

INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DE GOIÁS
PRÓ-REITORIA DE PESQUISA E PÓS-GRADUAÇÃO
CÂMPUS GOIÂNIA
MESTRADO PROFISSIONAL EM TECNOLOGIA, GESTÃO E SUSTENTABILIDADE

JONATHAS PEREIRA CAMPOS

A Viabilidade do Programa Renda Básica Energética: Uma Análise Ex-Ante do PL 624/2023

Goiânia, 2026.



INSTITUTO FEDERAL
Goiás

MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
SECRETARIA DE EDUCAÇÃO PROFISSIONAL E TECNOLÓGICA
INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA
PRÓ-REITORIA DE PESQUISA E PÓS-GRADUAÇÃO
SISTEMA INTEGRADO DE BIBLIOTECAS

TERMO DE AUTORIZAÇÃO PARA DISPONIBILIZAÇÃO NO REPOSITÓRIO DIGITAL DO IFG - ReDi IFG

Com base no disposto na Lei Federal nº 9.610/98, AUTORIZO o Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás, a disponibilizar gratuitamente o documento no Repositório Digital (ReDi IFG), sem ressarcimento de direitos autorais, conforme permissão assinada abaixo, em formato digital para fins de leitura, download e impressão, a título de divulgação da produção técnico-científica no IFG.

Identificação da Produção Técnico-Científica

- | | |
|--|---|
| ☐ Tese | ☐ Artigo Científico |
| ☒ Dissertação | ☐ Capítulo de Livro |
| ☐ Monografia – Especialização | ☐ Livro |
| ☐ TCC - Graduação | ☐ Trabalho Apresentado em Evento |
| ☐ Produto Técnico e Educacional - Tipo: _____ | |

Nome Completo do Autor: Jonathas Pereira Campos

Matrícula: 20232011280026

Título do Trabalho: A Viabilidade do Programa Renda Básica Energética: Uma Análise Ex-Ante do PL 624/2023

Autorização – Marque uma das opções

1. (x) Autorizo disponibilizar meu trabalho no Repositório Digital do IFG (acesso aberto);
2. () Autorizo disponibilizar meu trabalho no Repositório Digital do IFG somente após a data ____/____/____ (Embargo);
3. () Não autorizo disponibilizar meu trabalho no Repositório Digital do IFG (acesso restrito).

Ao indicar a opção 2 ou 3, marque a justificativa:

- () O documento está sujeito a registro de patente.
() O documento pode vir a ser publicado como livro, capítulo de livro ou artigo.
() Outra justificativa: _____

DECLARAÇÃO DE DISTRIBUIÇÃO NÃO-EXCLUSIVA

O/A referido/a autor/a declara que:

- i. o documento é seu trabalho original, detém os direitos autorais da produção técnico-científica e não infringe os direitos de qualquer outra pessoa ou entidade;
- ii. obteve autorização de quaisquer materiais incluídos no documento do qual não detém os direitos de autor/a, para conceder ao Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás os direitos requeridos e que este material cujos direitos autorais são de terceiros, estão claramente identificados e reconhecidos no texto ou conteúdo do documento entregue;
- iii. cumpriu quaisquer obrigações exigidas por contrato ou acordo, caso o documento entregue seja baseado em trabalho financiado ou apoiado por outra instituição que não o Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás.

Goiânia, 25/03/2026.

Local _____ Data _____

Documento assinado digitalmente



JONATHAS PEREIRA CAMPOS
Data: 25/03/2026 11:22:48-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Assinatura do Autor e/ou Detentor dos Direitos Autorais

INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DE GOIÁS
PRÓ-REITORIA DE PESQUISA E PÓS-GRADUAÇÃO
CÂMPUS GOIÂNIA
MESTRADO PROFISSIONAL EM TECNOLOGIA, GESTÃO E SUSTENTABILIDADE

JONATHAS PEREIRA CAMPOS

A Viabilidade do Programa Renda Básica Energética: Uma Análise Ex-Ante do PL 624/2023

Programa de Pós-Graduação *Stricto Sensu* em Tecnologia, Gestão e Sustentabilidade do Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás - Dissertação de Mestrado Profissional. Área de Concentração: Tecnologia de Sistemas de Produção Limpa. Linha de Pesquisa: Energias Renováveis.

Orientador: Prof. Dr. Raphael de Aquino Gomes

Coorientador: Prof. Dr. Neville Julio de Vilasboas e Santos

Goiânia, 2026.

C198v Campos, Jonathas Pereira.
A viabilidade do Programa Renda Básica Energética: uma análise ex-ante do PL 624/2023 /
Jonathas Pereira Campos – Goiânia: Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de
Goiás, Câmpus Goiânia, 2026.
158 f.: il.

Orientador: Prof. Dr. Raphael de Aquino Gomes.
Coorientador: Prof. Dr. Neville Julio de Vilasboas e Santos.

Dissertação (Mestrado) – Mestrado Profissional em Tecnologia, Gestão e Sustentabilidade,
Programa de Pós-Graduação *Stricto Sensu* em Tecnologia, Gestão e Sustentabilidade, Instituto
Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás, Câmpus Goiânia.

1. Política energética - Brasil. 2. Programa Renda Básica Energética (REBE) - Brasil. 3.
Pobreza energética - Tarifa Social de Energia Elétrica (TSEE) - Goiás (Estado). 4. Energia solar
fotovoltaica. I. Gomes, Raphael de Aquino (orientador). II. Santos, Neville Julio de Vilasboa e
(coorientador). III. Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás, Câmpus
Goiânia. IV. Título.

CDD 333.79

Ficha catalográfica elaborada pelo Bibliotecário Alisson de Sousa Belthodo Santos CRB1/ 2.266
Biblioteca Professor Jorge Félix de Souza,
Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás, Câmpus Goiânia.



INSTITUTO FEDERAL
Goiás

MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
SECRETARIA DE EDUCAÇÃO PROFISSIONAL E TECNOLÓGICA
INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DE GOIÁS
CÂMPUS GOIÂNIA

PARECER 53/2026 - GYN-CMTGS/GYN-GPPEX/CP-GOIANIA/IFG

**SERVIÇO PÚBLICO FEDERAL
INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO CIÊNCIA E TECNOLOGIA DE GOIÁS
PRÓ-REITORIA DE PESQUISA E PÓS-GRADUAÇÃO
IFG CÂMPUS GOIÂNIA
MESTRADO EM TECNOLOGIA, GESTÃO E SUSTENTABILIDADE**

JONATHAS PEREIRA CAMPOS

A VIABILIDADE DO PROGRAMA RENDA BÁSICA ENERGÉTICA: UMA ANÁLISE EX-ANTE DO PL 624/2023

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Tecnologia, Gestão e Sustentabilidade do Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás como requisito para a obtenção do título de Mestre.
Área de Concentração: Tecnologia de Sistemas de Produção Limpa.
Linha de Pesquisa: Energias Renováveis

Aprovação em: 18 de março de 2026.

Banca examinadora:

Presidente e orientador: Prof. Dr. Raphael de Aquino Gomes - PPGTGS IFG

Coorientador: Prof Dr. Neville Julio de Vilasboas e Santos - IFG - Campus Anápolis

Avaliador: Prof Dr. Daywes Pinheiro Neto - PPGTGS IFG

Avaliadora: Profa Dra. Cristiane Gomes Barreto - UnB / CDS - Centro Desenvolvimento Sustentável

Documento assinado eletronicamente por:

- **Neville Julio de Vilasboas e Santos**, PROFESSOR ENS BASICO TECN TECNOLOGICO, em 19/03/2026 18:40:51.
- **Cristiane Gomes Barreto**, Cristiane Gomes Barreto - Docente - Unb (00038174000143), em 19/03/2026 08:45:09.
- **Daywes Pinheiro Neto**, COORDENADOR(A) DE CURSO - FUC1 - GYN-CMTGS, em 18/03/2026 19:29:09.
- **Raphael de Aquino Gomes**, PROFESSOR ENS BASICO TECN TECNOLOGICO, em 18/03/2026 15:58:16.

Este documento foi emitido pelo SUAP em 16/03/2026. Para comprovar sua autenticidade, faça a leitura do QRCode ao lado ou acesse <https://suap.ifg.edu.br/autenticar-documento/> e forneça os dados abaixo:

Código Verificador: 756925

Código de Autenticação: bf068f101e



Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás
Rua 75, nº 46, Centro, GOIÂNIA / GO, CEP 74055-110
Sem Telefones cadastrados

Dedicatória

Ao meu pai, in memoriam,

Que, mesmo ausente fisicamente, permanece presente em cada passo desta caminhada.

Sua força, seus ensinamentos e seu exemplo de vida foram e continuam sendo o alicerce que sustenta minhas conquistas.

Este trabalho carrega não apenas meu esforço, mas também tudo aquilo que aprendi com você.

Com saudade, gratidão e amor eterno, dedico esta realização à sua memória.

Agradecimentos

Primeiramente, agradeço a Deus por toda a força concedida para não desistir, especialmente nos momentos de dificuldade.

De maneira especial, agradeço à minha esposa, Ana Caroline, e à minha filha, Liz, por todo o amor, a atenção e, acima de tudo, pela paciência nos momentos em que minha ausência se fez necessária em razão das exigências acadêmicas. Vocês foram meu alicerce emocional, minha motivação diária e a razão maior para seguir em frente, mesmo diante das dificuldades.

À minha mãe, Eva, manifesto minha profunda gratidão por todo o apoio nos momentos mais difíceis, pelo incentivo e pela força constante ao longo dessa caminhada.

Aos meus colegas da UEG ESEFFEGO, agradeço pelo apoio no início dessa jornada. Em especial, ao meu grande amigo Valdivino, cuja amizade, incentivo e palavras de encorajamento foram essenciais nos momentos mais desafiadores deste processo formativo.

Aos amigos da Gerência de Gestão de Pessoas da UEG, deixo meu sincero agradecimento pelo carinho, acolhimento e apoio constante, que fizeram toda a diferença ao longo deste percurso.

Minha gratidão ao Prof. Dr. Raphael de Aquino Gomes, meu orientador, cuja dedicação, compromisso e orientação foram essenciais para o desenvolvimento e a qualidade deste trabalho.

Agradeço ao meu coorientador, Prof. Dr. Neville Julio de Vilasboas e Santos, pelas valiosas contribuições e orientações.

Estendo meus agradecimentos à banca examinadora da qualificação e da defesa, pelas relevantes considerações e sugestões, que enriqueceram significativamente este trabalho.

Por fim, registro meu agradecimento a todos que, direta ou indiretamente, contribuíram para a realização deste estudo.

[...] porque sem mim nada podeis fazer.

João 15:5,
Bíblia Sagrada – ARA.

Resumo

Título: A Viabilidade do Programa Renda Básica Energética: Uma Análise Ex-Ante do PL 624/2023

Autor: Jonathas Pereira Campos

Orientador: Dr. Raphael de Aquino Gomes

Coorientador: Prof. Dr. Neville Julio de Vilasboas e Santos

Este trabalho analisa a viabilidade do Programa Renda Básica Energética (REBE), proposto pelo Projeto de Lei nº 624/2023, como alternativa à Tarifa Social de Energia Elétrica (TSEE), com foco no estado de Goiás. A pesquisa parte do contexto da pobreza energética e da crescente pressão sobre os subsídios tarifários, agravada pelas alterações introduzidas pela Medida Provisória nº 1.300/2025, que ampliou a isenção para consumidores de baixa renda. Adota-se uma abordagem quantitativa, por meio de análise ex-ante, com base em dados do Sistema de Controle de Subvenções e Programas Sociais (SCS) da ANEEL, no período de 2019 a 2025, com projeções até 2050. A metodologia integra técnicas de modelagem computacional e aprendizagem de máquina para previsão da demanda energética, associadas ao dimensionamento de sistemas fotovoltaicos, análise de custos (CAPEX e OPEX), estrutura de financiamento e avaliação econômico-financeira por meio de indicadores como Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR) e Payback descontado. Os resultados indicam crescimento contínuo da demanda subsidiada no modelo atual, evidenciando a insustentabilidade de longo prazo da TSEE como política baseada exclusivamente em subsídios. Em contrapartida, o REBE apresenta potencial para transformar uma despesa pública recorrente em investimento estruturante, com amortização ao longo do tempo e impactos positivos sobre as contas públicas. Além disso, o programa contribui para a inclusão energética, a redução da pobreza energética e a ampliação do uso de fontes renováveis, alinhando-se aos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável. Como contribuição aplicada, o estudo propõe uma proposta de marco regulatório de combate à pobreza energética e apresenta o desenvolvimento do software REBE-Sim, que permite simular cenários de implantação do programa, ampliando sua replicabilidade. Conclui-se que o

REBE é economicamente viável em cenários específicos e representa uma alternativa promissora para a reformulação das políticas públicas energéticas no Brasil.

Palavras-chave

Renda Básica Energética; Tarifa Social de Energia Elétrica; Justiça Energética; Pobreza Energética; Energia Solar Fotovoltaica.

Abstract

Title: The Feasibility of the Energy Basic Income Program: An Ex-Ante Analysis of Bill No. 624/2023

Author: Jonathas Pereira Campos

Advisor: Dr. Raphael de Aquino Gomes

Coadvisor: Prof. Dr. Neville Julio de Vilasboas e Santos

This study analyzes the feasibility of the Basic Energy Income Program (REBE), proposed by Bill No. 624/2023, as an alternative to the Social Electricity Tariff (TSEE), with a focus on the state of Goiás, Brazil. The research is grounded in the context of energy poverty and the increasing pressure on tariff subsidies, intensified by the changes introduced by Provisional Measure No. 1,300/2025, which expanded full exemptions for low-income consumers. A quantitative approach is adopted through an ex-ante analysis, based on data from the ANEEL Subsidy and Social Programs Control System (SCS) covering the period from 2019 to 2025, with projections extending to 2050. The methodology integrates computational modeling and machine learning techniques to forecast energy demand, combined with photovoltaic system sizing, cost analysis (CAPEX and OPEX), financing structure, and economic feasibility assessment using indicators such as Net Present Value (NPV), Internal Rate of Return (IRR), and discounted payback. The results indicate a continuous increase in subsidized demand under the current model, highlighting the long-term unsustainability of the TSEE as a policy based solely on subsidies. In contrast, the REBE demonstrates potential to transform a recurring public expenditure into a structured investment, with amortization over time and positive impacts on public finances. Additionally, the program contributes to energy inclusion, the reduction of energy poverty, and the expansion of renewable energy use, aligning with the Sustainable Development Goals. As an applied contribution, the study proposes a regulatory framework to address energy poverty and presents the development of the REBE-Sim software, which enables the simulation of implementation scenarios, enhancing the replicability of the analysis. The findings

suggest that REBE is economically viable under specific scenarios and represents a promising alternative for the reformulation of energy public policies in Brazil.

Keywords

Basic Energy Income Program; Social Electricity Tariff; Energy Justice; Energy Poverty; Solar Photovoltaic Energy.

Lista de Figuras

Figura 1	– Matriz Elétrica Brasileira - 2025	34
Figura 2	– Usinas Instaladas em 2024.....	35
Figura 3	– Dados sobre energia solar no Brasil.	36
Figura 4	– Comparação da matriz energética brasileira entre 2001 e 2025	38
Figura 5	– Produção de energia solar distribuída por estado em GW, junho de 2024.	39
Figura 6	– Situação da Tarifa Social de Energia	43
Figura 7	– Etapas propostas para a metodologia.....	57
Figura 8	– Evolução temporal da energia subsidiada no Estado de Goiás	58
Figura 9	– Unidades Consumidoras beneficiárias da TSSE em Goiás (2019-2025)	79
Figura 10	– Distribuição das UCs beneficiárias da TSSE em Goiás por faixa e ano	80
Figura 11	– Evolução conjunta da energia subsidiada (GWh) e do valor do DMR (R\$ milhões) no período de 11/2019 a 05/2025	82
Figura 12	– Comparação do desempenho preditivo dos modelos de previsão da demanda de energia.....	83
Figura 13	– Série temporal da energia subsidiada (GWh) e projeções segmentadas em curto prazo (recursiva) e em longo prazo (tendência)..	85
Figura 14	– Série temporal da energia gerada (kWh) e projeções da quantidade de usinas necessárias para suprir a demanda.	86
Figura 15	– Projeção Tarifa e Orçamento Anual CDE no período de 2025/2026 a 2049/2050.....	88
Figura 16	– Projeção CAPEX no período de 2025/2026 a 2049/2050.....	88
Figura 17	– Custos de O&M e substituição de inversores (2025–2050)	90
Figura 18	– Fluxo de Caixa Acumulado — Projeção Orçamentária (25 Anos).....	92
Figura 19	– Comparativo Sistema Price vs SAC — 2025 a 2035	96
Figura 20	– Fluxo de caixa acumulado considerando financiamento — Projeção Orçamentária (25 Anos)	98
Figura 21	– Orçamento CDE vs. REBE acumulado (2025–2050)	99
Figura 22	– Série temporal da energia gerada (kWh) e projeções da quantidade de usinas necessárias para suprir a demanda considerando cortes.	104
Figura 23	– Projeção CAPEX (considerando cortes) no período de 2025/2026 a 2049/2050.....	105
Figura 24	– Custos operacionais considerando cortes (2025–2050).	106

Figura 25 – Saldo acumulado no período de 2025 a 2050.	108
Figura 26 – Evolução do saldo acumulado no cenário financiado (2025–2050).	109
Figura 27 – Orçamento CDE Acumulado <i>versus</i> REBE Acumulado no período de 2025 a 2050.	111

Lista de Tabelas

Tabela 1 – Estrutura Tarifária por faixa de consumo (R\$/kWh) - Equatorial Goiás	46
Tabela 2 – Desconto aplicado por faixa de consumo (%)	46
Tabela 3 – Resultados do Melhor Modelo: Lasso ($\alpha = 200$)	84
Tabela 4 – Histórico de Reajustes e Revisões Tarifárias - Equatorial Goiás (2020–2025)	87
Tabela 5 – Condições de Financiamento	94
Tabela 6 – Comportamento do Sistema PRICE	97
Tabela 7 – Comportamento – Sistema SAC	97
Tabela 8 – Comparativo dos Cenários	97
Tabela 9 – Síntese dos resultados da análise de viabilidade econômica ...	103
Tabela 10 – Condições de Financiamento	107
Tabela 11 – Tabela de Amortização – Sistema PRICE	107
Tabela 12 – Comparativo das métricas de viabilidade econômica para os dois cenários considerados.	114
Tabela 13 – Indicadores econômico-financeiros por cenário (convenção em $t = 0$).	116
Tabela 14 – Projeção da tarifa de energia elétrica e do orçamento anual da CDE (2025–2050).	139
Tabela 15 – Valor residual das usinas fotovoltaicas em julho de 2050	140
Tabela 16 – Custos de operação e manutenção (O&M) e substituição de inversores ao longo do programa (2025/2026–2049/2050)	141
Tabela 17 – Projeção financeira consolidada do programa (2025/2026–2049/2050)	142
Tabela 18 – Tabela de Amortização – Sistema Price	143
Tabela 19 – Tabela de Amortização – Sistema SAC	143
Tabela 20 – Fluxo de caixa acumulado do programa (2025/2026–2049/2050)	144
Tabela 21 – Projeção da tarifa de energia elétrica e do orçamento anual da CDE (2025–2050).	145
Tabela 22 – Custos de Operação, Manutenção (O&M) e Troca de Inversores (2025–2050)	146
Tabela 23 – Evolução da fração e do valor residual das usinas fotovoltaicas (2025–2050)	147
Tabela 24 – Tabela de Amortização – Sistema PRICE	149
Tabela 25 – Tabela de Amortização – Sistema SAC	149

Tabela 26 – Projeção financeira consolidada do programa após financiamento (2025/2026–2049/2050)	150
--	-----

Lista de Quadros

Quadro 1	–	Etapas da Análise Ex-Ante	50
Quadro 2	–	Comparativo entre os Sistemas de Amortização SAC e Price	72
Quadro 3	–	Comparação entre TSEE, MP 1300/2025 e PL 624/2023	117

Lista de Abreviaturas e Siglas

ABSOLAR	Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica
AM	Aprendizagem de Máquina
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BC	Banco Central do Brasil
BNDES	Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico e Social
BPC	Benefício de Prestação Continuada
CADÚnico	Cadastro Único
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CHESP	Companhia Hidroelétrica São Patrício
CMAP	Conselho de Monitoramento e Avaliação de Políticas Públicas
DMR	Diferença Mensal de Receita
FISE	Fundo de Inclusão Social Energético
GD	Geração Distribuída
GLP	Gás Liquefeito de Petróleo
INPE	Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais
MAE	<i>Mean Absolute Error</i>
MAPE	<i>Mean Absolute Percentage Error</i>
MEPI	Índice de Pobreza Energética Multidimensional
MME	Ministério de Minas e Energia
MP	Medida Provisória
ODS	Objetivos de Desenvolvimento Sustentável
OGU	Orçamento Geral da União
OLS	<i>Ordinary Least Squares</i>
ONU	Organização das Nações Unidas
PCHs	Pequenas Centrais Hidrelétricas
PL	Projeto de Lei
PNAD	Pesquisa Nacional por Amostra de Domicílios
REBE	Programa Renda Básica Energética
RMSE	Root Mean Square Error
SAC	Sistema de Amortização Constante
SCS	Sistema de Controle de Subvenções e Programas Sociais
SIN	Sistema Interligado Nacional
TCU	Tribunal de Contas da União
TIR	Taxa Interna de Retorno
TMA	Taxa Mínima de Atratividade

TSEE	Tarifa Social de Energia Elétrica
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
TUST	Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão
UC	Unidade Consumidora
VPL	Valor Presente Líquido

Lista de Símbolos

A	Abastecimento de créditos
C_b	Consumo por beneficiário
C_{IMP}	Custo de implantação
C_k	Consumo da UC k
C_{ns_k}	Consumo não-simultâneo da UC k
C_{s_k}	Consumo simultâneo da UC k
C_{SFV}	Custo do sistema fotovoltaico por kWp (R\$/kWp)
δ_u	Fator de degradação anual do sistema fotovoltaico
E	Energia total faturada para consumidores na classe Baixa Renda
E_{cs}	Energia subsidiada pela Conta de Desenvolvimento Energético
γ	Fator de simultaneidade
G_{u_i}	Geração de energia obtida em uma usina no ano i (em kWh)
G_i	Geração injetada na rede (em kWh)
G_t	Geração total de energia (em kWh)
I	Investimento inicial
Irr	Irradiação solar diária média recebida no plano do painel fotovoltaico (em kWh/m ² /dia)
Irr_{ref}	Irradiação solar de referência (1 kW/m ²)
j	Taxa de juros por período
J_t	Valor dos juros em um período $t \in \{1, \dots, m\}$
K	Número total de UCs
n	Número de Unidades Consumidoras na classe Baixa Renda
m	Número total de parcelas
P	Potência nominal total (em kWp)
P_u	Potência nominal da usina (em kWp)
PMT	Parcela Fixa
PR	<i>Performance Ratio</i> , indica a eficiência global do sistema
PV	Valor financiado (valor presente)
SD_{t-1}	Saldo devedor no período $t - 1$
T_{csi}	Valor em R\$ de cada kWh para a faixa i considerando o uso de subsídios
V_{cs}	Valor pago na fatura de energia considerando o uso de subsídio
V_{csi}	Valor pago na fatura de energia considerando o uso de subsídio para a faixa i

Sumário

1	Introdução	23
1.1	Objetivos.....	29
1.2	Estrutura do Trabalho	30
2	Referencial Teórico	32
2.1	Contexto geral e necessidade da transição energética	32
2.1.1	Panorama da matriz energética brasileira	33
2.1.2	A geração de energia fotovoltaica no Brasil	36
2.2	A justiça energética e a transição justa	39
2.2.1	A Conta de Desenvolvimento Energético e a Tarifa Social	40
2.2.2	Tarifa Social de Energia Elétrica	42
2.3	Cortes de geração (curtailment) em fontes renováveis variáveis.....	47
2.4	A Análise Ex-Ante	48
2.5	Aprendizagem de Máquina aplicada à análise da energia subsidiada	51
2.5.1	Modelagem com séries temporais.....	53
2.5.2	Treinamento, validação e teste	53
3	Metodologia	55
3.1	Fluxograma da análise ex-ante.....	56
3.2	Coleta e tratamento de dados.....	57
3.2.1	Definição das variáveis principais.....	59
3.3	Cálculo da Energia Subsidiada.....	60
3.3.1	Cálculo dos atributos necessários.....	60
3.3.2	Criação das variáveis características	61
3.3.3	Treinamento do modelo.....	62
3.3.4	Previsão da energia subsidiada	64
3.4	Dimensionamento do sistema fotovoltaico	65
3.4.1	Projeção do percentual de corte (<i>curtailment</i>)	67
3.5	Investimento Inicial	68
3.6	Cálculo do valor residual das usinas	69
3.7	Modelos de Financiamento e Amortização.....	71
3.8	Fluxo de Caixa e Indicadores Econômicos	73
3.8.1	Valor Presente Líquido (VPL)	74
3.8.2	Taxa Interna de Retorno (TIR)	75
3.8.3	Taxa Mínima de Atratividade (TMA)	75
3.8.4	<i>Payback</i> Descontado.....	76
3.9	Software de Análise e Simulação — REBE-Sim	76

4	Análise de Impacto Orçamentário e Viabilidade Econômico-Financeira	78
4.1	Quantitativo atual de beneficiários	79
4.2	Análise da energia subsidiada	81
4.3	Estimativa de demanda energética	82
4.4	Receitas e custos do Programa REBE	86
4.4.1	Cálculo do valor residual das usinas em 2050	89
4.4.2	Custos da operação e manutenção	89
4.4.3	Projeção orçamentária	91
4.4.4	Compensação da energia elétrica	93
4.5	Financiamento	94
4.5.1	Sistemas de Amortização	94
4.5.2	Projeção orçamentária com financiamento	98
4.6	Análise de viabilidade econômica	99
4.6.1	Definição da Taxa Mínima de Atratividade (TMA).....	100
4.6.2	Fluxo de caixa corrigido e cálculo do Valor Presente Líquido.....	101
4.6.3	Taxa Interna de Retorno (TIR)	101
4.6.4	<i>Payback</i> Descontado	102
4.6.5	Síntese dos Resultados.....	102
4.7	Análise complementar: Cenário de restrição operacional (<i>curtailment</i>)	103
4.7.1	Ajuste da capacidade instalada.....	103
4.7.2	Projeção de receitas do programa	104
4.7.3	Cálculo do valor residual das usinas em 2050	104
4.7.4	Estrutura de investimentos (CAPEX)	105
4.7.5	Custos Operacionais (OPEX)	106
4.7.6	Estrutura de Financiamento	107
4.7.7	Projeção Orçamentária	108
4.7.8	Análise de Viabilidade Econômica: VPL, TIR e <i>Payback</i> Descontado....	110
4.8	Comparativo entre os cenários de demanda energética	113
4.8.1	Validação dos Indicadores em $t = 0$ (TMA = 17% a.a.)	115
4.8.2	Comparativo dos Resultados (TMA = 17% a.a.)	116
5	Considerações finais	118
5.1	Contribuições do Trabalho	120
5.2	Limitações e Recomendações para Estudos Futuros	121
5.3	Considerações sobre os Produtos Técnicos.....	123
	Referências	126
	Apêndice A – Dados da análise de viabilidade consolidados	139
	Apêndice B – Produto Técnico	151

Introdução

O acesso à energia elétrica é um direito fundamental e um elemento central para a inclusão social, o desenvolvimento econômico e a melhoria da qualidade de vida. No entanto, no Brasil, parcela significativa da população, de acordo com (Silva; Pavanelli; Bellini, 2024) ainda convive com a chamada pobreza energética, condição em que as famílias enfrentam dificuldades para custear os serviços básicos de eletricidade ou vivem com acesso insuficiente e instável a esse recurso .

A pobreza energética tem se consolidado como um dos principais desafios contemporâneos no campo das políticas públicas, especialmente em países em desenvolvimento como o Brasil, onde desigualdades socioeconômicas e territoriais condicionam o acesso e o uso de serviços energéticos essenciais.

Evidências recentes, baseadas na aplicação do Índice de Pobreza Energética Multidimensional (MEPI) aos microdados da Pesquisa Nacional por Amostra de Domicílios (PNAD) Contínua de 2023, indicam que a maioria dos domicílios brasileiros está classificada como não pobre energético (72,38%). Contudo, observa-se a existência de uma parcela expressiva da população em situação de vulnerabilidade energética (26,79%), caracterizada pela presença de privações em uma ou mais dimensões relacionadas ao acesso e uso da energia (Barbosa; Santos; Silva, 2025).

Ademais, observa-se a presença, ainda que minoritária, de domicílios em condição de pobreza energética (0,65%) e pobreza energética severa (0,18%), evidenciando a persistência de privações estruturais no país.

Tais desigualdades tornam-se ainda mais evidentes quando analisadas sob a perspectiva territorial, uma vez que, enquanto as áreas urbanas apresentam melhores condições de acesso e uso da energia, as áreas rurais concentram maiores níveis de vulnerabilidade e pobreza energética, refletindo limitações históricas relacionadas à infraestrutura, à renda e ao uso de fontes tradicionais de energia.

Nesse contexto, a pobreza energética no Brasil revela-se como um fenômeno multidimensional e territorialmente desigual, demandando abordagens integradas e sensíveis às especificidades regionais para sua mitigação .

Essa realidade é particularmente grave entre os grupos de baixa renda, que, mesmo inseridos em programas de assistência, continuam expostos a tarifas elevadas e a interrupções no fornecimento.

Nesse contexto, políticas públicas, como o Programa de Tarifa Social de Energia Elétrica (TSEE), tornam-se instrumentos fundamentais para mitigar os efeitos da desigualdade no setor energético.

A Tarifa Social é um programa do governo federal que concede descontos na conta de luz, conforme o consumo mensal de energia (Filho; Homsy, 2020). As famílias cadastradas recebiam desconto na fatura de energia de acordo com o consumo efetuado.

Esse modelo foi alterado em julho de 2025, quando passou a ser oferecida a isenção de até 80 kWh por mês na fatura de energia para todos os beneficiários.

Estudos recentes indicam que políticas de subsídio, como a TSEE, podem ter efeitos regressivos, beneficiando de forma desproporcional famílias de renda mais alta e repassando os custos aos consumidores mais vulneráveis (Konzen; Best; Castro, 2024). Diante disso, cresce o debate sobre a necessidade de substituir os subsídios tarifários tradicionais por políticas estruturais e mais sustentáveis, que promovam acesso duradouro e autônomo à energia.

Diversas propostas vêm sendo discutidas nos meios acadêmico e político para transformar esse cenário. Uma das alternativas mais promissoras é substituir a TSEE por iniciativas de geração distribuída de energia solar fotovoltaica para residências de baixa renda.

Algumas pesquisas demonstram que essa substituição é economicamente viável, apresentando retornos significativos sobre o investimento (Guedes *et al.*, 2023; Sermarini *et al.*, 2023). Outros trabalhos discutem os incentivos legais à adoção de tecnologias renováveis, como previsto na Lei nº 14.300/2022, e os desafios de focalização das políticas públicas (Mitsubishi; Blanchet, 2023; Goularte; Muniz; Nunes, 2024a).

Proposto como alternativa à TSEE, o Programa Renda Básica Energética (REBE) tem como objetivo ampliar o acesso à energia para famílias em situação de vulnerabilidade social. O programa é destinado a beneficiários cadastrados no Cadastro Único (CADÚnico), incluindo aqueles vinculados ao Bolsa Família e ao Benefício de Prestação Continuada (BPC).

O público-alvo é composto por unidades consumidoras atualmente atendidas pela TSEE. Nesse contexto, a proposta prevê a concessão de descontos na fatura de energia a partir da utilização de energia gerada por fontes renováveis.

O Projeto de Lei (PL) que propõe a criação do REBE, teve origem em proposição do Deputado Federal Domingos Neto (Brasil, 2023). Em sua concepção

inicial, a proposta previa a aquisição e a instalação de sistemas de geração de energia elétrica a partir de fonte solar fotovoltaica, destinados ao autoconsumo ou à injeção total ou parcial na rede de distribuição.

Posteriormente, conforme discussões registradas na Câmara dos Deputados (Deputados, 2024), o PL n.º 624/2023 foi apensado ao PL n.º 4.449/2023, de autoria do Deputado Pedro Uczai.

A proposta prevê que, sem gerar novos custos à Conta do Desenvolvimento Energético, os recursos antes destinados à TSEE sejam realocados para ampliar a geração de energia no âmbito do REBE. Ainda conforme a proposta, os beneficiários terão a concessão da isenção na fatura de energia, e esse crédito virá da produção energética de usinas de fonte renovável, preferencialmente de usinas solares fotovoltaicas centralizadas de micro e minigeração.

O projeto prevê que essas usinas sejam instaladas em áreas rurais, nas superfícies dos reservatórios de hidrelétricas (usinas flutuantes) e nos empreendimentos do Programa Minha Casa, Minha Vida. Dessa forma, a energia gerada seria convertida em créditos, a serem aplicados nas faturas dos beneficiários do programa.

Um dos pontos que motivam a adoção do REBE é seu alinhamento às diretrizes internacionais propostas pela Organização das Nações Unidas (ONU) em 2015, que instituiu a Agenda 2030. O Marco Global é composto por 17 objetivos, conhecidos como Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS), e 169 metas, incluindo, em um de seus eixos em destaque, a ampliação do uso de fontes de energia renováveis. Em especial, a proposta está alinhada ao ODS 7 que estabelece “assegurar o acesso confiável, sustentável, moderno e a preço acessível à energia para todas e todos” (Ministério do Desenvolvimento Social, 2020).

Conforme analisado por Calili *et al.* (2023), as famílias de rendimentos mais baixos tendem a não adotar sistemas de geração solar devido à dificuldade de arcar com os custos de implantação e manutenção. Isso acontece principalmente em virtude dos altos custos iniciais e da dificuldade de acesso a empréstimos bancários. A proposta do REBE visa contornar essa limitação, considerando o aspecto social do acesso à energia. Como exemplo, as Recomendações da Comissão Global sobre Transições de Energia Limpa Centradas nas Pessoas da International Energy Agency (IEA) (2021) estabelecem a necessidade de garantir uma distribuição equitativa dos benefícios da energia limpa, prevenindo impactos negativos desproporcionais sobre populações vulneráveis.

De forma semelhante, a Agência Internacional de Energia (AIE) (2021) destaca ainda que as políticas energéticas devem ser estruturadas para reduzir as desigualdades sociais e econômicas.

Iniciativas semelhantes ao REBE existem em outros países. Como exemplo,

o Peru criou, em 2012, o Fundo de Inclusão Social Energético (FISE), visando levar energia limpa aos segmentos mais vulneráveis da população e combater a pobreza energética. Os programas financiados pelo FISE incluíam a concessão de subsídios sobre os preços do Gás Liquefeito de Petróleo (GLP) e das tarifas de eletricidade para famílias de baixa renda, a promoção da conversão de veículos para GLP ou gás natural e a instalação de sistemas de energia solar fotovoltaica em residências isoladas, sem conexão à rede elétrica.

No Brasil, a TSEE é custeada atualmente pela CDE, com as cotas anuais organizadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). A maior parte desse custo é assumida pelas concessionárias de energia, com o repasse aos consumidores residenciais, enquanto uma parcela menor é financiada por fundos governamentais destinados a programas e benefícios sociais, o que configura um esforço conjunto para garantir o fornecimento de energia às famílias mais vulneráveis.

Segundo o Relatório do Conselho de Monitoramento e Avaliação de Políticas Públicas (CMAP), a CDE é um fundo do setor elétrico, criado pela Lei 10.438/2002, com o objetivo de conceder descontos tarifários aos consumidores residenciais das classes baixa renda, rural e irrigante, além de viabilizar a competitividade de fontes alternativas (CMAP, 2019). Desde maio de 2017, nos termos da Lei n.º 13.360/2017 e do Decreto n.º 9.022/2017, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) assumiu a gestão financeira e operacional da CDE.

Entre os benefícios custeados pela CDE destacam-se os Descontos Tarifários, a Conta de Consumo de Combustíveis, a TSEE, o Programa Luz para Todos e o Carvão Mineral Nacional. Os beneficiários variam de consumidores de baixa renda e de consumidores rurais, a produtores que utilizam fontes renováveis, a produtores de carvão mineral, a agentes de distribuição de pequeno porte e a cooperativas de eletrificação (CMAP, 2019).

A literatura recente oferece contribuições relevantes para a compreensão da pobreza energética, da TSEE e do uso de fontes renováveis como instrumentos de política pública, especialmente no contexto brasileiro. No campo específico da substituição ou aperfeiçoamento da TSEE por meio da geração distribuída fotovoltaica, Sermarini *et al.* (2024) apresentam uma proposta de política pública voltada a comunidades de baixa renda no Brasil, avaliando cenários de implantação de recursos energéticos distribuídos e seus impactos sobre renda, consumo e subsídios. O estudo demonstra que a combinação entre políticas tarifárias e geração fotovoltaica pode reduzir a dependência de subsídios recorrentes, ao mesmo tempo em que mantém a proteção aos consumidores vulneráveis. De forma complementar, Maciel *et al.* (2020) desenvolveram um modelo econômico para avaliar políticas de tarifa social considerando prosumidores e efeitos distributivos.

No que se refere à relação entre energias renováveis, pobreza energética e inclusão social, Silva *et al.* (2024) realizaram uma revisão sistemática da literatura sobre o papel das energias renováveis no combate à pobreza no Brasil, identificando avanços, lacunas e a necessidade de estudos que articulem os impactos socioeconômicos e as políticas públicas.

Filho *et al.* (2022) discutem como fontes renováveis podem promover o bem-estar em regiões pobres, relacionando-os aos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável, especialmente ao ODS 1 e ao ODS 7, e ressaltando a necessidade de modelos tarifários e arranjos de geração que considerem indicadores socioeconômicos regionais.

Cardoso *et al.* (2025) reforçam essa perspectiva ao analisar as interseções entre a gestão pública da energia elétrica e as desigualdades sociais, propondo uma abordagem integrada entre a política energética e a política social, em consonância com a proposta desta dissertação, de elaboração de um marco regulatório estruturante.

No âmbito das políticas e da regulação de energia renovável no Brasil, Barbosa, Saraiva e Seixas (2020) propuseram um modelo de otimização para a definição de metas e de mecanismos de incentivo à energia solar, oferecendo subsídios para a discussão sobre custo-efetividade e metas específicas para programas de geração distribuída social. Já Sena, Nascimento e Munhoz (2024) avaliaram a efetividade das políticas públicas voltadas ao mercado fotovoltaico brasileiro, apontando desafios de financiamento, regulação e inclusão, reforçando a necessidade de políticas direcionadas explicitamente às populações de baixa renda.

Contudo, há poucos estudos empíricos sobre impactos socioeconômicos e viabilidade técnica reforçam a pertinência de programas de geração renovável com enfoque social. Dentre estes, Melo *et al.* (2025) analisaram os impactos socioeconômicos de usinas renováveis em municípios brasileiros, evidenciando efeitos positivos sobre o emprego e a renda. Pierozan *et al.* (2024) avaliaram a viabilidade técnica e econômica de edifícios de habitação social com sistemas fotovoltaicos, oferecendo referências técnicas relevantes para implantações em conjuntos habitacionais de baixa renda.

Considerando esse contexto, a presente investigação tem por objetivo analisar a transição do modelo tarifário social vigente para o programa de energia renovável de caráter social, a partir do Projeto de Lei nº 624/2023, atualmente (fevereiro de 2026) em tramitação no Senado Federal, após aprovação na Câmara dos Deputados. A proposta prevê a substituição gradual da TSEE por uma política pública baseada na geração distribuída, voltada à promoção da inclusão energética e da sustentabilidade socioambiental.

A análise tem como ponto de partida a avaliação dos impactos decorrentes da implementação do projeto de lei, em substituição ao modelo vigente, no âmbito da proposta de lei. Nesse contexto, examina-se a possibilidade de manutenção dos atuais beneficiários, bem como a continuidade dos benefícios financeiros, seja pela preservação dos descontos aplicados na fatura de energia, seja pela sua conversão em custeio integral da tarifa de energia elétrica, condicionada à efetiva implementação do novo programa.

Com isso, espera-se verificar se a implementação do REBE poderá reduzir o custeio dos beneficiários, considerando os resultados positivos observados na transição do uso de energia proveniente de hidrelétricas para a geração de energia solar fotovoltaica.

A utilização de fontes renováveis pode ser considerada pela Administração Pública não apenas pelos fatores econômicos, mas também pelos ambientais, tendo em vista a redução das emissões de gases de efeito estufa, o que contribui para o cumprimento das metas da Agenda 2030 da Organização das Nações Unidas. Ademais, a proposta de desenvolver o REBE vai além do fator ambiental, transformando-se num mecanismo de inclusão social, garantindo às famílias em vulnerabilidade social o acesso à energia limpa e com menor custo, o que pode promover mudanças estruturais na qualidade de vida e na perspectiva econômica dessas comunidades e também nas despesas públicas, em virtude da redução dos gastos crescentes com o programa Tarifa Social.

Conforme demonstrado no Atlas Brasileiro de Energia Solar, elaborado pelo Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE), o Brasil possui um dos maiores potenciais de irradiação solar do mundo, variando entre 4,5 e 6,5 kWh/m²/dia, o que reforça a pertinência do PL como proposta para impulsionar a geração distribuída de energia fotovoltaica no país (Pereira *et al.*, 2017).

Além de mensurar números e indicadores financeiros, o presente estudo buscou estabelecer uma conexão entre a análise da viabilidade econômica e a possibilidade concreta de implementar uma política pública estruturante, capaz de impactar positivamente a vida das famílias beneficiárias no Estado de Goiás, por meio do acesso à energia limpa, da redução da pobreza energética e da diminuição do comprometimento da renda familiar com o pagamento da fatura de energia elétrica. Para viabilizar a replicabilidade e a customização dessa análise, foi desenvolvido o REBE-Sim, um software de código aberto que permite que qualquer usuário reproduza os cenários aqui investigados, com parâmetros adaptados a outras realidades regionais ou institucionais.

Nesse contexto, e como desdobramento direto da análise ex-ante da viabilidade econômica e orçamentária do REBE, esta dissertação apresenta, como produtos

técnicos, a elaboração de uma proposta de Marco Regulatório de Combate à Pobreza Energética, estruturado sob a forma de minuta de Projeto de Lei, e o desenvolvimento do REBE-Sim, um software que integra os modelos de projeção de demanda por aprendizagem de máquina, o dimensionamento de sistemas fotovoltaicos e os indicadores de viabilidade econômico-financeira em uma única plataforma acessível a usuários não técnicos, com geração automatizada de relatórios em PDF.

A escolha desses produtos técnicos justifica-se pela natureza aplicada da pesquisa a ser desenvolvida no programa de mestrado profissional e pela necessidade de oferecer uma resposta concreta a desafios identificados na sociedade, a exemplo do atual modelo de subsídio tarifário, buscando, assim, contribuir para o aperfeiçoamento das políticas públicas energéticas. Mais especificamente, a opção pela elaboração de um marco regulatório decorre do entendimento de que o acesso à energia elétrica pelos mais pobres não pode ser enfrentado apenas por meio de instrumentos pontuais ou de medidas compensatórias de curto prazo. Trata-se de uma situação estrutural que demanda arranjos normativos estáveis, integrados e coerentes, capazes de articular a política social, a política energética e a política ambiental.

Ao articular análise acadêmica e proposição normativa, o estudo busca contribuir para a formulação de políticas públicas mais justas, eficientes e alinhadas às demandas contemporâneas do setor energético brasileiro.

