



UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO
CENTRO DE CIÊNCIAS SOCIAIS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE CIÊNCIAS CONTÁBEIS E ATUARIAIS
CURSO DE CIÊNCIAS ATUARIAIS

DANIEL MENEZES BORGES

**GERAÇÃO DE ENERGIA DESCENTRALIZADA COMO FORMA DE MITIGAR
RISCOS INFLACIONÁRIOS**

Recife
2023

DANIEL MENEZES BORGES

**GERAÇÃO DE ENERGIA DESCENTRALIZADA COMO FORMA DE MITIGAR
RISCOS INFLACIONÁRIOS**

Trabalho de Conclusão de Curso
apresentado à Coordenação do Curso de
Ciências Atuariais do Campus Recife da
Universidade Federal de Pernambuco, na
modalidade de monografia, como requisito
parcial para obtenção do grau de bacharel
em Ciências Atuariais.

Orientadora: Dra. Renata Gomes Alcoforado

Recife
2023

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor,
através do programa de geração automática do SIB/UFPE

Borges, Daniel Menezes.

GERAÇÃO DE ENERGIA DESCENTRALIZADA COMO FORMA DE
MITIGAR RISCOS INFLACIONÁRIOS / Daniel Menezes Borges. - Recife,
2023.

43 : il., tab.

Orientador(a): Renata Gomes Alcoforado

Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) - Universidade Federal de
Pernambuco, Centro de Ciências da Saúde, Ciências Atuariais, 2023.

1. Sistemas fotovoltaicos. 2. Viabilidade econômica. 3. Lei 14.300 de 2022.
4. Inflação. 5. Investimentos. I. Alcoforado, Renata Gomes. (Orientação). II.
Título.

300 CDD (22.ed.)

DANIEL MENEZES BORGES

GERAÇÃO DE ENERGIA DESCENTRALIZADA COMO FORMA DE MITIGAR RISCOS INFLACIONÁRIOS

Trabalho de Conclusão de Curso
apresentado à Coordenação do
Curso de Ciências Atuariais do
Campus Recife da Universidade
Federal de Pernambuco, na
modalidade de monografia, como
requisito parcial para obtenção do
grau de bacharel em Ciências
Atuariais.

Aprovada em: 22/09/2023

BANCA EXAMINADORA



Documento assinado digitalmente
RENATA GOMES ALCOFORADO
Data: 23/09/2023 13:44:06-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Prof^a. Dr^a. Renata Gomes Alcoforado (Orientadora)
Universidade Federal de Pernambuco



Documento assinado digitalmente
FILIFE COSTA DE SOUZA
Data: 02/10/2023 17:38:23-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Prof. Dr. Filipe Costa de Souza
Universidade Federal de Pernambuco



Documento assinado digitalmente
WILTON BERNARDINO DA SILVA
Data: 02/10/2023 14:52:06-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Prof. Dr. Wilton Bernardino da Silva
Universidade Federal de Pernambuco

*A todos meus familiares e a Del Rey
Engenharia LTDA.*

AGRADECIMENTOS

Primeiramente, gostaria de expressar minha mais profunda gratidão aos meus pais, cujo amor, apoio e incentivo incondicional foram a base sólida que me permitiu chegar até este momento. A vocês, devo mais do que palavras podem expressar.

Estendo meus agradecimentos à minha família, que sempre acreditou em mim e ofereceu suporte emocional e inspiração em cada etapa deste percurso acadêmico.

Um agradecimento especial à minha orientadora Dra. Renata Alcoforado, cuja sabedoria, paciência e orientação crítica não apenas enriqueceram este trabalho, mas também meu desenvolvimento pessoal e profissional. Suas contribuições foram indispensáveis para a realização deste estudo.

À banca examinadora, agradeço pelas observações, críticas e sugestões que muito contribuíram para a melhoria e enriquecimento deste trabalho. Sua expertise e atenção aos detalhes foram fundamentais para o aprimoramento da minha pesquisa.

Não posso deixar de expressar minha gratidão à universidade, uma instituição pública que oferece educação de qualidade gratuitamente. Este privilégio não é algo que eu tomo como garantido; é um bem precioso que valorizo profundamente.

Aos meus amigos, colegas de curso e a todos que, direta ou indiretamente, contribuíram para a minha formação, meu muito obrigado. A amizade e o companheirismo de vocês tornaram essa jornada acadêmica não apenas suportável, mas também gratificante.

Por fim, agradeço a todos que, de alguma forma, fazem parte da minha vida e contribuíram para que eu chegasse até aqui. Cada um de vocês tem um papel nessa conquista e partilha comigo o sucesso deste trabalho.

“A visão de mundo mais perigosa é a daqueles que não viram o mundo.”

Alexander von Humboldt

RESUMO

O estudo teve o objetivo de avaliar a viabilidade da implementação de energia fotovoltaica descentralizada em 39 localidades sob a jurisdição da Secretaria da Fazenda do estado do Ceará, tomando como referência a recente Lei 14.300 de 2022. Para uma avaliação rigorosa, o estudo foi dividido em três cenários: Pessimista, Moderado e Otimista, diferenciados principalmente pelas variáveis de inflação energética e custo do sistema fotovoltaico. O estudo foi embasado em premissas fornecidas pela consultoria Greener, uma autoridade no mercado solar brasileiro, e levou em consideração fatores como o custo inicial de investimento, inflação no setor energético, e custos operacionais e de manutenção. Os critérios de viabilidade econômica utilizados foram o Período de Payback, o Valor Presente Líquido (VPL), a Taxa Interna de Retorno (TIR) e a Taxa de Desconto, foi utilizada a meta atuarial da CEARAPREV como comparativo.

Palavras-chaves: Sistemas fotovoltaicos; Viabilidade econômica; Lei 14.300 de 2022; Inflação; Investimentos

ABSTRACT

In this study, we assessed the feasibility of implementing decentralized photovoltaic energy in 39 locations under the jurisdiction of the Finance Secretariat of the state of Ceará, Brazil, with reference to the recent Law 14,300. For a rigorous evaluation, the study was divided into three scenarios: Pessimistic, Moderate, and Optimistic, primarily differentiated by the variables of energy inflation and the cost of the photovoltaic system. The study was based on premises provided by Greener consultancy, an authority in the Brazilian solar market, and took into consideration factors such as the initial investment cost, energy sector inflation, and operational and maintenance costs. The economic viability criteria used were the Payback Period, the Net Present Value (NPV), the Internal Rate of Return (IRR), and the Discount Rate, which was set according to the actuarial target of CEARAPREV.

Keywords: Photovoltaic systems; Economic feasibility; Law 14.300 de 2022; Inflation; investments

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 - Evolução da Fonte Solar	12
Figura 2 - Localização das Usinas	18
Figura 3 - Preço do para o Cliente Final	21
Figura 4 - Energia X Meta Atuarial - Cenário 1	28
Figura 5 - Payback - Cenário 1	28
Figura 6 - Energia Solar X Meta Atuarial - Cenário 2	30
Figura 7 - Payback - Cenário 2	30
Figura 8 - Energia Solar X Meta Atuarial - Cenário 3	32
Figura 9 - Payback - Cenário 3	33
Figura 10 - Preços Tarifa Industrial x IPCA	35
Figura 11 - Elasticidade-renda Energia	36
Figura 12 - Renda Per Capita	37

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Tarifa de Compensação Baixa Tensão	20
Tabela 2 - Economia do Sistema SEFAZ CRATO	20
Tabela 3 - INFLAÇÃO ENERGETICA X IPCA	22
Tabela 4 - Prêmio de Risco Sobre Patrimônio Líquido	24
Tabela 5 - WACC	25
Tabela 6 - Viabilidade por Localidade	26
Tabela 7 - Viabilidade Cenário 1	27
Tabela 8 - Viabilidade Cenário 2	29
Tabela 9 - Viabilidade Cenário 3	31

SUMÁRIO

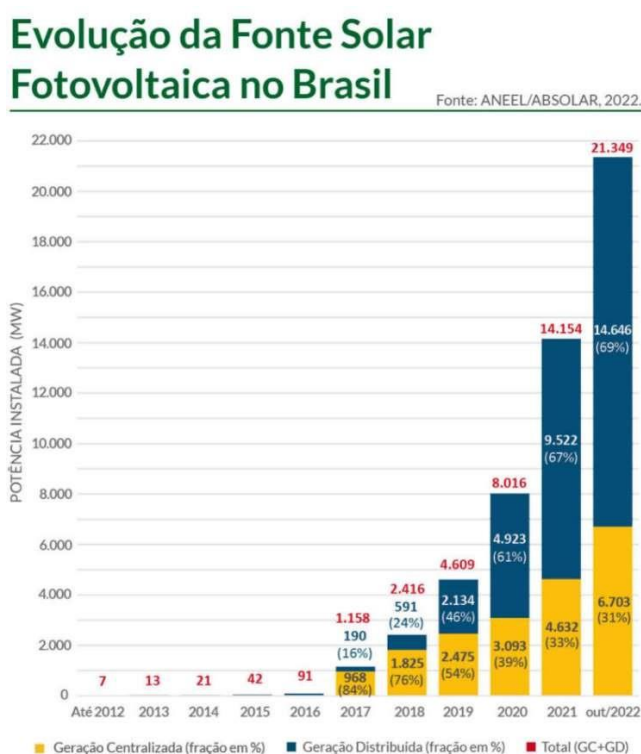
1. INTRODUÇÃO	12
2. REVISÃO DE LITERATURA	14
2.1 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	14
2.2 ENERGIA FOTOVOLTAICA	14
2.3 NET METERING	15
2.4 IPCA	15
2.5 LEI 14.300 DE 2022	16
3. O PROJETO FOTOVOLTAICO	17
3.1 LOCAL DA INSTALAÇÃO	18
4. ESTUDO DE VIABILIDADE	19
4.1 Metodologia	19
4.1.1 Economia Gerada	19
4.1.2 Custo do Investimento	20
4.1.3 Inflação Energética	21
4.1.4 Custos de Operação e Manutenção	23
4.1.5 Período de Payback	23
4.1.6 Valor Presente Líquido (VPL) e Taxa Interna de Retorno (TIR):	23
4.1.7 Taxa De Desconto	23
4.2 CENÁRIO 1 - PESSIMISTA	27
4.3 CENÁRIO 2 - MODERADA	29

	13
4.4 CENÁRIO 3 - OTIMISTA	31
5 TARIFA ENERGÉTICA X IPCA	35
6 CONCLUSÃO	38
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	40

1. INTRODUÇÃO

À medida que as energias renováveis consolidam sua posição no cenário global, a demanda por sistemas fotovoltaicos descentralizados no Brasil experimenta um crescimento exponencial, conforme Figura 1.

Figura 1 - Evolução da Fonte Solar



Fonte: ANEEL/ABSOLAR

Apesar de o Brasil ser um dos líderes globais na produção de energia, majoritariamente oriunda de fontes renováveis, seu consumo de energia per capita ainda ocupa uma posição relativamente baixa no ranking internacional (Jornal da USP, 2023). Esta incongruência, somada à crescente demanda por formas mais sustentáveis de energia, como o hidrogênio verde, destaca a necessidade urgente de expandir e investir em infraestruturas energéticas renováveis.

Em 2012, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) introduziu a regulamentação 482/12, permitindo que consumidores instalassem seus próprios geradores de energia renovável e se conectassem à rede de distribuição elétrica, inaugurando um novo capítulo no setor energético brasileiro através do mecanismo

"Net Metering" (sistema de compensação de créditos energéticos). Contudo, a recente Lei 14.300 de 2022 introduziu incertezas adicionais quanto à viabilidade financeira da geração descentralizada de energia, sendo os sistemas com solicitação de acesso posterior a 06/01/2023 inseridos em uma regra de transição na qual altera a valoração dos créditos energéticos.

