



PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA DO RIO DE JANEIRO

**Análise de viabilidade econômica do projeto
de minigeração distribuída solar fotovoltaica**

João Victor Reis de Oliveira

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

CENTRO DE CIÊNCIAS SOCIAIS - CCS

DEPARTAMENTO DE ADMINISTRAÇÃO

Graduação em Administração de Empresas

Rio de Janeiro, junho de 2022.



João Victor Reis de Oliveira

**Análise de viabilidade econômica do projeto de
minigeração solar fotovoltaica**

Trabalho de Conclusão de Curso

Trabalho de Conclusão de Curso, apresentado ao programa de graduação em Administração da PUC-Rio como requisito parcial para a obtenção do título de graduação em Administração.

Orientador(a) : Graziela Fortunato

Rio de Janeiro, junho de 2022.

Agradecimentos

Dedico esse trabalho de conclusão de curso aos meus familiares, meus amigos e professores.

Aos meus amigos de universidade Rafael Riedel e Rodrigo de La Cerda por todo o apoio na vida universitária e fora dela, e por termos construído uma trajetória de excelência nessa instituição.

A minha orientadora Graziela Fortunato pela dedicação e zelo na elaboração desse trabalho.

As minhas avós e meus avôs que com sua sabedoria e amor me fazem ser a pessoa que sou hoje e por sempre estarem iluminando meu caminho.

Ao meu irmão Thiago Oliveira e minha prima Nicolly Reis por estarem sempre comigo nas horas que mais preciso.

A minha mãe Neise Oliveira por suas orações e pelo carinho incondicional, que foram imprescindíveis para a conclusão desse trabalho, na conclusão de curso e na vida.

Em especial, agradeço o meu pai Marcelo Oliveira por ser a minha maior inspiração, por todo apoio e ajuda do início ao fim do curso universitário e por me fazer sempre ser uma pessoa, aluno e profissional melhor.

Resumo

Oliveira, João Victor R. Análise de viabilidade econômica do projeto de minigeração distribuída solar fotovoltaica. Rio de Janeiro, 2022. 48 p. Trabalho de Conclusão de Curso – Departamento de Administração. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

A geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis vem ganhando mercado e confiança ao redor do mundo e sendo tema de discussões sobre sustentabilidade em diversos fóruns, em particular no Brasil, com destaque para os recentes incentivos regulatórios oferecidos para geração distribuída. Este estudo analisou a implantação de um projeto de minigeração distribuída de energia solar fotovoltaica na área de concessão da empresa de distribuição de energia Light Serviços de Eletricidade S.A., no estado do Rio de Janeiro, sob a ótica da sua viabilidade econômica. Os resultados apontam para uma Taxa Interna de Retorno atrativa, um Valor Presente Líquido positivo e um Payback Descontado atraente, tornando o projeto economicamente viável.

Palavras-chave: Minigeração Distribuída Solar Fotovoltaica, Análise de Viabilidade Econômica, Taxa Interna de Retorno, Valor Presente Líquido e Payback.

Abstract

The Power Generation from renewable sources has been gaining market and confidence around the world and becoming the subject of discussions on sustainability in several forums, particularly in Brazil, with emphasis on the recent regulatory incentives offered for distributed generation. This study analyzed the implementation of a distributed minigeneration project for photovoltaic solar energy in the energy distribution company Light Serviços de Eletricidade S.A. concession area in Rio de Janeiro, focused on its economic viability. The results indicate to an attractive Internal Rate of Return, a positive Net Present Value, and an attractive Discounted Payback, making the project economically viable.

Key-words: Solar Photovoltaic Distributed Minigeneration, Valuation, Internal Rate of Return, Net Present Value and Return.

SUMÁRIO

1 . Introdução	1
1.1. Contextualização	1
1.2. Problematização	2
1.3. Objetivo do estudo	3
1.4. Delimitação e foco do estudo	3
1.5. Relevância do estudo	4
1.6. Estrutura do estudo	4
2 . Referencial Teórico	5
2.1. Setor de energia do brasil	5
2.1.1. As instituições do mercado de energia e seus termos essenciais	5
2.1.2. Ambientes de contratação de energia	6
2.1.3. Geração distribuída	8
2.1.4. Sistema de compensação de energia elétrica	9
2.1.5. Geração de energia solar fotovoltaica	9
2.2. Análise de viabilidade econômica	10
2.2.1. Taxa de desconto	10
2.2.2. Fluxo de Caixa Descontado	11
2.2.3. Valor Presente Líquido	12
2.2.4. Taxa Interna de Retorno	12
2.2.5. Payback	13
3 . Metodologia	14
3.1. Tipo de Pesquisa	14
3.2. Amostra e Coleta de dados	14
3.3. Variáveis e tratamento dos dados	15
3.3.1. Premissas técnicas	15
3.3.2. Tarifas de energia	17
3.3.3. Regime tributário	17
3.3.4. Estrutura de investimento	18
3.3.5. Estrutura de financiamento	19
3.3.6. Custos operacionais e despesas administrativas	20
3.3.7. Índice de Preço do Consumidor	21
3.3.8. Cálculo do WACC	22
4 . Apresentação e análise dos resultados	25
4.1. Descrição e análise dos resultados	25
4.1.1. Receita bruta	25
4.1.2. Demanda contratada	29
4.1.3. Demonstração do resultado do exercício	29
4.1.4. Demonstração do Fluxo de Caixa	32
4.1.5. Análise de Viabilidade Econômica	34
5 . Conclusões	38
6 . Referências Bibliográficas	40

TABELAS

Tabela 1: Premissas técnicas	15
Tabela 2: Tarifas de energia	17
Tabela 3: Regime tributário	17
Tabela 4: Investimento	18
Tabela 5: Estrutura financeira	19
Tabela 6: Custos e Despesas	20
Tabela 7: Taxa livre de risco e retorno de mercado	22
Tabela 8: Beta.....	23
Tabela 9: Geração e Receita Bruta.....	26
Tabela 10: Geração e Receita Bruta.....	26
Tabela 11: Geração e Receita Bruta.....	26
Tabela 12: Geração e Receita Bruta.....	26
Tabela 13: Geração e Receita Bruta.....	27
Tabela 14: Geração e Receita Bruta.....	27
Tabela 15 – Demonstração do resultado do exercício	30
Tabela 16 – Demonstração do resultado do exercício	30
Tabela 17 – Demonstração do resultado do exercício	31
Tabela 18 – Demonstração do resultado do exercício	31
Tabela 19 – Demonstração do resultado do exercício	32
Tabela 20 – Demonstração do resultado do exercício	32
Tabela 21 – Demonstração do fluxo de caixa	33
Tabela 22 – Demonstração do fluxo de caixa	33
Tabela 23 – Demonstração do fluxo de caixa	33
Tabela 24 – Demonstração do fluxo de caixa	34
Tabela 25 – Demonstração do fluxo de caixa	34
Tabela 26 – Demonstração do fluxo de caixa	34
Tabela 27 - Análise de viabilidade econômica	35
Tabela 28 - Análise de viabilidade econômica	35
Tabela 29 - Análise de viabilidade econômica	35
Tabela 30 - Análise de viabilidade econômica	36
Tabela 31 - Análise de viabilidade econômica	36
Tabela 32 - Análise de viabilidade econômica	36

GRÁFICOS

Gráfico 1: Índice do Preço do Consumidor (IPCA).....	21
Gráfico 2 – Geração efetiva de energia anual e perda de eficiência.....	26
Gráfico 3 – Preço de venda de energia, atualizado com o IPCA.	28
Gráfico 4 – Receita bruta.	28
Gráfico 5 – Demanda contratada, atualizada pelo IPCA.....	29
Gráfico 6 - Fluxo de Caixa Livre Descontado acumulado	37

FIGURAS

Figura 1 – Mapa do potencial de geração solar fotovoltaica no Brasil	16
--	----

1. Introdução

1.1. Contextualização

O Brasil possui uma das matrizes energéticas mais limpas do mundo, isso fica evidente no Relatório Síntese do Balanço Energético Nacional de 2022 (BEN, 2022), que é realizado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2022).

Com base nesse relatório, pode-se dizer que apesar da diminuição na participação de renováveis energia proveniente de recursos naturais cuja fonte é continuamente reabastecida na matriz energética nacional de 48,5% em 2020 para 44,7% em 2021, devido, principalmente, a queda da oferta de energia hidráulica associada à escassez hídrica e ao acionamento das usinas termelétricas, o Brasil ainda está a frente em comparação com a matriz energética global que totaliza 14,1% de renováveis (EPE, 2022).

Em 2020, a Agência Nacional de Energia Elétrica publicou que o Brasil possuía 179.640 MW de potência instalada de geração, sendo que, desse total, 74% é energia renovável e que dentre as fontes renováveis, a hidráulica gerou 71% e a solar 2,2% da energia elétrica em 2020 (ANEEL, 2020).

A geração distribuída vem apresentando um forte crescimento nos últimos anos, devido, principalmente energia solar que representa 96% da potência total instalada. Em 2021, a potência instalada de geração distribuída somava 6.881 MW, enquanto em 2020 somavam 4.174 MW (ANEEL, 2020).

Embora o Brasil tenha avançado nos últimos anos, disponibilizando consideráveis incentivos e com grande número de sistemas fotovoltaicos implantados no período de 2012 a 2020, continua com um mercado pequeno e ainda há muito a ser feito para consolidar a fonte solar fotovoltaica na matriz energética nacional (ANEEL, 2020).

As condições climáticas e de irradiação solar no Brasil são vistas como uma das melhores do planeta, com irradiação média anual de 1.986 kWh/m² ao ano. Essas condições colaboram e aumentam o potencial em relação ao uso de sistemas solares fotovoltaicos.

Devido ao cenário econômico atual e incentivos regulatórios no Brasil, tanto as instituições privadas como a população em geral, buscam a redução de gasto energético e também a necessidade de aumentar eficiência tanto nas suas atividades produtivas como no uso dos recursos naturais e energéticos.

1.2. Problematização

No final de 2020, o Ministério de Minas e Energia (MME) aprovou o Plano Nacional de Energia 2050, esse é um conjunto de recomendações e diretrizes a serem seguidas ao longo dos anos até 2050. Tal instrumento representa um suporte ao desenho da estratégia de longo prazo em relação à expansão do setor de energia nacional.

Com base no PNE 2050, levando em consideração o cenário desafio de expansão, a EPE projeta um crescimento do consumo potencial de energia elétrica consumo atendido pela rede, a partir da autoprodução, geração distribuída e estimado antes dos ganhos provenientes de eficiência energética do Brasil de 3,5% ao ano em média entre 2015 e 2050, o que representa aproximadamente 240 mil MWh/ano. Desse montante, pode-se estimar que 11 mil MWh/ano (5% do consumo potencial) serão atendidos pela geração distribuída.

A crise hídrica brasileira de 2021 é resultado de estações mais secas que a média dos últimos anos. No último ano hidrológico, entre agosto de 2020 e setembro de 2021, as precipitações, na maior parte do país, representaram a maior estiagem em 91 anos (ANA, 2021). Em consequência disso, o nível dos principais reservatórios do Brasil atingiu, no final de setembro de 2021, o menor nível desde 2015 (ANA, 2021).

O setor de energia brasileiro já foi um dos mais eficientes do mundo. Essa eficiência tinha como base os vastos reservatórios hidrelétricos que garantiam a segurança do sistema e o baixo custo da energia, o que

resultava em uma vantagem competitiva para a economia nacional. Contudo, atualmente, devido a uma série de fatores, como: peso de impostos e de encargos setoriais na tarifa de energia elétrica, as mudanças climáticas, o sistema está desestabilizado, gerando incertezas ao investidor sobre o suprimento energético e aumentando o custo do insumo para a indústria (CNI, 2021).

A geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis constitui uma tendência atual verificável em diversos países, inclusive com a concessão de incentivos à geração distribuída. Os estímulos à geração distribuída justificam-se pelos potenciais benefícios que tal modalidade pode proporcionar ao sistema elétrico: a postergação de investimentos em expansão nos sistemas de distribuição e transmissão, o baixo impacto ambiental, a redução no carregamento das redes, a redução de perdas e a diversificação da matriz energética.

1.3. Objetivo do estudo

O objetivo do estudo é permitir uma decisão de investimento fundamentada acerca de um projeto de minigeração distribuída de energia solar fotovoltaica na área de concessão da empresa de distribuidora de energia Light Serviços de Eletricidade S.A. no estado do Rio de Janeiro.

A análise de viabilidade econômica do projeto é realizada por meio do *valuation* do mesmo pelo método do Fluxo de Caixa Descontado, que permite calcular o Valor Presente Líquido, a Taxa Interna de Retorno e o *Payback* Descontado.

1.4. Delimitação e foco do estudo

O estudo tem como foco a análise de viabilidade econômica de um projeto de minigeração distribuída de energia solar fotovoltaica pelo método do Fluxo de Caixa Descontado, que será pautado em dados e premissas reais de mercado e do setor de energia brasileiro, e trará os valores do Valor Presente Líquido, da Taxa Interna de Retorno e do *Payback* Descontado.

Além disso, delimitou-se o território para implantação do projeto na área de concessão da empresa de distribuição de energia Light Serviços de Eletricidade S.A., no estado do Rio de Janeiro.

1.5. Relevância do estudo

O estudo em questão se mostra relevante para o investidor interessado no mercado de minigeração distribuída de energia solar fotovoltaica na área de concessão da empresa distribuição de energia Light Serviços de Eletricidade S.A., no estado do Rio de Janeiro.

Esse estudo tem como base a análise de viabilidade econômica de um projeto desse mercado, o que permitirá uma avaliação fundamentada em premissas reais e consequentemente uma melhor decisão de investimento.

Além disso, pode-se dizer que o trabalho também pode ser relevante para o meio acadêmico, podendo ser base para disciplinas e fonte de estudos que tragam como assunto o mercado de energia brasileiro e análise de viabilidade econômica de projetos.

Por fim, as informações que esse estudo pretende produzir pode ser também de interesse para futuros pesquisadores do campo de finanças que se interessem sobre a relação entre investimento e retorno, pois trarão dados e *insights* que poderão ser acrescidos em estudos com diferentes abordagens ou até mais complexos.

1.6. Estrutura do estudo

O desenvolvimento desse trabalho segue a seguinte estrutura: o referencial teórico engloba todos os principais conceitos a serem discutidos nos capítulos de metodologia, resultado e conclusão, sendo esse dividido em duas principais partes, o mercado de energia brasileiro e a análise de viabilidade econômica de um projeto.

O terceiro capítulo apresenta a metodologia adotada na pesquisa e a coleta de dados para a elaboração da análise dos resultados. O quarto capítulo traz a análise dos resultados e por fim, a conclusão representa as considerações finais.

2. Referencial Teórico

Este capítulo abordará os principais conceitos e processos presentes nesse trabalho, com o objetivo de explicar a base teórica de uma análise de viabilidade econômica de um projeto de minigeração distribuída solar fotovoltaica no Brasil.

O capítulo será dividido em duas partes, a primeira será focada no mercado brasileiro de energia e em seguida será exposto os principais componentes utilizados para a análise de viabilidade econômica.

2.1. Setor de energia do brasil

2.1.1. As instituições do mercado de energia e seus termos essenciais

O Ministério de Minas e Energia (MME) tem como foco planejar e assegurar a execução de políticas Públicas para a gestão sustentável dos recursos energéticos e minerais, contribuindo para o desenvolvimento socioeconômico nacional (CNI, 2021).

A Aneel é o órgão governamental que tem as atribuições de regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização da energia elétrica no Brasil. Além disso, a agência assegura a qualidade dos serviços prestados, pela universalização do atendimento e pelo estabelecimento de tarifas para os consumidores finais, sempre preservando a viabilidade econômica e financeira dos agentes e da indústria (CNI, 2021).

O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) é a instituição responsável por operar, supervisionar e controlar a geração de energia elétrica no Sistema Integrado Nacional (SIN) e por administrar a rede básica de transmissão de energia elétrica no Brasil (CNI, 2021).

O Sistema Interligado Nacional (SIN) é a rede que estende pelo Brasil, a qual conecta sistemas de geração e uma malha de transmissão

de energia elétrica. Esse é dividido em quatro subsistemas: nordeste, sudeste/centro oeste, sul e norte (CNI, 2021).

A Empresa de Pesquisa Energética (EPE), é uma instituição vinculada ao MME cuja função é prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar a formulação, implementação e avaliação de políticas e do planejamento do setor energético brasileiro (CNI, 2021).

As principais unidades de medida são o Watt (W) que é a unidade de potência elétrica utilizada para indicar a capacidade dos equipamentos em realizar suas funções. Logo, quanto maior a quantidade de W de um equipamento maior será sua potência. Além disso, pode-se observar, o Watt-hora (Wh) que é a unidade utilizada para medir o consumo de energia elétrica em um determinado período.

O conceito de potência instalada representa a capacidade bruta que determina o porte da central geradora para fins de outorga, regulação e fiscalização. Essa representa a soma das potências elétricas ativas nominais das unidades geradoras principais da central.

A potência instalada pode ser dada em KW ou MW, sendo que 1 MW é igual a 1.000 KW, conceito relevante para compreensão do setor elétrico e base para cálculos nesse trabalho.

2.1.2. Ambientes de contratação de energia

2.1.2.1. Ambiente de Contratação Regulada

No Ambiente de Contratação Regulada (ACR), os consumidores só podem adquirir energia das distribuidoras locais que possuem a concessão pública para vender energia em uma determinada região. O custo da energia é determinado pela tarifa do consumo de energia, que é homologada pela ANEEL e não pode ser negociada (ANEEL, 2020).

A tarifa de energia é constantemente atualizada pela ANEEL, com o objetivo de garantir o equilíbrio financeiro entre as distribuidoras de energia e o consumidor. Essa tarifa é dividida em duas partes (ANEEL, 2020):

Tarifa de Energia (TE): soma dos custos associados as distribuidoras para atender o consumo de energia de uma determinada região.

Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD): valor cobrado pelo uso do sistema de distribuição, que engloba o transporte de energia, depreciações, encargos setoriais e investimentos.

Além das partes citadas, soma-se a tarifa de energia, a cobrança de impostos, sendo eles: o Imposto sobre Operações relativas à Circulação de Mercadorias e sobre Prestação de Serviços (ICMS), estabelecido pelo governo estadual, e os impostos federais: Programa de Integração Social (PIS) e Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS).

Esses tributos compõem a tarifa de aplicação, que é cobrada mensalmente na fatura de energia pelas distribuidoras, calculada pela fórmula (1) (ANEEL, 2020):

$$TA = \frac{TR}{1 - (ICMS + PIS + COFINS)} \quad (1)$$

- TA: Tarifa de Aplicação (R\$/KWh);
- TR: Tarifa de Referência (R\$/KWh);
- ICMS: Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (%);
- PIS: Programa de Integração Social (%);
- COFINS: Contribuição para Financiamento da Seguridade Social (%).

As tarifas de energia elétrica no Brasil são alocadas em dois grupos de consumidores: grupo A e grupo B. Os consumidores do grupo B fazem parte da rede de baixa tensão (380/220 V ou 220/127 V), os quais são cobrados apenas pelo que consomem e são divididos em subgrupos (ANEEL, 2020):

- Subgrupo B1: residencial;
- Subgrupo B2: rural;
- Subgrupo B3: demais classes;
- Subgrupo B4: iluminação pública.

Já os consumidores atendidos pela média tensão, igual ou superior a 2,3 kV, pertencem ao grupo A, que são cobrados tanto pela demanda

quanto pela energia que consomem. Esse grupo é subdividido de acordo com o nível de tensão de fornecimento (ANEEL, 2020):

- Subgrupo A1: tensão de fornecimento igual ou superior a 230 kV;
- Subgrupo A2: tensão de fornecimento de 88 kV a 138 kV;
- Subgrupo A3: tensão de fornecimento de 69 kV;
- Subgrupo A4: tensão de fornecimento de 2,3 kV a 25 kV;
- Subgrupo AS: tensão de fornecimento inferior a 2,3 kV, a partir de sistema subterrâneo de distribuição.

2.1.2.2. Ambiente de Contratação Livre

No mercado livre a compra de energia é realizada pelos consumidores diretamente com os geradores ou comercializadores, por meio de contratos bilaterais com condições livremente negociadas, como: preço, prazo e volume (ANEEL, 2020).

No Brasil, o consumidor precisa atender certas condições para entrar no ACL, o qual divide os consumidores em dois grupos: tradicionais e especiais.

O consumidor tradicional deve possuir no mínimo 1500 KW de demanda contratada, podendo negociar com qualquer fonte de geração, contudo, o consumidor que se conectou ao Sistema Elétrico Nacional (SIN) antes de 7 de julho de 1995 (ABRACEEL, 2016) só pode receber energia em tensão superior a 69 KV.

Já os consumidores especiais devem ter uma demanda contratada igual ou superior de 500 KW e menor que 1.500 KW, independentemente do nível de tensão que é recebido. Esses consumidores só podem contratar energia provenientes de fontes eólicas, solares, biomassa, pequenas centrais hidrelétrica (PCHs) ou hidráulica de empreendimentos com potência inferior ou igual a 50.000 KW (ABRACEEL, 2016).

2.1.3. Geração distribuída

A ANEEL homologou em 17 de abril de 2012, a Resolução Normativa nº 482, que estabelece as condições gerais para o acesso de

micro e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica e cria o sistema de compensação de energia elétrica correspondente.

Em 2015, a Resolução Normativa 687 revisou a de 482/2012, que definiu a micro e minigeração distribuída sendo a geração de energia elétrica oriunda de pequenas centrais que utilizam fontes renováveis (eólica, solar, hidráulica, biomassa ou cogeração qualificada), as quais estão conectadas à rede de distribuição por unidades consumidoras.

A microgeração possui potência instalada menor ou igual a 75 quilowatts (kW), enquanto a minigeração distribuída tem potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 3 megawatts (MW) para a fonte hídrica e 5 MW para as demais fontes (ANEEL, 2020).

2.1.4. Sistema de compensação de energia elétrica

A geração distribuída criou o conceito de compensação de energia, que permite a micro e minigerador do ACR injetarem a sua energia ativa na rede da distribuidora, na qual estão inseridos.

Nesse conceito, a energia que não for consumida pelo consumidor, chamada de energia excedente, pode ser transferida para a rede da distribuidora e será compensada como um crédito em energia ativa a ser consumida por um prazo de sessenta meses (ANEEL, 2020).

Esse sistema de compensação incentivou o autoconsumo remoto, no qual a energia excedente gerada pelo micro/minigeração instalado em um consumidor pode ser compensada em outra unidade, que esteja na mesma titularidade da unidade de geração, cadastradas no mesmo Cadastro de pessoa Física (CPF) ou no Cadastro de pessoa Jurídica (CNPJ), (ANEEL, 2020).

2.1.5. Geração de energia solar fotovoltaica

Na energia solar fotovoltaica a energia do sol é utilizada para produzir eletricidade pelo efeito fotovoltaico, que consiste na conversão direta de luz solar em energia elétrica por meio dos painéis fotovoltaicos. Esse efeito é o fenômeno físico que permite a conversão da radiação

eletromagnética do sol em eletricidade quando esta incide sobre as placas solares, por meio da diferença de potencial nos extremos de uma estrutura de material semicondutor, produzida pela absorção da luz (ANELL, 2020).