1.1 Objetivos

O objetivo geral deste trabalho é avaliar a viabilidade de implantação do REBE, considerando sua implementação por meio de um programa governamental de geração de energia a partir de fonte fotovoltaica, com foco no Estado de Goiás. Para alcançar este objetivo geral, os seguintes objetivos específicos foram propostos:

- Analisar o impacto orçamentário do REBE, ao longo do período de vida útil dos sistemas fotovoltaicos.
- Verificar se os recursos destinados à TSEE são suficientes para financiar a implantação e operação do programa Renda Básica, ao longo dos anos.
- Avaliar as fontes de recursos previstas no PL 624/2023, considerando sua viabilidade e a possibilidade de financiamento por meio dos bancos públicos.
- Examinar, a partir dos dados públicos, se a relação custo e receita, torna o Projeto de Lei viável para a realidade de Goiás.
- Propor adequações ao PL 624/2023 com base nos resultados da análise de viabilidade técnica e econômica realizada.

- Desenvolver um software de análise e simulação (REBE-Sim) que permita a reprodução, a customização e a ampliação das análises realizadas, tornando a metodologia acessível a gestores públicos e pesquisadores sem necessidade de conhecimento técnico avançado em programação.

1.2 Estrutura do Trabalho

O restante do documento é organizado conforme descrito a seguir.

O Capítulo 2 reúne o referencial teórico fundamental para a compreensão do tema. São discutidos os aspectos da geração distribuída no Brasil, com ênfase na energia fotovoltaica, bem como o histórico e o cenário da TSEE. Foram examinados o contexto da Conta de Desenvolvimento Energético, os conceitos de justiça energética e de transição justa e a configuração da matriz energética nacional. O capítulo também contempla a análise ex-ante como metodologia de avaliação de políticas públicas, estabelecendo as bases conceituais que sustentam a investigação. As técnicas utilizadas para obtenção das estimativas de demanda de energia também são apresentadas.

O Capítulo 3 descreve a metodologia adotada. São detalhados a estratégia e a abordagem de pesquisa, o fluxograma de análise de viabilidade e os procedimentos de coleta e tratamento de dados, com a devida definição das variáveis centrais. O capítulo traz ainda os cálculos e modelagens realizadas, incluindo o consumo energético, a estrutura tarifária, o dimensionamento do sistema fotovoltaico, a fatura de energia no contexto do PL 624/2023, os investimentos iniciais, os modelos de financiamento e amortização, o fluxo de caixa e os indicadores econômicos de avaliação: Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR), Taxa Mínima de Atratividade (TMA) e *Payback* descontado.

O Capítulo 4 aborda a análise de impacto orçamentário e a viabilidade econômico-financeira do programa. Neste capítulo, são projetados o número de beneficiários, o consumo mensal, os custos da TSEE e a estimativa de usinas solares necessárias para suprir a demanda. Além disso, são apresentados os custos e as receitas do REBE, as modalidades de financiamento e os sistemas de amortização, com destaque para a comparação entre os métodos PRICE e SAC. A análise se conclui com a consolidação dos resultados econômico-financeiros, contemplando o fluxo de caixa projetado, o VPL, a TIR, o *Payback* descontado e os indicadores financeiros sintetizados.

O Capítulo 5 apresenta as considerações finais do estudo, discutindo as conclusões decorrentes da análise realizada, bem como as principais contribuições do trabalho para o campo das políticas públicas energéticas. O capítulo ressalta

também as limitações identificadas e propõe recomendações para pesquisas futuras, encerrando-se com a apresentação dos dois produtos técnicos desenvolvidos: o marco regulatório de combate à pobreza energética e o REBE-Sim, software de simulação e análise de viabilidade do programa.

Referencial Teórico

Este capítulo apresenta o referencial teórico que fundamenta a pesquisa, organizado em três eixos principais. Primeiramente, discute-se o contexto global e nacional da transição energética, com ênfase no panorama da matriz elétrica brasileira e no papel crescente da energia solar fotovoltaica como alternativa estratégica.

Em seguida, aborda-se a relação entre justiça energética e transição justa, destacando a importância de políticas públicas, como a Conta de Desenvolvimento Energético e a Tarifa Social de Energia Elétrica, para promover a inclusão e a equidade no acesso à energia.

Por fim, introduz-se a análise ex-ante como abordagem metodológica voltada à avaliação da viabilidade e dos impactos das estratégias de transição energética no Brasil.

2.1 Contexto geral e necessidade da transição energética

Redução das emissões de gases de efeito estufa e redução gradativa da utilização de combustíveis fósseis são expressões globais expostas a cada dia em matérias de jornais, discussões, conferências e seminários em diversos lugares do mundo.

Neste cenário, instituições como a ONU desempenham um papel fundamental na articulação de metas e políticas que incentivem governos, empresas e organizações da sociedade civil a adotarem práticas mais sustentáveis.

As emissões de gases de efeito estufa contribuem para eventos de mudança climática que impactam diretamente o equilíbrio dos ecossistemas e a vida humana. A conscientização sobre os problemas decorrentes desses eventos leva a sociedade a pressionar os governos para adotarem ações de controle e de redução das emissões em seus países.

Segundo destacado pela Enel Green Power (2023), as energias renováveis são fontes de energia que se regeneram naturalmente ao longo do tempo e não se esgotam. Elas são a parte mais importante da transição para um sistema de energia que abandona os combustíveis fósseis, combatendo, assim, o aquecimento global.

A transição para fontes de energia renováveis surge não apenas como uma necessidade ambiental, mas também como uma oportunidade de diversificar a matriz energética, reduzir a dependência de combustíveis fósseis e promover a inovação tecnológica.

Além do impacto ambiental positivo, essa transformação energética pode gerar efeitos sociais e econômicos relevantes, como a criação de empregos em setores sustentáveis e o fortalecimento de uma economia de baixo carbono e, ainda, a ampliação do acesso energético a milhares de famílias.

Na busca por estratégias inovadoras e integradas, reflete-se o compromisso global com um futuro que concilie crescimento econômico, equidade social e preservação ambiental, evidenciando que a sustentabilidade é um desafio e uma oportunidade para todas as esferas da sociedade.

Reduzir o uso de fontes de energia não renováveis e ampliar o uso de fontes renováveis é uma decisão que pode ser efetiva nesse sentido. Neste contexto, a energia solar fotovoltaica, uma fonte de energia limpa que vem crescendo exponencialmente, pode desempenhar um papel fundamental no processo de transição energética.

2.1.1 Panorama da matriz energética brasileira

Conforme informações do Ministério de Minas e Energia (2025), em 2024, o Brasil atingiu um marco histórico ao registrar um acréscimo de 10,9 GW na capacidade instalada da matriz de geração elétrica, o maior crescimento anual desde 1997.

Além do crescimento expressivo da capacidade instalada, 2024 também foi um ano com o maior número de usinas energéticas adicionadas ao sistema, totalizando 301 novas plantas distribuídas em 16 estados. Destas, 91,13% da potência instalada é proveniente de fontes renováveis, com destaque para a energia solar fotovoltaica, que responde por 51,87%, e a energia eólica, com 39,26%.

Este cenário é reforçado por dados da Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (ABSOLAR) que indicam que a matriz elétrica no Brasil é majoritariamente limpa, como mostrado na Figura 1.

Percebe-se um forte destaque para as hidrelétricas, que, apesar dos impactos gerados, são consideradas renováveis e detêm, atualmente, o monopólio energético e de investimentos estatais, por meio das usinas produtoras, das centrais hidrelétricas e das distribuidoras.

Figura 1 – *Matriz Elétrica Brasileira - 2025*

Fonte: (ABSOLAR, 2025).

Mesmo sendo considerada uma fonte limpa, essa visão é questionável ao se analisarem os impactos ambientais indiretos das hidrelétricas com reservatórios. Estudos realizados por Stefanello, Marangoni e Zeferino (2018) indicam que essas usinas contribuem para o efeito estufa ao liberar grandes quantidades de metano, dióxido de carbono e óxido nitroso. Além disso, elas alteram significativamente a geografia e a biodiversidade locais, devido às extensas áreas alagadas.

Outro problema está relacionado a momentos de estiagem extrema, como os ocorridos em anos anteriores, e também à pequena capacidade de aumento da produção, devido aos impactos sociais e ambientais na sua implantação, bem como aos desafios regulatórios e documentais para a sua liberação.

Diante desses aspectos, é importante destacar a importância de diversificar a matriz energética do país, já que a forte dependência de fontes hidráulicas amplia a vulnerabilidade em períodos de escassez de água (Soares; Simioni, 2021). Dessa forma, torna-se essencial promover o desenvolvimento de estratégias que estimulem o uso de outras fontes de energia, reduzindo o risco de crises energéticas, como as que já ocorreram no passado.

A sazonalidade das chuvas altera profundamente as condições para a geração de energia. Como exemplo, as usinas a fio d'água possibilitam a geração de energia

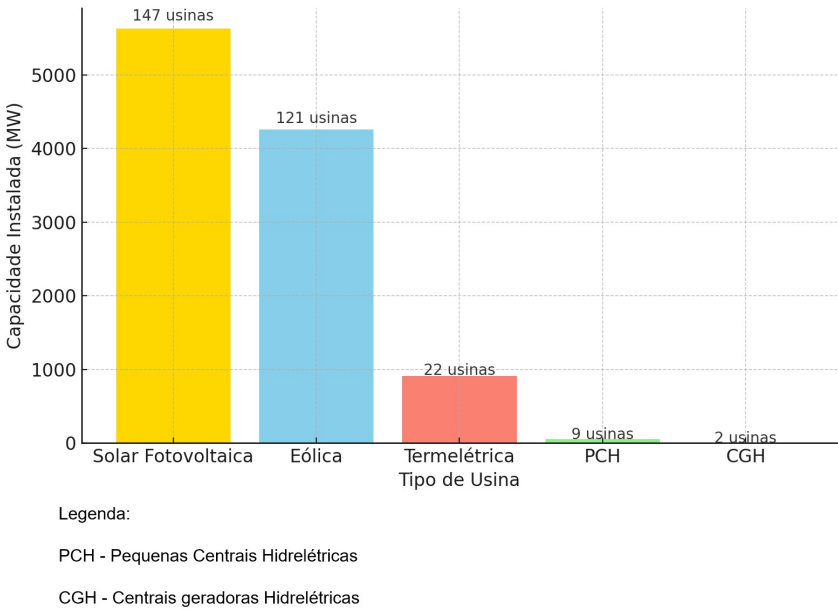
em grande quantidade em períodos chuvosos; nos períodos secos, a produção é drasticamente reduzida, o que dificulta o planejamento energético (Stefanello; Marangoni; Zeferino, 2018).

A energia solar fotovoltaica tem potencial para ser uma importante aliada na diversificação da matriz elétrica brasileira, considerando o vasto potencial de irradiação solar em todo o território nacional (Gasparin *et al.*, 2022).

Dados da Agência EBC (2024) evidenciam que o Brasil atingiu novos recordes de geração de energia solar em junho de 2024, com o subsistema Nordeste registrando picos de 9.598 MW e 9.760 MW.

A composição das novas usinas instaladas em 2024 é apresentada na Figura 2. Foram instaladas 147 usinas solares fotovoltaicas, totalizando 5.629,69 MW; 121 parques eólicos, com 4.260,57 MW; 22 termelétricas, totalizando 906,70 MW; 9 Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs), com 51,80 MW; 2 centrais geradoras hidrelétricas, somando 4,60 MW.

Figura 2 – Usinas Instaladas em 2024



Fonte: (Agência Gov / EBC, 2025).

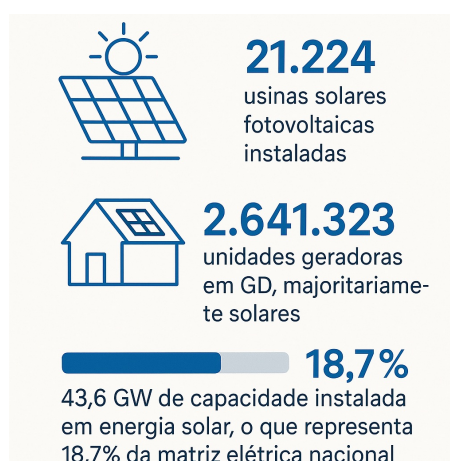
Os estados com maior incremento na capacidade instalada foram:

- a) Minas Gerais, com acréscimo de 3.173,85 MW;
- b) Bahia, com 2.408,67 MW;
- c) Rio Grande do Norte, com 1.816,38 MW.

Esses dados reforçam a posição do Brasil como um dos líderes globais na expansão das energias renováveis, consolidando um cenário energético cada vez mais sustentável e diversificado.

No acumulado do ano, o Brasil adicionou 7.946 megawatts (MW) à sua capacidade total de geração de energia elétrica, segundo dados da ANEEL. Desse total, 73,5% foram provenientes de usinas solares fotovoltaicas, incluindo projetos de Geração Distribuída (GD).

Figura 3 – *Dados sobre energia solar no Brasil.*



Fonte: (Secretaria de Comunicação Social – Governo Federal, 2024).

A Figura 3 apresenta informações sobre a quantidade de empreendimentos, com base em dados atualizados da ANEEL. Com esses números, a energia solar tornou-se a segunda maior fonte de geração de eletricidade no Brasil, atrás apenas da hidrelétrica, consolidando seu papel estratégico na transição energética nacional.

2.1.2 A geração de energia fotovoltaica no Brasil

De acordo com Miranda *et al.* (2019), a energia solar fotovoltaica é gerada pelo efeito fotovoltaico, que consiste na conversão direta da luz solar em eletricidade por meio de células fotovoltaicas. Essa alternativa é vista como uma solução viável para aumentar a disponibilidade de energia elétrica, com impacto ambiental reduzido.

Segundo Wanderley e Campos (2013), o uso da energia solar oferece vários benefícios: é uma fonte renovável e disponível, não gera ruídos, não emite gases de efeito estufa, tem baixo impacto ambiental e os módulos solares têm vida útil de cerca de 25 anos, necessitam de manutenção reduzida e podem ser reciclados ao final da vida útil. Além disso, a capacidade instalada pode ser ampliada conforme a necessidade, bastando adicionar novos módulos, dentro da capacidade do sistema.

As principais barreiras à expansão da energia solar no Brasil incluem: os altos custos do investimento inicial, relacionados à aquisição e à instalação da tecnologia; a dependência de importações de componentes; e dificuldades de acesso para comunidades de baixa renda, em decorrência da baixa oferta de crédito e de condições de financiamento (Carstens; Cunha, 2019).

Mesmo diante das barreiras mencionadas, a geração distribuída fotovoltaica no Brasil vem crescendo. Esta modalidade de empreendimento foi regulamentada pela ANEEL por meio da Resolução 482/2012, normativa que estabeleceu a Geração Distribuída no Brasil e o Sistema de Compensação de Energia Elétrica.

Como destacado por Reis *et al.* (2021), essa resolução foi revista em 2015 (Resolução Normativa 687/2015), ampliando os limites para minigeração e detalhando o uso de créditos de energia, sendo que a microgeração é composta por sistemas com potência de até 75 kW, geralmente instalados em instalações residenciais e pequenos negócios, e a minigeração é composta por sistemas entre 75 kW e 5 MW, normalmente instalados em grandes empresas e indústrias.

Com os regulamentos aprovados pela ANEEL desde 2012 e suas alterações, houve no Brasil um crescimento substancial na utilização de fontes de energia renováveis, em virtude da disposição e autorização da geração distribuída de energia, o que levou muitos brasileiros a investir na energia fotovoltaica como fonte energética para suas residências, gerando um aumento desse modal na matriz elétrica brasileira e o usufruto de diversos benefícios ambientais e econômicos.

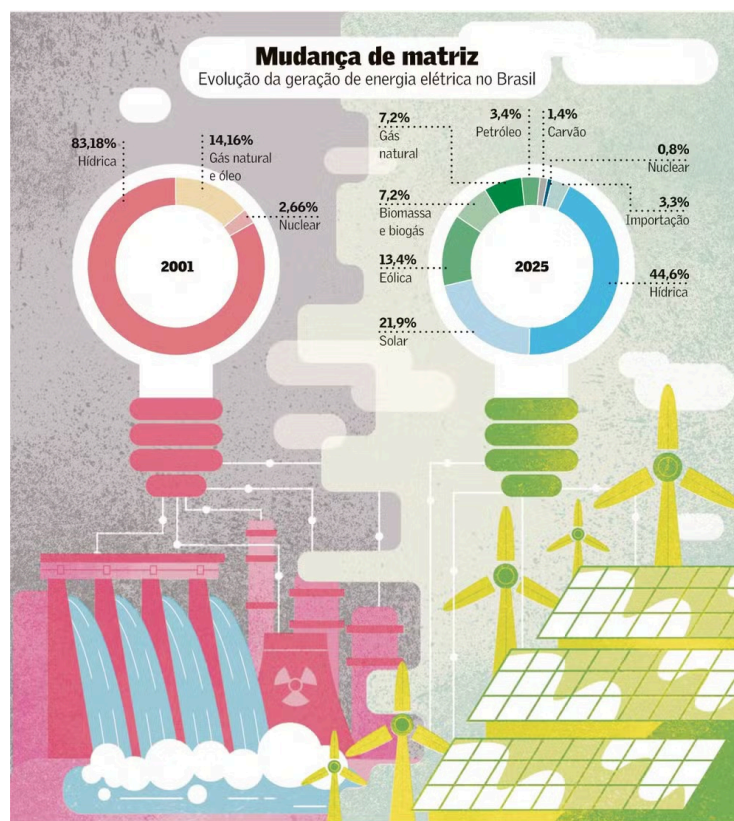
De acordo com Leite (2024), o sistema de compensação de energia permite que os consumidores injetem na rede elétrica o excedente de energia produzido pelo sistema, que não foi consumido na edificação, recebendo, assim, créditos em forma de abatimento nas faturas, que podem ser compensados em até 60 meses. O autor destaca ainda a tarifa do Fio B, que incide sobre o consumidor quando a energia produzida no sistema fotovoltaico não é utilizada, sendo necessário enviar o excedente à rede da concessionária, não sendo contabilizado no cálculo o que é consumido pela Unidade Consumidora (UC).

Segundo o Valor Econômico (2025), o Brasil consolidou sua liderança na produção de energia renovável, com a mudança da matriz energética do país, evidenciada no efeito comparativo entre 2001 e 2025, como se vê na Figura 4.

O desenvolvimento da energia solar fotovoltaica no Brasil não é homogêneo, com maior concentração nas regiões Sudeste e Sul devido ao maior poder aquisitivo e à melhor infraestrutura. Nas regiões Norte e Nordeste, onde há grande potencial solar, o crescimento é mais lento devido à falta de infraestrutura, ao menor acesso ao crédito e às dificuldades logísticas.

De acordo com os dados do Canal Solar (2024), apresentados na Figura 5,

Figura 4 – *Comparação da matriz energética brasileira entre 2001 e 2025*



Fonte: (Valor Econômico, 2025).

em junho de 2024, o Brasil possuía dez estados com mais de 1 GW de potência instalada em energia solar no segmento de micro e minigeração distribuída, com investimentos que somavam mais de R\$ 107 bilhões. O estado de São Paulo liderava o ranking de produção com 4 GW instalados, seguido por Minas Gerais com 3,8 GW, pelo Rio Grande do Sul com 2,8 GW, e o estado de Goiás ocupava a sétima posição com potência instalada de 1,3 GW.

Figura 5 – *Produção de energia solar distribuída por estado em GW, junho de 2024.*

Estados com mais de 1 GW de geração solar própria		
Estado (UF)	Potência Instalada (GW)	Investimento (R\$ Bilhões)
São Paulo	4,0	20,0
Minas Gerais	3,8	19,6
Rio Grande do Sul	2,8	14,5
Paraná	2,7	13,3
Mato Grosso	1,8	8,7
Santa Catarina	1,4	7,2
Goiás	1,3	6,4
Bahia	1,2	6,3
Rio de Janeiro	1,1	5,8
Mato Grosso do Sul	1,1	5,6

Fonte: (Canal Solar, 2024).

Embora o Brasil tenha avançado no campo da geração distribuída, há falta de continuidade e consistência nas políticas públicas de incentivo à energia solar. Alterações frequentes na regulamentação e nos incentivos fiscais geram incerteza entre consumidores e investidores. Além disso, há necessidade de políticas mais focadas na democratização do acesso à energia solar, especialmente para famílias de baixa renda.

2.2 A justiça energética e a transição justa

No campo da energia e do desenvolvimento, tem crescido o debate em torno da justiça energética, conceito que busca responder à seguinte questão: “quem tem acesso à energia, como, a que custo e com quais impactos?”

Sovacool e Dworkin (2015) definem a justiça energética a partir de três dimensões interligadas: distributiva, procedimental e de reconhecimento. A justiça distributiva refere-se à distribuição equitativa dos benefícios e ônus do sistema energético, sendo particularmente relevante no contexto brasileiro, em que os custos da energia tendem a impactar de forma mais intensa as famílias de baixa renda.

Nesse sentido, a proposta do REBE, pode contribuir para uma redistribuição mais eficiente dos recursos públicos, ao substituir subsídios tarifários recorrentes por investimentos estruturantes em geração de energia renovável.

A justiça procedimental, por sua vez, está associada à participação dos diferentes grupos sociais nos processos decisórios relacionados à política energética. No caso do REBE, essa dimensão se manifesta na necessidade de transparência, governança e inclusão dos beneficiários no desenho e na implementação do programa, de modo a garantir que a política pública atenda efetivamente às demandas das populações vulneráveis.

Por fim, a justiça de reconhecimento envolve o respeito às necessidades e vulnerabilidades de grupos historicamente marginalizados. A proposta do REBE dialoga diretamente com essa dimensão ao priorizar famílias inscritas em programas sociais, como o Cadastro Único, o Bolsa Família e o Benefício de Prestação Continuada, reconhecendo as desigualdades estruturais no acesso à energia e propondo mecanismos para sua mitigação.

A Agência Internacional de Energia (2022) reforça a importância de políticas públicas que combinem a redução das emissões com a inclusão energética. Para tanto, é necessário integrar políticas sociais (como o Bolsa Família e o BPC) a programas estruturantes de energia limpa, o que torna o REBE um instrumento para a justiça energética.

O desenho e a avaliação de políticas públicas sustentáveis devem considerar, além dos impactos econômicos diretos, sua capacidade de adaptação, de continuidade e de sinergia com outros programas governamentais.

De acordo com Howlett e Mukherjee (2014), o desenho de políticas públicas eficazes exige coerência entre objetivos, instrumentos e o contexto de implementação. No caso do REBE, tal coerência se expressa na proposta de substituição de gastos contínuos — como os subsídios à TSEE — por investimentos estruturantes em infraestrutura de geração de energia renovável.

Essa mudança de abordagem torna-se particularmente relevante no contexto da pobreza energética, entendida como a dificuldade de acesso a serviços energéticos adequados, seja em função do elevado comprometimento da renda familiar, seja pela baixa qualidade ou irregularidade no fornecimento.

Nesse cenário, o REBE não apenas reconfigura o modelo de financiamento da política pública, mas também atua diretamente sobre as causas estruturais da pobreza energética, ao promover maior autonomia no acesso à energia e reduzir, no longo prazo, o comprometimento da renda das famílias com despesas energéticas.

Dessa forma, a proposta alinha objetivos sociais, instrumentos econômicos e sustentabilidade ambiental, ao mesmo tempo em que sinaliza potencial para redução do uso de recursos públicos no longo prazo e para o fortalecimento de políticas públicas mais eficientes e inclusivas.

2.2.1 A Conta de Desenvolvimento Energético e a Tarifa Social

A CDE representa um forte mecanismo de financiamento e de equidade tarifária no setor elétrico brasileiro, desempenhando um papel estratégico na ampliação

do acesso à energia elétrica, no estímulo à sustentabilidade e na inclusão social de populações historicamente excluídas.

Criada pela Lei nº 10.438/2002, sua função vai além de garantir o suprimento energético: ela promove a universalização do serviço, incentiva a geração de energia a partir de fontes renováveis e busca a modicidade tarifária como forma de justiça socioeconômica no território nacional (Brasil, 2002).

Ao regulamentar a CDE, o Decreto nº 9.022/2017 reforçou seus objetivos centrais e organizou seus instrumentos de atuação, estabelecendo que os recursos da conta devem financiar programas sociais, apoiar a expansão e manutenção da infraestrutura elétrica e incentivar a geração por fontes renováveis (Brasil, 2017). Essa normatização transformou a CDE em uma ferramenta de política pública com múltiplas finalidades, especialmente voltadas ao enfrentamento das desigualdades energéticas.

A sustentabilidade financeira da CDE depende de uma base ampla e diversificada de arrecadação. A principal fonte de custeio está nas quotas compulsórias pagas por agentes de distribuição e transmissão, valores embutidos nas tarifas de uso dos sistemas de distribuição e transmissão Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) e Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) e repassados aos consumidores. Desta forma, a sociedade como um todo contribui para o funcionamento da CDE ao pagar suas contas de energia elétrica (ANEEL, 2024).

Complementarmente, a CDE também pode receber recursos do Orçamento Geral da União (OGU), especialmente quando o governo opta por reforçar o financiamento de programas de elevado impacto social, como a TSEE.

A Eletrobras, após sua privatização, passou a realizar aportes obrigatórios como contrapartida regulatória, e os valores arrecadados pela ANEEL, por meio de multas e outorgas, também são destinados ao fundo (ANEEL, 2024).

A gestão operacional da CDE é realizada pela CCEE, sob supervisão direta da ANEEL. A agência é responsável por aprovar, anualmente, o orçamento da CDE e por calcular os encargos que cada agente do setor deve pagar.

Esses valores são repassados mensalmente pelas distribuidoras à CCEE e, posteriormente, refletidos nas tarifas aplicadas aos consumidores conectados ao Sistema Interligado Nacional (SIN), conforme descrito pela ANEEL (2024).

Segundo a própria ANEEL, a CDE tem como finalidade promover o desenvolvimento energético do país, assegurar a universalização do serviço, garantir a modicidade tarifária e incentivar o uso de fontes de energia limpas e alternativas. Em termos financeiros, seu impacto nas tarifas é expressivo: em 2023, a CDE respondeu por cerca de 11,5% da composição tarifária média dos consumidores residenciais do mercado regulado (ANEEL, 2023).

Os recursos arrecadados pela CDE destinam-se a uma série de programas estratégicos. Entre os mais relevantes, destacam-se (ANEEL, 2023):

- O subsídio à TSEE, que concede descontos progressivos às famílias de baixa renda.
- Financiamento de programas como o Luz para Todos, voltado à expansão da eletrificação em áreas rurais e de difícil acesso.
- O incentivo à geração de energia por fontes alternativas, como a solar, a eólica e a biomassa.
- Investimentos em manutenção e ampliação da infraestrutura elétrica nacional, assegurando a confiabilidade do fornecimento e a capacidade de atender à crescente demanda.

Dos dados publicizados pela Plataforma Subsidiômetro da ANEEL (2025), em 2024 foram investidos R\$ 48.922.106.437,50 para custear os subsídios do setor de Energia Elétrica, destes R\$ 6.405.020.170,14 foram destinados ao custeio do Programa Tarifa Social, valor superior aos investidos R\$ 5.826.323.730,43 no ano de 2023 e dos R\$ 4.661.320.931,96 investidos em 2022, o que demonstra uma crescente evolução dos valores investidos ao longo dos anos.

Esse conjunto de ações está amparado por um marco regulatório consistente, formado pela legislação que instituiu a CDE, pelos decretos e pelas resoluções normativas da ANEEL, que regulamentam critérios de cálculo, formas de arrecadação, a aplicação dos recursos e a estruturação dos orçamentos anuais (Brasil, 2002; Brasil, 2017; ANEEL, 2024).

2.2.2 Tarifa Social de Energia Elétrica

A TSEE é uma política pública ampla e bem consolidada no Brasil, criada para auxiliar as famílias de baixa renda a custear o serviço de energia elétrica.

Por meio de descontos na fatura de energia, o programa busca ampliar o acesso das famílias em situação de vulnerabilidade a um serviço essencial, cujo custo pode representar um peso significativo no orçamento doméstico. Nesse sentido, contribui para o enfrentamento da pobreza energética, entendida como a condição em que os gastos com energia comprometem parcela relevante da renda familiar ou impõem restrições ao consumo em níveis prejudiciais à saúde e ao bem-estar.

A pobreza energética está associada a fatores estruturais, como baixos níveis de renda, condições habitacionais inadequadas e limitações no acesso a serviços energéticos de qualidade (Bouzarovski; Petrova, 2015). Trata-se de um fenômeno multidimensional que reflete desigualdades sociais e econômicas no acesso à energia.

No Brasil, apesar dos avanços na universalização do acesso à energia elétrica, a pobreza energética ainda persiste, especialmente em comunidades urbanas periféricas e isoladas.

Sovacool e Dworkin (2015) destacam que o problema é complexo e envolve questões econômicas, técnicas, sociais e culturais. Por isso, embora a TSEE seja uma medida importante, ela, sozinha, não resolve tudo. É preciso criar outras soluções que garantam maior autonomia às famílias, incentivem o uso consciente da energia e promovam a justiça social e o desenvolvimento sustentável.

A Figura 6 apresenta a situação da TSEE em junho de 2025. O programa foi criado para promover justiça social e equidade no acesso à energia elétrica, um serviço essencial à dignidade humana e ao desenvolvimento socioeconômico. Contudo, há diferentes críticas à sua efetividade, em especial em momentos de crise sanitária, como o provocado pela pandemia da COVID-19.

Figura 6 – *Situação da Tarifa Social de Energia*



Fonte: (Augusto, 2025).

Segundo Filho e Homsy (2020), a pandemia de COVID-19 trouxe novos desafios ao programa, exigindo adaptações nas políticas de enfrentamento da crise socioeconômica. A crise evidenciou a vulnerabilidade de milhões de famílias que

dependem da tarifa social para garantir o fornecimento de energia elétrica em suas residências.

Mata, Souza e Bonatto (2021) realizaram uma análise da efetividade dos descontos aplicados pela TSEE, mostrando que o programa, embora importante, ainda enfrenta desafios significativos para alcançar plenamente seus objetivos. Entre os problemas apontados, destacam-se:

- Dificuldades na caracterização e no cadastramento dos consumidores de baixa renda.
- Falhas na divulgação e no alcance do programa em comunidades mais isoladas.
- Necessidade de maior integração entre as bases de dados sociais e as distribuidoras de energia elétrica.

Uma análise crítica da TSEE também foi realizada por Goularte, Muniz e Nunes (2024b), que apontaram lacunas na regulamentação e sugeriram ajustes para aprimorar a eficiência e a cobertura do programa. Entre as propostas apresentadas estão:

- Atualização automática dos cadastros com base nos sistemas dos programas sociais do governo federal, como o Cadastro Único.
- Revisão periódica dos critérios de elegibilidade para refletir as mudanças econômicas e sociais.
- Maior transparência e acessibilidade nos processos de inscrição e de renovação.

O Tribunal de Contas da União (2004) destacou que, apesar dos avanços na universalização do acesso à energia elétrica, ainda existem desafios para garantir a sustentabilidade do programa. A relação custo-benefício e a distribuição equitativa dos recursos são temas recorrentes nas análises do TCU.

No mesmo sentido, a consulta pública n.º 65/2021 da Agência Nacional de Energia Elétrica revisitou questões regulatórias relativas à Lei n.º 14.203/2021, que tornou obrigatória a atualização do cadastro e a inscrição automática dos beneficiários da TSEE. O relatório do processo enfatiza a necessidade de maior engajamento por parte das distribuidoras de energia e do governo para garantir a eficácia da medida.

Félix, Teixeira e Cançado (2021) compilaram uma revisão abrangente sobre a TSEE, destacando que a literatura tem enfatizado tanto os benefícios quanto os desafios do programa. A revisão aponta que, embora existam muitos estudos sobre a implementação e os impactos da TSEE, ainda há lacunas na avaliação de longo prazo de seus resultados.

O conjunto de estudos analisados demonstra que a TSEE é uma política atual e indispensável no combate à pobreza energética no Brasil, mas enfrenta desafios estruturais que limitam sua eficácia.

As principais demandas identificadas incluem:

- Ampliação do acesso à informação e melhorias no cadastramento.
- Revisão e simplificação dos critérios de elegibilidade.
- Integração da TSEE a outras políticas públicas para combater a pobreza de forma mais abrangente.

Mas, no levantamento realizado, não se verificaram discussões que defendam alterações da política pública, com mudança no programa, e sim apenas alterações pontuais, como o aumento do valor do desconto, podendo chegar a cem por cento da tarifa, como ocorreu na pandemia, ou também nos critérios de elegibilidade; nenhum estudo reflete em proposições de alteração do programa.

Diante da inexistência, na literatura analisada, de proposições que indiquem alterações estruturais no programa, torna-se necessário compreender o contexto técnico e institucional em que essa política pública é implementada. Nesse sentido, a análise passa a considerar as características do sistema de distribuição de energia elétrica no Estado de Goiás, uma vez que é nesse arranjo operacional que se materializam os efeitos das regras tarifárias e dos critérios de elegibilidade discutidos anteriormente.

O sistema de distribuição da Equatorial Goiás e da Companhia Hidroelétrica São Patrício (CHESP), concessionárias que atuam no Estado de Goiás, é composto pela rede elétrica e pelo conjunto de instalações e equipamentos que operam em diferentes níveis de tensão: alta tensão (superior a 69 kV e inferior a 230 kV), média tensão (superior a 1 kV e inferior a 69 kV) e baixa tensão (igual ou inferior a 1 kV). Os consumidores residenciais atendidos pela distribuidora se enquadram na classe de baixa tensão, pertencentes ao Grupo B, conforme classificação da ANEEL.

As tarifas aplicadas pela Equatorial Goiás e pela CHESP, assim como por todas as concessionárias do país, são regulamentadas pela ANEEL, autarquia vinculada ao Ministério de Minas e Energia, instituída pela Lei nº 9.427/1996 e regulamentada pelo Decreto nº 2.335/1997. A fatura de energia elétrica é composta por diferentes componentes, incluindo os custos de geração, transmissão e distribuição da energia, além de encargos setoriais e tributos federais, estaduais e municipais.

As tarifas aplicadas às unidades consumidoras da subclasse Residencial Baixa Renda variam conforme o consumo mensal e são organizadas em quatro faixas de desconto progressivo, em que, quanto menor o consumo, maior o desconto aplicado à tarifa base. Esse mecanismo visa garantir maior equidade e ampliar o acesso à energia elétrica para a população de baixa renda.

Na Tabela 1 são apresentados os valores tarifários do grupo residencial de baixa renda, em quatro subgrupos, de acordo com o consumo: quanto maior o consumo, menor o desconto na tarifa.

Tabela 1 – *Estrutura Tarifária por faixa de consumo (R\$/kWh) - Equatorial Goiás*

Classe	Tarifa (R\$/kWh)
Consumo – até 30 kWh	0,22654
Consumo – 31 a 100 kWh	0,38835
Consumo – 101 a 220 kWh	0,58253
Consumo acima de 220 kWh	0,64725

Fonte: Adaptado de (Equatorial Energia, 2025a).

A Tabela 2 apresenta os percentuais de desconto aplicados a cada faixa de consumo no Programa Tarifa Social de Energia Elétrica, destacando que, quanto maior o consumo por beneficiário, menor será o desconto.

Tabela 2 – *Desconto aplicado por faixa de consumo (%)*

Consumo	Desconto (%)
Consumo – até 30 kWh	65
Consumo – 31 a 100 kWh	40
Consumo – 101 a 220 kWh	10
Consumo acima de 220 kWh	0

Fonte: Adaptado de (ANEEL, 2025).

Considerando a edição da Medida Provisória (MP) nº 1.300/2025, foi proposta uma alteração no Programa Tarifa Social de Energia Elétrica, que deixou de conceder descontos por faixa de consumo e passou a conceder isenção aos beneficiários para consumo de até 80 kWh.

Para ter direito ao benefício, os consumidores atendidos devem atender a pelo menos um dos seguintes critérios:

- i) estarem inscritos no Cadastro Único para Programas Sociais do Governo Federal (CadÚnico), com dados atualizados há menos de 24 meses e com renda familiar mensal per capita de até meio salário mínimo;
- ii) estarem inscritos no CadÚnico com renda familiar mensal de até três salários mínimos, desde que possuam membro da família portador de doença ou deficiência cujo tratamento exija o uso continuado de equipamentos elétricos;

- iii terem, em seu núcleo familiar, beneficiário do Benefício de Prestação Continuada da Assistência Social (BPC), nos termos dos artigos 20 e 21 da Lei nº 8.742, de 7 de dezembro de 1993.

Conforme descreve a Agência Cora Coralina de Notícias (2025), a MP entrou em vigor em 05/06/2025. Os tributos federais, estaduais e municipais não estão incluídos no desconto previsto na Medida Provisória. A MP, que será aplicada em todo o Brasil e tem o propósito de ajudar as famílias que vivem em situações de vulnerabilidade social, deve beneficiar cerca de 60 milhões de brasileiros, segundo estimativas do Ministério de Minas e Energia (MME).

2.3 Cortes de geração (curtailment) em fontes renováveis variáveis

A expansão acelerada de fontes renováveis variáveis, como eólica e solar fotovoltaica, tem ampliado a relevância do fenômeno conhecido como *curtailment*, entendido como a restrição operacional da geração de usinas que, embora disponíveis, têm sua produção reduzida para atender a limites e requisitos do Sistema Interligado Nacional (SIN). No contexto brasileiro, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) tem documentado a intensificação dessas restrições e sua relação com a evolução do parque gerador e com os condicionantes de operação do SIN (ONS, 2025).

O ONS ressalta que, até março de 2024, as estatísticas históricas de restrição consideravam apenas as usinas eólicas; a partir de abril de 2024, as restrições de usinas fotovoltaicas passaram a integrar a série histórica, refletindo o aumento da participação dessa fonte na matriz e seus efeitos sobre a operação do sistema (ONS, 2025).

Além disso, a restrição de geração pode ocorrer por múltiplas motivações, destacando-se: (i) restrições associadas ao equilíbrio carga–geração (razões energéticas), quando a oferta excedente em determinados períodos exige limitação de parte da geração renovável variável; e (ii) restrições associadas à confiabilidade e a limites elétricos, relacionados a condições de segurança operativa e atendimento a limites de transmissão (ONS, 2025).

Em 2024, por exemplo, o ONS reporta que as restrições por razão energética totalizaram aproximadamente 4.330 GWh (ou 493 MWmed), com pico máximo semi-horário de 22.766 MWmed (ONS, 2025).

Do ponto de vista prospectivo, o ONS apresenta projeções de cortes para o horizonte 2026–2029, indicando a tendência de aumento conforme a evolução da

capacidade instalada e as condições de operação assumidas. Na base de geração do PEN/PMO, os percentuais projetados de corte (%) para a fonte fotovoltaica situam-se em torno de 9,3% (2026), 10,9% (2027) e aproximadamente 11,0% (2028–2029), enquanto a eólica apresenta valores da ordem de 4,7% a 5,2% no mesmo período (ONS, 2025).

O relatório também ressalta que, caso a expansão associada à base de usinas com CUST assinado se materialize integralmente, estima-se que o *curtailment* médio possa ultrapassar 10% para a fonte eólica e 20% para a fonte fotovoltaica, evidenciando a dependência dos cortes em relação ao ritmo de expansão do parque gerador (ONS, 2025).

Para estudos de viabilidade econômico-financeira de programas baseados em geração centralizada e compensação/uso de créditos energéticos, a consideração do *curtailment* é relevante, pois reduz a energia efetivamente disponível para compensação, afetando a estimativa de benefícios energéticos e a projeção de receitas associadas à geração. Assim, recomenda-se tratar os cortes de geração como parâmetro de risco sistêmico e incorporá-los por meio de cenários e/ou análises de sensibilidade, com fatores de redução aplicados à geração esperada (por exemplo, 11% no cenário-base PEN/PMO para fotovoltaica em 2028–2029; e 20% em um cenário conservador alinhado às projeções de expansão mais intensa) (ONS, 2025).

2.4 A Análise Ex-Ante

A análise ex-ante, popularizada no Brasil pelo Guia Prático de Avaliação Ex-Ante do Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (IPEA) (2018), oferece uma metodologia eficaz para antecipar riscos e oportunidades de uma proposta de política pública antes mesmo de sua implementação.

Conforme o guia, a análise ex-ante é fundamental para otimizar os recursos públicos, evitando a detecção tardia de erros de formulação e de desenho da política, que poderiam ter sido previstos e evitados no início do processo. A metodologia é considerada por Lassance (2022) um exercício metodológico orientado a articular diferentes componentes de uma solução para resolver problemas coletivos e complexos.

Conforme descreveu Barbosa (2023), para buscar a solução, os problemas podem ser decompostos em situações críticas menores, a fim de identificar as causas e construir intervenções lógicas e implementáveis.

A forma abordada por Lassance (2022) permite simular impactos econômicos e orçamentários, testar cenários, além de verificar a viabilidade do desenho

e a adequação das estratégias de implementação no contexto específico da política pública em análise.

Esse método de avaliação normalmente é realizado na elaboração da política pública, em situações de expansão e aperfeiçoamento, ou em alterações significativas que afetam as características da proposição pública de intervenção (Casa Civil da Presidência da República, 2018).

Além disso, a análise ex-ante instiga os formuladores das políticas a questionarem a real necessidade da intervenção estatal, se de fato o problema justifica a intervenção pública, ou se a problemática teria uma solução eficaz adotada por outros atores (Lassance, 2022).

Dessa maneira, a metodologia estrutura o conhecimento para as próximas avaliações, orientando sobre o que deve ser avaliado e sobre a finalidade da intervenção estatal.

No contexto brasileiro, programas de transferência de renda e de subsídios tarifários convivem com desigualdades históricas no acesso à infraestrutura e com desafios orçamentários para sua manutenção. Nesse sentido, é urgente discutir modelos de gestão que integrem políticas sociais e investimentos sustentáveis, como propõe o PL 624/2023, cuja viabilidade econômica e social é ampliada ao considerar conceitos como pobreza energética, justiça energética e transição justa.

Conforme Sachs (2015), políticas energéticas devem estar alinhadas aos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável, em especial ao ODS 1 (Erradicação da pobreza) e ao ODS 7 (Energia limpa e acessível). Esse alinhamento entre temáticas diversas, sendo energia, justiça social e sustentabilidade, transforma o Programa em uma proposta estratégica, com potencial de ser replicado nos diversos estados brasileiros, observando a realidade individual de cada localidade e população.

Portanto, a verificação do programa não se restringe a cálculos financeiros, mas também a uma análise crítica dos valores que orientam o desenvolvimento de políticas públicas mais justas e sustentáveis, buscando garantir que as políticas respondam a um problema bem delimitado e que seu desenho permita alcançar os objetivos propostos.

A referida análise, não possui uma metodologia padronizada, por exemplo no Guia Prático de Análise ex Ante (Casa Civil da Presidência da República, 2018), a análise é realizada em oito etapas, conforme apresentado no Quadro 1:

Já para as análises realizadas pela Comissão Europeia (2005), são sugeridas cinco componentes para o desenvolvimento de uma análise ex ante: análise socioeconômica e avaliação da relevância da estratégia para a necessidade identificada; avaliação da racionalidade e da consistência da estratégia; apreciação da coerência da estratégia com políticas nacionais e regionais; avaliação dos resultados esperados

Quadro 1 – *Etapas da Análise Ex-Ante*

Etapas	Descrição
Diagnóstico do Problema	Identificação e compreensão do problema a ser enfrentado.
Caracterização da Política	Definição de objetivos, ações, público-alvo e resultados esperados.
Desenho da Política	Estruturação detalhada dos instrumentos, prazos e mecanismos de gestão.
Estratégia de Confiabilidade	Planejamento para garantir legitimidade, aceitação e transparência.
Estratégia de Implementação	Estabelecimento dos passos de execução com definição de agentes responsáveis.
Monitoramento e Avaliação	Definição de indicadores e instrumentos de acompanhamento dos resultados.
Análise de Custo-Benefício	Comparação entre os custos da política e os benefícios sociais esperados.
Impacto Orçamentário	Estimativa do impacto fiscal e necessidade de fontes de financiamento.

