

UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ

BRUNO HENRIQUE DE OLIVEIRA

**ANÁLISE DA VIABILIDADE ECONÔMICA DE INVESTIMENTOS EM ENERGIA
SOLAR: CENÁRIO REGULATÓRIO PÓS-LEI 14.300**

APUCARANA

2022

BRUNO HENRIQUE DE OLIVEIRA

**ANÁLISE DA VIABILIDADE ECONÔMICA DE INVESTIMENTOS EM ENERGIA
SOLAR: CENÁRIO REGULATÓRIO PÓS-LEI 14.300**

**Economic feasibility analysis of investments in solar energy: Regulatory
scenario post-Law 14.300**

Trabalho de Conclusão de Curso de Graduação apresentado como requisito para obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica do Curso de Bacharelado em Engenharia Elétrica da Universidade Tecnológica Federal do Paraná.

Orientador: Prof. Dr. Renan Silva Maciel

APUCARANA

2022



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

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

BRUNO HENRIQUE DE OLIVEIRA

**ANÁLISE DA VIABILIDADE ECONÔMICA DE INVESTIMENTOS EM ENERGIA
SOLAR: CENÁRIO REGULATÓRIO PÓS-LEI 14.300**

Trabalho de Conclusão de Curso de Graduação apresentado como requisito para obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica do Curso de Bacharelado em Engenharia Elétrica da Universidade Tecnológica Federal do Paraná.

Data de aprovação: 29/novembro/2022

Renan Silva Maciel
Doutorado
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

Vinícius Dário Bacon
Doutorado
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

Fernanda Cavicchioli Zola
Doutorado
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

APUCARANA
2022

Dedico este trabalho primeiramente aos meus pais, que sempre me incentivaram a conquistar o que desejar. Também dedico ao meus colegas de universidade, dos quais as amizades levarei para a vida toda.

AGRADECIMENTOS

Primeiramente, agradeço o Orientador do presente trabalho, o professor Dr. Renan da Silva Maciel, que sem dúvida alguma contribuiu enormemente, de forma positiva, para a minha formação pessoal e profissional, sendo um nobre exemplo de educação e humildade.

Agradeço também a empresa da qual faço parte, Rico Solar, que me permite aplicar os conceitos abordados neste trabalho de forma diária, provando a sua relevância para o mercado.

RESUMO

O presente trabalho tem como objetivo analisar a viabilidade econômica do investimento em energia solar, a fim de estudar os efeitos da alteração do cenário regulatório proveniente das mudanças instituídas pela Lei 14.300, aprovada no mês de janeiro de 2022, que prevê alterações relevantes na dinâmica do setor de energia solar e principalmente no sistema de compensação de créditos provenientes das unidades geradoras. De modo sistemático, por meio de simulações e análises de sensibilidade relativas ao custo do investimento, taxas de financiamento e principalmente às alterações do cenário regulatório, foi-se possível obter resultados financeiros relevantes que podem ser utilizados como balizadores para a tomada de decisão do investidor, que metrificam as possíveis alterações do retorno sobre o investimento resultantes da variação de fatores econômicos e regulatórios, já considerando a Lei 14.300. Após todas as análises, mesmo ao considerar as mudanças no cenário regulatório, demonstrou-se por meio dos indicadores financeiros mais utilizados e métricas de análise de investimento, que o investimento em energia solar ainda se apresenta economicamente viável.

Palavras-chave: energia solar; Lei 14.300; análise de investimento.

ABSTRACT

The main objective of this work is to analyze the economic viability of the investment in solar energy, in order to study the effects of the changes in the regulatory scenario due from the modification instituted by Law 14.300, approved in January 2022, which provides dramatic changes in the dynamics of the solar energy sector, mainly in the compensation system for credits from generating units. Systematically, through simulations and sensitivity analyzes related to the cost of investment, financing rates and especially changes in the regulatory scenario, it was possible to obtain relevant financial results that can be used as benchmarks for investor decision-making, which measure the possible changes in the return on investment resulting from the variation of economic and regulatory factors, already considering Law 14,300. After all the analyses, even when considering changes in the regulatory scenario, it was demonstrated through the most used financial indicators and investment analysis metrics, that investment in solar energy is still economically viable.

Keywords: solar energy; Law 14.300; investment analysis.

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Variáveis de simulação	43
Tabela 2 – Resultados financeiros - Pagamento à vista	45
Tabela 3 – Condições de financiamento	46
Tabela 4 – Resultados financeiros - Pagamento financiado	47
Tabela 5 – Análise de sensibilidade - Custo do sistema (Var. positiva)	48
Tabela 6 – Análise de sensibilidade - Custo do sistema (Var. negativa)	50
Tabela 7 – Variação positiva na taxa efetiva de financiamento	51
Tabela 8 – Análise de sensibilidade - Taxa efetiva de financiamento (Var. positiva)	51
Tabela 9 – Variação negativa na taxa efetiva de financiamento	53
Tabela 10 – Análise de sensibilidade - Taxa efetiva de financiamento (Var. negativa)	53
Tabela 11 – Resultados financeiros - Investimento em 2023	57
Tabela 12 – Resultados financeiros - Investimento em 2024	58
Tabela 13 – Resultados financeiros - Investimento em 2025	59
Tabela 14 – Resultados financeiros - Investimento em 2026	60
Tabela 15 – Resultados financeiros - Investimento em 2027	61
Tabela 16 – Resultados financeiros - Investimento em 2028	62
Tabela 17 – Resultados financeiros - Investimento em 2029	63
Tabela 18 – Resultados financeiros x Ano de instalação do sistema	64
Tabela 19 – Resultados financeiros - Pagamento financiado	64
Tabela 20 – Resultados financeiros - Investimento em IBOV.USD	66
Tabela 21 – Resultados financeiros - Investimento no CDI (sem correção pelo IPCA)	66
Tabela 22 – Resultados financeiros - Investimento no CDI (Corrigido pelo IPCA)	66

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

Siglas

CDB	Certificado de Depósito Bancário
CDI	Certificado de Depósito Interbancário
DOU	Diário Oficial da União
IBOV	Índice Bovespa
IPCA	Índice de Preços do Consumidor Amplo
LCI	Letra de Crédito Imobiliário
LCA	Letra de Crédito do Agronegócio
LID	Light Induced Degradation
NREL	National Renewable Energy Laboratory
PIB	Produto Interno Bruto
PID	Potential Induced Degradation
ROI	Return on Investment
SCEE	Sistema de Compensação de Energia Elétrica
TIR	Taxa Interna de Retorno
TMA	Taxa Mínima de Atratividade
VPL	Valor Presente Líquido

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	11
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA E CONCEITUAL	13
2.1	A EVOLUÇÃO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO E DO MERCADO DE ENERGIA SOLAR	13
2.2	O SISTEMA DE GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA	16
2.2.1	Componentes Fundamentais do Sistema Fotovoltaico	16
2.2.1.1	Painéis Solares	17
2.2.1.2	Inversor para Geração Solar Fotovoltaica	18
2.3	INDICADORES PARA ANÁLISE DE VIABILIDADE	19
2.3.1	<i>Payback Simples</i>	19
2.3.2	Taxa Mínima de Atratividade	19
2.3.3	Valor Presente Líquido	20
2.3.4	Retorno Sobre Investimento	20
2.3.5	Taxa Interna de Retorno	21
2.4	ÍNDICES ECONÔMICOS	22
2.4.1	Índice de Preços do Consumidor Amplo	22
2.4.2	Taxa Básica de Juros (Selic)	22
2.4.2.1	Importância da Ata do Copom	23
2.4.3	Certificado de Depósito Interbancário (CDI)	24
2.4.4	Índice Bovespa (IBOV)	25
2.5	MARCO LEGAL DA ENERGIA SOLAR - LEI 14.300/22	28
2.5.1	Compensação de energia	28
3	TRABALHOS RELACIONADOS	31
4	METODOLOGIA	32
4.1	VIABILIDADE ECONÔMICA DO SISTEMA	32
4.2	COMPARAÇÃO DE DESEMPENHO COM <i>BENCHMARKS</i>	32
4.3	ANÁLISE DE SENSIBILIDADE	33
4.3.1	Incertezas Inerentes ao Sistema Fotovoltaico	34
4.4	FLUXOGRAMA	35
5	ANÁLISE E DISCUSSÃO DOS RESULTADOS	37

5.1	ESTUDO DE CASO	37
5.1.1	Definição do sistema	38
5.1.2	Variáveis de simulação	39
5.1.2.1	<u>Decaimento de eficiência dos módulos</u>	39
5.1.2.2	<u>Tarifa de energia</u>	40
5.1.3	Financiamento	40
5.1.3.1	<u>Spread bancário</u>	40
5.2	RESULTADOS - CENÁRIO ATUAL	41
5.2.1	Decaimento de eficiência e inflação tarifária	42
5.2.2	Sistema com pagamento à vista	44
5.2.3	Sistema financiado	46
5.3	ANÁLISES DE SENSIBILIDADE	48
5.3.1	Sensibilidade em relação ao custo do sistema	48
5.3.1.1	<u>Variação positiva no custo do sistema</u>	48
5.3.1.2	<u>Variação negativa no custo do sistema</u>	49
5.3.2	Sensibilidade em relação à taxa efetiva de financiamento	51
5.3.2.1	<u>Variação positiva na taxa efetiva de financiamento</u>	51
5.3.2.2	<u>Variação negativa na taxa efetiva de financiamento</u>	53
5.4	RESULTADOS - CENÁRIO PÓS LEI 14.300	55
5.4.1	Cenário de investimento realizado em 2023	56
5.4.2	Cenário de investimento realizado em 2024	58
5.4.3	Cenário de investimento realizado em 2025	59
5.4.4	Cenário de investimento realizado em 2026	60
5.4.5	Cenário de investimento realizado em 2027	61
5.4.6	Cenário de investimento realizado em 2028	62
5.4.7	Cenário de investimento realizado a partir 2029	63
5.4.8	Síntese dos Resultados	64
5.4.8.1	<u>Análises de sensibilidade</u>	64
5.4.8.2	<u>Lei 14.300</u>	64
5.4.8.3	<u>Comparação com os benchmarks</u>	65
5.4.8.3.1	<i>Retorno IBOV em dólares</i>	65
5.4.8.3.2	<i>Retorno CDI</i>	66

6	CONCLUSÃO	67
	REFERÊNCIAS	68
	APÊNDICE A CÓDIGOS EM PYTHON	71
	APÊNDICE B FLUXO DE CAIXA DESCONTADO	78

1 INTRODUÇÃO

Com as recentes crises energéticas (IEA, 2022), tem-se ouvido falar cada vez mais sobre o mercado de geração distribuída fotovoltaica, já que uma das grandes preocupações do século são as crises energéticas, que estão diretamente correlacionadas com o crescimento da demanda energética ocorrido nas últimas décadas, em grande parte causado pelo avanço tecnológico e constante crescimento populacional, de modo que a taxa de crescimento da demanda energética acompanha o aumento do Produto Interno Bruto (PIB), como mostra (GOZGOR, 2018).

Segundo (KABIR, 2018), dentro de um futuro próximo a energia solar possui grandes chances de obter participação fundamental na composição primária das matrizes energéticas de países subdesenvolvidos ou países com matrizes energéticas atualmente não suficientes, isto é, pobres em fontes primárias de energia. O último caso representa a maioria dos países europeus que possuem um balanço negativo da matriz energética, o que em outras palavras significa que o país consome mais energia do que produz.

Por consequência, diversos meios de geração alternativa se popularizaram nos últimos anos, sendo a geração fotovoltaica a solução que vem atraindo maior destaque, na maioria dos países. Com a popularização do sistema, muitos clientes e, portanto, possíveis investidores, passam a se questionar se o investimento em geração solar fotovoltaica, se trata de uma aplicação financeira rentável no âmbito financeiro - uma vez que a importância ambiental e sistêmica da geração distribuída fotovoltaica já é de grande conhecimento, por trazer os benefícios da geração descentralizada de energia por meio de uma fonte sustentável e inesgotável de energia, o Sol.

O objetivo deste trabalho é propor uma análise econômica do investimento em energia solar, realizando análises de sensibilidade com o fim de abordar de forma direta ou indireta os fatores que influenciam na viabilidade econômica do projeto, de modo a obter possíveis cenários econômicos ou regulatórios que venham a prejudicar ou beneficiar o setor fotovoltaico no Brasil, a considerar a Lei 14.300 de 2022, conhecida como o marco legal da geração distribuída, que altera vários critérios que possuem impacto direto no setor como um todo.

Usualmente, é realizada apenas uma análise simplista do possível retorno que pode ser obtido com a instalação de um sistema fotovoltaico, onde os riscos sistêmicos, isto é, riscos que não dependem ou possuem correlação direta com o sistema fotovoltaico em si, são praticamente negligenciados, possivelmente fazendo com que o retorno real do sistema fotovoltaico seja bem diferente do calculado por meio dessa análise simplista, comumente praticada.

Por ter como objetivo principal propor uma análise que possa servir como ferramenta de tomada de decisão para o investidor interessado em aplicar o seu dinheiro da melhor forma possível, serão realizadas as análises de sensibilidade do investimento em um sistema fotovoltaico considerando o cenário regulatório pós-Lei 14.300, disponibilizando ao leitor e investidor em potencial dados que são imprescindíveis para a tomada de decisão com o fim de obter o

melhor retorno financeiro, aliado com os possíveis riscos, sejam eles sistêmicos ou inerentes à aplicação em si.

Ao decorrer do presente trabalho serão apresentados os conceitos e ferramentas necessárias para a realização das análises propostas, que utilizarão de forma conjunta as ferramentas de análise financeira e os conceitos econômicos e financeiros, logrando como resultado em uma metodologia robusta, que por consequência permitirá uma visão e análise mais holísticas dos resultados.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA E CONCEITUAL

Neste capítulo, serão apresentados os conceitos fundamentais, que posteriormente serão necessários para uma boa fundamentação metodológica, obtenção e análise dos resultados.

Primeiramente, será abordada a história por trás da evolução da energia solar, de modo a fornecer um panorama histórico que explica em partes a dinâmica da cadeia produtiva e tecnológica da energia solar, desde sua concepção até os dias atuais. Também serão abordados os principais componentes de um sistema fotovoltaico, apresentando o princípio de funcionamento básico dos painéis solares e inversor fotovoltaico.

Em seguida, serão apresentados os indicadores econômicos que terão utilidade durante a análise proposta na metodologia, de modo a familiarizar o leitor com os conceitos-chave de cada um. Aproveitando a abordagem financeira que se seguirá na demonstração dos indicadores, em seguida serão apresentados os principais conceitos e índices econômicos, que servirão de base de comparação durante a análise dos resultados.

Por fim, será feita uma retrospectiva bibliográfica dos trabalhos parcialmente similares já realizados sobre o tema, onde será enfatizada e demonstrada a necessidade do presente trabalho, assim como a eventual contribuição do mesmo.

2.1 A EVOLUÇÃO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO E DO MERCADO DE ENERGIA SOLAR

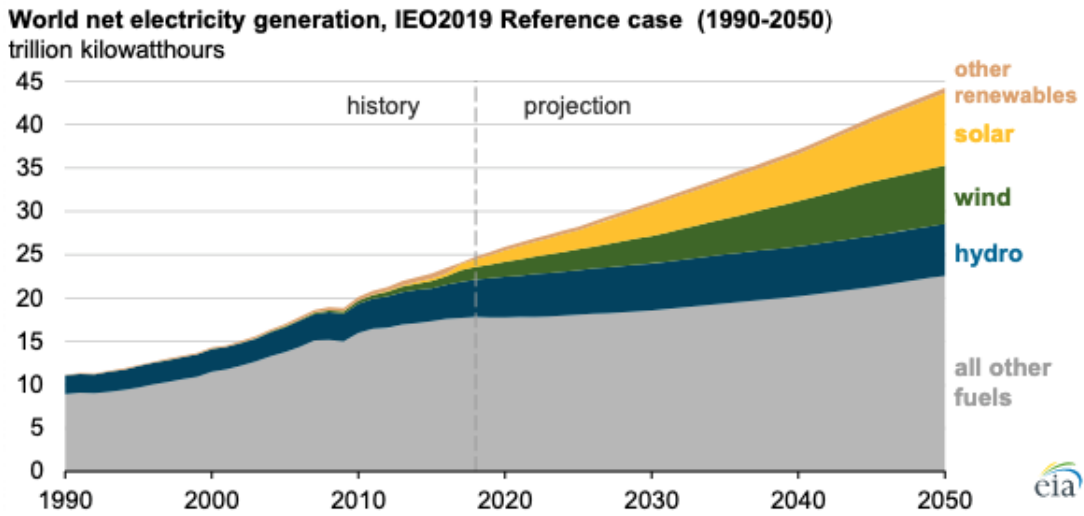
Considerando a data da descoberta do efeito fotovoltaico pelo físico francês Edmund Becquerel em 1839 até o desenvolvimento da primeira célula fotovoltaica economicamente viável em 1950 pela Bell Labs, é possível notar que foi necessário mais de um século para que a tecnologia começasse a obter potencial prático de geração (CRESESB, 1999).

Como (SOLANGI *et al.*, 2011) e (SZABÓ, 2017) mostram em seus trabalhos, durante a corrida espacial na década de 1960, células fotovoltaicas foram empregadas na construção de satélites, e posteriormente foram utilizadas em aplicações de pequeno porte, como relógios e calculadoras, e ainda que de forma experimental, em sistemas de pequeno porte em algumas universidades dos Estados Unidos.

Apenas durante a década de 1990 que a tecnologia realmente se desenvolveu com alternativa energética, já que o Japão por consequência de catástrofes naturais passou a assumir a liderança do mercado de energia solar, devido à grande necessidade do país de buscar uma alternativa de geração, em uma época onde a energia solar não havia sido reconhecida como potencial fonte de energia até então (DINIZ, 2017).

Nos dias atuais, é estimada a possível participação futura da energia solar na geração de energia elétrica global, que só tende a aumentar, por meio de projeções, como demonstrado na Figura 1.

Figura 1 – Projeção da participação de fontes de energia na produção global.

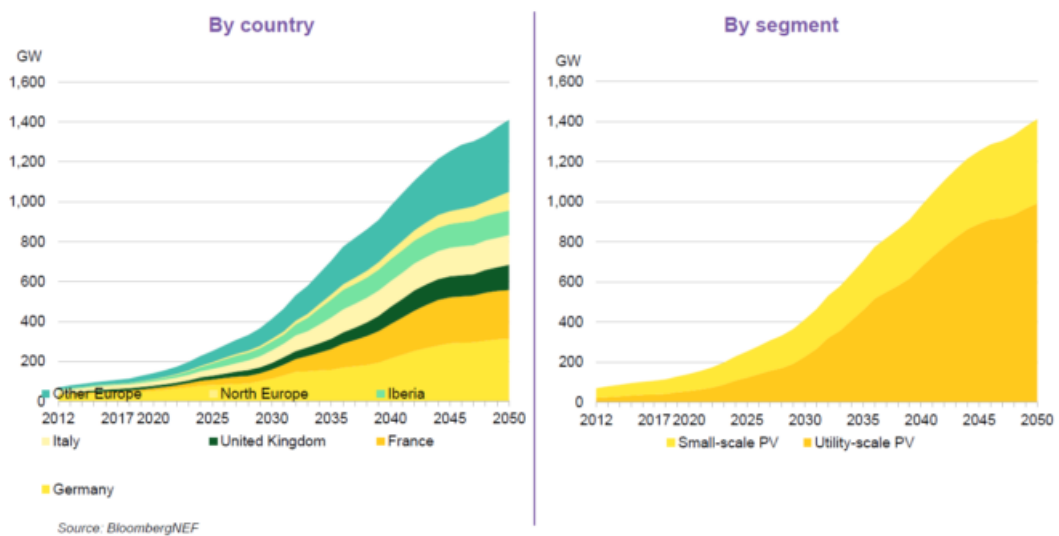


Fonte: EIA (2019)

Como demonstra (SZABó, 2017), durante a última década, países europeus têm incentivado fortemente o uso e popularização da energia solar, difundindo cada vez mais seu uso entre a população desses países, o que fez com que houvesse um aumento expressivo da potência elétrica instalada proveniente da energia solar, como mostra a Figura 2.