O objetivo deste trabalho é avaliar a viabilidade econômica da implementação de sistemas fotovoltaicos descentralizados em localidades administradas pela Secretaria da Fazenda do estado do Ceará, em meio a esse cenário legislativo em evolução. A justificativa para esta investigação reside na crescente necessidade de compreender o impacto financeiro e o retorno sobre o investimento desses sistemas, dada a complexidade do ambiente regulatório e os desafios energéticos que o Brasil enfrenta.

O país lida com desafios energéticos significativos, incluindo a queda dos níveis dos reservatórios das usinas hidroelétricas e a dependência de fontes de energia mais caras, como as termoeletricas (CNN Brasil Business, 2021). Nesse contexto, a geração descentralizada surge como uma alternativa viável e econômica. A transparência nos custos de energia também foi reforçada pelo sistema de Bandeiras Tarifárias em 2015, mas fatores externos como mudanças climáticas, políticas internacionais e flutuações nos preços dos combustíveis fósseis adicionam uma camada de incerteza ao planejamento estratégico. Portanto, este estudo não apenas visa entender a situação atual, mas também busca oferecer *insights* para antecipar e mitigar os desafios futuros na área energética.

Este trabalho é organizado de maneira a proporcionar uma análise completa da viabilidade da geração de energia fotovoltaica descentralizada em 39 localidades sob a administração da Secretaria da Fazenda do Estado do Ceará. O Capítulo 2 apresentará uma Revisão de Literatura que abordará temas fundamentais como Geração Distribuída, Energia Fotovoltaica, Net Metering, IPCA, e a Lei 14.300 de 2022. O Capítulo 3 se dedicará ao Projeto Fotovoltaico, detalhando aspectos como o local da instalação. O Capítulo 4, apresentará um Estudo de Viabilidade, em que serão analisadas as premissas, critérios de viabilidade e três cenários distintos: Pessimista, Moderado e Otimista. O Capítulo 5 examinará a relação entre a Tarifa Energética e o IPCA. O estudo se encerrará com o Capítulo 6, que contém a Conclusão, sintetizando os resultados e oferecendo recomendações.

2. REVISÃO DE LITERATURA

Neste capítulo, procederemos a uma revisão sistemática da literatura acadêmica e técnica que constitui a base conceitual deste trabalho. Os conceitos e teorias fundamentais para a compreensão e análise da geração de energia fotovoltaica descentralizada, incluindo Geração Distribuída, Energia Fotovoltaica, Net Metering, IPCA e a Lei 14.300 de 2022, serão abordados e contextualizados.

2.1 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Existem vários termos e definições usados em relação à geração distribuída. Alguns países baseiam-se no nível de tensão para defini-la; outros analisam se a instalação e operação das unidades de geração de energia elétrica estão diretamente ligadas à rede de distribuição ou ao consumidor, não sendo considerada relevante a potência instalada nesta definição (ACKERMANN et al., 2001). De acordo com o Instituto Nacional de Eficiência Energética, geração distribuída é uma expressão utilizada para designar a geração elétrica junto ou próxima dos consumidores independente da potência, tecnologia e fonte de energia (INEE, 2021).

Dessa forma, entre 2004 e 2007 houve um aumento considerável na potência acumulada instalada na Alemanha, impulsionado pela aplicação da nova Lei de Energia Renovável (German Renewable Energy Sources Act) que determinava a obrigatoriedade de compra, por parte das concessionárias, de toda energia elétrica proveniente de fontes renováveis (JANNUZZI, 2009).

2.2 ENERGIA FOTOVOLTAICA

A energia solar fotovoltaica é obtida através da conversão direta da luz em eletricidade, denominada de efeito fotovoltaico e é realizada pelos dispositivos fotovoltaicos (FV). Tal efeito foi relatado pelo físico francês Edmond Becquerel, em 1839, como sendo o aparecimento de uma diferença de potencial nos extremos de uma estrutura de material semicondutor, produzida pela absorção da luz, ou seja, no momento da interação da radiação solar com o material semicondutor, ocorre a liberação e movimentação de elétrons por este material, gerando-se assim essa diferença de potencial (CRESESB, 2004).

O Programa de 100.000 Telhados (100.000 Roofs Program) iniciado na Alemanha em 1999 e que terminou em 2003, é considerado o maior programa do mundo a introduzir a energia solar fotovoltaica, disponibilizando à população empréstimos para a instalação de sistemas FV conectados à rede elétrica. Este regime de apoio através de empréstimos bonificados não foi interrompido e passou a ser chamado posteriormente de Solarstrom Erzeugen - Solar Power Generation (JANNUZZI, 2009).

A conversão da energia solar em eletricidade ocorre de modo silencioso, sem emissão de gases, não necessitando de operador para o sistema. Apenas a componente luminosa da energia solar (fótons) é útil para a conversão fotovoltaica. A componente térmica (radiação infravermelha) é utilizada em outras aplicações, como o aquecimento de água ou a geração de energia elétrica através de sistemas termo-solares com concentradores (LAMBERTS, et al., 2010).

Os valores de irradiação solar global incidente em qualquer região do território brasileiro (1.500 - 2500 kWh/m²) são superiores aos da maioria dos países da União Europeia, como Alemanha (900 - 1.250 kWh/m²), França (900 - 1.650 kWh/m²) e Espanha (1.200 - 1.850 kWh/m²), onde há fortes incentivos governamentais para a implementação de projetos que aproveitem os recursos solares (PEREIRA et al., 2006).

2.3 NET METERING

O termo Net Metering consiste na medição do fluxo de energia em uma unidade consumidora dotada de geração, por meio de medidores bidirecionais (ANEEL, 2012). Dessa forma, registra-se o valor líquido da energia no ponto de conexão. Ou seja, se a geração for maior que a carga, o consumidor recebe um crédito em energia (kWh), que poderá ser compensado na próxima fatura ou ainda poderá ser utilizado em um período de até 60 meses conforme a resolução normativa nº 482. Esse crédito também pode ser usado para abater o consumo de unidades habitacionais ou comerciais da mesma titularidade, situadas em outro local, desde que na área de atendimento de uma mesma distribuidora. Esse tipo de utilização dos créditos foi denominado “autoconsumo remoto”.

2.4 IPCA

O Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA) é calculado pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), com coleta, em geral, do dia 1 a

30 do mês de referência. O IPCA é o índice de referência do sistema de metas para a inflação e mede o preço de uma cesta de consumo representativa para famílias com renda de 1 a 40 salários mínimos, em 13 áreas geográficas: regiões metropolitanas de Belém, Fortaleza, Recife, Salvador, Belo Horizonte, Vitória, Rio de Janeiro, São Paulo, Curitiba, Porto Alegre, além do Distrito Federal e dos municípios de Goiânia e Campo Grande. Com algumas diferenças metodológicas, o IPCA-15 é uma prévia do IPCA, cujo período de coleta estende-se do dia 16 do mês anterior ao 15 do mês de referência (Banco Central do Brasil, 2006).

2.5 LEI 14.300 DE 2022

Com a aprovação da Lei 14.300 de 2022 e as mudanças promovidas no sistema de compensação, muitos consumidores e empreendedores entendem que essa taxação foi oficializada. Porém essa definição não é exata.

O que o marco legal promove é o estabelecimento de compensações pelo uso da infraestrutura da rede elétrica. O entendimento é que, conforme o segmento cresce, é preciso reduzir gradativamente os incentivos. Além disso, a nova regra deverá levar em conta os benefícios da GD ao sistema, como a redução da demanda de consumo.

Em razão de questões sistêmicas do setor elétrico brasileiro, que incluem encargos, empréstimos, aumento de incidências de secas afetando a produção hidrelétrica e aumento do uso de usinas térmicas, mais caras e poluentes, a tendência de encarecimento das tarifas de energia é de difícil reversão. Esse cenário, combinado com a redução de custos da tecnologia fotovoltaica, traz perspectiva de que o investimento na GD solar siga vantajoso, mesmo com as novas regras.

3. O PROJETO FOTOVOLTAICO

Para o Estado do Ceará, a Secretaria da Fazenda, em conformidade ao Decreto Nº 33.264 de 06/09/2019, reconheceu o potencial desta tecnologia e conduziu um estudo abrangente sobre a sua implementação em suas instalações.

Foram projetadas usinas fotovoltaicas para 39 unidades sob a administração da Secretaria da Fazenda, e dada a complexidade do projeto foram duas alternativas totalizando 78 projetos distintos, seguindo critérios como:

- Local de instalação (latitude, radiação solar, temperatura, reflectância superficial da frente dos módulos).
- Exposição dos módulos: ângulo de inclinação (tilt), ângulo de orientação (azimute).
- Sombreamento devido a elementos naturais ou artificiais.
- Características dos módulos: potência, coeficiente de temperatura, desacoplamento perdas ou incompatibilidade.
- Custo da Tarifa Energética que apresentou uma variação de R\$0,3886 para as localidades conectadas a rede em alta tensão e R\$0,783039 para as conectadas em baixa tensão (Impactando diretamente a economia anual do sistema).
- Custo do investimento e Operação e Manutenção.
- Normas Técnicas e legislação vigente.

Utilizou-se o software PV*SOL, um dos mais utilizados mundialmente para simulação de sistemas de energia solar, onde foram estudadas as condições periféricas, edificações, árvores buscando-se as melhores condições para posicionamento dos módulos.

Foram efetuadas visitas técnicas em todos os locais das instalações onde pode-se constatar que em todos postos fiscais há possibilidade de instalações dos sistemas fotovoltaicos em suas estruturas de cobertas ou até mesmo no solo, porém algumas unidades apresentaram limitantes como: interferências no telhado ou sombreamento de edificações próximas. A ideia central era entender os padrões de consumo energético de cada local e determinar o potencial de geração fotovoltaica

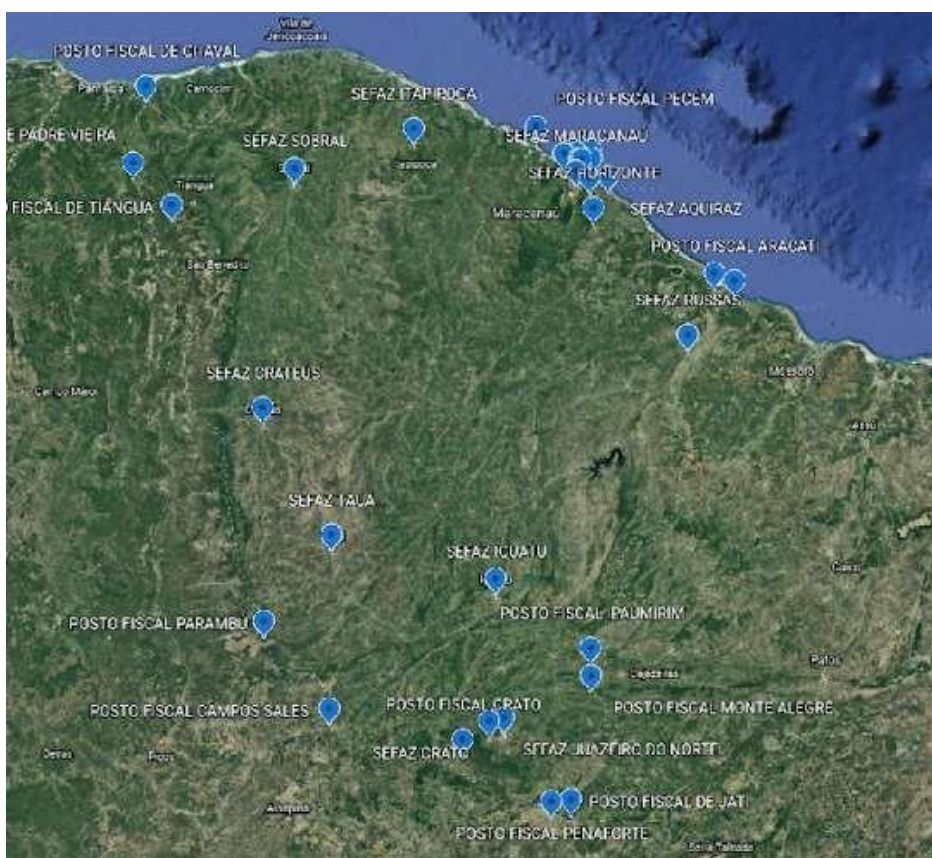
correspondente. Isso forneceria um quadro claro de quão viável seria a transição para a energia solar. Levando em conta a robustez e condição das infraestruturas existentes para a elaboração de estudo detalhado do espaço físico disponível em cada localidade. Isso determinaria onde os painéis poderiam ser instalados para maximizar a exposição ao sol e, conseqüentemente, a produção de energia.