Fonte: (Casa Civil da Presidência da República, 2018)

e dos impactos; e apreciação do plano de implementação proposto.

Analisar a viabilidade econômica é etapa essencial na avaliação de políticas públicas, como o Projeto de Lei nº 624/2023. O objetivo desta análise é verificar se a implantação de usinas solares fotovoltaicas para atendimento a famílias de baixa renda é financeiramente viável, com os recursos atualmente gastos para custear a tarifa social. Com isso, é gerada uma economia de recursos públicos empregados no custeio dos descontos concedidos nas tarifas da fatura de energia, avaliando-se se o retorno é suficiente para justificar a alteração da política atualmente proposta.

Além de avaliar se a mudança de uma estrutura existente, que é conceder desconto na fatura de energia e/ou, atualmente, isentar uma parcela da população que se enquadra no perfil de elegíveis e conceder a eles uma isenção para o consumo de até 80 kWh, não seria, nesse caso, mais viável, continuando a política pública existente, considerando a mudança proposta pelo governo federal.

Para atingir os objetivos propostos, a proposição de análise ex-ante aqui estabelecida utilizará as etapas: Etapa 7 - Análise do Custo Benefício e Etapa 8 - Impacto Orçamentário e Financeiro, a fim de buscar compreender os preceitos econômicos do projeto de lei proposto pelos legisladores brasileiros e verificar se o

projeto de lei tem viabilidade e aplicabilidade, frente aos valores gastos anualmente com a Tarifa Social de Energia Elétrica.

O recorte metodológico adotado justifica-se pela natureza ex-ante da análise proposta e pelo estágio em que se encontra o Projeto de Lei nº 624/2023.

As etapas anteriores do ciclo de análise ex-ante — como diagnóstico do problema, caracterização da política, desenho institucional, estratégias de confiabilidade, implementação, monitoramento e avaliação, pressupõem a existência de uma política pública formalmente estruturada ou em execução, o que não se aplica ao objeto deste estudo, uma vez que o programa analisado ainda não foi implementado.

Dessa forma, optou-se pela aplicação exclusiva das Etapas 7 – Análise de Custo-Benefício e 8 – Impacto Orçamentário e Financeiro, por serem as mais adequadas para avaliar, de forma prospectiva, a viabilidade econômica, a sustentabilidade fiscal e a aplicabilidade do Programa Renda Básica Energética, especialmente em comparação ao custeio atual, realizados com a programa da Tarifa Social.

Desta forma, será realizada uma análise quantitativa, por meio da coleta de dados, para avaliar a factibilidade do projeto de lei, que, segundo Cribb (2014), visa provar que a ideia de inovação é passível de ser realizada e explicar como proceder à sua implementação, por meio de uma verificação da viabilidade e do impacto orçamentário e financeiro.

2.5 Aprendizagem de Máquina aplicada à análise da energia subsidiada

A crescente necessidade de avaliar as políticas públicas, como a Tarifa Social, demanda instrumentos analíticos capazes de lidar com grandes volumes de dados, padrões não lineares e ambientes regulatórios dinâmicos. Nesse contexto, Aprendizagem de Máquina (AM) destaca-se como um conjunto de métodos computacionais que permitem aos sistemas aprenderem a partir de dados, sem a necessidade de programação explícita para cada regra de decisão (Géron, 2019).

Segundo Géron (2019), um sistema de AM é caracterizado pela melhoria de seu desempenho em uma determinada tarefa à medida que adquire experiência com base em dados históricos. Aplicada ao setor energético, essa abordagem possibilita, por exemplo, a identificação de padrões de consumo, a previsão da demanda subsidiada e a avaliação do impacto orçamentário de políticas públicas ao longo do tempo.

AM tem sido progressivamente integrada às pesquisas no campo das políticas públicas como instrumento analítico voltado à ampliação da capacidade estatal

de diagnóstico, monitoramento e avaliação de programas governamentais (Dhanda *et al.*, 2025). Isso se deve em parte porque ao contrário das abordagens puramente normativas ou descritivas, os algoritmos orientados por dados ampliam a capacidade de análise ao revelar padrões, relações e tendências que nem sempre são perceptíveis por métodos tradicionais, favorecendo processos decisórios mais consistentes e baseados em evidências empíricas (Anastasopoulos; Whitford, 2019).

Nesse contexto, conforme descreve Filgueiras (2024), a inteligência artificial atua como um instrumento epistêmico, capaz de reorganizar a forma como o conhecimento é produzido, interpretado e utilizado ao longo do ciclo de políticas públicas. Seu emprego não implica a substituição do julgamento humano nem dos modelos econômicos clássicos, mas sim a incorporação de novas ferramentas analíticas capazes de lidar com sistemas complexos e grandes volumes de dados.

No presente estudo, os algoritmos são empregados com finalidades analítica, preditiva e de validação, visando obter uma estimativa mais precisa da demanda energética. Seu uso tem como objetivo modelar a evolução da energia subsidiada no âmbito da TSEE, verificando a consistência dos resultados, identificando padrões temporais e avaliando as perspectivas de crescimento do gasto público e da população beneficiária, com base em dados históricos consolidados, o que é uma realidade aparente no atual modelo de benefício social.

A técnica utilizada foi o aprendizado supervisionado, na qual os algoritmos são treinados a partir de conjuntos de dados rotulados, nos quais cada instância possui uma variável-alvo previamente conhecida (Géron, 2019). Essa categoria é particularmente relevante para a análise da energia subsidiada, uma vez que permite modelar relações entre variáveis socioeconômicas, padrões de consumo e o enquadramento, ou não, de uma unidade consumidora em programas de subsídio.

Segundo Paixão *et al.* (2022), o aprendizado supervisionado apresenta elevada capacidade de generalização quando aplicado a bases de dados estruturadas e devidamente tratadas, desde que observados critérios rigorosos de validação.

O processo de treinamento baseia-se na comparação contínua entre as previsões do modelo e os valores observados na realidade. A cada interação, os parâmetros internos são ajustados para reduzir o erro de predição, tornando essa abordagem especialmente adequada para tarefas de regressão e de previsão ao longo do tempo.

No âmbito das políticas públicas, segundo Sun e Medaglia (2019) o aprendizado supervisionado tem sido amplamente utilizado para apoiar análises preditivas e avaliações orientadas por evidências, possibilitando a antecipação de tendências orçamentárias, demográficas e comportamentais a partir de bases de dados históricas consolidadas. Seu uso não substitui os modelos determinísticos tradicionais, mas

atua de forma complementar, ampliando a capacidade analítica do gestor público em cenários de elevada complexidade informacional.

Ressalta-se, contudo, que o aprendizado supervisionado não constitui um instrumento neutro, pois seus resultados refletem escolhas institucionais relacionadas à seleção de variáveis, ao desenho do modelo e à definição dos objetivos analíticos, evidenciando o caráter político do uso da inteligência artificial no setor público (Mendonça; Filgueiras; Almeida, 2023).

2.5.1 Modelagem com séries temporais

A modelagem com séries temporais consiste na análise de dados organizados cronologicamente, em que o valor de cada observação pode depender de observações passadas. Essa característica impõe desafios metodológicos específicos, mas também oferece oportunidades para a identificação de padrões estruturais, tendências de longo prazo e variações sazonais (Box *et al.*, 2015).

A análise de dados energéticos está intrinsecamente ligada à dimensão temporal, uma vez que tanto o consumo de eletricidade quanto os gastos públicos com subsídios variam ao longo do tempo. Nesse sentido, a modelagem por séries temporais permite capturar tendências, padrões sazonais e comportamentos recorrentes, constituindo um instrumento essencial para a projeção de demanda e o planejamento orçamentário.

O uso dessa técnica contribui para avaliações mais robustas de impacto orçamentário e para a construção de cenários prospectivos consistentes (Sun; Medaglia, 2019; Filgueiras, 2022). No caso da avaliação da energia subsidiada, essa característica é fundamental para acompanhar mudanças regulatórias, variações tarifárias e transformações no perfil de consumo das famílias beneficiárias.

2.5.2 Treinamento, validação e teste

Uma análise que utiliza AM envolve a divisão dos dados em conjuntos de treinamento, validação e teste, que têm como objetivo garantir a capacidade de generalização do modelo, que é a capacidade de um algoritmo treinado aplicar os padrões aprendidos a dados novos e nunca vistos anteriormente, como destaca (Géron, 2019). Um modelo com boa generalização não apenas memoriza os dados de treino, mas também compreende as características além do que foi aprendido, permitindo previsões precisas no mundo real.

O conjunto de treinamento é utilizado para ajustar os parâmetros do modelo, enquanto o conjunto de validação auxilia na escolha da melhor configuração

e na prevenção de sobreajuste. Por fim, o conjunto de teste fornece uma estimativa imparcial do desempenho do modelo em dados não observados.

No contexto da análise da energia subsidiada, essa etapa metodológica é essencial para evitar que as previsões de consumo ou de impacto fiscal fiquem excessivamente alinhadas aos dados históricos. Ao assegurar maior robustez analítica, contribui para resultados mais confiáveis, especialmente em estudos *ex ante* voltados à formulação e à avaliação de políticas públicas.

No campo das políticas públicas, essa preocupação torna-se ainda mais relevante, como assegura Filgueiras (2022), uma vez que projeções baseadas em modelos mal calibrados podem levar a decisões orçamentárias inconsistentes ou reforçar vieses institucionais já existentes.

Metodologia

Considerando que a TSEE é um programa consolidado no Brasil, para conhecer seu escopo, os resultados ao longo dos anos e as oportunidades de melhoria que levam à adoção do programa REBE, bem como para enriquecer e aprofundar esta pesquisa, empregou-se o método de pesquisa bibliográfica e documental, com abordagem quantitativa e qualitativa. Com isso, busca-se ampliar os conhecimentos sobre o programa, que atualmente está em funcionamento, e compreender, com base nos resultados da revisão da literatura, a motivação para a substituição do programa atual pela proposta do PL 624/2023.

Conforme descrevem Lakatos e Marconi (2001), a pesquisa documental é a coleta de dados em fontes primárias, provenientes de arquivos particulares ou públicos. Neste trabalho, ela foi dividida em duas etapas. No primeiro momento, adotando uma verificação da evolução normativa da TSEE sob aspectos regulamentadores da política pública, composta por resoluções e normas da ANEEL, relatórios do Tribunal de Contas da União (TCU) e demais conjuntos jurídicos normativos (leis e decretos) que regulamentam o programa.

A segunda etapa foi composta por uma revisão da literatura, com artigos, dissertações e teses, utilizando os termos “tarifa social” e “energia elétrica” (e suas variações, também em inglês), na plataforma Google Acadêmico, abordando as publicações encontradas que discutem o Programa TSEE sob o enfoque da política pública de energia elétrica.

Essas duas etapas tiveram como objetivo construir uma narrativa do Programa Tarifa Social, suas conquistas e os benefícios de sua adoção ao longo dos anos, além de levantar oportunidades de melhoria que podem justificar sua substituição e, se, de fato, essa alteração se mostra adequada, tendo em vista que haverá a descontinuidade de um programa consolidado que atende a uma parcela considerável de brasileiros.

Após a verificação das produções e das normativas, em um segundo momento, foi desenvolvida uma análise do Projeto de Lei 624/2023, que institui a nova política energética de subsídio tarifário, utilizando a metodologia de análise ex-ante.

Todas as etapas computacionais descritas neste capítulo, desde o tratamento dos dados da ANEEL, o treinamento dos modelos de aprendizado de máquina, o dimensionamento das usinas fotovoltaicas e o cálculo dos indicadores de viabilidade econômico-financeira, foram implementadas de forma integrada no REBE-Sim, um software desenvolvido como produto técnico desta dissertação. A ferramenta foi desenvolvida em Python e disponibilizada com interface web por meio do framework Streamlit, conforme detalhado na Seção 3.9.

3.1 Fluxograma da análise ex-ante

O desenvolvimento do trabalho teve como foco as Etapas 7 e 8 da metodologia de análise ex-ante apresentada no Quadro 1 da Seção 2.4, a saber: Etapa 7 - Análise do Custo-Benefício e Etapa 8 - Impacto Orçamentário e Financeiro. Para tal, foram propostas as etapas apresentadas na Figura 7.

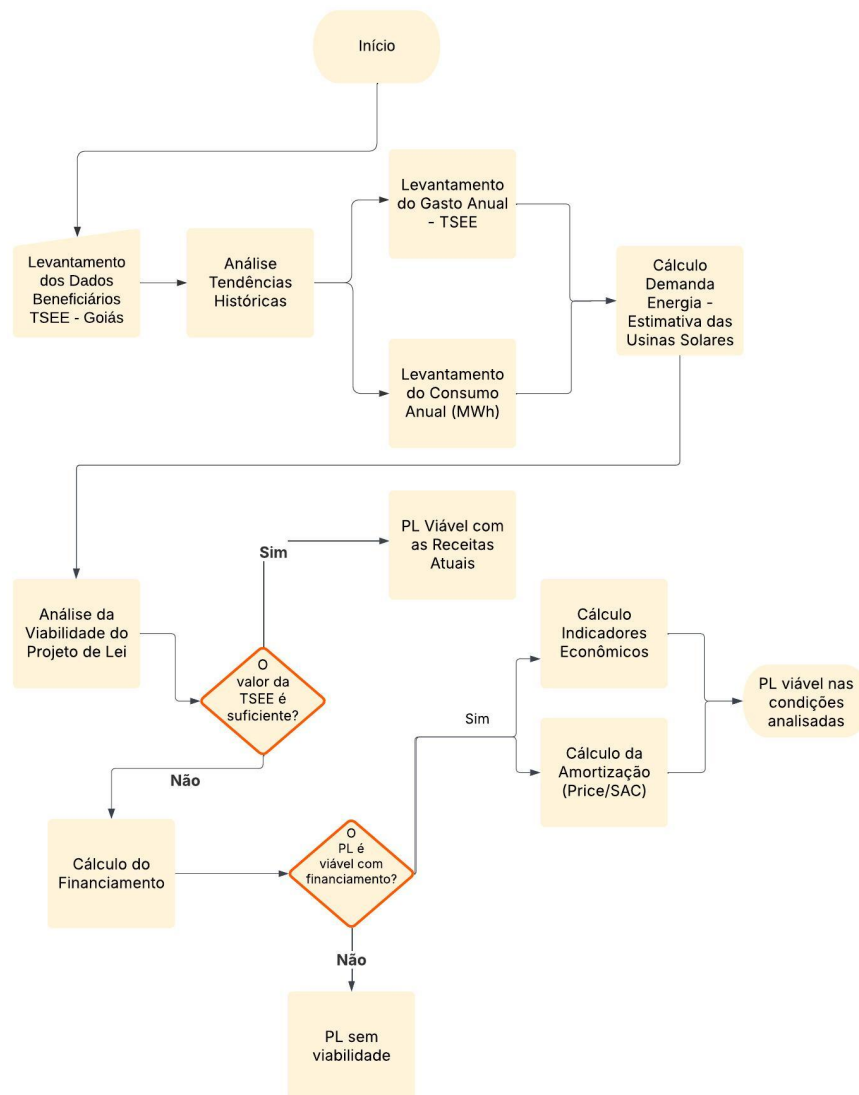
A metodologia inicia-se com o levantamento da quantidade de beneficiários da Tarifa Social de Energia Elétrica em Goiás, bem como dos respectivos números de consumidores por faixa de desconto. Também é realizado o levantamento da média mensal do consumo de energia elétrica no Estado de Goiás.

A partir dos dados de consumo mensal, por faixa etária, referentes aos anos de 2019 a 2024, o padrão de consumo e o número de consumidores elegíveis à tarifa social de energia elétrica são analisados para verificar se há aumento ao longo do tempo.

A partir das proposições realizadas, obtêm-se o valor do desconto mensal e anual, por faixa de consumo; o valor global do desconto; e o valor total gasto com a tarifa social em Goiás, para as faixas previstas na lei que instituiu a Tarifa Social.

Com o quantitativo do consumo total, é possível verificar a potência de geração solar necessária para suprir a demanda de energia, avaliar se o valor atualmente destinado à Tarifa Social de Energia Elétrica seria suficiente para custear a implantação do programa em Goiás ou, conforme já previsto no Projeto de Lei, se seria preciso buscar financiamento junto ao Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) para viabilizar sua execução, além de estimar o prazo de retorno desse investimento considerando a quitação do parcelamento, de modo a possibilitar a implantação integral do programa.

Nesta análise, foi realizado o levantamento orçamentário, identificando os valores que o poder público deverá disponibilizar ao longo de 25 anos (vida útil de um sistema fotovoltaico), seguido pela estimativa dos custos de implantação desses sistemas e pelo cálculo do prazo de retorno do investimento, considerando consumo, a energia injetada na rede e o valor das parcelas em um possível modelo

Figura 7 – *Etapas propostas para a metodologia*

Fonte: Elaborada pelo Autor.

de financiamento, respondendo, assim, à viabilidade do custo-benefício e ao impacto orçamentário da execução do Projeto de Lei.

Nas seções a seguir, são discutidos mais detalhes destas etapas.

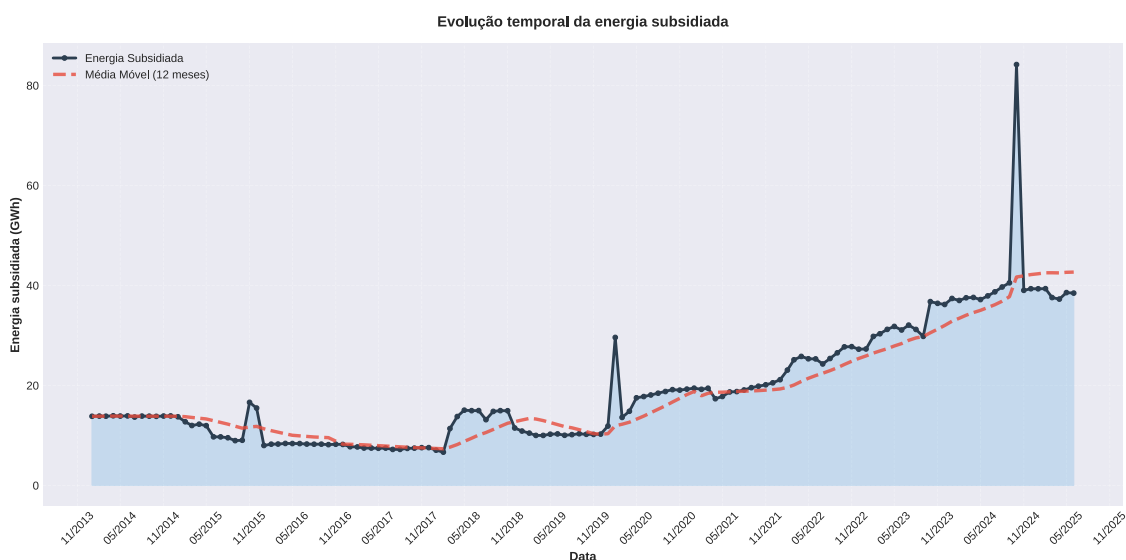
3.2 Coleta e tratamento de dados

A análise foi fundamentada nos dados disponibilizados pela ANEEL, por meio do repositório de Dados Abertos, especificamente na base do Sistema de Controle de Subvenções e Programas Sociais (SCS) (ANEEL, 2025). Este sistema reúne mensalmente informações detalhadas sobre o funcionamento do programa TSEE,

instituído pela Lei nº 12.212/2010 e regulamentado pela Resolução Normativa nº 1000/2021, da ANEEL.

A base de dados extraída abrange o período de novembro de 2013 a maio de 2025 e inclui dados mensais por distribuidora, em todo o território brasileiro. Foram considerados apenas os dados relativos a Goiás, totalizando 1.415 registros, que são apresentados na Figura 8. O gráfico evidencia a evolução temporal da energia subsidiada, destacando-se uma trajetória relativamente estável até meados de 2019, seguida por uma inflexão estrutural a partir de novembro de 2019, quando se observa um aumento significativamente mais acentuado tanto na série original quanto na média móvel de 12 meses. Em virtude disso, foram considerados apenas os dados entre novembro de 2019 e maio de 2025. Esta escolha configura uma abordagem metodologicamente conservadora, pois delimita o período de análise ao intervalo em que o crescimento passa a apresentar maior consistência e magnitude, reduzindo a influência de oscilações anteriores de menor intensidade. Ao adotar esse marco temporal, privilegia-se um recorte que captura a fase de expansão mais pronunciada do subsídio, evitando superestimar tendências com base em variações esparsas do período anterior e assegurando maior robustez interpretativa às conclusões da análise.

Figura 8 – *Evolução temporal da energia subsidiada no Estado de Goiás*



Fonte: Elaborada pelo Autor.

O tratamento dos dados envolveu as seguintes etapas:

1. Filtragem dos dados relativos ao estado de Goiás, das distribuidoras Equatorial Goiás e CHESP.

2. Recorte temporal de 11/2019 a 05/2025, período selecionado para cálculo de médias representativas.
3. Agregação dos dados por mês, com cálculo da média mensal para cada variável.
4. No desenvolvimento dos modelos de aprendizado de máquina também foi realizada a normalização dos dados.

3.2.1 Definição das variáveis principais

A partir do tratamento dos dados, foram selecionadas as seguintes variáveis a serem utilizadas na análise:

- **Ano/Competência:** Referência temporal relativa a períodos mensais no formato MM-AAAA.
- **Faixa de Consumo da TSEE:** Classificação por faixa de consumo em que a unidade consumidora se enquadra de acordo com a energia faturada para essa unidade a cada mês:
 1. até 30 kWh,
 2. 31 até 50 kWh.
 3. 51 até 100 kWh.
 4. 101 até 220 kWh e
 5. acima de 220 kWh
- **Número de Consumidores:** Quantidade total de clientes beneficiados. Foram consideradas as seguintes subclasses:
 - residencial baixa renda,
 - residencial baixa renda indígena,
 - residencial baixa renda quilombola,
 - residencial baixa renda BPC e
 - residencial baixa renda multifamiliar.
- **Energia Faturada (MWh):** Volume total de energia faturada no período.
- **Valor da Fatura (R\$):** Valor faturado após aplicação dos subsídios.
- **Faturamento das unidades consumidoras (R\$).**
- **Valor da Diferença Mensal de Receita (DMR) (R\$):** compensação por descontos da Tarifa Social.
- **Parcela da DMR custeada com recursos da CDE (R\$).**

A base de dados tratada permitiu a derivação de indicadores essenciais para a análise de impacto orçamentário do Projeto de Lei nº 624/2023, possibilitando simulações comparativas entre o modelo atual de subsídios e a implantação de um programa de geração de energia renovável.

3.3 Cálculo da Energia Subsidiada

O cálculo da energia subsidiada no âmbito do Programa da TSEE foi estruturado em duas etapas sequenciais e complementares. Utilizando um script desenvolvido em Python, com as bibliotecas `pandas` para manipulação de dados tabulares, `NumPy` para operações numéricas e `scikit-learn` para modelos de aprendizado de máquina, foram calculados a energia subsidiada, o total de unidades consumidoras, o consumo total, o valor da DMR e a parcela da DMR custeada com recursos da CDE. Esse conjunto de rotinas integra o núcleo computacional do REBE-Sim, permitindo que qualquer usuário reproduza os cálculos aqui descritos por meio de uma interface gráfica sem necessidade de interação direta com o código.

3.3.1 Cálculo dos atributos necessários

Na primeira etapa, o consumo médio por UC foi obtido a partir da razão entre a energia total faturada, expressa em megawatt-hora (MWh), e o número de unidades consumidoras beneficiárias em cada período, com posterior conversão para quilowatt-hora (kWh), conforme a Equação 1:

$$C_b = \frac{E}{n} \times 1000 \quad (1)$$

onde:

- C_b representa o consumo médio por UC (kWh),
- E corresponde à energia total faturada aos consumidores (MWh) e
- n é o número de unidades consumidoras enquadradas na Tarifa Social.

Para a estimativa do valor financeiro do subsídio foram consideradas as faixas de consumo definidas pela regulamentação vigente da TSEE. Considerando que os dados oficiais são apresentados em intervalos de consumo, adotou-se uma hipótese conservadora, utilizando-se o limite superior de cada faixa como valor representativo. Ademais, respeitou-se o limite máximo de 80 kWh passíveis de subsídio por unidade consumidora. Dessa forma, o valor subsidiado em cada faixa de consumo i foi calculado conforme a Equação 2:

$$V_{cs_i} = T_{cs} \times \min(C_i, 80) \times n_i \quad (2)$$

onde

- V_{cs_i} é o valor do subsídio na faixa i (R\$),
- T_{cs} é a tarifa unitária do kWh subsidiado (R\$/kWh),

- C_i representa o consumo de referência da faixa i (kWh) e
- n_i corresponde ao número de unidades consumidoras pertencentes a essa faixa.

O valor total mensal despendido com subsídios da Tarifa Social foi obtido pela soma dos valores calculados para todas as faixas de consumo, conforme a Equação 3:

$$V_{cs} = \sum_{i=1}^5 V_{cs_i} \quad (3)$$

Por fim, o montante total de energia subsidiada foi obtido a partir da conversão do valor financeiro total do subsídio em energia, dividindo-se o valor compensado pelo custo unitário do kWh subsidiado, conforme a Equação 4:

$$E_{cs} = \frac{V_{cs}}{T_{cs} \times 1000} \quad (4)$$

onde E_{cs} representa a energia total subsidiada, expressa em megawatt-hora (MWh).

3.3.2 Criação das variáveis características

A segunda etapa do cálculo da energia subsidiada teve início com a construção das variáveis explicativas (*features*), cujo objetivo é representar de forma abrangente os principais padrões temporais, sazonais e exógenos associados à série histórica da energia subsidiada. Inicialmente, foram geradas variáveis derivadas do componente temporal, com o objetivo de modelar tendências e efeitos de calendário. Nesse conjunto, incluíram-se o ano, o mês, o trimestre e uma variável contínua denominada `MesesDesdeInicio`, que expressa o tempo, em meses, transcorrido desde o início da série. Essa última variável auxilia o modelo a capturar tendências de longo prazo, como crescimento ou declínio gradual no nível da energia subsidiada.

Em seguida, foram incorporadas variáveis de defasagem (*lags*), que permitem ao modelo considerar a dependência temporal característica de séries históricas. Especificamente, foram utilizadas as defasagens de um mês (`Lag_1`) e de doze meses (`Lag_12`), de modo a introduzir, respectivamente, a influência do valor imediatamente anterior e a repetição de padrões anuais. Adicionalmente, foi calculada uma média móvel de doze períodos (`MA_12`), com o intuito de suavizar as flutuações mensais e destacar o comportamento tendencial da série ao longo do tempo.

A fim de representar a sazonalidade anual de forma contínua, foram aplicadas transformações trigonométricas ao número do mês, resultando nas variáveis `Mes_Sin` e `Mes_Cos`. Essa codificação permite que o modelo reconheça a natureza cíclica do calendário, de modo que meses adjacentes no ciclo anual (por exemplo, dezembro e janeiro) sejam considerados próximos também no espaço das variáveis.

Essa abordagem é preferível à utilização direta de valores inteiros de mês em modelos estatísticos ou de aprendizado de máquina.

Por fim, foram incluídas variáveis exógenas, que representam fatores externos potencialmente influenciadores do comportamento da energia subsidiada. Entre elas, destacam-se o *VlrDMR*, o *VlrCDE* e o *VlrTarifa*, que correspondem, respectivamente, ao valor do Encargo de Desenvolvimento Energético (Demais Fontes Incentivadas), ao valor da Conta de Desenvolvimento Energético e à tarifa média aplicada no período. Os valores ausentes nessas variáveis foram preenchidos por meio de preenchimento sucessivo (*forward-fill* e *backward-fill*) (Kamalov; Sulieman, 2021), garantindo a completude das séries utilizadas no treinamento dos modelos. Assim, o conjunto final de variáveis contempla dimensões temporais, sazonais e econômicas, fornecendo uma base informacional robusta para a estimação da energia subsidiada por meio de técnicas de aprendizado de máquina.

3.3.3 Treinamento do modelo

O processo de treinamento dos modelos de predição foi conduzido com base em uma estratégia específica para séries temporais, empregando o método de validação cruzada sequencial (*TimeSeriesSplit*). Essa abordagem foi escolhida por preservar a ordem cronológica dos dados, evitando o vazamento de informações entre os conjuntos de treinamento e validação — um risco inerente ao uso de técnicas de particionamento aleatório em séries temporais. Assim, o modelo pôde ser avaliado de forma mais realista quanto à sua capacidade de generalização para períodos futuros.

Para cada iteração da validação temporal, as variáveis explicativas geradas anteriormente foram padronizadas por meio da técnica *StandardScaler*, que ajusta cada variável à média zero e ao desvio padrão unitário. Esse procedimento é essencial quando se utilizam algoritmos sensíveis à escala das variáveis, como os modelos lineares regularizados (Ridge e Lasso), evitando que atributos com maior magnitude numérica exerçam influência desproporcional sobre o ajuste dos parâmetros do modelo.

O conjunto de modelos testados contemplou tanto abordagens lineares quanto não lineares, permitindo avaliar o desempenho em diferentes níveis de complexidade. Entre os modelos lineares, foram empregados o Ridge Regression e o Lasso Regression, ambos com diferentes valores do hiperparâmetro de regularização (α), responsável por controlar o equilíbrio entre o ajuste do modelo e a penalização por complexidade excessiva. A escolha dessas variantes buscou lidar com possíveis problemas de multicolinearidade entre as variáveis e reduzir o risco de sobreajuste, conferindo maior estabilidade ao modelo. Complementarmente, incluíram-se algoritmos de aprendizado de conjunto não lineares — Random Forest Regressor e Gradient

Boosting Regressor — com hiperparâmetros configurados para priorizar o equilíbrio entre viés e variância, evitando ajustes excessivos ao ruído da amostra.

Durante o processo de validação, em cada split temporal, foram calculadas métricas de desempenho para o conjunto de validação, com destaque para o coeficiente de determinação (R^2) e o erro percentual absoluto médio, do inglês *Mean Absolute Percentage Error* (MAPE).

O coeficiente de determinação R^2 mede a proporção da variabilidade da variável dependente explicada pelo modelo de regressão, em relação a um modelo ingênuo que prevê sempre a média dos valores observados. Valores de R^2 próximos de 1 indicam que o modelo explica grande parte da variância dos dados, enquanto valores próximos de 0 sugerem que o modelo não apresenta desempenho superior ao de uma previsão constante igual à média. Ele é calculado pela Equação 5:

$$R^2 = 1 - \frac{\sum_{i=1}^n (y_i - \hat{y}_i)^2}{\sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y}_i)^2} \quad (5)$$

onde:

- y_i representa o valor observado,
- $\hat{y}_i$ é o valor predito pelo modelo,
- $\bar{y}_i$ é a média dos valores observados e
- n é o número de observações.

Já o MAPE, definido pela Equação 6, quantifica, em termos percentuais, o erro médio entre os valores observados e os preditos, permitindo interpretar diretamente a precisão relativa das previsões.

$$\text{MAPE} = \frac{100}{n} \sum_{i=1}^n \left| \frac{y_i - \hat{y}_i}{y_i} \right| \quad (6)$$

Essas métricas permitem mensurar, respectivamente, o grau de explicação da variabilidade da série e o erro médio relativo entre os valores observados e os estimados, facilitando a interpretação em termos percentuais. Ao término do processo, o desempenho médio em todas as partições foi utilizado para identificar o modelo com melhor capacidade preditiva e estabilidade ao longo do tempo.

Uma vez selecionado o modelo de melhor desempenho — aquele que apresentou o maior valor médio de R^2 e o menor MAPE na validação cruzada — procedeu-se ao treinamento final sobre todo o período disponível. Para esse treinamento completo, aplicou-se novamente a padronização das variáveis e computaram-se métricas adicionais, como o erro absoluto médio, do inglês *Mean Absolute Error* (MAE) e a raiz do erro quadrático médio, do inglês *Root Mean Square Error* (RMSE), oferecendo uma visão mais detalhada da precisão e robustez do modelo obtido.

O MAE, definido pela Equação 7, corresponde à média dos valores absolutos dos erros de previsão, fornecendo uma medida direta da magnitude típica do erro nas mesmas unidades da variável de interesse. Por ser expresso na unidade original dos dados (no caso, kWh), o MAE facilita a interpretação prática do erro médio cometido pelo modelo em cada previsão.

$$\text{MAE} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n |y_i - \hat{y}_i| \quad (7)$$

A RMSE, calculada pela Equação 8, mede a raiz quadrada da média dos erros quadráticos e está associada à dispersão dos resíduos em torno das previsões do modelo. Por elevar o erro ao quadrado antes da média, o RMSE penaliza mais fortemente os erros maiores, sendo particularmente útil quando se deseja enfatizar grandes desvios entre a previsão e a realidade.

$$\text{RMSE} = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (y_i - \hat{y}_i)^2} \quad (8)$$

3.3.4 Previsão da energia subsidiada

A previsão da energia subsidiada foi realizada a partir do modelo treinado, combinando duas estratégias complementares: uma abordagem de curto prazo, baseada em previsão recursiva com uso explícito de defasagens, e uma abordagem de longo prazo, baseada em um modelo de tendência que explora apenas variáveis suavizadas e de baixo risco de instabilidade dinâmica.

Primeiramente, foi criado um horizonte de projeção mensal, com duração de até 25 anos, a partir do último mês disponível na base histórica. Este valor foi escolhido em virtude de corresponder ao tempo de vida esperado dos equipamentos de geração.

Como o total de UCs não é conhecido no futuro, foi estimado com base na mediana das taxas de crescimento mensais observadas nos últimos 24 meses, expressas em variações percentuais. Essa taxa foi limitada a um intervalo entre -2% e 2% ao mês, de forma a evitar cenários irrealistas de crescimento ou queda excessiva. A partir do último valor observado, construiu-se uma trajetória projetada mês a mês com base nessa taxa. Essa escolha reflete a hipótese de que, no médio prazo, o número de consumidores tende a seguir uma tendência recente semelhante, evitando, ao mesmo tempo, extrapolações extremas.

Para os primeiros 3 anos do horizonte de previsão adotou-se uma estratégia de previsão recursiva, em que as estimativas da energia subsidiada para os meses futuros passam a alimentar as próprias variáveis de defasagem do modelo. Na prática,

o algoritmo inicializa os lags de curto e longo prazo (**Lag_1** e **Lag_12**) com os valores mais recentes observados na série histórica, bem como a média móvel de 12 meses (**MA_12**). Em cada passo mensal, o modelo de melhor desempenho selecionado na etapa de treinamento é aplicado às características do mês futuro, gerando a previsão.

Uma vez obtida a previsão para um determinado mês, esse valor é utilizado como entrada no mês seguinte, atualizando-se as variáveis **Lag_1**, **Lag_12** e **MA_12** com as próprias previsões. Assim, o modelo simula a evolução dinâmica da série no curto prazo, preservando as relações temporais aprendidas. Essa abordagem é adequada para horizontes mais próximos, em que o efeito da inércia da série e da dependência entre meses consecutivos são mais relevantes.

Para evitar trajetórias explosivas ou variações abruptas pouco realistas, foi imposto um limite à variação mensal prevista: a cada passo, a nova previsão é restringida a um intervalo de $\pm 15\%$ em relação ao valor do mês imediatamente anterior. Esse mecanismo atua como um controle de estabilidade numérica e de plausibilidade econômica, atenuando o impacto de possíveis erros acumulados pela recursividade das previsões.

Para o horizonte de longo prazo (4 a 25 anos), foi adotada uma estratégia distinta, com foco em tendências estruturais e menor dependência de defasagens. Nesse estágio, ajustou-se o modelo selecionado na etapa de treinamento utilizando apenas variáveis de tendência e sazonalidade mais estáveis: **MesesDesdeInicio**, **Mes_Sin**, **Mes_Cos** e **TotalConsumidores**. Esse modelo foi treinado com toda a série histórica considerada, buscando capturar a relação de longo prazo entre o tempo, a sazonalidade anual, o número de consumidores e o nível da energia subsidiada.

A opção por não utilizar lags e média móvel na parte de longo prazo se justifica porque, à medida que o horizonte aumenta, a incerteza associada à propagação recursiva de erros cresce significativamente. Em outras palavras, usar previsões como insumo para novas previsões a muitos meses de antecedência tende a gerar trajetórias altamente sensíveis a pequenos erros iniciais. Ao empregar um modelo mais simples, baseado em tendências e níveis de consumo, reduz-se o risco de instabilidade e obtêm-se projeções mais suaves e coerentes com a dinâmica estrutural da série.

3.4 Dimensionamento do sistema fotovoltaico

No escopo da avaliação da viabilidade do Projeto de Lei nº 624/2023, a estimativa da geração de energia por usinas fotovoltaicas constitui elemento central. A geração de energia mensal é calculada com base na Equação 9, estabelecida com base no trabalho de Ucker (2024):

$$G_i = P \times \left(\frac{Irr}{Irr_{ref}} \right) \times PR_0 \times (1 - \delta)^{i-1} \times 30 \quad (9)$$

onde:

- G_i é a geração de energia obtida em uma usina no mês i (em kWh);
- P é a potência nominal da usina (em kWp);
- Irr é a irradiação solar diária média recebida no plano do painel fotovoltaico (em kWh/m²/dia);
- Irr_{ref} é a irradiação solar de referência (1 kW/m²);
- PR_0 , ou *Performance Ratio* inicial, indica a eficiência global do sistema. Ele representa a relação entre a energia elétrica realmente produzida pelo sistema e a energia teoricamente esperada em condições ideais, considerando as perdas decorrentes da eficiência dos componentes do sistema, das condições ambientais e de outros fatores. Ele varia geralmente entre 0,75 e 0,85, dependendo da qualidade do sistema e das condições de instalação (Jesus; Neto; Domingues, 2023), sendo que neste trabalho foi adotado o valor de 0,8;
- δ é o fator de degradação mensal do sistema fotovoltaico, que se refere à taxa de diminuição da eficiência do sistema ao longo do tempo, devido a diversos fatores, como o desgaste dos materiais, a degradação dos componentes e a exposição prolongada às condições ambientais. Essa degradação é geralmente expressa como uma porcentagem anual da eficiência inicial do sistema e é essencial para estimar a produção de energia ao longo da vida útil do sistema fotovoltaico e realizar projeções precisas de retorno sobre o investimento (Jesus; Neto; Domingues, 2023). Por simplicidade, foi assumido que todos os meses têm 30 dias.

A aplicação desta equação permite estimar, com razoável precisão, a produção energética mensal de uma usina solar. Para tal, o fator de degradação mensal é calculado usando a Equação 10:

$$\delta = 1 - (1 - \delta_a)^{1/12} \quad (10)$$

onde δ_a é o fator de degradação anual, definido aqui como 0,01.

No contexto analisado, a adoção do padrão de usinas fotovoltaicas com potência instalada de 4 MWp mostra-se tecnicamente fundamentada e administrativamente validada, tendo como referência a experiência adotada no Município de Catalão (GO).

O *Memorial Descritivo da Minigeração de Usina Fotovoltaica* detalha a implantação do empreendimento, especificando seus componentes técnicos e o enquadramento regulatório na modalidade de geração distribuída, evidenciando que a

definição da potência decorreu de um estudo compatível com a demanda energética municipal (Prefeitura Municipal de Catalão, 2022).

De modo convergente, o *Anteprojeto Técnico – Eficiência Energética*, integrante da modelagem da PPP Cidade Inteligente de Catalão/GO, confirma a instalação da usina com potência aproximada de 4 MWp e investimento estimado em R\$ 30 milhões, inserindo-a como elemento estruturante da política municipal de eficiência energética (Omatic Engenharia, 2024).

O Relatório Técnico RL-2309-000-OMT-002 e o *Documento Técnico-Administrativo sobre Implantação da Usina Fotovoltaica Municipal* reforçam que a escolha dessa escala resultou de planejamento formal, de pareceres técnicos e de deliberação administrativa documentada (Prefeitura Municipal de Catalão, 2024b; Prefeitura Municipal de Catalão, 2024a).

Assim, o parâmetro de 4 MWp adotado nesta pesquisa fundamenta-se em experiência empírica consolidada e documentalmente comprovada, conferindo maior robustez metodológica à modelagem proposta.

Ao simular o cenário de demanda energética, com base em dados locais de irradiação solar e em parâmetros técnicos da planta, é possível quantificar a energia produzida e o número de usinas a serem implantadas ao longo da vida útil do projeto, calculados pela Equação 11. Esses dados subsidiam análises de impacto orçamentário, de retorno sobre o investimento público e do potencial de cobertura energética para o público-alvo do PL 624/2023.

$$N = \max_{i \in \{1, \dots, 300\}} \left(\left\lceil \frac{\text{Dem}_i}{G_i} \right\rceil \right) \quad (11)$$

onde Dem_i é a demanda de energia no mês i .

3.4.1 Projeção do percentual de corte (*curtailment*)

Visando uma análise mais ampla, considerou-se o cenário em que a geração está sujeita a cortes. No cenário analisado, não estão disponíveis estimativas explícitas de expansão da capacidade fotovoltaica instalada, tampouco variáveis estruturais que permitam modelar diretamente a relação entre a penetração renovável e o percentual de corte (*curtailment*). Diante dessa limitação, adotou-se uma abordagem de extrapolação temporal baseada exclusivamente na tendência empírica observada nas projeções do ONS para cortes no período 2026–2029 (ONS, 2025).

Optou-se por um modelo de tendência linear, com imposição de um limite superior técnico, garantindo, simultaneamente, conservadorismo na projeção e coerência física do sistema. Inicialmente, estimou-se uma tendência linear por regressão ordinária de mínimos quadrados, ou *Ordinary Least Squares* (OLS) (Gauss, 1877),:

$$y_t = \alpha + \beta t + \varepsilon_t \quad (12)$$

onde:

- y_t representa o percentual de corte fotovoltaico no ano t ;
- α é o intercepto;
- β corresponde à taxa média anual de crescimento do corte;
- ε_t é o termo de erro aleatório, assumido com média zero e variância constante.

O coeficiente β foi estimado com base na variação média observada na projeção do ONS. Para evitar extrapolações indefinidas e estruturalmente inconsistentes no longo prazo, introduziu-se um limite superior técnico, L , que representa um patamar máximo plausível de corte em sistemas com elevada penetração de energia fotovoltaica. O modelo projetivo final assume a forma truncada:

$$\hat{y}_t = \min(\alpha + \beta t, L) \quad (13)$$

onde:

- $\hat{y}_t$ é o percentual de corte projetado;
- L é o limite superior técnico adotado.

Com base em evidências internacionais de sistemas elétricos com alta participação de renováveis variáveis, adotou-se como valor de referência $L = 20\%$.

A metodologia é considerada conservadora sob dois aspectos:

1. Assume continuidade do crescimento observado, ainda que não se disponha de modelagem explícita da expansão da capacidade instalada;
2. Impõe um limite superior técnico que evita a superestimação extrema, preservando a coerência física do sistema elétrico.

Essa abordagem permite incorporar o aumento progressivo do *curtailment* no horizonte de planejamento, sem recorrer a hipóteses estruturais não observadas no cenário analisado, mantendo o rigor metodológico e a consistência com os princípios da modelagem energética aplicada.