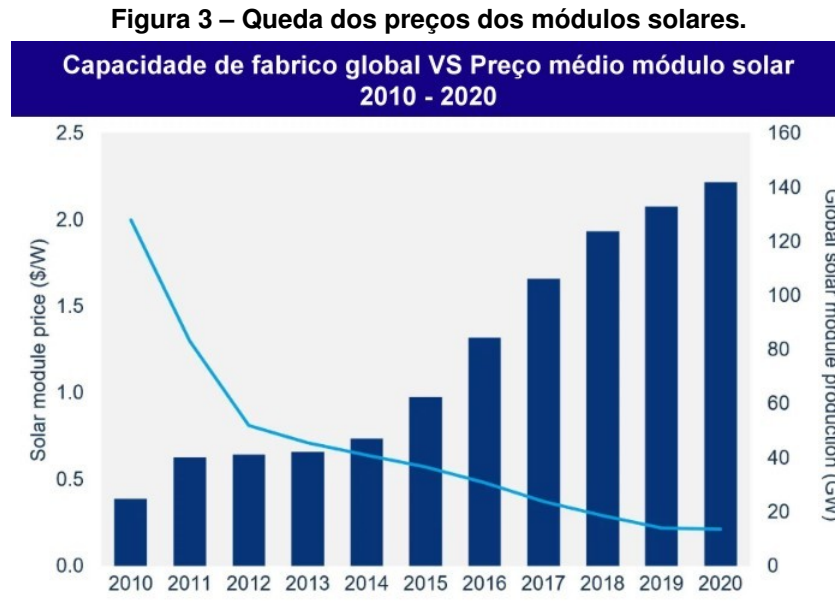
Figura 2 – Capacidade fotovoltaica instalada na Europa.

Cumulative PV capacity installed in Europe



Fonte: Bloomberg (2019)

Por um motivo totalmente diferente, o de estimular a indústria do seu país, a China a partir de 2010 tomou a dianteira na produção e comercialização global de painéis e sistemas fotovoltaicos, de modo que atualmente é o principal país fornecedor de equipamentos do gênero, e por consequência o maior produtor e desenvolvedor de tecnologias relacionadas a sistemas fotovoltaicos (SOLANGI *et al.*, 2011).



Fonte: Portal Energia (2021)

Devido à grande capacidade produtiva da China, aliada a baixos custos de produção e à recente popularização já tratada acima, os preços dos painéis solares estão em declínio constante, como mostrado na Figura 3, que está associado à novas tecnologias e à vantagem competitiva da China em questão de custos relacionados à produção, o que consequentemente causa a gradual redução dos preços dos painéis fotovoltaicos, e portanto, do sistema fotovoltaico como um todo.

Como mostra matéria publicada pelo Portal Solar, em 2019, o mercado de energia solar no Brasil superou a marca de 212% de crescimento, chegando ao patamar de 2,4 GW instalados (PORTAL SOLAR, 2021).

Já no primeiro semestre de 2022, o Brasil teve o maior crescimento relativo 10 anos, chegando a 16,4 GW de potência instalada, um incremento de aproximadamente 30% em relação ao mesmo período de 2021. Com o avanço, o maior dos últimos 10 anos, a energia solar passou a ocupar a terceira posição na composição da matriz energética nacional (ABSOLAR, 2022).

2.2 O SISTEMA DE GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA

Devido à não presença de ruído ou qualquer tipo de poluição residual proveniente da geração de energia elétrica - a não ser os possíveis resíduos que não podem ser reciclados ao fim da vida útil do sistema fotovoltaico - de modo que é definida como energia limpa, a energia elétrica proveniente de painéis fotovoltaicos vem se tornando cada vez mais difundida no mercado energético, beneficiada muitas vezes por incentivos fiscais e financeiros, por meio de financiamentos com baixas taxas de juros, como mostrado na Seção 4.1.3.

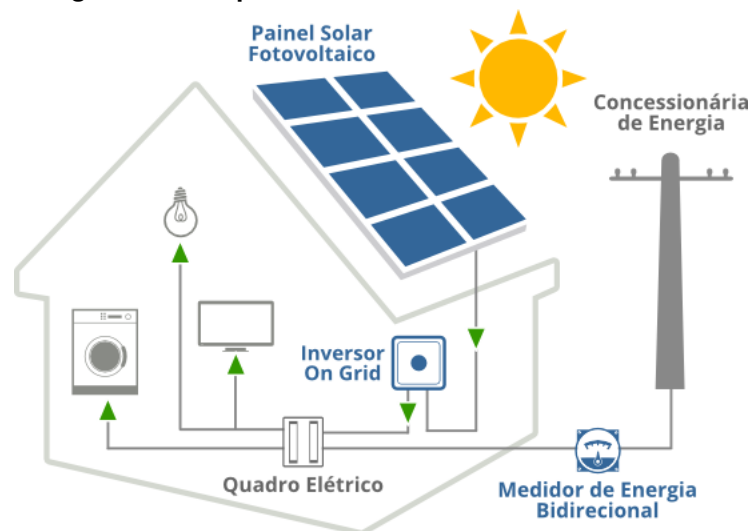
A energia solar fotovoltaica é em sua totalidade obtida através da conversão direta da luz em eletricidade útil, por meio do efeito fotovoltaico.

Esse efeito pode ser definido como a interação resultante entre a luz e o painel fotovoltaico, quando nos extremos de uma estrutura de matéria semicondutora (célula fotovoltaica), ocorre o surgimento de uma diferença de potencial elétrico, devido à incidência de luz (AL-EZZI, 2022).

2.2.1 Componentes Fundamentais do Sistema Fotovoltaico

Por se tratar de um sistema elétrico, diversos componentes de proteção e segurança devem ser instalados juntamente com o sistema fotovoltaico, a fim de garantir a segurança e durabilidade do sistema.

Figura 4 – Componentes de um Sistema Fotovoltaico.



Fonte: Instituto Solar (2021)

Com o objetivo simplista de apresentar os componentes estritamente necessários de um sistema fotovoltaico, este trabalho apresentará os dois principais, sendo eles os painéis fotovoltaicos e o inversor de frequência, que são mostrados na Figura 4.

2.2.1.1 Painéis Solares

Os painéis solares, ou painéis fotovoltaicos, são inegavelmente os principais componentes de um sistema fotovoltaico, uma vez que a energia solar deve necessariamente ser absorvida, coletada, e transformada em energia elétrica por meio deles.

São majoritariamente compostos por materiais semicondutores, sendo os principais o silício monocristalino e policristalino, sendo este último mostrado na Figura 5. O tipo de material empregado na célula tem influência direta nas tensões e potências geradas, ao se comparar um material com o outro. Os custos de cada painel também estão fortemente correlacionados ao material. Portanto em fase de projeto deve-se analisar os benefícios, vantagens e desvantagens de cada tipo de material empregado na célula fotovoltaica, a fim de obter a melhor relação custo-benefício.

Figura 5 – Painéis Solares de Silício Policristalino.



Fonte: Boreal Solar (2021)

Em média, a vida útil dos painéis fotovoltaicos é calculada em torno de 25 anos, mas vários autores sugerem que esse número pode variar bastante, principalmente para cima, devido à simplicidade do componente.

Vale ressaltar que ao longo dos anos o rendimento dos painéis fotovoltaicos, isto é, sua capacidade de conversão de energia, é reduzido devido ao envelhecimento dos materiais empregados na construção dos painéis. De acordo com o NREL - (*National Renewable Energy Laboratory*) (NREL, 2020), de modo geral, os painéis fotovoltaicos usualmente perdem em torno de 3% de rendimento no primeiro ano de funcionamento e 0,7% nos anos decorrentes, o que permite com que os painéis atinjam 25 anos de idade com até 80% do rendimento nominal determinado pelo fabricante.

Os dois principais motivos para a perda de rendimento são o LID – *Light Induced Degradation* (Degradação Induzida pela Luz) que faz com que haja perda de eficiência da célula

fotovoltaica devido à oxidação do Boron de *wafers* de silício cristalino tipo “p”, e o PID – *Potential Induced Degradation* (Degradação Induzida Potencial) que resulta em uma queda na produção de energia da célula fotovoltaica decorrente da fuga de tensão, o que causa a migração de íons de sódio de outros elementos do painel como o vidro protetivo e a sua própria estrutura metálica para a superfície da célula (VAQUEIRO-CONTRERAS, 2019) (LUO, 2016).

2.2.1.2 Inversor para Geração Solar Fotovoltaica

A tensão elétrica proveniente dos painéis fotovoltaicos, é contínua com amplitude variável de acordo com o nível de geração, variação que ocorre devido à irradiância solar, que não é uniforme ao longo do dia, fazendo com que a tensão proveniente dos módulos seja correlacionada com o nível de irradiância instantânea. A tensão usual da rede elétrica na maior parte do mundo é de natureza alternada, o que faz com que seja necessário um dispositivo capaz de converter a potência elétrica de tensão e corrente contínuas provenientes dos painéis em tensão e corrente alternadas, de modo que seja possível realizar a conexão do sistema fotovoltaico com a rede elétrica.

Figura 6 – Inversor da marca Fronius.



Fonte: Fronius (2021)

Essa conversão é feita pelo inversor de frequência, mostrado na Figura 6, que tem o princípio básico de converter a tensão de natureza contínua dos painéis em tensão alternada que permitirá que a potência gerada seja consumida normalmente e/ou seja injetada na rede elétrica.

Diversos fabricantes estabelecem que a garantia de um inversor de frequência aplicado em um sistema fotovoltaico é em torno de 10 anos. Mas vale ressaltar que devido à recente aplicação de sistemas fotovoltaicos, ainda faltam estudos e dados suficientes para estimar a vida útil desse equipamento com precisão. Com o fim de estabelecer um critério conservador, é considerado de modo geral uma vida útil de 10 anos, o que implica que após esse período o inversor provavelmente deverá ser substituído, a fim de manter o desempenho do sistema.

2.3 INDICADORES PARA ANÁLISE DE VIABILIDADE

2.3.1 *Payback Simples*

Um dos métodos mais simples com origem na engenharia econômica e análise de investimentos é o tempo de *payback*. As variações mais utilizadas desse método são, *payback* simples e descontado (HIRSCHFELD, 1992).

O *payback*, ou período de *payback*, refere-se ao tempo que um investimento leva para pagar o seu investimento inicial.

O *payback* simples é o método mais difundido ao se analisar a viabilidade de um investimento. Define-se como o período para se recuperar o investimento inicial realizado. A fim de se calcular o período de *payback* de um projeto basta somar os valores dos fluxos de caixa auferidos, período a período, até que o montante total se equipare ao valor do investimento inicial (HIRSCHFELD, 1992).

2.3.2 Taxa Mínima de Atratividade

É possível definir a taxa mínima de atratividade (TMA) atribuindo-lhe características semelhantes a de um indicador que possui a utilidade de expressar a remuneração mínima, isto é, o retorno financeiro mínimo que uma possível aplicação financeira deve rentabilizar para que a mesma possa ser considerada economicamente atrativa.

Em outras palavras, é possível afirmar que a TMA apresenta uma rentabilidade percentual sob a qual um investimento passa a ser economicamente interessante para o potencial investidor.

Com o fim de exemplificar, de forma simples, a TMA designa qual deve ser o retorno mínimo sobre determinado investimento (ROI), a fim de que seja possível obter um lucro real sobre o valor investido na aplicação financeira, de modo com que a TMA seja considerada como um dos principais indicadores auxiliares na tomada de decisão (HIRSCHFELD, 1992).

Utiliza-se usualmente algum investimento de referência, como por exemplo investimentos em renda fixa atrelados ao CDI, que possuem baixo risco.

Por ser dependente de inúmeros fatores econômicos, como cenários de inflação, política cambial (se o projeto ou aplicação possuírem componentes dolarizadas) e taxas de juros, a TMA é altamente variável, devido aos fatores externos já mencionados bem como aos fatores internos, como riscos inerentes à própria aplicação em si (SILVA, 2015).

2.3.3 Valor Presente Líquido

O Valor Presente Líquido (VPL) é um dos principais indicadores ao se analisar a viabilidade econômica relativa a projetos de investimento. Este indicador representa o valor presente de um fluxo de caixa, com registros financeiramente positivos e/ou negativos, descontados a uma taxa de juros estimada no momento da análise, considerando possíveis cenários futuros (HIRSCHFELD, 1992).

Para demonstrar a importância do VPL, deve-se ter em mente que o dinheiro possui valor monetário inconstante ao longo do tempo, usualmente decrescido em relação a um momento anterior, devido às características deflacionárias da moeda e às políticas monetárias estabelecidas pelo governo e Banco Central.

Portanto, a fim de se obter o VPL é necessário primeiramente descrever o fluxo de caixa, fazendo a discretização de cada entrada e cada saída monetária de acordo com os determinados períodos temporais do projeto. Após a elaboração do fluxo de caixa, é calculado o valor monetário presente descontando-se, pelo período de tempo apropriado, a taxa mínima de atratividade (TMA) de cada um desses lançamentos, sejam eles positivos ou negativos (SILVA, 2015).

O cálculo do VPL deve ser feito por meio da adição de todos os fluxos de caixa futuros da aplicação, de modo que expressão geral que determina o VPL é,

$$VPL = \sum_{j=1}^n \frac{FC_j}{(1 + TMA)^j} - I_i \quad (1)$$

Sendo FC_j é o fluxo de caixa, n o número de lançamentos, TMA a taxa mínima de atratividade, j o período de cada fluxo de caixa e I_i o investimento inicial destinado à aplicação.

Com fins de análise, um VPL positivo demonstra que, do ponto de vista relacionado ao âmbito econômico, o projeto possui viabilidade financeira. Já por outra perspectiva, um VPL nulo o investimento no projeto é indiferente, já que não terá lucro nem prejuízo, enquanto que para um VPL negativo, o projeto não é economicamente viável.

2.3.4 Retorno Sobre Investimento

A sigla *ROI* vem do inglês *Return on Investmest*, que significa retorno sobre investimento.

Como o próprio nome diz, é o indicador responsável por determinar a rentabilidade de determinado investimento, funcionando como uma forma de prever os possíveis retornos de antemão, característica essa que faz com que o ROI seja uma importante ferramenta para a tomada de decisão.

Por ser um indicador genérico, há muitos modos de calcular o ROI de determinada aplicação, desde maneiras mais simples onde é apenas considerado o retorno e investimentos brutos realizados, desde mais complexas, onde fatores como taxa de juros e inflação são levados em conta, por exemplo (SILVA, 2015).

De modo geral, é possível calcular o ROI por meio da seguinte fórmula,

$$ROI = \frac{\textit{Retorno} - \textit{Investimento}}{\textit{Investimento}} \quad (2)$$

Os fatores já mencionados podem alterar significativamente a parcela *Retorno* da equação, que se forem levados em conta de forma bem analisada, permitem que seja encontrada uma relação coerente com a realidade, ou ao menos muito próxima dela.

2.3.5 Taxa Interna de Retorno

A TIR ou Taxa Interna de Retorno, semelhante ao VPL, faz uso do fluxo de caixa de determinada aplicação financeira para, por meio de comparação com a taxa mínima de atratividade (TMA), decidir se o eventual investimento resultará em lucro ou prejuízo. Usualmente é demonstrada através de porcentagem (HIRSCHFELD, 1992).

O cálculo da TIR é feito para um VPL igual a zero, que não gera lucro nem prejuízo, da seguinte forma,

$$\sum_{j=1}^n \frac{FC_j}{(1 + TIR)^j} - I_i = 0 \quad (3)$$

Em que FC_j é o fluxo de caixa, TIR a taxa interna de retorno, j o período de cada fluxo de caixa e I_i o investimento inicial destinado à aplicação (SILVA, 2015).

De forma simples, ao obter a TIR, devemos realizar as seguintes análises para entender se o investimento em determinada aplicação é economicamente atraente,

- Se a TIR for maior que a TMA, o investimento é financeiramente atraente.
- Quando a TIR for inferior que a TMA, o investimento não é atrativo do ponto de vista financeiro.
- Caso a TIR seja igual à TMA, não é possível concluir, ao menos financeiramente, se o dinheiro deve ou não ser aplicado.

É importante ressaltar que o que se trata aqui são valores monetários, portanto essa análise abrange apenas o ponto de vista financeiro e econômico, o que faz com que a tomada final de decisão deva levar em conta outros fatores, que não só o financeiro, de modo a realizar estimativas mais fiéis à realidade, levando em conta possíveis riscos já citados, como os sistêmicos e inerentes à aplicação em si.

2.4 ÍNDICES ECONÔMICOS

Nas Seções 2.4.1 até 2.4.4, serão apresentados os índices fundamentais para a análise que será apresentada na Seção 3, enfatizando seus principais conceitos bem como a estrutura básica de cada índice.

2.4.1 Índice de Preços do Consumidor Amplo

Atualmente, o IPCA (Índice de Preços do Consumidor Amplo) é o principal indicador econômico no que diz respeito à inflação. O índice possui o intuito de abranger aproximadamente 90% da população brasileira, daí vem o 'amplo' em seu nome.

De modo geral, o resultado desse índice indica se, ao considerar a média dos preços dos principais bens de consumo, os preços subiram, diminuíram ou permaneceram em patamares estáveis na transição de um mês para o outro.

O IPCA tem parte relevante na composição das estratégias de políticas monetárias brasileiras juntamente com a taxa Selic, de modo que a ferramenta para que o Banco Central atinja a meta de inflação seja a manutenção da taxa básica de juros, a Selic, como será demonstrado na Seção 2.4.2.

Devido à correlação do nível de consumo com o índice de inflação, quando o IPCA começa a subir de maneira considerada perigosa para a saúde do sistema financeiro como um todo, a taxa Selic é aumentada, uma vez que taxas mais altas de juros tendem a desacelerar o consumo, por consequência mantendo os preços mais estáveis. Uma vez com os preços controlados, o Banco Central tem mais segurança em diminuir a taxa básica de juros, a Selic, e desse modo estimular a economia brasileira.

2.4.2 Taxa Básica de Juros (Selic)

A taxa Selic é a taxa básica de juros brasileira, isto é, os movimentos de amplitude da taxa Selic acabam por influenciar todas as taxas de juros praticadas no Brasil, desde empréstimos interbancários até consórcios privados.

O nome Selic vem do Sistema Especial de Liquidação e de Custódia, que basicamente é um sistema financeiro administrado pelo Banco Central onde ocorrem as negociações de títulos

públicos federais. A taxa de juros média registrada nessas operações que são feitas diariamente nesse sistema equivale à taxa Selic diária, sendo essa a Selic *efetiva*.

Há também a Selic *meta*, que é definida e anunciada pelo Copom (Comitê de Política Econômica), órgão máximo do Banco Central, tem por objetivo garantir a estabilidade do Sistema Financeiro por meio da adoção de políticas econômicas, sendo a principal definição da Selic *meta*, isto é, a taxa que deve ser 'perseguida' pela taxa Selic *efetiva*.

É importante destacar que o Copom se reúne a cada 45 dias com o fim de decidir em qual patamar a Selic *meta* vigorará nos próximos 45 dias. Para a definição desse patamar, são levados em conta fatores como as condições de liquidez, cenários e perspectivas para a economia brasileira e mundial, bem como o comportamento dos mercados internos e globais.

2.4.2.1 Importância da Ata do Copom

Após todas as reuniões, precisamente seis dias úteis depois dos encontros do Copom, é publicada a ata da reunião.

Essa ata possui extrema importância para o sistema financeiro como um todo, pois precisa estabelecer a confiança de todo o mercado financeiro na decisão tomada pelo Copom. Ela possui esse papel de transmitir confiança para o mercado por se tratar do principal canal de comunicação do Banco Central com a sociedade brasileira - primeiramente com o mercado financeiro e agente econômicos. Desse modo, para que essa confiança seja estabelecida, é necessário que por meio dessa ata o órgão seja o mais transparente possível com o fim de que as expectativas da sociedade estejam alinhadas com o Banco Central.

Essa confiança possui papel fundamental para o funcionamento do sistema de metas de inflação. Com o fim de exemplificar em termos práticos essa relação, é possível considerar um empresário que pretende investir no seu próprio negócio. Caso ele confie que a taxa Selic e a inflação se manterão nos patamares estabelecidos pelo governo e Banco Central, ele se sentirá mais confiante e seguro para tomar suas próprias decisões, uma vez que, por exemplo, pode tomar um empréstimo para investir em sua empresa sem o receio de que os juros aumentem bruscamente no mês seguinte, o mesmo raciocínio pode ser extrapolado para qualquer decisão financeira que possa ser tomada pelo empresário visando o curto/médio prazo.

