconto que deve ter um fluxo de caixa para que seu VPL seja zero. Assim, se a TIR superar a taxa mínima de atratividade, o investimento é classificado como economicamente atraente. Caso contrário, há recomendação técnica de rejeição (PUCCINI, 2016, p.166). A partir dessas informações, pode-se concluir que:

TIR  $\geq$  TMA, o projeto é viável economicamente;

TIR < TMA, o projeto é inviável economicamente.

### 3.3.5 Tempo de Retorno ou *Payback*

O *payback* é denominado como o tempo de repagamento do investimento ou empréstimo, ou seja, a quantidade de tempo que se leva para recuperar o investimento ou o tempo que o investimento leva para zerar seu fluxo acumulado (MOTTA et al., 2009).

O *payback* descontado considera uma taxa de desconto antes de proceder à soma dos fluxos de caixa, em geral esta taxa será a TMA. Como o *payback* é um indicador de risco do projeto, é importante que ele seja o menor possível, porque quanto maior o tempo de retorno, maior o risco. Através dele também é possível avaliar a viabilidade do projeto.

### 3.3.6 Retorno Sobre Investimento

O Retorno Sobre Investimento, ou *Return of Investment* (ROI), mostra através de uma taxa de retorno, quanto foi obtido de lucro ou prejuízo em relação ao valor aplicado em um determinado investimento.

Esse indicador de lucratividade pode ser calculado pela Equação 3.9, a seguir:

$$ROI = \frac{VPL}{Investimento} \quad (3.9)$$

É através dessa medida simples que se pode obter a rentabilidade do projeto, a partir da razão dos fluxos de caixa descontados e o investimento.

### 3.3.7 Custo Nivelado de Energia (LCOE)

O Custo Nivelado de Energia, ou *Levelized Cost of Energy* (LCOE), é um indicador que relaciona os custos associados a um projeto ao longo de sua vida útil, de forma a possibilitar a comparação entre diferentes tecnologias de geração. Ele representa o custo por kWh gerado por determinado investimento.

O LCOE considera todos os custos associados à construção de uma usina, durante o ciclo de vida útil, o CAPEX (*Capital Expenditure* - Despesas de Capitais), que dentro da realidade de sistemas fotovoltaicos são os custos relacionados à compra de todos os equipamentos do sistema, como módulos, inversores e cabos, bem como aos custos de instalação. Além desses, também considera todos os custos necessários para manter o funcionamento da usina durante todo o seu ciclo de vida útil, o OPEX (*Operational Expenditure* - Despesas Operacionais) como custos da equipe e visitas para manutenção.

Desta forma, o LCOE se mostra uma métrica essencial para a comparação de diferentes propostas para sistemas geradores de energia solar fotovoltaica e possibilita entender se o projeto oferece o kWh mais barato, de forma a maximizar o retorno do investimento.

O cálculo do LCOE pode visto na Equação 3.10, a seguir:

$$\text{LCOE} = \frac{\text{Soma dos custos ao longo da vida útil}}{\text{Soma da energia elétrica gerada ao longo da vida útil}} = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

(3.10)

Em que:

$I_t$ : Despesas de investimento no ano t (incluindo financiamento);

$M_t$ : Despesas de operação e manutenção no ano t;

$F_t$ : Despesas com combustível no ano t;

$E_t$ : Geração de eletricidade no ano t;

r: Taxa de desconto;

n: Vida do sistema.

### 3.4 Análise de Sensibilidade

Alguns dos parâmetros de entrada utilizados na formação do fluxo de caixa, como o investimento inicial nos projetos de sistemas fotovoltaicos e a TMA podem variar com o passar dos anos. Além disso, ainda podem apresentar diferenças quando comparado àquele estimado.

Essas variações nos parâmetros de entradas também podem acarretar em mudanças nos indicadores de viabilidade econômica. A análise de sensibilidade tem como objetivo o estudo do quanto um parâmetro de saída do fluxo de caixa, como a TIR ou o VPL, é suscetível à variação de determinado parâmetro de entrada.

A análise feita neste trabalho procurou averiguar a sensibilidade do VPL, do tempo de retorno e da TIR em relação às variações do investimento inicial e da TMA ao VPL.

### 3.5 Ferramentas Utilizadas

#### 3.5.1 Microsoft Office Excel™

Programa de criação e edição de planilhas, que possibilita a construção de gráficos e tabelas a partir de dados e faz operações matemáticas entre células, além de outras funções. É utilizado neste trabalho para realizar a análise técnica. E, além disso, a análise econômica, para determinar os indicadores de viabilidade, como VPL, TIR, LCOE e o tempo de retorno.

O programa Microsoft Excel também foi usado na análise de sensibilidade, para os cálculos dos dados e a construção de gráficos.

#### 3.5.2 Google Earth™

É um serviço de pesquisa e visualização de mapas e imagens de satélite da Terra, disponível *online*, fornecido e desenvolvido pela empresa estadunidense Google. É usado neste trabalho para determinar as coordenadas geográficas do local de interesse para a análise técnica.

### 3.5.3 Lucid Chart™

O Lucid Chart é uma plataforma, disponível *online*, utilizada para elaboração de diagramas e mapas mentais. Foi utilizado neste trabalho, na construção de fluxogramas, para facilitar o entendimento do leitor acerca do desenvolvimento do conteúdo mostrado no decorrer das seções.

## 4. RESULTADOS E DISCUSSÕES

### 4.1 Análise Técnica

#### 4.1.1 Módulo fotovoltaico selecionado

A partir dos dados apresentados e da equação 3.1, pôde ser calculada a potência total das 3800 unidades consumidoras através da estimativa de cada caso.

A estimativa para o primeiro caso é de um consumo mensal por unidade consumidora de 80 kWh e também deve ser considerada a taxa mínima que a concessionária cobra para instalações monofásicas, que é de 30 kWh. Além disso, como foi mencionado, o valor de irradiação solar diária média mensal é de 5,45 kWh/m<sup>2</sup>-dia e a taxa de desempenho encontrada de 80,32%.

$$Energiamensal = (80 - 30)kWh * 3800$$

$$Energiamensal = 190 MWh$$

$$Energidiaria = 6,33 MWh$$

$$P_{FV} = 1,44 MWp$$

Para os outros casos estudados foi seguido o mesmo raciocínio e esses resultados podem ser vistos na tabela 4.1.

Tabela 4.1:Potência total do sistema para cada caso estimado

Potência Total do Sistema	
Caso 1 (80 kWh)	1,44 MWp
Caso 2 (120 kWh)	2,60 MWp
Caso 3 (160 kWh)	3,76 MWp

Fonte: Próprio Autor

Com o valor da potência total do sistema a ser instalado para todos os casos, pode ser notada a importância da escolha de um módulo fotovoltaico que seja

eficiente. O modelo escolhido está disponível no mercado e a escolha foi devido à sua eficiência e economia. O painel possui 144 células de silício monocristalino protegidas por vidro temperado e uma estrutura de alumínio anodizado que já vem com furos para fixação e cabo conector MC4 incluso.

Para proteger contra condições climáticas adversas, as células estão entre uma cobertura de vidro de alta transmissão com revestimento antirreflexo que direciona mais luz sobre as células solares e uma película de EVA. O módulo solar vem com certificação do INMETRO, assegurando confiabilidade e segurança para instalação. O módulo fotovoltaico selecionado pode ser visto na Figura 4.1, a seguir:



Figura 4.1: Módulo fotovoltaico selecionado.

A placa possui potência de 400 watts e eficiência de 19,09%. A tabela 4.2 lista as informações técnicas nas condições padrão de teste, *Standard Test Conditions* (STC), ou seja, irradiância de 1.000 W/m<sup>2</sup>, espectro de massa de ar 1.5 e temperatura de célula de 25°C.

Tabela 4.2: Especificações técnicas a condições padrão de teste (STC) do módulo fotovoltaico utilizado no dimensionamento

Informação	Valor
Dimensões	1980 x 1002 x 40 mm
Peso	22,6 kg
Potência Nominal	400 Wp
Tensão de Máxima Potência ( $V_{mp}$ )	39,42 V
Corrente de Máxima Potência ( $I_{mp}$ )	10,15 A
Tensão de circuito aberto ( $V_{oc}$ )	48,29 V
Corrente de curto-circuito ( $I_{sc}$ )	10,69 A
Eficiência do módulo ( $\eta_m$ )	19,9%
Temperatura de operação NOCT	45 °C
Coeficiente de temperatura $P_{max}$	-0,4%/°C

Para finalizar, é importante considerar a redução do desempenho dos painéis. O padrão utilizado mundialmente é de 25 anos funcionando com 80% de seu desempenho original. O valor adotado para a queda de percentual anual foi em torno 0,8%/ano (20%/25 anos).

#### 4.1.2 Escolha do Inversor

Com o aumento da temperatura, a potência do módulo FV é reduzida, como foi visto na subseção 2.4.2, por isso é de costume dimensionar o gerador fotovoltaico com potência nominal superior à do inversor, porque mesmo em níveis de irradiância próximas do STC, é difícil a potência do gerador se aproximar da sua potência nominal.

O inversor selecionado pode ser encontrado no mercado e é certificado pelo INMETRO. A escolha deste inversor foi por sua potência nominal elevada, fazendo com que o projeto não necessite de muitos inversores. A Tabela 4.3 exibe as informações técnicas do inversor escolhido para o projeto.

Tabela 4.3: Especificações técnicas do inversor escolhido para o dimensionamento.

Informações de entrada (lado CC)	
Tensão máxima de entrada $V_{DC,max}$	1500 V
Corrente de entrada máxima por MPPT $I_{DCmax}$	300 A
Quantidade de MPPT	1
Faixa de Tensão de entrada CC	860 a 1450 V
Informações de saída (lado CA)	
Potência Nominal $P_n$	125 kW
Tensão de saída $V_{AC}$	220/380 V
Corrente nominal de saída $I_{AC,nom}$	120 A
Frequência	60 Hz
Informações Gerais	
Dimensões	1176 x 713,5 x 315 mm
Eficiência	99,1%

Assim, por meio do valor da potência total do sistema pôde-se escolher o inversor a ser utilizado. Como o sistema necessita de muitas placas, é necessário realizar o dimensionamento do número máximo de módulos por inversor.

Com os dados apresentados na Tabela 4.3 e nas equações 3.5 e 3.6 é possível realizar os cálculos para que a série fotovoltaica não exceda a máxima tensão de operação.