Com base em todas estas considerações, as áreas que apresentaram o menor custo de instalação e que ainda ofereciam alta capacidade produtiva, foram priorizadas.

3.1 LOCAL DA INSTALAÇÃO

As 39 localidades consideradas neste estudo, sendo a maior parte das unidades localizadas na capital Fortaleza, descritas na Figura 2, apresentam características únicas em termos de infraestrutura, espaços físicos e padrões de consumo energético.

Figura 2 - Localização das Usinas



Fonte: Autor (2023)

4. ESTUDO DE VIABILIDADE

Os projetos que serviram como base para esta análise foram elaborados pela Del Rey Engenharia LTDA em 2021, e devido natureza dinâmica dos projetos exige adaptações e revisões constantes, em especial quando novas legislações, como a lei 14.300 de 2022, entram em vigor. Em consonância com essas mudanças, um reestudo da viabilidade do projeto foi realizado, resultando em *insights* cruciais para a tomada de decisões.

4.1 Metodologia

Para obter uma compreensão holística do impacto dessas mudanças na viabilidade geral do projeto, os centros de custos de cada localidade foram analisados de forma distinta. No entanto, ao final, os fluxos foram consolidados para fornecer uma avaliação agregada, levando em conta economia gerada, valor presente líquido e taxa interna de retorno. Isto nos proporciona uma visão macroscópica do projeto, permitindo identificar benefícios, riscos e retornos de uma perspectiva global.

4.1.1 Economia Gerada

O cálculo da economia gerada se dá através da produção energética do sistema, tarifa vigente; tarifa de compensação e simultaneidade da geração (a energia que é gerada pelo sistema e consumida na hora).

Devido a Lei 14.300 de 2022 a tarifa de compensação é definida pela soma das componentes TE e TUSD descontadas dos impostos PIS, COFINS E ICMS, sendo esse desconto aplicado de forma gradativa com taxa inicial de 15% a partir de 07/07/2023 com acréscimo anual de 15% até sua totalidade em 2029. As Tabelas 1 e 2 demonstram a evolução das tarifas de compensação e economia acumulada da Localidade 16 – SEFAZ CRATO, as demais localidades podem ser vistas em apêndice.

Tabela 1 - Tarifa de Compensação Baixa Tensão

Taxa de Compensação sem direito adquirido lei 14.300/22							
R\$ 0,747643	R\$ 0,712247	R\$ 0,676851	R\$ 0,641455	R\$ 0,606060	R\$ 0,570664	R\$ 0,547067	
2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	
15%	30%	45%	60%	75%	90%	100%	

Fonte: Autor (2023)

Tabela 2 - Economia do Sistema SEFAZ CRATO

ANO	REAJUSTE (%)	MANUT. DO SISTEMA	TOTAL (SEM SOLAR) GERADORA	TOTAL (COM SOLAR) GERADORA	ECONOMIA ANUAL ACUMULADA
2023	8%	R\$ 286,07	R\$ 25.735,78	R\$ 9.787,30	R\$ 15.662,41
2024	8%	R\$ 308,96	R\$ 27.794,65	R\$ 10.887,46	R\$ 32.260,65
2025	8%	R\$ 333,67	R\$ 30.018,22	R\$ 12.101,00	R\$ 49.844,19
2026	8%	R\$ 360,37	R\$ 32.419,67	R\$ 13.439,03	R\$ 68.464,47
2027	8%	R\$ 389,19	R\$ 35.013,25	R\$ 14.913,70	R\$ 88.174,82
2028	8%	R\$ 420,33	R\$ 37.814,31	R\$ 16.538,31	R\$ 109.030,50
2029	8%	R\$ 453,96	R\$ 40.839,45	R\$ 18.172,06	R\$ 131.243,94
2030	8%	R\$ 490,27	R\$ 44.106,61	R\$ 19.625,82	R\$ 155.234,45
2031	8%	R\$ 529,49	R\$ 47.635,14	R\$ 21.195,89	R\$ 181.144,20
2032	8%	R\$ 571,85	R\$ 51.445,95	R\$ 22.891,56	R\$ 209.126,74
2033	8%	R\$ 617,60	R\$ 55.561,63	R\$ 24.722,88	R\$ 239.347,88
2034	8%	R\$ 667,01	R\$ 60.006,56	R\$ 26.700,72	R\$ 271.986,71
2035	8%	R\$ 720,37	R\$ 64.807,08	R\$ 28.836,77	R\$ 307.236,64
2036	8%	R\$ 778,00	R\$ 69.991,65	R\$ 31.143,71	R\$ 345.306,57
2037	8%	R\$ 840,24	R\$ 75.590,98	R\$ 33.635,21	R\$ 386.422,10
2038	8%	R\$ 907,46	R\$ 81.638,26	R\$ 36.326,03	R\$ 430.826,86
2039	8%	R\$ 980,06	R\$ 88.169,32	R\$ 39.232,11	R\$ 478.784,01
2040	8%	R\$ 1.058,46	R\$ 95.222,86	R\$ 42.370,68	R\$ 530.577,73
2041	8%	R\$ 1.143,14	R\$ 102.840,69	R\$ 45.760,33	R\$ 586.514,95
2042	8%	R\$ 1.234,59	R\$ 111.067,95	R\$ 49.421,16	R\$ 646.927,15
2043	8%	R\$ 1.333,36	R\$ 119.953,38	R\$ 53.374,85	R\$ 712.172,32
2044	8%	R\$ 1.440,03	R\$ 129.549,65	R\$ 57.644,84	R\$ 782.637,10
2045	8%	R\$ 1.555,23	R\$ 139.913,62	R\$ 62.256,43	R\$ 858.739,07

Fonte: Autor (2023)

4.1.2 Custo do Investimento

Ao determinar o custo de implantação de sistemas fotovoltaicos, é crucial compreender que múltiplos fatores influenciam no investimento total. Isso inclui o preço dos painéis solares, inversores, estrutura de montagem, mão de obra para instalação, além de eventuais taxas e licenças.

Neste estudo, os preços de referência foram os levantados no Estudo Estratégico Geração Distribuída elaborado pela consultoria Greener. A Greener é reconhecida no mercado brasileiro por realizar análises detalhadas da indústria solar, e o referido estudo oferece uma visão ampla dos preços praticados no Brasil, considerando as diferentes regiões e as nuances do mercado local.

Os valores utilizados neste trabalho, portanto, refletem a média de custos identificada pela Greener para sistemas fotovoltaicos conectados à rede, em diferentes capacidades de geração e local de instalação, apresentando variações no custo por kWp para sistemas de diferentes potências e tipo de instalação, corroborado na Figura 3.

Figura 3 - Preço do para o Cliente Final



Fonte: Relatório Greener (2021)

4.1.3 Inflação Energética

A inflação energética refere-se ao aumento no preço da energia ao longo do tempo. No contexto brasileiro, este aumento pode ser influenciado por diversos fatores, incluindo: variações na oferta e demanda, alterações nas políticas energéticas, investimentos em infraestrutura, eventos climáticos extremos e outros aspectos econômicos e operacionais do setor.

Nos últimos anos, o Brasil tem experimentado flutuações no preço da energia, em grande parte devido a condições hidrológicas desfavoráveis, que afetam a capacidade das hidrelétricas, e a necessidade de acionamento de termelétricas, que têm um custo operacional mais elevado (Empresa de Pesquisa Energética).

Além disso, o país também tem enfrentado desafios em relação à expansão e manutenção da rede elétrica.

É fundamental para qualquer estudo ou planejamento no setor energético considerar a inflação energética, uma vez que ela impacta diretamente na viabilidade econômica de projetos, na capacidade de investimento das empresas e no orçamento dos consumidores. A Tabela 3 demonstra a evolução do preço do MWh médio ao longo do tempo.

Tabela 3 - INFLAÇÃO ENERGETICA X IPCA

ANO	CUSTO MWh Médio (R\$)	INDICE IPCA
1995	59,58	1.033,74
1996	74,47	1.260,90
1997	82,16	1.379,33
1998	86,57	1.444,64
1999	95,86	1.468,41
2000	108,50	1.598,41
2001	122,88	1.693,07
2002	143,05	1.822,08
2003	182,39	2.085,68
2004	213,49	2.246,43
2005	242,54	2.412,83
2006	256,66	2.550,36
2007	258,81	2.626,56
2008	247,10	2.746,37
2009	259,54	2.906,74
2010	264,58	3.040,22
2011	278,46	3.222,42
2012	292,85	3.422,79
2013	254,45	3.633,44
2014	276,97	3.836,37
2015	395,04	4.110,20
2016	419,14	4.550,23
2017	421,95	4.793,85
2018	474,99	4.930,72
2019	511,47	5.116,93
2020	511,04	5.331,42
2021	602,73	5.574,49
2022	637,02	6.153,09
INFLAÇÃO DO PERÍODO	969%	495%
INFLAÇÃO ANUAL MÉDIA DO PERÍODO	9,17%	6,83%

Fonte: Empresa de Pesquisa Energética e IBGE

4.1.4 Custos de Operação e Manutenção

A operação e manutenção de sistemas de energia solar são fundamentais para garantir seu funcionamento eficiente e prolongar sua vida útil. Estes custos são uma parte essencial das despesas totais de qualquer projeto de energia solar e incluem atividades como inspeção regular, limpeza dos painéis solares, substituição de componentes defeituosos e monitoramento do desempenho do sistema.

Embora os sistemas de energia solar sejam geralmente considerados de baixa manutenção, especialmente quando comparados a outras formas de geração de energia, ainda assim existem custos associados para garantir seu ótimo desempenho ao longo do tempo. De acordo com Elysia Energia Solar (2017), a manutenção desses sistemas fica em torno de 0,5% ao ano em relação ao valor do investimento inicial.

4.1.5 Período de Payback:

O Payback nada mais é do que o número de períodos necessários para que o fluxo de benefícios supere o capital investido (SOUZA, 2004). Projetos com períodos de payback mais curtos são geralmente preferidos.