É possível então, com o fim de resumir, notar que o importante é que os agentes financeiros atuantes no sistema financeiro não sejam surpreendidos pela condução da política monetária, garantindo assim a confiança do mercado nas decisões do governo e Banco Central, e por consequência, assegurando a estabilidade do sistema financeiro brasileiro como um todo. Quando essa confiança não é estabelecida, usualmente ocorrem cenários de hiperinflação, como os ocorridos em nosso país no final do século XX.

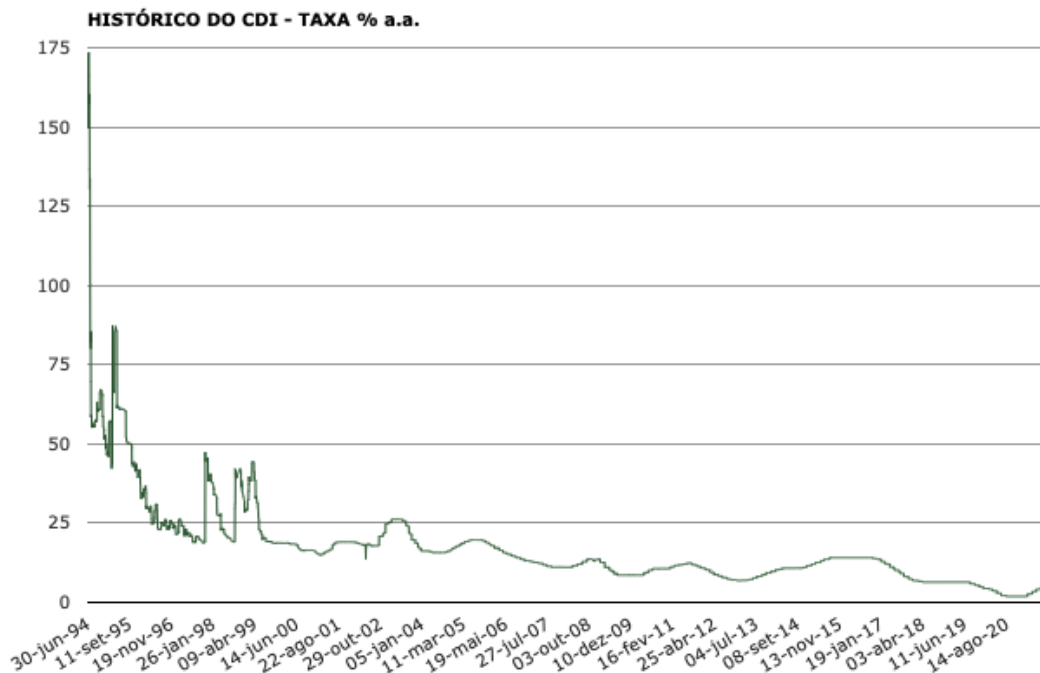
2.4.3 Certificado de Depósito Interbancário (CDI)

O CDI (Certificado de Depósito Interbancário) é um título de prazo considerado curtíssimo, emitido pelos bancos. Possui usualmente a utilidade de indicador, já que lastreia as operações de curto prazo ocorridas nos empréstimos interbancários, isto é, empréstimos que ocorrem diariamente entre bancos a fim de liquidar as operações de modo que nenhum banco termine o dia com saldo negativo.

O CDI existe para a regulação do sistema financeiro, uma vez que é determinado pelo Banco Central que todos os bancos devem terminar o dia com o saldo de caixa positivo, de modo a garantir que por meio dessa medida de segurança seja assegurada estabilidade e saúde de todo o sistema financeiro, que é composto em sua maioria por bancos.

Conseqüentemente, o CDI, como apresentado na Figura 7, é o principal indexador de rentabilidade utilizado em títulos de crédito de Renda Fixa emitidos com o fim de fornecer crédito em troca de juros, juros esse lastreado no CDI. Os principais títulos de Renda Fixa emitidos pelas instituições financeiras são os CDBs (Certificados de Depósito Bancário), LCIs (Letra de Crédito Imobiliário) e LCAs (Letra de Crédito do Agronegócio).

Figura 7 – Histórico do CDI desde 1994.



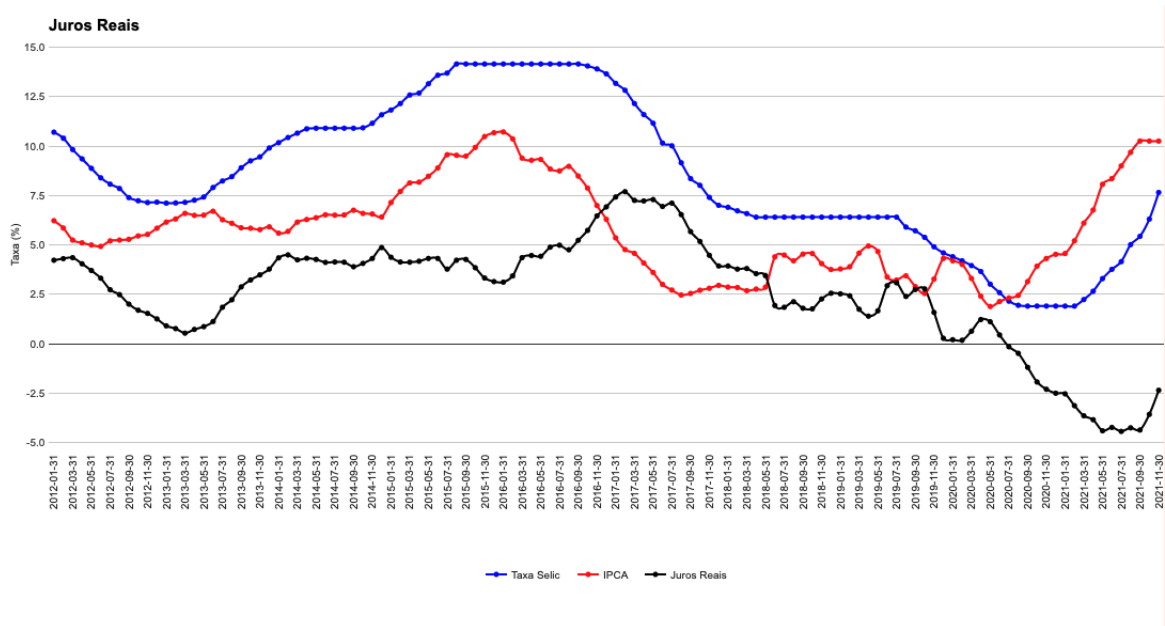
Fonte: Minhas Economias (2021)

O CDI quando utilizado como indicador, é usualmente considerado como um patamar 'mínimo' de rendimento para um investimento. Portanto, se determinada aplicação rende acima do CDI, provavelmente é interessante mantê-la. Mas se, ocorre o caso contrário, isto é, a aplicação obtém retorno abaixo do CDI, se torna economicamente mais interessante emprestar

dinheiro à taxa do CDI, e se considerarmos que atualmente já existem instituições que oferecem rendimentos iguais ou até superiores a 100% do CDI necessitando apenas que o cliente deixe o dinheiro em conta corrente obtendo assim um rendimento proporcional ao montante aplicado, sendo igual ao juros do CDI sobre esse mesmo montante, se torna fácil perceber o motivo de tal aplicação não ser financeiramente interessante caso obtenha desempenho inferior ao CDI.

A Figura 8 demonstra as mudanças nos níveis do IPCA, Selic e Juros Reais, mostrando o recente comportamento negativo dos Juros Reais, que vem tentando ser revertido por medidas como elevação da Selic durante final de 2021.

Figura 8 – Juros Reais, taxa Selic e IPCA.



Fonte: Banco Central (2021)

2.4.4 Índice Bovespa (IBOV)

Em janeiro de 1968, é criado o Ibovespa (IBOV), considerado o mais importante indicador do desempenho médio das cotações das ações negociadas na B3 - Brasil, Bolsa, Balcão. Este índice é composto pelas ações com maior volume negociado nos últimos meses. O índice é o mais importante quando se trata de medir o desempenho de investimentos em Renda Variável, já que concentra a média de cotações das principais ações negociadas na Bolsa de Valores.

De forma simples, quando o índice IBOV sobe, isto é, se valoriza, é sinal que a média das cotações das ações que compõem o IBOV também subiu, portanto o mercado como um todo também se valorizou, comportamento demonstrado na Figura 9.

Figura 9 – Valorização do IBOV a partir de 1994.

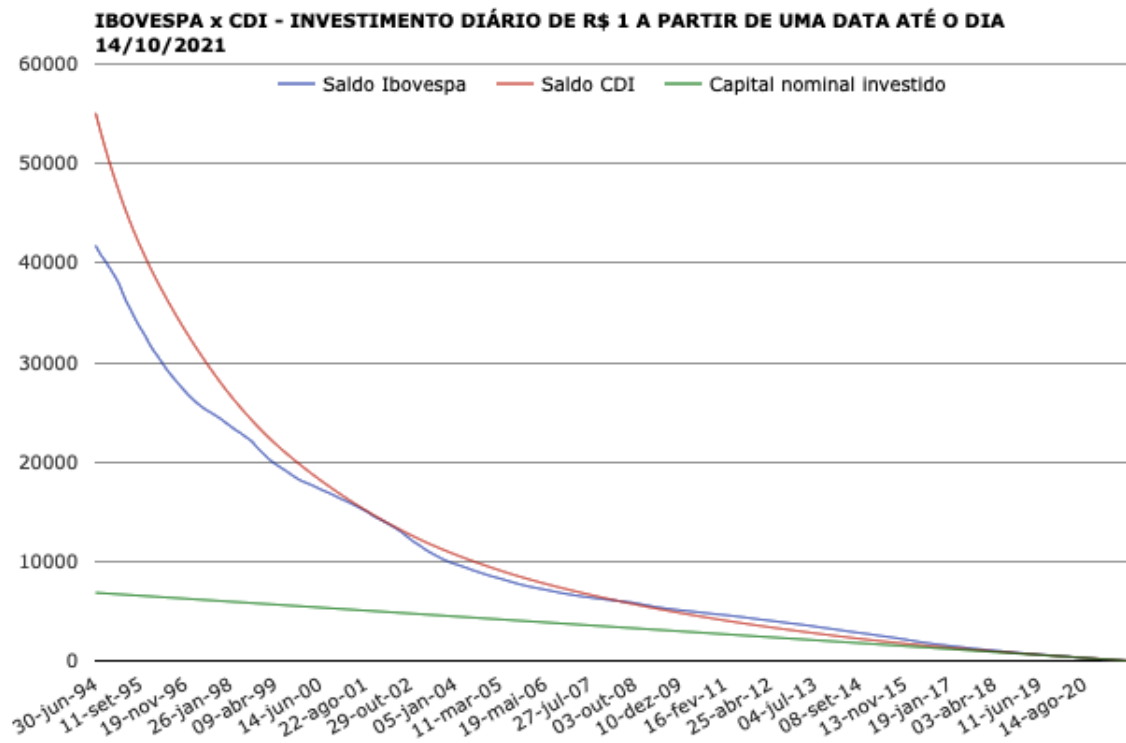


Fonte: Minhas Economias (2021)

Ao comparar o desempenho de determinada aplicação com o desempenho do IBOV, é possível entender se determinada aplicação está abaixo, dentro ou acima do retorno do mercado de Renda Variável. Em suma, se faz possível analisar se é financeiramente mais interessante investir em determinada aplicação ou se é financeiramente mais interessante investir no mercado de ações em geral, tudo a depender do resultado do *benchmark* financeiro obtido por meio de comparação.

A Figura 10, ilustra bem como essa análise funciona na prática, pois mostra o montante total acumulado com o investimento diário de R\$ 1 a partir de determinada data até o dia 14/10/2021, onde é possível notar a diferença de rentabilidade entre o IBOV (em azul) e o CDI (em vermelho) sobre o mesmo montante investido (em verde).

Figura 10 – Gráfico com montante total de R\$ 1 investidos a partir de determinada data até o dia 14/10/2021.



Fonte: Minhas Economias (2021)

2.5 MARCO LEGAL DA ENERGIA SOLAR - LEI 14.300/22

No dia 7 de janeiro de 2022, foi publicada no DOU (Diário Oficial da União) a Lei 14.300/22, que institui o marco legal da micro e minigeração de energia.

A lei permite às unidades consumidoras já existentes — e às que protocolarem solicitação de acesso até o final de 2022 — a continuação, até 2045, dos benefícios hoje concedidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) por meio do Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE), estabelecido pela Resolução Normativa 482. Também protocolou e definiu as regras que prevalecerão após 2045 e quais serão as normas aplicáveis durante o período de transição (BRASIL, 2022).

O projeto que originou a lei (PL 5829/19) foi aprovado em dezembro de 2021 na Câmara dos Deputados e no Senado.

A seguir, segue um trecho da matéria publicada pela Câmara dos Deputados:

"A Lei 14.300/22 estabelece uma etapa de transição para a cobrança de tarifas de uso dos sistemas de distribuição por parte de micro e minigeradores. Até 2045, micro e minigeradores existentes pagarão os componentes da tarifa somente sobre a diferença — se esta for positiva — entre o consumido e o gerado e injetado na rede de distribuição, como já ocorre hoje.

A regra também valerá para consumidores que pedirem acesso à distribuidora em 2022, por meio do Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE). Além disso, o marco legal permite a participação no SCEE de empreendimentos criados para esse fim que tenham o objetivo de atender várias unidades consumidoras (como condomínios).

Há uma transição de sete a nove anos no pagamento dos encargos de distribuição por aqueles que começarem a geração após 12 meses da nova lei. Esses pagamentos são relativos à remuneração dos ativos do serviço de distribuição, da depreciação dos equipamentos da rede e do custo da operação e manutenção do serviço.

Para as unidades que protocolarem as solicitações de acesso entre o 13º e o 18º mês a partir da publicação da lei, o texto prevê que essas novas regras entrarão em vigor a partir de 2031. Há ainda benefícios para cooperativas de natureza rural.

Fica proibida a divisão da central geradora em unidades de menor porte, visando se enquadrar em limites de potência para micro ou minigeração." (BRASIL, 2022).

2.5.1 Compensação de energia

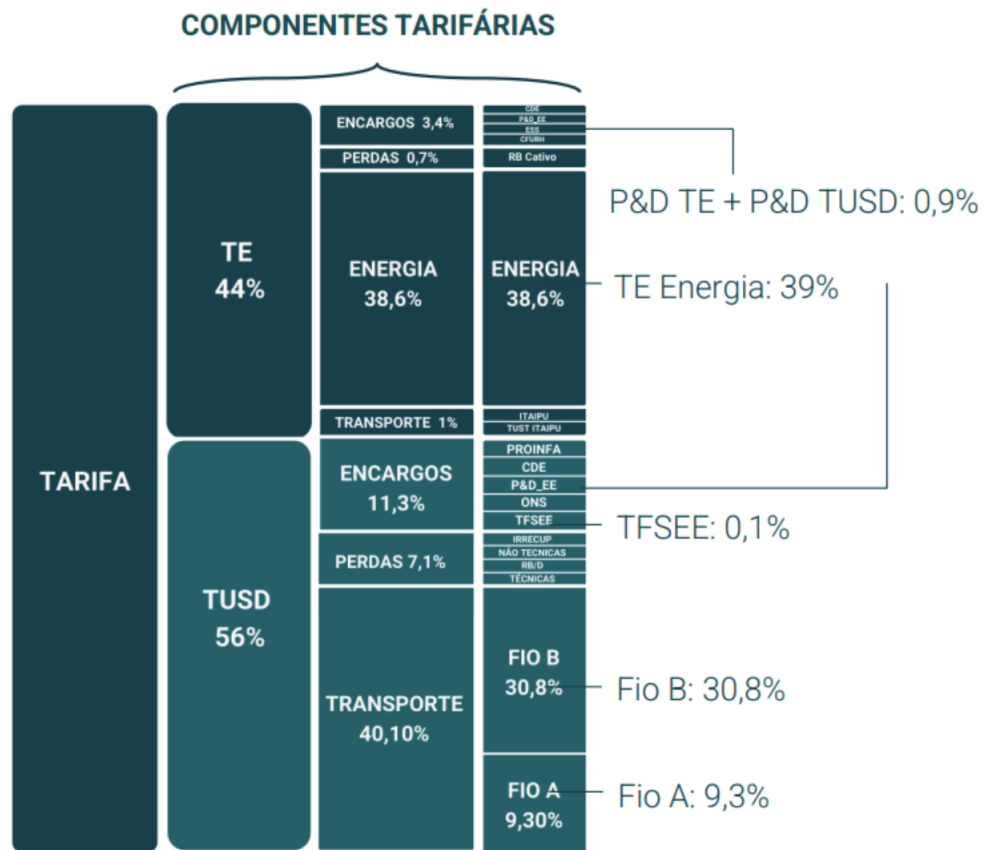
No Brasil, devido à falta de regulamentação específica, até então os créditos gerados pela unidade geradora eram compensados de forma arbitrária pelas concessionárias de energia, de modo que os créditos variavam entre compensação total, isto é de modo simplificado desconsiderando a incidência de ICMS, 1 kWh gerado equivale 1 kWh consumido, e compen-

sação variável, onde 1 kWh gerado equivale a uma fração de 1 kWh consumido (MAESTRI, 2020).

Já com a Lei 14.300 de 2022, a partir do dia 7 de janeiro de 2023, será iniciado o sistema de compensação parcial, onde se faz necessário o pagamento da TUSD Fio B, tarifa referente a distribuidora de energia. No Brasil, essa parcela implica em média cerca de 30% de redução dos créditos injetados na rede pela unidade geradora, como mostrado na Figura 11 (GREENER, 2022).

Desse modo, devido a Lei 14.300, a compensação dos créditos não será total e irá variar de acordo com as tarifações escalonadas previstas no texto da lei apresentadas a seguir, para sistemas instalados após o período de carência, com início em 2023.

Figura 11 – Componentes tarifárias estimadas.



Fonte: Greener (2022)

Portanto, para projetos homologados em 2023, a cobrança da TUSD Fio B será escalonada de forma proporcional ao longo dos anos entre 2023 e 2029, da seguinte forma:

- I – 15% (quinze por cento) a partir de 2023;
- II – 30% (trinta por cento) a partir de 2024;
- III – 45% (quarenta e cinco por cento) a partir de 2025;
- IV – 60% (sessenta por cento) a partir de 2026;
- V – 75% (setenta e cinco por cento) a partir de 2027;
- VI – 90% (noventa por cento) a partir de 2028;
- VII – a regra disposta desta Lei a partir de 2029.

Esse escalonamento na cobrança da TUSD Fio B, possui papel relevante na compensação dos créditos da unidade geradora, influenciando negativamente no tempo estimado de retorno do investimento, como será mostrado mais adiante.

3 TRABALHOS RELACIONADOS

Por se tratar de um tema em destaque, vários autores têm voltado seus esforços para estudos relacionados à viabilidade econômica de sistemas fotovoltaicos, como é o caso de (FAEDO, 2014), que em 2014, ou seja, nos primórdios da energia solar no Brasil, realizou um estudo de viabilidade econômica, concluindo que o sistema era viável economicamente.

Já em 2018, (DANTAS, 2018) realizou um estudo de viabilidade considerando dados mais atuais sobre os custos referentes ao sistema bem como o possível retorno obtido com o sistema, onde se enfatizou a diferença de possíveis retornos quando comparadas regiões geográficas distintas de instalação. Por fim, o autor conclui que a instalação de um sistema fotovoltaico sem dúvidas traz benefícios ambientais e possivelmente financeiros, dependendo da região onde o sistema fotovoltaico será instalado.

Em contrapartida, outro estudo realizado por (ALMEIDA, 2018), após dimensionamento e análise de viabilidade econômica do sistema projetado, constatou que o retorno esperado não atingiu os requisitos mínimos para ser considerado viável como investimento.

O trabalho apresentado por (PEREIRA, 2017), conseguiu de forma sucinta, abordar os principais conceitos em relação ao sistema fotovoltaico, apresentando os fundamentos e conhecimentos básicos a respeito do assunto.

Ao revisitar a literatura referente à análise de viabilidade econômica de sistemas fotovoltaicos até o momento, é possível observar a ausência de análises de sensibilidade referentes às taxas de juros praticadas, já que usualmente são consideradas taxas de juros imutáveis e não raramente distorcidas, o que faz com que as análises resultantes não representem a realidade da maneira mais aproximada.

Da mesma maneira, evidencia-se o fato de, devido à recente Lei 14.300, poucos trabalhos até o momento investigaram os impactos da nova lei. O trabalho de (MENEZES, 2022), apesar de abordar a Lei 14.300, apresenta poucos estudos de casos para o estado do Ceará, que não consideram as regras de transição vigentes de 2023 a 2029 e utilizam variáveis financeiras de projeto pouco fiéis à realidade, portanto, com pouca relevância para uma análise econômica de investimento.