3.5 Investimento Inicial

A implantação de usinas solares fotovoltaicas para atendimento às famílias beneficiárias da Tarifa Social, conforme previsto no PL 624/2023, exige a estimativa

do investimento inicial do projeto. Esse investimento inclui os custos com aquisição de módulos fotovoltaicos, inversores, estrutura de montagem, mão de obra e demais despesas associadas à implantação da usina. O cálculo geral é expresso na Equação 14:

$$I = P \times C_{SFV} + C_{IMP} \quad (14)$$

onde:

- I é o investimento inicial (R\$);
- P é a potência nominal total da usina (kWp);
- C_{SFV} é o custo do sistema fotovoltaico por kWp (R\$/kWp);
- C_{IMP} é o custo de implantação, incluindo equipamentos auxiliares, instalação elétrica, licenciamento, mão de obra e demais custos.

3.6 Cálculo do valor residual das usinas

Considerando que as usinas solares fotovoltaicas têm vida útil econômica de 25 anos, o valor residual de cada conjunto de usinas instaladas ao longo do período analisado foi calculado com base na fração de vida útil remanescente em 2050. Tal procedimento é fundamental para a correta mensuração do valor econômico do ativo ao final do horizonte de análise do projeto, especialmente em estudos de viabilidade econômica e de avaliação intertemporal de investimentos públicos.

Adotou-se o método de depreciação linear, no qual se assume que o valor do ativo se reduz uniformemente ao longo de sua vida útil. Assim, a fração da vida útil remanescente em 2050 é dada pela Equação 15.

$$f_i = \frac{25 - (2050 - A_i)}{25} \quad (15)$$

em que:

- f_i é a fração da vida útil remanescente da usina instalada no ano A_i ;
- A_i é o ano de instalação da usina;
- 25 corresponde à vida útil econômica do empreendimento, em anos.

Quando o valor de $(2050 - A_i)$ é maior ou igual a 25, considera-se que a vida útil foi integralmente consumida, resultando em valor residual nulo.

O valor residual em 2050 para cada grupo de usinas é, então, obtido multiplicando-se o custo de implantação pela respectiva fração de vida útil remanescente, conforme a Equação 16.

$$VR_i = CI_i \times f_i \quad (16)$$

onde:

- VR_i é o valor residual em 2050 das usinas instaladas no ano A_i ;
- CI_i é o custo de implantação das usinas correspondentes ao ano A_i .

A adoção do método de depreciação linear neste estudo fundamenta-se em sua ampla aceitação na literatura contábil e em sua recorrente aplicação na avaliação econômica de ativos imobilizados de longa duração. Esse método distribui o valor de aquisição do bem exclusivamente em função do tempo, pressupondo uma perda de valor uniforme ao longo da vida útil do ativo, conforme estabelecido pela Secretaria do Tesouro Nacional (2008).

De acordo com Iudícibus, Marion e Faria (2018), o método linear destaca-se por sua simplicidade operacional, sendo amplamente utilizado pela maioria das organizações, especialmente em contextos em que se busca previsibilidade e transparência na apropriação dos custos ao longo do tempo. Tal característica torna o método particularmente adequado para análises econômicas prospectivas, nas quais a estabilidade dos fluxos de caixa desempenha papel central.

Complementarmente, Sá (1995) classifica o método linear como depreciação fixa, uma vez que o valor depreciado permanece constante ao longo de todos os períodos da vida útil do bem. Essa abordagem revela-se metodologicamente conservadora, sobretudo na ausência de informações precisas sobre o valor de mercado ou o padrão real de perda de valor dos ativos, pois evita a superestimação de valores residuais e reduz potenciais distorções na análise econômico-financeira.

Ressalta-se que a adoção do método de depreciação linear constitui uma abordagem conservadora, amplamente reconhecida na literatura contábil e na avaliação econômica de ativos imobilizados de longa duração.

Conforme estabelecido pela Secretaria do Tesouro Nacional (2008), esse método distribui o valor de aquisição do bem exclusivamente em função do tempo, pressupondo uma redução uniforme de seu valor ao longo da vida útil econômica, característica que o torna especialmente adequado em contextos em que não se dispõe de informações precisas sobre o valor de mercado dos ativos ao final do horizonte de análise.

A utilização do método linear para a estimativa do valor residual das usinas solares fundamenta-se, adicionalmente, em sua ampla aplicação prática, destacada por Iudícibus, Marion e Faria (2018), que ressaltam sua simplicidade operacional e a recorrente adoção por parte das organizações.

Tal propriedade confere maior previsibilidade e transparência às estimativas econômicas, sendo particularmente relevante em análises *ex ante* de projetos de infraestrutura energética, nas quais a estabilidade dos fluxos de caixa projetados assume papel central.

Ademais, conforme argumenta Sá (1995), a depreciação linear, também denominada depreciação fixa, caracteriza-se pela manutenção de valores depreciados constantes ao longo de toda a vida útil do bem. Essa abordagem revela-se metodologicamente conservadora, uma vez que não incorpora potenciais ganhos adicionais decorrentes da extensão da vida técnica dos ativos, da ampliação da capacidade instalada dos sistemas ou de receitas futuras não observáveis no momento da avaliação.

Dessa forma, sua adoção contribui para evitar a superestimação dos benefícios econômicos do projeto, conferindo maior robustez, prudência e consistência às estimativas de viabilidade econômica, especialmente em estudos que subsidiam decisões no âmbito de políticas públicas e de investimentos regulados.

3.7 Modelos de Financiamento e Amortização

Para a estimativa dos custos associados à implementação do Projeto de Lei, torna-se indispensável a análise das principais modalidades de financiamento adotadas pelas instituições financeiras no Brasil. Esses mecanismos influenciam diretamente o fluxo de caixa do programa, bem como sua sustentabilidade fiscal ao longo do tempo. Nesse contexto, este estudo avalia dois sistemas de amortização amplamente adotados no mercado de crédito (Revista Exame, 2025; FEBRABAN, 2022): o Sistema Price, também conhecido como Sistema Francês de Amortização, e o Sistema de Amortização Constante (SAC).

O Quadro 2 apresenta um comparativo sintético entre os sistemas SAC e Price, evidenciando suas principais características financeiras e suas implicações para o custo total do financiamento, conforme sistematizado em Revista Exame (2025).

O Sistema Price caracteriza-se pela manutenção de parcelas fixas ao longo de todo o período do financiamento, o que favorece o planejamento financeiro e a previsibilidade orçamentária. Contudo, nos períodos iniciais do contrato, a maior parcela do pagamento é destinada à quitação de juros, resultando em uma amortização reduzida do principal e, consequentemente, em um custo total mais elevado ao final do financiamento (Neto, 2017).

Matematicamente, no Sistema Price, o valor da parcela fixa (PMT) é determinado pela Equação 17:

$$PMT = PV \cdot \frac{j(1+j)^m}{(1+j)^m - 1} \quad (17)$$

Quadro 2 – *Comparativo entre os Sistemas de Amortização SAC e Price*

Aspecto	SAC	Price
Parcela Mensal	Alta no início, decrescente	Fixa
Amortização	Constante	Crescente
Juros Totais	Menores	Maiores
Saldo Devedor	Redução acelerada	Redução gradual
Custo Total	Menor	Maior
Perfil Ideal	Maior capacidade inicial de pagamento	Preferência por previsibilidade

Fonte: Adaptado de Revista Exame (2025)

em que:

- PV representa o valor presente ou montante financiado;
- j corresponde à taxa de juros por período;
- m indica o número total de parcelas do financiamento.

Dessa forma, o gasto anual associado ao Sistema Price permanece constante ao longo do tempo, sendo obtido conforme a Equação 18:

$$\text{Gasto Anual Price}_i = PMT \cdot 12 \quad (18)$$

onde Gasto Anual Price_i corresponde ao dispêndio anual no ano i .

Por sua vez, o Sistema de Amortização Constante (SAC) distingue-se pela manutenção de um valor fixo de amortização em todas as parcelas, enquanto os juros incidem sobre um saldo devedor progressivamente menor. Essa estrutura resulta em uma redução mais acelerada do saldo devedor e em um custo total inferior ao do Sistema Price, embora implique prestações iniciais mais elevadas (FEBRABAN, 2022; Neto, 2017).

No sistema SAC, o valor da amortização (A) é calculado conforme a Equação 19:

$$A = \frac{PV}{m} \quad (19)$$

Os juros incidentes em cada período t são obtidos pela Equação 20:

$$J_t = SD_{t-1} \cdot j \quad (20)$$

em que:

- J_t representa o valor dos juros no período t ;
- SD_{t-1} corresponde ao saldo devedor no período anterior;
- j é a taxa de juros por período.

Assim, o valor da parcela no período t é dado pela Equação 21:

$$PMT_t = A + J_t \quad (21)$$

Como as parcelas variam mensalmente no Sistema SAC, o gasto anual deve ser obtido pela soma das prestações correspondentes a cada mês do ano, conforme a Equação 22:

$$\text{Gasto Anual SAC}_i = \sum_{t=12(i-1)+1}^{12i} PMT_t \quad (22)$$

onde Gasto Anual SAC_{*i*} representa o gasto total no ano i sob o regime de amortização constante.

3.8 Fluxo de Caixa e Indicadores Econômicos

O fluxo de caixa do projeto permite analisar a sustentabilidade econômica da substituição da Tarifa Social pela compensação de créditos de energia oriundos da geração fotovoltaica. Esse fluxo considera:

- Receita potencial com o valor monetário evitado na fatura (equivalente à energia compensada);
- Custos operacionais da usina (manutenção, seguros, monitoramento);
- Custos de financiamento (juros e amortização);
- Investimento inicial.

O Fluxo de Caixa Corrigido para cada período t é definido por:

$$FCC_t = R_t - CAPEX_t - O\&M_t - SubInv_t - Fin_t + VR_t \quad (23)$$

em que:

- R_t representa o orçamento anual disponível (CDE/TSEE);
- $CAPEX_t$ corresponde aos investimentos anuais em implantação e expansão;
- $O\&M_t$ refere-se aos custos de operação e manutenção;
- $SubInv_t$ representa eventuais substituições de inversores;

- Fin_t corresponde ao serviço anual da dívida, incluindo amortização e juros do financiamento contratado;
- VR_t representa o valor residual do ativo, assumido diferente de zero apenas no último ano do horizonte analisado.

Considerando a Taxa Mínima de Atratividade (TMA) de 17% ao ano, os fluxos de caixa foram trazidos a valor presente mediante aplicação do fator de desconto:

$$FD_t = \frac{1}{(1+r)^t} \quad (24)$$

onde:

- $r = 0,15$ representa a TMA adotada;
- t corresponde ao número do período analisado.

O fluxo de caixa corrigido descontado é então obtido por:

$$FCCD_t = \frac{FCC_t}{(1+r)^t} \quad (25)$$

No contexto do PL 624/2023, os fluxos de caixa incluem a economia proporcionada às famílias beneficiárias com a redução na fatura de energia elétrica, descontados os custos de operação e manutenção da usina, além de eventuais encargos financeiros.

A partir do fluxo de caixa anual, calcula-se o Valor Presente Líquido (VPL), a Taxa Interna de Retorno (TIR) e o *Payback* Descontado. Esses indicadores permitem aferir a atratividade econômica do programa proposto no PL 624/2023, tanto sob a ótica do poder público quanto sob a perspectiva de impacto social.

3.8.1 Valor Presente Líquido (VPL)

O Valor Presente Líquido (VPL) é um dos principais indicadores utilizados na avaliação de projetos de investimento. Ele representa a diferença entre o valor presente dos fluxos de caixa futuros e o investimento inicial, sendo calculado pela Equação 26, como utilizado em Ucker (2024):

$$VPL = -I + VF + \sum_{i=1}^n \frac{FC_i}{(1+TMA)^i} \quad (26)$$

onde:

- I é o investimento inicial (R\$);
- VF é o valor financiado (se aplicável);

- FC_i é o fluxo de caixa no ano i (R\$);
- n é o número de anos do horizonte de análise;
- TMA é a taxa mínima de atratividade.

Um VPL positivo indica que o projeto é economicamente viável.

Os fluxos corrigidos devem ser trazidos ao valor presente por meio do fator de desconto anual, calculado conforme a Equação 27:

$$\text{Fator de Desconto}_t = \frac{1}{(1+r)^t} \quad (27)$$

onde:

- r representa a taxa de desconto anual;
- t é o número de anos desde o início do projeto.

O VPL pode ser então obtido pela soma dos fluxos corrigidos descontados, conforme Equação 28:

$$\text{VPL} = \sum_{t=0}^{24} (\text{Fluxo Corrigido}_t \times \text{Fator de Desconto}_t) \quad (28)$$

3.8.2 Taxa Interna de Retorno (TIR)

A Taxa Interna de Retorno (TIR) representa a taxa de desconto que anula o VPL, ou seja, o ponto de equilíbrio entre o valor investido e os fluxos de caixa futuros do projeto, e é calculada pela Equação 29. A TIR fornece uma estimativa da rentabilidade esperada do projeto e deve ser comparada com a TMA para julgar a atratividade da proposta, conforme a equação extraída do trabalho de Ucker (2024):

$$-I + VF + \sum_{i=1}^n \frac{FC_i}{(1+\text{TIR})^i} = 0 \quad (29)$$

3.8.3 Taxa Mínima de Atratividade (TMA)

A Taxa Mínima de Atratividade (TMA), também denominada custo de oportunidade, corresponde à melhor taxa disponível para aplicação do capital em análise, associada a um baixo nível de risco (Souza; Clemente, 2009). Trata-se, portanto, de uma taxa praticamente livre de risco, representando a alternativa de investimento mais vantajosa dentre as disponíveis (Lima; Oliveira; Martins, 2015).

Nesse contexto, a TMA é utilizada para avaliar a viabilidade econômica de um projeto ou investimento, representando o retorno mínimo esperado pelo investidor em relação ao capital investido.

Essa taxa indica o custo de oportunidade do capital e pode ser determinada com base na taxa de juros de mercado ou em outros parâmetros financeiros relevantes para o projeto. Assim, a rentabilidade obtida em um projeto será considerada ganho apenas no que exceder o valor que se alcançaria caso o capital fosse aplicado à TMA.

A Taxa Mínima de Atratividade (TMA) representa o retorno mínimo exigido para que um investimento seja considerado economicamente viável; ela reflete a remuneração que o investidor deixa de obter ao aplicar recursos em alternativas de risco semelhantes.

Conceitualmente, a TMA incorpora dois elementos centrais: a remuneração esperada do capital e o prêmio pelo risco assumido. Quanto maior a incerteza do projeto, maior tende a ser a taxa requerida.

Para o presente estudo, será estabelecido para a Taxa Mínima de Atratividade (TMA) o valor de 17%, que representa o percentual superior, a taxa Selic, conforme o Banco Central do Brasil (2025), que em fevereiro de 2026, estava em 15%.

3.8.4 *Payback* Descontado

O *Payback* Descontado indica o tempo necessário para que o valor presente dos fluxos de caixa iguale o investimento inicial, sendo calculado conforme a Equação 30. Este indicador é relevante especialmente em políticas públicas, pois sinaliza o prazo necessário para que os recursos investidos sejam compensados pelos benefícios econômicos gerados, como descrito por Ucker (2024):

$$-I + VF + \sum_{i=1}^{PD} \frac{FC_i}{(1 + TMA)^i} = 0 \quad (30)$$

3.9 Software de Análise e Simulação — REBE-Sim

Como produto técnico desta dissertação, foi desenvolvido o REBE-Sim, um *software* de análise e simulação que implementa computacionalmente todas as etapas metodológicas descritas neste capítulo, reunindo-as em uma única plataforma integrada e acessível.

O sistema foi desenvolvido integralmente na linguagem Python, por sua ampla adoção em aplicações científicas e de análise de dados, e pelo suporte a um ecossistema maduro de bibliotecas especializadas. As principais bibliotecas utilizadas foram: `pandas` e `NumPy`, para manipulação e processamento dos dados históricos da ANEEL; `scikit-learn`, para o treinamento e a avaliação dos modelos

de aprendizado de máquina, `Matplotlib` e `Plotly`, para a geração dos gráficos e visualizações.

A interface do usuário foi construída com o *framework* `Streamlit`¹, que permite transformar rotinas Python em aplicações web interativas sem necessidade de desenvolvimento de *front-end*. Por meio dessa interface, o usuário pode ajustar os parâmetros centrais da análise e visualizar os resultados em tempo real, exportando-os em um relatório PDF padronizado.

O REBE-Sim encontra-se disponível publicamente no endereço <https://rebe-sim.streamlit.app/>, o que viabiliza a replicabilidade das análises aqui apresentadas.

¹`Streamlit` é um *framework* de código aberto para Python que permite transformar scripts de análise de dados em aplicações web interativas sem necessidade de conhecimento em desenvolvimento *front-end*. O usuário interage com a ferramenta por meio de um navegador, ajustando parâmetros por meio de controles visuais (sliders, caixas de seleção e campos de entrada), enquanto toda a lógica computacional permanece em Python. Disponível em: <https://streamlit.io>.

Análise de Impacto Orçamentário e Viabilidade Econômico-Financeira

Seguindo a metodologia apresentada no capítulo anterior, este capítulo descreve a análise realizada com o objetivo de avaliar os impactos orçamentários da substituição da TSEE pelo REBE.

Conforme o artigo 2º do Projeto de Lei 624/2023, o REBE será operacionalizado por meio da instalação de centrais de microgeração e de minigeração distribuída de energia renovável, com preferência para energia solar fotovoltaica. Em face disso, para a projeção realizada, considerou-se a instalação de usinas solares fotovoltaicas de 4 MWp, destinadas a atender moradores de baixa renda do estado de Goiás que atualmente recebem subsídio na fatura de energia elétrica.

De acordo com Silva, Silva e Pereira (2017), a Análise de Impacto Orçamentário estima as consequências financeiras da adoção de uma nova estratégia ou tecnologia. Quando bem conduzida, essa análise consegue prever como a mudança na oferta de insumos ou serviços influenciará os custos futuros, permitindo ao gestor identificar o montante adicional de recursos necessários para cobrir as despesas decorrentes dessa incorporação. Essa avaliação compara os custos antes e depois da mudança e é especialmente indicada para intervenções já comprovadas como eficazes, seguras e custo-efetivas. Portanto, seu foco está nos custos e no impacto financeiro da nova tecnologia, e não na eficácia ou na efetividade da intervenção.

Com base em informações quantitativas, buscou-se avaliar a viabilidade da proposição legislativa, que atualmente aguarda deliberação no Senado Federal e conta com parecer favorável.

O artigo 1º do Projeto de Lei 624/2023 institui:

“O Programa Renda Básica Energética (REBE), com o objetivo de garantir o acesso à eletricidade a famílias em situação de vulnerabilidade social na faixa de consumo de até 220 kWh (duzentos e vinte quilowatts-hora) por mês, substituir o benefício da Tarifa Social de Energia Elétrica (TSEE) e desenvolver a produção e a tecnologia nacional.”

Segundo o Relatório da Comissão de Assuntos Sociais do Senado Federal (2024), o projeto apresenta uma inovação importante ao garantir o acesso à energia por meio da geração renovável. Essa estratégia reduz a dependência das famílias vulneráveis de fontes não renováveis, além de reduzir seus custos com energia elétrica, aliviando o orçamento doméstico.

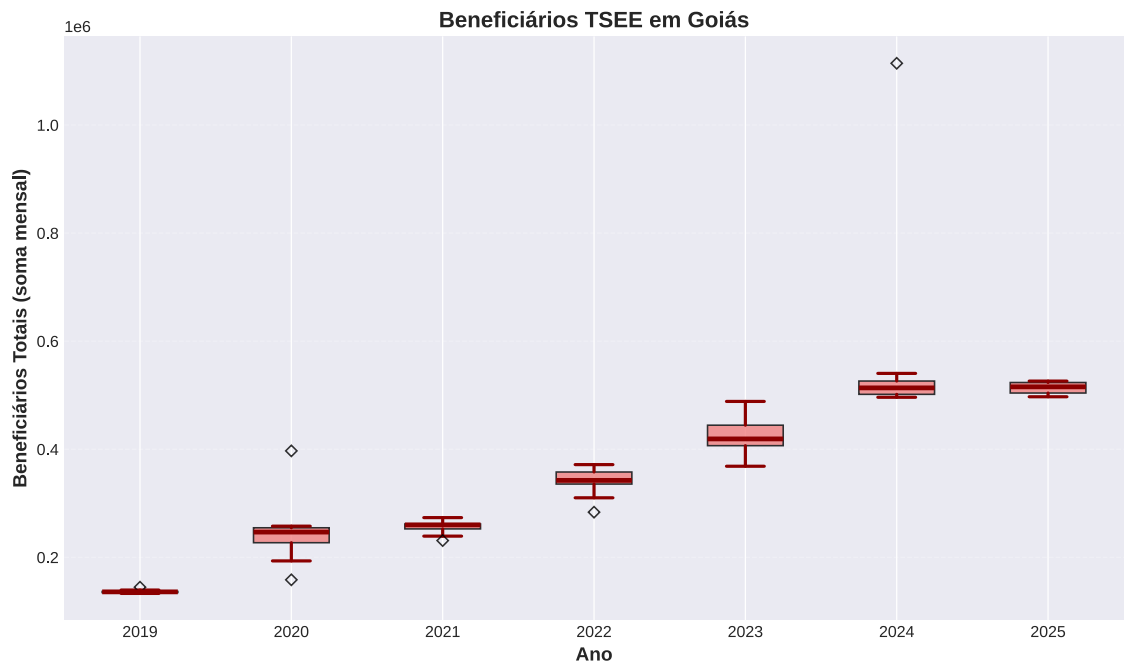
As próximas seções apresentam os resultados obtidos com a análise.

4.1 Quantitativo atual de beneficiários

A partir dos dados disponibilizados pela ANEEL (2026), foi possível determinar o número de unidades consumidoras beneficiadas no Estado de Goiás. Conforme discutido na Seção 3.2, para a projeção do benefício foi considerado apenas o período de novembro de 2019 a maio de 2025. Em virtude disso, aqui são discutidos apenas os dados relativos a este período.

A Figura 9 apresenta a evolução do total mensal de beneficiários da TSEE em Goiás entre 2019 e 2025.

Figura 9 – *Unidades Consumidoras beneficiárias da TSSE em Goiás (2019-2025)*



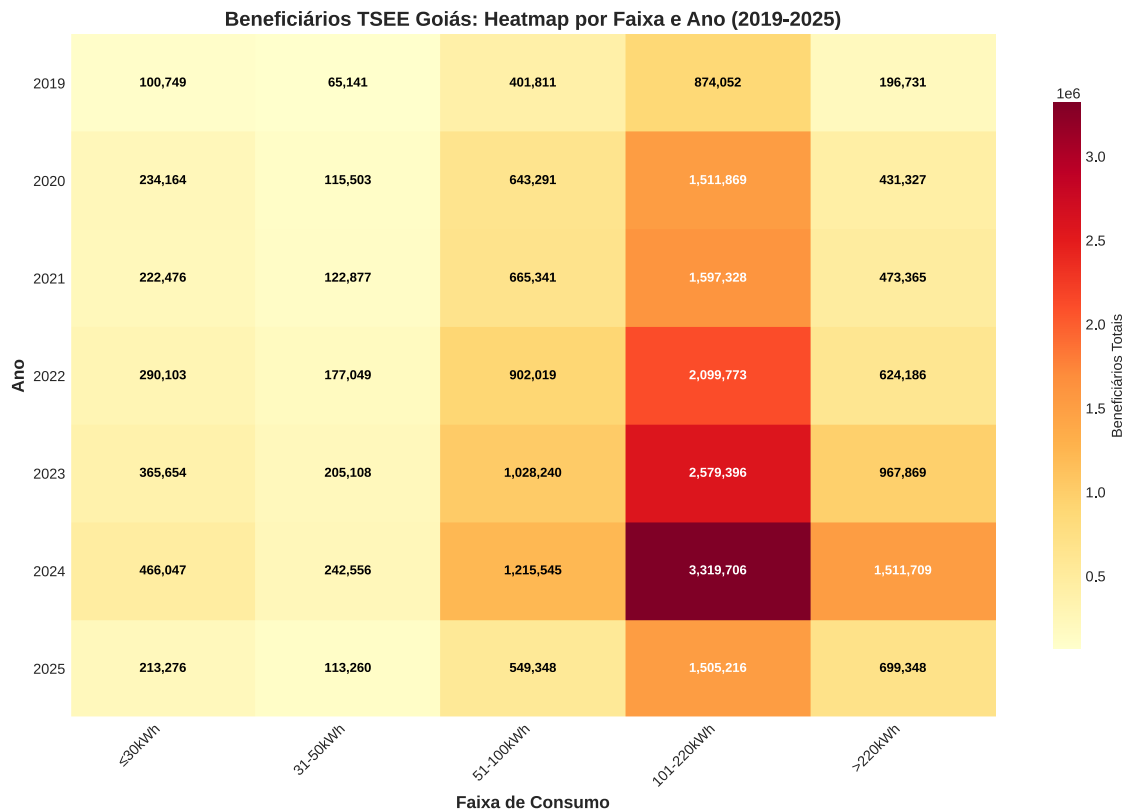
Fonte: Elaborado pelo autor com base em dados da ANEEL (2026)..

Em 2019, o total anual situa-se entre 100 mil beneficiários (em média, mensalmente). Nos anos seguintes, o quantitativo mantém uma trajetória ascendente, alcançando patamares próximos de 600 mil beneficiários mensais em 2024 e 2025, os maiores da série, o que evidencia uma expansão consistente do público atendido.

Para 2025, os dados consideram apenas o período até maio, o que impede comparação direta com anos completos. Ainda assim, o volume registrado mantém-se elevado, indicando continuidade do crescimento.

Visando complementar a análise, a Figura 10 apresenta a distribuição dos beneficiários da TSEE em Goiás por faixa de consumo (kWh) e por ano, no período de 2019 a 2025. Observa-se forte concentração nas faixas de maior consumo dentro do público elegível, especialmente entre 101–220 kWh, que concentra sistematicamente o maior número de beneficiários ao longo de toda a série.

Figura 10 – *Distribuição das UCs beneficiárias da TSSE em Goiás por faixa e ano*



Fonte: Elaborado pelo autor com base em dados da ANEEL (2026)..

Em 2019, a faixa de 101–220 kWh já se destaca, com 874.052 beneficiários, seguida pelas faixas de 51–100 kWh (401.811) e >220 kWh (196.731). A partir de 2020, há crescimento expressivo em todas as faixas, mas sobretudo na faixa de 101–220 kWh, que salta para 1.511.869 e mantém trajetória ascendente até atingir 3.319.706 em 2024 — o maior valor observado. Esse comportamento indica que a expansão do programa ocorreu principalmente entre consumidores de consumo intermediário.

As faixas de 51–100 kWh e >220 kWh também apresentam crescimento consistente, alcançando, respectivamente, 1.215.545 e 1.511.709 beneficiários em

2024. Já as faixas de menor consumo (até 50 kWh) permanecem com participação relativamente reduzida, embora também apresentem tendência de aumento.

Esse crescimento mais acentuado nas faixas superiores, em comparação às faixas de menor consumo, pode refletir dois fenômenos simultâneos:

- I Um processo de inclusão socioeconômica parcial, no qual famílias aumentam seu consumo à medida que adquirem bens, embora ainda permaneçam em situação de vulnerabilidade;
- II Possível falha no direcionamento da política pública, já que a maioria dos beneficiários concentra-se nas faixas de consumo que geram os maiores custos ao programa, o que compromete a eficiência do programa.

4.2 Análise da energia subsidiada

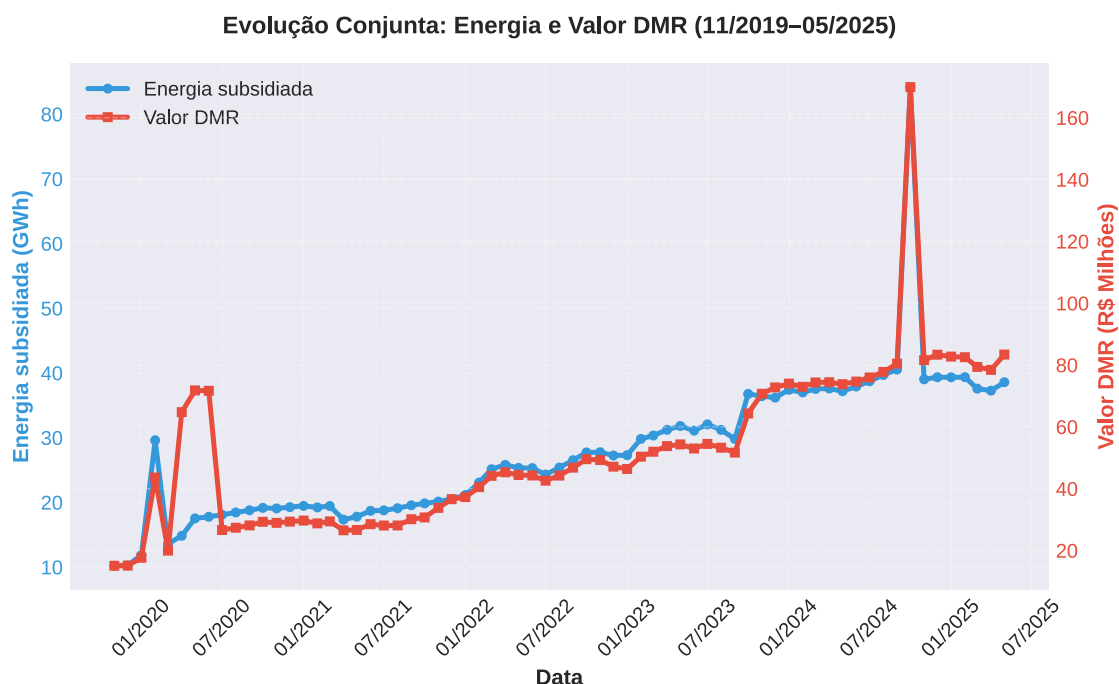
Os dados disponibilizados pela ANEEL apresentam o montante de energia subsidiada. Contudo, uma vez que o modelo atual de subsídio só entrou em vigor em junho/2025, estes dados não foram considerados. Com base no número de consumidores e na respectiva divisão por classes, calculou-se o montante de energia que seria subsidiada no período considerado, caso as regras atuais já estivessem em vigor.

Uma vez que não é possível calcular o valor praticado do kWh a partir dos dados disponíveis, adotou-se uma abordagem conservadora para a DMR, utilizando, para esta variável, para o período foi estimada calculando o valor do kWh (R\$) e multiplicando-o pelo montante de energia subsidiada. Uma vez que com a aplicação das novas regras, o desconto é maior, o montante gasto com a DMR é subestimado na análise.

A Figura 11 apresenta a estimativa da evolução conjunta da energia subsidiada (em GWh) e do valor financeiro associado ao DMR (em R\$ milhões), no período de novembro de 2019 a maio de 2025. Verifica-se tendência geral de crescimento em ambas as variáveis, com intensificação mais pronunciada a partir de 2021, indicando expansão simultânea do volume de energia contemplado e do dispêndio correspondente.

É possível identificar comportamento sazonal ao longo dos semestres, com oscilações periódicas que não descaracterizam a trajetória ascendente de médio prazo. A ampliação do valor do DMR tem magnitude superior à variação da energia subsidiada em determinados intervalos, sugerindo um possível efeito de reajustes tarifários, alterações regulatórias ou mudanças no perfil de consumo dos beneficiários. Considerando que os dados de 2025 contemplam apenas informações

Figura 11 – *Evolução conjunta da energia subsidiada (GWh) e do valor do DMR (R\$ milhões) no período de 11/2019 a 05/2025*



Fonte: Elaborado pelo autor com base em dados da ANEEL (2026).

até maio, a inflexão observada no último ponto da série não deve ser interpretada como tendência consolidada, mas como resultado parcial do exercício corrente.

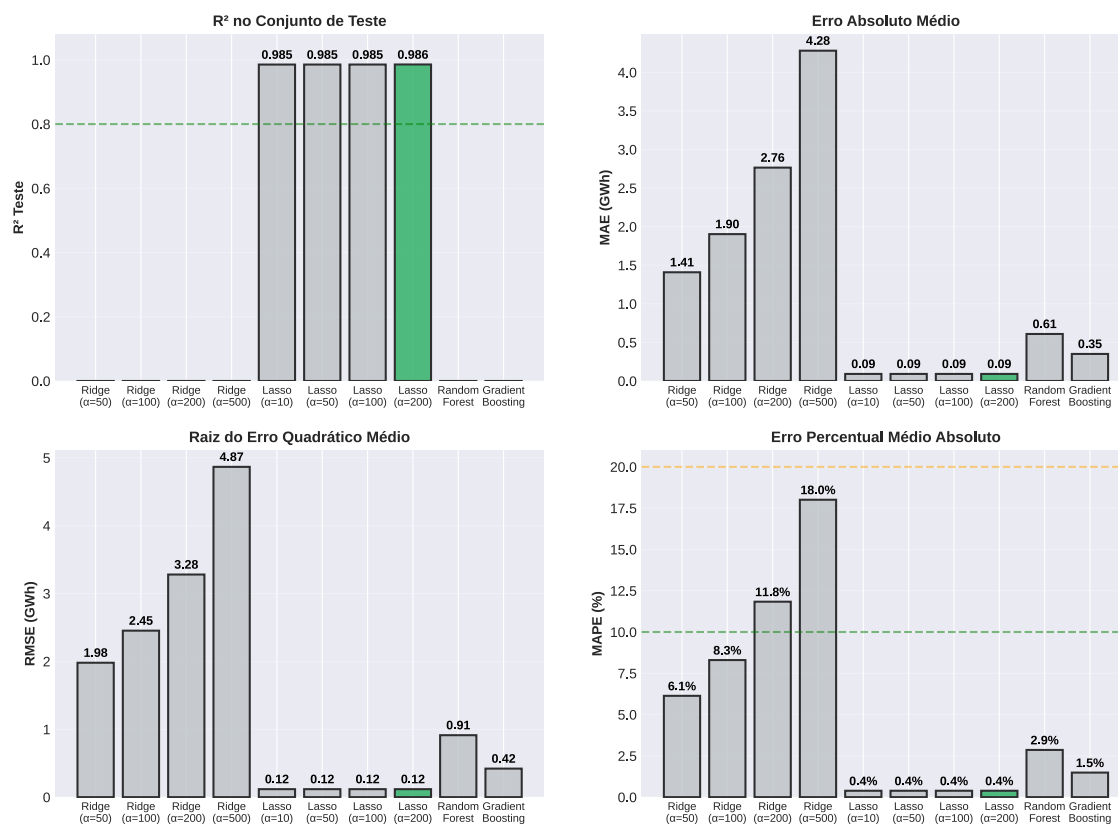
Os dados apresentados indicam um aumento constante no número de beneficiários e no consumo ao longo dos anos. Essa tendência evidencia uma demanda crescente por recursos orçamentários para que o governo mantenha o programa da Tarifa Social no formato atual. Mantida essa trajetória, a continuidade da TSEE pode se tornar insustentável, especialmente em um cenário de desaceleração econômica e de restrições aos gastos públicos.

4.3 Estimativa de demanda energética

A estimativa da demanda energética foi conduzida conforme a metodologia apresentada na Seção 3.3. A análise comparativa dos modelos de previsão, conforme as métricas estabelecidas, é apresentada na Figura 12, destacando-se o modelo de melhor desempenho.

No que se refere ao R^2 no conjunto de teste, observa-se que os modelos lineares regularizados — Ridge Regression e Lasso Regression — apresentam desempenho consistente, com variações relativamente discretas em função do parâmetro de regularização (α).

Figura 12 – Comparação do desempenho preditivo dos modelos de previsão da demanda de energia



Fonte: Elaborada pelo autor.

Destacam-se os modelos que utilizam regressão Lasso porque obtiveram desempenho superior a 0,8 considerado como referencial de desempenho muito bom (Chicco; Warrens; Jurman, 2021). Entretanto, os modelos baseados em *ensembles*, em especial o Random Forest e o Gradient Boosting, tendem a alcançar valores superiores de R^2 , indicando maior capacidade de capturar relações não lineares e interações complexas entre variáveis explicativas e a demanda de energia. Esse resultado é coerente com o caráter multifatorial e sazonal do consumo de energia.

A análise do MAE revela diferenças mais tangíveis em termos operacionais, uma vez que a métrica é expressa na mesma unidade da variável dependente (GWh). Modelos com menor MAE apresentam maior aderência média às observações reais, sendo particularmente relevantes em contextos de planejamento energético, nos quais desvios absolutos impactam decisões de despacho, de contratação e de dimensionamento de infraestrutura. Observa-se que os modelos de ensemble tendem a apresentar valores de MAE menores, reforçando sua robustez preditiva.

De forma complementar, o RMSE penaliza mais severamente erros de grande magnitude, sendo sensível à presença de *outliers* ou a falhas sistemáticas em períodos específicos (por exemplo, picos de carga). A comparação entre MAE e

RMSE permite inferir a dispersão dos erros: quando o RMSE é significativamente superior ao MAE, há indícios de erros pontuais elevados. Nos gráficos apresentados, nota-se que os modelos baseados em árvores mantêm RMSE relativamente controlado, sugerindo melhor desempenho também em cenários de maior volatilidade da demanda.

Por fim, o MAPE fornece uma perspectiva relativa do erro, permitindo avaliar a proporcionalidade dos desvios em relação ao valor real da demanda. Essa métrica é particularmente útil para a comparação entre períodos com patamares de consumo distintos. Modelos com menor MAPE apresentam maior estabilidade percentual, aspecto relevante em análises ex-ante e em estudos de impacto tarifário. Também considerando os referenciais de desempenho propostos na literatura (Myttenaere *et al.*, 2016; Kim; Kim, 2016), para os quais um MAPE de 20% é considerado bom e de 10% excelente, todos os modelos apresentaram desempenho satisfatório, com a regressão Lasso obtendo os menores valores.

Com base nestes resultados, o modelo selecionado para realizar a previsão foi a regressão Lasso, com $\alpha = 200$ como parâmetro. A Tabela 3 apresenta as métricas desse modelo, sendo que MAE e RMSE não foram reportadas no teste, por priorizarmos indicadores normalizados (R^2 e MAPE), mais robustos para conjuntos pequenos e para a comparação (Hyndman; Athanasopoulos, 2018).

Tabela 3 – *Resultados do Melhor Modelo: Lasso ($\alpha = 200$)*

Métrica	Valor (treino)	Valor (teste)
R^2	0.9998	0.9856
MAPE	0.39%	0.65%
MAE	91,351 kWh	–
RMSE	117,413 kWh	–

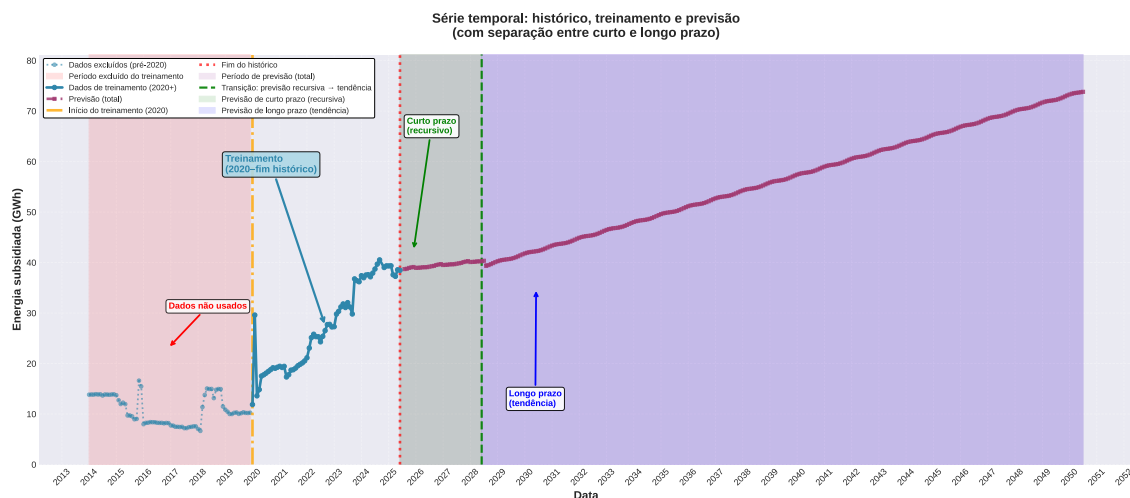
Fonte: Elaborada pelo autor.

A Figura 13 apresenta a evolução temporal da energia subsidiada (GWh), estruturando explicitamente as etapas de exclusão de dados, de treinamento do modelo e de geração de previsões de curto e longo prazo.

O período a partir de novembro de 2019 é utilizado como base de treinamento do modelo, delimitando o conjunto histórico efetivamente empregado na estimação dos parâmetros. A separação explícita entre dados utilizados e não utilizados reforça a transparência metodológica e procura garantir a robustez da modelagem em função da disponibilidade de dados.

A partir do ponto que marca o fim do histórico observado, inicia-se o horizonte de previsão. Conforme a metodologia proposta, foram utilizadas duas abor-

Figura 13 – *Série temporal da energia subsidiada (GWh) e projeções segmentadas em curto prazo (recursiva) e em longo prazo (tendência).*



Fonte: Elaborada pelo autor.

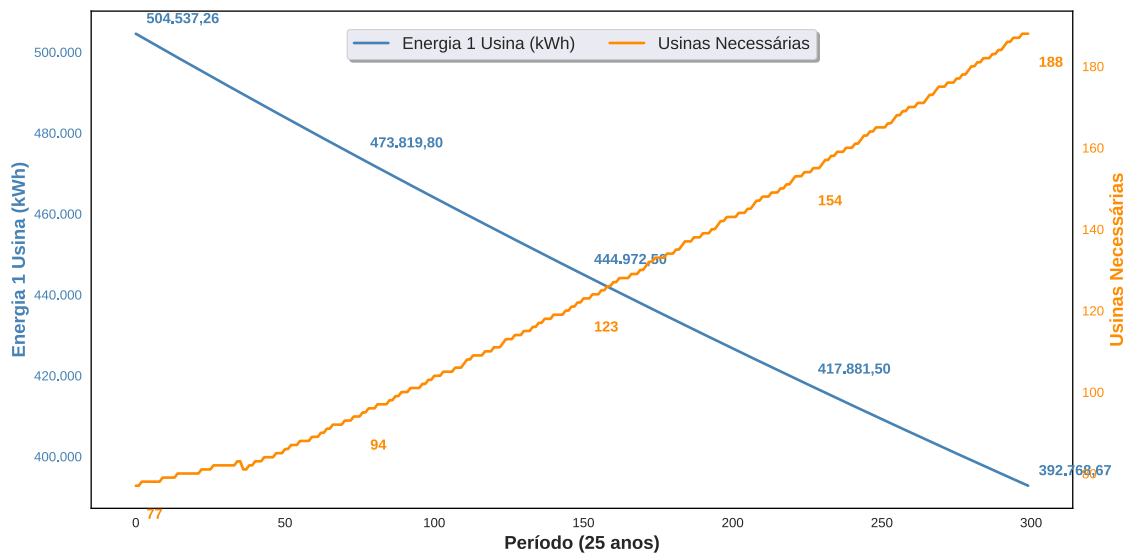
dados complementares: (i) previsão de curto prazo, conduzida de forma recursiva, na qual os valores estimados em etapas anteriores retroalimentam o modelo; e (ii) projeção de longo prazo baseada em tendência, com comportamento mais suavizado e orientado por padrões estruturais da série. É possível observar a continuidade da trajetória ascendente da energia subsidiada no horizonte projetado, o que sugere a persistência do crescimento observado durante o período de treinamento. A partir dos resultados, foi possível estimar um total de 16,37 TWh de energia a ser subsidiada com uma média mensal de 54,57 GWh (desvio padrão de 10,91 GWh e coeficiente de variação de 19,99%). Com isso, dada uma taxa de crescimento mensal (mediana 24m) de 0.109% e uma taxa de crescimento anual de aproximadamente 1.32% espera-se um gasto total com DMR de R\$ 28.64 bilhões.