4.1.6 Valor Presente Líquido (VPL) e Taxa Interna de Retorno (TIR):

O método do valor presente líquido é considerado um método que se enquadra no conceito de equivalência tendo, portanto, a característica de trazer para o tempo presente, ou seja, esse método leva em consideração o valor temporal dos recursos financeiros. A viabilidade econômica de um projeto analisado pelo método do Valor Presente Líquido é indicada pela diferença positiva entre receitas e custos, atualizados a determinada taxa de juros (REZENDE & OLIVEIRA, 1993).

A Taxa Interna de Retorno “consiste em calcular a taxa que anula o valor presente líquido do fluxo de caixa do investimento analisado” (VERAS, 2001, p. 243).

4.1.7 Taxa De Desconto:

A taxa de desconto é um conceito fundamental em finanças e investimentos. Ela representa o valor do dinheiro ao longo do tempo e é usada para descontar fluxos de caixa futuros para seu valor presente. Entender a taxa de desconto é

essencial para avaliar a viabilidade de um investimento ou projeto. A taxa de desconto pode ser baseada em várias fontes, incluindo: Taxa livre de risco (por exemplo, a taxa de retorno sobre títulos do governo); Taxas de retorno exigidas por investidores; Custo médio ponderado de capital (WACC) de uma empresa, que reflete o custo de capital de dívida e o custo de capital próprio, sendo uma média ponderada das expectativas de retornos sobre o capital próprio e custos de financiamento, sendo assim a taxa de retorno mínima que investimentos devem auferir (Materlanc, Pasin e Pereira, 2014).

Para o cálculo do WACC foi utilizado o prêmio de risco sobre patrimônio líquido no valor de 8,47%, conforme Tabela 4. Para se mensurar o prêmio de risco país, os mais populares são o Emerging Markets Bond Index Plus (EMBI+) Brasil, que é calculado pelo Banco J.P.Morgan, e o Credit Default Swap (CDS), que são derivativos de crédito negociados no mercado. O spread dos CDS é cotado em pontos base em relação ao valor contratado, diferentemente do spread medido pelo EMBI+, que é o diferencial de rentabilidade de uma carteira teórica de títulos em relação ao rendimento dos títulos do Tesouro norte americano (Ministério da Fazenda, 2018).

Tabela 4 - Prêmio de Risco Sobre Patrimônio Líquido

Country and Equity Risk Premiums								
Date of update: 1-Jul-23								
Enter the current risk premium for a mature equity market								
Do you want to adjust the country default spread for the additional volatility of the equity market to get								
If yes, enter the multiplier to use on the default spread (See worksheet for volatility numbers for selec								
						5,00%		
						Yes		
						1,42		
Country	Region	Moody's rating	Rating-based Default Spread	Total Equity Risk Premium	Country Risk Premium	Sovereign CDS, net of U	Total Equity Risk Premium2	Country Risk Premium3
Brazil	Central and South America	Ba2	3,22%	9,57%	4,57%	2,45%	8,47%	3,47%
Uzbekistan	Eastern Europe & Russia	Ba3	3,85%	10,46%	5,46%	NA	NA	NA
Venezuela	Central and South America	C	17,50%	29,82%	24,82%	11,14%	20,80%	15,80%
Vietnam	Asia	Ba2	3,22%	9,57%	4,57%	1,30%	6,84%	1,84%
Zambia	Africa	Ca	12,84%	23,21%	18,21%	NA	NA	NA

Fonte: Damodaran Online (2023)

Para o cálculo do WACC foi adotado o valor disponibilizado no portal de internet mantido pelo professor Aswath Damodaran (Universidade de Nova Iorque), baseado em uma amostra de empresas do mercado global e adequando os juros de títulos de longo prazo para 11,21% (Trading Economics; 01/09/2023; inflação brasileira esperada de 4,93% (conforme boletim Focus de 8 de setembro de 2023) e inflação americana de 2%, sendo a meta de inflação estabelecida entidade monetária dos estados unidos Federal Reserve, foi obtido um WACC do

setor de Energia Renovável de 20,14% ajustado para real, evidenciado na Tabela 5.

Tabela 5 - WACC

Date updated:

05/jan/23

Created by:

Aswath Damodaran, adamodar@stern.nyu.edu

What is this data?

Cost of equity and capital (updateable) Emerging Markets

Home Page:

http://www.damodaran.com

Data website:

https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/data.ht

Companies in each industry

https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/pc/datasets/indname.xls

Variable definitions:

https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile

To update this spreadsheet, enter the following

Long Term Treasury bond rate =

11,21%

Risk Premium to Use for Equity =

8,47%

Global Default Spread to add to cost of debt =

2,66%

Do you want to use the marginal tax rate for cost of debt?

Yes

If yes, enter the marginal tax rate to use

24,23%

Cost of Debt Lookup Table (based on std dev in stock prices)

Standard Deviation

Basis Spread

0

0,25

0,85%

0,250001

0,5

1,62%

0,500001

0,65

2,00%

0,650001

0,8

3,13%

0,800001

0,9

5,26%

0,900001

1

7,37%

1,000001

10

11,57%

These costs of capital are in US\$. To convert to a different currency, please enter

Expected inflation rate in local currency =

4,93%

Expected inflation rate in US \$ =

2,00%

Industry Name	Number of Firms	Beta	Cost of Equity	E/(D+E)	Std Dev in Stock	Cost of Debt	Tax Rate	After-tax Cost of Debt	D/(D+E)	Cost of Capital	Cost of Capital (Local Currency)
Green & Renewable Energy	131	1.0045	19.72%	63.23%	32.73%	15.49%	9.85%	11.74%	36.77%	16.79%	20.14%

Fonte: Damodaran Online (2023)

A meta atuarial estabelecida pela CEARAPREV, com base no seu Demonstrativo da Política de Investimentos – DPIN do exercício de 2022, onde admitiu-se uma taxa real de juro atuarial de 4,00% ao ano. Dessa forma utilizado a inflação média anual do período de 1996 a 2022 de 6,83% somados aos 4% totalizando 10,83% a.a., foi realizado um comparativo entre os montantes do investimento aplicado a taxa de 10,83% e os retornos das usinas aplicados a mesma taxa ao fim do ciclo, de forma a compreender a viabilidade de fundos imobiliários voltados a geração de energia distribuída.

O estudo de viabilidade foi composto de 3 cenários:

- **Cenário 1 – Pessimista:** Este cenário assume condições desfavoráveis, onde fatores como inflação energética fica limitado a variação do IPCA e os custos do sistema majorados em 20%. É uma visão conservadora do projeto.
- **Cenário 2 – Moderada:** Representa uma perspectiva equilibrada, inflação energética é a média da do IPCA e inflação energética do período e os custos do sistema majorados seguem a média do mercado. É a "média" das previsões.
- **Cenário 3 – Otimista:** A inflação energética média do período e os custos do sistema são as medias do mercado. É o cenário mais favorável.

As principais variáveis que diferenciam esses cenários são a Inflação Energética e o Custo do Sistema. Estas premissas são cruciais, pois têm um impacto direto sobre os custos operacionais futuros e a rentabilidade do projeto.

O destaque fica para a localidade 10 - POSTO FISCAL IPAUMIRIM, apresentado na Figura 4, que apresentou uma TIR superior a 40% no cenário moderado sendo um investimento de altíssimo retorno, isso se deve principalmente ao tipo de tarifação, sendo uma tarifa de baixa tensão que apresenta um custo 2,015 vezes maior que a tarifa de alta tensão, ao alto nível de irradiação solar da região, o fato de ser uma usina sobre telhado que apresenta um custo por kWp inferior a usina em solo e o posicionamento do telhado ajuda na eficiência energética.

Dos 39 projetos iniciais considerados para diversas localidades, identificou-se que cinco deles exibiram mudanças drásticas em sua viabilidade devido a Lei 14.300 de 2022, esses projetos foram superdimensionados para que sua geração fosse compensada em outras unidades e devido a alteração no valor do crédito energético ocorrida na nova legislação, impactando diretamente o retorno do investimento. As localidades que apresentaram uma TIR inferior a 16,85% no cenário moderado foram consideradas inviáveis e, portanto, excluídos do estudo, sendo eles: SEFAZ TAUÁ; POSTO FISCAL CRATO; SEFAZ CEMAV; SEFAZ HORIZONTE; SEFAZ ALMOXARIFADO, conforme a Tabela 6, faz-se necessário redimensionamento das usinas de forma a otimizar os resultados.

Tabela 6 - Viabilidade por Localidade

ITEM	UNIDADE FAZENDÁRIA	Potência em kWp	Custo por kWp	CUSTO DO SISTEMA	TARIFICAÇÃO	TIR
15	SEFAZ TAUÁ	75,60	3.810,00	288.036,00	GRUPO "B" TRIFÁSICA	11,04%
17	POSTO FISCAL CRATO	363,60	3.590,00	1.305.324,00	HOROSAZONAL VERDE	3,98%
26	SEFAZ CEMAV	98,40	3.810,00	374.904,00	HOROSAZONAL VERDE	8,37%
29	SEFAZ HORIZONTE	66,60	3.890,00	259.074,00	GRUPO "B" TRIFÁSICA	13,98%
32	SEFAZ ALMOXARIFADO	89,40	3.810,00	340.614,00	GRUPO "B" TRIFÁSICA	16,66%

Fonte: Autor (2023)

4.2 CENÁRIO 1 - PESSIMISTA

O cenário em questão sofreu um aumento de 20% no custo do investimento e a inflação energética projetada ficou limitada somente a média anual do IPCA no período 1996 a 2022:

- Custo Total dos Sistemas: R\$ 12.549.757,68;
- Potência Total: 2.874,09 kWp
- Custo por kWp: R\$ 4.366,52;
- Geração Anual: 4.333 MWh;
- Inflação Energética Projetada: 6,83%
- Taxa de Desconto: 20,14%
- Payback: 7 anos;
- Taxa Interna de Retorno: 18,532%.
- VPL: R\$ -R\$ 1.184.305,47

A Tabela 7 mostra o agregado da economia anual gerada pelo sistema, sua aplicação a meta atuarial e o investimento aplicado a meta atuarial.