Para saber se a tensão máxima de entrada não sobrecarregará o inversor utiliza-se a faixa de tensão de entrada CC, que tem o máximo de 1450 V e também a tensão de circuito aberto ( $V_{oc}$ ) do módulo que é de 48,29 V. Ao corrigir com a menor temperatura mínima média do Distrito Federal, que é de 14,7 °C para o mês de julho, de acordo com o Instituto Nacional de Meteorologia (INMET). O valor da tensão de circuito aberto passa a ser 54,14 V e pode ser obtido o número de módulos por séries fotovoltaicas, aqui representado como MódString.

$$MódString = \frac{1450}{54,14} = 26,78 \text{ módulos}$$



Por conveniência e pelo fato de que a temperatura mínima média do DF não se mantém baixa como no mês de julho durante o resto ano, optou-se por dividir o sistema total em alguns subsistemas, cada um com 27 módulos conectados em série e 12 associações em paralelo para um inversor de 125 kW para a conversão CC-CA, em todos os casos considerados neste estudo. Para as associações em paralelo foram feitas as mesmas considerações de forma a não ultrapassar a corrente máxima do inversor.

Como o inversor escolhido tem um bom preço de mercado e oferece boa eficiência de conversão, o sistema não se torna muito caro e possibilita que a manutenção seja facilitada, caso haja algum problema em um subsistema. Com essas associações dos módulos fotovoltaicos, pôde ser obtido um FDI de 1,15, que deixa o sistema “subcarregado”, entretanto isso foi pensado para que o inversor não exceda sua tensão máxima de operação.

A Tabela 4.4 sintetiza as informações obtidas durante a etapa de dimensionamento.

Tabela 4.4: Resumo dos dados resultantes do dimensionamento.

Informação	Dado
Potência do Inversor $P_{nom}$	125 kW
Potência do módulo $P_{m,stc}$	400 W
Módulos em série	27
Módulos em paralelo	12
Total de módulos (por subsistema)	324

### 4.1.3 Capacidade de Geração do sistema proposto

Nessa seção será mostrada a geração esperada para os três casos, considerando temperatura, inclinação e radiação no local onde eles poderão ser instalados. Os valores são encontrados na Tabela 4.5. As equações utilizadas para obter esses resultados estão indicadas na seção 3.2.4.

Tabela 4.5: Geração esperada para os três casos.

Unidades Consumidoras Consideradas: 3800					
	Potência da Usina (MWp)	Geração total mensal (kWh/mês)	Quantidade de painéis solares	Quantidade de inversores	Área mínima necessária (m <sup>2</sup> )
Caso 1 (80 kWh)	1,44	146.488,5	3.617	12	7.200
Caso 2 (120 kWh)	2,6	263.655	6.510	21	13.000
Caso 3 (160 kWh)	3,76	380.862	9.404	30	18.700

Como pode ser visto na Tabela 4.5, a quantidade de módulos e inversores mostra a necessidade de uma área disponível razoável. O local planejado para a instalação das placas, apresentado na subseção 3.2.7, é a pista para caminhada que fica localizada ao lado da via EPVL, que tem 3 km disponíveis e continua na EPTG com mais quatro quilômetros de ciclovias.

Além disso, haverá a criação de um setor habitacional sustentável chamado Jóquei Clube, com um bairro com muitas árvores e ciclovias. Como o projeto já tem uma proposta de sustentabilidade, os habitantes da região, possivelmente, serão mais conscientes em relação à manutenção dos módulos solares que terão como propósito além de gerar energia elétrica, servir como cobertura para a pista de caminhada. A instalação dos inversores também é para ser realizada na extensão da região localizada ao lado da Via Estrada Parque Vale.

Com a dimensão dos módulos é possível planejar a logística para a instalação no local escolhido. O tamanho da cobertura seria de 4 metros, com um par de painéis paralelos cobrindo toda a pista de caminhada em sequência, pela extensão da via EPVL e uma parte da via EPTG. A Figura 4.2 mostra a proposta da instalação dos módulos solares na Via EPVL.

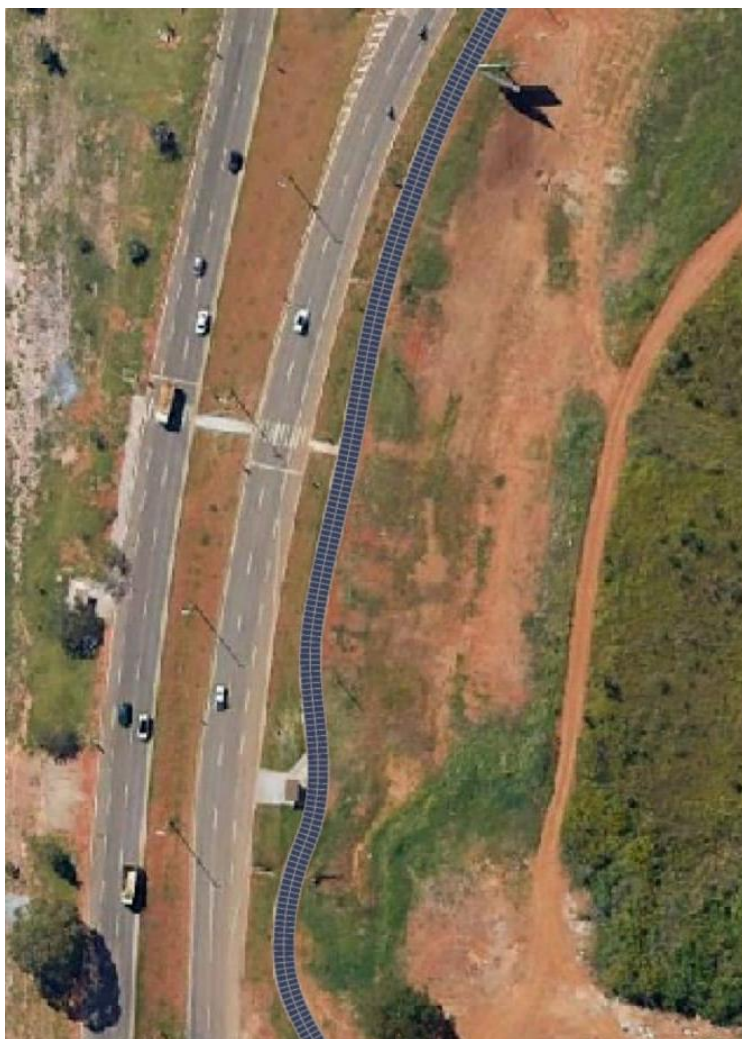


Figura 4.2: Proposta da Via EPVL com os módulos fotovoltaicos instalados em uma parte da pista de caminhada.

## 4.2 Análise Financeira

### 4.2.1 Taxa de Desconto

Além disso, deve ser considerado que na sociedade os preços têm uma tendência a inflacionar ao longo do tempo, dependendo de vários fatores, como pressões de demandas e pressões de custo. Por isso a taxa de desconto deve ser considerada, pois as despesas e receitas de um projeto fotovoltaico são afetadas por esse índice. No Brasil, o Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE) considera o Índice de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA), como o índice de preços oficial do governo federal.

O Banco Central anuncia trimestralmente a taxa de juros reais da Taxa de Longo Prazo (TLP) para novos contratos do Banco Nacional do Desenvolvimento (BNDES), essa taxa é utilizada em contratos de financiamento que têm longa duração. A TPL é composta por duas parcelas, o IPCA e uma taxa fixa, que é a taxa de juro real do título público NTN-B, para o seu cálculo.

Com isso, visto que é necessário definir uma TMA, que é a menor taxa de retorno para que seja atrativa para o investidor, sendo ele, o poder público ou uma empresa privada. O valor previsto para a TMA, neste trabalho, será igual à taxa de longo prazo, que em abril de 2021 tem uma taxa fixa de 2,33% ao ano (BNDES). Esse valor será considerado constante durante todo o ciclo de vida do projeto.

#### 4.2.2 Tarifa de energia elétrica

É necessário também identificar o valor da tarifa de energia elétrica cobrada pela concessionária, que no caso do Distrito Federal é a CEB, pois faz parte da previsão da receita financeira, que vem da produção de energia pelos projetos. A tarifa utilizada foi a do mês de abril de 2021, que pode ser encontrada em anexo, considerando o consumo B1 residencial de 51 a 200 kWh, que está entre o intervalo escolhido para os casos do projeto. Essa tarifa, sem a utilização de subsídio, é de R\$ 0,6123453 para cada kWh consumido.

Como havia sido dito na seção 2.8, há também a tarifa para unidades consumidoras de baixa renda, que são subsidiadas pela Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), que é um fundo que tem como objetivo custear várias políticas públicas do setor elétrico brasileiro, como por exemplo, a universalização do serviço de energia elétrica em todo o Brasil. Desta forma, é importante para o projeto analisar se ele é viável financeiramente mesmo sem o subsídio, para a subclasse B1 baixa renda.

#### 4.2.3 Estimativas de Custo do Investimento

Para obter êxito ao fazer a análise financeira, é necessário somar todos os custos do sistema para que se tenha o custo total. Como os inversores e os painéis escolhidos são vendidos nacionalmente, não será necessário adicionar custos de importação. De acordo com um estudo feito pelo Instituto para o Desenvolvimento

de Energias Alternativas na América Latina (IDEAL) para o ano de 2019, a composição dos preços tem se mantido estável em relação aos custos relativos aos componentes do custo total, que podem ser vistos a seguir na Figura 4.3.

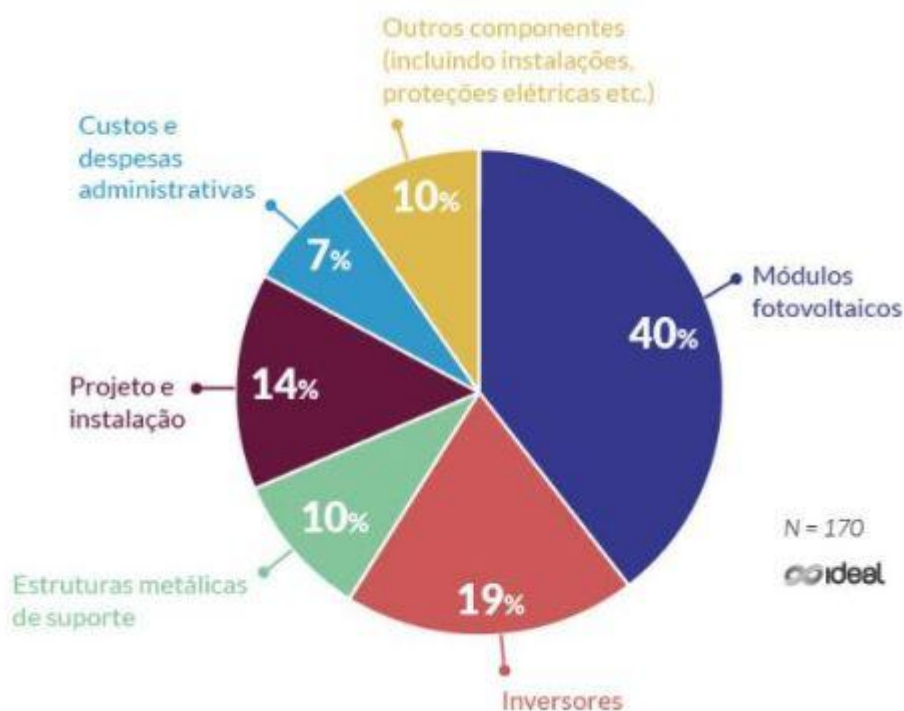


Figura 4.3: Composição do custo total da instalação de um sistema FV (IDEAL, 2019).