A partir da estimativa de energia necessária, foi calculada a quantidade de usinas necessárias, considerando um PR inicial de 80% com perda anual de 1%. A potência nominal considerada foi de 4 GWp.

Com base nestes parâmetros, a Figura 14 apresenta a evolução da energia média gerada por uma única usina ao longo de um horizonte de 25 anos, bem como a estimativa correspondente do número de usinas necessárias para suprir a demanda projetada. Para melhor visualização, apenas alguns pontos das séries foram rotulados.

Observa-se uma trajetória decrescente da geração unitária, com valores que passam de aproximadamente 504.537,26 kWh anuais por usina para cerca de 392.768,67 kWh ao final do período analisado. A diminuição da produtividade individual implica um aumento proporcional da infraestrutura necessária para

Figura 14 – *Série temporal da energia gerada (kWh) e projeções da quantidade de usinas necessárias para suprir a demanda.*



Fonte: Elaborada pelo autor.

atender à mesma demanda agregada. Esse comportamento é explicitado no eixo secundário da figura, que indica um crescimento consistente no número de usinas requeridas, passando de 77 para 188 ao longo do período. Considerando o valor máximo, a análise de viabilidade econômica foi conduzida com base no investimento equivalente a 188 usinas.

4.4 Receitas e custos do Programa REBE

Com base nas projeções elaboradas e nos cálculos realizados a partir dos dados relativos à energia total subsidiada mensalmente, estimou-se o montante de recursos financeiros necessários para o período de 2025 a 2050.

Para assegurar maior clareza na organização e na interpretação dos dados orçamentários e financeiros, adotou-se a metodologia de ciclos de investimento anuais, com início em agosto e término em julho do exercício subsequente. O primeiro ciclo compreenderá o período de agosto de 2025 a julho de 2026, totalizando 12 meses, correspondendo à fase inicial de implantação do programa. Essa metodologia de 12 meses será estendida ao longo do projeto.

Conforme apresentado na seção anterior, ao longo de cada ciclo, o número de usinas é atualizado com base nas implantações previstas, servindo de base para a apuração do montante de recursos necessários e para a projeção correspondente de receitas. Desse modo, os ciclos subsequentes serão estruturados nos pe-

ríodos 2025/2026, 2026/2027 e, assim, sucessivamente, até o último ciclo projetado (2049/2050), com encerramento em julho de 2050.

Definida a estrutura de expansão física do programa e delimitados os respectivos ciclos de investimento, impõe-se a definição dos parâmetros econômicos que fundamentarão a estimativa das receitas e dos dispêndios projetados ao longo do horizonte temporal de análise.

Inicialmente, o valor da tarifa foi estimado em R\$ 0,70 (Equatorial Energia, 2025b). Sobre esse valor, aplicou-se uma taxa de atualização anual de 4,5% a partir do segundo ciclo, a título de recomposição inflacionária, considerando a meta de inflação estabelecida pelo Banco Central do Brasil (2021).

Como justificativa, informa-se que o percentual de reajuste tarifário anual é bastante conservador frente ao que foi aplicado pela concessionária de serviço público de energia Equatorial Goiás Distribuidora de Energia, conforme Tabela 4:

Tabela 4 – *Histórico de Reajustes e Revisões Tarifárias - Equatorial Goiás (2020–2025)*

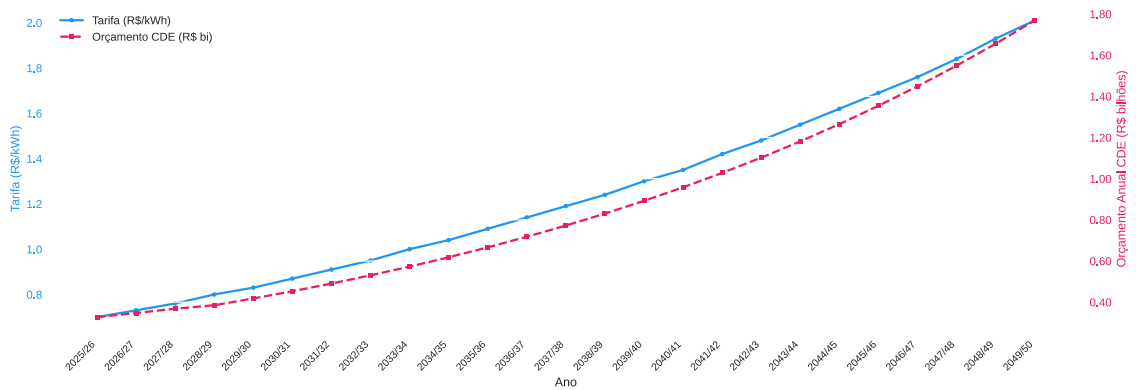
Ano	Motivo	Ato Regulatório	Efeito Médio ao Consumidor
2020	Reajuste Tarifário	Res. Homol. nº 2.791/2020	4,28%
2021	Reajuste Tarifário	Res. Homol. nº 2.963/2021	16,45%
2022	Reajuste Tarifário	Res. Homol. nº 3.130/2022	7,22%
2023	Revisão Tarifária	Res. Homol. nº 3.279/2023	3,54%
2024	Revisão Tarifária	Res. Homol. nº 3.407/2024	4,33%
2025	Revisão Tarifária	Res. Homol. nº 3.544/2025	18,55%

Fonte: Adaptado de (Equatorial Energia, 2025a)..

Com base no índice inflacionário, o presente estudo elabora uma projeção prudente dos valores orçamentários disponíveis para a execução do programa ao longo dos próximos 25 anos, com base na receita da CDE, conforme apresentado na Figura 15. Os dados consolidados foram disponibilizados no Apêndice A.

Para a estimativa do custo de implantação do REBE, utilizou-se como referência o valor unitário de R\$ 4.000,00 por kWp instalado, baseado em estudos anteriores de Neto *et al.* (2024). A projeção de custos por usina considerou ainda o mesmo índice inflacionário anual de 4,5% para a correção dos investimentos futuros nas usinas solares. Esta premissa alinha-se às expectativas e à meta de inflação fixada pelo Banco Central do Brasil (2021) para o ano de 2024, de 3,0% com intervalo de tolerância de $\pm 1,5$ p.p., totalizando um valor máximo de 4,5%.

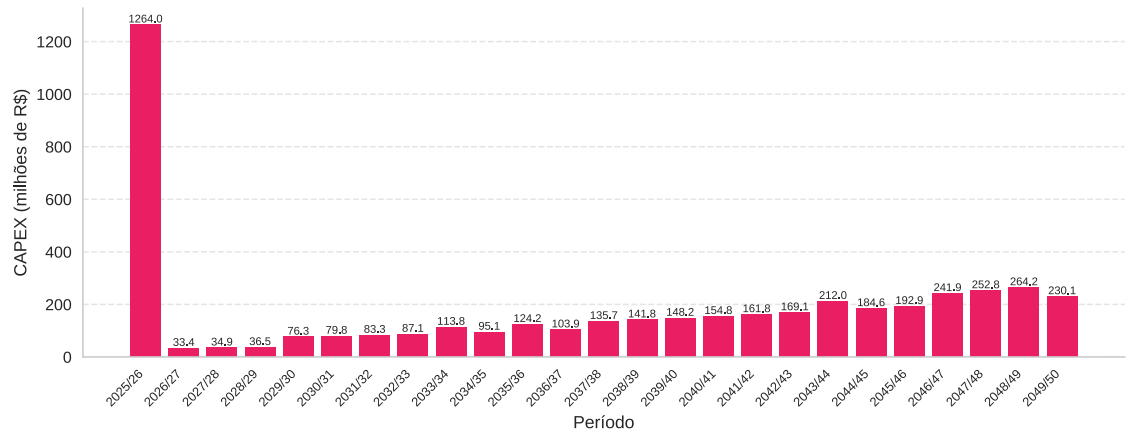
Figura 15 – *Projeção Tarifa e Orçamento Anual CDE no período de 2025/2026 a 2049/2050.*



Fonte: Elaborada pelo autor.

Os resultados também são apresentados na Figura 16. Para as 77 usinas iniciais é necessário um investimento de R\$ 1,264 bilhão de reais. Esse aporte elevado caracteriza uma fase de estruturação do sistema, destinada à consolidação da base operacional do parque fotovoltaico.

Figura 16 – *Projeção CAPEX no período de 2025/2026 a 2049/2050*



Fonte: Elaborada pelo autor.

A partir de outubro de 2025, verifica-se a adoção de uma estratégia de expansão incremental contínua, com a instalação de uma unidade por etapa, distribuída ao longo dos meses subsequentes, chegando ao final da implementação do projeto em maio de 2050 com 188 usinas instaladas e um custo acumulado superior a 4,6 bilhões (R\$ 4.622.323.923,00), para atendimento à projeção de demanda e recursos de verificação da viabilidade do REBE.

4.4.1 Cálculo do valor residual das usinas em 2050

Com base na metodologia de depreciação linear descrita no capítulo anterior, procedeu-se ao cálculo do valor residual das usinas projetadas para 2050. A aplicação da métrica proposta permitiu quantificar o capital imobilizado remanescente do sistema, garantindo que as instalações com idade superior a 25 anos fossem contabilizadas com valor residual nulo.

O valor residual total acumulado em julho de 2050, estimado em R\$ 2,302 bilhões, reflete o somatório das parcelas individuais ponderadas pelas respectivas frações, evidenciando a relevância econômica dos ativos fotovoltaicos implantados nos períodos mais recentes para a composição do patrimônio líquido do sistema ao final do horizonte de planejamento.

4.4.2 Custos da operação e manutenção

Os custos associados à operação e manutenção (O&M) e à substituição dos inversores constituem componentes relevantes na avaliação econômica de usinas solares fotovoltaicas, sobretudo em projetos de infraestrutura energética com horizonte de longo prazo.

Embora apresentem valor inferior ao investimento inicial, tais recursos exercem influência direta sobre os fluxos de caixa do projeto e, consequentemente, sobre os indicadores de viabilidade econômica.

No que se refere aos custos de operação e manutenção, a literatura técnica indica que esses valores são relativamente baixos no contexto da geração fotovoltaica, situando-se, em geral, entre 0,5% e 1,5% do valor do investimento inicial (CAPEX) ao ano (Walker, 2018).

Neste estudo, adotou-se o percentual de 0,5% ao ano sobre o CAPEX, por representar um valor intermediário da faixa observada e por configurar uma abordagem conservadora, adequada a análises *ex ante* de projetos públicos e regulados. Os custos de O&M foram modelados como despesas recorrentes, incidindo a partir da implantação do programa e ao longo de todo o ciclo de investimento subsequente à entrada em operação de cada grupo de usinas, mantendo-se constantes durante sua vida útil econômica, estimada em 25 anos.

Em cada exercício do horizonte de análise, o custo total de O&M corresponde à soma dos dispêndios associados a todas as usinas em operação no período, refletindo a expansão progressiva do parque gerador ao longo do programa.

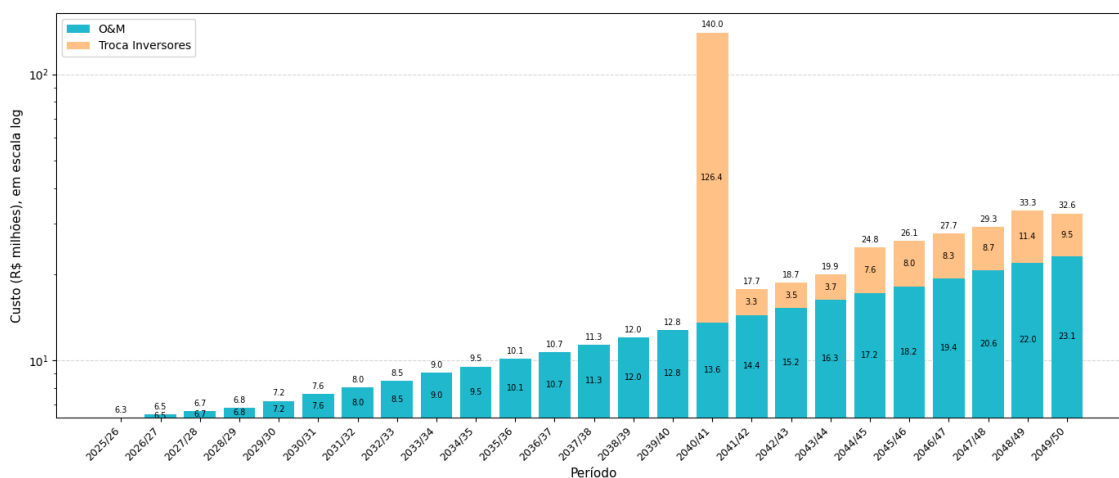
Além dos custos recorrentes de O&M, considerou-se a necessidade de substituição dos inversores ao longo da vida útil das usinas. Os inversores são componentes eletroeletrônicos sujeitos a maior desgaste operacional e, conforme

indicado na literatura e em projetos similares, apresentam vida útil inferior à dos módulos fotovoltaicos.

Para fins de modelagem econômica, assumiu-se que a substituição dos inversores ocorre após 15 anos de operação, sendo estimado um custo equivalente a 10% do valor do investimento inicial de cada grupo de usinas implantado. A contabilização desse custo foi realizada apenas para as usinas que atingem 15 anos de operação no horizonte de análise, evitando a inclusão de despesas fora do escopo temporal do estudo.

A adoção dessas premissas busca conferir maior realismo e robustez à análise econômica, ao incorporar tanto os custos operacionais recorrentes quanto os dispêndios extraordinários associados à manutenção de médio prazo dos ativos. Ademais, a utilização de critérios conservadores na estimativa desses custos visa evitar a superestimação dos resultados econômicos, fortalecendo a consistência das conclusões e a adequação do modelo como subsídio à formulação de políticas públicas e à tomada de decisões em investimentos no setor energético.

Figura 17 – Custos de O&M e substituição de inversores (2025-2050)



Fonte: Elaborada pelo autor.

A Figura 17 apresenta a evolução dos custos anuais ao longo do período 2025/26 a 2049/50. Observa-se que os custos de O&M apresentam trajetória crescente e contínua, partindo de aproximadamente R\$ 6,3 milhões no período 2025/2026 e alcançando valores superiores a R\$ 23 milhões ao final do horizonte analisado. Esse comportamento é esperado em sistemas de geração de energia, refletindo fatores como inflação técnica, envelhecimento dos equipamentos e aumento das necessidades de manutenção preventiva e corretiva.

Por outro lado, os custos associados à substituição de inversores apresentam comportamento distinto, por um evento abrupto e significativo no período

2040/2041, no qual se observa um pico de aproximadamente R\$ 126,4 milhões. Esse valor representa um investimento de reposição concentrado, compatível com a vida útil típica dos inversores em sistemas fotovoltaicos, que refletem a substituição dos inversores das usinas instaladas no início do programa.

Após esse evento crítico, os custos de substituição passam a ocorrer de forma mais distribuída ao longo dos períodos subsequentes, com valores menores, porém recorrentes, indicando um regime de reposição escalonada ou manutenção corretiva ao longo do tempo.

Do ponto de vista econômico, a figura evidencia dois regimes distintos de custos:

- **Regime operacional (O&M):** contínuo, previsível e crescente ao longo do tempo.
- **Regime de reinvestimento (inversores):** pontual, de maior magnitude e com impacto significativo no fluxo de caixa.

Esse comportamento reforça a importância de incorporar custos de reposição de ativos na modelagem financeira de projetos de geração distribuída, uma vez que a desconsideração desses eventos pode levar à superestimação da viabilidade econômica, especialmente em análises de longo prazo.

4.4.3 Projeção orçamentária

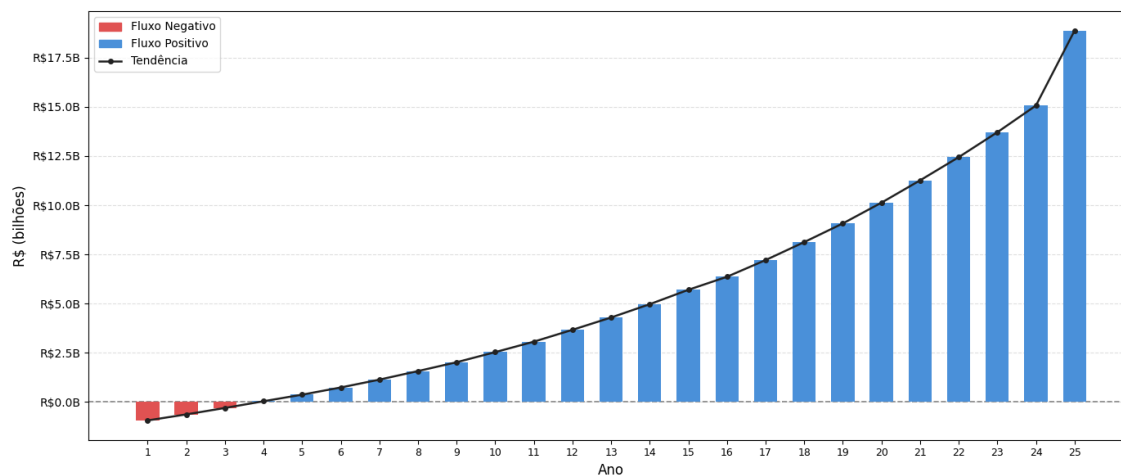
A Figura 18 apresenta o fluxo de caixa acumulado do programa ao longo do horizonte de 25 anos (de agosto de 2025 a julho de 2050). Observa-se que o projeto apresenta forte concentração de investimento inicial no primeiro ciclo (2025–2026), com desembolso de R\$ 1.264.000.000,00 em CAPEX e R\$ 6.320.000,00 em O&M, resultando em fluxo acumulado negativo de R\$ 942.837.049,00.

O gráfico evidencia a evolução do fluxo de caixa acumulado do programa ao longo do horizonte temporal analisado, permitindo identificar as fases de investimento inicial, recuperação e posterior geração de resultados positivos.

Nos períodos iniciais (2025/2026 a 2027/2028), observa-se um fluxo de caixa acumulado negativo, decorrente do elevado volume de investimentos necessários à implantação do programa, característica típica de projetos intensivos em capital, nos quais os desembolsos antecedem a geração de receitas.

A partir dos ciclos subsequentes, verifica-se redução progressiva desse déficit, indicando melhora no desempenho financeiro. O ponto de inflexão ocorre no período 2029/2030, quando o saldo acumulado torna-se positivo, caracterizando a recuperação do investimento inicial.

Figura 18 – *Fluxo de Caixa Acumulado — Projeção Orçamentária (25 Anos)*



Fonte: Elaborada pelo autor.

Após esse momento, o programa apresenta trajetória de crescimento contínuo e não linear do fluxo acumulado, com inclinação crescente ao longo do tempo, evidenciando fortalecimento progressivo de sua sustentabilidade financeira.

Esse comportamento reflete a ampliação das receitas associadas ao Orçamento da CDE, aliada à diluição dos custos fixos ao longo do horizonte de análise.

Mesmo com a incorporação dos custos de substituição de inversores a partir de 2039/2040, evento compatível com a vida útil média desses equipamentos, a trajetória financeira permanece favorável, não comprometendo o regime de superávit do programa. No horizonte de 25 anos, os custos de operação e manutenção (O&M) totalizam R\$ 313.125.980,71, correspondendo a 6,77% do CAPEX total (R\$ 4.622.323.923,00), enquanto as substituições de inversores somam R\$ 190.429.689,40, equivalentes a 4,12% do investimento inicial, indicando impacto financeiro moderado dessas despesas.

Ao final do período, incorpora-se ao fluxo o valor residual das usinas fotovoltaicas, estimado em R\$ 2.302.209.034,24, equivalente a aproximadamente 49,81% do CAPEX, evidenciando a permanência de valor econômico relevante dos ativos. Com essa inclusão, o saldo acumulado atinge R\$ 18.877.187.891,13, reforçando a viabilidade econômico-financeira do modelo.

Dessa forma, mesmo considerando os custos de implantação, manutenção e reposição tecnológica, o programa demonstra capacidade consistente de geração de resultados positivos ao longo do tempo.

Esses resultados constituem evidência da viabilidade financeira ex-ante da política pública proposta, indicando que sua implementação pode ocorrer sem comprometer o equilíbrio estrutural do fundo financiador (CDE), desde que haja finan-

ciamento adequado para viabilizar a fase inicial, dado que os recursos disponíveis no primeiro ciclo não são suficientes para cobrir integralmente os custos de implantação.

4.4.4 Compensação da energia elétrica

A análise do processo de compensação dos créditos gerados pelas usinas solares exige um exame detalhado das faturas de energia das famílias beneficiadas. No entanto, esse aspecto não está no escopo principal desta pesquisa, que se concentra na viabilidade das usinas solares fotovoltaicas previstas no Projeto de Lei nº 624/2023.

Nesse contexto, os consumidores do Grupo B seriam atendidos por um modelo de geração distribuída compartilhada, no qual a energia é produzida por usinas centrais administradas. Conforme estabelece o artigo 4º do Projeto de Lei:

“Art. 4º A Empresa Brasileira de Participações em Energia Nuclear e Binacional S.A. (ENBPar), de que trata o art. 9º da Lei nº 14.182, de 12 de julho de 2021, ficará responsável pela gestão financeira e operacional do REBE e garantirá a transparência e a eficiência na utilização dos recursos.”

Diferentemente do modelo tradicional de compensação individual de energia elétrica, previsto na Lei nº 14.300/2022 e regulado pelo Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE), no qual o consumidor gera créditos para abater futuras faturas, o Programa Renda Básica Energética (REBE) adota um modelo de benefício social direto.

A energia gerada pelas usinas é destinada ao programa, que, baseado na Medida Provisória nº 1.300/2025, aplica automaticamente isenção total sobre os primeiros 80 kWh mensais consumidos por cada beneficiário. Assim, o consumidor não precisa gerenciar créditos de energia, pois o desconto é aplicado diretamente na fatura, garantindo o fornecimento de um consumo básico livre de encargos.

Considerando a previsão de aumento no número de beneficiários, acompanhando a curva ascendente da Tarifa Social de Energia Elétrica, os cálculos realizados permitiram estimar a demanda mensal de energia elétrica das famílias e o número de usinas solares necessárias para suprir essa demanda, restando apenas uma pequena margem de créditos a serem compensados.

Caso haja excedente de geração após a distribuição dos subsídios mensais por beneficiário, o programa poderá utilizar esses créditos, com validade de até 60 meses, para futuros usos em benefício do próprio REBE. A gestão desses créditos ficará a cargo da entidade responsável pelo programa e pode ser tema de pesquisas futuras.

Além de avaliar a viabilidade orçamentária em comparação à Tarifa Social, a compensação de créditos pode representar uma fonte adicional de aporte financeiro, contribuindo para a sustentabilidade econômica do Programa Renda Básica Energética após sua implantação.

4.5 Financiamento

Diante da indisponibilidade de recursos, para dar andamento à implantação do programa, tendo em vista que os recursos iniciais não conseguem arcar com os custos para implantação de acordo com o projetado, seria necessário a aquisição de um empréstimo de R\$ 1.000.000.000,00 de reais.

A título de exemplo de bancos públicos que podem subsidiar a implantação do Programa Renda Básica Energética, estimou-se a partir das condições oferecidas pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Social, através da linha de crédito BNDES Finem - Meio Ambiente - Eficiência Energética (BNDES FINEM, s.d.), conforme a Tabela 5:

Tabela 5 – Condições de Financiamento

Crédito	R\$ 1.000.000.000,00
Taxa de Juros	IPCA + 7,73% a.a.
IPCA (Abril/2025)	5,53%
Taxa de Juros Efetiva	13,26% a.a.
Taxa Mensal	1,05% a.m.
Prazo de Pagamento	10 anos
Carência	12 meses

Fonte: Elaborado pelo autor

Que trata de uma linha de crédito para apoio a empreendimentos que reduzam o consumo de energia de edificações, processos produtivos, usinas, redes elétricas, iluminação pública, e/ou aumentem a eficiência do sistema energético nacional, que para esse perfil de financiamento adota uma taxa de 1,05% ao mês.

4.5.1 Sistemas de Amortização

A análise comparativa entre o Sistema Francês de Amortização (PRICE) e o Sistema de Amortização Constante (SAC) revela diferenças estruturais relevantes no perfil de endividamento e no custo total do financiamento ao longo do horizonte de planejamento compreendido entre os ciclos 2025/2026 e 2034/2035.

O sistema PRICE apresenta as seguintes características:

- A prestação permanece constante ao longo do período de amortização, após a carência.
- Nos primeiros anos, a maior parte da parcela é composta por juros, devido ao elevado saldo devedor.
- Com a redução progressiva da dívida, os juros diminuem e a amortização aumenta.

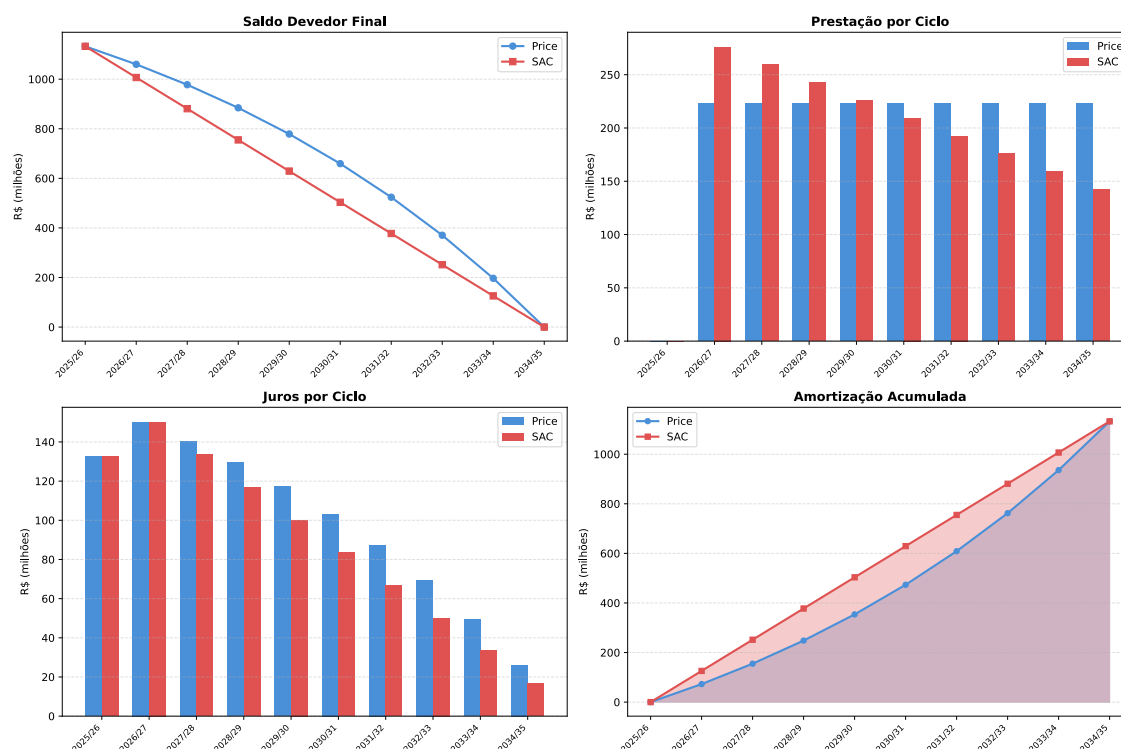
Já o sistema SAC apresenta as seguintes características:

- A amortização é constante em cada período, no valor aproximado de R\$ 151.138.374,96.
- Os juros são mais elevados no início do financiamento, pois incidem sobre o saldo devedor integral após a carência.
- À medida que a dívida é reduzida, os juros diminuem progressivamente.
- Como consequência, a parcela total decresce ao longo do tempo, sendo mais elevada nos primeiros anos e menor ao final do contrato.

Conforme evidenciado no painel superior esquerdo da Figura 19, ambos os sistemas partem do mesmo saldo devedor inicial de R\$ 1.132.600.000,00, atingindo saldo nulo ao final do décimo ciclo. Contudo, a trajetória de amortização difere substancialmente entre os dois regimes. O SAC apresenta redução linear e mais acentuada do saldo devedor, com decréscimo médio de R\$ 125.844.444,44 por ciclo, ao passo que o sistema PRICE exibe uma curva de amortização convexa, com redução inicial mais lenta, R\$ 72.663.335,05 no segundo ciclo, e aceleração progressiva nos períodos finais, atingindo R\$ 196.730.545,22 no último ciclo. Essa assimetria implica que o mutuário que adota o sistema PRICE permanece exposto a um saldo devedor significativamente maior nos primeiros ciclos, o que eleva o risco financeiro em cenários de inadimplência ou necessidade de liquidação antecipada.

A análise do painel superior direito evidencia a característica distintiva de cada sistema. No regime PRICE, as prestações são constantes e iguais a R\$ 222.846.095,05 a partir do segundo ciclo, o que confere previsibilidade ao fluxo de desembolsos e facilita o planejamento orçamentário de curto prazo. Em contrapartida, o SAC apresenta prestações decrescentes ao longo do tempo, iniciando em R\$ 276.027.204,44 no segundo ciclo e encerrando em R\$ 142.531.417,78 no décimo ciclo. Embora a exigência de caixa inicial seja superior no SAC, aproximadamente 23,9% acima do valor da prestação PRICE no mesmo período, a trajetória decrescente das parcelas favorece a liberação de recursos para outros fins ao longo do projeto, característica particularmente relevante em empreendimentos cujas receitas crescem com o tempo, como é o caso de usinas fotovoltaicas em fase de maturação operacional.

Figura 19 – Comparativo Sistema Price vs SAC — 2025 a 2035



Fonte: Elaborada pelo autor.

O painel inferior esquerdo demonstra que ambos os sistemas incorrem nos mesmos encargos de juros no primeiro ciclo (R\$ 132.600.000,00) e no segundo ciclo (R\$ 150.182.760,00), dado que o saldo devedor é idêntico nesses períodos. A partir do terceiro ciclo, os juros pagos no SAC tornam-se sistematicamente inferiores aos do sistema PRICE, reflexo direto da amortização mais acelerada do principal. O total de juros pagos ao longo dos dez ciclos soma R\$ 1.005.761.918,07 no sistema Price e R\$ 716.513.626,00 no SAC, representando uma economia de aproximadamente R\$ 289.248.292,07 em favor do SAC, o equivalente a uma redução de 28,8% no custo financeiro total do financiamento. Esse diferencial é expressivo e deve ser ponderado na decisão de estruturação da dívida, especialmente em projetos de longo prazo com elevado volume de capital investido.

Por fim, o painel inferior direito reforça as conclusões anteriores ao evidenciar a superioridade do SAC na velocidade de devolução do capital. A área preenchida abaixo da curva do SAC é sistematicamente superior à do sistema PRICE ao longo de todo o período, indicando que, em qualquer ponto do horizonte de análise, o saldo já amortizado é maior no regime SAC. Ao final do quinto ciclo (2029/2030), por exemplo, o SAC acumula R\$ 629.222.222,22 em amortizações, representando 55,5% do principal, enquanto o sistema PRICE acumula apenas R\$ 478.329.252,85,

correspondente a 42,2% do total. Essa diferença de 13,3 pontos percentuais evidencia a maior eficiência do SAC na redução da exposição ao risco de crédito.

A Tabela 6 sintetiza o comportamento do sistema PRICE, considerando financiamento de R\$ 1,0 bilhão, taxa de 13,26% a.a. e 1 ano de carência com capitalização de juros.

Tabela 6 – Comportamento do Sistema PRICE

Ano	Amortização (R\$)	Juros (R\$)	Parcela (R\$)
1º (Carência)	0,00	132.600.000,00	0,00
2º	72.663.335,05	150.182.760,00	222.846.095,05
10º	196.730.545,22	26.115.549,83	222.846.095,05

Fonte: Elaborado pelo autor.

A Tabela 7 sintetiza o comportamento do sistema SAC, apresenta o comportamento do sistema SAC, sob as mesmas condições de financiamento.

Tabela 7 – Comportamento – Sistema SAC

Ano	Amortização (R\$)	Juros (R\$)	Parcela (R\$)
1º (Carência)	0,00	132.600.000,00	0,00
2º	125.844.444,44	150.182.760,00	276.027.204,44
10º	125.844.444,44	16.686.973,33	142.531.417,78

Fonte: Elaborado pelo autor.

Por fim, a Tabela 8 sintetiza o comparativo entre os sistemas PRICE e SAC para o financiamento de R\$ 1,0 bilhão, considerando carência de 12 meses com capitalização de juros e amortização em 9 anos.

Tabela 8 – Comparativo dos Cenários

Ano	PRICE (R\$)	SAC (R\$)	Dif. (PRICE e SAC)
2º	222.846.265,30	276.027.204,44	-53.180.939,14
10º	222.846.265,30	142.531.417,78	80.314.847,52

Fonte: Elaborado pelo autor.

O sistema SAC apresenta inicialmente uma parcela superior à do PRICE, com diferença aproximada de R\$ 53,18 milhões, demonstrando um maior desembolso, mas ao final da projeção, percebe-se mudança desse comportamento: a parcela do SAC torna-se inferior à do PRICE, com diferença favorável de cerca de R\$ 80,31 milhões. Esses resultados demonstram que o sistema SAC concentra maior

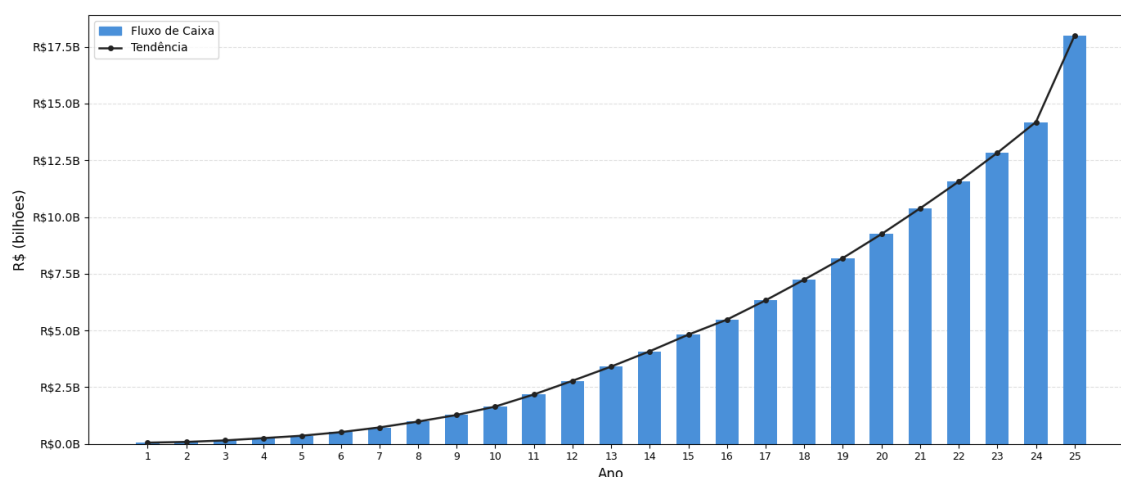
desembolso financeiro inicialmente, enquanto o sistema PRICE mantém prestações constantes ao longo de todo o período de amortização.

Para fins de verificação da viabilidade econômico-financeira do programa, adotou-se o sistema SAC, considerando seu menor dispêndio total de recursos ao longo do financiamento e sua maior capacidade de reduzir o saldo devedor nos primeiros anos.

4.5.2 Projeção orçamentária com financiamento

A Figura 20 apresenta o fluxo de caixa acumulado do programa a partir do parcelamento via Sistema de Amortização SAC:

Figura 20 – *Fluxo de caixa acumulado considerando financiamento — Projeção Orçamentária (25 Anos)*



Fonte: Elaborada pelo autor.

Com a inclusão do financiamento, a dinâmica se altera substancialmente:

- O fluxo de caixa passa a ser positivo a partir do primeiro período.
- Não há mais fase de descapitalização acumulada.
- A trajetória evidencia crescimento contínuo ao longo do período, alcançando valores superiores a R\$ 18 bilhões ao final do horizonte de análise.

Do ponto de vista financeiro, essa mudança decorre da transferência parcial do investimento inicial para capital de terceiros, reduzindo o desembolso próprio no tempo zero e suavizando a exposição inicial do projeto. O financiamento atua, portanto, como instrumento de alavancagem financeira, antecipando a geração líquida de caixa para o investidor.

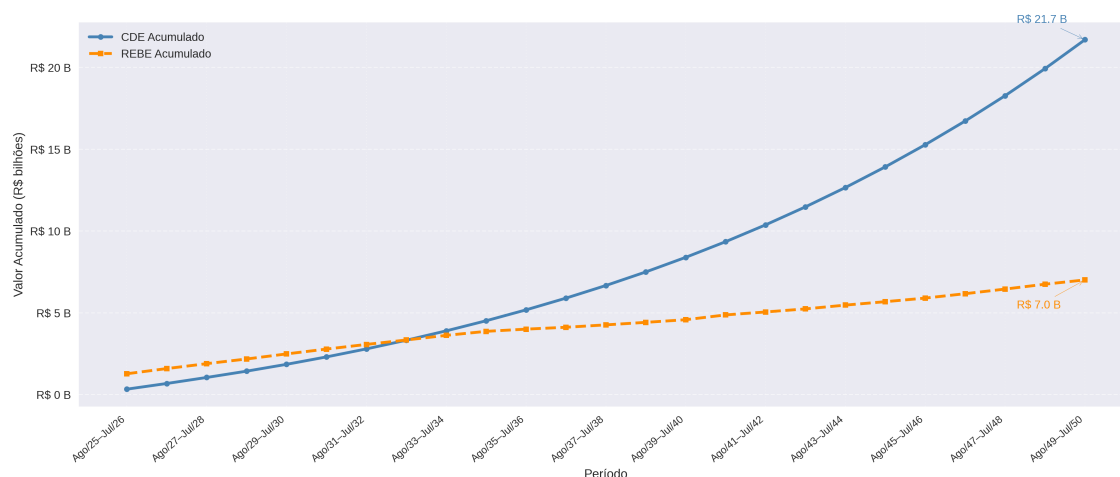
Contudo, é importante destacar que o financiamento não altera necessariamente a viabilidade econômica intrínseca do empreendimento (fluxo operacional),

mas modifica significativamente sua estrutura temporal de caixa, redistribuindo o risco e o retorno ao longo do horizonte do projeto.

4.6 Análise de viabilidade econômica

A Figura 21 apresenta a evolução dos custos acumulados do modelo vigente de subsídio tarifário, representado pela CDE, em comparação com a projeção orçamentária acumulada do Programa REBE, para o horizonte temporal de agosto de 2025 a julho de 2050.

Figura 21 – *Orçamento CDE vs. REBE acumulado (2025–2050)*



Fonte: Elaborada pelo autor.

Os resultados evidenciam uma divergência crescente e estrutural entre as duas trajetórias ao longo do período projetado. O orçamento acumulado da CDE apresenta comportamento de crescimento acentuado, partindo de aproximadamente R\$ 327,5 milhões no primeiro período (ago/2025–jul/2026) e atingindo R\$ 21,7 bilhões ao final do horizonte (ago/2049–jul/2050), o que representa um crescimento de aproximadamente 6.530% em 25 anos. Essa trajetória reflete a expansão contínua do número de beneficiários da TSEE, conforme discutido nas seções anteriores, bem como os reajustes tarifários anuais previstos para o período.

Em contraste, o custo acumulado do REBE exibe uma curva de crescimento consideravelmente mais suave, com desaceleração progressiva a partir do décimo período aproximadamente. O programa inicia com um custo acumulado de R\$ 1,27 bilhão, valor que incorpora o investimento inicial em infraestrutura fotovoltaica (CAPEX), e encerra o horizonte projetado em R\$ 7,1 bilhões, crescimento de cerca de 452% no mesmo intervalo. A inflexão na taxa de crescimento do REBE a partir do décimo ano se explica pela estabilização dos custos operacionais e de manutenção

(OPEX) após a conclusão das principais etapas de implantação das usinas solares fotovoltaicas centralizadas previstas no programa.

A interseção entre as duas curvas ocorre nos primeiros períodos da série, devido ao elevado CAPEX inicial do programa. Contudo, a partir do quinto período (ago/2029–jul/2030), o diferencial entre as séries inverte-se definitivamente e se amplia de forma consistente, com a CDE acumulando custos progressivamente superiores aos do REBE. Ao final do horizonte, a diferença absoluta entre os dois modelos alcança aproximadamente R\$ 14,7 bilhões, o que corresponde a uma economia potencial de cerca de 67,7% em relação ao custo total projetado para a manutenção da política de subsídio tarifário no formato atual.

Esses resultados indicam que o REBE apresenta desempenho orçamentário superior ao modelo vigente da TSEE no longo prazo, na medida em que substitui uma despesa corrente de natureza recorrente e indefinida por um investimento com prazo de amortização definido e custos progressivamente decrescentes ao longo do tempo. Não obstante, a análise comparativa dos custos acumulados, por si só, não é suficiente para atestar a viabilidade econômico-financeira do programa. Faz-se, portanto, necessária a avaliação de métricas financeiras propostas, de modo a incorporar o efeito do valor do dinheiro ao longo do tempo e permitir uma conclusão robusta acerca da atratividade do investimento proposto frente à TMA adotada, conforme discutido na seção seguinte.

4.6.1 Definição da Taxa Mínima de Atratividade (TMA)

Neste estudo, adotou-se uma Taxa Mínima de Atratividade (TMA) de 17% ao ano, tomando como referência a taxa Selic de 15% vigente em fevereiro de 2026, acrescida de um prêmio adicional para refletir riscos e incertezas associados ao projeto. A Selic, definida pelo Banco Central do Brasil (BC), constitui a taxa básica de juros da economia brasileira e exerce influência direta sobre as demais taxas praticadas no mercado. Nesse contexto, sua utilização como parâmetro de referência mostra-se adequada para a estimativa do custo de oportunidade do capital em análises de viabilidade econômica no âmbito nacional.

A adoção de 17% a.a. configura critério conservador de avaliação, assegurando que apenas projetos com geração efetiva de valor acima desse patamar sejam considerados viáveis.

A TMA foi utilizada para descontar os fluxos de caixa futuros a valor presente, permitindo o cálculo do Valor Presente Líquido (VPL) e a comparação entre o retorno projetado do programa e o custo de oportunidade do capital.

4.6.2 Fluxo de caixa corrigido e cálculo do Valor Presente Líquido

A avaliação da viabilidade econômica do projeto foi realizada com base na construção do fluxo de caixa corrigido, que representa o fluxo líquido anual do empreendimento ao longo do horizonte de análise, compreendido entre os exercícios de 2025/2026 e 2049/2050, totalizando 25 períodos. O fluxo anual contempla as receitas, os investimentos, os custos operacionais, o valor residual ao final do horizonte e a parcela do financiamento, conforme discutido na Seção .

Aplicando-se a taxa de desconto de 17% aos fluxos de caixa corrigidos do projeto, obteve-se para o Valor Presente Líquido:

$$VPL_{(17\%)} = \text{R\$ } 1.715.145.011,26$$

O VPL positivo indica que o projeto gera retorno acima do mínimo esperado, representado pela Taxa Mínima de Atratividade (TMA) de 17% adotada; mesmo após considerar essa taxa de desconto, os fluxos de caixa futuros ainda resultam em ganho líquido ao longo do período analisado.