2.2. Análise de viabilidade econômica

A análise de viabilidade econômica do projeto é realizada por meio do *valuation* do mesmo pelo método do Fluxo de Caixa Descontado, que permite calcular o Valor Presente Líquido (VPL), a Taxa Interna de Retorno (TIR) e o *Payback* Descontado.

A análise de viabilidade econômica de um projeto permite estabelecer o valor desse no ano zero com base nas suas perspectivas de tempo e a sua taxa de desconto. Essas são as principais variáveis na avaliação de um projeto pelo método do Fluxo de Caixa Descontado, já que o primeiro determina o período, que deve ser considerado para traçar a projeção do fluxo de caixa e o segundo, o valor percentual que esse deve ser descontado (DAMODORAM, 2009).

A viabilidade econômica de um projeto é realizada por meio da projeção do fluxo de caixa do projeto, seguida da apuração do seu Fluxo de Caixa Livre. Em paralelo a isso, deve-se determinar a taxa de desconto, estabelecendo um parâmetro básico de exigência mínima de retorno do projeto que dará origem ao Fluxo de Caixa Descontado, possibilitando o cálculo do Valor Presente Líquido (VPL), da Taxa Interna de Retorno (TIR) e do *Payback* Descontado (DAMODORAM, 2009).

2.2.1. Taxa de desconto

A taxa de desconto carrega a projeção do Fluxo de Caixa Livre, que será gerado ao longo do tempo, de volta ao ano zero. A forma mais comum de se calcular essa taxa é por meio do custo médio ponderado de capital *Weighted Average Cost of Capital* (WACC), já que esse considera tanto o custo de capital próprio, quanto o custo de capital de terceiros do projeto (DAMODORAM, 2009).

Além disso, o estabelecimento da taxa de desconto representa um parâmetro de medida de retorno a ser exigido pelo projeto, abaixo do qual, o projeto não se viabiliza economicamente (DAMODORAM, 2009).

O cálculo do WACC está apresentado na fórmula (2):

$$WACC = (CT \times K_d) + (CP \times K_e) \quad (2)$$

Onde:

$$CT = \text{Capital de Terceiros} / \text{Patrimônio Líquido da Empresa} \quad (3)$$

$$CP = 1 - CT = \text{Capital Próprio} / \text{Patrimônio Líquido} \quad (4)$$

- Custo de Capital de Terceiros

$$K_d = K_t \times (1 - \alpha) \quad (5)$$

K_t = taxa de empréstimo ponderada

α = alíquota de imposto considerada

- CAPM (Capital Asset Pricing Model)

$$K_e = R_f + (R_m - R_f) \beta \quad (6)$$

R_f = Taxa Livre de Risco

R_m = Taxa de Retorno de Mercado

β = Coeficiente de Risco de Mercado

2.2.2. Fluxo de Caixa Descontado

O Fluxo de Caixa Descontado (FCD) é resultado do Fluxo de Caixa Livre (FCL) de cada ano que é a subtração do fluxo de caixa operacional, pelo fluxo de caixa de investimentos, os impostos e a variação do capital de giro e carregado pela taxa de desconto (WACC) para o ano zero (DAMODORAM, 2009).

Esse cálculo possibilita a soma entre os diferentes anos sem que seja realizada algum tipo de equivalência e evidencia o impacto que a taxa de desconto e tempo tem sobre o Fluxo de Caixa Livre de cada ano (DAMODORAM, 2009).

A fórmula (7) apresenta o cálculo do Fluxo de Caixa Descontado:

$$FCD_N = FCL_N / (1 + r)^N \quad (7)$$

Onde:

FCL_N = Fluxo de Caixa Livre no Ano N

N = ano

r = Taxa de Desconto = WACC

2.2.3. Valor Presente Líquido

O Valor Presente Líquido (VPL), é a soma dos valores presentes dos fluxos de caixa futuros, descontados pela taxa de desconto (WACC), líquido do valor do investimento inicial (DAMODORAM, 2009).

O cálculo do VPL possibilita a mensuração do quanto o projeto de fato vale em termos equivalentes, ressaltando que esse só é economicamente viável quando seu VPL for positivo (DAMODORAM, 2009).

A fórmula (8) representa o cálculo do VPL:

$$VPL = (FCD_1 + FCD_2 + FCD_3 + FCD_4 + \dots + FCD_N) - NV_0 \quad (8)$$

2.2.4. Taxa Interna de Retorno

A taxa interna de retorno (TIR) é a taxa de juros que torna o valor presente de um fluxo de caixa livre de um projeto igual a zero. Em outras palavras essa representa a rentabilidade de recursos ganhos sobre a aplicação de um investimento, ou seja, o retorno efetivo do projeto (DAMODORAM, 2009).

O investimento em um projeto só será economicamente atraente se a TIR for maior que a taxa de desconto (WACC), (DAMODORAM, 2009).

O cálculo da TIR representa a soma de cada entrada do fluxo de caixa menos o investimento inicial, igualando a zero, a qual se encontra na fórmula (9):

$$VPL = 0 = I_0 - \sum_{i=1}^n \frac{FCL_i}{(1 + TIR)^i} \quad (9)$$

Onde:

I_0 = investimento inicial

FCL_i = fluxo de caixa livre do período

i = período de cada investimento

n = período final de investimento

2.2.5. Payback

O *Payback* é o resultado do cálculo do período de retorno do capital investido, que mede o prazo necessário para se recuperar o investimento inicial. Logo, quanto menor for o valor apurado, menor será o período necessário para o investidor recuperar o seu capital (DAMODORAM, 2009).

Pode-se calcular o *Payback* de duas formas diferentes: o *Payback* Nominal leva em consideração apenas o tempo de recuperação do investimento inicial e a geração de caixa obtida durante o período de vida útil do projeto. Já o *Payback* Descontado tem a mesma base de cálculo do *Payback* Nominal, mas também leva em consideração a correção do valor do dinheiro ao longo do tempo, representada pela taxa de desconto (DAMODORAM, 2009).

3. Metodologia

3.1. Tipo de Pesquisa

Pode-se citar três tipos de pesquisa de mercado, a descritiva, experimental e exploratória, sendo que essas representam a coleta sistemática e análise de dados sobre atitudes, comportamentos, consumidores, hábitos e valores (SOBRAL E PECCI, 2013).

O tipo de pesquisa exploratória é a mais adequada para a elaboração desse trabalho, já que essa disponibiliza um maior conhecimento sobre o assunto estudado, o que possibilita a escolha de premissas mais confiáveis e faça com que o estudo reflita de forma mais fidedigna o ambiente de mercado.

3.2. Amostra e Coleta de dados

A investigação proposta é de natureza quantitativa e qualitativa, já que a análise de viabilidade econômica de um projeto necessita de dados, premissas e projeções do setor brasileiro de energia e do mercado como um todo.

A pesquisa por dados foi do tipo documental, ou seja, por meio da obtenção de dados provenientes de documentos oficiais, principalmente do setor brasileiro de energia, com objetivo de obter uma análise numérica fundamentada que influenciará diretamente a análise de resultados.

No caso dos dados qualitativos, em sua maioria, esses são gerados durante a elaboração do estudo, contudo, certas premissas e previsões, como por exemplo, projeções macroeconômicas e tendências do setor, também foram adquiridas por meio de relatórios institucionais.

3.3. Variáveis e tratamento dos dados

A pesquisa realizada nesse trabalho tem como objetivo fundamentar a análise de viabilidade econômica de um projeto de minigeração distribuída solar fotovoltaica na área de concessão da empresa de distribuição de energia Light Serviços de Eletricidade S.A., no estado do Rio de Janeiro.

O projeto inicia a fase de investimento em julho de 2022, com um prazo de seis meses de implantação, e começará sua operação comercial em janeiro de 2023.

Levando em consideração que o prazo de vida útil do projeto é de 20 anos, encerramento de suas atividades será em dezembro de 2042. Logo, os dados, premissas e projeções base desse estudo têm como período de coleta e análise de julho de 2022 até tal data.

3.3.1. Premissas técnicas

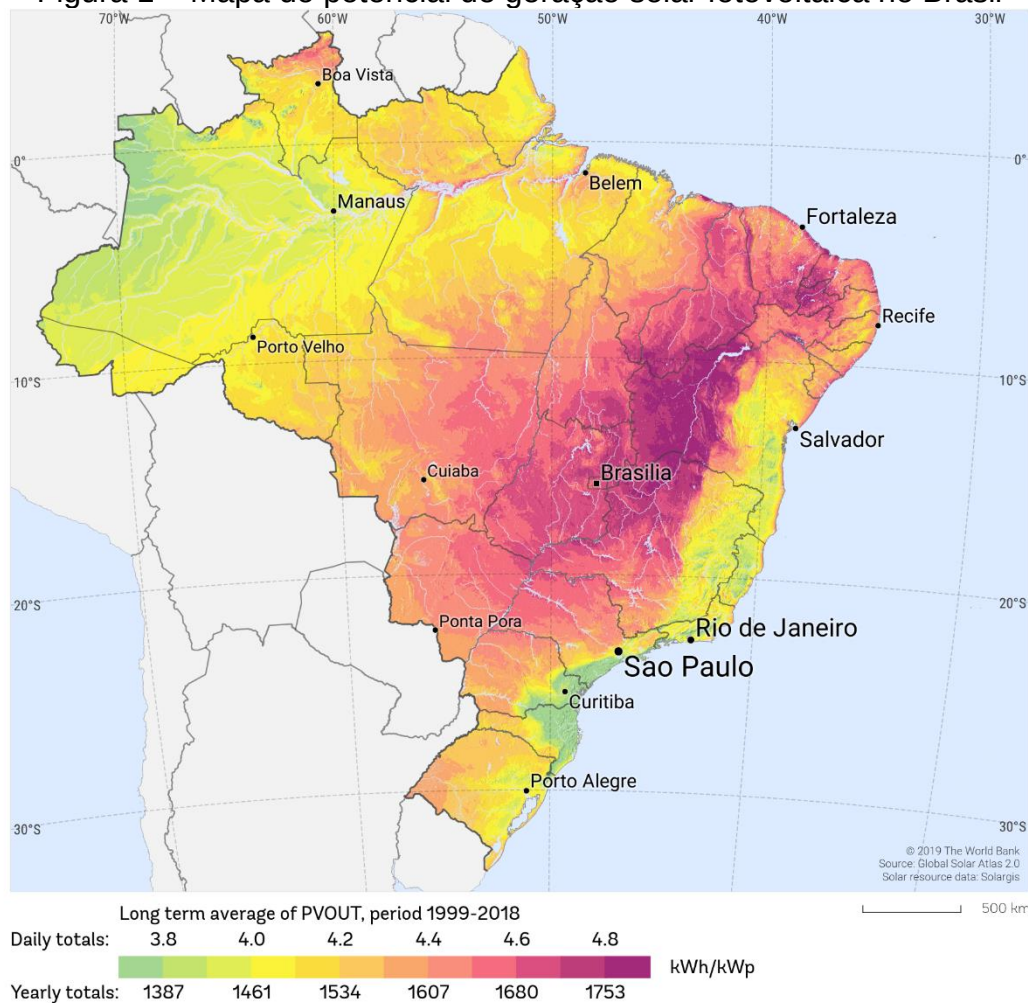
Tabela 1: Premissas técnicas

Capacidade Instalada	5	MWp
Fator de Capacidade	17,45%	MWp
Capacidade Efetiva	0,87	MWp
Perda de Eficiência (2023 – 2034)	0,50%	ao ano
Perda de Eficiência (2035 – 2042)	1,00%	ao ano

Fonte: Elaboração Própria.