Deste modo, as despesas consideradas seguiram esta composição para o estudo dos três casos e como forma de facilitar os cálculos foi considerada a soma dos módulos fotovoltaicos e dos inversores sendo 60% do total. Além disso, foi acrescido mais 10% no valor total para as estruturas, pelo fato de não haver um suporte pré-existente.

Os valores dos materiais apresentados são os valores disponibilizados pelas empresas fabricantes. Para as placas solares de 400 W, o valor considerado foi de R\$ 900,00 cada e para os inversores de 125 kW, o valor encontrado foi de R\$ 38.600,00 cada. Ao seguir essa composição de preços pôde-se obter o resultado que se encontra na Tabela 4.6, que mostra o valor final dos projetos.

Tabela 4.6: Custo Total dos Projetos

	Custo (R\$)	Potência da Usina (MWp)	Custo por Wp instalado (R\$/Wp)
Caso 1 (80 kWh)	R\$ 5.577.750,00	1,44	3,87
Caso 2 (120 kWh)	R\$ 10.004.400,00	2,60	3,85
Caso 3 (160 kWh)	R\$ 14.432.400,00	3,76	3,84

#### 4.2.4 Resultado da Análise de Viabilidade Financeira

Sabendo o custo total dos projetos, podem ser calculados os indicadores de viabilidade econômica descritos na metodologia (3.2) para cada caso definido na etapa de viabilidade econômica. Para isso, foram adotadas algumas hipóteses explicadas nas seções 4.2.1, 4.2.2 e 4.2.3, os valores considerados para o mês de abril de 2021, e elas estão resumidas na Tabela 4.7.

Tabela 4.7: Dados necessários para o cálculo dos indicadores de viabilidade econômica.

Informação	Dado
Preço (kWh)	R\$ 0,61
TMA	2,33%
Inflação	4,75%
Depreciação dos módulos	0,8% a.a.

Além desses dados, é importante considerar a troca de inversores, os gastos com operação e manutenção e a receita gerada sem o subsídio. Como para cada caso estudado o valor desses dados é diferente, esses dados estão apresentados nas tabelas 4.8, 4.9 e 4.10.

Tabela 4.8: Dados principais obtidos no diagrama de fluxo de caixa do caso 1.

Caso 1 – 1,44 MWp	
Investimento Inicial	R\$ 5.577.750,00
Custos O&M – Ano 1	R\$ 55.777,50
Troca de Inversores	R\$ 1.874.685,72
Receita Gerada – Ano 1	R\$ 1.396.176,72
<i>Payback</i> Descontado	4,22

Tabela 4.9: Dados principais obtidos no diagrama de fluxo de caixa do caso 2.

Caso 2 – 2,60 MWp	
Investimento Inicial	R\$ 10.004.400,00
Custos O&M – Ano 1	R\$ 100.044,00
Troca de Inversores	R\$ 2.431.800,00
Receita Gerada – Ano 1	R\$ 2.512.886,50
<i>Payback</i> Descontado	4,20

Tabela 4.10: Dados principais obtidos no diagrama de fluxo de caixa do caso 3.

Caso 3 – 3,76 MWp	
Investimento Inicial	R\$ 14.432.400,00
Custos O&M – Ano 1	R\$ 144.324,00
Troca de Inversores	R\$ 3.474.000,00
Receita Gerada – Ano 1	R\$ 3.629.982,28
<i>Payback</i> Descontado	4,20

As informações contidas nas tabelas acima mostram que com o *payback* descontado calculado, a receita gerada em cada hipótese traz o retorno do investimento em um curto prazo em todos os casos, logo, eles são equivalentes ao considerar apenas esses dados.

Como o LCOE leva em conta outros fatores, é importante destacar o modo em que ele foi calculado. Como foi apresentado na seção 3.2.7, o LCOE leva em consideração as despesas de capitais e as despesas operacionais durante toda a vida útil do projeto.

Para os custos associados à construção da usina foi considerado o valor encontrado como custo total do projeto em todos os casos. E para os custos com

OPEX, geralmente são estimados em 1 a 2% do CAPEX, neste trabalho foi considerado o OPEX como 1,5% das despesas de capitais. E o tempo considerado foi de 25 anos.

Os resultados detalhados de cada hipótese serão apresentados e discutidos a seguir.

#### Caso 1: 1,44 MWp

Através do modelo apresentado em 3.2.8 e da obtenção dos dados anteriores, obteve-se o diagrama de fluxo de caixa apresentado na Tabela A.1, presente no apêndice onde são mostradas todas as receitas e despesas do projeto durante o período de vida útil do projeto.

A primeira possibilidade analisada, neste trabalho chamada de caso 1, de potência 1,44 MWp, se mostrou viável financeiramente. Todos os indicadores de viabilidade financeira foram positivos. Com um investimento inicial de R\$ 5.577.750,00, a receita gerada foi superior aos custos envolvidos durante a vida útil do projeto, com um VPL de R\$ 156.895.754,46. Logo, a TIR superou a TMA, sendo a taxa interna de retorno igual a 22% e, além disso, o tempo de retorno foi menor que 25 anos. Isso pode ser visto através do *payback* descontado que foi de 4,22 anos, ou quatro anos e dois meses. O retorno sobre o investimento foi de 4,3 vezes o valor do investimento inicial e o LCOE foi de R\$/kWh 0,1069, menor que a tarifa da CEB. Os resultados estão apresentados na Tabela 4.11.

Tabela 4.11: Resultado dos indicadores de viabilidade financeira para o caso 1 de usina fotovoltaica (1,44 MWp).

Caso 1 (1,44 MWp)	
VPL (R\$)	R\$ 156.895.754,46
TIR (%)	2
ROI	4,08
<i>Payback</i> (anos)	4,22
LCOE (R\$/kWh)	0,1069
Resultado	Viável

Como pode ser observado pelos indicadores de viabilidade financeira, ao considerar o consumo da população da Chácara Santa Luzia de 80 kWh, mostra um



sistema viável e com um retorno muito grande. Isso pode ser justificado pelo valor da taxa de desconto adotada e também do custo da usina.

Como esses valores poderão mudar no decorrer do tempo, é importante que seja feito um estudo de sensibilidade para analisar o quão estável é a viabilidade do sistema ao alterar as hipóteses iniciais adotadas.

Foi constatado que a viabilidade do caso 1 é resistente às variações no investimento inicial normalizado no projeto. Ou seja, mesmo que o sistema seja consideravelmente mais caro que a hipótese inicial de 3,87 R\$/Wp, chegando a 6,00 R\$/Wp, o projeto se mantém viável, com VPL positivo e *Payback* menor que o tempo de vida útil do projeto. No intervalo de 3,5 R\$/Wp a 6,00 R\$/Wp, o VPL varia de R\$179.365.234,6 a R\$103.176.529 no pior dos casos, ao passo que, o tempo de retorno descontado varia de 3,81 a 6,61 anos, como pode ser observado na Figura 4.4.

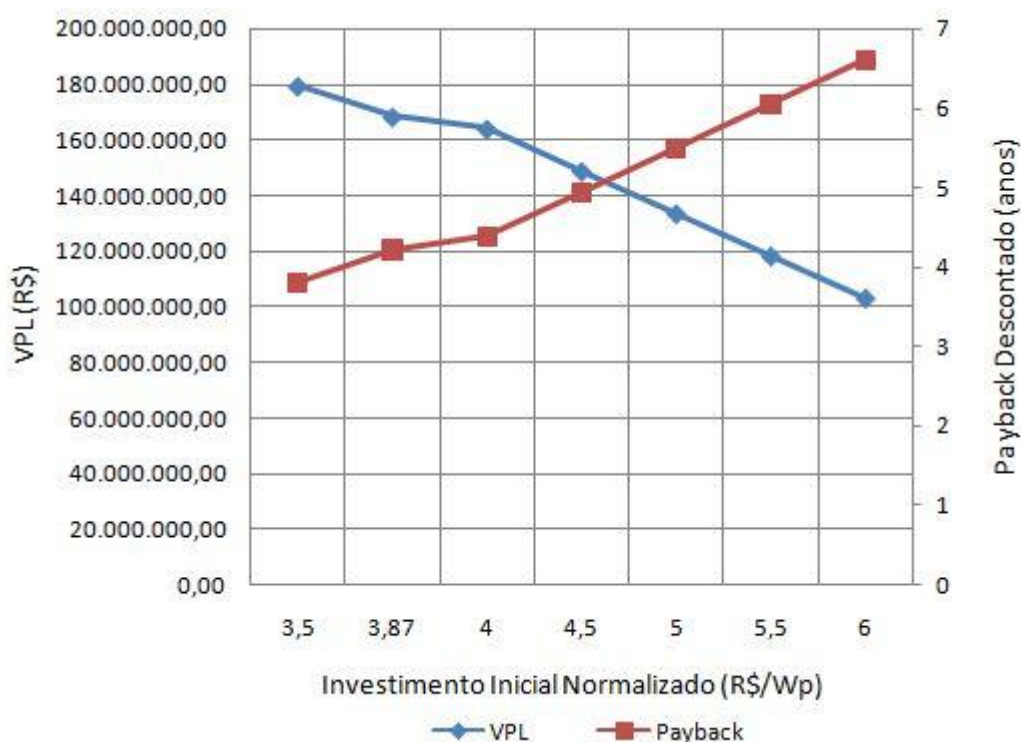


Figura 4.4: Gráfico: Sensibilidade do VPL e do *Payback* Descontado ao Investimento do Caso 1.

Por conseqüência, a TIR se mantém em patamar de viabilidade ao considerar as mesmas variações, indo de 25% com o custo da usina a 3,50 R\$/Wp e chegando a 11% quando esse dado é de 6,00 R\$/Wp, como pode ser visto na Figura 4.5.