O valor aproximado R\$ 1,72 bilhão corresponde ao quanto o projeto adiciona de valor ao investimento realizado. Esse resultado indica que a proposta é financeiramente viável, embora a margem de segurança não seja muito ampla diante da taxa de retorno exigida.

4.6.3 Taxa Interna de Retorno (TIR)

Diferentemente do VPL, que depende de uma taxa previamente definida (TMA), a TIR é determinada exclusivamente pela estrutura temporal dos fluxos de caixa do projeto.

A aplicação do método iterativo de cálculo da Taxa Interna de Retorno aos fluxos de caixa corrigidos resultou em:

$$TIR = 38,29\% \text{ a.a.}$$

Esse resultado indica que o projeto apresenta capacidade de remuneração anual superior à Taxa Mínima de Atratividade (TMA) adotada de 17% ao ano, indicando que a taxa de retorno implícita nos fluxos de caixa supera o custo de oportunidade do capital, verificando, assim, a viabilidade financeira do empreendimento sob as premissas consideradas.

De forma prática:

- $VPL > 0$ na TMA $\rightarrow$ o projeto rende mais do que o mínimo esperado $\rightarrow$ é atrativo.
- $VPL = 0$ na TMA $\rightarrow$ o projeto atende apenas ao mínimo esperado $\rightarrow$ gera indiferença.
- $VPL < 0$ na TMA $\rightarrow$ o projeto rende menos do que o mínimo esperado $\rightarrow$ não vale a pena.

4.6.4 *Payback* Descontado

O *Payback* Descontado corresponde ao período necessário para que o investimento inicial seja recuperado considerando o valor do dinheiro no tempo. Diferentemente do *payback* simples, esse método incorpora a Taxa Mínima de Atratividade (TMA), descontando os fluxos de caixa futuros a valor presente.

O *Payback* Descontado ocorre no momento em que a soma acumulada dos fluxos descontados atinge ou supera o investimento inicial.

Aplicando-se a taxa de desconto de 17% aos fluxos de caixa do projeto, verificou-se que o valor presente acumulado dos ingressos iguala o investimento inicial entre o 5º e o 6º ano de operação.

Payback Descontado $\approx$ **5,30** anos

O resultado demonstra que, mesmo sob o critério de desconto conservador (17% ao ano), o projeto recupera o capital inicial investido em prazo inferior a seis anos, mesmo com os demais custos aplicados ao projeto.

Em conjunto com o Valor Presente Líquido positivo e a Taxa Interna de Retorno superior à TMA, o *Payback* Descontado confirma a viabilidade financeira e a sustentabilidade do projeto ao longo do horizonte analisado.

4.6.5 Síntese dos Resultados

Os resultados sintetizados, apresentados na Tabela 9, indicam que o programa REBE possui capacidade de gerar valor econômico, recuperar o capital investido e apresentar retorno superior ao custo de oportunidade do capital.

Os resultados obtidos confirmam a viabilidade financeira do projeto e sustentam sua execução como iniciativa estratégica para ampliar o acesso à energia limpa, beneficiando famílias de baixa renda. A TIR acima da TMA e o VPL positivo evidenciam um cenário de retorno econômico, enquanto o *payback* descontado em um prazo aceitável reforça a atratividade e a sustentabilidade do investimento no longo prazo.

Tabela 9 – *Síntese dos resultados da análise de viabilidade econômica*

Indicador	Resultado
Valor Presente Líquido (17%)	R\$ 1,72 bilhão
Taxa Interna de Retorno	38,29% a.a.
Payback Descontado	5,30 anos

Fonte: Elaborada pelo autor.

4.7 Análise complementar: Cenário de restrição operacional (*curtailment*)

Conforme apresentado na Seção 2.3, o fenômeno dos cortes de geração (*curtailment*) tem se intensificado no Sistema Interligado Nacional (SIN), especialmente em fontes renováveis variáveis como a solar fotovoltaica. Projeções do Operador Nacional do Sistema Elétrico indicam percentuais médios de restrição da ordem de 20% para a fonte fotovoltaica no horizonte considerado (ONS, 2025).

Diante desse contexto, procedeu-se à incorporação de um cenário complementar de análise, com o objetivo de avaliar a robustez econômico-financeira do Programa diante de eventuais restrições operacionais sistêmicas.

4.7.1 Ajuste da capacidade instalada

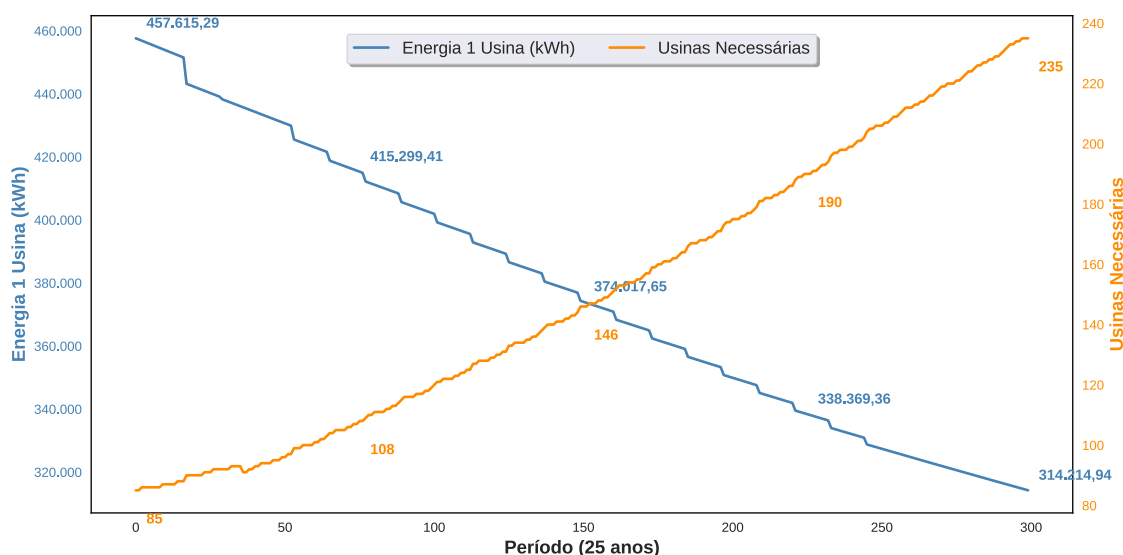
A partir da metodologia estabelecida, no contexto da validação da viabilidade econômico-financeira do Projeto de Lei nº 624/2023, constatou-se que a introdução de um percentual de corte energético (*curtailment*) implica na redução da energia efetivamente disponível para compensação. Nesse cenário, tornou-se necessária a ampliação do parque fotovoltaico, com o objetivo de recompor o volume de energia líquida previsto inicialmente.

Dessa forma, procedeu-se à simulação de um cenário ajustado, no qual o número de usinas foi recalibrado para neutralizar os efeitos do percentual médio de restrição operacional. Essa análise complementar permitiu avaliar se, diante da limitação de geração e da necessidade de aumento das usinas solares, o programa de energia renovável manteria sua viabilidade econômica, considerando os impactos sobre receitas, fluxo de caixa, financiamento e indicadores como VPL, TIR e Payback descontado.

A Figura 22 apresenta a evolução do número de usinas solares ao final de cada ciclo de investimento, bem como a energia total gerada (em kWh) ao longo

do horizonte temporal entre 2025/2026 e 2049/2050. Observa-se uma trajetória de crescimento contínuo e estruturado, coerente com a dinâmica de expansão do programa e com a necessidade de atendimento progressivo à demanda energética subsidiada.

Figura 22 – *Série temporal da energia gerada (kWh) e projeções da quantidade de usinas necessárias para suprir a demanda considerando cortes.*



Fonte: Elaborada pelo autor.

No ciclo inicial (2025/2026), o programa inicia com 85 usinas, com geração anual (considerando os cortes) de aproximadamente 457.615,29 kWh. Ao longo dos ciclos subsequentes, verifica-se um incremento gradual da capacidade instalada, atingindo 235 usinas no ciclo final (2049/2050), com geração anual, após os cortes, próxima de 314.214,94 kWh. Tal expansão reflete não apenas o crescimento projetado da demanda, mas também a necessidade de manter o equilíbrio entre a oferta e o consumo energético no contexto do modelo proposto.

4.7.2 Projeção de receitas do programa

Uma vez que a redução na geração de energia em virtude dos cortes e a consequente alteração na quantidade de usinas não influenciam o preço da tarifa nem o orçamento proveniente da CDE, os valores dessas variáveis são os mesmos apresentados na Seção 4.4.

4.7.3 Cálculo do valor residual das usinas em 2050

Assim como no estudo anterior, procedeu-se ao cálculo do valor residual das usinas projetadas para 2050. Para o cenário com cortes, o valor residual total

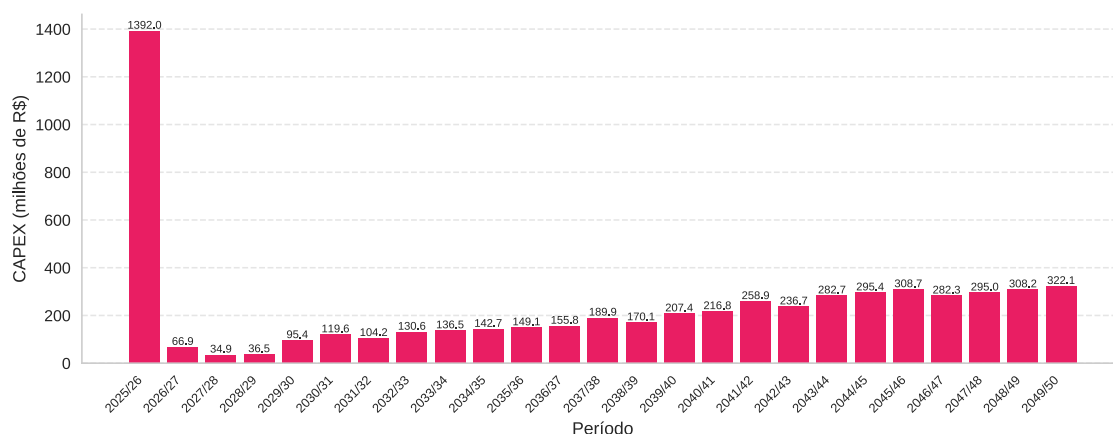
acumulado em julho de 2050 foi estimado em R\$ 3,088 bilhões. O valor superior ao cenário de cortes era esperado devido à maior quantidade de usinas adquiridas.

4.7.4 Estrutura de investimentos (CAPEX)

Para além da disposição orçamentária, que tem uma profunda relação com a demanda energética, pois reflete a necessidade dos beneficiários do programa social, é necessário avaliar os custos das usinas solares a serem instaladas para atender à demanda.

A Figura 23 apresenta a evolução das despesas de capital (CAPEX) ao longo dos ciclos de investimento entre 2025/2026 e 2049/2050.

Figura 23 – *Projeção CAPEX (considerando cortes) no período de 2025/2026 a 2049/2050.*



Fonte: Elaborada pelo autor.

Observa-se uma acentuada concentração de CAPEX no ciclo inicial (2025/2026), atingindo aproximadamente R\$ 1,392 bilhão. Esse comportamento caracteriza a fase de implantação do parque fotovoltaico, que exige investimento inicial expressivo para a posterior estabilização financeira do modelo.

Em segundo lugar, nota-se que, após o primeiro ciclo, o CAPEX sofre uma redução substancial e passa a apresentar uma trajetória ainda em crescimento. A partir de 2026/2027, os investimentos tornam-se progressivos, acompanhando a expansão gradual do parque gerador, mas sem voltar ao nível superior, observado na fase inicial de implantação. Essa dinâmica revela que o programa adota um modelo de crescimento incremental, no qual novas usinas são incorporadas à medida que a demanda energética subsidiada cresce.

O gráfico também evidencia que o principal desafio econômico do programa concentra-se na estruturação do financiamento do investimento inicial.

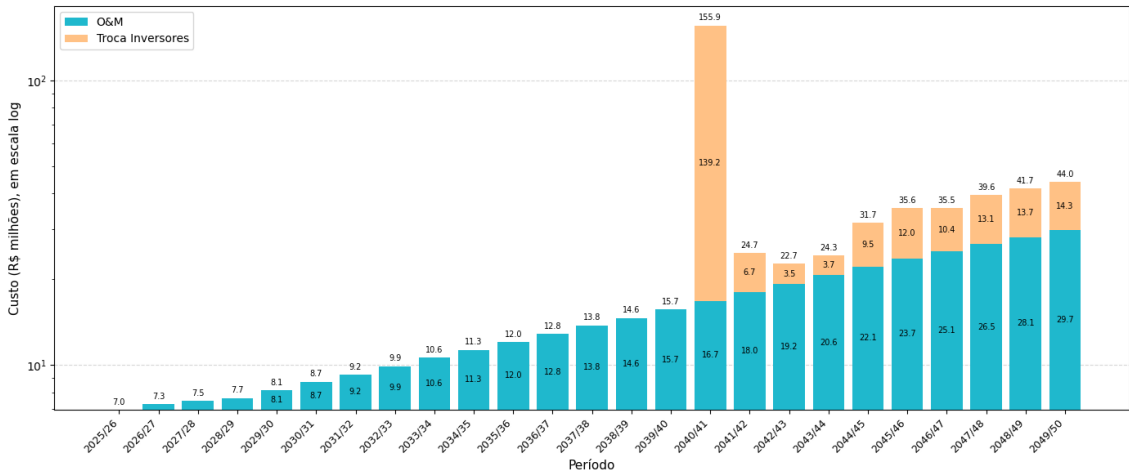
4.7.5 Custos Operacionais (OPEX)

A figura 24 apresenta a evolução temporal dos custos do sistema ao longo do horizonte de análise, considerando duas componentes principais: custos de operação e manutenção (O&M) e custos de substituição de inversores.

Os valores são apresentados em escala linear, o que evidencia o impacto financeiro absoluto de cada evento, destacando visualmente o pico de custo gerado pela substituição dos inversores em relação aos custos operacionais recorrentes.

Observa-se que os custos de O&M apresentam comportamento estável e crescente de forma gradual ao longo do horizonte de análise. Os valores iniciam em R\$ 7,0 milhões no período 2025/2026 e evoluem progressivamente até atingir R\$ 29,7 milhões no período final de 2049/2050.

Figura 24 – *Custos operacionais considerando cortes (2025–2050).*



Fonte: Elaborada pelo autor.

Esse crescimento semelhante ao observado no cenário sem cortes, é compatível com a literatura sobre sistemas fotovoltaicos (Walker *et al.*, 2020; Walker, 2018; Libra *et al.*, 2023), na qual os custos operacionais tendem a aumentar ao longo da vida útil do empreendimento, em função de fatores como o envelhecimento dos componentes, o aumento da necessidade de intervenções corretivas e de possíveis reajustes inflacionários nos contratos de manutenção.

A substituição de inversores apresenta maior magnitude, com picos de custo em períodos específicos decorrentes da reposição de equipamentos. Destaca-se um pico inicial superior a R\$ 139 milhões, seguido por eventos menores distribuídos ao longo do horizonte temporal. Esse comportamento reflete a menor vida útil dos inversores em relação aos módulos fotovoltaicos, exigindo substituições periódicas ao longo do ciclo de vida do sistema.

Por outro lado, os custos de operação e manutenção (O&M) mantêm-se relativamente estáveis, com menor variação ao longo do tempo. Assim, embora recorrentes, têm menor participação no total de despesas, enquanto os custos de substituição, por sua natureza pontual e elevada, passam a concentrar os maiores desembolsos em períodos específicos.

4.7.6 Estrutura de Financiamento

Para avançar em nossa análise complementar, diante da necessidade de contratação de financiamento para suprir as demandas financeiras do investimento inicial, com base nas premissas utilizadas, estabeleceu-se os custos das parcelas conforme apresentado na Tabela 10.

Tabela 10 – *Condições de Financiamento*

Crédito	R\$ 1.100.000.000,00
Taxa de Juros	IPCA + 7,73% a.a.
IPCA (Abr/2025)	5,53%
Taxa Efetiva	13,26% a.a.
Taxa Mensal	1,05% a.m.
Prazo	10 anos
Carência	12 meses

Fonte: Elaborado pelo autor.

Devido às condições mais favoráveis, adotou-se a previsão de custos para a contratação do empréstimo via sistema de amortização PRICE, conforme detalhado na Tabela 11.

Tabela 11 – *Tabela de Amortização – Sistema PRICE*

Ciclo	Prestação (R\$)	Juros (R\$)	Amortização (R\$)	Saldo Devedor Final (R\$)
2025/2026	0,00	145.860.000,00	0,00	1.245.860.000,00
2026/2027	245.130.891,83	165.201.036,00	79.929.855,83	1.165.930.144,17
2027/2028	245.130.891,83	154.602.337,12	90.528.554,72	1.075.401.589,45
2028/2029	245.130.891,83	142.598.250,76	102.532.641,07	972.868.948,37
2029/2030	245.130.891,83	129.002.422,55	116.128.469,28	856.740.479,09
2030/2031	245.130.891,83	113.603.787,53	131.527.104,31	725.213.374,79
2031/2032	245.130.891,83	96.163.293,50	148.967.598,34	576.245.776,45
2032/2033	245.130.891,83	76.410.189,96	168.720.701,88	407.525.074,57
2033/2034	245.130.891,83	54.037.824,89	191.093.066,95	216.432.007,62
2034/2035	245.130.891,83	28.698.884,21	216.432.007,62	0,00

Fonte: Elaborado pelo autor

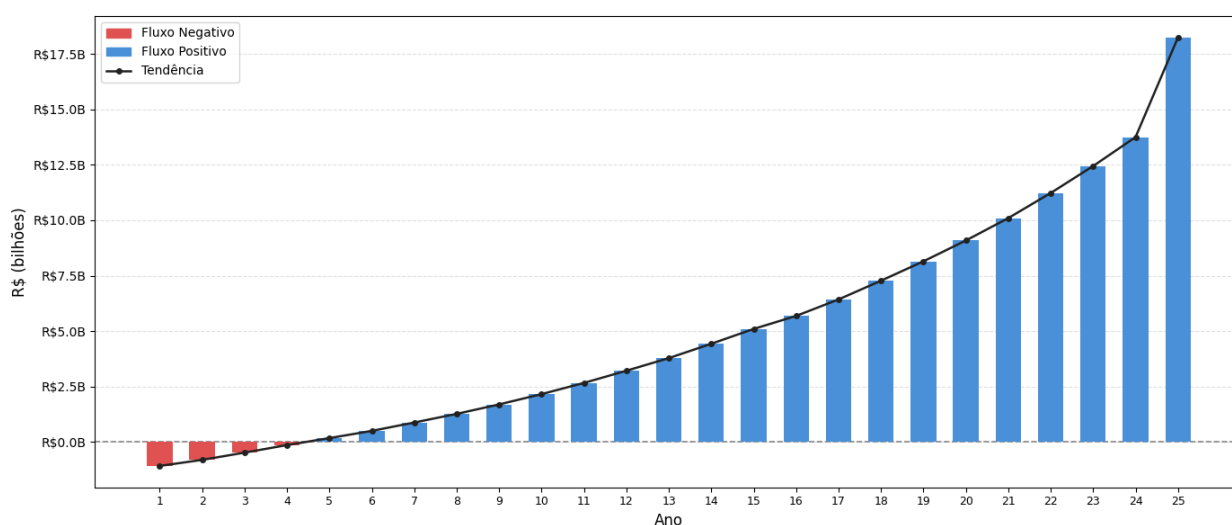
Observa-se que, no primeiro período, não há pagamento de prestação, ocorrendo apenas a capitalização dos juros, o que eleva o saldo devedor inicial. A partir do período subsequente, as prestações mantêm-se constantes, característica do sistema PRICE, enquanto a participação dos juros apresenta trajetória decrescente e a amortização aumenta progressivamente ao longo do tempo.

4.7.7 Projeção Orçamentária

A Figura 25 ilustra a evolução do fluxo de caixa acumulado ao longo do horizonte de análise de 25 anos, de agosto de 2025 a julho de 2050, sem considerar o financiamento.

Nos primeiros quatro períodos da série, correspondentes aos anos de 2025 a 2029, o fluxo de caixa acumulado permanece negativo, refletindo o impacto do investimento inicial em infraestrutura fotovoltaica (CAPEX) sobre o orçamento no ciclo inicial (ago/2025–jul/2026). Nesse contexto, observa-se um saldo de aproximadamente –R\$ 1,07 bilhão, configurando o ponto de maior desembolso líquido do projeto.

Figura 25 – Saldo acumulado no período de 2025 a 2050.



Fonte: Elaborado pelo autor.

O gráfico do saldo acumulado no cenário com cortes evidencia uma trajetória inicialmente negativa, seguida por recuperação e crescimento ao longo do horizonte analisado. Nos primeiros períodos (2025/2026 a 2028/2029), o saldo permanece negativo, refletindo o impacto do investimento inicial e a concentração dos desembolsos na fase de implantação.

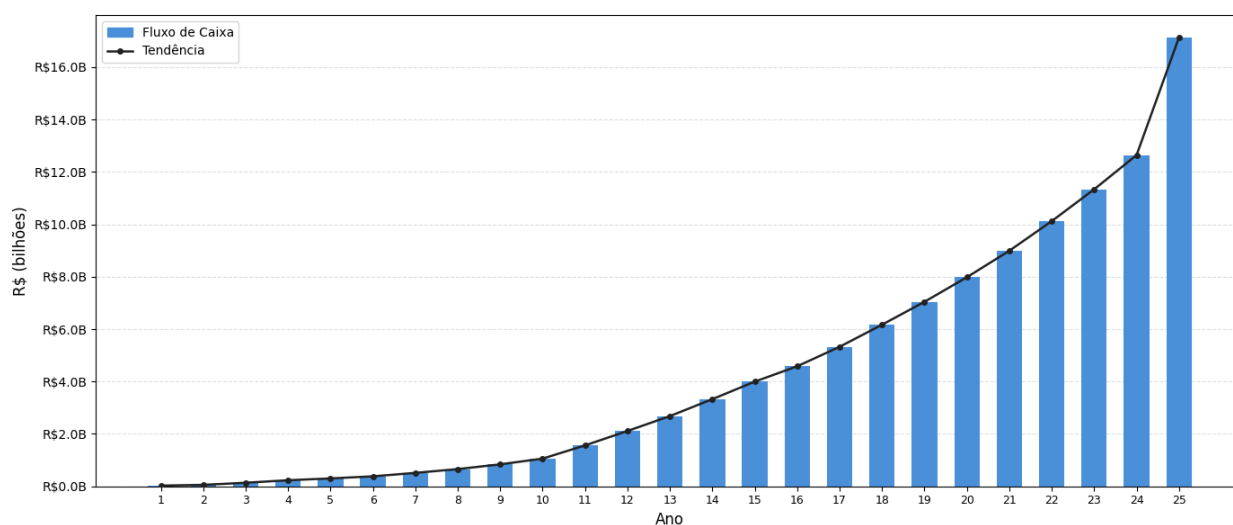
A partir de 2029/2030, observa-se a inversão do saldo acumulado, indicando a recuperação do investimento inicial e o início da geração líquida de resultados.

Essa trajetória positiva se mantém ao longo do período, mesmo diante dos custos recorrentes de operação e manutenção (O&M), estimados em aproximadamente R\$ 386 milhões, e dos custos de substituição de inversores, da ordem de R\$ 226 milhões.

Nos períodos subsequentes, o saldo acumulado apresenta crescimento contínuo, com maior intensidade a partir da década de 2040, evidenciando a consolidação financeira do programa. Assim, embora haja déficit inicial, o comportamento do fluxo acumulado indica recuperação consistente e reforça a viabilidade econômico-financeira do modelo no longo prazo, demonstrando que o programa nessas condições apresenta viabilidade, necessitando de um aporte financeiro inicial.

A Figura 26 apresenta a evolução do fluxo de caixa acumulado no cenário em que o investimento inicial é viabilizado por meio de financiamento, ao longo do horizonte de análise de 25 anos, de agosto de 2025 a julho de 2050. A comparação com o cenário sem financiamento permite avaliar o impacto da estrutura de capital adotada sobre a trajetória financeira do programa.

Figura 26 – *Evolução do saldo acumulado no cenário financiado (2025–2050).*



Fonte: Elaborado pelo autor.

O aspecto mais distintivo deste cenário em relação ao anterior reside na ausência de valores negativos ao longo de toda a série temporal. Diferentemente do cenário sem financiamento, no qual os quatro primeiros períodos registraram saldo acumulado negativo em decorrência do desembolso integral do CAPEX, o cenário com financiamento apresenta fluxo de caixa acumulado positivo desde o primeiro período (ago/2025–jul/2026), com saldo inicial de aproximadamente R\$ 28,5 milhões.

Esse comportamento é explicado pelo diferimento do investimento inicial ao longo do prazo de amortização do financiamento, o que reduz o impacto orçamentário

nos primeiros anos do programa e elimina a necessidade de alocação integral de recursos no momento zero.

Observa-se, contudo, uma desaceleração do crescimento nos períodos iniciais, com o fluxo de caixa acumulado apresentando uma redução de aproximadamente R\$ 556 mil reais entre 2025/2026 e 2026/2027, antes de retomar trajetória de crescimento a partir do período seguinte.

Esse comportamento transitório reflete o início do pagamento das parcelas de amortização e de juros do financiamento. A partir do terceiro período, a trajetória de crescimento se estabiliza e passa a refletir de forma mais direta o diferencial entre os custos do REBE e o orçamento que seria despendido com a manutenção da TSEE no modelo vigente.

Ao longo dos períodos intermediários, o fluxo de caixa acumulado exibe crescimento progressivo e acelerado, atingindo R\$ 1,57 bilhão no décimo primeiro período (ago/2035–jul/2036) e superando R\$ 5,3 bilhões no décimo sétimo período (ago/2041–jul/2042). Ao final do horizonte de análise (ago/2049–jul/2050), o saldo acumulado alcança aproximadamente R\$ 17,2 bilhões, valor ligeiramente inferior ao observado no cenário sem financiamento — R\$ 18,3 bilhões —, diferença que corresponde ao custo total dos encargos financeiros incorridos ao longo do período de amortização. Esse diferencial, da ordem de R\$ 1,10 bilhão, representa o custo de oportunidade do financiamento e deve ser ponderado frente à vantagem de não exigir disponibilidade orçamentária imediata para a implantação do programa.

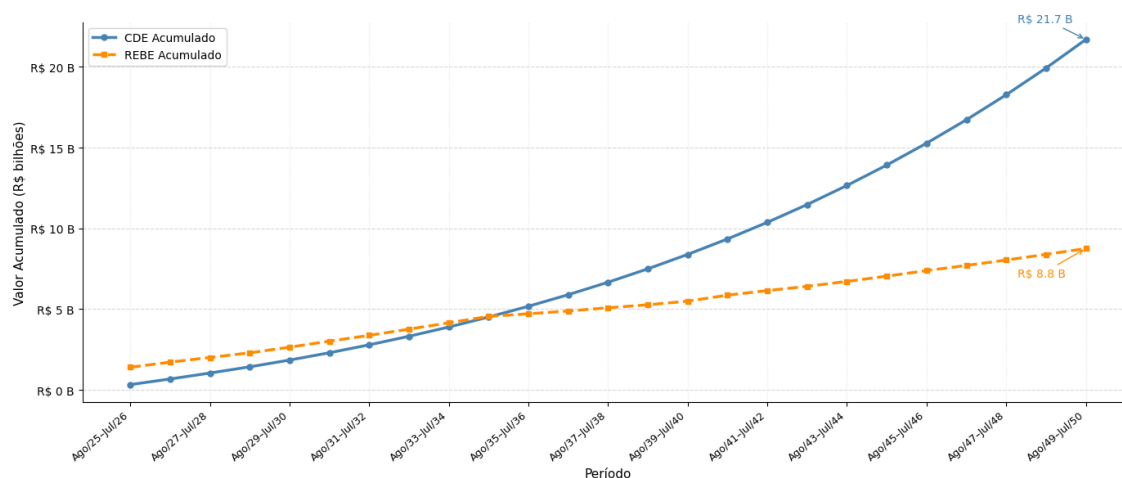
4.7.8 Análise de Viabilidade Econômica: VPL, TIR e *Payback* Descontado

A Figura 27 apresenta a evolução dos custos acumulados do modelo vigente de subsídio tarifário, representado pela CDE, em comparação com a projeção orçamentária acumulada do Programa REBE no cenário com financiamento, para o horizonte temporal de agosto de 2025 a julho de 2050.

A trajetória da CDE exibe crescimento acentuado e contínuo ao longo de todo o período projetado, partindo de aproximadamente R\$ 327,5 milhões no primeiro período (ago/2025–jul/2026) e atingindo R\$ 21,7 bilhões ao final do horizonte (ago/2049–jul/2050). Esse comportamento reflete, essencialmente, a expansão estrutural do número de beneficiários da TSEE e os reajustes tarifários anuais projetados, que impõem pressão crescente e permanente sobre o orçamento público ao longo do período analisado.

A curva do REBE, por sua vez, inicia o horizonte de análise em R\$ 1,40 bilhão, com trajetória subsequente exibindo crescimento progressivo, porém com taxa

Figura 27 – *Orçamento CDE Acumulado versus REBE Acumulado no período de 2025 a 2050.*



Fonte: Elaborado pelo autor.

significativamente inferior à da CDE, encerrando o horizonte projetado em aproximadamente R\$ 8,8 bilhões.

A divergência entre as duas séries se consolida a partir de ago/2035–jul/2036, quando a curva da CDE supera definitivamente a do REBE e passa a crescer em ritmo substancialmente mais acelerado. Ao final do horizonte de análise, a diferença absoluta entre os custos acumulados dos dois modelos alcança aproximadamente R\$ 12,95 bilhões, o que corresponde a uma economia potencial de cerca de 59,65% em relação ao custo total projetado para a manutenção da política de subsídio tarifário no formato vigente.

Os resultados apresentados reforçam a viabilidade econômico-financeira do REBE, evidenciando que o programa é capaz de gerar economia orçamentária significativa em relação ao modelo vigente, independentemente da modalidade de captação de recursos adotada. A interpretação definitiva acerca da atratividade do investimento, contudo, requer a análise conjunta dos indicadores de VPL, TIR e *payback* descontado, que incorporam o efeito do valor do dinheiro no tempo e permitem a comparação direta entre os dois cenários estudados.

Diante disso, com base no fluxo de caixa projetado para o período de 2025/2026 a 2049/2050, procedeu-se à avaliação da viabilidade econômica do programa mediante a aplicação dos indicadores mencionados.

Adotou-se como TMA o percentual de 17% ao ano, compatível com projetos de infraestrutura energética de longo prazo e coerente com o custo de capital estimado para operações dessa natureza.

Valor Presente Líquido (VPL)

O resultado obtido para o Valor Presente Líquido foi:

$$\text{VPL} = \text{R\$ } 1.423.867.231,35$$

O VPL positivo indica que, ao descontar os fluxos futuros à taxa de 17% ao ano, o projeto gera valor econômico líquido superior a R\$ 1,42 bilhão, evidenciando criação de riqueza no horizonte analisado.

Taxa Interna de Retorno (TIR)

O valor encontrado para a Taxa Interna de Retorno foi:

$$\text{TIR} = 32,71\% \text{ a.a.}$$

Como:

$$\text{TIR} > \text{TMA} \quad (32,71\% > 17\%)$$

conclui-se que o projeto apresenta retorno superior ao custo de capital adotado, sendo economicamente atrativo.

Payback Descontado

Considerando a taxa mínima de atratividade de 17% ao ano, o investimento é recuperado em:

$$\text{Payback Descontado} = 7,82 \text{ anos}$$

O que corresponde aproximadamente ao ciclo 2039/2040. Esse resultado indica que a recuperação do capital investido ocorre em horizonte de médio a longo prazo, após mais da metade do período analisado.

Sob a ótica financeira, o *payback* descontado evidencia que a atratividade do programa depende da manutenção dos fluxos positivos projetados ao longo dos anos subsequentes, bem como da estabilidade das premissas macroeconômicas adotadas, especialmente da taxa de desconto utilizada.

Assim, embora o projeto apresente viabilidade econômica à taxa mínima de atratividade de 17% a.a., a recuperação do investimento não pode ser considerada imediata, sendo condicionada à efetiva realização das receitas estimadas e ao controle dos custos operacionais e financeiros ao longo do ciclo de implementação.

Interpretação Integrada dos Indicadores

A análise conjunta dos indicadores revela que:

- O projeto apresenta geração de valor econômico, evidenciada por um Valor Presente Líquido (VPL) positivo à taxa mínima de atratividade de 17% a.a.
- A Taxa Interna de Retorno (TIR) estimada em 32,71% a.a. supera a TMA adotada, indicando viabilidade financeira sob as premissas consideradas.
- O *payback* descontado de 7,82 anos indica que a recuperação do capital ocorre em horizonte de médio prazo, compatível com projetos estruturantes do setor de infraestrutura energética.

Importa destacar que os cálculos incorporam:

- Cenário com cortes de geração (*curtailment*);
- Custos de Operação e Manutenção (O&M);
- Substituição programada de inversores;
- Estrutura de financiamento do investimento inicial;
- Valor residual das usinas ao final do horizonte analisado.

Assim, os resultados demonstram que o Projeto de Lei nº 624/2023 mantém viabilidade econômico-financeira mesmo sob hipóteses mais desafiadoras, apresentando robustez estrutural no longo prazo.

4.8 Comparativo entre os cenários de demanda energética

Foram avaliados dois cenários distintos de projeção de fluxo de caixa:

- **Cenário 1** – Demanda normal de energia subsidiada (ausência de cortes);
- **Cenário 2** – Demanda aumentada de energia subsidiada em virtude de *curtailment*.

Ambos os cenários foram avaliados considerando uma TMA de 17% ao ano e um horizonte de 25 anos. Foram obtidos os resultados apresentados na Tabela 12:

Observa-se que o segundo cenário apresenta um investimento inicial superior, decorrente da ampliação da capacidade instalada para absorver o corte de geração (*curtailment*).

A Tabela 12 apresenta o comparativo dos principais indicadores de viabilidade econômica entre os dois cenários analisados: o *Cenário 1*, correspondente à demanda normal, e o *Cenário 2*, associado à estratégia de mitigação de *curtailment*.

Tabela 12 – *Comparativo das métricas de viabilidade econômica para os dois cenários considerados.*

Indicador	Cenário 1	Cenário 2
	(Demanda Normal)	(Mitigação de Curtailment)
Investimento Inicial	-R\$ 942.837.049	-R\$ 1.071.477.049
VPL (17%)	≈ R\$ 1,72 bilhão	≈ R\$ 1,43 bilhão
TIR	≈ 38,29% a.a.	≈ 32,71% a.a.
Payback Descontado	≈ 5,30 anos	≈ 7,82 anos

Fonte: Elaborado pelo autor.

Observa-se, que ambos os cenários apresentam indicadores compatíveis com a viabilidade econômica do projeto, uma vez que os respectivos Valores Presentes Líquidos (VPL) são positivos e as Taxas Internas de Retorno (TIR) superam a Taxa Mínima de Atratividade (TMA) de 17% ao ano. Esse resultado indica que, em ambos os casos, o empreendimento é capaz de gerar retorno econômico superior ao custo de oportunidade do capital adotado como referência.

O *Cenário 1*, estruturado sob a condição de demanda normal, apresenta investimento inicial inferior, estimado em aproximadamente R\$ 942,8 milhões. Essa menor exigência de capital se reflete em indicadores financeiros mais favoráveis no curto e médio prazo, com TIR aproximada de 38,29% ao ano e Payback Descontado de cerca de 5,30 anos. Tais resultados indicam maior velocidade de recuperação do capital investido e maior rentabilidade relativa, tornando esse cenário particularmente atrativo sob a ótica da prudência financeira e da menor exposição inicial de recursos públicos.

Por sua vez, o *Cenário 2*, voltado à mitigação de *curtailment*, exige investimento inicial mais elevado, da ordem de R\$ 1,07 bilhão, o que contribui para reduzir sua taxa interna de retorno e alongar o prazo de recuperação descontada do capital, estimado em aproximadamente 7,82 anos.

Dessa forma, a comparação evidencia que, após a organização e reavaliação dos dados, o *Cenário 1* se mostra mais favorável no contexto analisado, sobretudo quando se priorizam critérios como menor aporte inicial, maior TIR e recuperação mais rápida do capital.

O *Cenário 2*, por sua vez, permanece como uma alternativa relevante. Apesar de apresentar maior comprometimento de capital e retorno mais dilatado no tempo, o cenário demonstra elevada viabilidade, uma vez que seus indicadores e

resultados são obtidos a partir de um modelo que pressupõe um corte energético de 20%.

Assim, os resultados reforçam que ambos os cenários são economicamente defensáveis, porém atendem a lógicas distintas de decisão pública. O *Cenário 1* revela-se mais aderente à racionalidade de eficiência econômica, sustentabilidade fiscal e menor risco, enquanto o *Cenário 2* se alinha a uma perspectiva de otimização estrutural e maximização dos benefícios econômicos de longo prazo, ainda que com menor competitividade no cenário avaliado, mas uma projeção mais próxima a realidade praticada no mercado atualmente, em decorrência dos cortes energéticos.

4.8.1 Validação dos Indicadores em $t = 0$ (TMA = 17% a.a.)

Para evitar inconsistências, adotou-se a convenção temporal em que o primeiro fluxo de caixa informado corresponde ao investimento inicial no instante $t = 0$ (isto é, FC_0), e os demais valores correspondem aos fluxos anuais subsequentes (FC_t , com $t = 1, \dots, 24$).

Considerando o Cenário 1, aplicando-se $r = 17\%$ aos fluxos informados, obteve-se:

$$VPL_{\text{base}}(17\%) = \text{R\$ } 1.715.145.011, 26$$

A TIR, definida como a taxa que zera o VPL, resultou em:

$$TIR_{\text{base}} = 38,29\% \text{ a.a.}$$

O *payback* descontado (quando o somatório acumulado dos fluxos descontados torna-se não negativo) ocorre entre o 5º e o 6º ano, com interpolação aproximada de:

$$PB_{\text{desc, Cenário 1}} \approx 5,30 \text{ anos}$$

Já para o Cenário 2, mantida a convenção em $t = 0$, o VPL calculado foi:

$$VPL_{\text{Cenário 2}}(17\%) = \text{R\$ } 1.423.867.231,35$$

A TIR correspondente foi:

$$TIR_{\text{curt}} = 38,29\% \text{ a.a.}$$

O *payback* descontado ocorre entre o 5º e o 6º ano, com interpolação aproximada de:

$$PB_{\text{desc, Cenário 2}} \approx 32,71 \text{ anos}$$

4.8.2 Comparativo dos Resultados (TMA = 17% a.a.)

O comparativo dos resultados, considerando TMA = 17% a.a., é apresentado na Tabela 13.

Tabela 13 – *Indicadores econômico-financeiros por cenário (convenção em $t = 0$).*

Indicador	Cenário-base	Cenário com <i>curtailment</i>
VPL (17%)	R\$ 1.715.145.011, 26	R\$ 1.423.867.231,35
TIR	38,29% a.a.	32,71% a.a.
Payback descontado	5,30 anos	7,82 anos

Fonte: Elaborado pelo autor.

Observa-se que a introdução do cenário de *curtailment* reduz o VPL e a TIR e alonga o *payback* descontado, refletindo o aumento dos dispêndios necessários para recompor a energia líquida disponível. Ainda assim, como $TIR_{\text{Cenário 2}} > TMA$ e $VPL_{\text{Cenário 2}} > 0$, o projeto permanece economicamente viável sob a taxa mínima de atratividade de 17% a.a.

Para verificar, além dos dados econômicos, estabeleceu-se um quadro comparativo das políticas públicas que incidem sobre o presente trabalho, apresentado no Quadro 3.

O modelo tradicional da TSEE baseia-se em descontos por faixa de consumo, resultando em um custo fiscal elevado e contínuo, integralmente suportado pela Conta de Desenvolvimento Energético (CDE). A MP 1.300/2025 expande a inclusão social ao isentar de cobranças os consumos de até 80 kWh mensais, contudo, agrava a sustentabilidade do sistema ao aumentar a dependência orçamentária da CDE em um horizonte de revisão anual.

Em contraste, o PL 624/2023, que institui o Programa REBE, converte a despesa de custeio contínuo em ativo permanente ao compensar o consumo por meio de geração fotovoltaica distribuída. Esta abordagem reduz a pressão sobre os fundos setoriais e promove a justiça energética a longo prazo, assegurando uma infraestrutura limpa para a população vulnerável ao longo da vida útil estimada dos painéis (cerca de 25 anos).

Quadro 3 – *Comparação entre TSEE, MP 1300/2025 e PL 624/2023*

Critério	TSEE (atual)	MP 1300/2025	PL 624/2023
Benefício direto	Desconto progressivo por faixa de consumo	Isenção até 80 kWh/mês	Energia compensada por geração FV
Custo fiscal	Elevado e crescente	Ainda maior, pelo aumento da isenção	Conversão em ativo permanente (usinas FV)
Sustentabilidade	Dependente da CDE	Amplia dependência da CDE	Reduz dependência e cria infraestrutura
Inclusão social	Garantida	Ampliada	Garantida com justiça energética
Horizonte temporal	Anual, sujeito a revisão	Anual, sujeito a revisão	Longo prazo (25 anos)

Fonte: Elaborado pelo autor

Considerações finais

O presente trabalho partiu da constatação de que o modelo vigente de subsídio tarifário à energia elétrica para famílias de baixa renda no Brasil, estruturado em torno da Tarifa Social de Energia Elétrica (TSEE) e, recentemente, ampliado pela Medida Provisória nº 1.300/2025, configura uma despesa pública de caráter corrente, crescente e sem horizonte definido de encerramento.

Diante desse cenário, a análise ex-ante do Programa Renda Básica Energética (REBE), proposto pelo Projeto de Lei nº 624/2023, buscou investigar se é possível transformar esse gasto contínuo em um investimento estruturante, capaz de garantir, com prazo de amortização definido, o acesso à energia elétrica às famílias em situação de vulnerabilidade social cadastradas no CADÚnico no estado de Goiás.

Para tanto, foram mobilizados dados históricos da ANEEL entre 2019 e 2025, técnicas de aprendizagem de máquina para projeção da demanda energética subsidiada, metodologias de dimensionamento de sistemas fotovoltaicos e indicadores clássicos de viabilidade econômico-financeira, aplicados em dois cenários distintos de demanda: o cenário base e o cenário de restrição operacional por *curtailment*.

Os resultados obtidos, apresentados e discutidos, permitem agora formular considerações sobre a viabilidade do REBE, suas implicações para a política pública energética e as contribuições desta pesquisa para o debate sobre justiça energética e transição justa no Brasil.

A análise econômico-financeira demonstrou que o REBE apresenta desempenho satisfatório nos principais indicadores utilizados na avaliação de investimentos públicos e privados. Conforme apresentado na síntese dos resultados da análise de viabilidade econômica, o Valor Presente Líquido (VPL) permanece positivo quando calculado com base na Taxa Mínima de Atratividade (TMA) adotada neste estudo, em ambos os cenários avaliados.

Esse resultado indica que o fluxo de benefícios futuros do programa supera o custo de oportunidade do capital, o que sinaliza que a proposta apresenta retorno econômico superior ao cenário de manutenção do modelo atual de subsídio tarifário.

A Taxa Interna de Retorno (TIR) obtida é superior à TMA considerada na análise, reforçando a atratividade econômica do investimento e demonstrando a viabilidade financeira do projeto. Tal resultado sugere que a substituição do modelo de subsídio recorrente por investimentos em infraestrutura de geração renovável pode representar uma alternativa economicamente viável e financeiramente sustentável ao longo do horizonte analisado.