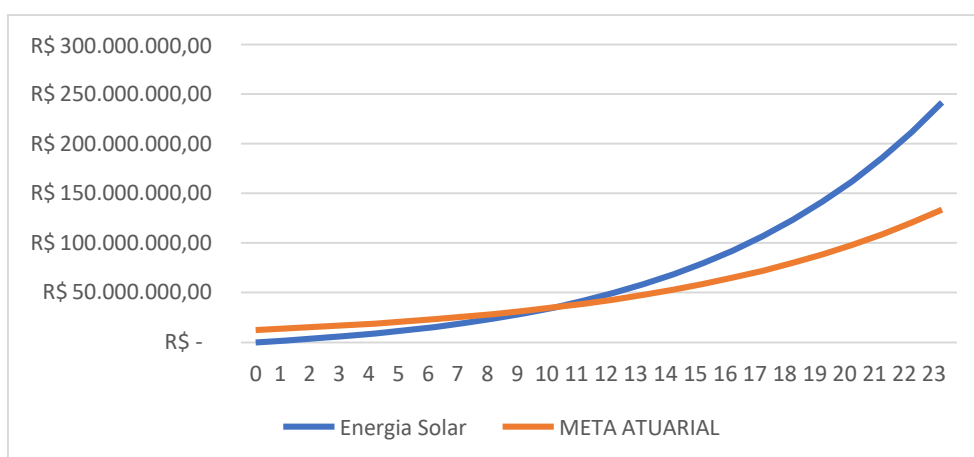
Tabela 7 - Viabilidade Cenário 1

PAYBACK	PRODUÇÃO DOS SISTEMAS ANUAL (R\$)	Custo de Operação e Manutenção Anual (R\$)	ECONOMIA ANUAL (R\$)	fluxo de caixa simples acumulado (R\$)	ECONOMIA ACUMULADA ANUAL APLICADA A META ATUARIAL	RENDIMENTO A META ATUARIAL	RENDIMENTO A META ATUARIAL
ANO 7			-R\$ 12.549.757,68	-R\$ 12.549.757,68	R\$ -	R\$ 12.549.757,68	R\$ 12.549.757,68
1	R\$ 1.825.920,38	R\$ 52.606,41	R\$ 1.773.313,97	-R\$ 10.776.443,71	R\$ 1.773.313,97	R\$ 1.359.138,76	R\$ 13.908.896,44
2	R\$ 1.907.824,09	R\$ 56.199,42	R\$ 1.851.624,66	-R\$ 8.924.819,05	R\$ 3.816.988,54	R\$ 1.506.333,48	R\$ 15.415.229,92
3	R\$ 1.992.140,22	R\$ 60.037,85	R\$ 1.932.102,37	-R\$ 6.992.716,68	R\$ 6.162.470,77	R\$ 1.669.469,40	R\$ 17.084.699,32
4	R\$ 2.079.074,14	R\$ 64.138,43	R\$ 2.014.935,71	-R\$ 4.977.780,97	R\$ 8.844.802,06	R\$ 1.850.272,94	R\$ 18.934.972,26
5	R\$ 2.168.590,12	R\$ 68.519,08	R\$ 2.100.071,04	-R\$ 2.877.709,93	R\$ 11.902.765,16	R\$ 2.050.657,50	R\$ 20.985.629,75
6	R\$ 2.260.635,34	R\$ 73.198,94	R\$ 2.187.436,40	-R\$ 690.273,53	R\$ 15.379.271,03	R\$ 2.272.743,70	R\$ 23.258.373,46
7	R\$ 2.375.104,04	R\$ 78.198,43	R\$ 2.296.905,61	R\$ 1.606.632,09	R\$ 19.341.751,69	R\$ 2.518.881,85	R\$ 25.777.255,30
8	R\$ 2.537.323,65	R\$ 83.539,38	R\$ 2.453.784,27	R\$ 4.060.416,35	R\$ 23.890.247,67	R\$ 2.791.676,75	R\$ 28.568.932,05
9	R\$ 2.710.622,85	R\$ 89.245,12	R\$ 2.621.377,73	R\$ 6.681.794,09	R\$ 29.098.939,22	R\$ 3.094.015,34	R\$ 31.662.947,39
10	R\$ 2.895.758,39	R\$ 95.340,56	R\$ 2.800.417,83	R\$ 9.482.211,92	R\$ 35.050.772,17	R\$ 3.429.097,20	R\$ 35.092.044,59
11	R\$ 3.093.538,69	R\$ 101.852,32	R\$ 2.991.686,37	R\$ 12.473.898,29	R\$ 41.838.457,17	R\$ 3.800.468,43	R\$ 38.892.513,02
12	R\$ 3.304.827,38	R\$ 108.808,83	R\$ 3.196.018,55	R\$ 15.669.916,84	R\$ 49.565.580,63	R\$ 4.212.059,16	R\$ 43.104.572,18
13	R\$ 3.530.547,09	R\$ 116.240,48	R\$ 3.414.306,62	R\$ 19.084.223,45	R\$ 58.347.839,63	R\$ 4.668.225,17	R\$ 47.772.797,35
14	R\$ 3.771.683,46	R\$ 124.179,70	R\$ 3.647.503,76	R\$ 22.731.727,21	R\$ 68.314.414,42	R\$ 5.173.793,95	R\$ 52.946.591,30
15	R\$ 4.029.289,44	R\$ 132.661,17	R\$ 3.896.628,26	R\$ 26.628.355,47	R\$ 79.609.493,76	R\$ 5.734.115,84	R\$ 58.680.707,14
16	R\$ 4.304.489,91	R\$ 141.721,93	R\$ 4.162.767,97	R\$ 30.791.123,45	R\$ 92.393.969,91	R\$ 6.355.120,58	R\$ 65.035.827,73
17	R\$ 4.598.486,57	R\$ 151.401,54	R\$ 4.447.085,03	R\$ 35.238.208,47	R\$ 106.847.321,88	R\$ 7.043.380,14	R\$ 72.079.207,87
18	R\$ 4.912.563,20	R\$ 161.742,27	R\$ 4.750.820,93	R\$ 39.989.029,41	R\$ 123.169.707,78	R\$ 7.806.178,21	R\$ 79.885.386,08
19	R\$ 5.248.091,27	R\$ 172.789,26	R\$ 5.075.302,00	R\$ 45.064.331,41	R\$ 141.584.289,13	R\$ 8.651.587,31	R\$ 88.536.973,39
20	R\$ 5.606.535,90	R\$ 184.590,77	R\$ 5.421.945,13	R\$ 50.486.276,55	R\$ 162.339.812,78	R\$ 9.588.554,22	R\$ 98.125.527,61
21	R\$ 5.989.462,30	R\$ 197.198,32	R\$ 5.792.263,98	R\$ 56.278.540,53	R\$ 185.713.478,48	R\$ 10.626.994,64	R\$ 108.752.522,25
22	R\$ 6.398.542,58	R\$ 210.666,96	R\$ 6.187.875,61	R\$ 62.466.416,14	R\$ 212.014.123,82	R\$ 11.777.898,16	R\$ 120.530.420,41
23	R\$ 6.835.563,04	R\$ 225.055,52	R\$ 6.610.507,52	R\$ 69.076.923,66	R\$ 241.585.760,95	R\$ 13.053.444,53	R\$ 133.583.864,94
			TIR	18,532%			
			VPL	-R\$ 1.184.305,47			

Fonte: Autor (2023)

Com o aumento significativo do custo do projeto, o investimento se torna inviável apresentando a TIR inferior ao WACC e VPL negativo. No entanto a alteração da composição do capital, utilizando linhas de créditos subsidiadas como as do Banco do Nordeste e juntamente com a trajetória de queda dos juros brasileiros, levará a uma diminuição do WACC e consequentemente a viabilização do cenário. Quando comparamos com a meta atuarial do CEARAPREV o investimento performa bem, com a aplicação dos fluxos a mesma taxa da meta atuarial o investimento gera um montante significativamente superior no 23º ano, como podemos observar na Figura 4.

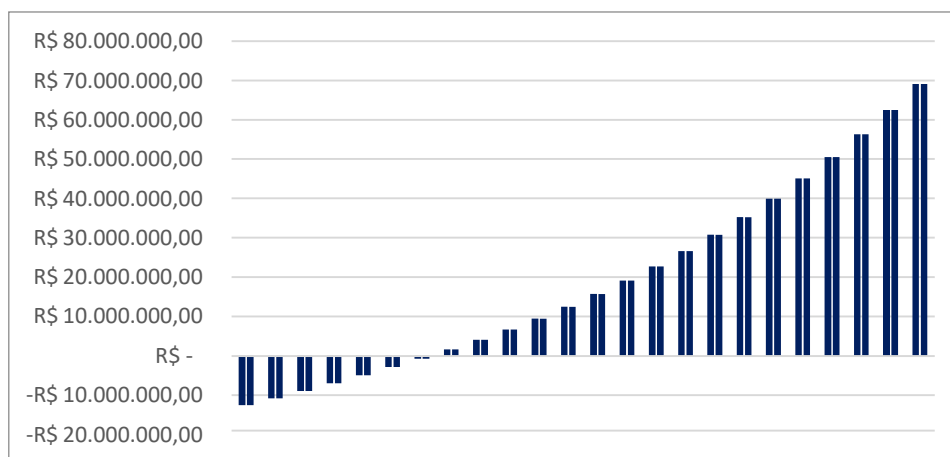
Figura 4 - Energia X Meta Atuarial - Cenário 1



Fonte: Autor (2023)

A Figura 5 ilustra o tempo de retorno do investimento para o cenário 1.

Figura 5 - Payback - Cenário 1



Fonte: Autor (2023)

4.3 CENÁRIO 2 - MODERADA

O cenário em questão utilizou o custo do investimento conforme o relatório Greener e a inflação energética projetada de 8%, sendo a média da inflação energética e IPCA anual do período 1996 a 2022:

- Custo Total dos Sistemas: R\$ R\$ 10.458.131,40;
- Potência Total: 2.874,09 kWp
- Custo por kWp: R\$ 3.638,76;
- Geração Anual: 4.333 MWh;
- Inflação Energética Projetada: 8%
- Taxa de Desconto: 20,14%
- Payback: 6 anos;
- Taxa Interna de Retorno: 22,887%.
- VPL: R\$ 1.826.910,54

Para uma compreensão mais abrangente das variáveis e resultados associados ao Cenário 2, a Tabela 8 foi elaborada para sintetizar as principais descobertas do estudo referente a esse cenário específico.