Também é possível perceber, ao analisar os trabalhos já publicados sobre o assunto, a falta de consideração de cenários regulatórios, que possuem grande impacto no *payback* do investimento em energia solar, sempre a depender de possíveis tarifas que possam vir a impactar, quase sempre negativamente, o retorno financeiro do investimento.

Diante do exposto, o diferencial deste trabalho está concentrado na análise de sensibilidade do custo e da taxa efetiva de financiamento do sistema fotovoltaico, bem como na análise comparativa entre os possíveis cenários econômicos e regulatórios que venham a impactar o retorno do investimento em questão, fornecendo um panorama financeiro mais amplo para o possível investidor interessado em sistemas fotovoltaicos como investimento.

4 METODOLOGIA

4.1 VIABILIDADE ECONÔMICA DO SISTEMA

O investimento inicial considerado para a implementação do sistema será calculado de acordo com o dimensionamento do mesmo, já considerando todos os custos, de modo que, com o valor total necessário para a montagem e execução do sistema, há a possibilidade de financiamento do montante total por meio de programas de incentivo à energia solar, oferecidos usualmente por bancos ou consórcios. A viabilidade econômica considerando possíveis financiamentos com taxas de juros usuais também foi considerada como possível cenário para investimento.

De modo a determinar a atratividade financeira do sistema fotovoltaico como investimento, serão utilizados os métodos de análise de investimento conhecidos como *Payback* Descontado, a Taxa Interna de Retorno, Valor Presente Líquido e Retorno sobre Investimento.

4.2 COMPARAÇÃO DE DESEMPENHO COM *BENCHMARKS*

Serão escolhidos alguns dos principais *benchmarks* mais utilizados no mercado financeiro, que possuem a finalidade de fornecer parâmetros de comparação para o desempenho financeiro de determinada aplicação ou projeto.

Com o fim de demonstrar a atratividade financeira do sistema fotovoltaico como investimento, se faz necessária a comparação dos indicadores financeiros citados anteriormente com o desempenho de possíveis aplicações de investimento disponíveis no mercado financeiro, como o IBOV, CDI e Selic, juntamente com os indicadores de inflação, como o IPCA, que são o *gold standard* quando se trata de *benchmarks*, já que fornecem parâmetros de comparação com as métricas econômicas fundamentais para a economia do nosso país.

A comparação do desempenho financeiro do sistema fotovoltaico com o desempenho desses índices, conhecidos como *benchmarks*, tem papel fundamental na tomada de decisão de um investidor em potencial, já que por meio dessa comparação é possível sintetizar as diferenças no retorno de cada tipo de aplicação, diferenças essas fundamentalmente econômicas.

O *benchmark* financeiro, é utilizado como maneira de avaliar se o desempenho de determinado projeto ou investimento está de acordo com os principais indexadores do mercado, de forma a balizar a tomada de decisão dos investidores, por meio de indicadores financeiros palpáveis, de modo que o *benchmark* financeiro seja uma ferramenta útil, já que oferece ao investidor uma forma de avaliar se realmente vale a pena investir em determinado projeto, pelo menos do ponto de vista financeiro.

Para efeitos didáticos, é possível dar o exemplo de uma aplicação, cujo retorno superou a taxa Selic, ou em outras palavras, por meio do *benchmark* financeiro desta aplicação em

específico foi possível concluir que a aplicação gerou retornos superiores aos retornos obtidos com a Selic. Portanto, o investimento nesta aplicação foi mais interessante financeiramente do que emprestar dinheiro para o governo brasileiro por meio do Tesouro Direto, que possui sua rentabilidade atrelada à Selic.

É possível observar na Figura 12, por exemplo, o *benchmark* comparativo entre as ações da WEG S.A. *versus* o Índice Ibovespa.

Figura 12 – Benchmark comparativo entre WEG3 (WEG S.A.) e IBOV (Ibovespa).



Fonte: The Capital Advisor (2018)

De modo geral, a comparação com os principais *benchmarks* apenas diz respeito ao retorno financeiro, portanto, deixa lacunas no processo de tomada de decisão.

Por não levar em conta fatores externos ao campo financeiro, como os riscos inerentes à aplicação - como por exemplo a necessidade de manutenção e reparo do sistema fotovoltaico - ou um risco sistêmico, como uma mudança brusca na taxa básica de juros, por exemplo, que pode influenciar consideravelmente o retorno de determinadas aplicações, e consequentemente, seu desempenho, se faz necessária uma análise qualitativa juntamente com o *benchmark* comparativo.

Como explicado, fatores externos que podem influenciar no resultado do desempenho do sistema de energia solar como investimento serão tratados mais adiante por meio da análise de sensibilidade.

4.3 ANÁLISE DE SENSIBILIDADE

A análise de sensibilidade se destaca no mundo dos investimentos - sejam eles aplicações financeiras, empreendimentos ou projetos - como uma poderosa ferramenta que tem como objetivo central auxiliar a tomada de decisão em prol de determinado investimento, o que

faz com que a análise de sensibilidade seja um principal pilar na tomada de decisão de um executivo responsável por um projeto, por exemplo.

De maneira simplificada, uma análise de sensibilidade tem como objetivo observar o impacto da variação de certas variáveis de entrada na variável de interesse da análise, por exemplo o tempo estimado de *payback*, como é o caso do presente trabalho.

De acordo com (ESCHENBACH, 1992), a análise de sensibilidade é fundamental para, (1) tomar melhores decisões, (2) decidir quais dados estimados devem ser refinados antes de tomar uma decisão e, (3) concentrar-se nos elementos críticos durante a implementação.

Ao investir em um projeto, admite-se uma proposta de investimento com um fluxo de caixa construído sobre expectativas futuras de retorno financeiro. Desse modo, quanto maior for a magnitude e complexidade do projeto, maior poderá ser o erro das projeções de fluxo de caixa baseadas em expectativas futuras.

Diante do apresentado, é necessário ressaltar que todas e quaisquer projeções de retorno que se baseiam em possíveis cenários futuros, estão sujeitas a erros, principalmente devido ao caráter aleatório dos eventos que podem impactar de maneira direta ou indireta o retorno financeiro futuro de determinada aplicação. Portanto, é essencial destacar que em qualquer projeto ou aplicação financeira, trabalha-se com valores esperados para determinar o possível retorno de uma eventual aplicação.

Especificamente, essas incertezas se tratam do risco de projeto, que é oriundo das estimativas esperadas, que podem ou não se concretizar no futuro, seja ele de curto ou longo prazo.

Com o fim de discriminar todas - ou ao menos as principais - incertezas que compõem o risco total de determinada aplicação ou projeto, analisar de forma estratégica o nível de risco que cada incerteza por si só agrega ao risco do total do projeto, risco esse que determina o sucesso ou fracasso de determinada proposta de investimento.

Com as principais incertezas levadas em conta, já considerando os graus de risco inerentes à cada uma, é feita a análise de sensibilidade, que de maneira geral permite que seja elaborada uma análise ao menos próxima da realidade, que leva em conta os possíveis e principais fatores de risco conhecidos até então, de modo que com todas as informações necessárias se possa tomar uma decisão relativamente mais assertiva que uma eventual decisão onde não se realizou a análise de sensibilidade.

4.3.1 Incertezas Inerentes ao Sistema Fotovoltaico

No estudo realizado por (DINIZ, 2017), as incertezas relacionadas à uma proposta de investimento em energia solar, podem ser classificadas em três grupos distintos, sendo eles:

- Incertezas relacionadas ao recurso solar;
- Incertezas relacionadas à performance do SFV;

- Incertezas de mercado.

Dentro das incertezas relacionadas ao recurso solar, será levada em conta a irradiância anual média e a variabilidade solar interanual.

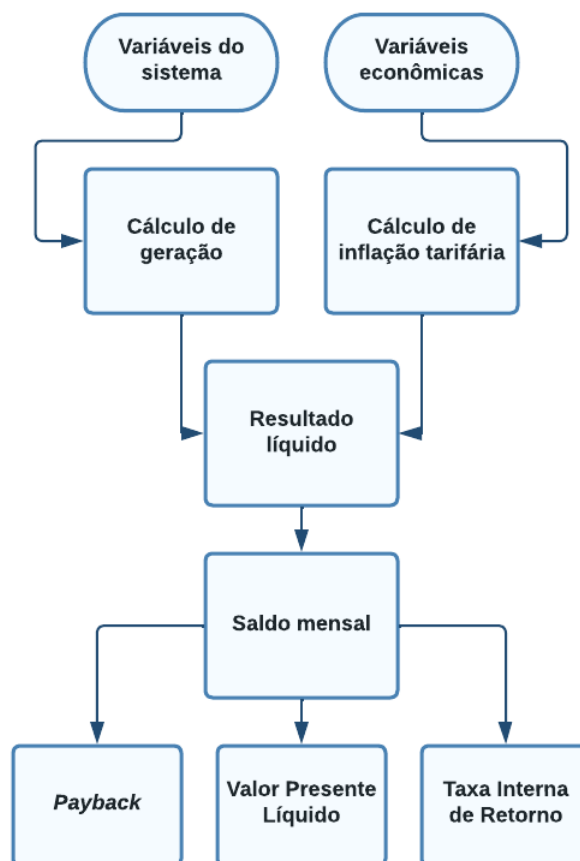
Já sobre as incertezas relacionadas à performance do SFV, será considerada a queda anual do rendimento dos painéis e perdas inerentes à instalação.

Por fim, nas incertezas de mercado, serão considerados os custos do SFV, inflação, preço da tarifa de energia, taxa efetiva de financiamento e reajuste anual da tarifa de energia.

4.4 FLUXOGRAMA

De modo a simplificar a metodologia utilizada no presente trabalho, elaborou-se um fluxograma simplificado que demonstra as etapas realizadas durante as simulações, de acordo com a Figura 13.

Figura 13 – Fluxograma das etapas de simulação.



Fonte: Autoria própria (2022)

Primeiramente deve-se obter as variáveis do sistema, bem como as variáveis econômicas. As variáveis do sistema são obtidas por meio de premissas básicas do montante de geração desejado usualmente baseadas no consumo, resultando no sistema adequado para as condições estipuladas, de modo a também obter o custo aproximado do sistema com base nos preços praticados pelo mercado.

As variáveis econômicas são escolhidas de acordo com o cenário econômico vigente, considerando também possíveis alterações futuras desse cenário, se baseando em projeções fornecidas pelo Banco Central, como a taxa Selic e IPCA, por exemplo. Para a obtenção das variáveis tarifárias, utiliza-se como base a concessionária presente no local onde será instalado o sistema, obtendo variáveis como a tarifa de energia e inflação tarifária.

Com essas variáveis definidas é possível, por meio dos métodos já apresentados, realizar as simulações necessárias, utilizando-se dos conceitos de modelagem financeira.

Por fim, após todas as simulações, obtém-se como resultado o tempo de *Payback*, o Valor Presente Líquido e a Taxa Interna de Retorno, que permitem avaliar o nível de atratividade do investimento.

5 ANÁLISE E DISCUSSÃO DOS RESULTADOS

Com base nas premissas já apresentadas, realizou-se um estudo de caso onde primeiramente foram considerados dois cenários, sendo eles o de pagamento à vista do sistema, bem como o pagamento por meio de financiamento.

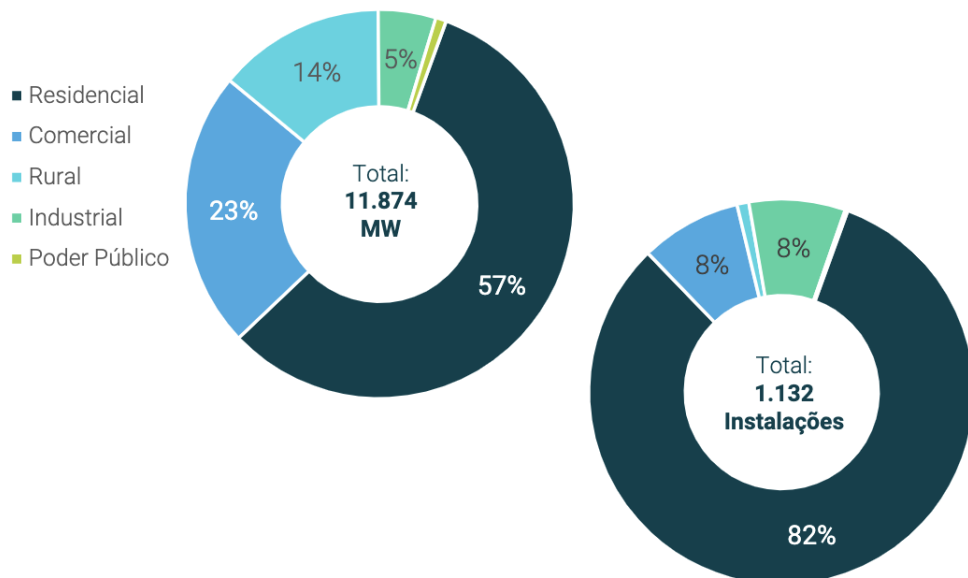
Todas as simulações foram elaboradas utilizando a linguagem de programação *open-source* Python, que é amplamente utilizada para estudos econômicos, devido à sua alta versatilidade. Também foram utilizadas as bibliotecas *NumPy* para a realização dos cálculos, e as bibliotecas *Matplotlib* e *Seaborn*, utilizadas para a visualização dos resultados.

Após esse estudo, devido ao surgimento da Lei 14.300 no decorrer do presente trabalho, também foram analisados os impactos das novas regras de compensação, que são previstas para entrarem em vigor a partir de 2023.

5.1 ESTUDO DE CASO

De modo a obter um panorama mais realista em relação ao cenário atual, isto é, de modo mais prático e coerente com a realidade do mercado, utilizou-se um sistema fotovoltaico residencial, que representam cerca de 82% das unidades geradoras presentes no Brasil, como mostra a Figura 14 (GREENER, 2022).

Figura 14 – Participação das unidades geradoras.



Fonte: Greener (2022)

5.1.1 Definição do sistema

Considerou-se uma unidade consumidora com consumo médio de 1500 kWh/mês, totalizando 18000 kWh/ano, que se assemelha ao perfil médio de consumo de imóveis de alto padrão, de modo que o sistema, já considerando cerca de 20% de perdas totais (FAEDO, 2014), fosse capaz de abater 100% do consumo proveniente da unidade consumidora em questão.

A localização escolhida para a unidade consumidora fictícia foi em Londrina, no estado do Paraná, que possui irradiação média de 5,346 kWh.m²/dia de acordo com a Figura 15 (IDR-PARANÁ, 2022) (ATLAS SOLAR, 2022), resultando em um sistema de 11,691 kWp de potência.

$$E_{mensal} = 1500 \quad [kWh/mes] \quad (4)$$

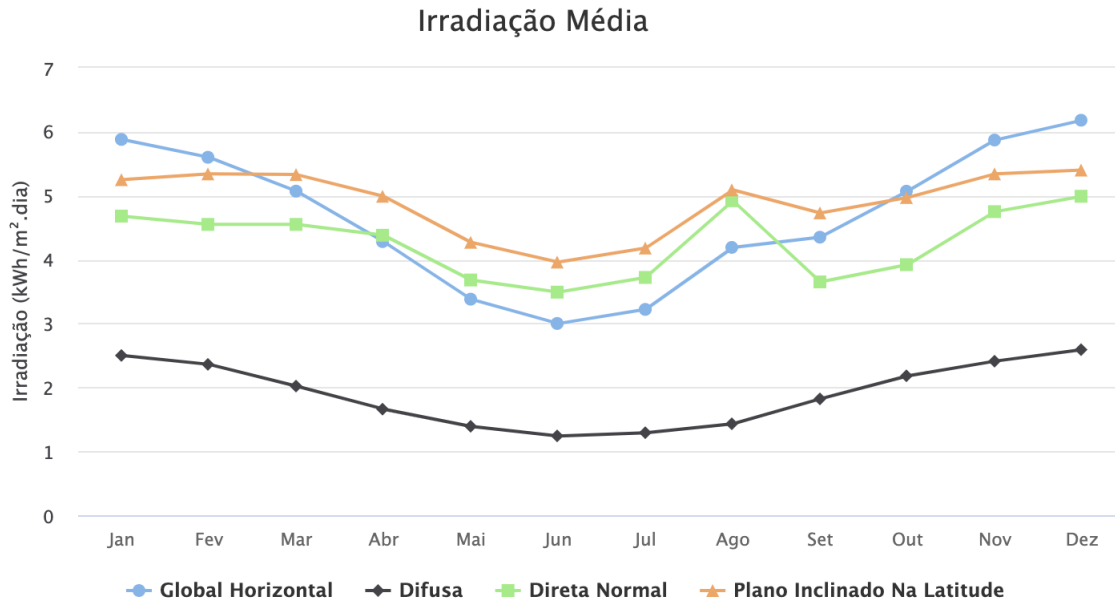
$$I_s = 5,346 \quad \left[\frac{kWh}{m^2 dia} \right] \quad (5)$$

$$P_{FV} = \frac{[1000(W/m^2)] * E_{mensal}}{30_{dias} * I_s * (1 - \eta)} \quad [kW] \quad (6)$$

Onde E_{mensal} é a energia mensal a ser compensada, I_s é a irradiação solar mensal, P_{FV} é potência do sistema fotovoltaico e η são as perdas totais do sistema. O fator $[1000W/m^2]$ é devido às condições padrões dos painéis fotovoltaicos (CURSO SOLAR USP, 2021).

$$P_{FV} = \frac{[1000(W/m^2)] * 1500}{30_{dias} * 5,346 * (1 - 0,2)} = 11,691 \quad [kW] \quad (7)$$

Figura 15 – Irradiação solar média em Londrina - PR.



Fonte: Atlas Solar (2022)

Para a definição do custo efetivo do sistema, considerou-se o estudo da Greener (GREENER, 2022), que apontou os valores médios dos sistemas instalados atualmente no Brasil. De modo a precificar o sistema de forma coerente com os preços praticados no estado do Paraná, o valor escolhido por kWp foi de R\$ 4,02, resultando em um custo efetivo total de R\$ 47 mil reais.

5.1.2 Variáveis de simulação

5.1.2.1 Decaimento de eficiência dos módulos

Como já demonstrado, os painéis fotovoltaicos, apesar de muito eficientes, sofrem degradação gradual de sua eficiência ao longo dos anos. Durante o primeiro ano, é o período onde há maior degradação relativa dos componentes envolvidos, resultando em uma alta taxa de perda de eficiência, que se estabiliza em patamares menores após esse período, como mostrado por (JORDAN, 2020).

Deste modo, a fim de manter a simulação coerente com a realidade, foi considerado um decaimento de eficiência de 3% ao longo do primeiro ano de geração, e um decaimento de 0,65% no restante do período (JORDAN, 2020).

5.1.2.2 Tarifa de energia

A concessionária usada como referência para a adoção dos valores de referência, foi Copel - Companhia Paranaense de Energia, que no presente momento tem a tarifa de energia precificada em R\$ 0,84 (COPEL, 2022).

Historicamente, a inflação da tarifa de energia acompanha os índices IPCA e IGP-M, como mostra o *White Paper* do Instituto Acende Brasil (INSTITUTO ACENDE BRASIL, 2020).

Deste modo, a inflação tarifária escolhida foi de 4% ao ano, visando acompanhar as projeções inflacionárias do Ipea - Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (IPEA, 2022).

Também é necessário ressaltar o custo de disponibilidade faturado pela Copel, que para sistemas trifásicos como o do presente estudo, é de 100 kWh/mês (COPEL, 2022).

5.1.3 Financiamento

Ao tratar de taxas de juros relativas aos financiamentos, é inevitável a correlação que estas possuem com a taxa básica de juros, a Selic, já explicada nos capítulos anteriores, de modo que, a partir do momento que há elevação da Selic, conseqüentemente também há elevação nas taxas de juros praticadas pelos bancos ao emprestar dinheiro ao tomador de crédito, seja ele consumidor ou investidor.

A diferença entre a taxa básica de juros e a taxa juros praticadas pelos bancos nos empréstimos, é chamada de *spread* bancário, que se explicada a seguir.

5.1.3.1 Spread bancário

Como já mencionado, a diferença entre a taxa básica de juros e a taxa juros praticadas pelos bancos nos empréstimos, é chamada de *spread* bancário.