O indicador de *Payback* descontado também revelou um prazo de recuperação do investimento compatível com a vida útil dos sistemas fotovoltaicos considerados na modelagem. Esse resultado contribui para a percepção de segurança financeira do programa, indicando que os recursos investidos podem ser recuperados em um prazo razoável, ao mesmo tempo em que se mantêm os benefícios sociais associados à política pública.

Esses resultados respondem diretamente à pergunta de pesquisa formulada para esta pesquisa, ao demonstrar que é possível estruturar um modelo capaz de conciliar eficiência econômica, sustentabilidade ambiental e inclusão social.

A proposta analisada evidencia que a utilização de fontes renováveis, especialmente a energia solar fotovoltaica, pode ser integrada a políticas públicas de combate à pobreza energética, ampliando o acesso à energia limpa para famílias de baixa renda e reduzindo a dependência de subsídios governamentais permanentes. Além disso, os resultados indicam que a substituição gradual do modelo atual de subsídio tarifário por investimentos em geração distribuída compartilhada pode contribuir para uma mudança estrutural no sistema de financiamento das políticas energéticas.

Enquanto o modelo vigente da TSEE depende de transferências contínuas de recursos da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), a proposta analisada direciona esses mesmos recursos para investimentos em ativos de geração renovável, capazes de gerar benefícios energéticos e financeiros ao longo de toda a vida útil dos empreendimentos.

Outro aspecto relevante evidenciado pela análise refere-se à capacidade do programa de alinhar objetivos sociais e ambientais. Ao promover a expansão da geração de energia solar fotovoltaica associada a políticas de inclusão social, o REBE contribui simultaneamente para o enfrentamento da pobreza energética e para o avanço da transição energética no país.

Dessa forma, a proposta apresenta aderência às diretrizes internacionais relacionadas ao desenvolvimento sustentável, especialmente às metas estabelecidas no âmbito da Agenda 2030 das Nações Unidas, com destaque para o Objetivo de Desenvolvimento Sustentável nº 7, que busca assegurar acesso universal, confiável, sustentável e moderno à energia.

A análise realizada também demonstra que a viabilidade econômica do programa está diretamente relacionada à adequada estruturação do financiamento inicial e à gestão eficiente da implantação das usinas fotovoltaicas.

Nesse sentido, a possibilidade de utilizar mecanismos de financiamento público, especialmente por meio de instituições como o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), surge como um elemento estratégico para viabilizar a implementação do programa em larga escala.

Os resultados obtidos nesta pesquisa indicam que a proposta analisada não se limita à substituição de um modelo de subsídio tarifário por outro instrumento de política pública. Mas, na realidade, há uma mudança estrutural na forma de enfrentar a pobreza energética, ao transformar despesas públicas recorrentes em investimentos capazes de gerar benefícios sociais, econômicos e ambientais de longo prazo.

Assim, conclui-se que o Programa Renda Básica Energética apresenta potencial para se consolidar como uma política pública inovadora no campo da transição energética justa, contribuindo para a redução das desigualdades no acesso à energia, para a promoção do desenvolvimento sustentável e para a construção de um modelo energético mais inclusivo e resiliente no Brasil.

5.1 Contribuições do Trabalho

Este trabalho apresenta contribuições relevantes em diferentes dimensões. No campo acadêmico, propõe um modelo de avaliação da viabilidade de projetos de geração distribuída voltados ao atendimento de famílias de baixa renda, fundamentado em indicadores clássicos de análise de investimentos: Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR) e *Payback* descontado, adaptados ao contexto institucional e regulatório do setor elétrico brasileiro, conforme detalhado no Capítulo 3.

Essa abordagem contribui para ampliar a literatura nacional sobre a viabilidade econômica e social de políticas públicas voltadas à expansão da geração de energia renovável.

No plano prático, os resultados apresentados oferecem subsídios técnicos para a formulação de políticas públicas voltadas à redução da pobreza energética e à ampliação do acesso à energia limpa. A análise realizada fornece evidências que podem orientar gestores públicos na tomada de decisão sobre investimentos em energia solar fotovoltaica, especialmente como alternativa à manutenção ou à reformulação do modelo atual de subsídio, representado pela Tarifa Social de Energia Elétrica.

Além disso, a pesquisa contribui para o debate sobre a viabilidade de programas de geração distribuída voltados a populações em situação de vulnerabilidade social, demonstrando que a utilização de recursos atualmente destinados ao subsídio tarifário pode ser direcionada a investimentos em infraestrutura energética renovável.

Nesse sentido, os resultados obtidos no Capítulo 4 indicam que programas estruturados de geração distribuída podem contribuir simultaneamente para a redução da vulnerabilidade energética e para o fortalecimento da segurança energética em comunidades de baixa renda.

Ao integrar aspectos técnicos, econômicos e sociais, o estudo promove a articulação entre as dimensões de sustentabilidade, inclusão social e gestão fiscal, em consonância com os objetivos estabelecidos na introdução desta dissertação. A análise evidencia que políticas públicas voltadas à transição energética podem ser estruturadas de modo a conciliar eficiência econômica, justiça social e responsabilidade ambiental.

Outro aspecto relevante refere-se ao fortalecimento da transparência e da previsibilidade institucionais. Ao estabelecer regras claras para o custeio do programa, a compensação de energia, a atuação dos órgãos reguladores e os critérios de elegibilidade dos beneficiários, o marco regulatório tende a reduzir incertezas, fortalecer a segurança jurídica e ampliar as condições de controle social e institucional das políticas públicas.

Adicionalmente, a definição de mecanismos de monitoramento e avaliação permite acompanhar a implementação do programa ao longo do tempo, possibilitando a mensuração dos resultados, a identificação de eventuais distorções e o aprimoramento contínuo da política pública.

Dessa forma, o produto técnico desenvolvido nesta dissertação não se limita a uma proposição normativa abstrata, mas constitui uma proposta aplicada, fundamentada em evidências empíricas, análises econômicas e referenciais legais, com potencial para subsidiar decisões do Poder Legislativo, do Poder Executivo e dos órgãos reguladores no processo de formulação de políticas públicas voltadas ao enfrentamento da pobreza energética no Brasil.

5.2 Limitações e Recomendações para Estudos Futuros

Apesar dos resultados positivos e promissores apresentados nesta pesquisa, algumas limitações devem ser reconhecidas. A análise desenvolvida concentrou-

se prioritariamente nos aspectos econômico-financeiros da proposta, considerando hipóteses simplificadoras sobre os custos de implantação, operação e manutenção dos sistemas fotovoltaicos, bem como as projeções de evolução das tarifas de energia elétrica e da inflação ao longo do período analisado, conforme descrito na metodologia apresentada no Capítulo 3.

Nesse sentido, o estudo não contemplou análises técnicas aprofundadas de engenharia elétrica, tais como a viabilidade detalhada de conexão das usinas à rede de distribuição, a avaliação de eventuais limitações da infraestrutura elétrica existente ou os impactos operacionais decorrentes da inserção de geração distribuída em larga escala, bem como a compensação energética e os custos submetidos a esse modelo compensatório, tendo em vista que a proposição de marco regulatório, produto técnico dessa dissertação, propõe a isenção dos custos relacionados as tarifas de utilização da rede elétrica para os beneficiários ao programa renda básica.

Da mesma forma, não foram desenvolvidos estudos ambientais específicos sobre a implantação das usinas solares, nem análises detalhadas da variabilidade sazonal da geração fotovoltaica, fatores que podem influenciar o desempenho energético e econômico dos empreendimentos ao longo do tempo.

Outra limitação refere-se à modelagem financeira adotada, que considerou parâmetros médios de financiamento e de custos para fins de projeção econômica. Não foram explorados cenários diferenciados de financiamento segmentados por perfis regionais, estruturas tarifárias específicas ou características socioeconômicas dos beneficiários, o que poderia contribuir para ampliar a precisão dos indicadores financeiros apresentados no Capítulo 4.

Diante dessas limitações, recomenda-se que pesquisas futuras avancem na realização de análises de sensibilidade mais abrangentes, incorporando diferentes cenários de custos, variações tarifárias e condições de financiamento. Estudos adicionais também podem incluir avaliações técnicas mais detalhadas da infraestrutura elétrica necessária à implementação do programa, bem como simulações de diferentes cenários regulatórios no âmbito do setor elétrico brasileiro.

Adicionalmente, sugere-se o desenvolvimento de modelagens financeiras mais sofisticadas, que considerem instrumentos híbridos de financiamento, parcerias público-privadas ou mecanismos de mercado voltados ao financiamento da transição energética, ampliando a robustez das análises e contribuindo para a formulação de políticas públicas mais eficientes.

Por fim, recomenda-se que futuras pesquisas incorporem avaliações mais aprofundadas dos impactos sociais e ambientais associados à implementação do programa em larga escala. Nesse contexto, podem ser considerados indicadores relacionados à geração de empregos locais, à redução das emissões de gases de efeito

estufa, à diminuição da pobreza energética e à melhoria da qualidade de vida das famílias beneficiadas.

A incorporação desses elementos permitiria ampliar a compreensão dos efeitos sistêmicos da proposta, consolidando uma abordagem integrada entre desenvolvimento social, sustentabilidade ambiental e política energética.

5.3 Considerações sobre os Produtos Técnicos

Como desdobramento desta pesquisa, foram desenvolvidos dois produtos técnicos complementares, alinhados ao caráter aplicado do estudo.

O primeiro consiste em um software de análise e simulação, denominado REBE-Sim, implantado em ambiente de nuvem. A ferramenta permite que usuários, mesmo sem domínio de linguagem de programação, reproduzam integralmente as análises realizadas nesta dissertação, incluindo o cálculo de indicadores como Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR), Payback descontado e a geração de gráficos de fluxo de caixa. Além disso, possibilita a parametrização de variáveis como taxa mínima de atratividade, custo de implantação por kWp, horizonte temporal e crescimento da demanda.

O aplicativo integra modelos de aprendizagem de máquina para projeção da demanda energética subsidiada, dimensionamento de sistemas fotovoltaicos e cálculo de viabilidade econômico-financeira. Como resultado, gera relatórios automatizados em formato PDF, contendo tabelas e gráficos, permitindo que técnicos e gestores públicos adaptem os cenários às especificidades de diferentes contextos institucionais e regionais.

O segundo produto técnico consiste na proposição de um marco regulatório de combate à pobreza energética, apresentado no Apêndice B correspondente. Essa proposta busca consolidar diretrizes, princípios, fontes de financiamento, mecanismos de governança, monitoramento e avaliação voltados à implementação de políticas públicas de energia renovável destinadas às populações de baixa renda.

Do ponto de vista do debate público, a proposição de um marco regulatório apresenta contribuições relevantes. Primeiramente, qualifica o debate legislativo ao oferecer uma proposta tecnicamente fundamentada, alinhada à legislação vigente e aos compromissos internacionais assumidos pelo Brasil. Além disso, contribui para reduzir a fragmentação normativa do setor energético, ao integrar, em um único instrumento legal, aspectos atualmente dispersos entre políticas de subsídio tarifário, programas sociais e incentivos à geração distribuída.

Com base nas análises econômicas, regulatórias e sociais desenvolvidas ao longo desta dissertação, o marco regulatório propõe diretrizes para a implementação

do Programa Renda Básica Energética (REBE), incluindo critérios de elegibilidade, mecanismos de financiamento e instrumentos de governança. Diferentemente do modelo vigente, a proposta estabelece a compensação integral da energia elétrica gerada e consumida pelas unidades beneficiárias, afastando a incidência de encargos tarifários sobre a parcela compensada.

A elaboração da minuta está fundamentada nos princípios da justiça energética, da transição energética justa e da universalização do acesso à energia elétrica, incorporando evidências empíricas provenientes de simulações, projeções populacionais e análises de impacto orçamentário. O texto normativo também contempla aspectos ambientais relevantes, ao priorizar fontes renováveis e estratégias de mitigação de emissões de gases de efeito estufa, alinhando-se aos compromissos nacionais e internacionais de sustentabilidade.

Ressalta-se que a proposta não pretende esgotar o debate legislativo, mas contribuir de forma qualificada para a formulação de políticas públicas baseadas em evidências, oferecendo subsídios técnicos para o aprimoramento do marco legal vigente. Nesse sentido, consolida os achados da pesquisa e reforça o potencial do REBE como instrumento estruturante para a promoção da equidade social, da modicidade tarifária e do desenvolvimento sustentável.

No campo institucional, a validação do marco regulatório pode ocorrer por meio de sua apresentação a órgãos estratégicos, como o Ministério de Minas e Energia, o Ministério do Desenvolvimento e Assistência Social, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e comissões temáticas do Congresso Nacional. A interlocução com essas instituições permite avaliar a aderência normativa, a viabilidade regulatória e os impactos orçamentários da proposta, além de identificar eventuais ajustes para sua implementação.

Adicionalmente, a validação pode ser fortalecida por meio de consultas técnicas, audiências públicas e grupos de trabalho interinstitucionais, ampliando a participação de especialistas, gestores públicos e representantes da sociedade civil. Esse processo contribui para o aperfeiçoamento do instrumento normativo e para sua legitimidade como política pública orientada pela inclusão social.

No âmbito acadêmico, a dissertação servirá de base para a produção de artigos científicos a serem submetidos a periódicos nacionais e internacionais nas áreas de políticas públicas, economia da energia e sustentabilidade. A divulgação dos resultados permitirá a validação pelos pares e a ampliação do debate sobre a substituição de subsídios tarifários por modelos estruturais baseados em geração distribuída de energia renovável. O REBE-Sim será disponibilizado como material suplementar, promovendo transparência metodológica e reprodutibilidade dos resultados.

Por fim, a disseminação dos achados também ocorrerá por meio de congres-

sos, seminários e eventos científicos, possibilitando o intercâmbio de experiências e a incorporação de contribuições críticas. Dessa forma, a validação da dissertação e de seus produtos técnicos se dá de maneira integrada, combinando avaliação acadêmica, diálogo institucional e difusão científica, reforçando seu potencial de impacto na formulação e no aprimoramento das políticas públicas de combate à pobreza energética no Brasil.

Referências

ABSOLAR. **Infográfico ABSOLAR nº 82: Energia Solar Fotovoltaica no Brasil**. 2025. <https://www.absolar.org.br/>. Atualizado em 12 de agosto de 2025. Acesso em: 15 set. 2025. 34

Agência Cora Coralina de Notícias. **Nova Tarifa Social de Energia começa a valer no sábado**. 2025. Acesso em: 10 jul. 2025. Disponível em: <https://agenciakoradenoticias.go.gov.br/159407-nova-tarifa-social-de-energia-comeca-a-valer-sabado>. 47

Agência EBC. **Geração de energia solar alcança dois novos recordes no mês de junho**. 2024. Acesso em: 6 ago. 2025. Disponível em: <https://agenciagov.ebc.com.br/noticias/202407/geracao-de-energia-solar-alcanca-dois-novos-records-no-mes-de-junho>. 35

Agência Gov / EBC. **Com aumento de 10,9 GW em 2024, matriz elétrica nacional bate recorde histórico**. janeiro 2025. Acesso em 17 set. 2025. Disponível em: <https://agenciagov.ebc.com.br/noticias/202501/matriz-eletrica-teve-aumento-de-10-9-gw-em-2024-maior-expansao-da-serie-historica>. 35

Agência Internacional de Energia. **World Energy Outlook 2022**. 2022. <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2022>. Accessed: 2025-07-23. 40

Agência Internacional de Energia (AIE). **Recomendações da Comissão Global sobre Transições de Energia Limpa Centradas nas Pessoas**. 2021. Paris: AIE. Licença: CC BY 4.0. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/recommendations-of-the-global-commission-on-people-centred-clean-energy-transitions>. 25

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **SCS - Sistema de Controle de Subvenções e Programas Sociais**. ANEEL, abr 2025. Portal de Dados Abertos. Acessado em: 2026-02-11. Disponível em: <https://dadosabertos.aneel.gov.br/dataset/scs-sistema-de-controle-de-subvencoes-e-programas-sociais>. 57

Agência Nacional de Energia Elétrica. **SCS - Sistema de Controle de Subvenções e Programas Sociais**. 2026. <https://dadosabertos.aneel.gov.br/dataset/scs-sistema-de-controle-de-subvencoes-e-programas-sociais>.

Dados abertos da ANEEL. Acesso em: 22 fev. 2026. 79, 80, 82

ANASTASOPOULOS, L Jason; WHITFORD, Andrew B. Machine learning for public administration research, with application to organizational reputation. **Journal of Public Administration Research and Theory**, Oxford University Press US, v. 29, n. 3, p. 491–510, 2019. 52

ANEEL. **Subsidiômetro**. 2025. Site da ANEEL – Portal de Relatórios Abertos. Acesso em 07 de agosto de 2025. Disponível em: <https://portalrelatorios.aneel.gov.br/luznatarifa/subsidiometro>. 42, 46

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica –. **Nota Técnica sobre o impacto da CDE nas tarifas de energia em 2023**. 2023. <https://www.aneel.gov.br>. Acesso em 28 jul. 2025. 41, 42

_____. **Relatório de Gestão da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE**. 2024. <https://www.aneel.gov.br>. Acesso em 28 jul. 2025. 41, 42

AUGUSTO, Carlos. **Governo Lula amplia Tarifa Social de Energia e beneficia 6,18 milhões de baianos**. 2025. Acesso em: 15 set. 2025. Disponível em: <https://jornalgrandebahia.com.br/2025/06/governo-lula-amplia-tarifa-social-de-energia-e-beneficia-618-milhoes-de-baianos/>. 43

Banco Central do Brasil. **Resolução CMN nº 4.918, de 24 de junho de 2021: Fixa a meta para a inflação e seu intervalo de tolerância para o ano de 2024**. jun. 2021. https://www.bcb.gov.br/estabilidadefinanceira/resolucoes_cmn. Acesso em: 10 jul. 2025. 87

_____. **Taxa Selic – Taxa básica de juros da economia brasileira**. 2025. Disponível em: <https://www.bcb.gov.br/controleinflacao/taxaselic>. 76

BARBOSA, Juliana Pacheco; SARAIVA, Joisa Dutra; SEIXAS, Julia. Solar energy policy to boost brazilian power sector. **International Journal of Climate Change Strategies and Management**, Emerald Publishing Limited, v. 12, n. 3, p. 349–367, 2020. 27

BARBOSA, Karine Fabiane Kraemer. **Análise ex ante dos programas de inclusão produtiva rural sob a ótica do policy design**. Dissertação (Mestrado Profissional em Avaliação e Monitoramento de Políticas Públicas). Orientador:

Roberto Wagner da Silva Rodrigues. Dissertação (Mestrado) — Escola Nacional de Administração Pública (ENAP), Brasília, DF, 2023. 48

BARBOSA, Paulo André Manhães; SANTOS, Isabela Almeida dos; SILVA, Maria Micheliana da Costa. Pobreza energética: Uma análise para os domicílios do Brasil rural e urbano. **Revista Brasileira de Estudos Regionais e Urbanos**, v. 19, n. 4, p. 505–533, 2025. Disponível em: <https://revistaaber.org.br/rberu>. 23

BNDES FINEM. **Crédito para projetos Direto**. s.d. Acesso em: 08 set. 2025. Disponível em: <https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/financiamento/bndes-finem>. 94

BOUZAROVSKI, Stefan; PETROVA, Saska. A global perspective on domestic energy deprivation: Overcoming the energy poverty–fuel poverty binary. **Energy Research & Social Science**, v. 10, p. 31–40, 2015. 42

BOX, George E. P.; JENKINS, Gwilym M.; REINSEL, Gregory C.; LJUNG, Greta M. **Time Series Analysis: Forecasting and Control**. Hoboken: Wiley, 2015. 53

BRASIL. **Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002**. 2002. https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/2002/110438.htm. Institui a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) e dá outras providências. 41, 42

_____. **Decreto nº 9.022, de 31 de março de 2017**. 2017. https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2015-2018/2017/decreto/d9022.htm. Consolida normas sobre a CDE e outras entidades do setor elétrico. 41, 42

_____. **Projeto de Lei nº 624, de 23 de fevereiro de 2023**. 2023. Congresso Nacional. Dispõe sobre o financiamento e a instalação de sistema de energia fotovoltaica para consumidores de baixa renda beneficiários da tarifa social; institui o Programa Renda Básica Energética (Rebe); e altera as Leis nº 10.438/2002, 14.182/2021 e 14.300/2022. Apresentado pelo Deputado Domingos Neto (PSD–CE). Disponível em: <https://www.congressonacional.leg.br/materias/materias-bicamerais/-/ver/pl-624-2023>. 24

CALILI, Rodrigo Flora; SERMARINI, Anna Carolina de Paula; AZEVEDO, João Henrique Paulino; ALBUQUERQUE, Vanessa Cardoso de; GONÇALVES, Felipe; JANNUZZI, Gilberto. Distributed energy resources in low-income communities: A public policy proposal for Brazil. **SSRN**, 2023. Acesso em: 06 jan. 2025. Disponível em: <https://ssrn.com/abstract=4534507>. 25

Canal Solar. **Dez estados já superam 1 GW em geração solar distribuída**. 2024. <https://canalsolar.com.br/estados-geracao-solar-distribuida/>. Acesso em: 31 ago. 2025. 37, 39

CARDOSO, Juciana Nunes; RODRIGUES, Diana Cruz; LUCENA, Bruno Rafael Dias de; MONTEIRO, Sandra Maria Costa. Intersections between public energy management and social inequalities: An assessment of the socioeconomic inclusion program in Pará from the perspective of integrated resource planning (irp). **Electronic Journal “Fórum Ambiental da Alta Paulista”**, v. 21, n. 1, 2025. Disponível em: https://publicacoes.amigosdanatureza.org.br/index.php/forum_ambiental/article/view/5595. 27

CARSTENS, Danielle Denes dos Santos; CUNHA, Sieglinde Kindl da. Challenges and opportunities for the growth of solar photovoltaic energy in Brazil. **Energy Policy**, Elsevier, v. 125, n. C, p. 396–404, 2019. Disponível em: <https://ideas.repec.org/a/eee/enepol/v125y2019icp396-404.html>. 37

Casa Civil da Presidência da República. **Avaliação de Políticas Públicas: Guia Prático de Análise Ex Ante**. Brasília: Ipea, 2018. 192 p. Il., gráfs., mapa color. 49, 50

CHICCO, Davide; WARRENS, Matthijs J; JURMAN, Giuseppe. The coefficient of determination R-squared is more informative than SMAPE, MAE, MAPE, MSE and RMSE in regression analysis evaluation. **PeerJ computer science**, PeerJ Inc., v. 7, p. e623, 2021. 83

CMAP. **Relatório de Avaliação Conta de Desenvolvimento Energético - CDE - Ciclo 2019**. Brasília: [s.n.], 2019. Acesso em: 24 out. 2024. Disponível em: https://www.gov.br/planejamento/pt-br/aceso-a-informacao/participacaosocial/conselhos-e-orgaos-colegiados/cmap/politicas/2019/subsidios/relatorio_avaliacaocmas-2019-cde.pdf. 26

Comissão Europeia. **Objectives and Scope of the Ex-ante Evaluation**. 2005. Working Paper. Disponível em: <https://1library.net/document/objectives-and-scope-of-the-ex-ante-evaluation>. 49

CRIBB, Andre Yves. Uma abordagem integrativa de avaliação da inovação. *In: Conferencia Iberoamericana en Sistemas, Cibernética e Informática, 13. & Symposium Iberoamericano en Educación, Cibernética e Informática, 11., 2014, Orlando*. Winter Garden: International Institute of Informatics and Systemics, 2014. p. 200–205. 51

DEPUTADOS, Brasil. Câmara dos. **Parecer de plenário pelas Comissões ao Projeto de Lei nº 624, de 2023, e seu apensado, o Projeto de Lei nº 4.449/2023**. 2024. Brasília: Câmara dos Deputados. Relator: Deputado Lafayette de Andrada. Disponível em: <https://www.congressonacional.leg.br/materias/materias-bicamerais/-/ver/pl-624-2023>. 25

DHANDA, Sumit Singh; PANWAR, Deepak; LIN, Chia-Chen; SHARMA, Tarun Kumar; RASTOGI, Deependra; BINDEWARI, Shantanu; SINGH, Anand; LI, Yung-Hui; AGARWAL, Neha; AGARWAL, Saurabh. Advancement in public health through machine learning: a narrative review of opportunities and ethical considerations. **Journal of Big Data**, Springer, v. 12, n. 1, p. 154, 2025. 52

Enel Green Power. **Energias renováveis: fontes e tipos de energia**. 2023. <https://www.enelgreenpower.com/pt/learning-hub/energias-renovaveis>. Acesso em: 31 ago. 2025. 33

Equatorial Energia. **Valor de tarifas e serviços – Residencial Baixa Renda**. 2025. Acesso em: 11 jun. 2025. Disponível em: <https://go.equatorialenergia.com.br/valor-de-tarifas-e-servicos/#residencial-baixa-renda>. 46, 87

_____. **Valor de Tarifas e Serviços — Residencial Baixa Renda**. 2025. Acesso em: 22 fev. 2026. Disponível em: <https://go.equatorialenergia.com.br/valor-de-tarifas-e-servicos/#residencial-baixa-renda>. 87

FEBRABAN. **Sistemas de amortização e operações de crédito**. 2022. Federação Brasileira de Bancos. Acesso em: 9 fev. 2026. Disponível em: <https://www.febraban.org.br>. 71, 72

FILGUEIRAS, Fernando. Inteligencia artificial e politicas publicas: desafios epistemicos e institucionais. **Revista do Servico Publico**, v. 73, n. 1, p. 7–28, 2022. 53, 54

_____. **Artificial Intelligence and Public Policy**. Paris: Organisation for Economic Co-operation and Development, 2024. 52

FILHO, Aloisio S Nascimento; BORGES, Toni; SALVADOR, Hugo; FERREIRA, Paulo; SABA, Hugo. Renewable sources to promote well-being in poor regions of brazil. **Frontiers in Physics**, Frontiers Media SA, v. 10, p. 1048721, 2022. 27

FILHO, Edison Benedito da Silva; HOMSY, Guilherme Vampré. Análise de custo-benefício das propostas de alteração do programa tarifa social de energia elétrica. **Radar: Tecnologia, Produção e Comércio Exterior**, Instituto de Pesquisa

Econômica Aplicada (Ipea), v. 64, p. 30, dez 2020. Permite a reprodução desde que citada a fonte, reproduções para fins comerciais são proibidas. Disponível em: <http://repositorio.ipea.gov.br/handle/11058/10346>. 24, 43

FÉLIX, Daniel da Silva; TEIXEIRA, Lucas Emannuel Silva; CANÇADO, Ailton Cardoso. Tarifa social de energia elétrica: uma revisão de literatura. **Revista Direitos Sociais e Políticas Públicas [Recurso Eletrônico]**, Bebedouro, SP, v. 9, n. 1, jan 2021. Acesso em: 27 maio 2021. Disponível em: <https://dspace.almg.gov.br/handle/11037/40582>. 44

GASPARIN, Fernanda Bach; LIMA, Victória Oliveira Diaz; MICHELETTI, Débora Hungaro; BURINA, Eduardo Lucas Konrad. A influência de políticas públicas para o progresso da geração solar fotovoltaica e diversificação da matriz energética brasileira. **Revista Virtual de Química**, Sociedade Brasileira de Química, v. 14, n. 1, p. 77–81, 2022. 35

GAUSS, Carl Friedrich. **Theoria motus corporum coelestium in sectionibus conicis solem ambientium**. [S.l.]: FA Perthes, 1877. 67

GÉRON, Aurélien. **Mãos à Obra: Aprendizado de Máquina com Scikit-Learn e TensorFlow**. Rio de Janeiro: Alta Books, 2019. 51, 52, 53

GOULARTE, Kemily Monteiro Cardoso; MUNIZ, Pablo Rodrigues; NUNES, Reginaldo Barbosa. Tarifa social de energia elétrica: análise crítica e propostas de adequação. **REVISTA DELOS**, v. 17, n. 60, p. e2041, out. 2024. Disponível em: <https://ojs.revistadelos.com/ojs/index.php/delos/article/view/2041>. 24

GOULARTE, K. M. C.; MUNIZ, P. R.; NUNES, R. B. Tarifa social de energia elétrica: análise crítica e propostas de adequação. **REVISTA DELOS**, v. 17, n. 60, p. e2041, 2024. Disponível em: <https://doi.org/10.55905/rdelosv17.n60-004>. 44

GUEDES, Pablo E. A.; REZENDE, José A. M. De; COSTA, Vinícius B. F. Da; AQUILA, Giancarlo; BONATTO, Benedito D. Supplying electricity demand to low-income residential consumers through photovoltaic generation: A sustainable alternative to electrical energy social tariff. In: **2023 15th IEEE International Conference on Industry Applications (INDUSCON)**. [S.l.: s.n.], 2023. p. 366–371. 24

HOWLETT, Michael; MUKHERJEE, Ishani. Policy design and non-design: Towards a spectrum of policy formulation types. **Politics and Governance**, v. 2, n. 1, p. 57–71, 2014. 40

HYNDMAN, Rob J; ATHANASOPOULOS, George. **Forecasting: principles and practice**. [S.l.]: OTexts, 2018. 84

Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (IPEA). **Guia Prático de Análise Ex-Ante de Políticas Públicas**. 2018. <https://www.ipea.gov.br>. Acesso em: 23 jul. 2025. 48

International Energy Agency (IEA). **Recommendation 8: Ensure fair distribution of clean energy benefits and avoid the risk of disproportionate negative impacts on vulnerable populations**. 2021. In: *Recommendations of the Global Commission on People-Centred Clean Energy Transitions*, IEA, Paris. Recommendation 8 aborda a distribuição equitativa dos benefícios da transição energética limpa, exposição de exemplos como Suíça, Canadá, União Europeia, Indonésia e Peru. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/recommendations-of-the-global-commission-on-people-centred-clean-energy-transitions>. 25

IUDÍCIBUS, Sérgio de; MARION, José Carlos; FARIA, Ana Cristina. **Contabilidade Introdutória**. 12. ed. São Paulo: Atlas, 2018. 70

JESUS Ábio Xavier Cardoso de; NETO, Daywes Pinheiro; DOMINGUES, Elder Geraldo. Computational tool for technical-economic analysis of photovoltaic microgeneration in brazil. **Energy**, v. 271, p. 126962, 2023. ISSN 0360-5442. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544223003560>. 66

KAMALOV, Firuz; SULIEMAN, Hana. Time series signal recovery methods: comparative study. In: IEEE. **2021 international symposium on networks, computers and communications (ISNCC)**. [S.l.], 2021. p. 1–5. 62

KIM, Sungil; KIM, Heeyoung. A new metric of absolute percentage error for intermittent demand forecasts. **International journal of forecasting**, Elsevier, v. 32, n. 3, p. 669–679, 2016. 84

KONZEN, Gabriel; BEST, Rohan; CASTRO, N. D. de. The energy injustice of household solar energy: A systematic review of distributional disparities in residential rooftop solar adoption. **Energy Research & Social Science**, 2024. 24

LAKATOS, E. M.; MARCONI, M. A. **Fundamentos de metodologia científica**. 4. ed.. ed. São Paulo: Atlas, 2001. 55

LASSANCE, Antonio. **Análise ex ante de políticas públicas: fundamentos teórico-conceituais e orientações metodológicas para a sua aplicação**

prática. Rio de Janeiro: [s.n.], 2022. (Texto para Discussão, 2817). Disponível em: <https://dx.doi.org/10.38116/td2817>. 48, 49

LEITE, Diego Sileiran Ramos. **Análise econômica da potência do gerador fotovoltaico para consumidores do grupo A no Estado de Goiás**. 86 f. Orientação: Prof. Dr. José Luis Domingos. Coorientação: Prof. Dr. Sergio Batista da Silva. Dissertação (Mestrado) — Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás, Goiânia, 2024. 37

LIBRA, Martin; MRÁZEK, David; TYUKHOV, Igor; SEVEROVÁ, Lucie; POULEK, Vladislav; MACH, Jiří; ŠUBRT, Tomáš; BERÁNEK, Václav; SVOBODA, Roman; SEDLÁČEK, Jan. Reduced real lifetime of pv panels—economic consequences. **Solar Energy**, Elsevier, v. 259, p. 229–234, 2023. 106

LIMA, Francisco; OLIVEIRA, Pedro; MARTINS, Carla. **Fundamentos de Engenharia Econômica**. São Paulo: Editora Érica, 2015. 75

MACIEL, Leticia dos Santos Benso; BONATTO, Benedito Donizeti; ARANGO, Hector; ARANGO, Lucas Gustavo. Evaluating public policies for fair social tariffs of electricity in brazil by using an economic market model. **Energies**, MDPI, v. 13, n. 18, p. 4811, 2020. 26

MATA, Guilherme da; SOUZA, Felipe; BONATTO, Benedito Donizeti. Análise da efetividade dos descontos aplicados à tsee através da caracterização dos consumidores de baixa renda. In: **Anais da XIV Conferência Brasileira sobre Qualidade da Energia Elétrica**. Galoá, 2021. Disponível em: <https://proceedings.science/cbqee-2021/trabalhos/analise-da-efetividade-dos-descontos-aplicados-a-tsee-atraves-da-caracterizacao>. 44

MELO, Gustavo de Andrade; MAÇAIRA, Paula Medina; OLIVEIRA, Fernando Luiz Cyrino; PEREIRA, Guilherme Armando de Almeida. Socioeconomic impacts of renewable energy plants through the lens of the triple bottom line. **Sustainability**, MDPI, v. 17, n. 11, p. 4864, 2025. 27

MENDONÇA, Ricardo Fabrino; FILGUEIRAS, Fernando; ALMEIDA, Virgílio A. F. Inteligência artificial, democracia e políticas públicas. **Revista do Serviço Público**, v. 74, n. 1, p. 7–32, 2023. 53

Ministério de Minas e Energia. **Brasil bateu recorde em 2024 na expansão da matriz elétrica com o acréscimo de 10,9 GW**. 2025. Acesso em: 6 ago. 2025. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt->

br/assuntos/noticias/brasil-bateu-recorde-em-2024-na-expansao-da-matriz-eletrica-com-o-acrescimo-de-10-9-gw. 33

Ministério do Desenvolvimento Social. **Agenda 2030: Brasil Amigo da Pessoa Idosa**. 2020. Acesso em: 06 jan. 2025. Disponível em: https://www.mds.gov.br/webarquivos/publicacao/Brasil_Amigo_Pesso_Idosa/Agenda2030.pdf. 25

MIRANDA, A. L. G. de; SANTESSO, C. A.; GARCIA, M. L.; MORAES, C. S. B. de. Desenvolvimento de programa para simulações do dimensionamento de sistemas fotovoltaicos para os municípios do brasil. **Revista Brasileira De Energias Renováveis**, v. 8, n. 1, 2019. Disponível em: <https://doi.org/10.5380/rber.v8i1.55239>. 36

MITSUHASHI, Nicolle Suemy; BLANCHET, Luiz Alberto. O fomento público e a energia solar fotovoltaica a partir da lei nº 14.300/2022. **Prisma Juridico**, v. 22, n. 2, p. 389–402, dez. 2023. Disponível em: <https://periodicos.uninove.br/prisma/article/view/23143>. 24

MYTTENAERE, Arnaud De; GOLDEN, Boris; GRAND, Bénédicte Le; ROSSI, Fabrice. Mean absolute percentage error for regression models. **Neurocomputing**, Elsevier, v. 192, p. 38–48, 2016. 84

NETO, Alexandre Assaf. **Matemática Financeira e suas Aplicações**. 13. ed. São Paulo: Atlas, 2017. 71, 72

NETO, D. P.; COIMBRA, A. P.; ALMEIDA, A. T. De; ALMEIDA, T. R.; MOURA, P.; UCKER, L. C.; GOMES, R. A.; MAGALHÃES, A. S. A comprehensive methodology for assessing the economic viability of ev charging infrastructure in brazil. *In: 2024 6th International Conference on Smart Power & Internet Energy Systems (SPIES)*. [S.l.]: IEEE, 2024. p. 232–238. 87

Omatic Engenharia. **Anteprojeto Técnico – Eficiência Energética: PPP Cidade Inteligente de Catalão/GO**. Catalão, GO: [s.n.], 2024. 67

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Diagnóstico e perspectiva da evolução dos cortes de geração no Brasil**. Maio 2025. Acesso em: 27 Fev 2026. Disponível em: <https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/RT%20DGL-ONS%200189-2025%20-%20GT%20Curtailment%20rev1.pdf>. 47, 48, 67, 103

PAIXÃO, Gabriela Miana de Mattos; SANTOS, Bruno Campos; ARAUJO, Rodrigo Martins de; RIBEIRO, Manoel Horta; MORAES, Jermana Lopes de; RIBEIRO,

Antonio L. Machine learning na medicina: revisão e aplicabilidade. **Arquivos Brasileiros de Cardiologia**, v. 118, n. 1, p. 95–102, 2022. 52

PEREIRA, E. B.; MARTINS, F. R.; ABREU, S. L.; RÜTHER, R.; TIEPOLO, G. M.; PEREIRA, S. V.; SOUZA, J. G. **Atlas Brasileiro de Energia Solar**. 2. ed. São José dos Campos: Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE), 2017. Acesso em: 9 ago. 2025. Disponível em: <https://doi.org/10.13140/RG.2.2.19055.48804>. 28

PIEROZAN, Eduardo; SCOLARO, Taylana Piccinini; WATZKO, Elise Sommer; GHISI, Enedir. Technical and economic feasibility of multi-family social housing and nearly zero-energy buildings in southern brazil. **Sustainability**, MDPI, v. 16, n. 7, p. 2608, 2024. 27

Prefeitura Municipal de Catalão. **Memorial Descritivo: Minigeração de Usina Fotovoltaica de 4 MWp**. Catalão, GO: [s.n.], 2022. 67

_____. **Documento Técnico-Administrativo sobre Implantação da Usina Fotovoltaica Municipal**. Catalão, GO: [s.n.], 2024. 67

_____. **Documento Técnico Complementar sobre Estruturação Energética Municipal**. Catalão, GO: [s.n.], 2024. 67

REIS, A. K. C. dos; FIGUEIRA, A. A.; SILVA, M. R. A.; REIS, O. A. de O. Energia fotovoltaica: historicidade e legislação pertinente / photovoltaic energy: historicity and pertinent legislation. **Brazilian Journal of Development**, v. 7, n. 6, p. 65012–65032, 2021. Disponível em: <https://doi.org/10.34117/bjdv7n6-736>. 37

Revista Exame. **Qual a diferença entre as tabelas SAC e Price?** 2025. <https://exame.com/invest/guia/qual-a-diferenca-entre-as-tabelas-sac-e-price/>. Acesso em: 28 jul. 2025. 71, 72

SACHS, Jeffrey D. **The Age of Sustainable Development**. New York: Columbia University Press, 2015. 49

Secretaria de Comunicação Social – Governo Federal. **Mudança de imposto de importação só afeta painéis solares montados**. novembro 2024. Acesso em 17 set. 2025. Disponível em: <https://www.gov.br/secom/pt-br/fatos/brasil-contra-fake/noticias/2024/11/mudanca-de-imposto-de-importacao-so-afeta-paineis-solares-montados>. 36

SECRETARIA DO TESOUREIRO NACIONAL. **Manual de Despesa Nacional**. Brasília, 2008. 70

SENA, Helder Renan da Silva; NASCIMENTO, Emerson Leão Brito do; MUNHOZ, Antonia Neidilê Ribeiro. Analyzing the effectiveness of public policies for the growth of the photovoltaic energy market in brazil. **CONTRIBUCIONES A LAS CIENCIAS SOCIALES**, v. 17, n. 13, p. e13516, dez. 2024. Disponível em: <https://ojs.revistacontribuciones.com/ojs/index.php/clcs/article/view/13516>. 27

Senado Federal. **Parecer sobre o Projeto de Lei nº 624, de 2023: Programa Renda Básica Energética (Rebe)**. 2024. Comissão de Assuntos Sociais, relator Sen. Sérgio Petecão. Disponível em: <https://legis.senado.leg.br/autenticadoc-legis/4761794391>. Acesso em: 11 jun. 2025. 79

SERMARINI, Anna Carolina de Paula; AZEVEDO, João Henrique Paulino; ALBUQUERQUE, Vanessa Cardoso de; CALILI, Rodrigo Flora; GONÇALVES, Felipe; JANNUZZI, Gilberto. The proposition of a public policy to stimulate low-income communities' assess to distributed energy resources. *In: 2023 IEEE 50th Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)*. [S.l.: s.n.], 2023. p. 1–3. 24

SERMARINI, Anna Carolina de Paula; AZEVEDO, João Henrique Paulino; ALBUQUERQUE, Vanessa Cardoso de; CALILI, Rodrigo Flora; GONÇALVES, Felipe; JANNUZZI, Gilberto. Distributed energy resources in low-income communities: A public policy proposal for brazil. **Energy Policy**, Elsevier, v. 187, p. 114030, 2024. 26

SILVA, Eugenia Cornils Monteiro da; LIRA, Marcos Antonio Tavares; GONÇALVES, Marcelo Carneiro; SILVA, Osvaldo Augusto Vasconcelos de Oliveira Lopes da; JEAN, Wesly; JÚNIOR, Raimundo Batista dos Santos. The role of renewable energies in combating poverty in brazil: A systematic review. **Sustainability**, MDPI, v. 16, n. 13, p. 5584, 2024. 27

SILVA, Marcus T.; SILVA, Everton N.; PEREIRA, Mauricio G. Analise de impacto orcamentario. **Epidemiologia e Servicos de Saude**, v. 26, n. 2, p. 421–424, 2017. 78

SILVA, Talita Daniela Da; PAVANELLI, João Marcos Mott; BELLINI, Giulia Chiesa. A pobreza energética no estado do maranhão e o programa fne sol nordeste. *In: Anais do XI Encontro Nacional da ANPPAS*. Curitiba, PR: UFPR, 2024. Acesso em: 27 maio 2025. Disponível em: <https://www.even3.com.br/anais/XIENANPPAS2023/625998-A-POBREZA-ENERGETICA-NO-ESTADO-DO-MARANHAO-E-O-PROGRAMA-FNE-SOL-NORDESTE>. 23

SOARES, Lucas Gerber; SIMIONI, Flávio José. Importância das políticas públicas para a promoção das energias renováveis no Brasil. *In: Seminário de Iniciação Científica, XXXI*. Universidade do Estado de Santa Catarina: [s.n.], 2021. Acesso em: 23 set. 2024, 07:42. Disponível em: https://www.udesc.br/arquivos/udesc/id_cpmenu/14614/85___IMPORT_NCIA_DAS_POL_TICAS_P_BLICAS___16342340920454_14614.pdf. 34

SOUZA, Alberto; CLEMENTE, Adriano. **Engenharia Econômica**. 2. ed. São Paulo: Editora Atlas, 2009. 75

SOVACOOOL, Benjamin K.; DWORKIN, Michael H. Energy justice: Conceptual insights and practical applications. **Applied Energy**, v. 142, p. 435–444, 2015. 43

STEFANELLO, C.; MARANGONI, F.; ZEFERINO, C. L. A importância das políticas públicas para o fomento da energia solar fotovoltaica no Brasil. *In: Anais do Congresso Brasileiro de Energia Solar - CBENS*. [s.n.], 2018. Disponível em: <https://doi.org/10.59627/cbens.2018.487>. 34, 35

SUN, Tara Qian; MEDAGLIA, Rony. Mapping the challenges of artificial intelligence in the public sector: Evidence from public healthcare. **Government Information Quarterly**, v. 36, n. 2, p. 368–383, 2019. 52, 53

Sá, Antônio Lopes de. **Dicionário de Contabilidade**. São Paulo: Atlas, 1995. 70, 71

Tribunal de Contas da União. **Tarifa social e desafios da universalização dos serviços de energia elétrica no Brasil: sumário executivo**. Brasília: Tribunal de Contas da União (TCU), Secretaria de Fiscalização de Desestatização, 2004. 44

UCKER, Letícia Chaves Fonseca. Dissertação (Mestrado Profissional em Tecnologia, Gestão e Sustentabilidade), **PlugProfit: Ferramenta computacional de apoio às decisões de investimento em eletropostos**. Goiânia: [s.n.], 2024. 65, 74, 75, 76

Valor Econômico. **Liderança na produção de energia renovável torna Brasil atrativo para investimentos**. 2025. <https://valor.globo.com/publicacoes/especiais/energias-renovaveis/noticia/2025/03/31/lideranca-na-producao-de-energia-renovavel-torna-brasil-atrativo-para-investimentos.ghml>. Acesso em: 31 ago. 2025. 37, 38

WALKER, HA. **Best practices for operation and maintenance of photovoltaic and energy storage systems**. [S.l.: s.n.], 2018. 89, 106

WALKER, H; LOCKHART, Eric; DESAI, Jal; ARDANI, Kristen; KLISE, Geoff; LAVROVA, Olga; TANSY, Tom; DEOT, Jessie; FOX, Bob; POCHIRAJU, Anil. **Model of operation-and-maintenance costs for photovoltaic systems**. [S.l.: s.n.], 2020. 106

WANDERLEY, A. C. Fialho; CAMPOS, A. L. P. S. Perspectivas de inserção da energia solar fotovoltaica na geração de energia elétrica no rio grande do norte. **HOLOS**, v. 3, p. 3–14, 2013. Disponível em: <https://doi.org/10.15628/holos.2013.1493>. 36

Apêndice A – Dados da análise de viabilidade consolidados

Tabela 14 – *Projeção da tarifa de energia elétrica e do orçamento anual da CDE (2025–2050).*

2025–2040			2040–2050		
Ano	Tarifa	Orçamento CDE (R\$)	Ano	Tarifa	Orçamento CDE (R\$)
2025/2026	0,70	327.482.951,00	2038/2039	1,24	830.407.982,00
2026/2027	0,73	347.274.816,00	2039/2040	1,30	892.245.990,00
2027/2028	0,76	368.258.043,00	2040/2041	1,35	958.016.725,00
2028/2029	0,80	385.207.519,00	2041/2042	1,42	1.027.903.082,00
2029/2030	0,83	418.061.374,00	2042/2043	1,48	1.102.182.446,00
2030/2031	0,87	453.113.818,00	2043/2044	1,55	1.181.140.665,00
2031/2032	0,91	490.514.843,00	2044/2045	1,62	1.265.033.964,00
2032/2033	0,95	530.396.087,00	2045/2046	1,69	1.354.092.105,00
2033/2034	1,00	572.872.649,00	2046/2047	1,76	1.448.658.089,00
2034/2035	1,04	618.125.423,00	2047/2048	1,84	1.549.085.601,00
2035/2036	1,09	666.340.577,00	2048/2049	1,93	1.655.693.613,00
2036/2037	1,14	717.682.735,00	2049/2050	2,01	1.768.770.188,00
2037/2038	1,19	772.297.165,00			

Fonte: Elaborada pelo autor.