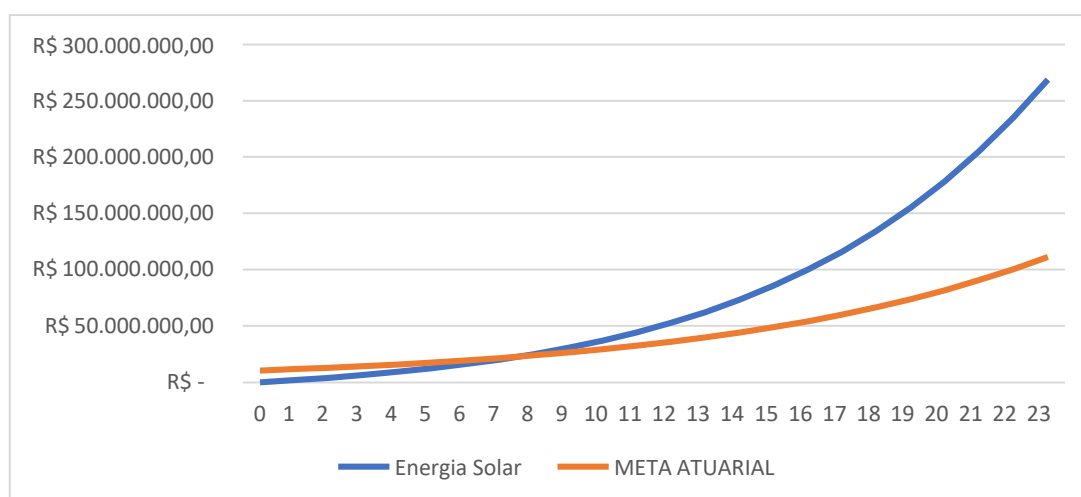
Tabela 8 - Viabilidade Cenário 2

PAYBACK	PRODUÇÃO DOS SISTEMAS ANUAL (R\$)	Custo de Operação e Manutenção Anual (R\$)	ECONOMIA ANUAL (R\$)	fluxo de caixa simples acumulado (R\$)	ECONOMIA ACUMULADA ANUAL APLICADA A META ATUARIAL	RENDIMENTO A META ATUARIAL	RENDIMENTO A ATUARIAL
ANO 6			-R\$ 10.458.131,40	-R\$ 10.458.131,40	R\$ -	R\$ 10.458.131,40	R\$ 10.458.131,40
1	R\$ 1.841.734,04	R\$ 52.606,41	R\$ 1.789.127,63	-R\$ 8.669.003,77	R\$ 1.789.127,63	R\$ 1.132.615,63	R\$ 11.590.747,03
2	R\$ 1.945.514,85	R\$ 56.814,92	R\$ 1.888.699,93	-R\$ 6.780.303,84	R\$ 3.871.590,09	R\$ 1.255.277,90	R\$ 12.846.024,93
3	R\$ 2.053.847,03	R\$ 61.360,11	R\$ 1.992.486,92	-R\$ 4.787.816,92	R\$ 6.283.370,21	R\$ 1.391.224,50	R\$ 14.237.249,43
4	R\$ 2.167.061,06	R\$ 66.268,92	R\$ 2.100.792,14	-R\$ 2.687.024,78	R\$ 9.064.651,34	R\$ 1.541.894,11	R\$ 15.779.143,55
5	R\$ 2.285.244,72	R\$ 71.570,44	R\$ 2.213.674,28	-R\$ 473.350,50	R\$ 12.260.027,36	R\$ 1.708.881,25	R\$ 17.488.024,79
6	R\$ 2.408.468,57	R\$ 77.296,07	R\$ 2.331.172,50	R\$ 1.857.822,00	R\$ 15.918.960,82	R\$ 1.893.953,09	R\$ 19.381.977,88
7	R\$ 2.558.237,13	R\$ 83.479,76	R\$ 2.474.757,37	R\$ 4.332.579,37	R\$ 20.117.741,65	R\$ 2.099.068,20	R\$ 21.481.046,08
8	R\$ 2.762.896,10	R\$ 90.158,14	R\$ 2.672.737,96	R\$ 7.005.317,33	R\$ 24.969.231,03	R\$ 2.326.397,29	R\$ 23.807.443,37
9	R\$ 2.983.927,79	R\$ 97.370,79	R\$ 2.886.557,00	R\$ 9.891.874,33	R\$ 30.559.955,75	R\$ 2.578.346,12	R\$ 26.385.789,49
10	R\$ 3.222.642,01	R\$ 105.160,45	R\$ 3.117.481,56	R\$ 13.009.355,88	R\$ 36.987.080,52	R\$ 2.857.581,00	R\$ 29.243.370,49
11	R\$ 3.480.453,37	R\$ 113.573,29	R\$ 3.366.880,08	R\$ 16.376.235,97	R\$ 44.359.661,42	R\$ 3.167.057,02	R\$ 32.410.427,52
12	R\$ 3.758.889,64	R\$ 122.659,15	R\$ 3.636.230,49	R\$ 20.012.466,45	R\$ 52.800.043,24	R\$ 3.510.049,30	R\$ 35.920.476,82
13	R\$ 4.059.600,81	R\$ 132.471,88	R\$ 3.927.128,93	R\$ 23.939.595,38	R\$ 62.445.416,85	R\$ 3.890.187,64	R\$ 39.810.664,46
14	R\$ 4.384.368,87	R\$ 143.069,63	R\$ 4.241.299,24	R\$ 28.180.894,62	R\$ 73.449.554,74	R\$ 4.311.494,96	R\$ 44.122.159,42
15	R\$ 4.735.118,38	R\$ 154.515,20	R\$ 4.580.603,18	R\$ 32.761.497,81	R\$ 85.984.744,69	R\$ 4.778.429,87	R\$ 48.900.589,28
16	R\$ 5.113.927,86	R\$ 166.876,42	R\$ 4.947.051,44	R\$ 37.708.549,24	R\$ 100.243.943,98	R\$ 5.295.933,82	R\$ 54.196.523,10
17	R\$ 5.523.042,08	R\$ 180.226,53	R\$ 5.342.815,55	R\$ 43.051.364,79	R\$ 116.443.178,66	R\$ 5.869.483,45	R\$ 60.066.006,56
18	R\$ 5.964.885,45	R\$ 194.644,66	R\$ 5.770.240,79	R\$ 48.821.605,59	R\$ 134.824.215,71	R\$ 6.505.148,51	R\$ 66.571.155,07
19	R\$ 6.442.076,29	R\$ 210.216,23	R\$ 6.231.860,06	R\$ 55.053.465,65	R\$ 155.657.538,33	R\$ 7.209.656,09	R\$ 73.780.811,16
20	R\$ 6.957.442,39	R\$ 227.033,53	R\$ 6.730.408,86	R\$ 61.783.874,51	R\$ 179.245.658,59	R\$ 7.990.461,85	R\$ 81.771.273,01
21	R\$ 7.514.037,78	R\$ 245.196,21	R\$ 7.268.841,57	R\$ 69.052.716,08	R\$ 205.926.804,99	R\$ 8.855.828,87	R\$ 90.627.101,88
22	R\$ 8.115.160,80	R\$ 264.811,91	R\$ 7.850.348,90	R\$ 76.903.064,98	R\$ 236.079.026,87	R\$ 9.814.915,13	R\$ 100.442.017,01
23	R\$ 8.764.373,67	R\$ 285.996,86	R\$ 8.478.376,81	R\$ 85.381.441,79	R\$ 270.124.762,29	R\$ 10.877.870,44	R\$ 111.319.887,45
			TIR	22,887%			
			VPL	R\$ 1.826.910,54			

Fonte: Autor (2023)

A adoção do custo de investimento, alinhado à média de mercado, e uma inflação energética moderadamente projetada, influencia decisivamente na viabilidade do projeto, que passa a exibir uma Taxa Interna de Retorno (TIR) superando o Custo Médio Ponderado de Capital (WACC) e um Valor Presente Líquido (VPL) positivo. Consequentemente, o investimento ultrapassa a média de retornos antecipados pelo mercado em 2,75 pontos percentuais, repercutindo diretamente em um VPL que excede 1,8 milhões. Estes aspectos se destacam como indicadores evidentes da viabilidade do projeto, que persiste em superar as reservas financeiras destinadas a investimentos, seguindo a meta atuarial, conforme ilustrado na Figura 6.

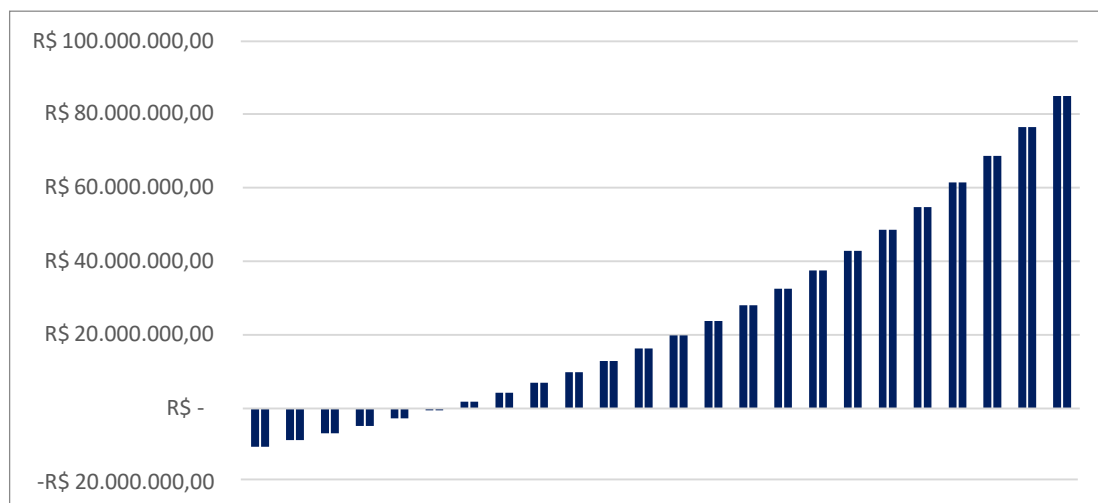
Figura 6 - Energia Solar X Meta Atuarial - Cenário 2



Fonte: Autor (2023)

A Figura 7 destaca o período de retorno do investimento referente ao cenário 2.

Figura 7 - Payback - Cenário 2



Fonte: Autor (2023)

4.4 CENÁRIO 3 - OTIMISTA

O cenário em questão utilizou o custo do investimento conforme o relatório Greener e a inflação energética projetada de 9,17%, sendo a média da inflação energética do período 1996 a 2022:

- Custo Total dos Sistemas: R\$ R\$ 10.458.131,40;
- Potência Total: 2.874,09 kWp
- Custo por kWp: R\$ 3.638,76;
- Geração Anual: 4.333 MWh;
- Inflação Energética Projetada: 9,17%
- Taxa de Desconto: 20,14%
- Payback: 6 anos;
- Taxa Interna de Retorno: 24,005%.
- VPL: R\$ 2.728.979,41

A síntese das descobertas referentes ao Cenário 3 é ilustrada na Tabela 9.