Apesar da média calculada a partir dos valores mensais sazonais resultar em um fator de capacidade médio nacional de 30% (EPE, 2022), adota-se nesse estudo um fator de capacidade anual de aproximadamente 17,45% durante todo o período do projeto, o qual é mais apropriado para a área, na qual o projeto vai ser implementado. Essa premissa pode ser verificada na Figura 3, a qual mostra o mapa do potencial de geração solar fotovoltaica no Brasil.

Figura 1 – Mapa do potencial de geração solar fotovoltaica no Brasil



Fonte: Global Solar Atlas, 2017.

Levando em consideração que o projeto tem 5 MWp de potência instalada, o que representa a potência máxima da usina, somente, aproximadamente, 17,45% são convertidos em energia elétrica, considerando-se que a geração solar não consegue produzir à noite – sem a incidência solar – e a eficiência do módulo fotovoltaico – o quanto o módulo consegue converter a irradiação solar em geração de energia. Desse modo, a potência efetiva desse projeto é de 0,87 MWp.

Além disso, deve-se levar em consideração as perdas de eficiência do módulo fotovoltaico, que se traduzem em um percentual de sua geração anual. Adota-se para esse projeto um total de redução de 0,50% MWh/ano de 2023 até 2034 e de 1,00% MWh/ano de 2035 até 2042.

3.3.2. Tarifas de energia

Tabela 2: Tarifas de energia

TE	354,82	R\$ / MWh
TUSD	447,38	R\$ / MWh
Demanda Contratada	21,86	R\$ / KWp

Fonte: Resolução Homologatória Nº 3.014, da Aneel de 2022.

Os números da Tabela 2 têm como fonte a Resolução Homologatória Nº 3.014, de 15 de março de 2022 da Aneel, que demonstra o resultado da Revisão Tarifária Periódica RTP de 022 da Light Serviços de Eletricidade S.A.

A Tarifa de Energia (TE) e a Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) do consumidor B3 são os principais números que compõem a receita bruta do projeto, o que será explicado no item 4.1.1 da análise de resultados.

A Demanda Contratada representa um custo para o projeto, o qual é baseado na potência ativa a ser obrigatória e continuamente disponibilizada pela distribuidora, no ponto de entrega, conforme valor e período de vigência fixados em contrato (ANEEL, 2020).

3.3.3. Regime tributário

Tabela 3: Regime tributário

	Alíquota	Presunção
PIS/Cofins	3,65%	
IRPJ	25,00%	8,00%
CSSL	9,00%	12,00%

Fonte: EPE, 2022.

O regime tributário utilizado nessa análise é o Lucro Presumido, o qual representa uma forma de tributação simplificada para determinação da base de cálculo presunção do lucro com base na receita bruta do Imposto de Renda (IRPJ) e da Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL).

Além desses impostos, deve-se descontar o PIS (Programa de Integração Social e Cofins (Contribuição para Financiamento da Seguridade Social) que nesse regime tem a alíquota demonstrada na Tabela 3 e deve ser calculado sobre a Receita Bruta.

Por que usar o Lucro Presumido ao em vez do Lucro Real? Esse regime de tributação foi adotado por representar melhor economicidade para o projeto, devido à duas características: 1) durante os seus 20 anos de operação, não terá uma receita bruta maior que R\$ 78 milhões, condição obrigatória para sua utilização, 2) sua margem EBITDA é em média de, aproximadamente, 50%, representando que seus custos e despesas operacionais não irão abater de forma significativa o Lucro antes do IR/CSSL, base de cálculo para o cálculo do imposto outro regime.

3.3.4. Estrutura de investimento

Tabela 4: Investimento

CAPEX por MW instalado	4.500.000	R\$/MWp
CAPEX	22.500.000,00	R\$
Depreciação	10	Anos
Custos + Despesa Pré-Operacional	1.404.010,00	R\$
Investimento Total Inicial	23.904.010,00	R\$

Fonte: Elaboração Própria.

Segundo a EPE, em 2021, a faixa de CAPEX mínimo e máximo, para esse tipo de projeto, em R\$/MWp foi de 3.000.000 até 5.000.000. Portanto, a premissa de CAPEX de 4.500.000 R\$/MWp, apropriado para a área de implantação do projeto, está em linha com o intervalo dito pela EPE. Esse valor deve ser multiplicado pela potência instalada de 5 MWp, o que totaliza um CAPEX de R\$ 22,5 milhões (EPE, 2022).

Somando-se o total do CAPEX com os custos desenvolvimento, seguros e arrendamento e despesas administrativas relacionados a fase pré-operacional, tem como resultado o investimento inicial. Essa soma tem como objetivo garantir que não ocorra uma variação negativa de capital de giro nos primeiros 6 meses de projeto.

A depreciação é a perda de valor de um bem durante um determinado período. Essa é registrada como um valor contábil do bem que é descontado ao longo de um período. Nessa análise, o CAPEX é depreciado de forma linear durante 10 anos.

3.3.5. Estrutura de financiamento

Tabela 5: Estrutura financeira

Capital Próprio	20%	Investimento inicial
Aporte de Capital	4.780.802	R\$
Capital de Terceiros	80%	Investimento inicial
Montante da Dívida	19.123.208	R\$
Carência da Dívida	6	meses
Amortização da Dívida	10	anos
Custo Capital de Terceiros	4% + IPCA	ao ano

Fonte: Elaboração Própria.

Com base na consulta ao mercado de capitais, pode-se considerar que uma operação atrativa para um projeto de minigeração distribuída solar fotovoltaica utiliza uma alavancagem financeira de 80%, com custo de 4% ao ano, mais IPCA. Essa taxa é viável em função das linhas de crédito incentivadas específicas para projetos de geração de energia renovável.

Além disso, pode-se observar na Tabela 5 que esse financiamento será feito com uma carência de 6 meses, uma amortização de principal de 10 anos, com pagamento de juros mais principal de forma trimestral, utilizando o Sistema de Amortização Constante (SAC).

O aporte de capital a ser realizado pelos acionistas do projeto representa 20% do investimento inicial, que totaliza um montante de R\$ 4.780.802.

3.3.6. Custos operacionais e despesas administrativas

Tabela 6: Custos e Despesas

Desenvolvimento	150.000	R\$ / MWp
O&M	48.000	R\$ / MWp / ano
Seguros	0,70%	CAPEX / ano
Arrendamento	36.000	R\$ / MWp/ ano
Despesas Administrativas	4,00%	CAPEX / ano

Fonte: Elaboração Própria.

Com base em premissas de mercado adequadas para a região na qual será implantado o projeto, pode-se observar na Tabela 6, as premissas de custos e despesas.

O custo de desenvolvimento ocorre antes da implantação do projeto e engloba quatro pontos principais. Nesse estudo, leva-se em consideração a compra de um projeto já desenvolvido por R\$ 150.000 MWp.

1. Contrato fundiário de arrendamento com todos os direitos e autorizações registrados para o uso do terreno;
2. Emissão de todas as licenças e aprovações necessárias junto aos órgãos/instituições diligentes;
3. Medição solar própria de no mínimo um ano com certificação oficial de mercado;
4. Parecer de acesso e estudo de conexão. Esse garante a conexão elétrica da unidade de minigeração distribuída na subestação da empresa distribuidora de energia responsável, nesse caso a Light Serviços de Eletricidade S.A.
5. Projeto básico, que consiste nas especificações técnicas do projeto com o orçamento da empresa que fará a implantação da unidade de minigeração distribuída e toda a estrutura necessária de conexão.
6. Mapeamento de mercado sobre os potenciais consumidores de energia com cartas de intenção assinadas.

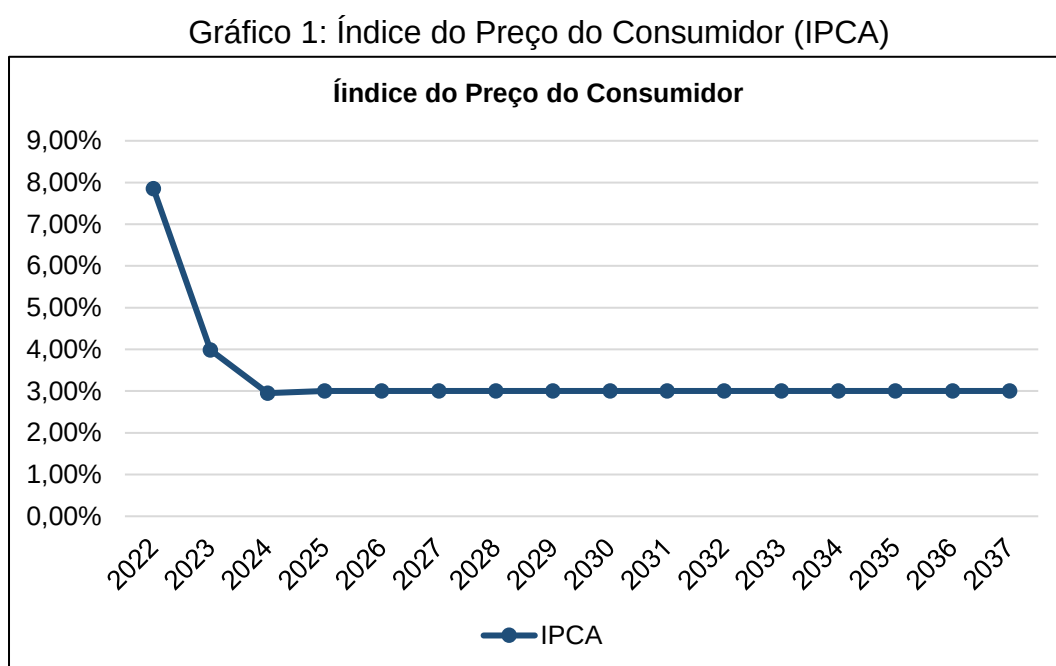
Os custos de arrendamento e seguros, e as despesas administrativas ocorrem desde o início do projeto e por isso compõem os custos e despesas pré-operacionais. Além desses, pode-se observar o custo de operação e manutenção (O&M), que se inicia a partir do começo da operação comercial da unidade de minigeração distribuída solar fotovoltaica. Vale ressaltar que esses itens descritos são corrigidos anualmente pelo IPCA durante todo o período do projeto.

3.3.7. Índice de Preço do Consumidor

O Índice do Preço do Consumidor (IPCA) é o valor quantitativo para as tendências de inflação. Desse modo, certos valores usados nessa análise são anualmente atualizados para acompanhar o valor do dinheiro no tempo.

Além disso, o custo da dívida também é composto por uma parcela em IPCA, uma forma bem comum de atualizar o valor da dívida através do tempo.

Esse estudo considera as projeções macroeconômicas do Santander *Macroeconomic Research* de abril de 2022.



Fonte: Santander *Macroeconomic Research*, 2021.

3.3.8. Cálculo do WACC

Com base na teoria e nas fórmulas apresentadas no subcapítulo 2.2.1 “Taxa de desconto”, apresenta-se os parâmetros apurados e o cálculo do WACC.

No mundo das finanças, o conceito de taxa livre de risco, que nada mais é do que o custo de oportunidade que incorre em zero (ou deveria incorrer) risco, representa o indicador mínimo da rentabilidade de uma aplicação financeira.

O retorno de mercado (R_M) é obtido pela remuneração do índice de bolsa, sendo o prêmio pelo risco de mercado calculado pela diferença entre o retorno da carteira de mercado e a taxa de juro livre de risco da economia.

A taxa livre de risco é representada nesse trabalho pelo retorno médio da poupança, já o retorno de mercado é representado pelo retorno médio da Ibovespa, ambos no período de 2017 até 2021.