Essa diferença tem grande relevância para os bancos, uma vez que é a principal forma de rentabilizar seu patrimônio, e portanto fica clara a sua importância para o mercado como um todo, já que quanto maior esse *spread*, maior a rentabilidade do credor ao emprestar dinheiro para o tomador de crédito.

Historicamente, no Brasil são praticadas altas taxas de juros, o que causa um alto *spread* bancário. Segundo informações do Banco Central, o *spread* médio das operações de crédito realizadas em junho de 2022 no Brasil era de 17,7 pontos percentuais. Embora ainda abaixo do observado antes da pandemia (18,5 pontos percentuais em fevereiro de 2020), é necessário ressaltar que se trata de um número elevado para os padrões internacionais (BANCO CENTRAL, 2022).

No momento em que o presente trabalho se encontra, a taxa Selic está em 13,75% ao ano, aumento expressivo considerando o curto período de desenvolvimento deste trabalho, como mostra a Figura 16.

Figura 16 – Evolução da Taxa Selic ao longo de 2022.



Fonte: Banco Central (2022)

Para o setor de energia solar, devido aos reduzidos riscos de inadimplência e presença de incentivos fiscais, as taxas de juros das linhas de crédito tendem a possuir um *spread* bancário menor que média adotada para outras linhas de crédito, como para bens de consumo, por exemplo.

Para este estudo de caso, foram considerados valores adotados na prática, por financiadoras como a BV Financeira (Meu Financiamento Solar), Banco do Brasil e Bradesco. Deste modo, o *spread* escolhido foi de 12,53 pontos percentuais, que ao considerar a o acréscimo da taxa Selic, resulta em uma taxa de 26,28% ao ano, ou 2,19% ao mês (BV FINANCEIRA, 2022).

O período escolhido de financiamento foi de 5 anos, ou 60 meses, com parcelas fixas de R\$ 1415,00.

5.2 RESULTADOS - CENÁRIO ATUAL

De início serão apresentados os resultados inerentes ao sistema em si, como o decaimento de geração, juntamente com o resultado proveniente da inflação tarifária da tarifa de energia.

Em seguida, serão apresentados os resultados referentes ao pagamento à vista do sistema, isto é, com todo investimento concentrado no início do projeto.

Também, em sequência, será demonstrado o resultado obtido por meio da simulação considerando o financiamento do sistema.

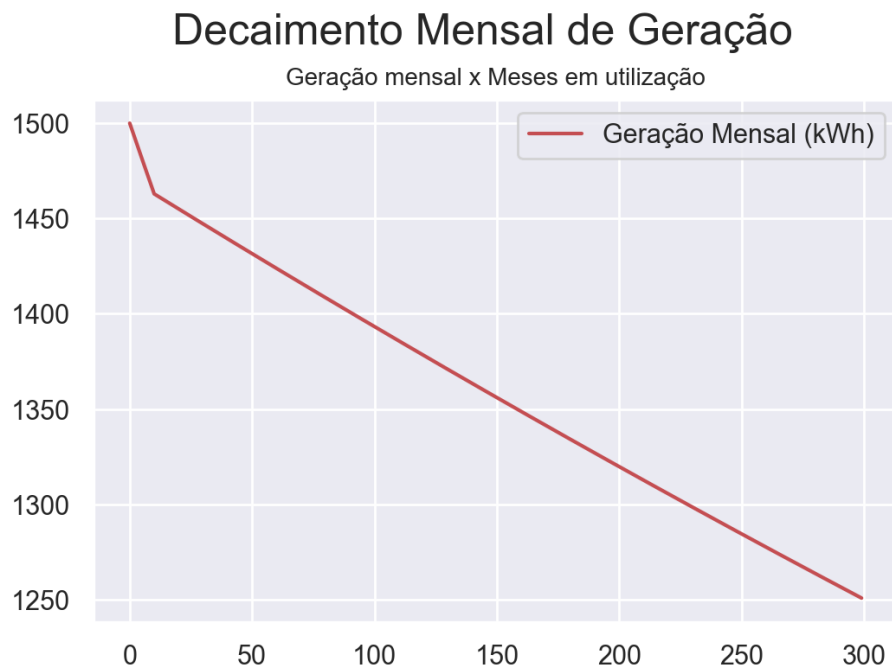
Por fim, serão apresentados os resultados de um sistema pago à vista considerando a nova Lei 14.300, que como será mostrado a seguir, possui forte impacto nas métricas de desempenho do investimento em energia solar.

5.2.1 Decaimento de eficiência e inflação tarifária

De modo a simplificar a apresentação dos resultados, serão apresentados a seguir os resultados obtidos por meio de simulação, que serão válidos para todos os casos presentes no estudo.

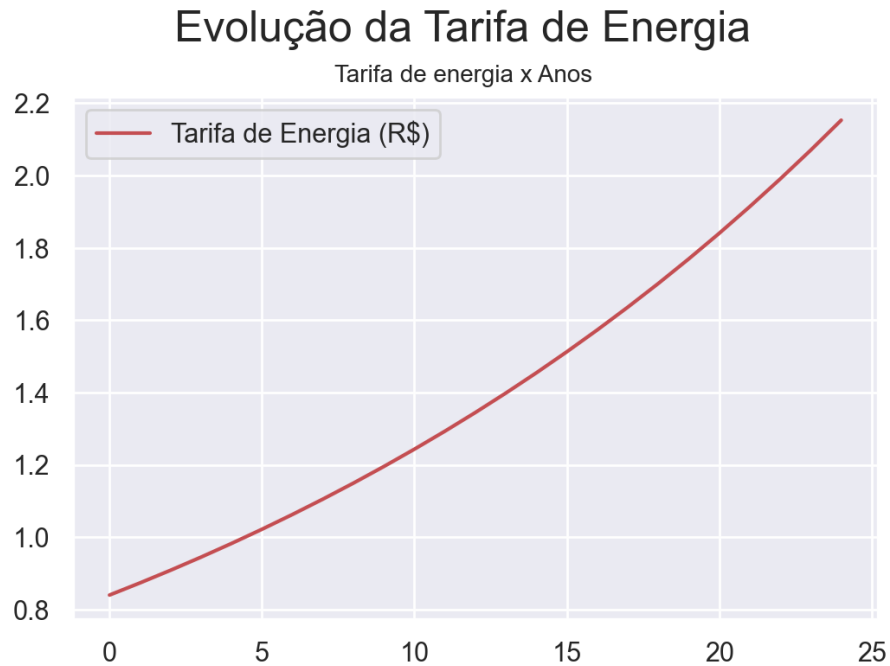
O período de análise de todas as simulações foi de 25 anos, ou 300 meses, que é o tempo estimado de eficiência recomendada para os painéis.

Figura 17 – Decaimento de geração ao longo dos meses.



Fonte: Autoria própria (2022)

A Figura 17 mostra o decaimento de geração ao longo do tempo resultante do envelhecimento dos materiais que compõe o painel fotovoltaico, que seguem as taxas de decaimento já apresentadas, resultando em uma eficiência de 83,3% após 25 anos de uso do sistema, resultado condizente com os estudos recentes publicados sobre o assunto (JORDAN, 2020).

Figura 18 – Evolução do preço da tarifa de energia.

Fonte: Autoria própria (2022)

Já na Figura 18 é mostrada a possível evolução temporal da tarifa de energia, que cresce exponencialmente com taxa inflacionária de 4% ao ano (INSTITUTO ACENDE BRASIL, 2020), resultando em um aumento de 2,72 vezes ao longo dos 25 anos, ao se comparar com as condições iniciais baseadas nas taxas praticadas pela Copel em 2022 (COPEL, 2022).

Como mencionado anteriormente, os resultados acima serão utilizados em todos os casos desse estudo, que serão apresentados a seguir, uma vez que formam os pilares dos dados das simulações do presente estudo.

Tabela 1 – Variáveis de simulação

Decaimento de eficiência no primeiro ano	3%
Decaimento de eficiência nos demais anos	0,65%
Inflação tarifária	4%
Custo de disponibilidade	100 kWh/mês

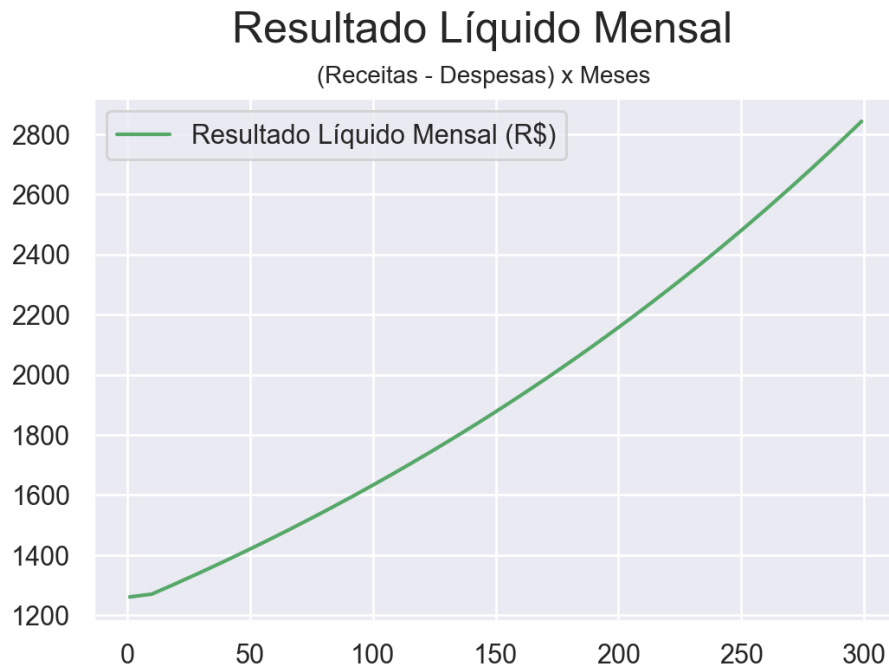
Fonte: Autoria própria (2022)

5.2.2 Sistema com pagamento à vista

O primeiro caso analisado se trata do investimento no qual o investidor decide arcar com todos os gastos logo no início do projeto, de uma só vez.

A Figura 19 mostra o resultado líquido mensal do cliente investidor, isto é, o valor líquido proveniente da compensação dos créditos, já sendo descontado o custo de disponibilidade obrigatório de 100 kWh/mês.

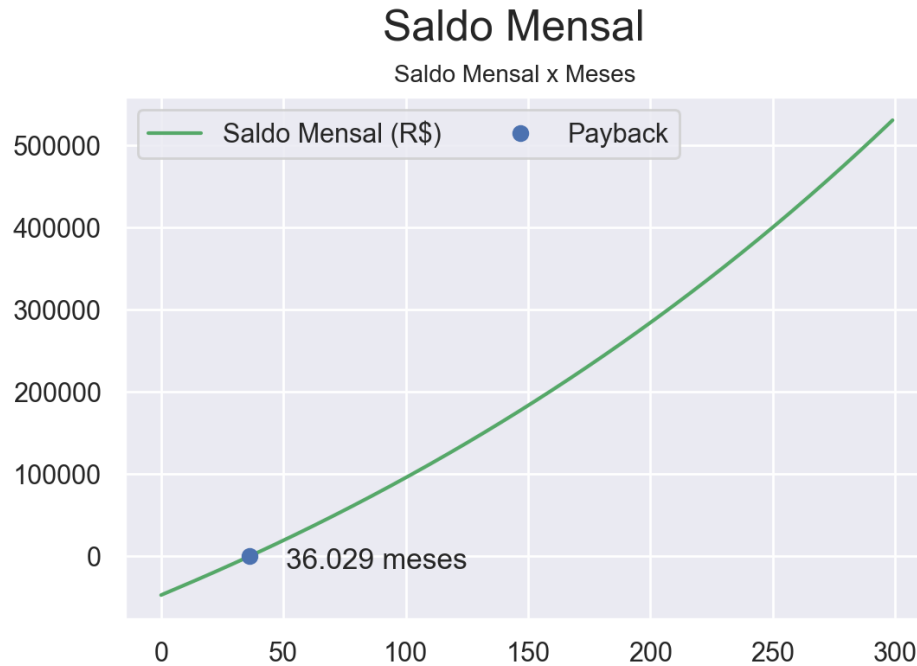
Figura 19 – Resultado líquido mensal para sistema pago à vista.



Fonte: Autoria própria (2022)

Como é possível perceber, mesmo ao considerar o decaimento de geração das placas fotovoltaicas, devido à constante inflação tarifária, mês a mês o resultado líquido é crescente.

Figura 20 – Saldo líquido e tempo de *payback* para pagamento à vista.



Fonte: Autoria própria (2022)

Na Figura 20, é obtida a informação mais importante para o investidor, isto é, o tempo de *payback*, juntamente com o gráfico do saldo líquido ao longo do tempo. Para o caso em questão, é sem dúvidas o melhor cenário de investimento ao se considerar o *payback*, uma vez que neste caso é onde se encontra o menor valor para esta variável. Portanto, para pagamento à vista, o investimento se paga em 36,029 meses, aproximadamente 3 anos.

Ao se considerar uma Taxa Mínima de Atratividade de 7% ao ano, de modo a estabelecer uma taxa média livre de risco conservadora em comparação com a Selic, a Taxa Interna de Retorno (TIR) obtida para este caso foi de 23,11%, portanto o investimento é economicamente viável, uma vez que $TIR > TMA$.

O Valor Presente Líquido (VPL) encontrado para este caso foi de R\$ 244.115,53, superando em larga escala os R\$ 47 mil investidos inicialmente, mostrando a enorme atratividade do investimento nas condições em questão.

Tabela 2 – Resultados financeiros - Pagamento à vista

Valor Presente Líquido (VPL)	R\$ 244.115,53
Taxa Mínima de Atratividade (TMA)	7%
Taxa Interna de Retorno (TIR)	23,11%
Retorno sobre o Investimento (ROI)	4,194x

Fonte: Autoria própria (2022)

5.2.3 Sistema financiado

Uma vez que existe a possibilidade de obter linhas de crédito específicas para energia solar, o financiamento muitas vezes pode se tornar uma opção interessante a fim de viabilizar o investimento em um sistema fotovoltaico, especialmente para o investidor que não deseja desembolsar todo o investimento de uma só vez, como no caso do pagamento à vista, apresentado na Seção 4.2.2.

As taxas utilizadas na simulação estão de acordo com as apresentadas na Seção 4.1.3.1, sendo elas a Selic e a taxa efetiva de financiamento, 13,75% e 26,28% ao ano, respectivamente. O *spread* bancário considerado foi de 12,53 pontos percentuais.

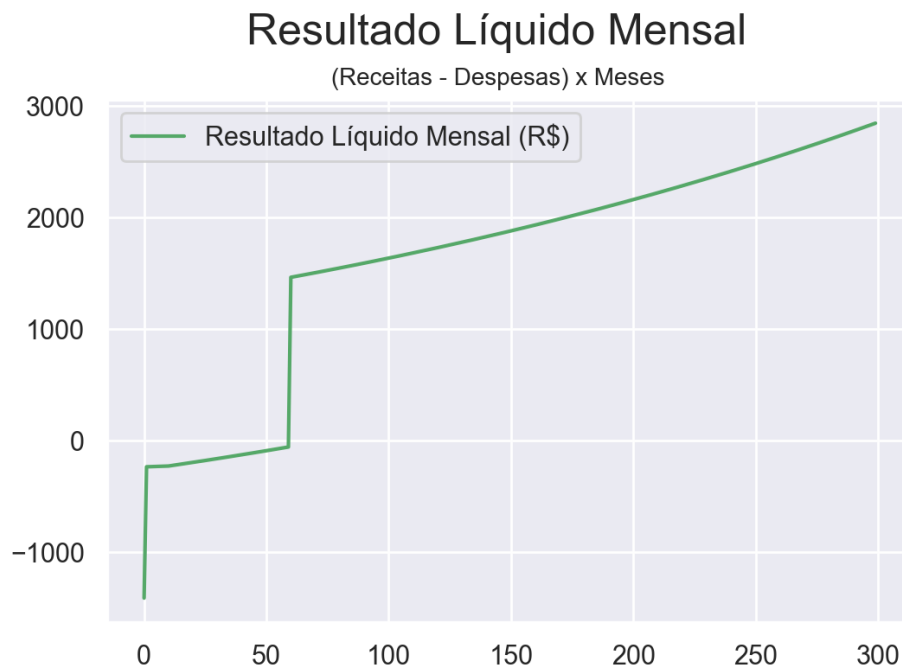
O período escolhido de financiamento foi 5 anos, resultando em parcelas fixas de R\$ 1415,00 por mês, para o investimento de R\$ 47 mil, como no primeiro caso.

Tabela 3 – Condições de financiamento

Investimento	R\$ 47 mil
Taxa de juros	26,28%
Parcela mensal	R\$ 1415
Período	60 meses

Fonte: Autoria própria (2022)

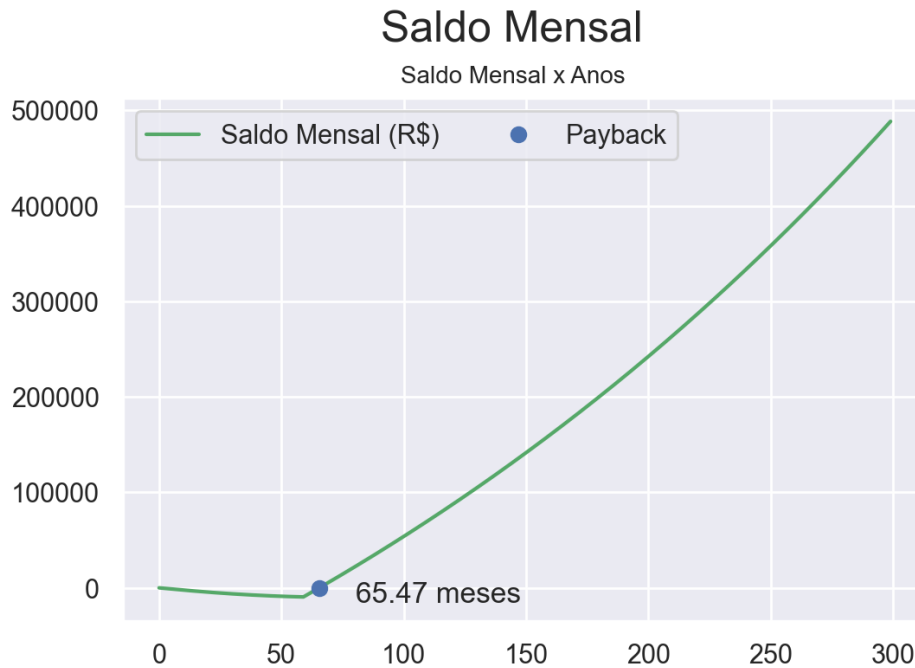
Figura 21 – Resultado líquido mensal para o sistema financiado.



Fonte: Autoria própria (2022)

Na Figura 21 podemos perceber o comportamento peculiar da curva do resultado líquido mensal, que no primeiro mês, tem início em R\$ 1415,00 negativos devido à parcela do empréstimo. Já no mês 61, há um salto no resultado líquido devido à quitação das parcelas do financiamento, e após esse período todo resultado financeiro proveniente da compensação dos créditos é totalmente aproveitada pela unidade geradora.

Figura 22 – Saldo líquido mensal do sistema financiado.



Fonte: Autoria própria (2022)

É possível notar a clara influência dos pagamentos das parcelas do financiamento somadas com a tarifa mínima, que é obrigatória, fazendo com que, nos primeiros 5 anos o saldo líquido mensal seja negativo.

Apesar de o tempo de *payback* ser mais alongado que na condição de pagamento à vista, o sistema ainda se mostra economicamente atrativo.

Tabela 4 – Resultados financeiros - Pagamento financiado

Valor Presente Líquido (VPL)	R\$ 168.612,03
Taxa Mínima de Atratividade (TMA)	7%
Taxa Interna de Retorno (TIR)	14,32%
Retorno sobre o Investimento (ROI)	2,576x

Fonte: Autoria própria (2022)

5.3 ANÁLISES DE SENSIBILIDADE

Para as análises de sensibilidade, analisou-se a sensibilidade do *payback* em relação à duas variáveis, sendo elas respectivamente, o custo total do sistema e a taxa de juros utilizada no empréstimo.

5.3.1 Sensibilidade em relação ao custo do sistema

Para a análise de sensibilidade em questão, utilizou-se as mesmas condições do caso apresentado na Seção 4.2.2, com pagamento à vista.

De modo a analisar a sensibilidade do tempo de *payback*, variou-se o custo do sistema em $\pm 10\%$, obtendo os resultados apresentados a seguir.