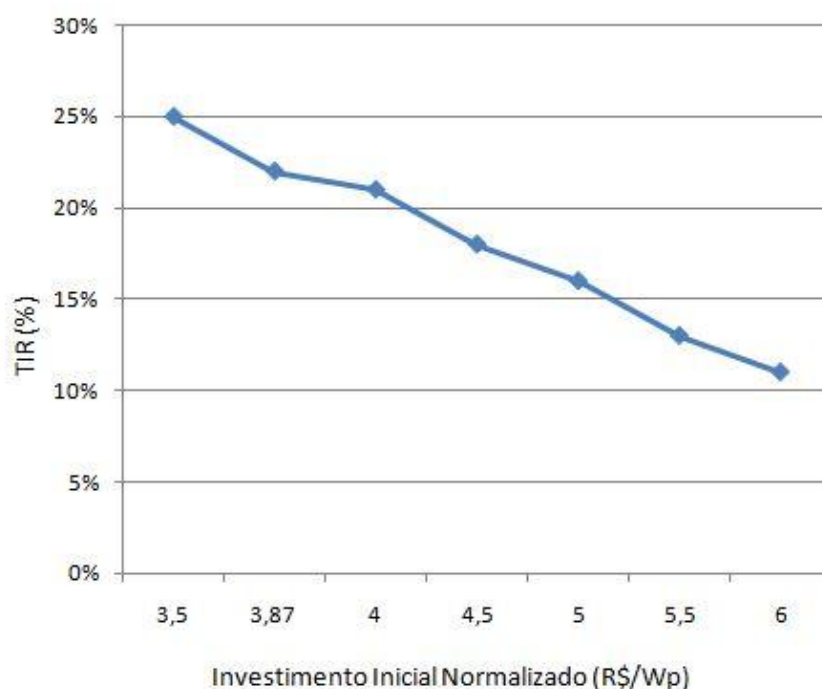


Figura 4.5: Gráfico: Sensibilidade da TIR ao Investimento Inicial Normalizado do Caso 1.

Por fim, a TMA é um fator determinante no cálculo dos indicadores econômicos, isso, porque ela é a taxa de desconto usada no cálculo dos indicadores econômicos. Inicialmente, TMA foi definida como 2,33%, isto é, a taxa de juros adotada levando em consideração a TLP. Com isso, foi feita a análise de sensibilidade considerando o intervalo de 2,5% a 10% da taxa de desconto. Nesse intervalo, o VPL variou de R\$ 163.159.989,5 a R\$ R\$ 43.287.960,88. O limiar de viabilidade em relação à TMA é a própria TIR, logo, 21%. A Figura 4.6, a seguir, mostra essa variação.

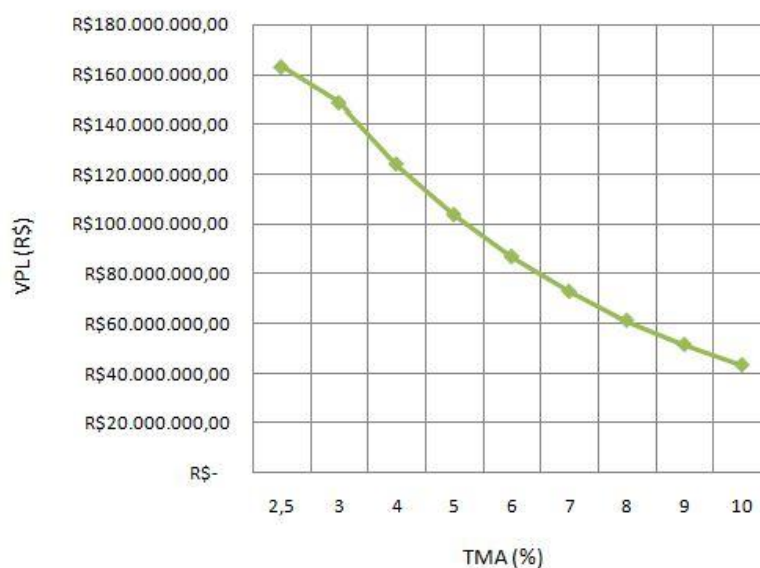


Figura 4.6: Gráfico: Sensibilidade do VPL à TMA do Caso 1.

#### Caso 2: 2,60 MWp

O diagrama de fluxo de caixa referente ao caso 2 está na Tabela A.2, no apêndice deste trabalho. A análise dos resultados dos indicadores encontrados a partir do diagrama é feita a seguir.

O segundo caso do estudo, de potência esperada de 2,60 MWp, se mostrou viável financeiramente. Todos os indicadores de viabilidade financeira foram positivos.

Tendo um investimento inicial de R\$ 10.004.400,00 a receita gerada foi superior aos custos envolvidos durante a vida útil do projeto, com um VPL de R\$ 252.030.306,05. Sendo assim, a TIR superou a TMA, e o valor encontrado para a taxa interna de retorno foi igual a 22% e, além disso, o tempo de retorno foi menor que 25 anos. Isso pode ser visto através do *payback* descontado que foi de 4,2 anos, ou aproximadamente quatro anos e dois meses. O retorno sobre o investimento foi de 419% e o LCOE, custo da eletricidade, foi de R\$/kWh 0,1063, menor que a tarifa da CEB considerada. Os resultados estão apresentados na Tabela 4.12.

Tabela 4.12: Resultado dos indicadores de viabilidade financeira para o caso 2 de usina fotovoltaica (2,60 MWp).

Caso 2 (2,60 MWp)	
VPL (R\$)	R\$ 252.030.306,05
TIR (%)	22
ROI	4,19
<i>Payback</i> (anos)	4,20
LCOE (R\$/kWh)	0,1063
Resultado	Viável

Foi constatado que a viabilidade do caso 2 é resistente a variações no investimento inicial normalizado no projeto. Sendo assim, mesmo que o sistema seja consideravelmente mais caro que a hipótese inicial de 3,87 R\$/Wp, chegando a 6,00 R\$/Wp, o projeto se mantém viável, com VPL positivo e *Payback* menor que o tempo de vida útil do projeto. No intervalo de 3,5 R\$/Wp a 6,00 R\$/Wp, o VPL varia de R\$ 284.191.175,4 a R\$ 148.652.824 no pior dos casos, ao passo que, o tempo de retorno descontado varia de 3,82 a 6,61 anos, como pode ser observado na Figura 4.7:

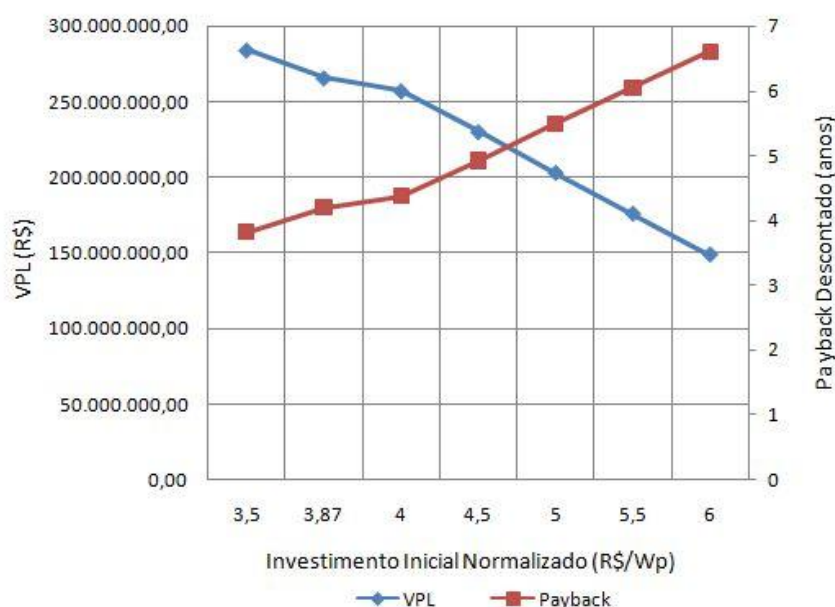


Figura 4.7: Gráfico: Sensibilidade do VPL e do *Payback* Descontado ao Investimento Inicial Normalizado do Caso 2.

Desta forma, a TIR também se mantém em patamar de viabilidade ao considerar as mesmas variações, indo de 25% com o custo da usina a 3,50 R\$/Wp e chegando a 11% quando esse dado é de 6,00 R\$/Wp, como pode ser visto na Figura 4.8.

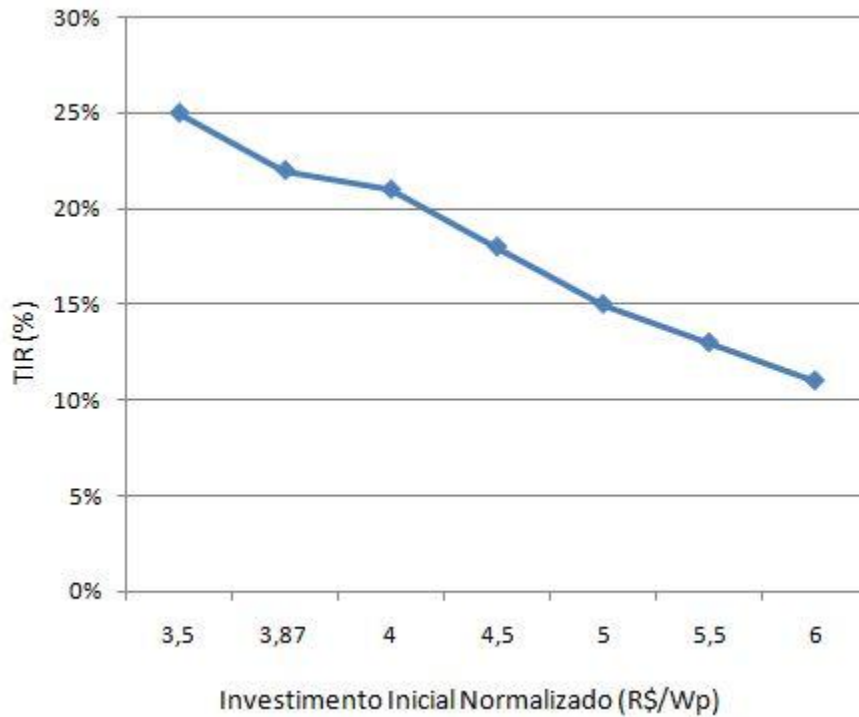


Figura 4.8: Gráfico: Sensibilidade da TIR ao Investimento Inicial Normalizado do Caso 2.

Enfim, Como o preço vai inflacionando com o tempo, é importante analisar diferentes valores para a taxa de desconto utilizada, pois com o tempo ela muda. Inicialmente, TMA foi definida como 2,33%, isto é, a taxa de juros adotada levando em consideração a TLP. Com isso, foi feita a análise de sensibilidade considerando o intervalo de 2,5% a 10% da taxa de desconto. Nesse intervalo, o VPL variou de R\$ 257.177.177,45 a R\$ 62.637.406,84. O projeto ficaria inviável financeiramente caso a taxa considerada fosse o valor da TIR, 22%. A Figura 4.9, a seguir, mostra essa variação.