Tabela 7: Taxa livre de risco e retorno de mercado

Ano	Poupança	Ibovespa
2017	6,88%	26,9%
2018	4,68%	15,0%
2019	4,26%	31,9%
2020	2,11%	2,8%
2021	2,94%	-11,3%
Retorno Médio	4,17%	13,08%

Fonte: *Debit*, 2022.

O índice beta é uma medida de risco e retorno de um determinado ativo ou segmento, em relação ao mercado como um todo. É utilizado para ajustar o retorno (Ibovespa) ao segmento em questão, nesse caso empresas do setor de energia elétrica.

Tabela 8: Beta

Nome	Ticker	Atividade	Beta
Alupar	ALUP11	G T	0,5
AES Brasil	AESB3	G	0,67
Cemig	CMIG4	G T D C	1,05
Cemig	CMIG3	G T D C	1,02
Cesp	CESP6	G C	0,64
CPFL	CPFE3	G T D C	0,61
Copel	CPLE11	G T D C	0,61
Copel	CPLE6	G T D C	0,92
Copel	CPLE3	G T D C	0,82
EDP Brasil	ENBR3	G T D C	0,65
Eletrobras	ELET3	G T D C	1,39
Eletrobras	ELET6	G T D C	1,23
Eneva	ENEV3	G	0,72
Energisa	ENGI11	D C	0,72
Engie	EGIE3	G C	0,58
Equatorial	EQTL3	G T D C	0,72
Light	LIGT3	G D C	1,04
Neoenergia	NEOE3	G T D C	0,71

Fonte: quantbrasil, 2022.

Na Tabela 7, a coluna de atividade, pode ser explicada com a seguinte legenda, G é geração de energia, T é transmissão de energia, D é distribuição de energia e C é comercialização de energia.

O beta de cada empresa presente na Tabela 7 tem como base o período de 2017 até 2021.e resultam em um Beta médio de 0,81, o que representa uma menor volatilidade média das ações em relação ao índice Ibovespa.

Desse modo, o custo do capital próprio (K_e) apurado utilizando o modelo CAPM é de 11,40% ao ano.

$$K_e = 4,17\% + (13,08\% - 4,17\%) * 0,81$$

$$K_e = 11,40\% \text{ ao ano}$$

Explicar que o custo da dívida é 4% mais o IPCA médio do período da amortização do principal 10 anos. Como só tem uma dívida essa é a taxa total.

Como já descrito no item 3.3.5 “Estrutura de financiamento”, o custo da dívida considerado nesse projeto é de IPCA mais 4,00% ao ano. Com isso, a taxa de juros média dos passivos financeiros é composta pelos mesmos 4,00% ao ano mais a média da variação anual do IPCA de, aproximadamente, 3,53% no período de dez anos da amortização do financiamento, totalizando 7,53% ao ano.

Levando em consideração que o estudo está feito utilizando o regime tributário do lucro presumido, a alíquota de IRPJ e CSLL de 34% não impacta o custo da dívida, resultando em um custo de capital de terceiros (K_d) efetivo de 7,53%.

$$K_d = 7,53\% * (1 - 0)$$

$$K_d = 7,53\% \text{ ao ano}$$

Por fim, com um K_e de 11,40%, um K_d de 7,53% e uma alavancagem financeira 80%, chega-se a um WACC de 8,30% ao ano.

$$WACC = (11,40\% * 20\%) + (7,53\% * 80\%)$$

$$WACC = 8,30\% \text{ ao ano}$$

4. Apresentação e análise dos resultados

4.1. Descrição e análise dos resultados

Com base nos dados e premissas que estão descritos na metodologia, foi elaborado um modelo financeiro que tem o objetivo de permitir uma análise fundamentada por parte do investidor sobre a viabilidade econômica da implantação de um projeto de minigeração distribuída de energia solar fotovoltaica na área de concessão da empresa de distribuição de energia Light Serviços de Eletricidade S.A., no estado do Rio de Janeiro

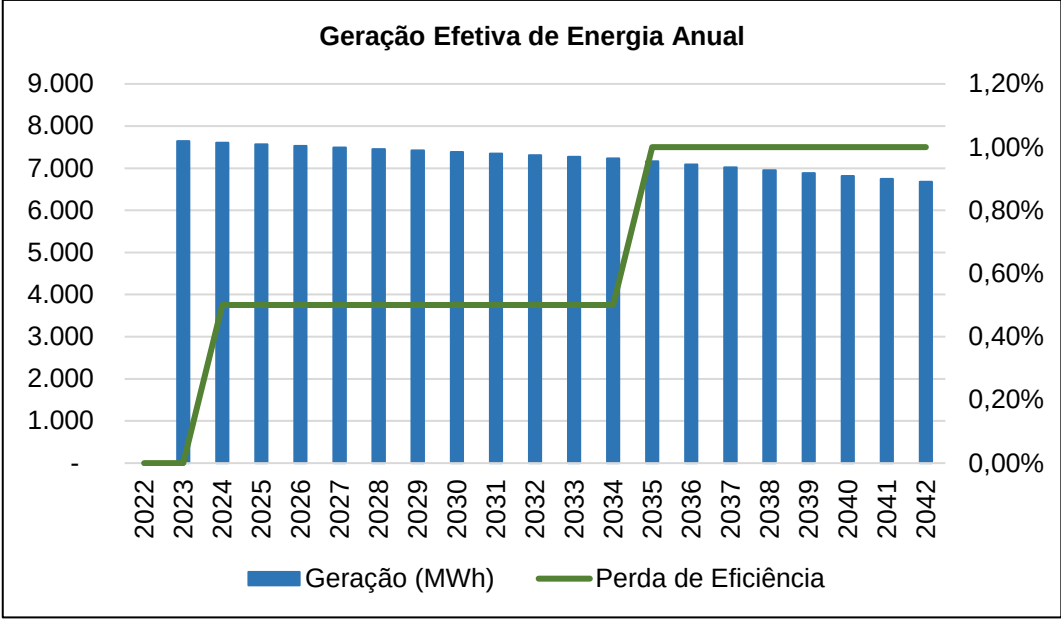
4.1.1. Receita bruta

A receita bruta é a soma das vendas dos produtos de uma empresa que nesse caso é a energia elétrica, incluindo todos os impostos cobrados do comprador e não excluindo as devoluções e abatimentos concedidos na venda do produto em questão (MARION, 2018)

No caso do projeto em análise a sua receita bruta será composta por 2 itens principais: a geração efetiva anual em MWh e o valor do preço de venda da energia em reais.

A geração efetiva de energia elétrica anual desse projeto é calculada a partir da capacidade instalada efetiva de 0,87 MWp, que deve ser multiplicada pelo total de número de horas por dia (24 horas) e o total de dias do ano, que para fins desse estudo está sendo considerado 365 dias para todos os anos, resultando em uma geração anual de 7.645 MWh. Desse montante, deve ser deduzido a perda de eficiência anual que é de 0,50% de 2024 até 2034 e 1,00% de 2034 até 2042, sempre usando a geração do ano anterior como base de cálculo.

Gráfico 2 – Geração efetiva de energia anual e perda de eficiência



Fonte: Elaboração Própria.

Tabela 9: Geração e Receita Bruta

Receita Bruta	2022
Perda de Eficiência	0,00%
Geração (MWh)	-
Preço (RW/MWh)	1.055,69
Receita Bruta (R\$)	-

Fonte: Elaboração Própria.

Tabela 10: Geração e Receita Bruta

Receita Bruta	2023	2024	2025	2026
Perda de Eficiência	0,00%	0,50%	0,50%	0,50%
Geração (MWh)	7.645	7.607	7.569	7.531
Preço (RW/MWh)	1.097,74	1.130,14	1.164,05	1.198,97
Receita Bruta (R\$)	8.392.221	8.596.733	8.810.362	9.029.299

Fonte: Elaboração Própria.

Tabela 11: Geração e Receita Bruta

Receita Bruta	2027	2028	2029	2030
Perda de Eficiência	0,50%	0,50%	0,50%	0,50%
Geração (MWh)	7.493	7.456	7.418	7.381
Preço (RW/MWh)	1.234,94	1.271,98	1.310,14	1.349,45
Receita Bruta (R\$)	9.253.677	9.483.631	9.719.299	9.960.824

Fonte: Elaboração Própria.

Tabela 12: Geração e Receita Bruta

Receita Bruta	2031	2032	2033	2034
Perda de Eficiência	0,50%	0,50%	0,50%	0,50%
Geração (MWh)	7.344	7.308	7.271	7.235
Preço (RW/MWh)	1.389,93	1.431,63	1.474,58	1.518,82
Receita Bruta (R\$)	10.208.350	10.462.028	10.722.009	10.988.451

Fonte: Elaboração Própria.

Tabela 13: Geração e Receita Bruta

Receita Bruta	2035	2036	2037	2038
Perda de Eficiência	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%
Geração (MWh)	7.163	7.091	7.020	6.950
Preço (RW/MWh)	1.564,38	1.611,31	1.659,65	1.709,44
Receita Bruta (R\$)	11.204.924	11.425.661	11.650.746	11.880.266

Fonte: Elaboração Própria.

Tabela 14: Geração e Receita Bruta

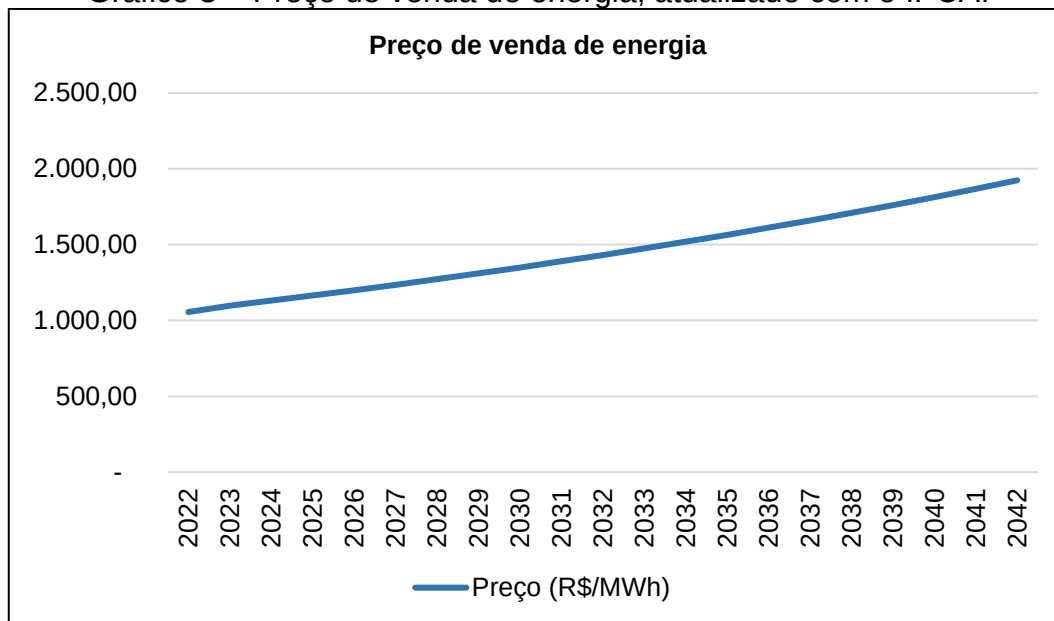
Receita Bruta	2039	2040	2041	2042
Perda de Eficiência	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%
Geração (MWh)	6.880	6.811	6.743	6.676
Preço (RW/MWh)	1.760,72	1.813,55	1.867,95	1.923,99
Receita Bruta (R\$)	12.114.307	12.352.959	12.596.312	12.844.460

Fonte: Elaboração Própria.