5.3.1.1 Variação positiva no custo do sistema

Para os casos de variação positiva, isto é, de 2,5% a 10% do custo total, de modo a simular uma alta nos preços do sistema como um todo, obteve-se os seguintes resultados,

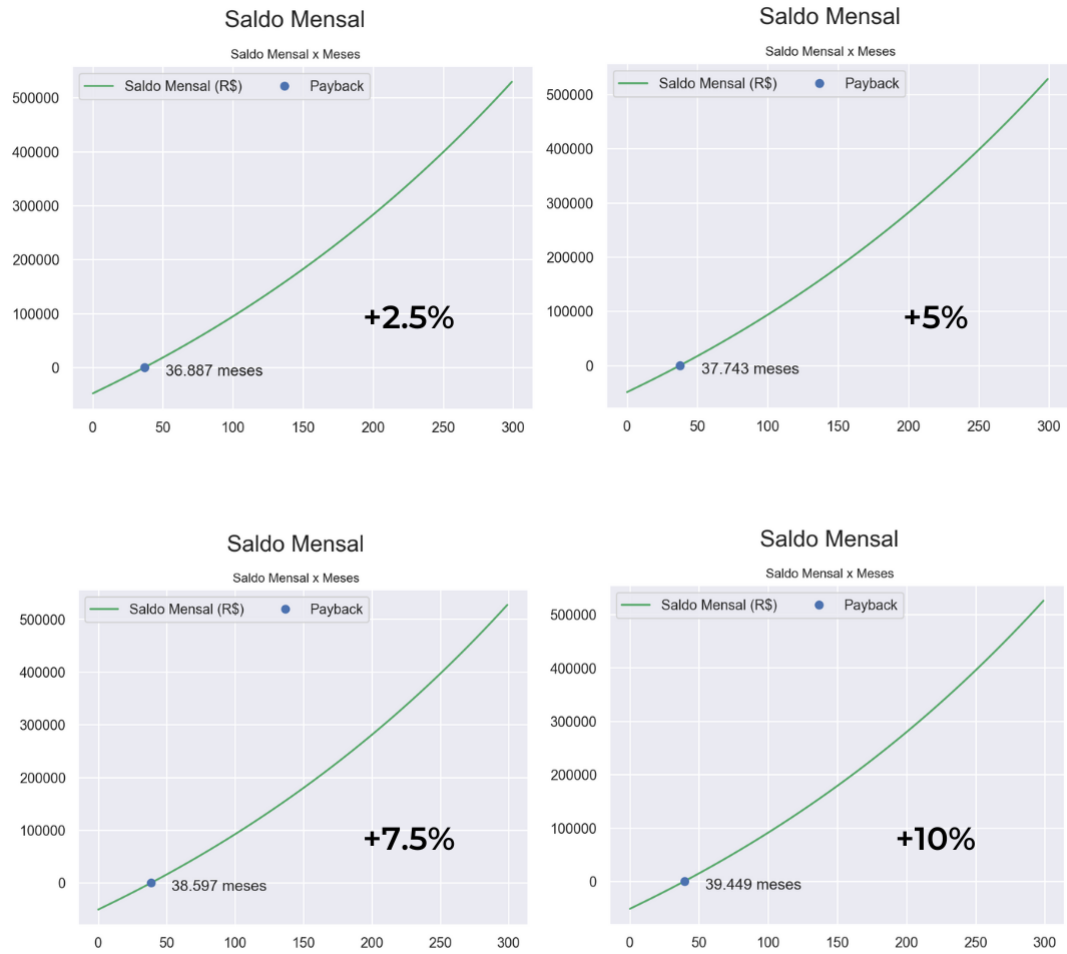
Tabela 5 – Análise de sensibilidade - Custo do sistema (Var. positiva)

	Var. no custo	Custo efetivo	Payback	Var. no Payback
Cenário base	0%	R\$ 47.000,00	36,029	0%
Cenário 1	2,5%	R\$ 48.175,00	36,887	2,38%
Cenário 2	5%	R\$ 49.350,00	37,743	4,76%
Cenário 3	7,5%	R\$ 50.525,00	38,597	7,13%
Cenário 4	10%	R\$ 51.700,00	39,449	9,49%

Fonte: Autoria própria (2022)

Nota-se que, apesar do aumento no tempo de *payback*, mesmo com o aumento no custo efetivo do sistema, manteve-se a viabilidade do projeto, uma vez que na condição de aumento do 10% no custo, o tempo de *payback* continuou abaixo de 40 meses, como também é mostrado na figura a seguir.

Figura 23 – Payback para as condições de variação positiva no custo.



Fonte: Autoria própria (2022)

5.3.1.2 Variação negativa no custo do sistema

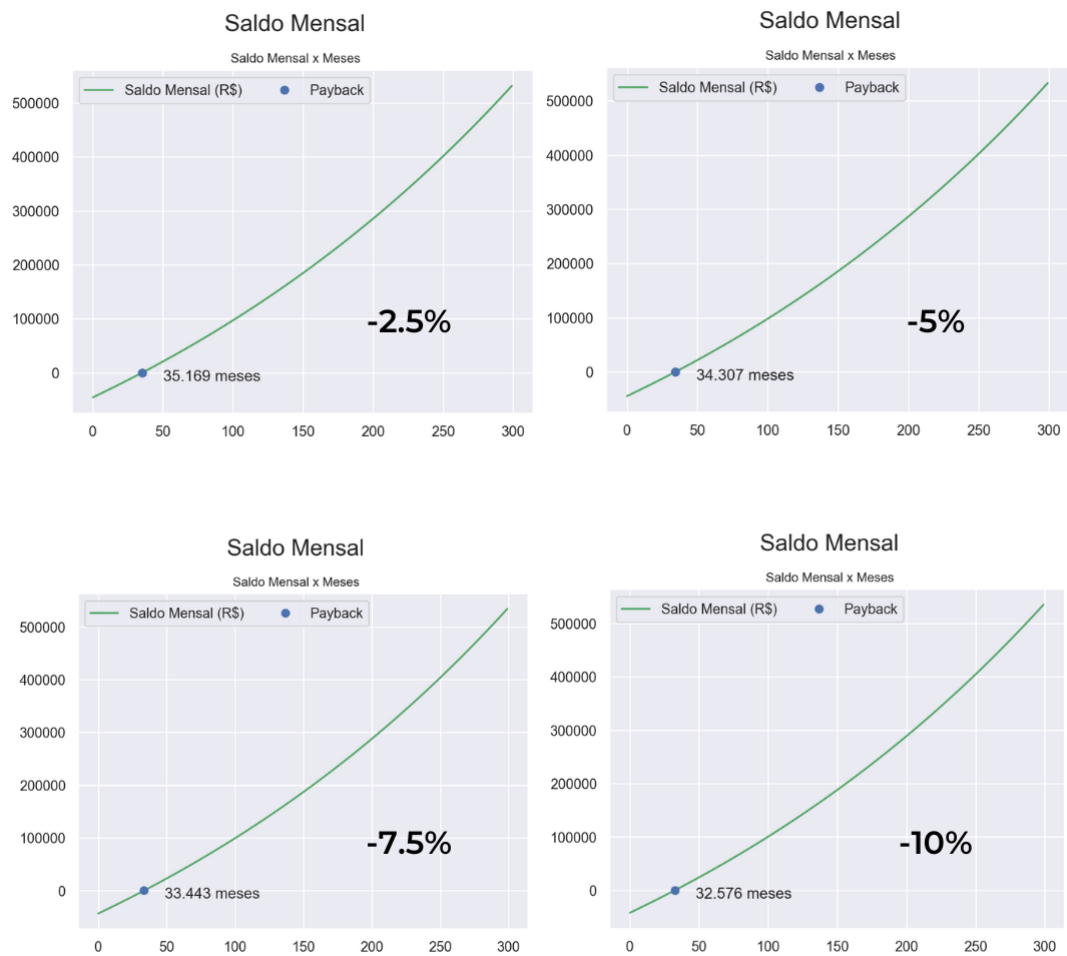
Para o caso de variação negativa do custo efetivo do sistema, variou-se o mesmo de $-2,5\%$ até -10% , representando uma eventual queda nos preços do sistema fotovoltaico, logo nos resultados abaixo.

Tabela 6 – Análise de sensibilidade - Custo do sistema (Var. negativa)

	Var. no custo	Custo efetivo	Payback	Var. no Payback
Cenário base	0%	R\$ 47.000,00	36,029	0%
Cenário 1	-2,5%	R\$ 45.825,00	35,169	-2,38%
Cenário 2	-5%	R\$ 44.650,00	34.307	-4,78%
Cenário 3	-7,5%	R\$ 43.475,00	33,443	-7,17%
Cenário 4	-10%	R\$ 42.300,00	32,576	-9,58%

Fonte: Autoria própria (2022)

Figura 24 – Payback para as condições de variação negativa no custo.



Fonte: Autoria própria (2022)

5.3.2 Sensibilidade em relação à taxa efetiva de financiamento

A fim de obter o impacto de eventuais alterações nas taxas de juros praticadas nas linhas de crédito, impactadas por fatores externos, como alteração na taxa Selic ou alteração no *spread* bancário. Manteve-se o período de 60 meses de acordo com os seguintes cenários.

5.3.2.1 Variação positiva na taxa efetiva de financiamento

A fim de representar possíveis elevações na taxa efetiva de financiamento, de modo similar aos últimos meses (BANCO CENTRAL, 2022), variou-se essa taxa considerando acréscimo de 2,5% até 10%, obtendo-se os resultados a seguir.

Tabela 7 – Variação positiva na taxa efetiva de financiamento

Var. positiva	Taxa ef. de finan.	Parcela
26,28% + 2.5%	28,78%	R\$ 1.482,72
26,28% + 5%	31,28%	R\$ 1.555,43
26,28% + 7.5%	33,78%	R\$ 1.629,72
26,28% + 10%	36,28%	R\$ 1.705,53

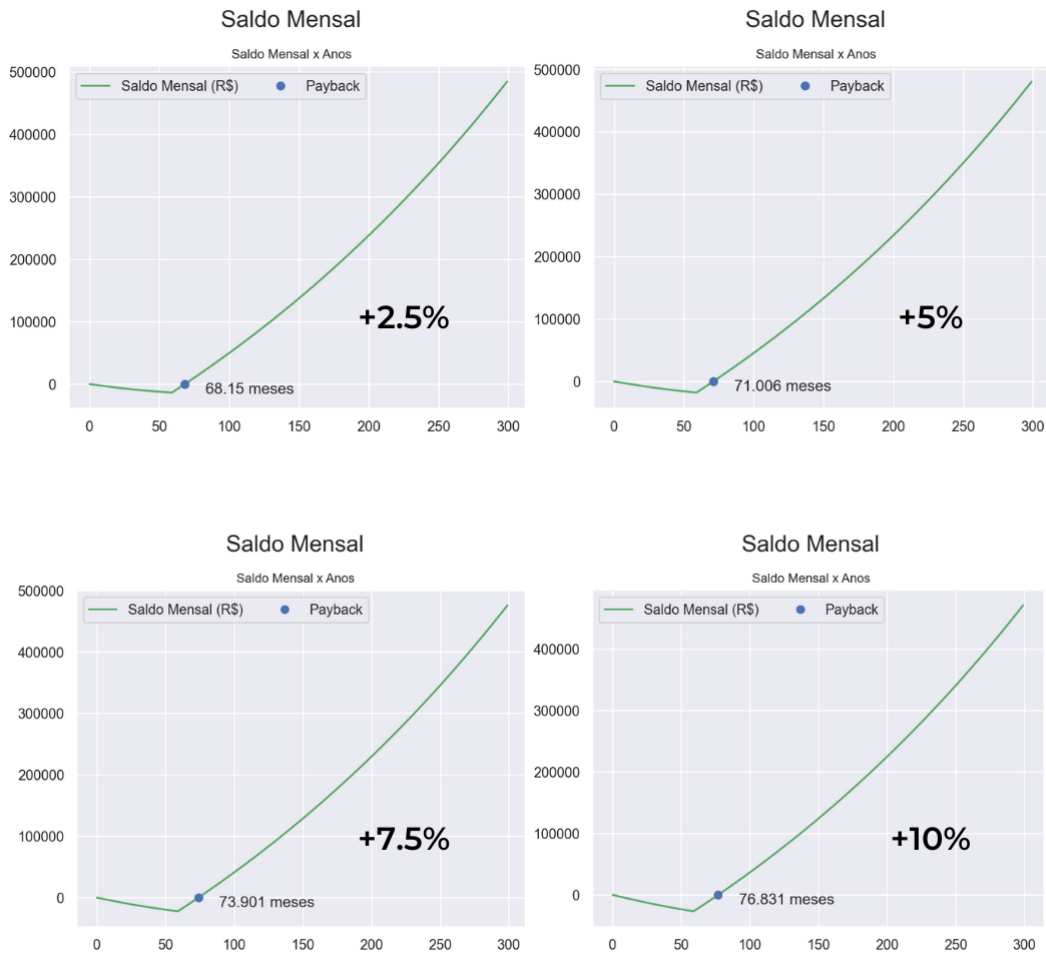
Fonte: Autoria própria (2022)

Tabela 8 – Análise de sensibilidade - Taxa efetiva de financiamento (Var. positiva)

	Taxa ef. de finan.	Parcela	Payback	Var. no Payback
Cenário base	26.28%	R\$ 1.415,00	65,470	0%
Cenário 1	28,78%	R\$ 1.482,72	68,150	4,09%
Cenário 2	31,28%	R\$ 1.555,43	71,006	8,55%
Cenário 3	33,78%	R\$ 1.629,72	73,901	12,87%
Cenário 4	36,28%	R\$ 1.705,53	76,831	17,35%

Fonte: Autoria própria (2022)

Figura 25 – Payback para as condições de variação positiva na taxa efetiva de financiamento.



Fonte: Autoria própria (2022)

5.3.2.2 Varição negativa na taxa efetiva de financiamento

A variação negativa na taxa efetiva de financiamento representa eventuais reduções nas taxas das linhas de crédito destinadas à energia solar.

Tabela 9 – Variação negativa na taxa efetiva de financiamento

Var. negativa	Taxa ef. de finan.	Parcela
26,28% - 2.5%	23,78%	R\$ 1.345,55
26,28% - 5%	21,28%	R\$ 1.277,86
26,28% - 7.5%	18,78%	R\$ 1.211,98
26,28% - 10%	16,28%	R\$ 1.150,96

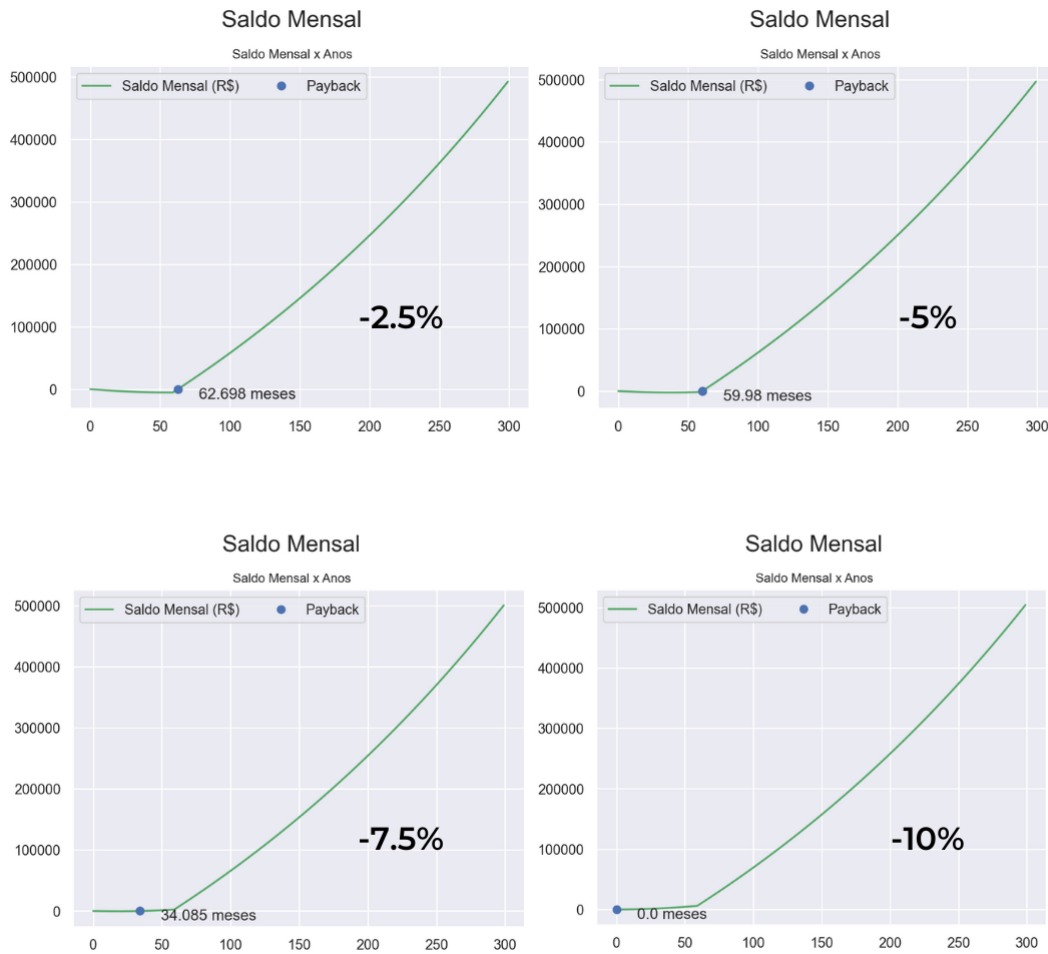
Fonte: Aatoria própria (2022)

Tabela 10 – Análise de sensibilidade - Taxa efetiva de financiamento (Var. negativa)

	Taxa ef. de finan.	Parcela	Payback	Var. no Payback
Cenário base	26.28%	R\$ 1.415,00	65,470	0%
Cenário 1	23,78%	R\$ 1.345,55	62,698	-4,23%
Cenário 2	21,28%	R\$ 1.277,86	59,980	-8,38%
Cenário 3	18,78%	R\$ 1.211,98	34,085	-47,94%
Cenário 4	16,28%	R\$ 1.150,96	0,000	-100%

Fonte: Aatoria própria (2022)

Figura 26 – Payback para as condições de variação positiva na taxa efetiva de financiamento.



Fonte: Autoria própria (2022)

Evidencia-se na Tabela 10 o Cenário 4, onde o tempo de *payback* é de 0 meses ao se considerar a taxa efetiva de financiamento no patamar 16,28% ao ano, considerando as condições atuais, uma vez que a parcela do financiamento somada com a tarifa de consumo mínima é menor do que o valor gerado pela compensação dos créditos, de modo que o sistema gere caixa positivo desde o primeiro mês, portanto, com *payback* instantâneo.

5.4 RESULTADOS - CENÁRIO PÓS LEI 14.300

Como já mencionado na Seção 2.6, com a nova Lei 14.300 de 2022, houve alterações de vários pontos que até então, não possuíam respaldo legal, de modo que as distribuidoras de energia agiam de modo próprio, causando diversas divergências de diretrizes entre os diversos agentes desse mercado.

O principal ponto concernente às análises econômicas presente nesse trabalho, é a cobrança parcial e escalonada da TUSD Fio B, ausente até então, que será aumentada proporcionalmente de 2023 até 2029, como apresentado na Seção 2.6.1.

Essa cobrança inevitavelmente afeta o tempo de *payback* dos investimentos em energia solar realizados a partir de 2023, como será mostrado a seguir.

A concessionária escolhida novamente foi a Copel, que atualmente possui TUSD Fio B equivalente a 25,17%, valor que pode ser confirmado ao analisar as tarifas vigentes aprovadas pela companhia, como mostra o *site* da Aneel (ANEEL, 2022).