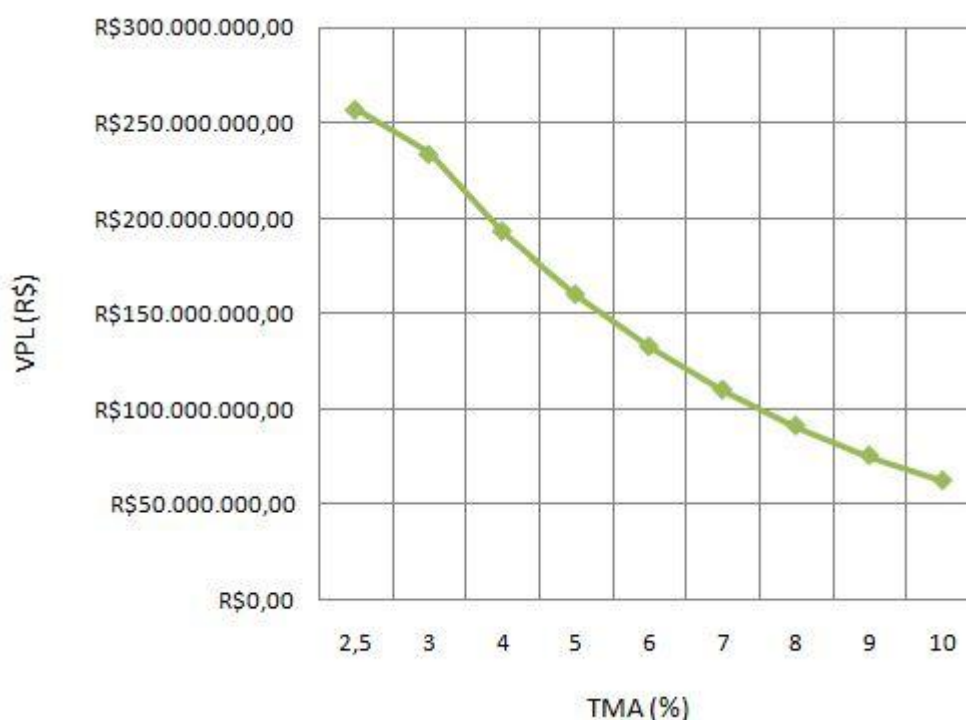


Figura 4.9: Gráfico: Sensibilidade do VPL à TMA do Caso 2.

### Caso 3: 3,76 MWp

O diagrama de fluxo de caixa referente ao caso 3 está na Tabela A.3 no apêndice deste trabalho. A análise dos resultados dos indicadores encontrados a partir do diagrama é feita em seguida.

O terceiro caso, aquele que considera o maior consumo mensal dos habitantes da Chácara Santa Luzia do estudo, de potência estimada de 3,76 MWp, se mostrou viável financeiramente. Todos os indicadores de viabilidade financeira foram positivos.

Tendo um investimento inicial de R\$ 14.432.400,00, a receita gerada foi superior aos custos envolvidos durante a vida útil do projeto, com um VPL de R\$ 398.160.268,37. Sendo assim, a TIR superou a TMA, e o valor encontrado para a taxa interna de retorno foi igual a 22% e, além disso, o tempo de retorno foi menor que 25 anos. Isso pode ser visto através do *payback* descontado que foi de 4,20 anos, ou aproximadamente quatro anos e dois meses. O retorno sobre o investimento foi de 420% do valor inicialmente investido e o LCOE, custo da eletricidade, foi de R\$/kWh 0,1061, menor que a tarifa da CEB. Os resultados estão apresentados na Tabela 4.13.

Tabela 4.13: Resultado dos indicadores de viabilidade financeira para o caso 3 de usina fotovoltaica (3,76 MWp).

Caso 3 (3,76 MWp)	
VPL (R\$)	R\$ 398.160.268,37
TIR (%)	22
ROI	4,20
<i>Payback</i> (anos)	4,20
LCOE (R\$/kWh)	0,1061
Resultado	Viável

Foi observado que o caso 3 continua viável mesmo com as variações no investimento inicial normalizado no projeto. Deste modo, mesmo que o sistema seja consideravelmente mais caro que a hipótese inicial de 3,87 R\$/Wp, chegando a 6,00 R\$/Wp, o projeto se mantém viável, com VPL positivo e *Payback* menor que o tempo de vida útil do projeto. No intervalo de 3,5 R\$/Wp a 6,00 R\$/Wp, o VPL varia de R\$ 446.157.810,90 a R\$ 243.921.442 no pior dos casos, ao passo que, o tempo de retorno descontado varia de 3,82 a 6,61 anos, como pode ser observado na Figura 4.10.

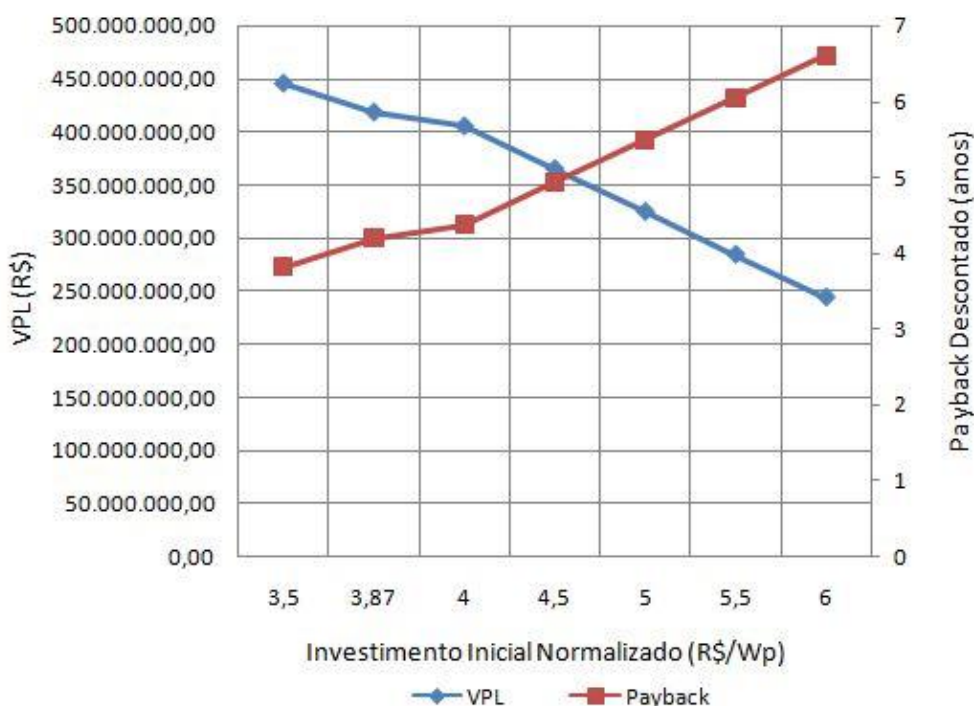


Figura 4.10: Gráfico: Sensibilidade do VPL e do *Payback* Descontado ao Investimento Inicial Normalizado do Caso 3.

Por fim, a TIR também se mantém em patamar de viabilidade ao considerar as mesmas variações, indo de 25% com o custo da usina a 3,50 R\$/Wp e chegando a 12% quando esse dado é de 6,00 R\$/Wp, como pode ser visto na Figura 4.11.

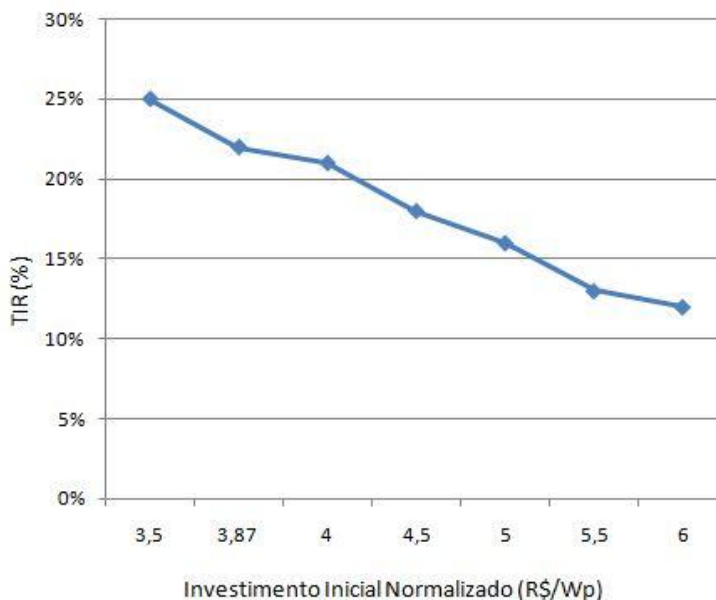


Figura 4.11: Gráfico: Sensibilidade da TIR ao Investimento Inicial Normalizado do Caso 3.

Por fim, foram analisados diferentes valores para a TMA, pois ela tem grande influência na viabilidade no projeto. Inicialmente, TMA foi definida como 2,33%, isto é, a taxa de juros adotada levando em consideração a TLP. Com isso, foi feita a análise de sensibilidade considerando o intervalo de 2,5% a 10% da taxa de desconto. Nesse intervalo, o VPL variou de R\$ 405.175.312,08 a R\$ 95.987.790,38. O projeto ficaria inviável financeiramente caso a TMA tivesse o valor da TIR, 22%. A Figura 4.12, a seguir, mostra essa variação.



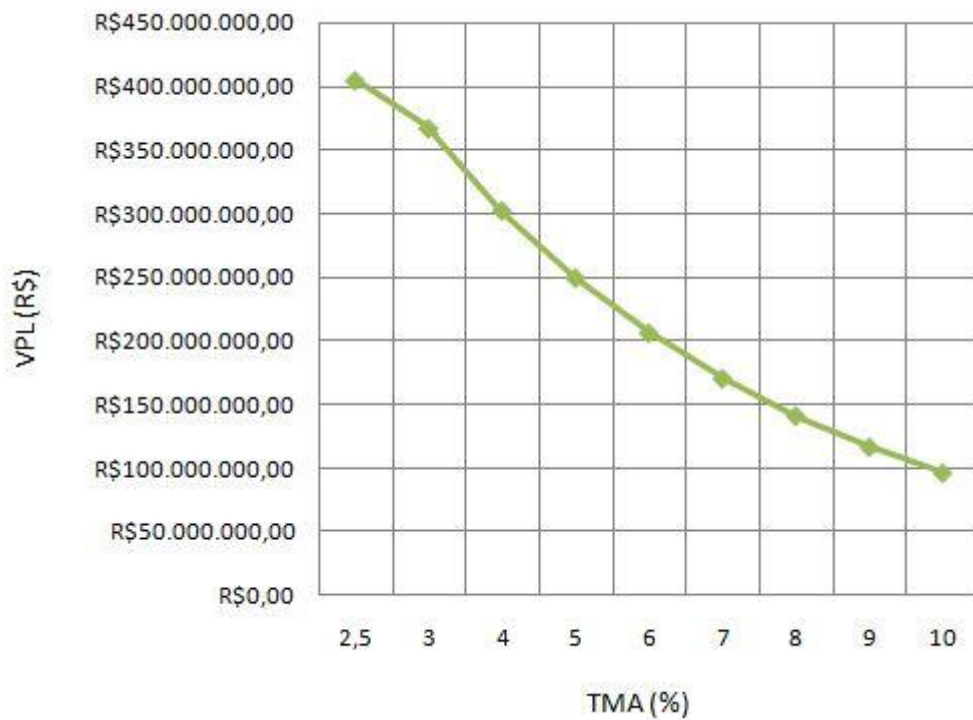


Figura 4.12: Gráfico: Sensibilidade do VPL à TMA do Caso 3.