O valor de venda da energia é calculado a partir da tarifa de energia de aplicação paga pelo consumidor que no caso desse projeto é do tipo B3. Essa tarifa é a soma da Tarifa de Energia (TE) R\$ 354,82 MWh com a Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) R\$ 447,38 MWh; além disso, sobre cada um desses valores temos a incidência de dois impostos, o PIS / COFINS que no regime de Lucro Presumido é de 3,65%, mais o ICMS cobrado específico no consumo de energia, no valor de 31,00% (EPE, 2022).

Com base no mecanismo descrito, o resultado final da TE é de R\$ 542,95 MWh e o da TUSD é de R\$ 684,59 MWh, que somados formam uma tarifa de energia de aplicação de R\$ 1.227,54 MWh do consumidor B3 (ANEEL, 2022). Desse montante, considerou-se um desconto de 14%, com base nos descontos praticados pelo mercado na área de concessão da empresa de distribuição de energia Light Serviços de Eletricidade S.A., no estado do Rio de Janeiro. Assim, resulta-se em um valor total do preço de energia da unidade de minigeração distribuída de R\$ 1.055,69 MWh no ano de 2022, sendo que, esse valor deve ser atualizado anualmente com base na variação do IPCA.

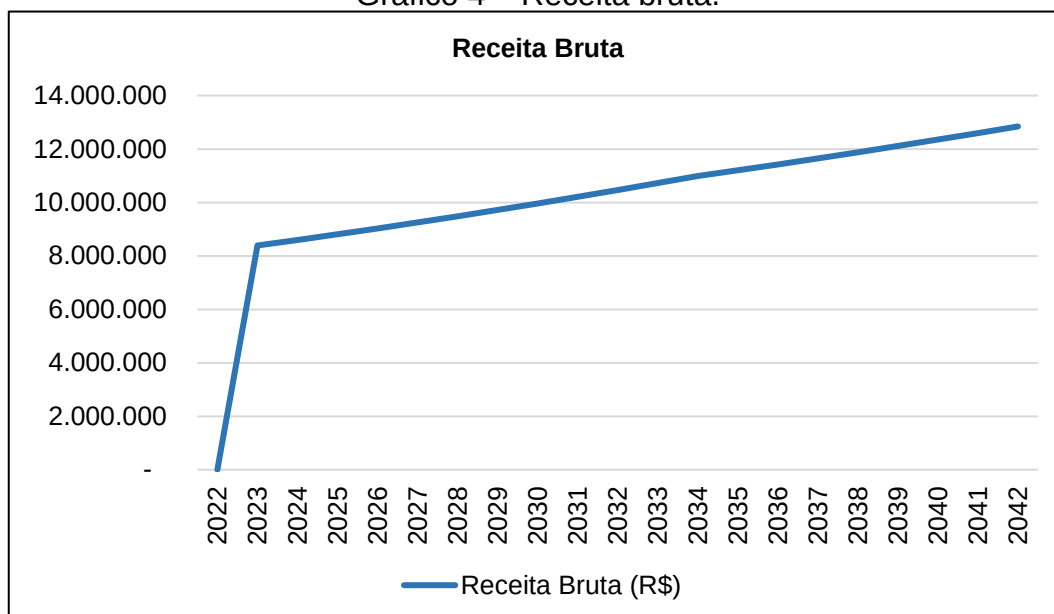
Gráfico 3 – Preço de venda de energia, atualizado com o IPCA.



Fonte: Elaboração Própria.

Portanto, a Receita Bruta anual é a multiplicação da geração efetiva com o preço de venda de energia de cada ano correspondente. Vale ressaltar que apesar da perda de eficiência causar uma queda anual na geração efetiva da usina, a correção do preço pela inflação faz com que a receita bruta cresça anualmente durante os 20 anos de operação.

Gráfico 4 – Receita bruta.



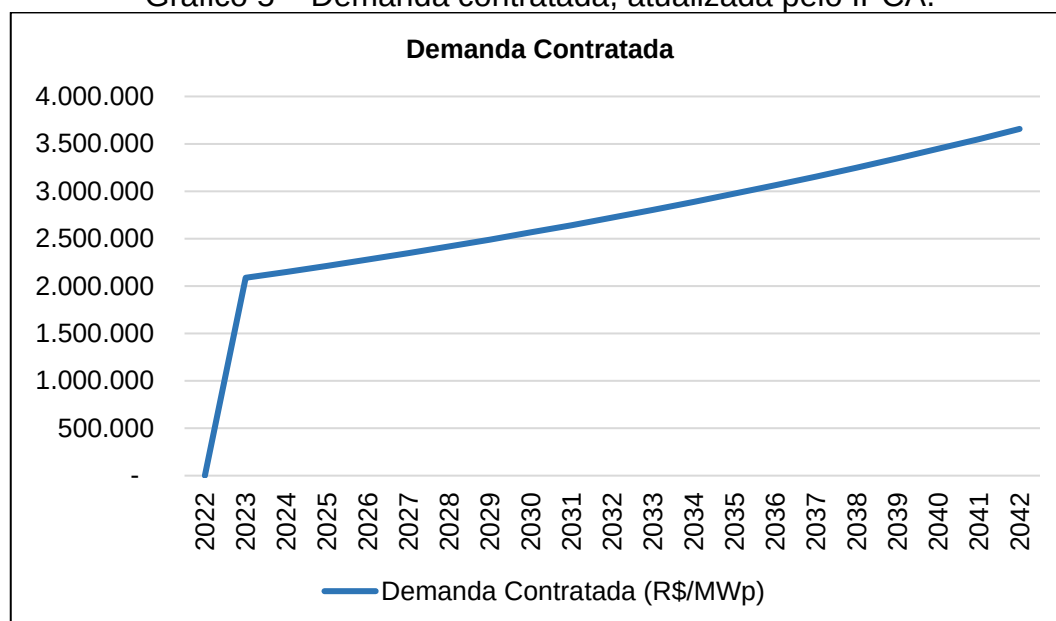
Fonte: Elaboração Própria.

4.1.2. Demanda contratada

A Demanda Contratada é o custo operacional de maior relevância no escopo desse projeto, representando 78% do total dos custos operacionais.

Esse valor é calculado a partir da tarifa de energia de aplicação paga pelo gerador, que é de R\$ 21,86 KWp, que multiplicado por 1.000 dá R\$ 21.860 MWp. Além disso, sobre esse valor há a incidência de dois impostos, o PIS / COFINS que no regime de Lucro Presumido é de 3,65%, mais o ICMS cobrado específico no consumo de energia, no valor de 31,00% (EPE, 2022), resultando em R\$ 33.450,65 MWp. Desse montante, deve-se multiplicar pela potência instalada que é de 5MWp, que resulta em um custo anual da demanda contratada de R\$ 2.007.039, o qual deve ser atualizado anualmente com base no IPCA de cada ano correspondente.

Gráfico 5 – Demanda contratada, atualizada pelo IPCA.



Fonte: Elaboração Própria.

4.1.3. Demonstração do resultado do exercício

A demonstração do resultado do exercício é um demonstrativo dinâmico, apresentando o saldo de resultado acumulado durante um certo período contábil, que nesse projeto é um ano do calendário. Essa demonstração é de importância, principalmente, porque é desse exercício

que se origina o EBITDA que é base para o cálculo do fluxo de caixa operacional do projeto (MARION, 2018).

Tabela 15 – Demonstração do resultado do exercício

DRE	2022
Receita Bruta	-
Pis/Cofins	-
Receita Líquida	-
Custos Operacionais	(918.750)
Lucro Bruto	(918.750)
Despesas Administrativas	(485.260)
EBITDA	(1.404.010)
Margem EBITDA	-
Depreciação	-
EBIT	(1.404.010)
Margem EBIT	-
Despesa/Receita Financeira	(1.129.723)
Lucro antes IR	(2.533.733)
Desp. De IR e CSSL	-
Lucro Líquido	(2.533.733)

Fonte: Elaboração Própria.

Tabela 16 – Demonstração do resultado do exercício

DRE	2023	2024	2025	2026
Receita Bruta	8.392.221	8.596.733	8.810.362	9.029.299
Pis/Cofins	(306.316)	(313.781)	(321.578)	(329.569)
Receita Líquida	8.085.905	8.282.952	8.488.784	8.699.730
Custos Operacionais	(2.687.491)	(2.766.817)	(2.849.822)	(2.935.316)
Lucro Bruto	5.398.414	5.516.135	5.638.962	5.764.414
Despesas Administrativas	(1.009.179)	(1.038.967)	(1.070.136)	(1.102.240)
EBITDA	4.389.235	4.477.168	4.568.826	4.662.173
Margem EBITDA	54%	54%	54%	54%
Depreciação	(2.250.000)	(2.250.000)	(2.250.000)	(2.250.000)
EBIT	2.139.235	2.227.168	2.318.826	2.412.173
Margem EBIT	26%	27%	27%	28%
Despesa/Receita Financeira	(1.617.906)	(1.136.589)	(958.927)	(725.379)
Lucro antes IR	521.329	1.090.579	1.359.899	1.686.794
Desp. De IR e CSSL	(258.480)	(224.228)	(271.359)	(278.102)
Lucro Líquido	262.848	866.351	1.088.540	1.408.692

Fonte: Elaboração Própria.

Tabela 17 – Demonstração do resultado do exercício

DRE	2027	2028	2029	2030
Receita Bruta	9.253.677	9.483.631	9.719.299	9.960.824
Pis/Cofins	(337.759)	(346.153)	(354.754)	(363.570)
Receita Líquida	8.915.918	9.137.479	9.364.545	9.597.254
Custos Operacionais	(3.023.376)	(3.114.077)	(3.207.499)	(3.303.724)
Lucro Bruto	5.892.542	6.023.402	6.157.046	6.293.530
Despesas Administrativas	(1.135.308)	(1.169.367)	(1.204.448)	(1.240.581)
EBITDA	4.757.235	4.854.035	4.952.598	5.052.949
Margem EBITDA	53%	53%	53%	53%
Depreciação	(2.250.000)	(2.250.000)	(2.250.000)	(2.250.000)
EBIT	2.507.235	2.604.035	2.702.598	2.802.949
Margem EBIT	28%	28%	29%	29%
Despesa/Receita Financeira	(532.485)	(367.933)	(202.358)	(35.757)
Lucro antes IR	1.974.750	2.236.102	2.500.240	2.767.191
Desp. De IR e CSSL	(285.013)	(292.096)	(299.354)	(306.793)
Lucro Líquido	1.689.737	1.944.007	2.200.885	2.460.398

Fonte: Elaboração Própria.

Tabela 18 – Demonstração do resultado do exercício

DRE	2031	2032	2033	2034
Receita Bruta	10.208.350	10.462.028	10.722.009	10.988.451
Pis/Cofins	(372.605)	(381.864)	(391.353)	(401.078)
Receita Líquida	9.835.746	10.080.164	10.330.656	10.587.373
Custos Operacionais	(3.402.836)	(3.504.921)	(3.610.069)	(3.718.371)
Lucro Bruto	6.432.910	6.575.243	6.720.587	6.869.002
Despesas Administrativas	(1.277.799)	(1.316.133)	(1.355.617)	(1.396.285)
EBITDA	5.155.111	5.259.110	5.364.971	5.472.717
Margem EBITDA	52%	52%	52%	52%
Depreciação	(2.250.000)	(2.250.000)	-	-
EBIT	2.905.111	3.009.110	5.364.971	5.472.717
Margem EBIT	30%	30%	52%	52%
Despesa/Receita Financeira	131.861	308.779	0	0
Lucro antes IR	3.036.972	3.317.889	5.364.971	5.472.717
Desp. De IR e CSSL	(314.417)	(322.230)	(330.238)	(338.444)
Lucro Líquido	2.722.555	2.995.659	5.034.733	5.134.273

Fonte: Elaboração Própria.