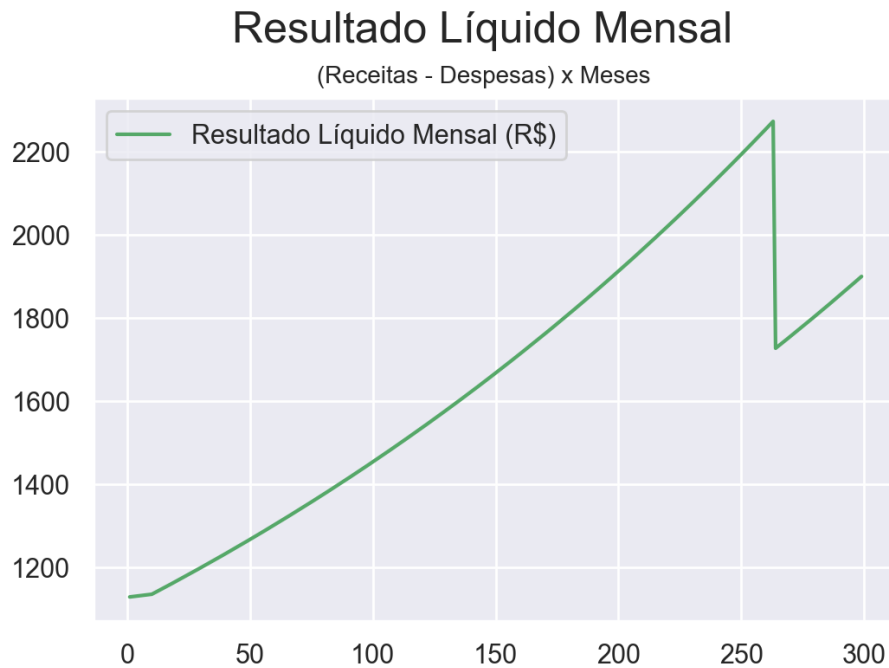
A escolha da tarifa de 25,17% se repetiu para todos os cenários, até 2029, uma vez que esse valor, como mostra (INSTITUTO ACENDE BRASIL, 2020), é ajustado de forma muito similar ao IPCA, que já está sendo levado em conta de forma geral na simulação.

Em todos os cenários relativos ao impacto da Lei 14.300, foi considerada a modalidade de pagamento à vista.

5.4.1 Cenário de investimento realizado em 2023

Para sistemas instalados e homologados em 2023, a cobrança vigente será de 15% do total da TUSD Fio B até 2045, quando será exercido 100% de tarifação sobre a TUSD Fio B, logrando nos resultados apresentados na Figura 27 e Figura 28.

Figura 27 – Resultado líquido mensal - investimento em 2023.



Fonte: Autoria própria (2022)

Como esperado, em 2045, o resultado líquido mensal sofre uma queda significativa, pois é o ano em que, segundo a Lei 14.300, haverá cobrança total sobre a TUSD Fio B. Esse comportamento da curva, embora em diferentes escalas, se repetirá nos anos subsequentes, para os clientes que realizarem a instalação até 2029.

Figura 28 – Saldo líquido mensal - investimento em 2023.



Fonte: Autoria própria (2022)

Apesar dos impactos da Lei 14.300, é possível observar que o investimento ainda é viável, se modo que o *payback* se alongou em apenas 4 meses quando comparado com o cenário pré Lei 14.300. As informações da tabela a seguir também mostram a viabilidade do projeto fotovoltaico como investimento.

Tabela 11 – Resultados financeiros - Investimento em 2023

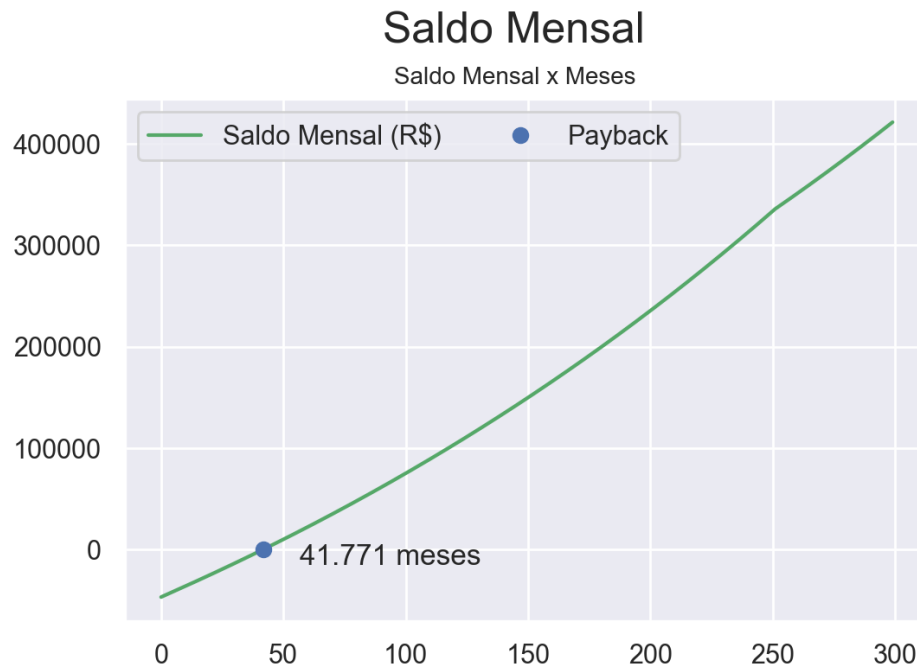
Valor Presente Líquido (VPL)	R\$ 213.021,56
Taxa Mínima de Atratividade (TMA)	7%
Taxa Interna de Retorno (TIR)	21,69%
Retorno sobre o Investimento (ROI)	3,532x

Fonte: Autoria própria (2022)

5.4.2 Cenário de investimento realizado em 2024

Os sistemas instalados e homologados em 2024, a cobrança vigente será de 30% do total da TUSD Fio B.

Figura 29 – Saldo líquido mensal - investimento em 2024.



Fonte: Autoria própria (2022)

Tabela 12 – Resultados financeiros - Investimento em 2024

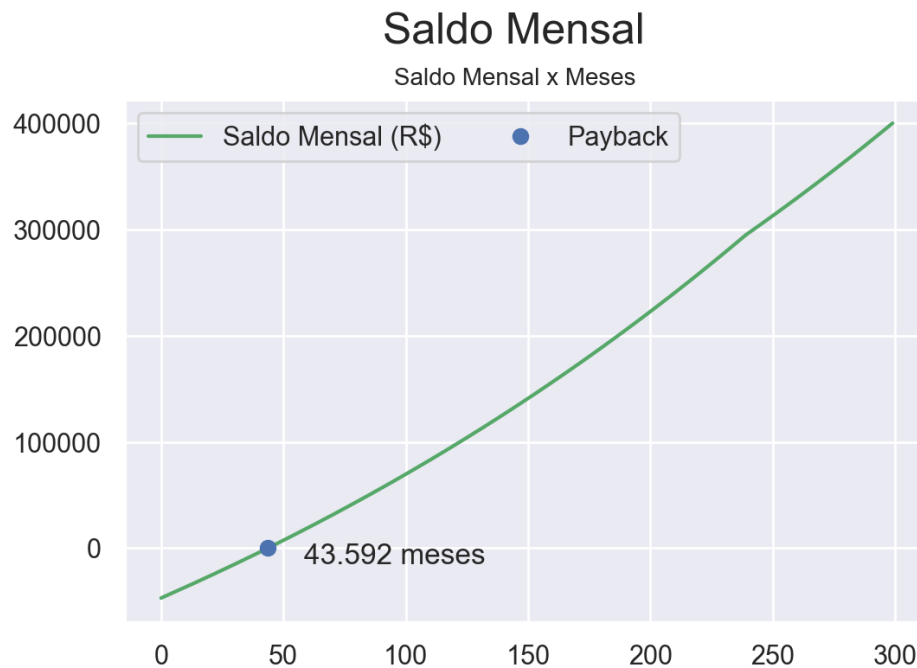
Valor Presente Líquido (VPL)	R\$ 203.320,95
Taxa Mínima de Atratividade (TMA)	7%
Taxa Interna de Retorno (TIR)	19,82%
Retorno sobre o Investimento (ROI)	3,325x

Fonte: Autoria própria (2022)

5.4.3 Cenário de investimento realizado em 2025

Para 2025, a cobrança vigente será de 45% do total da TUSD Fio B.

Figura 30 – Saldo líquido mensal - investimento em 2025.



Fonte: Autoria própria (2022)

Tabela 13 – Resultados financeiros - Investimento em 2025

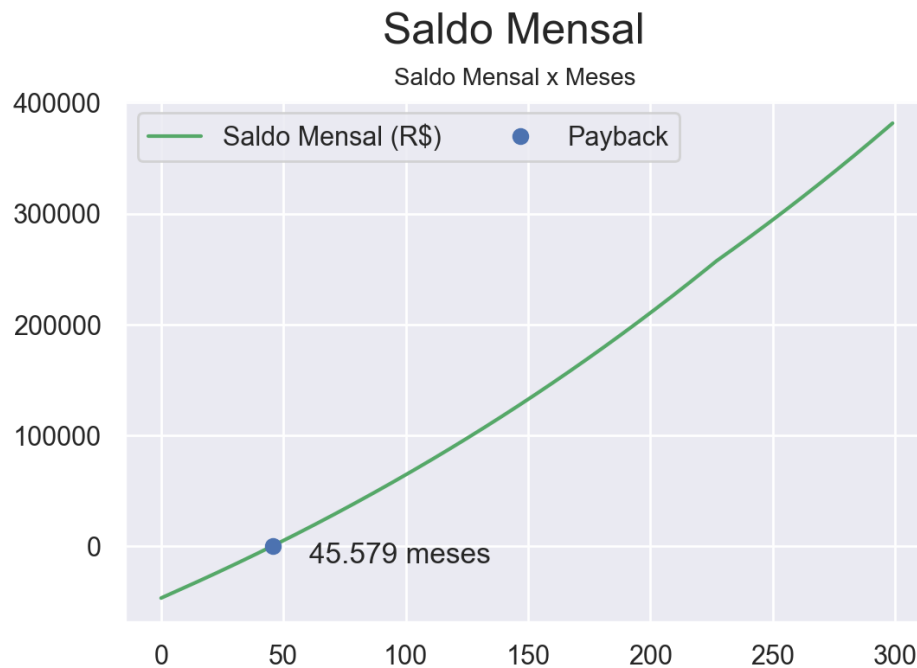
Valor Presente Líquido (VPL)	R\$ 194.101,39
Taxa Mínima de Atratividade (TMA)	7%
Taxa Interna de Retorno (TIR)	19,23%
Retorno sobre o Investimento (ROI)	3,129x

Fonte: Autoria própria (2022)

5.4.4 Cenário de investimento realizado em 2026

Já em 2026, a cobrança tributária vigente será de 60% do total da TUSD Fio B.

Figura 31 – Saldo líquido mensal - investimento em 2026.



Fonte: Autoria própria (2022)

Tabela 14 – Resultados financeiros - Investimento em 2026

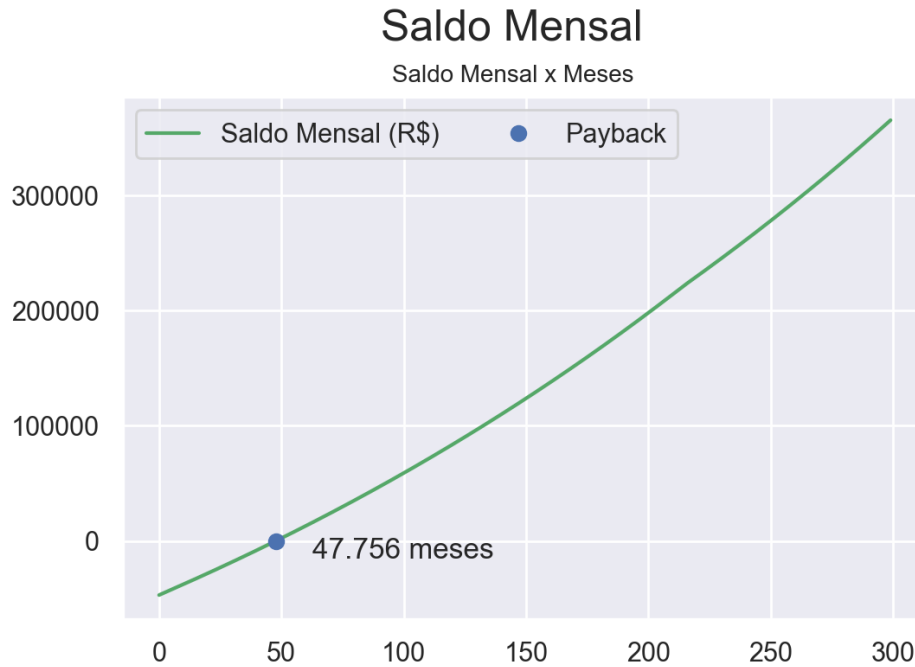
Valor Presente Líquido (VPL)	R\$ 185.390,59
Taxa Mínima de Atratividade (TMA)	7%
Taxa Interna de Retorno (TIR)	18,77%
Retorno sobre o Investimento (ROI)	2,944x

Fonte: Autoria própria (2022)

5.4.5 Cenário de investimento realizado em 2027

Em 2027, a cobrança tributária vigente será de 75% do total da TUSD Fio B.

Figura 32 – Saldo líquido mensal - investimento em 2027.



Fonte: Autoria própria (2022)

Tabela 15 – Resultados financeiros - Investimento em 2027

Valor Presente Líquido (VPL)	R\$ 177.217,55
Taxa Mínima de Atratividade (TMA)	7%
Taxa Interna de Retorno (TIR)	18,47%
Retorno sobre o Investimento (ROI)	2,771x

Fonte: Autoria própria (2022)

5.4.6 Cenário de investimento realizado em 2028

Para 2028, a cobrança tributária vigente será de 90% do total da TUSD Fio B.

Figura 33 – Saldo líquido mensal - investimento em 2028.



Fonte: Autoria própria (2022)

Tabela 16 – Resultados financeiros - Investimento em 2028

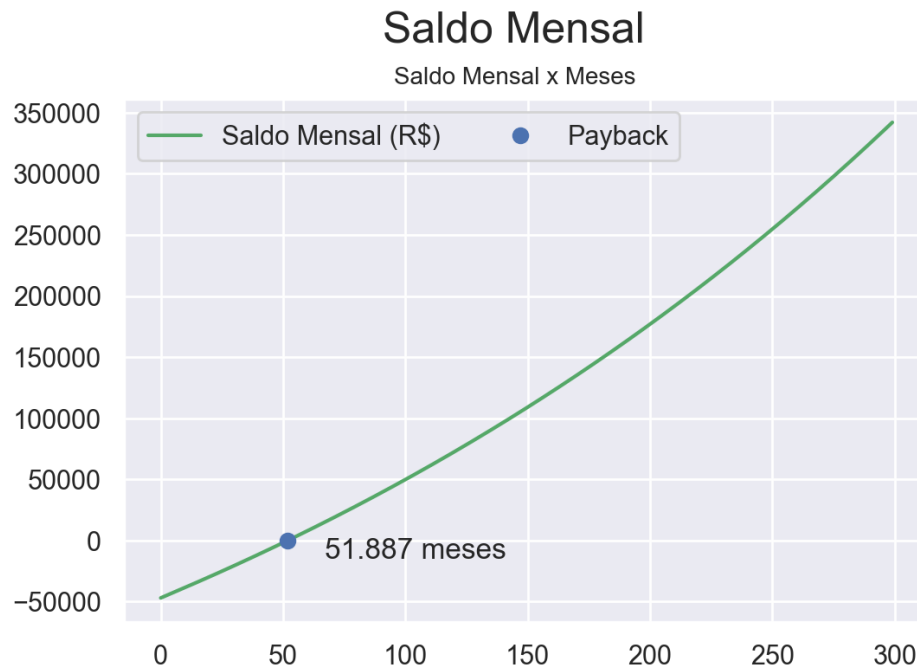
Valor Presente Líquido (VPL)	R\$ 169.617,99
Taxa Mínima de Atratividade (TMA)	7%
Taxa Interna de Retorno (TIR)	18,09%
Retorno sobre o Investimento (ROI)	2,609x

Fonte: Autoria própria (2022)

5.4.7 Cenário de investimento realizado a partir 2029

De 2029 em diante, as condições vigentes serão as estabelecidas pela Lei 14.300, portanto todas as novas instalações fotovoltaicas estarão sujeitas à cobrança total da tributação da TUSD Fio B.

Figura 34 – Saldo líquido mensal - investimento em 2029.



Fonte: Autoria própria (2022)

Tabela 17 – Resultados financeiros - Investimento em 2029

Valor Presente Líquido (VPL)	R\$ 164.874,85
Taxa Mínima de Atratividade (TMA)	7%
Taxa Interna de Retorno (TIR)	17,39%
Retorno sobre o Investimento (ROI)	2,508x

Fonte: Autoria própria (2022)

5.4.8 Síntese dos Resultados

5.4.8.1 Análises de sensibilidade

Por meio das análises de sensibilidade das variáveis custo do sistema e taxa efetiva de financiamento, foi possível observar o impacto da variação dessas variáveis no retorno financeiro do sistema, logrando ao resultado de que a variável da taxa efetiva de financiamento teve mais importância no tempo de retorno do investimento, tanto na variação positiva quanto na variação negativa da mesma.

5.4.8.2 Lei 14.300

A Tabela 18 demonstra a síntese dos resultados das simulações dos cenários pós-Lei 14.300, para o sistema enquadrado na modalidade de pagamento à vista.

Tabela 18 – Resultados financeiros x Ano de instalação do sistema

	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029+
VPL	244.116	213.022	203.321	194.101	185.391	177.218	169.618	164.875
TIR	23,11%	20,69%	19,82%	19,23%	18,77%	18,37%	18,09%	17,89%
ROI	4,19x	3,53x	3,32x	3,13x	2,94x	2,77x	2,61x	2,51x
Payback	36,03	40,1	41,77	43,59	45,58	47,76	50,15	51,89

Fonte: Autoria própria (2022)

A título de comparação, podemos ver na Tabela 19 novamente os resultados financeiros para um sistema financiado em 2022.

Tabela 19 – Resultados financeiros - Pagamento financiado

VPL	R\$ 168.612,03
TIR	14,32%
ROI	2,576x

Fonte: Autoria própria (2022)

5.4.8.3 Comparação com os *benchmarks*

Com os resultados obtidos na Seção 4.3.8, se faz possível a análise comparativa com os *benchmarks*, sendo eles o Índice Bovespa (IBOV) e o CDI.

É necessário mencionar que, devido às incertezas das projeções das taxas de juros para longo prazo, isto é, de 25 anos como é o caso da presente análise, as simulações do retorno desses *benchmarks* foram elaboradas em retrospectiva, utilizando a técnica conhecida como *back-testing* (NI, 2005), de modo que analisou-se os dados históricos desde 01/01/1998.

Outro ponto importante é, jargão bem conhecido no mercado financeiro, que diz "rentabilidade passada não é garantia de rentabilidade futura", em outras palavras, o futuro não necessariamente irá se parecer com o passado, portanto objetivo do *back-testing* é obter um panorama das possibilidades futuras com base no que já ocorreu no passado.

5.4.8.3.1 Retorno IBOV em dólares

De modo a obter o retorno real do investimento em ações do Índice Bovespa, utiliza-se o índice dolarizado, onde a cotação do índice é corrigida de acordo com o câmbio, obtendo-se o valor intrínseco do ativo, já descontada a influência do câmbio sobre a cotação, anulando por consequência o efeito da inflação ao se comparar com a moeda global em vigor, dispensando a necessidade de correção do retorno pela inflação.

Figura 35 – IBOV.USD - Série histórica do IBOV em dólares



Fonte: TradingView (2022)

Como mostrado na Figura 35, no dia 01 de janeiro de 1998, o IBOV.USD estava cotado em 9137.02 pontos, e atualmente (novembro de 2022) o mesmo está cotado em 20506.44 pontos, de modo que é possível obter os seguintes resultados mostrados na Tabela 15.

Tabela 20 – Resultados financeiros - Investimento em IBOV.USD

Investimento	R\$ 47 mil
VPL	R\$ 105.483,26
ROI	1,244x

Fonte: A autoria própria (2022)

5.4.8.3.2 Retorno CDI

O período de análise do retorno financeiro do CDI foi o mesmo do *back-testing* realizado para o IBOV.USD, portanto, de 01 de janeiro de 1998 até novembro de 2022.

A taxa considerada foi de 95% do CDI, que é a taxa efetiva de diversos títulos de renda fixa disponíveis no mercado.

Tabela 21 – Resultados financeiros - Investimento no CDI (sem correção pelo IPCA)

Investimento	R\$ 47 mil
VPL	R\$ 855.804,80

Fonte: A autoria própria (2022)

Para que seja possível realizar a análise do retorno do CDI, se faz necessário corrigir o Valor Presente Líquido pela inflação (IPCA), de modo que após a correção, obtém-se os resultados a seguir.