#### 4.2.6 Economia Obtida em Subsídio

Um dado importante a ser obtido é a economia que o governo terá em subsídios evitados caso haja a instalação da usina fotovoltaica. Para isto, foram considerados os dados da Tabela 2.1, que indica os descontos concedidos para os consumidores enquadrados na subclasse residencial baixa renda, e também o consumo estimado para cada caso e a tarifa da concessionária. Para os cálculos foi considerado que todas as unidades consumidoras do setor recebem o subsídio para baixa renda.

A Tabela 4.14, a seguir, mostra a economia anual que o governo teria ao deixar de fornecer subsídio aos moradores da Chácara Santa Luzia, caso o sistema de compensação de energia elétrica seja instalado.

Tabela 4.14: Economia Anual Obtida ao Desconsiderar o Subsídio Fornecido pelo Governo Federal, para todas as unidades consumidoras.

	Potência da Usina (MWp)	Desconto sobre a conta de energia	Economia anual (R\$)	Economia em 25 anos (R\$)
Caso 1 (80 kWh)	1,44	40%	890.112,00	22.252.800,00
Caso 2 (120 kWh)	2,6	10%	333.792,00	8.344.800,00
Caso 3 (160 kWh)	3,76	10%	445.056,00	11.126.400,00

Fonte: Próprio Autor.

A Tabela 4.14, mostra que em um pouco mais de seis anos, seria possível pagar todos os custos associados à construção da usina fotovoltaica no caso 1, apenas com o dinheiro economizado em subsídio. Isto abre a possibilidade de ao invés de escolher um dos casos estimados de consumo para fazer a instalação, instalar primeiro o sistema menor de potência 1,44 MWp e ir aumentando com o tempo até chegar numa usina maior com 3,76 MWp. Podendo assim, utilizar a economia resultante do subsídio evitado para o aumento da usina, com o tempo.

### 4.3 Benefícios sociais

Atualmente, a energia elétrica é base da economia e do bem estar social. Com isso, pessoas com maior vulnerabilidade social apresentam mais dificuldades para acessar esse bem.

De acordo com a Fundação Fiocruz Brasília, a maioria das pessoas que vivem na Estrutural é de jovens, com média de idade de 26 anos, baixa renda e baixa escolaridade. Dos jovens entre 18 e 29 anos, 36,1% não trabalham nem estudam (BAIRROS, 2021).

A Chácara Santa Luzia, localizada no SCIA, tem em torno de 20 mil habitantes, uma população maior que regiões administrativas como Park Way e Candangolândia. Com isso, nota-se a urgência em políticas públicas voltadas à

infraestrutura dessa região, possibilitando um acesso mais facilitado a bens como a energia elétrica.

De acordo com a ANEEL, entre janeiro e agosto de 2021, 854 usinas solares foram instaladas no DF. Esse crescimento na produção de energia solar no Distrito Federal se mostra uma boa opção para reduzir o aumento na conta de luz, especialista destaca que o impacto no gasto com eletricidade cai pela metade (MOREIRA, 2021).

Além disso, os habitantes que moram perto da região de instalação poderiam usufruir da cobertura feita pelos módulos solares para praticar atividades físicas como caminhada, ciclismo e corrida, em horários que têm uma alta incidência de luz solar. E isto pode possibilitar um aumento no bem estar social em relação ao estilo de vida da população local.

Há um projeto com uma proposta parecida na zona sul do Rio de Janeiro, a primeira cooperativa solar em favelas do Brasil, que começou a operar em setembro de 2021. Esse projeto tem como objetivo reduzir pela metade a conta de luz dos moradores da favela que pagam de forma regular e funciona através do sistema de créditos de energia.

Os módulos fotovoltaicos com potência de 26 kWp foram instalados no telhado da Associação de Moradores da Babilônia. O projeto beneficia 34 famílias e é pretendida a expansão para outras comunidades (RESENDE, 2021).

Com o que foi visto, se torna evidente o benefício social que a instalação de um sistema de geração fotovoltaica traz para uma comunidade no Rio de Janeiro e também traria para a região de estudo e para os habitantes que vivem próximos à região de instalação.

## 5. CONCLUSÃO

A produção de energia solar tem crescido no Distrito Federal e se mostra cada vez mais, uma boa opção na redução do impacto do aumento da conta de luz. O estudo de viabilidade técnica dimensionou três sistemas fotovoltaicos, que se mostraram viáveis, tendo uma área disponível suficiente para a instalação das três hipóteses sugeridas.

Os resultados revelaram que o projeto de implantação de energia solar fotovoltaica se mostrou vantajoso para redução de custos e de diversificação energética para o período analisado, considerando os dados do projeto.

Financeiramente, os três casos se mostraram viáveis, com uma TIR de 22% em todos eles. O *payback* descontado para todos foi de quatro anos e dois meses e o LCOE deles também foi próximo, mudando apenas na quarta casa decimal, sendo de R\$/kWh 0,106.

Com isso, pode-se notar que os casos são equivalentes, porém foi observado que o valor economizado em subsídios evitados para o primeiro caso se mostrou suficiente, em pouco tempo, para pagar todos os gastos do sistema fotovoltaico projetado. Desta forma, o planejamento que traz mais vantagens para a região é instalar um sistema menor, considerando que o consumo de energia elétrica dos habitantes é de 80 kWh e ir aumentando até o sistema alcançar o tamanho suficiente para que o consumo considerado dos habitantes seja aquele do terceiro caso, 160 kWh.

Desta forma, o projeto se mostra muito vantajoso para a sociedade, pois a região beneficiada pelo projeto, em sua maioria, é de pessoas com grande vulnerabilidade econômica e o estudo mostra que é possível beneficiar toda a população da Chácara Santa Luzia e também geraria benefícios imensuráveis ao meio ambiente.

Além disso, a região está localizada em uma área que o governo do Distrito Federal prevê a construção de um conjunto habitacional. Sendo assim, o estudo se mostra relevante, pois a população ainda precisará de políticas públicas para geração de emprego e com a instalação do sistema projetado seria vantajoso ter a conta de luz mais barata.

É importante ressaltar também, o benefício social que gera a cobertura da pista de caminhada na EPVL, que liga a Estrutural e a EPTG, possibilitando aos

habitantes de Vicente Pires, Estrutural e Guar utiliz-la em horários em que a exposição solar não é recomendada.

Para trabalhos futuros é importante considerar efeitos da inflação e no aumento das taxas consideradas. Além disso, pode ser considerado que a instalação em uma pista de caminhada  arriscada, optando por instalar em outro lugar como uma quadra de esportes, ou até mesmo nas casas dos habitantes da região.

Por fim, é importante destacar que esse estudo é somente uma estimativa para valores reais de um empreendimento deste tamanho. No desenvolvimento do trabalho houve várias considerações que ao longo dos anos podem mudar, dependendo da metodologia de projeto a ser considerada.

## 6. REFERÊNCIAS

- [1] ABNT- Associação Brasileira de Normas Técnicas. ABNT NBR 16150:2013 - *Sistemas fotovoltaicos (FV) - Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição - Procedimento de ensaio de conformidade*.
- [2] ABNT - Associação Brasileira de Normas Técnicas. ABNT NBR 5410: *Instalações Elétricas de Baixa Tensão*. Rio de Janeiro, 2004.
- [3] Administração regional do SCIA e Estrutural. *Sobre a região administrativa*. Disponível em: <https://www.scia.df.gov.br/category/sobre-a-ra/>. Acesso em: 31 de mar. de 2021.
- [4] ALVARENGA, Darlan. *Desemprego fica em 14,2% no trimestre terminado em janeiro e atinge recorde de 14,3 milhões de pessoas*. G1. 31 de mar. de 2021 Disponível em < <https://g1.globo.com/economia/noticia/2021/03/31/desemprego-fica-em-142percent-no-trimestre-terminado-em-janeiro-aponta-ibge.ghtml> >. Acesso em: 12 de abril de 2021.
- [5] ALVARENGA, Darlan. *Trabalhador com baixa escolaridade deve ser o mais afetado no pós-pandemia, aponta estudo*. G1. 31 de mar. de 2021 Disponível em < <https://g1.globo.com/economia/concursos-e-emprego/noticia/2021/03/31/trabalhador-com-baixa-escolaridade-deve-ser-o-mais-afetado-no-pos-pandemia-aponta-estudo.ghtml>>. Acesso em: 11 de abril de 2021.
- [6] ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. *Conta de desenvolvimento energético*. Disponível em: [https://www.aneel.gov.br/informacoes-tecnicas/-/asset\\_publisher/CegkWaVJWF5E/content/conta-de-desenvolvimento-energetico-cde/654800?inheritRedirect=false](https://www.aneel.gov.br/informacoes-tecnicas/-/asset_publisher/CegkWaVJWF5E/content/conta-de-desenvolvimento-energetico-cde/654800?inheritRedirect=false)>. Acesso em Abril de 2021.
- [7] ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. *Luz na Tarifa*. Disponível em < <https://www.aneel.gov.br/luz-na-tarifa> >. Acesso em Abril de 2021.
- [8] ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. *Micro e Minigeração Distribuídas*. Disponível em < <http://www.aneel.gov.br/geracao-distribuida> >. Acesso em Abril de 2021.
- [9] ANEEL - 2012 Agência Nacional de Energia Elétrica. *Resolução Normativa nº482*. Disponível em: < <http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em Abril de 2021.