Tabela 19 – Demonstração do resultado do exercício

DRE	2035	2036	2037	2038
Receita Bruta	11.204.924	11.425.661	11.650.746	11.880.266
Pis/Cofins	(408.980)	(417.037)	(425.252)	(433.630)
Receita Líquida	10.795.944	11.008.624	11.225.494	11.446.636
Custos Operacionais	(3.829.922)	(3.944.819)	(4.063.164)	(4.185.059)
Lucro Bruto	6.966.022	7.063.805	7.162.330	7.261.577
Despesas Administrativas	(1.438.174)	(1.481.319)	(1.525.758)	(1.571.531)
EBITDA	5.527.849	5.582.486	5.636.572	5.690.046
Margem EBITDA	51%	51%	50%	50%
Depreciação	-	-	-	-
EBIT	5.527.849	5.582.486	5.636.572	5.690.046
Margem EBIT	51%	51%	50%	50%
Despesa/Receita Financeira	0	-	-	-
Lucro antes IR	5.527.849	5.582.486	5.636.572	5.690.046
Desp. De IR e CSSL	(345.112)	(351.910)	(358.843)	(365.912)
Lucro Líquido	5.182.737	5.230.576	5.277.729	5.324.134

Fonte: Elaboração Própria.

Tabela 20 – Demonstração do resultado do exercício

DRE	2039	2040	2041	2042
Receita Bruta	12.114.307	12.352.959	12.596.312	12.844.460
Pis/Cofins	(442.172)	(450.883)	(459.765)	(468.823)
Receita Líquida	11.672.135	11.902.076	12.136.547	12.375.637
Custos Operacionais	(4.310.611)	(4.439.929)	(4.573.127)	(4.710.321)
Lucro Bruto	7.361.524	7.462.147	7.563.420	7.665.316
Despesas Administrativas	(1.618.677)	(1.667.237)	(1.717.254)	(1.768.772)
EBITDA	5.742.847	5.794.910	5.846.166	5.896.544
Margem EBITDA	49%	49%	48%	48%
Depreciação	-	-	-	-
EBIT	5.742.847	5.794.910	5.846.166	5.896.544
Margem EBIT	49%	49%	48%	48%
Despesa/Receita Financeira	-	-	-	-
Lucro antes IR	5.742.847	5.794.910	5.846.166	5.896.544
Desp. De IR e CSSL	(373.121)	(380.471)	(387.966)	(395.609)
Lucro Líquido	5.369.727	5.414.439	5.458.199	5.500.935

Fonte: Elaboração Própria.

4.1.4. Demonstração do Fluxo de Caixa

A Demonstração do Fluxo de Caixa apresenta a composição da variação do saldo das disponibilidades anualmente. Essa composição demonstra exatamente o que entrou e saiu de recursos no caixa, o que pode ser observado pelo saldo inicial de caixa, a geração de caixa no ano e o saldo final de caixa (MARION, 2018).

A partir do Fluxo de Caixa, pode-se observar a geração de caixa anual do projeto, que é a base do cálculo do Fluxo de caixa Livre que veremos no subcapítulo 4.1.5 “Análise de Viabilidade Econômica”.

Tabela 21 – Demonstração do fluxo de caixa

Fluxo de Caixa	2022
Saldo Inicial de Caixa	-
(+) Recebimentos	-
(-) Pis/Cofins	-
(-) Custos Operacionais	(918.750)
(-) Despesas Operacionais	(485.260)
(=) Fluxo de Caixa Operacional	(1.404.010)
(-) Fluxo de Investimentos	(22.500.000)
(+/-) Fluxo Financeiro	23.904.010
(-) IRPJ e CSLL	-
(=) Geração de Caixa Anual	-
(=) Saldo Caixa Final Anual	-

Fonte: Elaboração Própria.

Tabela 22 – Demonstração do fluxo de caixa

Fluxo de Caixa	2023	2024	2025	2026
Saldo Inicial de Caixa	1.123.208	3.792.753	5.247.929	6.781.821
(+) Recebimentos	8.392.221	8.596.733	8.810.362	9.029.299
(-) Pis/Cofins	(306.316)	(313.781)	(321.578)	(329.569)
(-) Custos Operacionais	(2.687.491)	(2.766.817)	(2.849.822)	(2.935.316)
(-) Despesas Operacionais	(1.009.179)	(1.038.967)	(1.070.136)	(1.102.240)
(=) Fluxo de Caixa Operacional	4.389.235	4.477.168	4.568.826	4.662.173
(-) Fluxo de Investimentos	-	-	-	-
(+/-) Fluxo Financeiro	(1.639.865)	(2.924.930)	(2.862.178)	(3.670.064)
(-) IRPJ e CSLL	(258.480)	(224.228)	(271.359)	(278.102)
(=) Geração de Caixa Anual	2.490.889	1.328.010	1.435.289	714.007
(=) Saldo Caixa Final Anual	2.490.889	3.818.899	5.254.188	5.968.196

Fonte: Elaboração Própria.

Tabela 23 – Demonstração do fluxo de caixa

Fluxo de Caixa	2027	2028	2029	2030
Saldo Inicial de Caixa	7.116.895	7.286.129	7.326.210	7.231.266
(+) Recebimentos	9.253.677	9.483.631	9.719.299	9.960.824
(-) Pis/Cofins	(337.759)	(346.153)	(354.754)	(363.570)
(-) Custos Operacionais	(3.023.376)	(3.114.077)	(3.207.499)	(3.303.724)
(-) Despesas Operacionais	(1.135.308)	(1.169.367)	(1.204.448)	(1.240.581)
(=) Fluxo de Caixa Operacional	4.757.235	4.854.035	4.952.598	5.052.949
(-) Fluxo de Investimentos	-	-	-	-
(+/-) Fluxo Financeiro	(4.306.951)	(4.525.834)	(4.752.178)	(4.985.796)
(-) IRPJ e CSLL	(285.013)	(292.096)	(299.354)	(306.793)
(=) Geração de Caixa Anual	165.271	36.105	(98.934)	(239.641)
(=) Saldo Caixa Final Anual	6.133.466	6.169.571	6.070.637	5.830.996

Fonte: Elaboração Própria.

Tabela 24 – Demonstração do fluxo de caixa

Fluxo de Caixa	2031	2032	2033	2034
Saldo Inicial de Caixa	6.995.630	6.614.719	-	-
(+) Recebimentos	10.208.350	10.462.028	10.722.009	10.988.451
(-) Pis/Cofins	(372.605)	(381.864)	(391.353)	(401.078)
(-) Custos Operacionais	(3.402.836)	(3.504.921)	(3.610.069)	(3.718.371)
(-) Despesas Operacionais	(1.277.799)	(1.316.133)	(1.355.617)	(1.396.285)
(=) Fluxo de Caixa Operacional	5.155.111	5.259.110	5.364.971	5.472.717
(-) Fluxo de Investimentos	-	-	-	-
(+/-) Fluxo Financeiro	(5.225.623)	(10.382.947)	(5.034.733)	(5.134.273)
(-) IRPJ e CSLL	(314.417)	(322.230)	(330.238)	(338.444)
(=) Geração de Caixa Anual	(384.929)	(5.446.067)	-	-
(=) Saldo Caixa Final Anual	5.446.067	-	-	-

Fonte: Elaboração Própria.

Tabela 25 – Demonstração do fluxo de caixa

Fluxo de Caixa	2035	2036	2037	2038
Saldo Inicial de Caixa	-	-	-	-
(+) Recebimentos	11.204.924	11.425.661	11.650.746	11.880.266
(-) Pis/Cofins	(408.980)	(417.037)	(425.252)	(433.630)
(-) Custos Operacionais	(3.829.922)	(3.944.819)	(4.063.164)	(4.185.059)
(-) Despesas Operacionais	(1.438.174)	(1.481.319)	(1.525.758)	(1.571.531)
(=) Fluxo de Caixa Operacional	5.527.849	5.582.486	5.636.572	5.690.046
(-) Fluxo de Investimentos	-	-	-	-
(+/-) Fluxo Financeiro	(5.182.737)	(5.230.576)	(5.277.729)	(5.324.134)
(-) IRPJ e CSLL	(345.112)	(351.910)	(358.843)	(365.912)
(=) Geração de Caixa Anual	-	-	-	-
(=) Saldo Caixa Final Anual	-	-	-	-

Fonte: Elaboração Própria.

Tabela 26 – Demonstração do fluxo de caixa

Fluxo de Caixa	2039	2040	2041	2042
Saldo Inicial de Caixa	-	-	-	-
(+) Recebimentos	12.114.307	12.352.959	12.596.312	12.844.460
(-) Pis/Cofins	(442.172)	(450.883)	(459.765)	(468.823)
(-) Custos Operacionais	(4.310.611)	(4.439.929)	(4.573.127)	(4.710.321)
(-) Despesas Operacionais	(1.618.677)	(1.667.237)	(1.717.254)	(1.768.772)
(=) Fluxo de Caixa Operacional	5.742.847	5.794.910	5.846.166	5.896.544
(-) Fluxo de Investimentos	-	-	-	-
(+/-) Fluxo Financeiro	(5.369.727)	(5.414.439)	(5.458.199)	(5.500.935)
(-) IRPJ e CSLL	(373.121)	(380.471)	(387.966)	(395.609)
(=) Geração de Caixa Anual	-	-	-	-
(=) Saldo Caixa Final Anual	-	-	-	-

Fonte: Elaboração Própria.

4.1.5. Análise de Viabilidade Econômica

A análise de viabilidade econômica desse projeto foi elaborada a partir de dados oficiais e premissas de mercado do setor de energia brasileiro. A partir disso, projeta-se o fluxo de caixa a ser gerado ao longo dos anos e apura-se o fluxo de caixa operacional do projeto. Uma vez determinado esse fluxo, deve-se subtrair o fluxo de investimentos, os

impostos e adicionar a variação do capital de giro – que nesse caso é zero, tendo em vista que o prazo médio de pagamento e recebimento são nulos, o que resulta no Fluxo de Caixa Livre do projeto.

Além disso, foi utilizada a taxa de desconto (WACC) – conforme calculada no capítulo 3.3.8, para cálculo do VPL e do *Payback* descontado, estabelecendo um parâmetro básico de exigência mínima de retorno para o fluxo de caixa livre do projeto.

Tabela 27 - Análise de viabilidade econômica

Análise de Viabilidade	2022
Fluxo de Caixa Operacional	(1.404.010)
(-) Fluxo de Investimentos	(22.500.000)
(-) IRPJ e CSLL	-
(+/-) Δ Capital de Giro	-
Fluxo de Caixa Livre Projeto	(23.904.010)
FCL acumulado	(23.904.010)
FCL descontado	(23.904.010)
FCLD acumulado	(23.904.010)

Fonte: Elaboração Própria.

Tabela 28 - Análise de viabilidade econômica

Análise de Viabilidade	2023	2024	2025	2026
Fluxo de Caixa Operacional	4.389.235	4.477.168	4.568.826	4.662.173
(-) Fluxo de Investimentos	-	-	-	-
(-) IRPJ e CSLL	(258.480)	(264.779)	(271.359)	(278.102)
(+/-) Δ Capital de Giro	-	-	-	-
Fluxo de Caixa Livre Projeto	4.130.754	4.212.389	4.297.467	4.384.071
FCL acumulado	(19.773.256)	(15.560.867)	(11.263.401)	(6.879.330)
FCL descontado	3.814.170	3.591.449	3.383.175	3.186.839
FCL descontado acumulado	(20.089.840)	(16.498.391)	(13.115.217)	(9.928.377)

Fonte: Elaboração Própria.