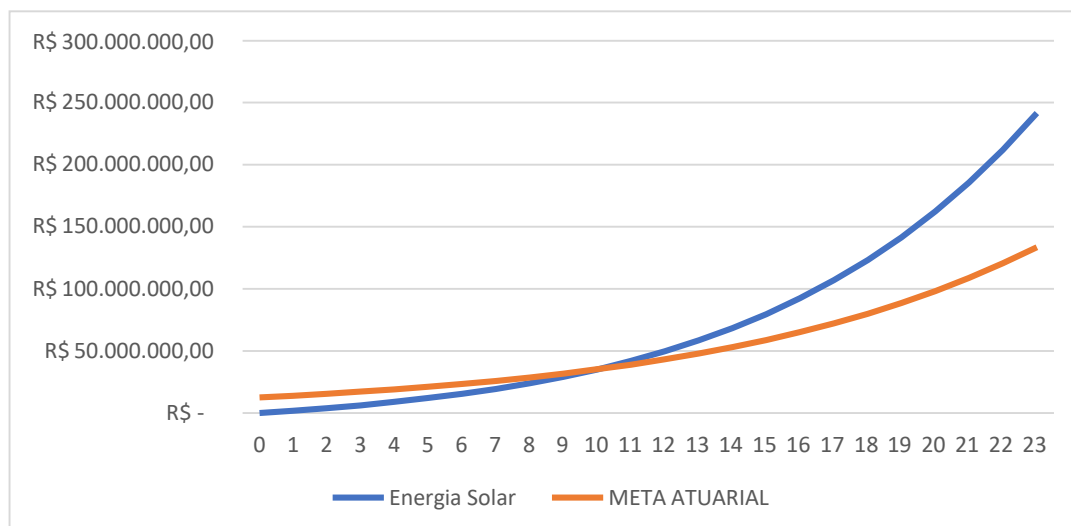
Tabela 9 - Viabilidade Cenário 3

PAYBACK	PRODUÇÃO DOS SISTEMAS ANUAL (R\$)	Custo de Operação e Manutenção Anual (R\$)	ECONOMIA ANUAL (R\$)	fluxo de caixa simples acumulado (R\$)	ECONOMIA ACUMULADA ANUAL APLICADA A META ATUARIAL	RENDIMENTO A META ATUARIAL	RENDIMENTO A ATUARIAL
ANO 6			-R\$ 10.458.131,40	-R\$ 10.458.131,40	R\$ -	R\$ 10.458.131,40	R\$ 10.458.131,40
1	R\$ 1.841.184,33	R\$ 52.606,41	R\$ 1.788.577,93	-R\$ 8.669.553,47	R\$ 1.788.577,93	R\$ 1.132.615,63	R\$ 11.590.747,03
2	R\$ 1.965.705,66	R\$ 57.430,41	R\$ 1.908.275,24	-R\$ 6.761.278,23	R\$ 3.890.556,16	R\$ 1.255.277,90	R\$ 12.846.024,93
3	R\$ 2.097.306,65	R\$ 62.696,78	R\$ 2.034.609,87	-R\$ 4.726.668,36	R\$ 6.346.513,26	R\$ 1.391.224,50	R\$ 14.237.249,43
4	R\$ 2.236.513,87	R\$ 68.446,08	R\$ 2.168.067,79	-R\$ 2.558.600,57	R\$ 9.201.908,44	R\$ 1.541.894,11	R\$ 15.779.143,55
5	R\$ 2.383.615,67	R\$ 74.722,58	R\$ 2.308.893,08	-R\$ 249.707,48	R\$ 12.507.368,21	R\$ 1.708.881,25	R\$ 17.488.024,79
6	R\$ 2.538.889,34	R\$ 81.574,64	R\$ 2.457.314,69	R\$ 2.207.607,21	R\$ 16.319.230,88	R\$ 1.893.953,09	R\$ 19.381.977,88
7	R\$ 2.725.632,92	R\$ 89.055,04	R\$ 2.636.577,88	R\$ 4.844.185,09	R\$ 20.723.181,46	R\$ 2.099.068,20	R\$ 21.481.046,08
8	R\$ 2.975.573,46	R\$ 97.221,39	R\$ 2.878.352,07	R\$ 7.722.537,16	R\$ 25.845.854,08	R\$ 2.326.397,29	R\$ 23.807.443,37
9	R\$ 3.248.433,54	R\$ 106.136,59	R\$ 3.142.296,96	R\$ 10.864.834,11	R\$ 31.787.257,04	R\$ 2.578.346,12	R\$ 26.385.789,49
10	R\$ 3.546.314,90	R\$ 115.869,31	R\$ 3.430.445,59	R\$ 14.295.279,70	R\$ 38.660.262,56	R\$ 2.857.581,00	R\$ 29.243.370,49
11	R\$ 3.871.511,98	R\$ 126.494,53	R\$ 3.745.017,45	R\$ 18.040.297,15	R\$ 46.592.186,44	R\$ 3.167.057,02	R\$ 32.410.427,52
12	R\$ 4.226.529,62	R\$ 138.094,08	R\$ 4.088.435,55	R\$ 22.128.732,69	R\$ 55.726.555,78	R\$ 3.510.049,30	R\$ 35.920.476,82
13	R\$ 4.614.102,39	R\$ 150.757,30	R\$ 4.463.345,09	R\$ 26.592.077,78	R\$ 66.225.086,86	R\$ 3.890.187,64	R\$ 39.810.664,46
14	R\$ 5.037.215,58	R\$ 164.581,75	R\$ 4.872.633,83	R\$ 31.464.711,61	R\$ 78.269.897,59	R\$ 4.311.494,96	R\$ 44.122.159,42
15	R\$ 5.499.128,25	R\$ 179.673,90	R\$ 5.319.454,35	R\$ 36.784.165,96	R\$ 92.065.981,86	R\$ 4.778.429,87	R\$ 48.900.589,28
16	R\$ 6.003.398,31	R\$ 196.149,99	R\$ 5.807.248,32	R\$ 42.591.414,28	R\$ 107.843.976,01	R\$ 5.295.933,82	R\$ 54.196.523,10
17	R\$ 6.553.909,93	R\$ 214.136,95	R\$ 6.339.772,99	R\$ 48.931.187,27	R\$ 125.863.251,60	R\$ 5.869.483,45	R\$ 60.066.006,56
18	R\$ 7.154.903,47	R\$ 233.773,30	R\$ 6.921.130,17	R\$ 55.852.317,44	R\$ 146.415.371,91	R\$ 6.505.148,51	R\$ 66.571.155,07
19	R\$ 7.811.008,12	R\$ 255.210,32	R\$ 7.555.797,81	R\$ 63.408.115,24	R\$ 169.827.954,50	R\$ 7.209.656,09	R\$ 73.780.811,16
20	R\$ 8.527.277,57	R\$ 278.613,10	R\$ 8.248.664,47	R\$ 71.656.779,71	R\$ 196.468.986,44	R\$ 7.990.461,85	R\$ 81.771.273,01
21	R\$ 9.309.228,92	R\$ 304.161,92	R\$ 9.005.067,00	R\$ 80.661.846,71	R\$ 226.751.644,67	R\$ 8.855.828,87	R\$ 90.627.101,88
22	R\$ 10.162.885,21	R\$ 332.053,57	R\$ 9.830.831,64	R\$ 90.492.678,35	R\$ 261.139.679,42	R\$ 9.814.915,13	R\$ 100.442.017,01
23	R\$ 11.094.821,79	R\$ 362.502,89	R\$ 10.732.318,90	R\$ 101.224.997,25	R\$ 300.153.425,61	R\$ 10.877.870,44	R\$ 111.319.887,45
			TIR	24,005%			
			VPL	R\$ 2.728.979,41			

Fonte: Autor (2023)

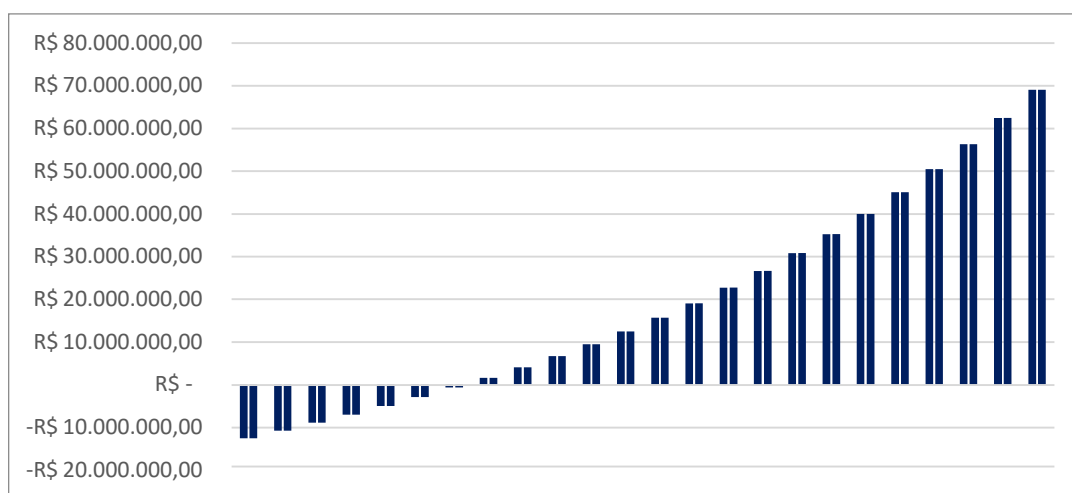
O cenário analisado exibe uma taxa de retorno que ultrapassa o custo médio de capital esperado pelo mercado em 3,87 pontos percentuais, constituindo-se, portanto, um resultado expressivamente favorável. Isto se reflete em um Valor Presente Líquido (VPL) que supera os 2,7 milhões, corroborando a viabilidade e superioridade do retorno no cenário otimista. A performance deste cenário se manifesta de maneira consideravelmente superior a investimentos conforme a meta atuarial estabelecida pelo CEARAPREV, conforme pode ser observado na Figura 8.

Figura 8 - Energia Solar X Meta Atuarial - Cenário 3



Fonte: Autor (2023)

Figura 9 - Payback - Cenário 3



Fonte: Autor (2023)

Na avaliação dos três cenários propostos, o investimento revelou-se atraente, evidenciando um período de payback no sexto ano, conforme ilustrado na Figura 9. Ainda que o cenário pessimista não tenha se configurado como viável, sua Taxa Interna de Retorno (TIR) foi somente 1,609 ponto percentual inferior ao Custo Médio Ponderado de Capital (WACC), uma margem que pode ser mitigada explorando linhas de crédito mais vantajosas. Um exemplo notável é o FNE SOL, ofertado pelo Banco do Nordeste, que apresenta taxas de até 3,25% ao ano, acrescidas do IPCA, e tem a capacidade de financiar até 100% do investimento, diminuindo drasticamente o custo

do capital. A perspectiva de redução nas taxas de juros, no futuro, pode vir a conferir viabilidade ao investimento mesmo sob o prisma do cenário pessimista.

5. TARIFA ENERGÉTICA X IPCA

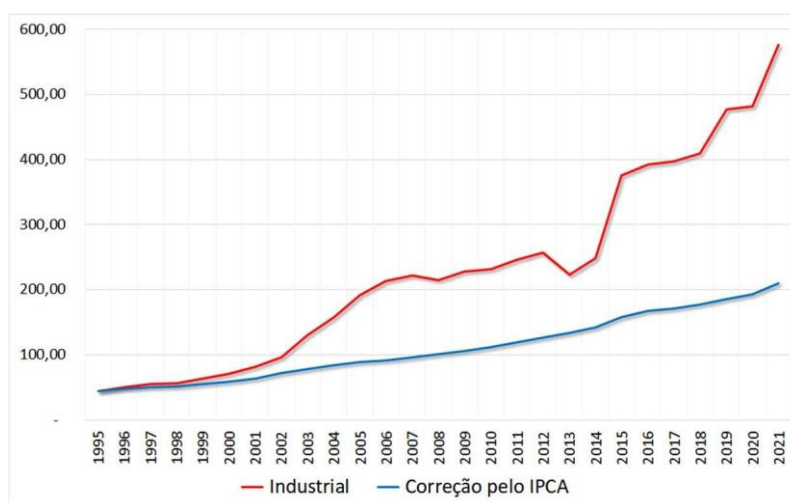
As geradoras produzem a energia, as transmissoras a transportam do ponto de geração até os centros consumidores, de onde as distribuidoras a levam até a casa dos cidadãos. Há ainda as comercializadoras, empresas autorizadas a comprar e vender energia para os consumidores livres (geralmente consumidores que precisam de maior quantidade de energia).

O sistema elétrico brasileiro permite o intercâmbio da energia produzida em todas as regiões, exceto nos sistemas isolados, localizados principalmente na região Norte. O trânsito da energia é possível graças ao Sistema Interligado Nacional (SIN), uma grande rede de transmissão com mais de 100 mil quilômetros (km) de extensão. As localidades do sistema isolado vêm sendo gradativamente interligadas ao longo dos anos, e, atualmente, somente cerca de 2% do mercado nacional permanece no sistema isolado. (ANEEL, 2022).

Cabe à ANEEL garantir aos consumidores o pagamento de uma tarifa justa pela energia fornecida e, ao mesmo tempo, preservar o equilíbrio econômico-financeiro das concessionárias, para que possam prestar o serviço com a qualidade pactuada. Para tanto, no cálculo da tarifa, devem ser incluídos custos que a distribuidora tem. (ANEEL, 2022).

Dessa forma o preço da tarifa elétrica aplicado ao consumidor não pode ser completamente explicado pela variação do IPCA, como podemos ver na Figura 10.

Figura 10 - Preços Tarifa Industrial x IPCA



Fonte: <http://www.ilumina.org.br/>

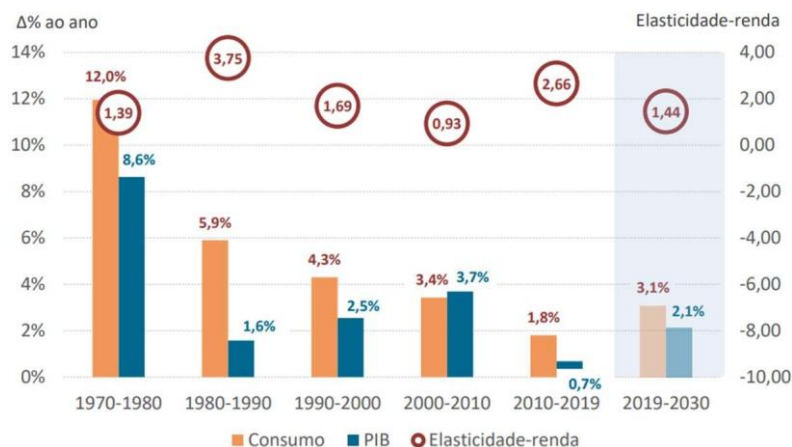
Analisando o histórico tarifário, é evidente a diminuição das tarifas médias de energia entre 2012 e 2013, uma consequência direta da Medida Provisória (MP) 579, promulgada durante a gestão da presidente Dilma Rousseff.