- [10] ANEEL, 2015 Agência Nacional de Energia Elétrica. *Resolução Normativa nº687*. Disponível em: < <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>>. Acesso em Abril de 2021.
- [11] ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. *Tarifa social baixa renda*. Disponível em < <https://www.aneel.gov.br/tarifa-social-baixa-renda>>. Acesso em Abril de 2021.
- [12] Associação Cristã Santa Clara. *Conheça a realidade da Cidade Estrutural – DF*. 8 de maio de 2019. Disponível em < <https://acsantaclara.com.br/conheca-a-realidade-da-cidade-estrutural-df/> >. Acesso em: 31 de mar. de 2021.
- [13] BAIROS, Camila. *Cidade Estrutural: a vida depois do lixão*. Disponível em < <http://www.agenciadenoticias.uniceub.br/?p=15726>>. Acesso em: 10 de mar. de 2021.
- [14] BNDES. - Banco Nacional do Desenvolvimento. *Taxa de Juros de Longo Prazo*. Disponível em < [bndes.gov.br](http://bndes.gov.br). > Acesso em: 10 de maio de 2021.
- [15] BOREAL SOLAR, *Como funcionam e quais os tipos de inversor solar*. Disponível em < <http://borealsolar.com.br/blog/2019/05/02/como-funcionam-e-quais-os-tipos-de-inversor-solar/>>. Acesso em 07 Abril de 2021.
- [16] CAMARGO, I. (1998). *Noções básicas de engenharia econômica : aplicações ao setor elétrico*. Brasília: Finatec.
- [17] CAMARGO, Lucas Tamanini. *Projeto de Sistemas Fotovoltaicos conectados à Rede Elétrica*. Londrina, 2017. Bacharelado em engenharia elétrica.
- [18] CEB, Companhia Energética de Brasília. *Tudo sobre a conta de luz*. Disponível online < <http://www.ceb.com.br/index.php/tudo-sobre-a-conta-de-luz/370-tudo-sobre-a-conta-de-luz> >. Acesso em Abril de 2021.
- [19] CRESESB. *Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de S. Brito*. 2018 . Disponível em< <http://www.cresesb.cepel.br/>>. Acesso em Abril de 2021.
- [20] DC Module: *diode equivalent circuit models*. Disponível em:< <https://pvpmc.sandia.gov/modeling-steps/2-dc-module-iv/diode-equivalent-circuit-models/>> Acesso em abril de 2021.
- [21] Empresa de Pesquisa Energética (EPE): *Matriz energética e elétrica*. Disponível em: < <https://www.epe.gov.br/pt/abcdenergia/matriz-energetica-e-eletrica> >. Acesso em Abril de 2021.

- [22] Empresa de Pesquisa Energética (EPE): *Plano Decenal de Expansão de Energia 2030*. Disponível em: < <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2030>>. Acesso em Ago. de 2021.
- [23] Empresa de Pesquisa Energética (EPE): *Balanço Energético Nacional 2020*, 2020. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2020>>. Acesso em abril de 2021.
- [24] FRAUNHOFER. *Photovoltaic Report. 2021*. Disponível em: <<https://www.ise.fraunhofer.de>>. Acesso em: 04 de abril de 2018.
- [25] FREITAS, Susana Sofia Alves – *Dimensionamento de sistemas fotovoltaicos*. Bragança: ESTIG, 2008. Dissertação de Mestrado em Engenharia Industrial.
- [26] GOOGLE EARTH. 2021. Disponível em: < <https://www.google.com.br/intl/pt-BR/earth/>> . Acesso em Abril de 2021.
- [27] GRIGORI, Pedro. *Começa a sair do papel projeto de conjunto habitacional na Estrutural*. Correio Braziliense. 25 de maio de 2018. Disponível em < [https://www.correiobraziliense.com.br/app/noticia/cidades/2018/05/25/interna\\_cidade\\_sdf,683313/comeca-a-sair-do-papel-projeto-de-conjunto-habitacional-na-estrutural.shtml](https://www.correiobraziliense.com.br/app/noticia/cidades/2018/05/25/interna_cidade_sdf,683313/comeca-a-sair-do-papel-projeto-de-conjunto-habitacional-na-estrutural.shtml) >. Acesso em: 04 de abr de 2021.
- [28] GUIMARÃES, Leonam. *O Custo Nivelado da Eletricidade e seu Impacto na Transição Energética*. CEIRI News. 6 de maio de 2019 Disponível em < <https://ceiri.news/o-custo-nivelado-da-eletricidade-e-seu-impacto-na-transicao-energetica/>>. Acesso em: 12 de abril de 2021.
- [29] IDEAL. 2019. Instituto Ideal. *O mercado brasileiro de geração distribuída FV*. Disponível em < <https://institutoideal.org/o-mercado-brasileiro-de-geracao-distribuida-fv-edicao-2019/>>. Acesso em Abril de 2021.
- [30] IEA. International Energy Agency. *2020 Snapshot of Global Photovoltaic Markets*. 2020. Disponível em: <<http://www.iea-pvps.org/>>. Acesso em: 04 de abril de 2018.
- [31] IEA. International Energy Agency: *IEA statistics browser, 2019*. Disponível em <https://www.iea.org/statistics/>, Acesso em Abril de 2021.
- [32] INMET. Instituto Nacional de Meteorologia. Disponível em < <https://portal.inmet.gov.br/>>. Acesso em: 02 de out. de 2021.
- [33] INPE. 2017. Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais, *Atlas brasileiro de energia solar* .2ª edição. São José dos Campos : INPE, 2021.



[34] IRENA (2021), *Renewable capacity statistics 2021* International Renewable Energy Agency (IRENA), Abu Dhabi.

[35] JAGER, Henrique Jager. *As incertezas da energia elétrica e a necessidade de diversificar as fontes*. Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (INEEP). 20 de ago. de 2021. Disponível em < <https://ineep.org.br/incertezas-da-energia-eletrica-e-a-necessidade-de-diversificar-as-fontes/>>. Acesso em: 02 de set. de 2021.

[36] MARQUES, Fernanda. *Enfrentamento da Covid-19 na Cidade Estrutural foi tema de Seminário*. Fiocruz Brasília. 07 de out. de 2020 Disponível em < <https://www.fiocruzbrasil.fiocruz.br/enfrentamento-da-covid-19-na-cidade-estrutural-foi-tema-de-seminario/>>. Acesso em: julho de 2021.

[37] MOREIRA, Cibele. *Energia solar se torna cada vez mais viável em tempos de crise economia*. Correio Braziliense. Rio de Janeiro, 5 de set. de 2021 Disponível em < <https://www.correiobraziliense.com.br/cidades-df/2021/09/4947761-energia-solar-se-torna-cada-vez-mais-viavel-em-tempos-de-crise-economia.html> >. Acesso em: 05 de set. de 2021.

[38] MOTTA, R.R. [et al.] *Engenharia Econômica e Finanças* – Rio de Janeiro: Elsevier, 2009.

[39] MOUTINHO, Paulo et al. *Perguntas e respostas sobre aquecimento global*, 5ª edição. Instituto de Pesquisa Ambiental da Amazônia (IPAM), 2010.pág 1

[40] ORTIZ, Brenda. *Conta de luz fica mais cara no DF após reajuste da Aneel*. G1. 01 de dez. de 2020. Disponível em <<https://g1.globo.com/df/distrito-federal/noticia/2020/12/01/conta-de-luz-fica-mais-cara-no-df-apos-reajuste-da-aneel.ghtml>>. Acesso em: 18 de abr. de 2021.

[41] PUCCINI, E. C. *Matemática Financeira e Análise de Investimentos*. Florianópolis: UFSC.

[42] RESENDE, Isabelle. *Favelas cariocas ganham a primeira cooperativa de energia solar do Brasil*. CNNBrasil,. Rio de Janeiro, 18 de out. de 2021. Disponível em < <https://www.cnnbrasil.com.br/business/favelas-cariocas-ganham-a-primeira-cooperativa-de-energia-solar-do-brasil/> >. Acesso em: 18 de out. de 2021.

[43] SILVA, Pedro Henrique Borges da. *Estudo de Viabilidade Técnica e Econômica de Geração da Energia Elétrica Consumida pela Universidade de Brasília por meio de Usina Solar Fotovoltaica Flutuante*. Brasília, 2019. UnB. Bacharelado em engenharia elétrica.

- [44] SOLARGIS: *Solar resource maps of world*. Disponível em:  
<<https://solargis.com/maps-and-gis-data/download/world>> Acesso em abril de 2021.
- [45] SOUZA, Enio Bueno Pereira et al. Atlas Brasileiro de Energia Solar, volume 2. Instituto Espacial de Pesquisas Espaciais (INPE), 2017.
- [46] TAVARES PINHO, João e GALDINO, Marco Antonio (organizadores): *Manual de Engenharia para Sistema Fotovoltaicos*, volume 1. Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito (CRESESB), 2014.
- [47] ZILLES, Roberto; MACÊDO, Wilson Negrão; GALHARDO, Marcos André Barros; OLIVEIRA, Sergio Henrique Ferreira de. *Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica*. [S.l: s.n.], 2012.

## **APÊNDICE**

## Fluxos de Caixa dos Casos de Usinas Solares Fotovoltaicas Estudadas

Tabela A.1: Diagrama de fluxo de caixa do Caso 1.

Período (anos)	Investimento	Operação e Manutenção	Troca de Inversores	Receita	Saldo no ano
0	R\$ 5.577.750,00				-R\$ 5.577.750,00
1		R\$ 55.777,50		R\$ 1.396.176,72	-R\$ 4.237.350,78
2		R\$ 55.777,50		R\$ 1.379.700,44	-R\$ 2.913.427,84
3		R\$ 55.777,50		R\$ 1.368.662,84	-R\$ 1.600.542,50
4		R\$ 55.777,50		R\$ 1.357.713,53	-R\$ 298.606,47
5		R\$ 55.777,50		R\$ 1.346.851,82	R\$ 992.467,86
6		R\$ 55.777,50	R\$ 624.895,24	R\$ 1.336.077,01	R\$ 1.647.872,13
7		R\$ 55.777,50		R\$ 1.325.388,39	R\$ 2.917.483,02
8		R\$ 55.777,50		R\$ 1.314.785,29	R\$ 4.176.490,81
9		R\$ 55.777,50		R\$ 1.304.267,00	R\$ 5.424.980,31
10		R\$ 55.777,50		R\$ 1.293.832,87	R\$ 6.663.035,68
11		R\$ 55.777,50		R\$ 1.283.482,21	R\$ 7.890.740,39
12		R\$ 55.777,50		R\$ 1.273.214,35	R\$ 9.108.177,23
13		R\$ 55.777,50	R\$ 624.895,24	R\$ 1.263.028,63	R\$ 9.690.533,13
14		R\$ 55.777,50		R\$	R\$

		1.252.924,40	10.887.680,03
		R\$	R\$
15	R\$ 55.777,50	1.242.901,01	12.074.803,54
		R\$	R\$
16	R\$ 55.777,50	1.232.957,80	13.251.983,84
		R\$	R\$
17	R\$ 55.777,50	1.223.094,14	14.419.300,48
		R\$	R\$
18	R\$ 55.777,50	1.213.309,39	15.576.832,37
		R\$	R\$
19	R\$ 55.777,50	1.203.602,91	16.099.762,54
		R\$	R\$
20	R\$ 55.777,50	1.193.974,09	17.237.959,12
		R\$	R\$
21	R\$ 55.777,50	1.184.422,29	18.366.603,92
		R\$	R\$
22	R\$ 55.777,50	1.174.946,92	19.485.773,33
		R\$	R\$
23	R\$ 55.777,50	1.165.547,34	20.595.543,17
		R\$	R\$
24	R\$ 55.777,50	1.156.222,96	21.695.988,64
		R\$	R\$
25	R\$ 55.777,50	1.146.973,18	22.787.184,31

Fonte: Próprio Autor

Tabela A.2: Diagrama de fluxo de caixa do Caso 2.