Tabela 22 – Resultados financeiros - Investimento no CDI (Corrigido pelo IPCA)

Investimento	R\$ 47 mil
VPL	R\$ 191.574,78
ROI	3,076x

Fonte: A autoria própria (2022)

Portanto, como pode-se observar, o investimento em energia solar ao ter seu retorno comparado com os *benchmarks* se mostrou totalmente viável economicamente, uma vez que possui riscos baixíssimos quando comparado ao investimento em ações, e considerando que o cenário futuro de taxas de juros não serão favoráveis para o investimento em renda fixa como foram no período de *back-testing*, a atratividade do investimento em energia solar ganha ainda mais relevância.

6 CONCLUSÃO

Diante dos resultados obtidos pelo presente trabalho, foi possível validar a viabilidade do investimento em energia solar, mesmo ao se considerar o cenário regulatório pós-Lei 14.300, que é de certa forma desfavorável para o setor, uma vez que, como demonstrado impacta negativamente o retorno dos investimentos em energia solar. Mas, ainda assim o presente trabalho foi capaz de demonstrar por meio das análises realizadas, a viabilidade e atratividade do investimento em energia solar, que se mostrou economicamente viável e rentável.

Também foi possível estimar os impactos da variação do custo do sistema e da taxa efetiva de financiamento, por meio de análises de sensibilidade, obtendo-se valores que podem ser usados como parâmetros de referência para projeções de retorno financeiro para sistemas fotovoltaicos.

As análises realizadas neste trabalho servem de balizadoras na tomada de decisão do investidor, que muitas vezes deseja saber de forma comparativa o retorno do investimento em energia solar, já considerando o cenário regulatório pós-Lei 14.300.

Com a Lei 14.300, apesar do impacto negativo no retorno do investimento devido a nova regra de tarifação, o investidor ganhou mais previsibilidade e amparo legal, trazendo mais segurança jurídica e fiscal para o setor, que deve crescer cada vez mais devido a todos os fatores já demonstrados, e principalmente, à atratividade econômica do investimento.

REFERÊNCIAS

- ABSOLAR. **Geração de energia solar tem crescimento recorde**. 2022. [Online; Acesso em 01/08/2022]. Disponível em: <https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/>.
- AL-EZZI, A. S. Photovoltaic solar cells: A review. **ASI**, 2022.
- ALMEIDA, F. Energia solar: um estudo sobre a viabilidade econômica de instalação do sistema fotovoltaico em uma residência em ipatinga-mg. **XIII SEGeT**, 2018.
- ANEEL. **Dados Abertos - Aneel**. 2022. [Online; Acesso em 11/10/2022]. Disponível em: <https://dadosabertos.aneel.gov.br/>.
- ATLAS SOLAR. **Atlas Solar**. 2022. [Online; Acesso em 10/11/2022]. Disponível em: <https://atlassolarparana.com/>.
- BANCO CENTRAL. **Spread médio das operações de crédito**. 2022. [Online; Acesso em 11/11/2022]. Disponível em: <https://dadosabertos.bcb.gov.br/dataset/20783-spread-medio-das-operacoes-de-credito---total>.
- BRASIL. **Lei Nº 14.300 (2022)**. 2022. [Online; Acesso em 24/10/2022]. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2022/lei/l14300.htm.
- BV FINANCEIRA. **Meu Financiamento Solar**. 2022. [Online; Acesso em 09/11/2022]. Disponível em: <https://meufinanciamentosolar.com.br>.
- COPEL. **Tarifas aplicadas ao grupo B**. 2022. [Online; Acesso em 08/11/2022]. Disponível em: <https://www.copel.com/site/copel-distribuicao/tarifas-de-energia-eletrica/>.
- CRESESB. Manual do engenheiro para sistemas fotovoltaicos. **Centro de referências para energia solar e eólica Sérgio de Salvo Brito.**, 1999.
- CURSO SOLAR USP. **Cálculo da Potência Fotovoltaica Instalada e Número de módulos**. 2021. [Online; Acesso em 25/11/2021]. Disponível em: https://www.youtube.com/watch?v=THtHoxhqW7M&ab_channel=CursoSolarUSP.
- DANTAS, S. G. Viabilidade econômica de sistemas fotovoltaicos no brasil e possíveis efeitos no setor elétrico. **IPEA**, 2018.
- DINIZ, J. Metodologia para análise de investimento em sistemas fotovoltaicos considerando parâmetros de incerteza e métricas de risco. **UFMG**, 2017.
- ESCHENBACH, T. G. Spiderplots versus tornado diagrams for sensitivity analysis. **Interfaces**, 1992.
- FAEDO, A. Viabilidade de um sistema de energia fotovoltaica residencial ligado a rede. **UFPR**, 2014.
- GOZGOR, G. Energy consumption and economic growth: New evidence from the oecd countries. **JEL**, 2018.
- GREENER. Estudo estratégico - mercado fotovoltaico de geração distribuída. **Greener**, 2022.
- HIRSCHFELD, H. Engenharia economica e análise de custos: aplicaçoes praticas para economistas, engenheiros, analistas de investimentos e administradores. **Atlas**, 1992.

- IDR-PARANÁ. **Renova PR**. 2022. [Online; Acesso em 07/04/2022]. Disponível em: <https://www.idrparana.pr.gov.br/Noticia/Em-dois-meses-de-abertura-Programa-RenovaPR-chega-ao-projeto-numero-1000>.
- IEA. **The global energy crisis: World Energy Outlook 2022**. 2022. [Online; Acesso em 12/11/2022]. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2022/the-global-energy-crisis>.
- INSTITUTO ACENDE BRASIL. **White paper**. 2020. [Online; Acesso em 28/10/2022]. Disponível em: https://acendebrasil.com.br/wp-content/uploads/2020/04/WP22_WEB.pdf/.
- IPEA. **Projeção de inflação - Visão Geral da Conjuntura**. 2022. [Online; Acesso em 19/10/2022]. Disponível em: <https://www.ipea.gov.br/cartadeconjuntura/index.php/tag/projecao-de-inflacao/>.
- JORDAN, D. C. Photovoltaic degradation rates — an analytical review. **NREL**, 2020.
- KABIR, E. Solar energy: Potential and future prospects. **Elsevier**, 2018.
- LUO, W. Potential-induced degradation in photovoltaic modules: a critical review. **Royal Society of Chemistry**, 2016.
- MAESTRI, C. O. N. M. Geração distribuída e sua compensação na tarifa de energia. **Congresso Anpcont**, 2020.
- MENEZES, M. P. Impactos da lei 14.300 na viabilidade de usinas de micro e minigeração fotovoltaica: estudo de caso no ceará. **Trabalho de Conclusão de Curso**, 2022.
- NI, J. An efficient implementation of the backtesting of trading strategies. **Parallel and Distributed Processing and Applications**, 2005.
- NREL, N. R. E. L. Best research-cell efficiency chart. **NREL**, 2020.
- PEREIRA, L. Energia solar fotovoltaica visando sustentabilidade. **2017 Brazilian Technology Symposium**, 2017.
- PORTAL SOLAR. **Dados do mercado de energia solar no Brasil**. 2021. [Online; Acesso em 12/09/2022]. Disponível em: <https://www.portalsolar.com.br/mercado-de-energia-solar-no-brasil.html>.
- SILVA, E. M. da. Comportamento dos indicadores econômico-financeiros: Em uma cooperativa de crédito no período de 2006 a 2010. **Novas Edições Acadêmicas**, 2015.
- SOLANGI, K. *et al.* Present solar energy potential and strategies in china. *In: . [S.l.: s.n.]*, 2011.
- SZABÓ, L. The history of using solar energy. *In: 2017 International Conference on Modern Power Systems (MPS)*. [S.l.: s.n.], 2017. p. 1–8.
- VAQUEIRO-CONTRERAS, M. Identification of the mechanism responsible for the boron oxygen light induced degradation in silicon photovoltaic cells. **Journal of Applied Physics**, 2019.

APÊNDICE A – Códigos em Python


```
1 # %%
2 import pandas as pd
3 import matplotlib.pyplot as plt
4 import numpy as np
5 from math import radians
6 import numpy_financial as npf
7 import matplotlib as mpl
8 import matplotlib.pyplot as plt
9 import seaborn as sns
10 mpl.rcParams['figure.dpi'] = 200
11 sns.set()
12
13 # %%
14 def calc_ger(ger_mensal_0, dec_ger_mes1, dec_ger_mensal, meses):
15     #cálculo da geração no período
16     ger_mensal = np.zeros(meses)
17
18     for mes in range(0, 11):
19         if mes == 0:
20             ger_mensal[mes] = ger_mensal_0
21         else:
22             ger_mensal[mes] = ger_mensal[mes-1]*(1 - dec_ger_mes1)
23
24     for mes in range(11, meses):
25         ger_mensal[mes] = ger_mensal[mes-1]*(1 - dec_ger_mensal)
26
27     return ger_mensal
28
29 def calc_tar(tar_mes_0, inf_tar_mensal, meses):
30     #cálculo da tarifa no período
31     tar_mensal = np.zeros(meses)
32     tar_mensal[0] = tar_mes_0
33     for mes in range(1, meses):
34         tar_mensal[mes] = round(tar_mensal[mes-1]*(1 + inf_tar_mensal), 4)
```

```

35
36     return tar_mensal
37
38 def calc_res_liq(invest, tarifa, consumo_minimo, geracao, f_comp, meses_tusd
, tusdfiob, despesa=0, financiamento=0, meses_finan=0):
39     #cálculo do resultado líquido no período
40     receita_mensal = np.zeros(len(tarifa))
41     despesa_mensal = np.zeros(len(tarifa))
42     res_liq_mensal = np.zeros(len(tarifa))
43     res_liq_mensal[0] = - (invest + financiamento)
44     for mes in range(1, len(tarifa)):
45         if mes < meses_tusd:
46             receita_mensal[mes] = tarifa[mes]*geracao[mes]*(100-f_comp)/100
47             despesa_mensal[mes] = (receita_mensal[mes]*despesa +
financiamento + consumo_minimo*tarifa[mes])
48         else:
49             receita_mensal[mes] = tarifa[mes]*geracao[mes]*(100-tusdfiob)
/100
50             despesa_mensal[mes] = receita_mensal[mes]*despesa +
consumo_minimo*tarifa[mes]
51             res_liq_mensal[mes] = round(receita_mensal[mes] - despesa_mensal[mes
], 2)
52
53     return res_liq_mensal
54
55 def calc_saldo(invest, res_liq):
56     #cálculo do saldo no período
57     saldo = np.zeros(len(res_liq))
58     saldo[0] = -invest
59     for mes in range(1, len(res_liq)):
60         saldo[mes] = round(saldo[mes - 1] + res_liq[mes], 2)
61
62     return saldo
63

```

```
64 def calc_vp(res_liq, tma):
65     #cálculo do valor presente
66     vp = np.zeros(len(res_liq))
67     for mes in range(0, len(res_liq)):
68         vp[mes] = res_liq[mes]/((1+tma)**mes)
69
70     return vp
71
72 def calc_dcf(vp):
73     #cálculo do fluxo de caixa descontado
74     dcf = np.zeros(len(vp))
75     dcf[0] = vp[0]
76     for mes in range(1, len(vp)):
77         dcf[mes] = dcf[mes - 1] + vp[mes]
78
79     return dcf
80
81 def calc_vpl(tma, res_liq):
82     #cálculo do valor presente líquido
83     vpl = npf.npv(tma, res_liq[1:])
84
85     return vpl
86
87 def calc_tir(dcf):
88     #cálculo da taxa interna de retorno
89     tir = npf.irr(dcf)
90
91     return tir
92
93
94 # %%
95 invest = 47000                #investimento inicial
96 meses = 12*25                #período de análise
```

```

97 valor_mensal_finan = 0          #considerar tabela price (0 em caso de sistema
    não financiado)
98 meses_finan = 0                #período do financiamento (0 em caso de
    sistema não financiado)
99 tma = 0.07/12                  #considerar expectativa da selic no periodo
    por mes
100 ger_mensal_0 = 18000/12       #geração mes 0
101 tar_mes_0 = 0.84              #tarifa mes 0
102 inf_tar = 0.04/12            #inflação tarifária mes 0
103 dec_ger_mes1 = 0.03/12       #decaimento da geração mes 1
104 dec_ger_mensal = 0.0065/12   #decaimento anual da geração
105 consumo_minimo = 100         #consumo mínimo kWh/mês
106 tusdfiob = 25.17
107 f_comp = 1*(tusdfiob)
108 meses_tusd = (2045-2029)*12
109
110 # %%
111 ger = calc_ger(ger_mensal_0=ger_mensal_0, dec_ger_mes1=dec_ger_mes1,
    dec_ger_mensal=dec_ger_mensal, meses=meses)
112 tar = calc_tar(tar_mes_0=tar_mes_0, inf_tar_mensal=inf_tar, meses=meses)
113 res_liq = calc_res_liq(invest=invest, tarifa=tar, consumo_minimo=
    consumo_minimo, meses_tusd=meses_tusd, geracao=ger, despesa=0,
    financiamento=valor_mensal_finan, meses_finan=meses_finan, f_comp=f_comp,
    tusdfiob=tusdfiob)
114 saldo_mensal = calc_saldo(invest=invest, res_liq=res_liq)
115 vp = calc_vp(res_liq=res_liq, tma=tma)
116 dcf = calc_dcf(vp=vp)
117 vpl = calc_vpl(tma=tma, res_liq=res_liq)
118 tir = calc_tir(dcf=dcf)
119 payback = np.interp(0, saldo_mensal, [n for n in range(0,12*25)])
120
121 # %%
122 plt.plot(ger, label="Geração Mensal (kWh)", color='r')
123 plt.suptitle("Decaimento Mensal de Geração", y=1.005, fontsize=18)

```

```

124 plt.title("Geração mensal x Meses em utilização", fontsize=10)
125 plt.legend(ncol=2, loc='upper right');
126
127
128 # %%
129 plt.plot(tar, label="Tarifa de Energia (R$)", color='r')
130 plt.suptitle("Evolução da Tarifa de Energia", y=1.005, fontsize=18)
131 plt.title("Tarifa de energia x Meses", fontsize=10, x=0.485)
132 plt.legend(ncol=2, loc='upper left');
133
134 # %%
135 plt.plot([n for n in range(1,12*25)], res_liq[1:], label="Resultado Líquido
           Mensal (R$)", color='g')
136 plt.suptitle("Resultado Líquido Mensal", y=1.005, fontsize=18)
137 plt.title("(Receitas - Despesas) x Meses", fontsize=10, x=0.485)
138 plt.legend(ncol=2, loc='upper left');
139
140 # %%
141 plt.plot([n for n in range(0,12*25)], saldo_mensal, label="Saldo Mensal (R$)"
           , color='g')
142 plt.plot(payback, 0, 'bo', label="Payback")
143 plt.annotate(f"{round(payback,3)} meses", ((payback+15), -15000))
144 plt.suptitle("Saldo Mensal", y=1.005, fontsize=18)
145 plt.title("Saldo Mensal x Meses", fontsize=10, x=0.485)
146 plt.legend(ncol=2, loc='upper left')
147
148
149 # %%
150 plt.plot(dcf, label="FDC (R$)", color='b')
151 plt.suptitle("Fluxo de Caixa Descontado", y=1.005, fontsize=18)
152 plt.title("FCD x Meses", fontsize=10, x=0.485)
153 plt.legend(ncol=2, loc='upper left')
154 print(vpl)
155

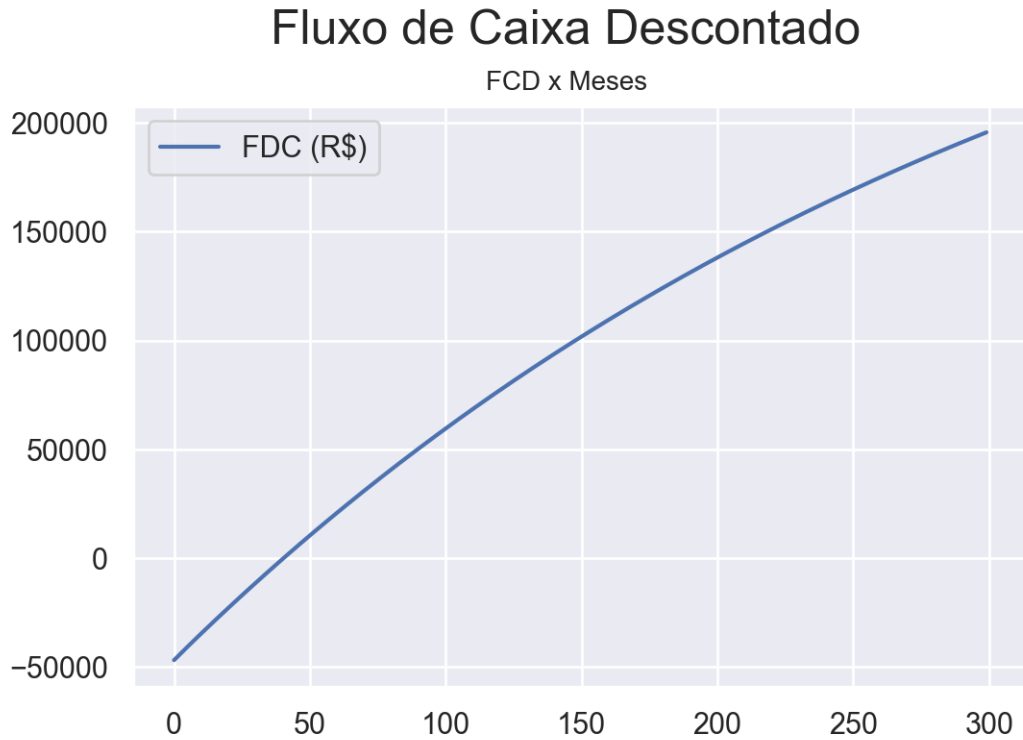
```

```
156 # %%  
157 print(vpl)
```

Fonte: Autoria própria (2022)

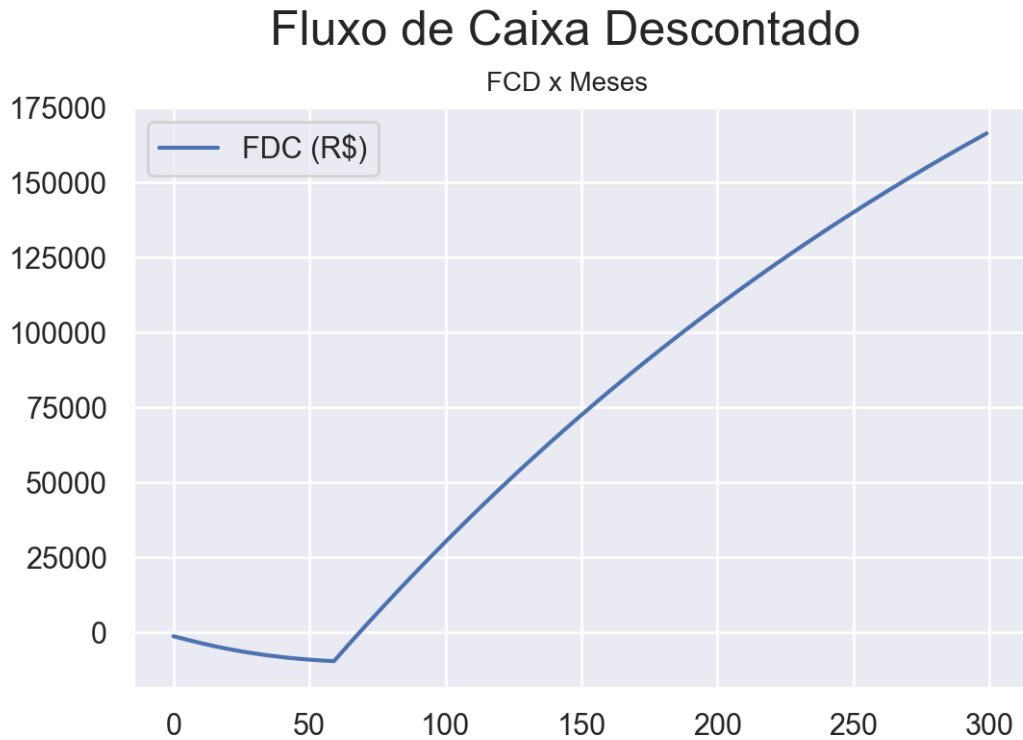
APÊNDICE B – Fluxo de Caixa Descontado

Figura 36 – Fluxo de caixa descontado - Sistema à vista



Fonte: Autoria própria (2022)

Figura 37 – Fluxo de caixa descontado - Sistema financiado



Fonte: Autoria própria (2022)