É notório que, ao longo do período que se estende desde a implementação do Plano Real em 1994 até o ano de 2021, a inflação associada à energia elétrica superou em consideráveis 1,8 vezes o Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA). Esse fenômeno tem implicações profundas, especialmente para entidades que baseiam suas atualizações orçamentárias no IPCA como parâmetro de correção monetária.

O PDE 2030 indica as perspectivas da expansão do setor de energia no horizonte de dez anos (2021 – 2030) dentro de uma visão integrada para os diversos energéticos. O planejamento foi elaborado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) sob as diretrizes e o apoio das Secretarias de Planejamento e Desenvolvimento Energético (SPE) e de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (SPG) do Ministério de Minas e Energia (MME)

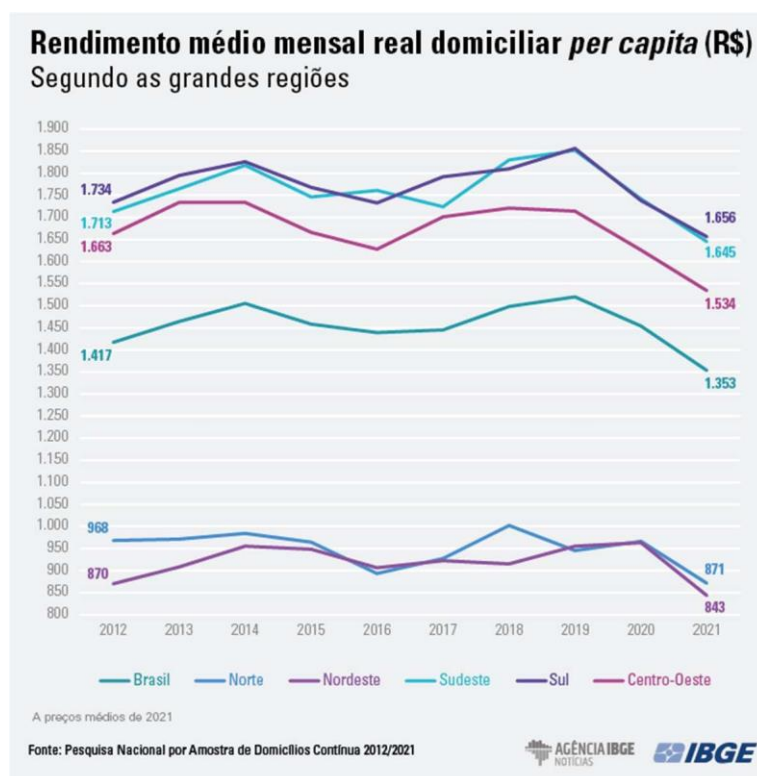
Com base nos dados do PLANO DECENAL DE EXPANSÃO DE ENERGIA 2030, descritos nas Figuras 11, a demanda energética é elástica em relação a renda per capita, e quando avaliada em conjunto com a Figura 12, se torna claro que o consumo energético do brasileiro se encontra restringido pela queda na renda, com a perspectiva de crescimento econômico é evidente a necessidade de ampliação da matriz energética do país.

Figura 11 - Elasticidade-renda Energia



Fonte: Ministério de Minas e Energia (2021)

Figura 12 - Renda Per Capita



Fonte: IBGE (2021)

Nesse contexto, o custo da energia elétrica emerge como um desafio significativo para estas entidades, uma vez que historicamente a elevação dos preços excede o índice tradicionalmente utilizado para ajustes orçamentários, as pressões esperadas na demanda pela elasticidade-renda e o grande potencial na produção de hidrogênio verde, fica claro a necessidade de medidas estratégicas para mitigar esse risco.

6. CONCLUSÃO

Este trabalho teve como objetivo principal avaliar a viabilidade econômica da implementação de sistemas de geração de energia fotovoltaica descentralizados em localidades sob a administração da Secretaria da Fazenda do estado do Ceará. A análise foi fundamentada na legislação vigente e considerou múltiplos cenários para fornecer uma avaliação abrangente. Podemos constatar que o estudo atingiu seus objetivos, oferecendo informações significativas sobre os benefícios financeiros e os impactos associados a esse tipo de investimento.

Em um momento em que o Brasil e o mundo passam por incertezas significativas, que afetam a volatilidade dos preços dos combustíveis e os níveis dos reservatórios hidroelétricos, a geração de energia fotovoltaica descentralizada se apresenta como uma alternativa viável e estratégica. Conforme demonstrado, esse investimento não só oferece um retorno superior à média de outros investimentos em infraestrutura, mas também funciona como uma ferramenta de estabilização de custos energéticos, alinhada com a legislação atual.

É notável que a rentabilidade desse tipo de investimento é especialmente atraente para entidades do setor público e Regimes Próprios de Previdência Social (RPPS), o qual é possível investimento através de fundos imobiliários voltados a geração de energia de forma distribuída. A baixa elasticidade-preço da demanda energética amplifica a característica de baixo risco deste investimento, mitigando os riscos comerciais associados. Como evidenciado no estudo de viabilidade, as taxas de retorno podem alcançar até 22,89% ao ano.

No entanto, é válido ressaltar que em localidades onde as usinas ofereceram um retorno mais baixo, seria ideal realizar a adequação do projeto verificando as demandas energéticas atuais e novo dimensionamento das usinas, desta forma uma usina de menor escala se apresente como uma alternativa mais eficaz e rentável em tais cenários.

Para concluir, frente aos múltiplos desafios e incertezas que permeiam o cenário energético atual, os RPPS e outras entidades do setor público encontrarão na geração de energia fotovoltaica descentralizada uma estratégia robusta e rentável para mitigar riscos e assegurar retornos sólidos, desta forma trabalhos futuros para elaboração de diretrizes de investimento direto no setor por entidades públicas e por RPPS através

de fundos imobiliários, podendo o mesmo investir em redução de custos energéticos do setor público.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ACKERMANN, T.; ANDERSSON, G.; SÖDER, L. Distributed generation: a definition. **Electric Power Systems Research**. Issue 3, v.57, p.195-204, 2001.

Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEELa, 2012). Resolução normativa nº 482. 17 abr. 2012.

Banco Central do Brasil. **Focus - Relatório de Mercado**. Brasília, BACEN, 2023.

Banco Central do Brasil. Índices de preços, 2023. Disponível em: <https://www.bcb.gov.br/controleinflacao/indicepreco>. Acesso em: 11 de agosto de 2023.

Belandi, Caio. Em 2021, rendimento domiciliar per capita cai ao menor nível desde 2012. Agência IBGE, 18 jul. 2022. Disponível em: <https://agenciadenoticias.ibge.gov.br/agencia-noticias/2012-agencia-de-noticias/noticias/34052-em-2021-rendimento-domiciliar-per-capita-cai-ao-menor-nivel-desde-2012>. Acesso em: 15 de setembro de 2023.

Brasil. LEI Nº 14.300, DE 6 DE JANEIRO DE 2022. Ementa. Institui o marco legal da microgeração e minigeração distribuída, o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e o Programa de Energia Renovável Social (PERS)., Brasília, 6 DE JANEIRO DE 2022.

Brasil, Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética. Plano Decenal de Expansão de Energia 2030. Brasília: MME/EPE, 2021.

Brasil. RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 482, DE 17 DE ABRIL DE 2012. Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências. Brasília, 17 DE ABRIL DE 2012.

CRESESB - Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito. Grupo de Trabalho de Energia Solar - GTES. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. Rio de Janeiro, CRESESB, 2004.

Damodaran, Aswath. Damodaran Online, 2023. Disponível em: https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/home.htm. Acesso em: 15 de setembro de 2023.

D'Araujo, Roberto. A tarifa brasileira em dados históricos. ILUMINA, 05 mar. 2022. Disponível em: <http://www.ilumina.org.br/a-tarifa-brasileira-em-dados-historicos/>. Acesso em: 11 de agosto de 2023.

Elysia Energia Solar. Custo de Manutenção de Sistema Fotovoltaico: Alto ou Baixo?. 30 mai. 2017. Disponível em: <https://elysia.com.br/manutencao-de-painel-fotovoltaico/>. Acesso em: 14 de setembro de 2023.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2023: ano base 2022. Rio de Janeiro: EPE, 2023.

INEE. Instituto Nacional de Eficiência Energética. O que é geração distribuída? Disponível em: [http://www.inee.org.br/forum_ger_distrib.asp#:~:text=Gera%C3%A7%C3%A3o%20Distribu%C3%ADa%20\(GD\)%20%C3%A9%20uma,incluir%20pot%C3%Aancia%20cada%20vez%20menores](http://www.inee.org.br/forum_ger_distrib.asp#:~:text=Gera%C3%A7%C3%A3o%20Distribu%C3%ADa%20(GD)%20%C3%A9%20uma,incluir%20pot%C3%Aancia%20cada%20vez%20menores). Acesso em: 20 de dezembro de 2021.

JANNUZZI, Gilberto de Martino (coord). **Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede elétrica no Brasil: Panorama da Atual Legislação**. Campinas-SP: International Energy Initiative para a América Latina (IEI-LA) e Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP), 2009.

Junior, Ferraz. “Série Energia”: Brasil aparece entre os países que mais consomem energia. JORNAL DA USP, 01 set. 2023. Disponível em: <https://jornal.usp.br/noticias/serie-energia-brasil-aparece-entre-os-paises-que-mais-consumem-energia/>. Acesso em: 14 de setembro de 2023.

LAMBERTS, R. et al. **Casa eficiente: consumo e geração de energia**. Vol. 2. Florianópolis: UFSC, LabEEE., 2010. 76 p

Malar, Pedro. Europa e China têm crises energéticas com causas diferentes; entenda. CNN Brasil Business, 02 out. 2021. Disponível em: <https://www.cnnbrasil.com.br/economia/brasil-europa-e-china-tem-crises-energeticas-com-causas-diferentes-entenda/>. Acesso em: 14 de setembro de 2023.

PEREIRA, E. B et al. **Atlas brasileiro de energia solar**. 1. Ed. São José dos Campos - SP: INPE, 2006. v.1. 60 p.

PORTAL SOLAR. Lei 14.300 de 2022: mudanças com o Marco Legal da Geração Distribuída. Disponível em: <https://www.portalsolar.com.br/lei-14300>. Acesso em: 11 de agosto de 2023.

REZENDE, J. L. P.; OLIVEIRA, A. D. **Análise econômica e social de projetos florestais**: matemática financeira, formulação de projetos, avaliação de projetos, localização de projetos, análise de custo-benefício. Viçosa: Ed. UFV, 1993.

SOUZA, ACILON BATISTA DE. **Projetos de investimento de capital**: Elaboração, análise, tomada de decisão. São Paulo: Atlas, 2004.

VERAS, L. L. **Matemática financeira**: uso de calculadoras financeiras, aplicações ao mercado financeiro, introdução à engenharia econômica, 300 exercícios resolvidos e propostos com respostas 4. ed. São Paulo: Atlas, 2001.