Tabela 29 - Análise de viabilidade econômica

Análise de Viabilidade	2027	2028	2029	2030
Fluxo de Caixa Operacional	4.757.235	4.854.035	4.952.598	5.052.949
(-) Fluxo de Investimentos	-	-	-	-
(-) IRPJ e CSLL	(285.013)	(292.096)	(299.354)	(306.793)
(+/-) Δ Capital de Giro	-	-	-	-
Fluxo de Caixa Livre Projeto	4.472.222	4.561.939	4.653.244	4.746.155
FCL acumulado	(2.407.108)	2.154.831	6.808.075	11.554.230
FCL descontado	3.001.764	2.827.309	2.662.872	2.507.882
FCL descontado acumulado	(6.926.613)	(4.099.304)	(1.436.432)	1.071.450

Fonte: Elaboração Própria.

Tabela 30 - Análise de viabilidade econômica

Análise de Viabilidade	2031	2032	2033	2034
Fluxo de Caixa Operacional	5.155.111	5.259.110	5.364.971	5.472.717
(-) Fluxo de Investimentos	-	-	-	-
(-) IRPJ e CSLL	(314.417)	(322.230)	(330.238)	(338.444)
(+/-) Δ Capital de Giro	-	-	-	-
Fluxo de Caixa Livre Projeto	4.840.694	4.936.880	5.034.733	5.134.273
FCL acumulado	16.394.924	21.331.804	26.366.536	31.500.809
FCL descontado	2.361.802	2.224.124	2.094.371	1.972.090
FCL descontado acumulado	3.433.252	5.657.376	7.751.746	9.723.836

Fonte: Elaboração Própria.

Tabela 31 - Análise de viabilidade econômica

Análise de Viabilidade	2035	2036	2037	2038
Fluxo de Caixa Operacional	5.527.849	5.582.486	5.636.572	5.690.046
(-) Fluxo de Investimentos	-	-	-	-
(-) IRPJ e CSLL	(345.112)	(351.910)	(358.843)	(365.912)
(+/-) Δ Capital de Giro	-	-	-	-
Fluxo de Caixa Livre Projeto	5.182.737	5.230.576	5.277.729	5.324.134
FCL acumulado	36.683.546	41.914.122	47.191.850	52.515.984
FCL descontado	1.838.136	1.712.926	1.595.904	1.486.549
FCL descontado acumulado	11.561.972	13.274.897	14.870.801	16.357.350

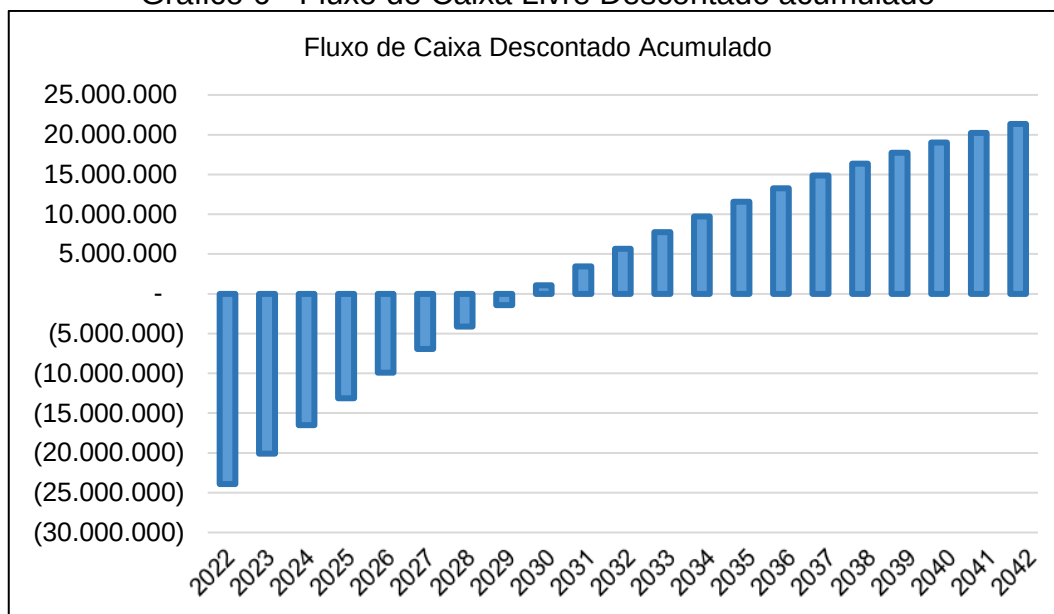
Fonte: Elaboração Própria.

Tabela 32 - Análise de viabilidade econômica

Análise de Viabilidade	2039	2040	2041	2042
Fluxo de Caixa Operacional	5.742.847	5.794.910	5.846.166	5.896.544
(-) Fluxo de Investimentos	-	-	-	-
(-) IRPJ e CSLL	(373.121)	(380.471)	(387.966)	(395.609)
(+/-) Δ Capital de Giro	-	-	-	-
Fluxo de Caixa Livre Projeto	5.369.727	5.414.439	5.458.199	5.500.935
FCL acumulado	57.885.711	63.300.149	68.758.349	74.259.283
FCL descontado	1.384.373	1.288.917	1.199.752	1.116.476
FCL descontado acumulado	17.741.723	19.030.640	20.230.393	21.346.869

Fonte: Elaboração Própria.

Gráfico 6 - Fluxo de Caixa Livre Descontado acumulado



Fonte: Elaboração Própria.

Por fim, apurou-se os indicadores de análise da viabilidade econômica do projeto, a saber: 1) Taxa Interna de Retorno (TIR) que representa um retorno efetivo do projeto de 18,31% ao ano; 2) Valor Presente Líquido (VPL), que representa uma geração de valor de R\$ 19.710.826; 3) Payback Descontado, que representando que o capital investido no projeto retorna aos acionistas em aproximadamente 8 anos.

5. Conclusões

No Brasil, a minigeração distribuída solar fotovoltaica vem apresentando uma forte tendência de crescimento nos últimos anos, devido as condições favoráveis de irradiação solar no país, incentivos regulatórios e ao cenário econômico e climático atual.

Esse modo de geração surge como uma alternativa aos consumidores para amenizar o aumento do peso de impostos e de encargos setoriais na tarifa de energia elétrica. Com as mudanças climáticas o sistema está desestabilizado, gerando incertezas ao mercado sobre o suprimento energético e a necessidade de aumentar o uso dos recursos naturais, com novas tecnologias e com a melhor eficiência das atuais.

Os benefícios desse tipo de geração são muitos, mas dentre os mais expressivos, pode-se citar a postergação de investimentos em expansão nos sistemas de distribuição e transmissão, o baixo impacto ambiental, a redução no carregamento das redes, a redução de perdas e a diversificação da matriz energética.

Apesar dos avanços nos últimos anos, a fonte solar fotovoltaica continua com um mercado pequeno e ainda há muito a ser feito para se consolidar na matriz energética nacional. Desse modo, em linha com os incentivos praticados e benefícios diretos aos consumidores, projetos de minigeração distribuída solar fotovoltaica estão se desenvolvendo, principalmente na região sudeste, onde a demanda de energia é a maior do país, representando um potencial investimento para os agentes do mercado.

Com o objetivo de permitir uma decisão de investimento fundamentada acerca de um projeto de minigeração distribuída de energia solar fotovoltaica na área de concessão da empresa de distribuidora de energia Light Serviços de Eletricidade S.A. no estado do Rio de Janeiro, esse estudo realizou uma análise de viabilidade econômica, pautada no

método do Fluxo de Caixa Descontado, calculando a TIR, VPL e o Payback descontado do projeto em questão.

Com base nos resultados desse estudo concluímos o seguinte:

A Taxa Interna de Retorno do projeto é de 18,31% ao ano, o que representa um percentual de 10,01% ao ano, acima da taxa de desconto, representada por um WACC no valor de 8,30% ao ano. Vale ressaltar que essa TIR é maior que o retorno médio dos último cinco anos da poupança 4,17% (taxa livre de risco) e da Ibovespa 13,08% (retorno de mercado). Desse modo, pode-se concluir numericamente, que o projeto analisado é mais atrativo do que o investimento nesses ativos, desconsiderando as demais variáveis, de risco por exemplo, atrelados.

O Valor Presente Líquido do projeto é de R\$ 19.710.826, sendo positivo e maior do que o montante de capital próprio a ser investido.

O *Payback* Descontado do projeto resultou em um prazo de retorno de investimento de, aproximadamente, 8 anos, ocorrendo antes do final do período de amortização da dívida e da depreciação contábil do CAPEX, podendo ser considerado um *Payback* positivo para o investidor, que terá o retorno do seu investimento 12 anos antes do fim da vida útil do projeto.

Levando em consideração que o VPL é positivo, a TIR é maior que a taxa de desconto (WACC) e o *Payback* Descontado ocorre antes do fim da vida útil do projeto, pode-se afirmar que o projeto é viável economicamente.

Como recomendações para trabalhos futuros, sugerimos a aplicação do cálculo de risco à análise realizada, além da adição de outros métodos de tomada de decisão e ampliar os parâmetros relativos nessa área de estudo que são impactadas pela evolução tecnológica e da regulação, além de realizar comparativos com outras tecnologias e projetos.

6. Referências Bibliográficas

ABRACEEL. **Cartilha mercado livre de energia elétrica. 2016** Disponível em: <www.abraceel.com.br/archives/files/AbraceelCartilhaMercadoLivreV9.pdf>. Acesso em: 16/04/2022.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Banco de informações de geração: fontes de energia exploradas no Brasil.** ANEEL, 2020.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Evolução das tarifas.** ANEEL, 2020. ANEEL.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Informações técnicas capacidade instalada micro e minigeração distribuída.** ANEEL, 2020.

ANEEL. **Resolução Homologatória N° 3.014, de 15 de março de 2022** Disponível em: <www.aneel.gov.br>. Acesso em: 16/04/2022.

Atlas Brasileiro de Energia Solar, INPE (Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais), 2017. Disponível em < <http://labren.ccst.inpe.br> >. Acesso em 13/06/2022.

Beta dos Ativos da Bolsa, 5 anos, 2022. Disponível em: < quantbrasil.com.br/beta > Acesso em 12/06/2022.

Brasil experimenta a maior crise hídrica em 91 anos. DiáriodoComércio, 2021. Disponível em: < <https://diariodocomercio.com.br/economia/brasil-experimenta-a-maior-crise-hidrica-em-91-anos> > Acesso em 21/04/2022.

Cartilha da energia elétrica : entendendo melhor os termos técnicos e conceitos do setor / Confederação Nacional da Indústria. – Brasília : CNI, 2021. 31 p. : il.

DAMODARAN, Aswath. **Avaliação de investimentos: ferramentas e técnicas para a determinação do valor de qualquer ativo**. 2. ed. Rio de Janeiro: Qualitymark, 2009

EPE [Empresa de Pesquisa Energética] Balanço Energético Nacional (BEM) 2022. Disponível em < <https://ben.epe.gov.br> >. Acesso em 04/06/2022.

EPE [Empresa de Pesquisa Energética] Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2030 – Parâmetros de Custos – Geração e Transmissão, 2022. Disponível em < <https://epe.gov.br> >. Acesso em 04/06/2022.

Ibovespa, 5 anos, 2022. Disponível em < www.debit.com.br/tabelas/tabela-completa.php?indice=ibovespa > Acesso em 12/06/2022

Poupança, 5 anos, 2022. Disponível em < [www.debit.com.br/tabelas/tabela-completa.php?indice=poupança](http://www.debit.com.br/tabelas/tabela-completa.php?indice=poupanca) > Acesso em 12/06/2022.

Santander Macroeconomic Research, 2022 Disponível em < <https://www.santander.com.br/analise-economica/macroeconomic-research> > Acesso em 20/04/2022.

SOBRAL, F. PECCI, A. **Administração: teoria e prática no contexto brasileiro**. – 2ª Edição. São Paulo: Pearson Education do Brasil, 2013. P. 466.