Período (anos)	Investimento	Operação e Manutenção	Troca de Inversores	Receita	Saldo no ano
0	R\$ 10.004.400,00				-R\$ 10.004.400,00
1		R\$ 100.044,00		R\$ 2.512.886,50	-R\$ 7.591.557,50
2		R\$ 100.044,00		R\$ 2.483.231,92	-R\$ 5.208.369,58
3		R\$		R\$	-R\$

	100.044,00		2.463.366,07	2.845.047,51
	R\$		R\$	-R\$
4	100.044,00		2.443.659,14	501.432,38
	R\$		R\$	R\$
5	100.044,00		2.424.109,86	1.822.633,49
	R\$	R\$	R\$	R\$
6	100.044,00	810.600,00	2.404.716,99	3.316.706,47
	R\$		R\$	R\$
7	100.044,00		2.385.479,25	5.602.141,72
	R\$		R\$	R\$
8	100.044,00		2.366.395,42	7.868.493,14
	R\$		R\$	R\$
9	100.044,00		2.347.464,25	10.115.913,39
	R\$		R\$	R\$
10	100.044,00		2.328.684,54	12.344.553,93
	R\$		R\$	R\$
11	100.044,00		2.310.055,06	14.554.564,99
	R\$		R\$	R\$
12	100.044,00		2.291.574,62	16.746.095,61
	R\$	R\$	R\$	R\$
13	100.044,00	810.600,00	2.273.242,02	18.108.693,64
	R\$		R\$	R\$
14	100.044,00		2.255.056,09	20.263.705,72
	R\$		R\$	R\$
15	100.044,00		2.237.015,64	22.400.677,36
	R\$		R\$	R\$
16	100.044,00		2.219.119,51	24.519.752,88
	R\$		R\$	R\$
17	100.044,00		2.201.366,56	26.621.075,43
	R\$		R\$	R\$
18	100.044,00		2.183.755,63	28.704.787,06
	R\$	R\$	R\$	R\$
19	100.044,00	810.600,00	2.166.285,58	29.960.428,64
	R\$		R\$	R\$
20	100.044,00		2.148.955,30	32.009.339,94
	R\$		R\$	R\$
21				

	100.044,00	2.131.763,65	34.041.059,59
22	R\$	R\$	R\$
	100.044,00	2.114.709,54	36.055.725,13
23	R\$	R\$	R\$
	100.044,00	2.097.791,87	38.053.473,00
24	R\$	R\$	R\$
	100.044,00	2.081.009,53	40.034.438,54
25	R\$	R\$	R\$
	100.044,00	2.064.361,46	41.998.755,99

Fonte: Próprio Autor

Tabela A.3: Diagrama de fluxo de caixa do Caso 3.

Período (anos)	Investimento	Operação e Manutenção	Troca de inversores	Receita	Saldo no ano
0	R\$ 14.432.400,00				-R\$ 14.432.400,00
1		R\$ 144.324,00		R\$ 3.629.982,28	-R\$ 10.946.741,72
2		R\$ 144.324,00		R\$ 3.587.144,85	-R\$ 7.503.920,87
3		R\$ 144.324,00		R\$ 3.558.447,69	-R\$ 4.089.797,17
4		R\$ 144.324,00		R\$ 3.529.980,11	-R\$ 704.141,06
5		R\$ 144.324,00		R\$ 3.501.740,27	R\$ 2.653.275,21
6		R\$ 144.324,00	R\$ 1.158.000,00	R\$ 3.473.726,35	R\$ 4.824.677,56
7		R\$ 144.324,00		R\$ 3.445.936,54	R\$ 8.126.290,09
8		R\$ 144.324,00		R\$ 3.418.369,05	R\$ 11.400.335,14
9		R\$ 144.324,00		R\$ 3.391.022,09	R\$ 14.647.033,23
10		R\$ 144.324,00		R\$ 3.363.893,92	R\$ 17.866.603,15
11		R\$ 144.324,00		R\$ 3.336.982,76	R\$ 21.059.261,91
12		R\$ 144.324,00		R\$ 3.310.286,90	R\$ 24.225.224,82
13		R\$ 144.324,00	R\$ 1.158.000,00	R\$ 3.283.804,61	R\$ 26.206.705,42
14		R\$ 144.324,00		R\$ 3.257.534,17	R\$ 29.319.915,60
15		R\$ 144.324,00		R\$ 3.231.473,90	R\$ 32.407.065,49
16		R\$ 144.324,00		R\$ 3.205.622,11	R\$ 35.468.363,60

---

17	R\$ 144.324,00		R\$ 3.179.977,13	R\$ 38.504.016,73
18	R\$ 144.324,00		R\$ 3.154.537,31	R\$ 41.514.230,04
19	R\$ 144.324,00	R\$		
		1.158.000,00	R\$ 3.129.301,01	R\$ 43.341.207,05
20	R\$ 144.324,00		R\$ 3.104.266,61	R\$ 46.301.149,66
21	R\$ 144.324,00		R\$ 3.079.432,47	R\$ 49.236.258,13
22	R\$ 144.324,00		R\$ 3.054.797,01	R\$ 52.146.731,15
23	R\$ 144.324,00		R\$ 3.030.358,64	R\$ 55.032.765,78
24	R\$ 144.324,00		R\$ 3.006.115,77	R\$ 57.894.557,55
25	R\$ 144.324,00		R\$ 2.982.066,84	R\$ 60.732.300,39

---

Fonte: Próprio Autor



## **ANEXO**

# Tarifas da CEB para Abril de 2021

ABRIL  
2021  
BANDEIRA AMARELA

Diretoria Comercial - DC  
Superintendência Comercial - SPC  
Gerência de Faturamento - GRFA



## Tarifas do Grupo B Tarifa Convencional

Consumo (Alíquota do ICMS)	Até 50 kWh(0%)		51 a 200 (12%)		201 acima (18%)	
	Fora Ponta R\$/kWh	Ponta R\$/kWh	Fora Ponta R\$/kWh	Ponta R\$/kWh	Fora Ponta R\$/kWh	Ponta R\$/kWh
B2 - Rural						
B2 - Cooperativa de eletrificação rural			0,4432627	0,5049269	0,5049269	0,5426738
B2 - Madrugada - irrigação (redução de 67%) sobre a Tarifa B2 - Rural para o período das 21:30h às 06:00h			0,4432627	0,5049269	0,5049269	0,5426738
B3 - Serviço de Saneamento (redução de 9%)						
B4a - Iluminação Pública (entrega no poste)			0,5204944	0,5204944	0,5204944	0,5940450
B4b - Iluminação Pública (entrega na lâmpada)			0,3437978	0,3437978	0,3437978	0,3694991
			0,3736262	0,3736262	0,3736262	0,4015574
<b>Consumo (Alíquota do ICMS)</b>						
B3 - Comercial/Industrial			Até 200 (12%)	201 a 1000 (18%)	1001 acima (21%)	
			0,6123463	0,6581235	0,6836784	
<b>Consumo (Alíquota do ICMS)</b>			Até 200 (12%)	201 a 500 (18%)	501 acima (25%)	
B3 - Poder Público			0,6123463	0,6581235	0,7210073	

Consumo	ICMS	R\$/kWh
B1 - Res. Baixa Renda até 50 kWh	Isento	0,1709006
B1 - Residencial Até 30 kWh	12	0,2832098
B1 - Residencial Até 30 kWh	12	0,1946753
Baixa Renda De 31 a 100 kWh	12	0,3226083
De 101 a 200 kWh	12	0,4761279
De 201 a 220 kWh	18	0,5117219
De 221 a 300 kWh	18	0,5667206
De 301 a 500 kWh	21	0,5887263
Acima de 500 kWh	25	0,6208708
B1 - Residencial até 50 kWh	Isento	0,5375636
B1 - Residencial de 51 a 200 kWh	12	0,6123463
B1 - Residencial de 201 a 300 kWh	18	0,6581235
B1 - Residencial de 301 a 500 kWh	21	0,6836784
B1 - Residencial acima de 500 kWh	25	0,7210073

## Tarifa Branca

Consumo (Alíquota do ICMS)	Até 50 kWh(0%)		51 a 200 (12%)		201 acima (18%)	
	Fora Ponta R\$/kWh	Ponta R\$/kWh	Fora Ponta R\$/kWh	Ponta R\$/kWh	Fora Ponta R\$/kWh	Ponta R\$/kWh
B2 - Rural						
B2 - Cooperativa de eletrificação rural			0,3848463	0,4383839	0,4383839	0,4711562
B2 - Madrugada - irrigação (redução de 67%) sobre a Tarifa B2 - Rural para o período das 21:30h às 06:00h			0,3848463	0,4383839	0,4383839	0,4711562
B3 - Serviço de Saneamento (redução de 9%)						
<b>Consumo (Alíquota do ICMS)</b>			Até 200 (12%)	201 a 1000 (18%)	1001 acima (21%)	
B3 - Comercial/Industrial			0,5311963	0,5709070	0,5930753	
<b>Consumo (Alíquota do ICMS)</b>			Até 200 (12%)	201 a 500 (18%)	501 acima (25%)	
B3 - Poder Público			0,5311963	0,5709070	0,6581235	

Consumo	ICMS	Fora Ponta R\$/kWh	Inter. R\$/kWh	Ponta R\$/kWh
B1 - Residencial até 50 kWh	Isento	0,4548646	0,6415326	0,9756258
B1 - Residencial de 51 a 200 kWh	12	0,5181428	0,7307790	1,1113494
B1 - Residencial de 201 a 300 kWh	18	0,5668776	0,7854099	1,1944306
B1 - Residencial de 301 a 500 kWh	21	0,5785011	0,8159073	1,2408102
B1 - Residencial acima de 500 kWh	25	0,6100873	0,8604559	1,3085585

### Legislação Vigente

Tarifa Resid. Baixa Renda: Res. 22/14/2017-ANEEL, de 28/03/2017
Pis/Pasep (0,31%) + Collins (1,43%) = 1,74
Resolução nº 414/2010 da Aneel - Critérios para fornecimento de energia
Desconto p/ serviços de saneamento: Decreto 62.724, de 23.12.88
Tarifa da Madrugada: Resolução 414-ANEEL Art. 107, de 09/09/2010
ICMS Lei 7, de 29.12.88; Decreto 18.955, 22.12.97; Lei 987, 18.12.95
Tarifas de Energia: Resolução 2789/2019-ANEEL, de 22/10/2020
Taxas de Serviços: Resolução 2789/2019-ANEEL, de 22/10/2020
CIP: Decreto GDF Nº 35.046 de 30.12.2013
Redução da bandeira vermelha: Resolução 1945/2015-ANEEL, 25/08/2015