Tabela 15 – *Valor residual das usinas fotovoltaicas em julho de 2050*

Período de Implantação	CAPEX (R\$)	Fração	Valor residual (R\$)
2025/2026	1.264.000.000,00	0,04	50.560.000,00
2026/2027	33.440.000,00	0,08	2.675.200,00
2027/2028	34.944.800,00	0,12	4.193.376,00
2028/2029	36.517.316,00	0,16	5.842.770,56
2029/2030	76.321.192,00	0,20	15.264.238,40
2030/2031	79.755.644,00	0,24	19.141.354,56
2031/2032	83.344.648,00	0,28	23.336.501,44
2032/2033	87.095.156,00	0,32	27.870.449,92
2033/2034	113.768.050,00	0,36	40.956.498,00
2034/2035	95.110.088,00	0,40	38.044.035,20
2035/2036	124.237.555,00	0,44	54.664.524,20
2036/2037	103.862.596,00	0,48	49.854.046,08
2037/2038	135.670.515,00	0,52	70.548.667,80
2038/2039	141.775.690,00	0,56	79.394.386,40
2039/2040	148.155.595,00	0,60	88.893.357,00
2040/2041	154.822.595,00	0,64	99.086.460,80
2041/2042	161.789.610,00	0,68	110.016.934,80
2042/2043	169.070.145,00	0,72	121.730.504,40
2043/2044	212.013.960,00	0,76	161.130.609,60
2044/2045	184.628.825,00	0,80	147.703.060,00
2045/2046	192.937.120,00	0,84	162.067.180,80
2046/2047	241.943.154,00	0,88	212.909.975,52
2047/2048	252.830.592,00	0,92	232.604.144,64
2048/2049	264.207.972,00	0,96	253.639.653,12
2049/2050	230.081.105,00	1,00	230.081.105,00
Valor Residual Total em 2050			R\$ 2.302.209.034,24

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 16 – *Custos de operação e manutenção (O&M) e substituição de inversores ao longo do programa (2025/2026–2049/2050)*

Período	O&M (R\$)	Sub. Inversores (R\$)	Total (R\$)
2025/2026	6.320.000,00	-	6.320.000,00
2026/2027	167.200,00	-	167.200,00
2027/2028	174.724,00	-	174.724,00
2028/2029	182.586,58	-	182.586,58
2029/2030	381.605,96	-	381.605,96
2030/2031	398.778,22	-	398.778,22
2031/2032	416.723,24	-	416.723,24
2032/2033	435.475,78	-	435.475,78
2033/2034	568.840,25	-	568.840,25
2034/2035	475.550,44	-	475.550,44
2035/2036	621.187,78	-	621.187,78
2036/2037	519.312,98	-	519.312,98
2037/2038	678.352,58	-	678.352,58
2038/2039	708.878,45	-	708.878,45
2039/2040	740.777,98	-	740.777,98
2040/2041	774.112,98	126.400.000,00	127.174.112,98
2041/2042	808.948,05	3.344.000,00	4.152.948,05
2042/2043	845.350,73	3.494.480,00	4.339.830,73
2043/2044	1.060.069,80	3.651.731,60	4.711.801,40
2044/2045	923.144,13	7.632.119,20	8.555.263,33
2045/2046	964.685,60	7.975.564,40	8.940.250,00
2046/2047	1.209.715,77	8.334.464,80	9.544.180,57
2047/2048	1.264.152,96	8.709.515,60	9.973.668,56
2048/2049	1.321.039,86	11.376.805,00	12.697.844,86
2049/2050	1.150.405,53	9.511.008,80	10.661.414,33

Fonte: Elaborada pelo autor.

Tabela 17 – *Projeção financeira consolidada do programa
(2025/2026–2049/2050)*

Período	Orçamento CDE	CAPEX	O&M	Sub. Inversores	Valor Residual	Fluxo de Caixa
2025/2026	327.482.951,00	1.264.000.000,00	6.320.000,00	–	–	-942.837.049,00
2026/2027	347.274.816,00	33.440.000,00	167.200,00	–	–	313.667.616,00
2027/2028	368.258.043,00	34.944.800,00	174.724,00	–	–	333.138.519,00
2028/2029	385.207.519,00	36.517.316,00	182.586,58	–	–	348.507.616,42
2029/2030	418.061.374,00	76.321.192,00	381.605,96	–	–	341.358.576,04
2030/2031	453.113.818,00	79.755.644,00	398.778,22	–	–	372.959.395,78
2031/2032	490.514.843,00	83.344.648,00	416.723,24	–	–	406.753.471,76
2032/2033	530.396.087,00	87.095.156,00	435.475,78	–	–	442.865.455,22
2033/2034	572.872.649,00	113.768.050,00	568.840,25	–	–	458.535.758,75
2034/2035	618.125.423,00	95.110.088,00	475.550,44	–	–	522.539.784,56
2035/2036	666.340.577,00	124.237.555,00	621.187,78	–	–	541.481.834,23
2036/2037	717.682.735,00	103.862.596,00	519.312,98	–	–	613.300.826,02
2037/2038	772.297.165,00	135.670.515,00	678.352,58	–	–	635.948.297,43
2038/2039	830.407.982,00	141.775.690,00	708.878,45	–	–	687.923.413,55
2039/2040	892.245.990,00	148.155.595,00	740.777,98	–	–	743.349.617,03
2040/2041	958.016.725,00	154.822.595,00	774.112,98	126.400.000,00	–	676.020.017,03
2041/2042	1.027.903.082,00	161.789.610,00	808.948,05	3.344.000,00	–	861.960.523,95
2042/2043	1.102.182.446,00	169.070.145,00	845.350,73	3.494.480,00	–	928.772.470,28
2043/2044	1.181.140.665,00	212.013.960,00	1.060.069,80	3.651.731,60	–	964.414.903,60
2044/2045	1.265.033.964,00	184.628.825,00	923.144,13	7.632.119,20	–	1.071.849.875,68
2045/2046	1.354.092.105,00	192.937.120,00	964.685,60	7.975.564,40	–	1.152.214.735,00
2046/2047	1.448.658.089,00	241.943.154,00	1.209.715,77	8.334.464,80	–	1.197.170.754,43
2047/2048	1.549.085.601,00	252.830.592,00	1.264.152,96	8.709.515,60	–	1.286.281.340,44
2048/2049	1.655.693.613,00	264.207.972,00	1.321.039,86	11.376.805,00	–	1.378.787.796,14
2049/2050	1.768.770.188,00	230.081.105,00	1.150.405,53	9.511.008,80	2.302.209.034,24	3.830.236.702,92
Total	21.700.858.450,00	4.622.323.923,00	23.111.619,62	190.429.689,40	2.302.209.034,24	19.167.202.252,23

Fonte: Elaborada pelo autor.

Tabela 18 – *Tabela de Amortização – Sistema Price*

Ciclo	Prestação (R\$)	Juros (R\$)	Amortização (R\$)	Saldo Devedor Final (R\$)
2025/2026	0,00	132.600.000,00	0,00	1.132.600.000,00
2026/2027	222.846.095,05	150.182.760,00	72.663.335,05	1.059.936.664,95
2027/2028	222.846.095,05	140.546.481,79	82.299.613,26	977.637.051,69
2028/2029	222.846.095,05	129.631.474,05	93.214.621,00	884.422.430,69
2029/2030	222.846.095,05	117.270.411,51	105.575.683,54	778.846.747,15
2030/2031	222.846.095,05	103.274.477,64	119.571.617,41	659.275.129,74
2031/2032	222.846.095,05	87.429.881,01	135.416.214,04	523.858.915,70
2032/2033	222.846.095,05	69.497.693,42	153.348.401,63	370.510.514,07
2033/2034	222.846.095,05	49.212.894,82	173.633.200,23	196.877.313,84
2034/2035	222.846.095,05	26.115.549,83	196.730.545,22	0,00

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 19 – *Tabela de Amortização – Sistema SAC*

Ciclo	Prestação (R\$)	Juros (R\$)	Amortização (R\$)	Saldo Devedor Final (R\$)
2025/2026	0,00	132.600.000,00	0,00	1.132.600.000,00
2026/2027	276.027.204,44	150.182.760,00	125.844.444,44	1.006.755.555,56
2027/2028	259.340.231,11	133.495.786,67	125.844.444,44	880.911.111,11
2028/2029	242.653.257,78	116.808.813,33	125.844.444,44	755.066.666,67
2029/2030	225.966.284,44	100.121.840,00	125.844.444,44	629.222.222,22
2030/2031	209.279.311,11	83.434.866,67	125.844.444,44	503.377.777,78
2031/2032	192.592.337,78	66.747.893,33	125.844.444,44	377.533.333,33
2032/2033	175.905.364,44	50.060.920,00	125.844.444,44	251.688.888,89
2033/2034	159.218.391,11	33.373.946,67	125.844.444,44	125.844.444,44
2034/2035	142.531.417,78	16.686.973,33	125.844.444,44	0,00

Fonte: Elaborado pelo autor.

**Tabela 20 – Fluxo de caixa acumulado do programa
(2025/2026–2049/2050)**

Período	Orçamento CDE	CAPEX	O&M	Sub. Inversores	Valor Residual	Rec. Financ.	Parc. Financ.	Fluxo de Caixa Acum.
2025/2026	327.482.951,00	1.264.000.000,00	6.320.000,00	–	–	1.000.000.000,00	–	57.162.951,00
2026/2027	347.274.816,00	33.440.000,00	167.200,00	–	–	–	276.027.204,44	94.803.362,56
2027/2028	368.258.043,00	34.944.800,00	174.724,00	–	–	–	259.340.231,11	168.601.650,45
2028/2029	385.207.519,00	36.517.316,00	182.586,58	–	–	–	242.653.257,78	274.456.009,09
2029/2030	418.061.374,00	76.321.192,00	381.605,96	–	–	–	225.966.284,44	389.848.300,69
2030/2031	453.113.818,00	79.755.644,00	398.778,22	–	–	–	209.279.311,11	553.528.385,36
2031/2032	490.514.843,00	83.344.648,00	416.723,24	–	–	–	192.592.337,78	767.689.519,34
2032/2033	530.396.087,00	87.095.156,00	435.475,78	–	–	–	175.905.364,44	1.034.649.610,12
2033/2034	572.872.649,00	113.768.050,00	568.840,25	–	–	–	159.218.391,11	1.333.966.977,76
2034/2035	618.125.423,00	95.110.088,00	475.550,44	–	–	–	142.531.417,78	1.713.975.344,54
2035/2036	666.340.577,00	124.237.555,00	621.187,78	–	–	–	–	2.255.457.178,77
2036/2037	717.682.735,00	103.862.596,00	519.312,98	–	–	–	–	2.868.758.004,79
2037/2038	772.297.165,00	135.670.515,00	678.352,58	–	–	–	–	3.504.706.302,21
2038/2039	830.407.982,00	141.775.690,00	708.878,45	–	–	–	–	4.192.629.715,76
2039/2040	892.245.990,00	148.155.595,00	740.777,98	–	–	–	–	4.935.979.332,79
2040/2041	958.016.725,00	154.822.595,00	774.112,98	126.400.000,00	–	–	–	5.611.999.349,81
2041/2042	1.027.903.082,00	161.789.610,00	808.948,05	3.344.000,00	–	–	–	6.473.959.873,76
2042/2043	1.102.182.446,00	169.070.145,00	845.350,73	3.494.480,00	–	–	–	7.402.732.344,04
2043/2044	1.181.140.665,00	212.013.960,00	1.060.069,80	3.651.731,60	–	–	–	8.367.147.247,64
2044/2045	1.265.033.964,00	184.628.825,00	923.144,13	7.632.119,20	–	–	–	9.438.997.123,31
2045/2046	1.354.092.105,00	192.937.120,00	964.685,60	7.975.564,40	–	–	–	10.591.211.858,31
2046/2047	1.448.658.089,00	241.943.154,00	1.209.715,77	8.334.464,80	–	–	–	11.788.382.612,74
2047/2048	1.549.085.601,00	252.830.592,00	1.264.152,96	8.709.515,60	–	–	–	13.074.663.953,18
2048/2049	1.655.693.613,00	264.207.972,00	1.321.039,86	11.376.805,00	–	–	–	14.453.451.749,32
2049/2050	1.768.770.188,00	230.081.105,00	1.150.405,53	9.511.008,80	2.302.209.034,24	–	–	18.283.688.452,24
Total	21.700.858.450,00	4.622.323.923,00	23.111.619,62	190.429.689,40	2.302.209.034,24	1.000.000.000,00	1.883.513.799,99	18.283.688.452,24

Fonte: Elaborada pelo autor.

Tabela 21 – *Projeção da tarifa de energia elétrica e do orçamento anual da CDE (2025–2050).*

2025–2040			2040–2050		
Ano	Tarifa	Orçamento CDE (R\$)	Ano	Tarifa	Orçamento CDE (R\$)
2025/2026	0,70	327.482.951,00	2038/2039	1,24	830.407.982,00
2026/2027	0,73	347.274.816,00	2039/2040	1,30	892.245.990,00
2027/2028	0,76	368.258.043,00	2040/2041	1,35	958.016.725,00
2028/2029	0,80	385.207.519,00	2041/2042	1,42	1.027.903.082,00
2029/2030	0,83	418.061.374,00	2042/2043	1,48	1.102.182.446,00
2030/2031	0,87	453.113.818,00	2043/2044	1,55	1.181.140.665,00
2031/2032	0,91	490.514.843,00	2044/2045	1,62	1.265.033.964,00
2032/2033	0,95	530.396.087,00	2045/2046	1,69	1.354.092.105,00
2033/2034	1,00	572.872.649,00	2046/2047	1,76	1.448.658.089,00
2034/2035	1,04	618.125.423,00	2047/2048	1,84	1.549.085.601,00
2035/2036	1,09	666.340.577,00	2048/2049	1,93	1.655.693.613,00
2036/2037	1,14	717.682.735,00	2049/2050	2,01	1.768.770.188,00
2037/2038	1,19	772.297.165,00			

Fonte: Elaborada pelo autor.

Tabela 22 – *Custos de Operação, Manutenção (O&M) e Troca de Inversores (2025–2050)*

Período	O&M (R\$)	Troca de Inversores (R\$)
2025/2026	6.960.000,00	
2026/2027	334.400,00	
2027/2028	174.724,00	
2028/2029	182.586,58	
2029/2030	477.007,45	
2030/2031	598.167,33	
2031/2032	520.904,05	
2032/2033	653.213,67	
2033/2034	682.608,30	
2034/2035	713.325,66	
2035/2036	745.425,33	
2036/2037	778.969,47	
2037/2038	949.693,61	
2038/2039	850.654,14	
2039/2040	1.037.089,17	
2040/2041	1.083.758,17	139.200.000,00
2041/2042	1.294.316,88	6.688.000,00
2042/2043	1.183.491,02	3.494.480,00
2043/2044	1.413.426,40	3.651.731,60
2044/2045	1.477.030,60	9.540.149,00
2045/2046	1.543.496,96	11.963.346,60
2046/2047	1.411.335,07	10.418.081,00
2047/2048	1.474.845,12	13.064.273,40
2048/2049	1.541.213,17	13.652.166,00
2049/2050	1.610.567,74	14.266.513,20
Total	29.692.249,86	225.938.740,80

Fonte: Elaborada pelo autor.

Tabela 23 – *Evolução da fração e do valor residual das usinas fotovoltaicas (2025–2050)*

Período	Fração Residual	Valor Residual (R\$)
2025/2026	0,04	55.680.000,00
2026/2027	0,08	5.350.400,00
2027/2028	0,12	4.193.376,00
2028/2029	0,16	5.842.770,56
2029/2030	0,20	19.080.298,00
2030/2031	0,24	28.712.030,00
2031/2032	0,28	29.170.630,00
2032/2033	0,32	41.805.670,00
2033/2034	0,36	49.147.800,00
2034/2035	0,40	57.066.050,00
2035/2036	0,44	65.597.430,00
2036/2037	0,48	74.781.070,00
2037/2038	0,52	98.768.130,00
2038/2039	0,56	95.273.260,00
2039/2040	0,60	124.450.700,00
2040/2041	0,64	138.721.000,00
2041/2042	0,68	176.027.100,00
2042/2043	0,72	170.422.700,00
2043/2044	0,76	214.840.800,00
2044/2045	0,80	236.324.900,00
2045/2046	0,84	259.307.500,00
2046/2047	0,88	248.395.000,00
2047/2048	0,92	271.371.500,00
2048/2049	0,96	295.912.900,00
2049/2050	1,00	322.113.500,00

Fonte: Elaborada pelo autor com base nas projeções financeiras do projeto.

Período	Orçamento CDE	CAPEX	O&M	Troca Inv.	Valor Residual	Fluxo de Caixa Acum.
2025/2026	327.482.950,90	1.392.000.000,00	6.960.000,00			-1.071.477.049,10
2026/2027	347.274.816,00	66.880.000,00	334.400,00			-1.095.046.557,99
2027/2028	368.258.042,72	34.944.800,00	174.724,00			-1.047.182.293,49
2028/2029	385.207.518,71	36.517.316,00	182.586,58			-965.593.260,93
2029/2030	418.061.374,61	95.401.490,00	477.007,45			-891.973.296,65
2030/2031	453.113.817,83	119.633.466,00	598.167,33			-789.298.354,37
2031/2032	490.514.843,52	104.180.810,00	520.904,05			-615.336.796,47
2032/2033	530.396.086,77	130.642.734,00	653.213,67			-409.732.558,26
2033/2034	572.872.648,54	136.521.660,00	682.608,30			-149.204.408,24
2034/2035	618.125.423,41	142.665.132,00	713.325,66			168.757.997,95
2035/2036	666.340.577,28	149.085.066,00	745.425,33			685.268.083,90
2036/2037	717.682.734,78	155.793.894,00	778.969,47			1.246.377.955,21
2037/2038	772.297.165,28	189.938.722,00	949.693,61			1.827.787.704,88
2038/2039	830.407.981,83	170.130.828,00	850.654,14			2.487.213.204,57
2039/2040	892.245.990,17	207.417.834,00	1.037.089,17			3.171.004.271,57
2040/2041	958.016.724,80	216.751.634,00	1.083.758,17	139.200.000,00		3.771.985.604,20
2041/2042	1.027.903.081,80	258.863.378,00	1.294.316,88	6.688.000,00		4.533.043.000,00
2042/2043	1.102.182.446,09	236.698.204,00	1.183.491,02	3.494.480,00		5.393.849.771,07
2043/2044	1.181.140.664,95	282.685.280,00	1.413.426,40	3.651.731,60		6.287.239.997,99
2044/2045	1.265.033.964,34	295.406.120,00	1.477.030,60	9.540.149,00		7.245.850.661,73
2045/2046	1.354.092.105,01	308.699.392,00	1.543.496,96	11.963.346,60		8.277.736.530,18
2046/2047	1.448.658.089,35	282.267.014,00	1.411.335,07	10.418.081,00		9.432.298.189,46
2047/2048	1.549.085.600,63	294.969.024,00	1.474.845,12	13.064.273,40		10.671.875.647,57
2048/2049	1.655.693.612,72	308.242.634,00	1.541.213,17	13.652.166,00		12.004.133.247,12
2049/2050	1.768.770.188,00	322.113.486,00	1.610.567,74	14.266.513,20	3.088.356.960,00	16.523.268.881,94

Tabela 24 – *Tabela de Amortização – Sistema PRICE*

Ciclo	Prestação (R\$)	Juros (R\$)	Amortização (R\$)	Saldo Devedor Final (R\$)
2025/2026	0,00	145.860.000,00	0,00	1.245.860.000,00
2026/2027	245.130.891,83	165.201.036,00	79.929.855,83	1.165.930.144,17
2027/2028	245.130.891,83	154.602.337,12	90.528.554,72	1.075.401.589,45
2028/2029	245.130.891,83	142.598.250,76	102.532.641,07	972.868.948,37
2029/2030	245.130.891,83	129.002.422,55	116.128.469,28	856.740.479,09
2030/2031	245.130.891,83	113.603.787,53	131.527.104,31	725.213.374,79
2031/2032	245.130.891,83	96.163.293,50	148.967.598,34	576.245.776,45
2032/2033	245.130.891,83	76.410.189,96	168.720.701,88	407.525.074,57
2033/2034	245.130.891,83	54.037.824,89	191.093.066,95	216.432.007,62
2034/2035	245.130.891,83	28.698.884,21	216.432.007,62	0,00

Fonte: Elaborado pelo autor (Sistema PRICE com carência de 12 meses e capitalização anual dos juros)

Tabela 25 – *Tabela de Amortização – Sistema SAC*

Ciclo	Prestação (R\$)	Juros (R\$)	Amortização (R\$)	Saldo Devedor Final (R\$)
2025/2026	0,00	145.860.000,00	0,00	1.245.860.000,00
2026/2027	303.629.924,89	165.201.036,00	138.428.888,89	1.107.431.111,11
2027/2028	285.274.254,22	146.845.365,33	138.428.888,89	969.002.222,22
2028/2029	266.918.583,56	128.489.694,67	138.428.888,89	830.573.333,33
2029/2030	248.562.912,89	110.134.024,00	138.428.888,89	692.144.444,44
2030/2031	230.207.242,22	91.778.353,33	138.428.888,89	553.715.555,56
2031/2032	211.851.571,56	73.422.682,67	138.428.888,89	415.286.666,67
2032/2033	193.495.900,89	55.067.012,00	138.428.888,89	276.857.777,78
2033/2034	175.140.230,22	36.711.341,33	138.428.888,89	138.428.888,89
2034/2035	156.784.559,56	18.355.670,67	138.428.888,89	0,00

Fonte: Elaborado pelo autor..

**Tabela 26 – Projeção financeira consolidada do programa
após financiamento (2025/2026–2049/2050)**

Período	Orçamento CDE	CAPEX	O&M	Troca Inv.	Valor Residual	Financiamento	Parcela	Fluxo Acum.
2025/2026	327.482.950,90	1.392.000.000,00	6.960.000,00			1.100.000.000,00		28.522.950,90
2026/2027	347.274.816,00	66.880.000,00	334.400,00				303.629.924,89	4.953.442,01
2027/2028	368.258.042,72	34.944.800,00	174.724,00				285.274.254,22	52.817.706,51
2028/2029	385.207.518,71	36.517.316,00	182.586,58				266.918.583,56	134.406.739,07
2029/2030	418.061.374,61	95.401.490,00	477.007,45				248.562.912,89	208.026.703,35
2030/2031	453.113.817,83	119.633.466,00	598.167,33				230.207.242,22	310.701.645,63
2031/2032	490.514.843,52	104.180.810,00	520.904,05				211.851.571,56	484.663.203,53
2032/2033	530.396.086,77	130.642.734,00	653.213,67				193.495.900,89	690.267.441,74
2033/2034	572.872.648,54	136.521.660,00	682.608,30				175.140.230,22	950.795.591,76
2034/2035	618.125.423,41	142.665.132,00	713.325,66				156.784.559,56	1.268.757.997,95
2035/2036	666.340.576,70	149.085.066,00	745.425,33					1.785.268.083,33
2036/2037	717.682.735,07	155.793.894,00	778.969,47					2.346.377.954,93
2037/2038	772.297.164,76	189.938.721,00	949.693,61					2.927.786.705,09
2038/2039	830.407.981,97	170.130.828,00	850.654,14					3.587.213.204,92
2039/2040	892.245.990,51	207.417.833,00	1.037.089,17					4.271.004.273,26
2040/2041	958.016.725,22	216.751.633,00	1.083.758,17	139.200.000,00				4.871.985.607,31
2041/2042	1.027.903.081,49	258.863.376,00	1.294.316,88	6.688.000,00				5.633.042.995,93
2042/2043	1.102.182.445,58	236.698.203,00	1.183.491,02	3.494.480,00				6.493.849.267,49
2043/2044	1.181.140.664,62	282.685.280,00	1.413.426,40	3.651.731,60				7.387.239.494,11
2044/2045	1.265.033.964,58	295.406.120,00	1.477.030,60	9.540.149,00				8.345.850.159,08
2045/2046	1.354.092.104,77	308.699.392,00	1.543.496,96	11.963.346,60				9.377.736.028,30
2046/2047	1.448.658.088,46	282.267.013,00	1.411.335,07	10.418.081,00				10.532.297.687,69
2047/2048	1.549.085.599,96	294.969.024,00	1.474.845,12	13.064.273,40				11.771.875.145,13
2048/2049	1.655.693.612,85	308.242.634,00	1.541.213,17	13.652.166,00				13.104.132.744,82
2049/2050	1.768.770.187,02	322.113.547,00	1.610.567,74	14.266.513,20	3.088.356.619,24			17.623.268.923,14
Total	21.700.858.446,57	5.938.449.972,00	29.692.249,86	225.938.740,80	3.088.356.619,24	1.100.000.000,00	2.071.865.180,01	17.623.268.923,14

Apêndice B – Produto Técnico

Minuta Marco Regulatório

Institui o Marco Regulatório de Combate à Pobreza Energética, que estabelece mecanismos de custeio, fundamentos, diretrizes, critérios, procedimentos, indicadores e mecanismos de governança para a implementação do Programa Renda Básica Energética (REBE), em conformidade com os princípios da justiça social e da transição energética justa, visando assegurar o acesso universal, sustentável e equitativo à energia elétrica.

O PRESIDENTE DA REPÚBLICA: Faço saber que o Congresso Nacional decreta e eu sanciono a seguinte Lei:

CAPÍTULO I DAS DISPOSIÇÕES INICIAIS E DOS PRINCÍPIOS

Art. 1º Esta Lei estabelece o Marco Regulatório de Combate à Pobreza Energética e fornece diretrizes ao Programa Renda Básica Energética (REBE), com o objetivo de assegurar o acesso confiável, sustentável, moderno e a preço acessível à energia para os brasileiros de baixa renda.

§ 1º Para os efeitos desta Lei, considera-se pobreza energética como a situação que uma família não consegue suprir suas necessidades energéticas básicas devido à combinação de baixos rendimentos, ineficiência da habitação e os altos custos do serviço energia elétrica, impactando sua dignidade, saúde e desenvolvimento.

§ 2º A implementação deste Marco Regulatório observará os seguintes princípios:

I – Justiça Energética: As políticas públicas da área de energia, devem promover a equidade social e a participação de todos os cidadãos, de forma

não discriminatória, reconhecendo as diferentes necessidades e vulnerabilidades da população.

II – Transição Energética Justa: Assegurar que a transição para fontes de energia renováveis, ocorra sem agravar a vulnerabilidade das famílias de baixa renda, priorizando a inclusão social e a proteção dos mais pobres, aqueles mais expostos às mudanças climáticas.

III – Universalidade e Qualidade: É direito dos cidadãos brasileiros terem acesso ao fornecimento de energia elétrica estável e de qualidade, em todo o território nacional, em conformidade com as diretrizes da Política Energética Nacional.

IV – Multidimensionalidade: A pobreza energética será abordada em suas diversas dimensões, indo além do fator de baixa renda, considerando, assim, o acesso, o custo, a qualidade do serviço, a eficiência energética da moradia e o uso de combustíveis poluentes.

V – Proteção Prioritária: Ações e políticas devem ser direcionadas prioritariamente a segmentos sociais historicamente vulnerabilizados, como mulheres, crianças, adolescentes e povos indígenas, que são desproporcionalmente afetados pela pobreza energética.

CAPÍTULO II

DO PROGRAMA RENDA BÁSICA ENERGÉTICA (REBE)

Art. 2º Fica instituído o Programa Renda Básica Energética (REBE), com a finalidade de promover o acesso à energia elétrica de forma contínua, sustentável e socialmente justa, mediante a concessão de suporte energético e financeiro indireto às famílias em situação de vulnerabilidade social, beneficiárias da Tarifa Social de Energia Elétrica, por meio da geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis, nos termos desta Lei.

Art. 3º São elegíveis para o benefício do REBE as famílias que atendam aos seguintes critérios:

I – Estarem inscritas no Cadastro Único para Programas Sociais do Governo Federal (CadÚnico);

II – Possuírem perfil socioeconômico compatível com os critérios de vulnerabilidade estabelecidos para políticas públicas de acesso à energia elétrica;

III – Possuírem renda familiar per capita igual ou inferior ao limite estabelecido em regulamento;

IV – Serem titulares da unidade consumidora de energia elétrica da residência onde habitam ou, não o sendo, comprovarem a condição de moradia por meio de contrato de locação, declaração de cessão ou autodeclaração de residência.

§ 1º O benefício de que trata esta Lei será concedido a apenas um titular por Cadastro de Pessoa Física (CPF), vedada a acumulação para mais de uma unidade consumidora.

§ 2º A concessão do benefício observará os dados constantes no CadÚnico, podendo ser realizada de forma automática, conforme regulamento.

§ 3º A veracidade das informações prestadas poderá ser verificada pelos órgãos competentes, sujeitando o beneficiário às sanções cabíveis em caso de irregularidade.

Art. 4º O valor do benefício será fixado em regulamento, assegurando aos beneficiários o acesso mínimo à energia elétrica necessária para uma vida digna, podendo variar entre as diferentes regiões do país, de acordo com as condições socioeconômicas locais, o custo da energia e os princípios da justiça energética.

§ 1º O subsídio previsto neste artigo será destinado, prioritariamente, às unidades consumidoras pertencentes a famílias classificadas como de baixa renda, conforme critérios estabelecidos em regulamento, observadas as disposições da legislação vigente.

§ 2º O benefício será concedido sob a forma de crédito energético lançado diretamente na fatura de energia elétrica, decorrente da compensação da energia gerada por sistemas de microgeração ou minigeração distribuída, especialmente de fonte solar fotovoltaica, vinculados ao Programa Renda Básica Energética (REBE).

§ 3º O crédito energético de que trata o § 2º não se caracteriza como subsídio financeiro direto, consistindo em mecanismo de compensação energética de natureza social.

§ 4º Regulamento específico disporá sobre os critérios de cálculo, utilização e eventual complementação do benefício, observadas as diretrizes do Programa.

§ 5º O percentual de isenção poderá ser revisto periodicamente, observados a disponibilidade orçamentária e os indicadores de impacto social e de eficiência energética, respeitadas as diretrizes do Programa Renda Básica Energética (REBE).

CAPÍTULO III DO FINANCIAMENTO

Art. 5º A gestão financeira e operacional do Programa Renda Básica Energética (REBE) será exercida por entidade pública federal designada pelo Poder Executivo, observadas as competências legais e regulamentares, garantindo-se a transparência, a eficiência e a adequada aplicação dos recursos.

Art. 6º A coordenação, o acompanhamento e a supervisão do Programa Renda Básica Energética (REBE) caberão aos órgãos competentes do Poder Executivo Federal, no âmbito de suas atribuições legais, observadas as diretrizes da política energética, social e ambiental.

Art. 7º O financiamento das ações previstas nesta Lei será assegurado pelas seguintes fontes de recursos:

- I – Dotação orçamentária específica da União;
- II – Recursos do Programa de Energia Renovável Social (PERS), instituído pela Lei nº 14.300, de 2022;
- III – Recursos provenientes da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) e do Programa de Eficiência Energética (PEE);
- IV – Recursos provenientes de fundos setoriais e contribuições regulatórias;
- V – Doações de organismos nacionais e internacionais, fundos de financiamento climático e agências de cooperação;
- VI – Receitas de parcerias público-privadas e cooperações internacionais;
- VII – Contribuições voluntárias e outras fontes de receita.

Art. 8º A avaliação dos impactos orçamentários e financeiros decorrentes da implementação do Programa Renda Básica Energética (REBE) deverá ser realizada pelos órgãos centrais de planejamento, orçamento e finanças do Poder Executivo Federal, em conformidade com a legislação orçamentária vigente, especialmente a Lei Complementar nº 101, de 4 de maio de 2000 (Lei de Responsabilidade Fiscal), e as diretrizes da Lei de Diretrizes Orçamentárias.

§ 1º A avaliação de que trata o caput deverá considerar, entre outros aspectos, a sustentabilidade fiscal do Programa, a compatibilidade com os limites de despesa pública, a evolução dos custos da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE e os impactos redistributivos sobre os consumidores de energia elétrica.

§ 2º Os resultados da avaliação orçamentária e financeira deverão subsidiar o processo de tomada de decisão quanto à ampliação, revisão ou aperfeiçoamento do Programa Renda Básica Energética, observados os princípios da eficiência, da transparência e da responsabilidade fiscal.

Art. 9º O Poder Executivo, por intermédio dos órgãos competentes, fica autorizado a buscar cooperação técnica e financeira com organismos e agências internacionais, bem como a aderir a fundos de financiamento climático globais, com o objetivo de fortalecer e ampliar o alcance das políticas de combate à pobreza energética.

CAPÍTULO IV

DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA SOCIAL E DO REGIME ESPECIAL DE COMPENSAÇÃO DE ENERGIA

Art. 10º Fica assegurado aos beneficiários do Programa Renda Básica Energética (REBE) o direito à compensação integral de 100% (cem por cento) da energia elétrica ativa injetada na rede de distribuição por sistemas de microgeração

ou minigeração distribuída a partir de fonte solar fotovoltaica, vinculados ao Programa.

§ 1º Para os beneficiários de que trata o caput, não incidirão tarifas de uso do sistema de distribuição – TUSD, nem quaisquer encargos setoriais associados à energia compensada, enquanto perdurar a condição de elegibilidade ao Programa Renda Básica Energética.

§ 2º A compensação integral prevista neste artigo constitui instrumento de política pública de combate à pobreza energética, fundamentado nos princípios da justiça energética, da modicidade tarifária e da transição energética justa, nos termos do art. 170, inciso VII, e do art. 225 da Constituição Federal.

§ 3º Os custos decorrentes da não incidência da TUSD e dos encargos setoriais sobre a energia compensada poderão ser internalizados como subsídio explícito, mediante alocação de recursos da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, nos termos da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, observado o equilíbrio econômico-financeiro do setor elétrico.

§ 4º A energia elétrica compensada nos termos deste artigo não ensejará a incidência de tributos federais sobre a operação de compensação, observada a legislação tributária vigente e os limites constitucionais de competência.

§ 5º A Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL deverá, no prazo de até 180 (cento e oitenta) dias contados da publicação desta Lei, adequar e, se necessário, complementar a regulamentação da Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022, para instituir tratamento regulatório diferenciado à geração distribuída destinada a famílias de baixa renda beneficiárias do REBE.

§ 6º O regime especial de compensação de que trata este artigo terá caráter social, transitório e finalístico, sendo condicionado à permanência da unidade consumidora no Programa Renda Básica Energética e à observância dos critérios técnicos de segurança e de qualidade do sistema elétrico.

CAPÍTULO V

DO MONITORAMENTO, AVALIAÇÃO E GOVERNANÇA

Art. 11º O Poder Executivo, em conjunto com os órgãos reguladores, instituirá o Sistema Integrado de Monitoramento da Pobreza Energética, destinado a acompanhar, avaliar e aprimorar a implementação do Programa Renda Básica Energética (REBE) e do Programa Energia Solar Comunitária Sustentável, com vistas a ampliar o acesso à energia elétrica de famílias de baixa renda e de moradores de comunidades remotas ou com acesso limitado à rede elétrica.

§ 1º O Sistema contará com um órgão gestor no âmbito do Poder Executivo Federal, responsável por sua administração e operacionalização, preferencialmente vinculado à área de desenvolvimento social, conforme definido em regulamento.

§ 2º O Sistema de Monitoramento deverá dispor de indicadores que permitam avaliar, de forma objetiva, a cobertura, a efetividade, a equidade, a sustentabilidade, a eficiência e o impacto social.

§ 3º O Sistema de Monitoramento será público e disponibilizará informações georreferenciadas, permitindo análise detalhada das desigualdades territoriais e subsidiando decisões de políticas públicas de combate à pobreza energética.

Art. 12º Fica criado o Conselho Interinstitucional de Combate à Pobreza Energética, com a atribuição de:

I – Propor metas para a superação da pobreza energética e garantir sua atualização periódica;

II – Analisar os relatórios de execução financeira e operacional do REBE;

III – Promover a articulação e a cooperação entre os diversos órgãos e entidades envolvidos.

§ 1º O Conselho será composto por representantes dos órgãos e entidades do Poder Executivo Federal com atuação nas áreas de desenvolvimento social, política energética e regulação do setor elétrico, incluindo a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, conforme definido em regulamento, podendo instituir grupos de trabalho e promover audiências públicas com o objetivo de assegurar a participação de especialistas, da academia e da sociedade civil.

§ 2º O Conselho elaborará e divulgará relatórios anuais sobre o andamento e os resultados do programa.

CAPÍTULO VI

DOS IMPACTOS AMBIENTAIS E DA MITIGAÇÃO DE GEE

Art. 13º As ações e programas previstos nesta Lei deverão priorizar a redução das emissões de gases de efeito estufa (GEE), em alinhamento com os compromissos nacionais e internacionais de mitigação das mudanças climáticas, promovendo a transição para fontes de energia limpas e sustentáveis.

Art. 14º O uso de tecnologias de geração de energia fotovoltaica, previstas no Programa Renda Básica Energética (REBE), será incentivado em razão de seu baixo impacto ambiental, especialmente pelo fato de suas emissões de GEE serem significativamente inferiores às das usinas termelétricas a combustíveis fósseis.

§ 1º A instalação de sistemas fotovoltaicos contribui diretamente para a mitigação das mudanças climáticas, substituindo a geração de energia a partir de fontes não renováveis e reduzindo significativamente as emissões ao longo de todo o ciclo de vida do sistema, desde a fabricação até a operação e manutenção.

§ 2º A adoção de sistemas fotovoltaicos favorece a eficiência energética e a sustentabilidade ambiental, reduzindo a dependência de termelétricas e promovendo

uma matriz elétrica com impactos climáticos menores, fortalecendo os objetivos de redução de GEE da Política Energética Nacional.

CAPÍTULO VII DAS COMPETÊNCIAS E RESPONSABILIDADES

Art. 15º A Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL deverá, em suas respectivas esferas de competência, adequar seus regulamentos, normas e procedimentos ao cumprimento desta Lei, em prazo de 180 (cento e oitenta) dias contados a partir de sua publicação.

Parágrafo Único: A ANEEL terá a responsabilidade de regular e fiscalizar a aplicação dos recursos do Programa de Eficiência Energética (PEE) e de garantir que os critérios de qualidade do serviço de distribuição de energia elétrica sejam equitativos entre todas as classes de consumo.

Art. 16º As concessionárias e permissionárias de distribuição de energia elétrica deverão, sob fiscalização da ANEEL, divulgar, semestralmente, informações claras e acessíveis sobre os direitos e deveres dos consumidores de baixa renda, bem como os programas de suporte e de eficiência energética disponíveis.

CAPÍTULO VIII DAS DISPOSIÇÕES FINAIS E TRANSITÓRIAS

Art. 17º O Poder Executivo, por meio dos órgãos competentes, deverá promover estudos periódicos sobre o impacto das políticas de combate à pobreza energética na saúde, na educação, no emprego e na produtividade das famílias beneficiárias.

Art. 18º A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) deverá regulamentar a comercialização do excedente de energia elétrica gerada por unidades consumidoras de baixa renda, em um prazo de 180 (cento e oitenta) dias a partir da publicação desta Lei.

Art. 19º O Conselho Interinstitucional de Combate à Pobreza Energética deverá, anualmente, apresentar relatório ao Congresso Nacional sobre o progresso das metas estabelecidas.

Art. 20º Fica autorizada a implementação de programas de geração distribuída para a população indígena e para comunidades rurais isoladas, com a previsão de processos participativos e do respeito aos seus costumes e tradições.

Art. 21º O Poder Público promoverá a inclusão de disciplinas e conteúdos sobre eficiência energética e fontes de energia renovável na grade curricular das escolas públicas, visando à conscientização e à capacitação da população.

Art. 22º O Poder Executivo poderá autorizar, por meio de decreto, que concessionárias e permissionárias de energia elétrica implementem projetos-piloto de microrredes em comunidades isoladas, com o objetivo de aumentar a resiliência e a segurança do fornecimento de energia.

Art. 23º Para efeitos desta Lei, os projetos de geração distribuída para famílias de baixa renda serão considerados projetos prioritários que proporcionam benefícios ambientais e sociais relevantes, podendo receber tratamento diferenciado, conforme regulamentação.

Art. 24º O Poder Executivo regulamentará esta Lei no prazo de 180 (cento e oitenta) dias, contados a partir de sua publicação.

Art. 25º Esta Lei entra em vigor na data de sua publicação.